

RELATÓRIO DE PREMISSAS
CEB DISTRIBUIÇÃO S.A.
Data Base: Dezembro/2019

Sumário

1. INTRODUÇÃO	7
2. DETALHAMENTO DAS PREMISSAS	8
2.1 Mercado – Consumo e Número de Consumidores	8
2.1.1 Perspectivas para os próximos anos.....	8
2.2 Perdas Não Técnicas - Comerciais	12
2.2.1 Ações Propostas pelo Consórcio para Recuperação de Perdas Não Técnicas	16
2.3 Percentual e Nível de Provisionamento – PECLD (Provisão Estimada para Créditos de Liquidação Duvidosa).....	18
2.3.1 Indicador % PECLD e Valores Provisionados	19
2.3.2 Ações Propostas pelo Consórcio para diminuir o nível de provisões e combater a Inadimplência.....	20
2.4 PMSO – Pessoal, Material, Serviços e Outros.....	21
2.4.1 Análise PMSO	21
2.4.2 PMSO constante no Plano de Negócios da CEB-D para o período 2020- 2024	23
2.4.3 Despesas de Pessoal	24
2.4.4 Ações propostas pelo Consórcio para Otimização de Custos de Pessoal...	26
2.4.5 Materiais, Serviços de Terceiros e Outros - Ações para Otimização de Custos	27
2.4.6 Proposta do Consórcio para o PMSO ciclo 2020 - 2024	28
2.5 Investimentos Realizados e Projetados.....	29
	2

2.6	Abertura de Mercado – Baixa e Média Tensão (%)	36
2.7	Rede - Baixa/ Média Tensão e Alta Tensão (KM).....	36
2.8	Indicadores De Qualidade De Fornecimento DEC/ FEC.....	37
2.8.1	Principais Ações propostas pelo Consórcio para o Plano de Recuperação dos Indicadores de Continuidade.....	40
2.9	Indicadores de Atendimento Comercial	42
3.	PROJEÇÕES TARIFÁRIAS	43
3.2	Receita Requerida – Custos de VPA.....	44
3.2	Perdas Regulatórias.....	52
3.3	Receita Requerida – Custos de VPB.....	60
3.4	Fator X	71
3.5	Componentes Financeiros.....	77
4.	CONCILIAÇÃO DOS BALANÇOS DA DEMONSTRAÇÃO FINANCEIRA E DUE DILIGENCE CONTÁBIL PATRIMONIAL	80
4.1	ATIVO CIRCULANTE	80
4.2	ATIVO NÃO CIRCULANTE	83
4.3	PASSIVO CIRCULANTE	84
4.4	PASSIVO NÃO CIRCULANTE.....	88
4.5	ARREDONDAMENTOS DA DEMONSTRAÇÃO FINANCEIRA	89
	PROJEÇÕES COMPLETAS - ANEXOS	99
	Anexo I – Análise Impacto do Covid-19	
	Anexo II – Estudo Thymos Energia sobre Efeitos do Covid	
	Anexo III - METODOLOGIA_DE_PREVISÃO_CICLO_2019-2029	

Lista de tabelas

Tabela 1: Projeção de Consumo Cativo Total por classe	11
Tabela 2: Projeção Mercado por classe	12
Tabela 3: Séries históricos para projeções de Mercado.....	12
Tabela 4: Dados históricos de PMSO realizado.....	21
Tabela 5: PMSO Caixa Ajustado sem Geração e sem alugueis UDM/ PMSO Regulatório UDM (R\$.Milhões)	22
Tabela 6: PMSO da CEB (2020-2024).....	23
Tabela 7 Tabela Resumo PDV (Informações fornecidas pela CEB-D).....	26
Tabela 8 PMSO proposta do consórcio para ciclo 2020-2024	28
Tabela 9 Investimentos realizados e projetados para 2019-2028 (R\$.milhões).....	30
Tabela 10 Detalhamento do Relatório Técnico Operacional e de Recursos humanos histórico (R\$)	31
Tabela 11 Investimentos totais realizados entre 2015-2019 (R\$.mil)	31
Tabela 12 Tabela de Investimentos Projetados pela CEB-D.....	32
Tabela 13 Projeção de investimentos proposto pelo Consórcio	36
Tabela 14 Indicadores projetados.....	42
Tabela 15 Receitas Irrecuperáveis por classe de consumo (%).....	52
Tabela 16 Relação das Perdas Técnicas Regulatórias (%).....	56
Tabela 17 Perdas não-técnicas – Cálculo do Ponto de Partida.....	57

Tabela 18 Perdas não-técnicas – Cálculo do Ponto de Chegada.....	57
Tabela 19 Perdas não-técnicas – Trajetória de projeção.....	58
Tabela 20 Cálculo das perdas para RTP de 2026 – Ponto de Partida	58
Tabela 21 Cálculo das perdas para RTP de 2026 – Ponto de Chegada	59
Tabela 22 Cálculo das perdas para RTP de 2026 – Projeção	59
Tabela 23 Participação da BAR por grupo de ativos	66
Tabela 24 Cálculo da BRR líquida.....	67
Tabela 25 Relação dos indicadores Técnicos e Comerciais	74
Tabela 26 Fator Xq projetado	76
Tabela 27 Resumo dos Valores de Parcela B projetados	77
Tabela 28 Ativo Circulante.....	82
Tabela 29 Ativo Não Circulante.....	83
Tabela 30 Passivo Circulante	86
Tabela 31 Passivo Não Circulante	88
Tabela 32 Arredondamentos das Contas do Ativo.....	89
Tabela 33 Arredondamentos das Contas do Passivo	90
Tabela 34 Natureza dos Contas do Ativo	92
Tabela 35 Natureza dos Contas do Passivo.....	93
Tabela 36 Terrenos a serem vertidos para a CEB Serviços	96
Tabela 37 Terreno a ser vertido para a CEB Holding	96
Tabela 38 Terreno a ser Permutado.....	96

Lista de ilustrações

Figura 1: Indicador % Perdas Realizadas (-) Perdas Regulatórias 2018	13
Figura 2: Trajetória Histórica CEB-D - Perdas (%)	14
Figura 3: Projeção de Perdas CEB-D (%)	14
Figura 4: Projeção de Perdas (%) em função de Plano de Ação	17
Figura 5: Evolução das Perdas - Regulatório vs Real (%)	18
Figura 6: Régua de cobrança – CEB-D	18
Figura 7: Histórico e Projeção de PECLD (%)	19
Figura 8: Histórico e Projeção de PECLD (R\$/milhões)	19
Figura 9: PMSO por consumidor (R\$/ano)	22
Figura 10: Evolução do PMSO – Regulatório vs. Real (R\$/ano)	29
Figura 11: Indicadores históricos – DEC e FEC	37
Figura 12: Ranking de continuidade por distribuidora	38
Figura 13: Modelo Gráfico – Apuração Fator X - Q	75

1. INTRODUÇÃO

O presente Relatório demonstra os critérios para estabelecimento das premissas adotadas para a modelagem econômico-financeira (*Valuation*) que determinará o valor mínimo da Empresa CEB Distribuição S.A. (“CEB-D” ou “Companhia”).

Os critérios foram estabelecidos com base nos principais pontos observados durante a Avaliação Técnico - Operacional e de Recursos Humanos, registrados em Relatório específico, tendo como ponto de partida o Plano de Negócios 2019 – 2023, Versão 2019 elaborado pela CEB-D, análise de resultados e histórico de realizações.

As propostas apresentadas pelo Consórcio para otimização de Custos, Investimentos e melhoria da trajetória dos Indicadores de Performance consideram:

- ✓ As melhores práticas das empresas do setor de Distribuição de Energia;
- ✓ A implementação de Plano de Ação sugerido pelo Consórcio que deverá ser revisto e detalhado na fase de *take over*;
- ✓ O atendimento ao nível regulatório de PMSO e Indicadores, conforme mostrados abaixo.

As premissas aqui descritas referem-se às seguintes principais variáveis:

- Mercado: Consumo e Número de Clientes
- Perdas Não Técnicas (Comerciais)
- Percentual e Nível de Provisionamento – PECLD (Provisão Estimada para Créditos de Liquidação Duvidosa)
- PMSO – Pessoal, Material, Serviços e Outros
- Investimentos
- Abertura de Mercado – Baixa e Média Tensão (%)
- Rede Baixa/ Média Tensão e Alta Tensão (km)
- Indicadores de Qualidade de Fornecimento DEC/ FEC
- Indicadores de Atendimento Comercial

A avaliação da empresa será objeto do relatório econômico-financeiro específico, porém vale observar aqui que para fins de avaliação, o passivo de ICMS será tratado

como endividamento, ou seja, não deve ter sua amortização projetada no fluxo de caixa.

Adicionalmente, faz parte desse documento as premissas tarifárias utilizadas para a projeção da receita faturada da distribuidora.

Considerações e Perspectivas decorrentes da COVID-19

A Pandemia do Covid-19 está gerando um forte impacto na economia, bem como no resultado das Concessionárias do Setor de Distribuição de Energia.

Assim, os potenciais impactos deste Cenário sobre a CEB – DISTRIBUIÇÃO foram objeto de análise do Consórcio e estão como Anexo I a esse documento, juntamente com o estudo Thymos Energia (Anexo II), sobre o assunto, que baseiam as premissas adotadas.

Ressalte-se, entretanto, que estes efeitos não foram incorporados ao cenário base da modelagem econômico-financeira (Valuation) da Empresa, visto que espera-se que os mesmos sejam remediados pelas medidas da REN 885/2020, bem como com a possibilidade de revisão tarifária extraordinária para recomposição do equilíbrio econômico financeiro da referida concessão.

2. DETALHAMENTO DAS PREMISSAS

2.1 Mercado – Consumo e Número de Consumidores

2.1.1 Perspectivas para os próximos anos

- O setor elétrico passará por mudanças significativas nos próximos anos que, além do cenário econômico ainda indefinido agravado devido à atual situação de pandemia mundial, influenciarão bastante o crescimento de mercado das Distribuidoras bem como o seu modelo de negócios;
- Entre estas mudanças podemos citar o crescimento da Geração Distribuída, armazenamento de energia, veículos elétricos e abertura de mercado, conforme Portaria 465/19 mostrada abaixo, todas elas com grande impacto no mercado da Distribuidora;
 - ✓ O Ministério de Minas e Energia (MME) aprovou novas etapas de abertura do mercado livre de energia. De acordo com portaria 465/19 de 16/12/2019, o limite mínimo de carga de consumidores elegíveis para comprar energia

- no mercado livre passará para 1,5 megawatts (MW) em 1º de janeiro de 2021;
- ✓ A partir de janeiro/2020 o limite mínimo de carga que era de 2,5 MW passou para 2 MW. A portaria prevê ainda que a carga mínima para o ingresso no mercado livre será reduzida para 1 MW em janeiro de 2022. Em janeiro do ano seguinte, haverá nova redução, para 500 quilowatts (kW);
 - ✓ A Portaria determina ainda que a Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) e a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) deverão apresentar até janeiro de 2022 estudos sobre as medidas regulatórias necessárias para permitir a abertura do mercado livre para os consumidores com carga inferior a 500 kW incluindo o comercializador regulado de energia e proposta de cronograma de abertura total iniciando em janeiro de 2024.
- Como previsto nessa Portaria, a abertura de mercado deverá ocorrer em etapas e de forma gradual. No entanto, em paralelo à abertura estipulada pelo MME, existe um Projeto de Lei do Senado – PLS nº 232/2016 que, em resumo, prevê em um prazo de 42 meses após a sanção da lei, todos os consumidores, independentemente da carga ou da tensão utilizada, poderão optar pelo mercado livre. O PLS apresenta um cenário mais favorável aos consumidores de energia elétrica, pois teriam o acesso ao mercado livre de energia num espaço de tempo menor do que o previsto na portaria do MME;
 - A solução para o impacto de todas estas mudanças que afetam o mercado é setorial e terá que ser de forma sistêmica;
 - Portanto, para quem está na ponta da operação, os principais desafios da nova configuração do mercado de energia são regulatórios, e a qualidade dos estudos que deverão ser apresentados até janeiro de 2022 será fundamental, uma vez que eles serão base do modelo a ser apresentado;
 - A Empresa precisa estar estruturada para suportar o crescimento da energia injetada, independente do Cliente ser do mercado cativo ou livre;
 - Para os próximos anos a Área de Mercado da CEB-D fez as projeções de mercado baseadas no crescimento orgânico, evolução do PIB, manutenção do consumo médio histórico no segmento residencial e abertura gradual do mercado de energia;

- As projeções da CEB-D foram elaboradas conforme a metodologia descrita abaixo;
- Os estudos que resultam nesta projeção envolvem a análise prospectiva da evolução sócio econômica e demográfica da região para o período analisado, assim como estudos setoriais contemplando os principais setores da economia. São analisadas também a dinâmica do mercado dos diversos segmentos - comercial, industrial, residencial, etc. Aspectos que também são contemplados consideram ações de eficiência energética vistas pelo lado da demanda e autoprodução de energia (mini, micro GD, cogeração a gás para empreendimentos comerciais, entre outras);
- Para as projeções anuais do mercado da CEB-D foram feitas as projeções de consumo através de modelos estatísticos com a análise de séries históricas e correlações com variáveis macroeconômicas e climáticas e tratando elementos pontuais. Pela sazonalidade estimou-se a projeção mensal considerando a distribuição por lote de leitura, estimando o consumo por dia e, chegando assim à demanda do mês. Foram também consideradas as Perdas para se chegar ao cálculo da demanda total. Adicionalmente são feitas análises por subestações considerando o perfil de consumo de cada uma;
- No Anexo III a esse documento encontra-se o detalhamento da metodologia para projeção de mercado até 2029. Observa-se que os estudos de projeção de mercado são realizados para longo prazo, com um horizonte de dez anos, conforme estabelecido pela ANEEL. Desta forma todas as Concessionárias de Distribuição de energia devem enviar seus estudos de projeção do mercado anualmente para a Empresa de Pesquisa Energética (EPE) considerando o horizonte de dez anos. As premissas de Mercado elaboradas pela CEB-D na última projeção encaminhada para a EPE foram analisadas pelo Consórcio, consideradas adequadas e adotadas no modelo de projeção econômico-financeira. Especificamente para o ano de 2020 cabe esclarecer que as projeções adotadas neste relatório (e refletidas abaixo, na Tabela 1) diferem daquelas constantes do Anexo III, na medida em que estas foram elaboradas antes da apuração dos resultados de 2019 (ainda indisponíveis no momento de sua preparação), e portanto partiram das estimativas de mercado projetadas para 2019, ao passo que aquelas partiram dos resultados efetivamente apurados em 2020. De 2021 em diante, tanto as projeções na Tabela 1 quanto

as constantes do Anexo III partem de uma mesma base projetada, e portanto são convergentes. Finalmente, vale registrar que a partir do ano de 2029 foram mantidos os mesmos percentuais de crescimento anual, obtidos do ano de 2029, por classe de consumo (mercado cativo), número de consumidores, consumidores livres, entre outros, ou seja, toda a previsão de energia injetada no sistema elétrico da CEB-D;

- A tabela abaixo apresenta o percentual de crescimento anual, por segmento, até 2024, lembrando que o Modelo de Avaliação (Valuation) considera as projeções para todo o período de concessão, ou seja, até 2045:

Tabela 1: Projeção de Consumo Cativo Total por classe

CLASSES	2019	PREVISTO				
		2020	2021	2022	2023	2024
RESIDENCIAL	0,5%	0,1%	1,4%	1,5%	1,5%	1,5%
INDUSTRIAL	-21,3%	-7,8%	-4,7%	-5,0%	-5,3%	1,7%
COMERCIAL	-1,7%	-5,5%	-0,8%	0,5%	0,1%	0,1%
RURAL	-1,3%	1,8%	1,7%	1,7%	1,7%	1,7%
P. PUBLICO	2,6%	-5,8%	0,8%	0,8%	0,8%	0,8%
IL. PUBLICA	-5,7%	2,1%	1,7%	1,7%	1,7%	1,7%
S. PUBLICO	6,5%	-1,2%	1,7%	1,7%	1,7%	1,7%
PROPRIO	-2,6%	-0,9%	0,8%	0,8%	0,8%	0,8%
Consumo Cativo Total	-0,6%	-2,3%	0,7%	1,1%	1,0%	1,1%
Mercado CEB	2,1%	-0,8%	0,7%	0,8%	0,8%	0,9%
ENEL Goiás (CELG-D) (*)	34,1%	-1,6%	8,4%	7,6%	6,9%	6,4%
Consumidor Livre	18,4%	5,8%	5,6%	5,2%	4,9%	4,6%
Energia Injetada	4,4%	-0,2%	1,5%	1,5%	1,5%	1,5%

(*) Enel Goiás: Representa a energia injetada no Sistema da CEB-D, entregue para Enel Goiás devido à característica do Sistema Interligado do Brasil, mas que não é consumida na área de concessão da CEB-D.

Os percentuais dos dados realizados de 2019 foram atualizados conforme divulgado no Relatório de Administração 2019 da CEB-D.

- Da mesma forma que para a projeção do Mercado, foram adotadas as premissas da CEB-D para crescimento do número de consumidores, conforme tabela baixo:

Tabela 2: Projeção Mercado por classe

NÚMERO DE CONSUMIDORES	PREVISTO					
	2019	2020	2021	2022	2023	2024
RESIDENCIAL	0,4%	3,2%	2,3%	2,2%	2,2%	2,1%
INDUSTRIAL	-3,6%	4,1%	2,2%	2,2%	2,1%	2,1%
COMERCIAL	0,3%	4,1%	2,2%	2,2%	2,1%	2,1%
RURAL	0,5%	4,1%	2,2%	2,2%	2,1%	2,1%
P. PÚBLICO	-5,8%	4,1%	2,2%	2,2%	2,1%	2,1%
IL. PÚBLICA	15,0%	4,1%	2,2%	2,2%	2,1%	2,1%
S. PÚBLICO	1,7%	4,1%	2,2%	2,2%	2,1%	2,1%
PRÓPRIO	-10,9%	4,1%	2,2%	2,2%	2,1%	2,1%
TOTAL	0,4%	3,3%	2,3%	2,2%	2,2%	2,1%

Séries Históricas utilizadas nos estudos para as projeções de Mercado:

Tabela 3: Séries históricas para projeções de Mercado

SÉRIES HISTÓRICAS	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
CONSUMO CATIVO TOTAL (MWh)	4.553.070	5.036.062	5.382.635	5.469.453	5.665.764	5.963.959	6.163.314	6.084.202	6.046.338	5.702.597	5.596.000	5.562.767
PERDAS NA DISTRIBUIÇÃO (MWh)	770.209	763.254	819.204	783.862	793.112	768.541	768.448	891.320	866.558	891.537	910.700	1.083.120
CONSUMIDOR LIVRE (MWh)	365.055	207.253	217.131	446.190	513.765	568.249	606.648	561.560	462.084	505.433	633.768	750.324
NÚMERO DE CONSUMIDORES												
RESIDENCIAL	700.809	720.960	740.264	762.414	791.300	824.526	855.945	885.228	908.696	927.342	946.964	951.082
INDUSTRIAL	1.486	1.677	1.688	1.734	1.725	1.727	1.671	1.687	1.605	1.548	1.444	1.392
COMERCIAL	81.623	89.910	95.168	100.901	102.508	104.954	106.659	108.646	108.881	110.596	115.011	115.317
RURAL	5.991	9.240	9.497	9.561	9.793	9.974	10.098	10.223	10.434	10.556	10.658	10.711
P. PÚBLICO	3.999	4.600	4.818	5.097	5.226	5.792	6.212	5.859	5.940	6.328	6.456	6.084
IL. PÚBLICA	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	20	23
S. PÚBLICO	212	233	287	288	293	286	315	313	326	337	346	352
PRÓPRIO	47	49	46	47	47	47	50	49	47	47	46	41
TOTAL DE CONSUMIDORES	794.186	826.688	851.787	880.061	910.911	947.325	980.969	1.012.024	1.035.948	1.056.773	1.080.945	1.085.002

2.2 Perdas Não Técnicas - Comerciais

- Na Revisão Tarifária Periódica (RTP) ocorrida em outubro de 2016, a ANEEL estabeleceu os percentuais de Perdas Técnicas na Distribuição de 7,46% sobre a Energia Injetada, e de 7,05% para Perdas Não Técnicas na Distribuição sobre o Mercado de Baixa Tensão – BT, equivalente à 3,84% da Energia Injetada à época. Esses são os percentuais considerados e reconhecidos pela ANEEL para a aquisição de energia e repasse do custo ao

consumidor nos processos tarifários até a próxima RTP, que ocorrerá em outubro de 2021;

- Conforme publicado no Relatório de Administração/2019, em 2019 a CEB-D apurou 14,14% (1.083,1 GWh) de Perdas Totais na Distribuição (Técnicas e Não Técnicas sobre Energia Injetada) contra 12,41% (910,7 GWh), em 2018, enquanto o nível de perdas regulatórias saiu de 11,26% (826,0 GWh) para 11,09% (849,4 GWh), no mesmo período. Essa diferença, para o nível regulatório, resultou em um custo adicional na compra de energia de R\$ 41,6 milhões em 2019 contra R\$ 23,0 milhões, em 2018, sem a possibilidade de repasse ao consumidor e impactando negativamente o Resultado antes de Parcela B;
- Faz-se necessário melhorar a trajetória de Perdas não Técnicas através de um Plano estruturado com metas, prazos, orçamento e com investimento em novas tecnologias, gerando, assim, aumento de receitas;
- Na tabela abaixo, da Aneel, segue comparativo entre o **Indicador % de Perdas Realizadas (-) Perdas Regulatórias das Empresas com melhor performance, posição 2018**, bem como da CEB-D, lembrando que a CEB-D teve uma significativa piora em 2019.

Figura 1: Indicador % Perdas Realizadas (-) Perdas Regulatórias 2018

N	Empresa	2014	2015	2016	2017	2018	Menor => Melhor	2018
1	Cemar	✓	✓	✓	✓	✓		-1,3%
2	Cosern	✓	✓	✓	✓	✓		-1,0%
3	Eletroacre	●	●	●	●	✓		-0,9%
4	ETO	●	●	✗	✓	✓		-0,4%
5	ESE	✓	✓	✓	✓	✓		-0,1%
6	Enel GO	✗	●	●	✓	✓		0,1%
7	EMS	●	●	●	✗	✓		0,1%
8	Enel SP	✓	✓	✓	✓	✓		0,2%
9	Copel-Dis	●	✓	✓	✓	✓		0,2%
10	EDP ES	●	●	●	✗	●		0,3%
11	ESS	✓	✓	✓	✓	●		0,4%
12	EPB	✓	✓	✓	✓	●		0,5%
13	EDP SP	✗	✗	●	✗	●		0,7%
14	RGE Sul	✓	●	✗	●	●		0,8%
15	EMT	✓	✗	●	●	●		0,9%
16	Cemig-D	●	●	●	✗	●		0,9%
17	CPFL Jaguarí	●	●	✗	✗	●		1,0%
18	Coelba	✗	✗	✓	●	✗		1,1%
19	CEAL	●	●	●	●	✗		1,2%
20	CPFL Paulista	●	●	✗	✗	✗		1,3%
21	Ceb-Dis	●	✗	✗	✗	✗		1,3%

Quartil por ano, entre pequenas e grandes empresas

✓	1°	●	2°	✗	3°	●	4°
---	----	---	----	---	----	---	----

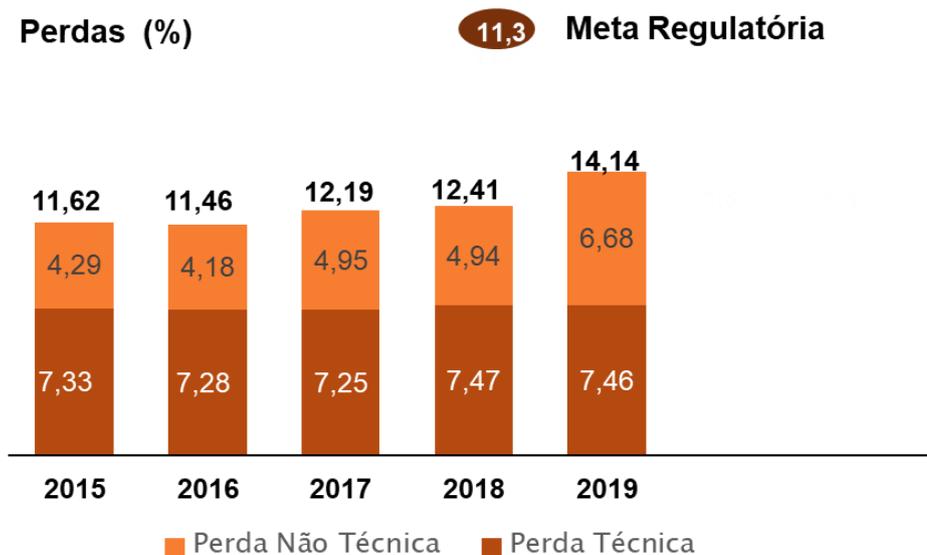
Fonte: Relatório da Aneel de Indicadores de Sustentabilidade Econômico-Financeira das Distribuidoras – emitido em Novembro/2019 – (Indicador Perdas, posição 2018)

Obs.: A CEB-D ajustou o valor de Perdas em 2018, o que leva o valor da diferença com relação à Perdas Regulatórias de 1,3 para 1,11%.

- A seguir são apresentadas a trajetória histórica de Perdas Totais, Técnicas e Não Técnicas 2015 - 2019 e as projeções constantes no Plano de Negócios da CEB-D para o período 2020 – 2025:

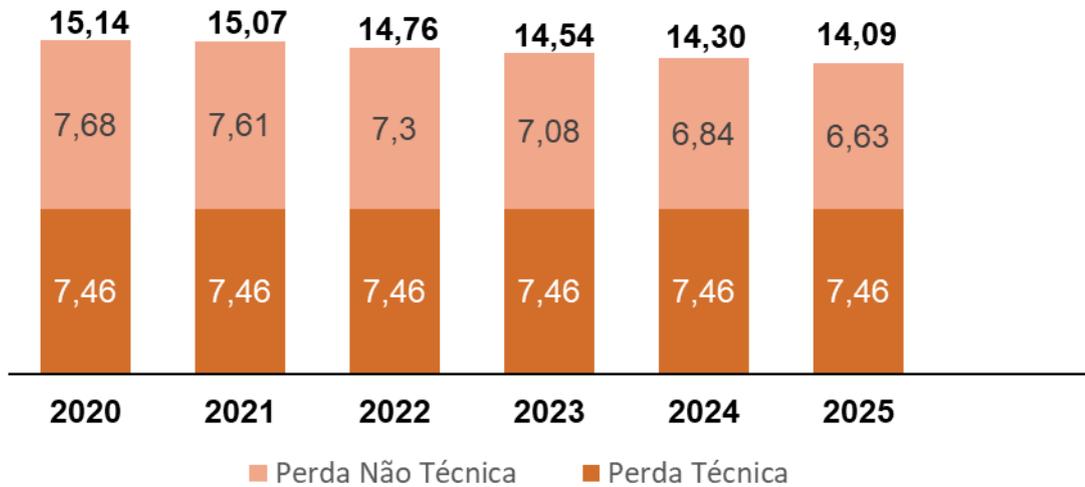
Trajетória Histórica CEB-D 2015 – 2019

Figura 2: Trajetória Histórica CEB-D - Perdas (%)



Trajетória constante no Plano de Negócios da CEB-D

Figura 3: Projeção de Perdas CEB-D (%)



- A proposta apresentada pelo Consórcio e considerada no Modelo de Avaliação da CEB-D, é melhorar a trajetória de Perdas com a implementação de Plano de Ação com previsão de alcançar a meta regulatória dentro de cinco anos e com possibilidade de operar abaixo nos anos seguintes;
- O prazo de 2025 é o cenário considerado provável pela experiência do Consórcio devido aos seguintes principais motivos:
 - ✓ Tendência ainda de alta em 2020, cuja previsão é 15,14% para Perdas Totais devido à dificuldade na contratação de equipes para Combate às Fraudes de Energia e Regularização de Ligações Clandestinas, cujo contrato está sendo questionado no TCU;
 - ✓ A CEB ainda não possui um processo estruturado de combate à Perdas Não Técnicas;
 - ✓ Necessidade da autorização junto ao poder Público para Regularização das Ligações Clandestinas em áreas de proteção ambiental, lembrando que este tipo de Perda representa cerca de 46% das Perdas Não Técnicas;
 - ✓ Prazo adequado para operacionalizar as ações propostas e reduzir cerca de 4 pontos percentuais.
- A estimativa com o plano proposto pelo Consórcio é recuperar cerca de 58 GWh ao ano, ou seja, agregar 58 GWh ao Mercado com o Plano de Recuperação de Clientes que estejam gerando Perda Não Técnica. Esta estimativa foi elaborada de forma conservadora, considerando a recuperação de empresas com características semelhantes de área de concessão;

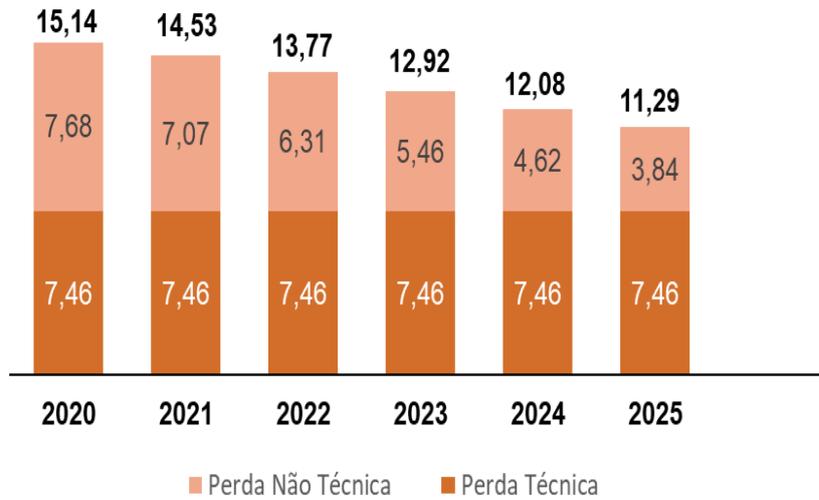
- Para as Perdas Técnicas, os investimentos realizados na rede, linhas e subestações para recuperar os indicadores de qualidade de fornecimento também levam à redução deste tipo de Perdas;
- As seguintes principais ações propostas pelo Consórcio foram consideradas:

2.2.1 Ações Propostas pelo Consórcio para Recuperação de Perdas Não Técnicas

- Estruturar um Plano com meta de recuperação, prazos e responsáveis para um período de cinco anos, com revisões anuais;
- Implementar ferramentas de Business Analytics para uma melhor gestão e definição de estratégia de atuação;
- Complementar a telemedição da Alta e Média Tensão. Atualmente 2.155 clientes deste grupo são telemedidos, cerca de 95%;
- Implementar a telemetria (*Smart Metering*) em pelo menos 10% dos principais clientes de Baixa Tensão com medição indireta, semelhante aos clientes de Alta e Média Tensão. Investimento necessário em CAPEX. Principais benefícios:
 - ✓ Monitoramento automático de irregularidades (Inteligência e assertividade, otimizando o deslocamento das equipes);
 - ✓ Medição on-line da qualidade da tensão, permitindo ações preventivas (evitar penalidades regulatórias);
 - ✓ Sinalização automática de falta de energia e retorno (melhoria da produtividade, otimização do deslocamento das equipes e evitar multas regulatórias);
 - ✓ Informações on-line para a área de atendimento ao cliente, permitindo um atendimento diferenciado aos clientes com alto consumo (aumento da satisfação do cliente).
- Avaliar a oportunidade de instalação de medição inteligente com módulo de corte e religa remoto em clientes críticos de Baixa Tensão;
- Implementar medidores com comunicação de curta distância para leitura e corte de energia sem acesso ao medidor, em locais onde não há infraestrutura de telecomunicações, com alto número de impedimentos de acesso e inadimplência;
- Combater perdas administrativas:

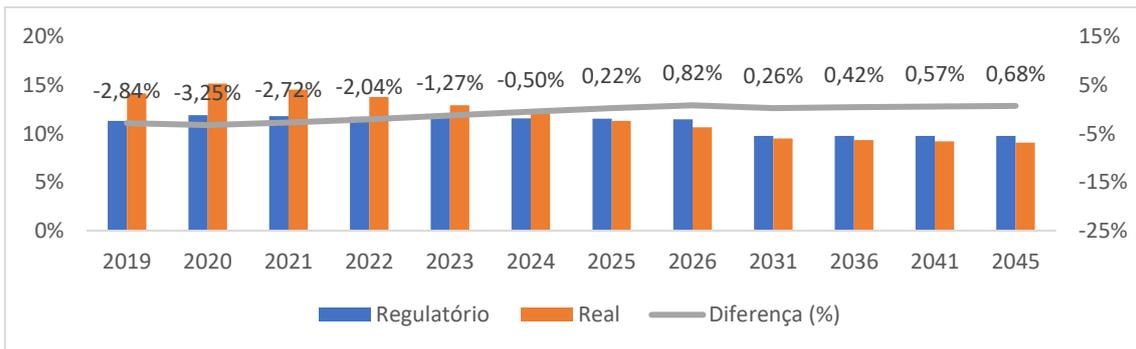
- ✓ Revisão e automatização de processos e inserção de travas/bloqueios nos sistemas para evitar erros;
 - ✓ Intensificar o Plano de Recuperação de instalação cortadas por falta de pagamento sem pedido de religação;
 - ✓ Regularização de Clientes ligados direto, sem medidor, cerca de 2.157 unidades;
 - ✓ Troca de medidores obsoletos com medição abaixo do consumo real: cerca de 134 mil medidores com perda estimada de 44 GWh/ano.
 - Intensificar as inspeções de combate à fraude:
 - ✓ Plano estruturado com metas diárias, número de inspeções, estratégia bem definida e energia adicionada;
 - ✓ Implantar *Work Management* (Gestão de Produtividade) das equipes para ganho de produtividade.
 - Intensificar a regularização de ligações clandestinas através de um Plano adequado para lidar com este tipo de cliente, ações junto ao Poder Público para obter as autorizações e envolvendo pré e pós regularização;
 - Revisitar as áreas regularizadas que estão gerando grandes perdas e, onde possível, remover a rede secundária (mantendo apenas transformadores e cabos bi concêntricos - novo padrão “Zero Secundário”, evitando a ligação direto na rede secundária).
- ❑ Nova Trajetória Projetada pelo Consórcio em função de Plano de Ação Proposto**

Figura 4: Projeção de Perdas (%) em função de Plano de Ação



Com a trajetória proposta, as perdas reais passam a estar abaixo do nível regulatório em 2025:

Figura 5: Evolução das Perdas - Regulatório vs Real (%)



2.3 Percentual e Nível de Provisionamento – PECLD (Provisão Estimada para Créditos de Liquidação Duvidosa)

- O processo de combate à Inadimplência está bem estruturado e o leque de cobranças administrativas da Empresa é extenso, conforme apresentado na Régua de Cobrança:

Figura 6: Régua de cobrança – CEB-D

Régua de cobrança – CEB-DIS 2020



- No entanto, considerando o potencial da carteira de inadimplentes, com mais de R\$ 500 milhões em valores originais contábeis, posição em 31/12/2019, é possível aumentar a recuperação através da implementação de novas ações, incremento de outras ações, implementação de tecnologias inteligentes e sistemas de suporte.

2.3.1 Indicador % PECLD e Valores Provisionados

- O indicador percentual de PECLD, também conhecido como % de Bad Debt é uma métrica que mede o nível de provisão em relação ao Faturamento Bruto, ou seja:
 - Movimentação Líquida de PECLD + Perdas Contábeis /Faturamento Bruto;
 - Nos gráficos a seguir são apresentadas as trajetórias de % de PECLD e montante de Provisões, realizada e prevista;
 - A trajetória prevista e adotada no Modelo de Avaliação da CEB-D (*Valuation*) para o % de PECLD e Provisões, considera a implementação de Plano de Ação proposto pelo Consórcio com o objetivo de atingir o nível regulatório de 0,70% para PECLD em 2023.

❑ Trajetórias Realizada e Prevista pelo Consórcio para % de PECLD e montante de Provisões

Figura 7: Histórico e Projeção de PECLD (%)

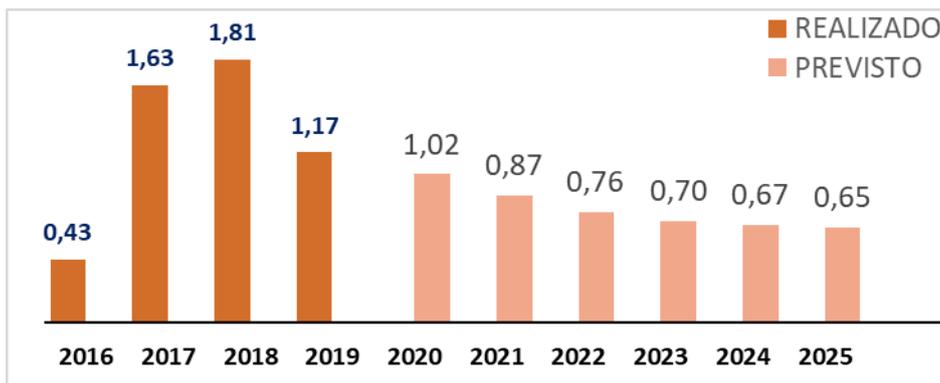
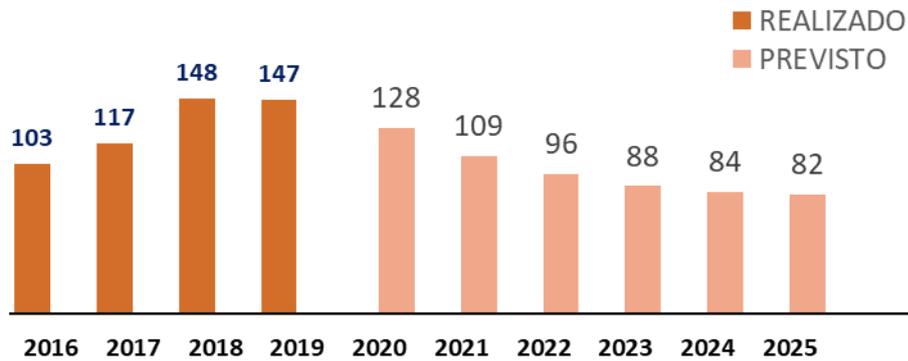


Figura 8: Histórico e Projeção de PECLD (R\$/milhões)



2.3.2 Ações Propostas pelo Consórcio para diminuir o nível de provisões e combater a Inadimplência

- Aumentar o número de cortes por falta de pagamento;
- Contratar Empresas especializadas em Cobrança – Agências de Cobrança;
- Todas as ações relacionadas à implementação do *Smart Grid / Metering* para reduzir perdas com a funcionalidade de corte remoto também contribuem para a redução de inadimplência e, portanto, são recomendadas;
- Adotar o uso de medidores com comunicação remota à curta distância para leitura, corte / reconexão, em locais onde não há infraestrutura de Telecomunicação;
- Implementar ferramentas de *Business Analytics* para uma melhor gestão e definição de estratégias;
- Implementar ações com os clientes de baixa renda (regularizados), como atendimento diferenciado para negociações de dívidas, monitoramento de fraudes, campanhas de incentivo etc.;
- Segmentar base de cliente incluindo avaliação de risco;
- Rever Régua de Cobrança de acordo com a avaliação de risco;
- Lançar campanhas para aumento da adesão do débito em conta.

2.4 PMSO – Pessoal, Material, Serviços e Outros

2.4.1 Análise PMSO

Tabela 4: Dados históricos de PMSO realizado

PMSO REALIZADO - R\$ Mil (*)	2015	2016	2017	2018	2019
PESSOAL	247.828	271.265	271.131	191.222	208.121
MATERIAL	1.644	5.106	10.409	1.962	1.948
SERVIÇOS	116.012	135.001	127.981	123.134	117.342
OUTROS	14.016	26.735	53.286	22.187	27.180
TOTAL	379.500	438.107	462.807	338.505	354.591

(*) Valores fornecidos pela Diretoria Financeira da CEB-D

No exercício findo em 31 de dezembro de 2019 mostrado na tabela acima, os custos com Pessoal, Materiais, Serviços e Outros (PMSO) ficaram bem acima do nível regulatório da ordem de R\$ 292,5 milhões estabelecido pela ANEEL na Revisão Tarifária Periódica - RTP de outubro de 2016.

Mesmo com alguns ajustes já realizados, a Companhia tem superado nos últimos anos, significativamente, o nível regulatório estabelecido pela Agência Reguladora;

Este fato ocasiona um descasamento das suas despesas gerais e administrativas ao que efetivamente é repassado ao consumidor;

Portanto, são necessárias ações adicionais para redução de custos sem comprometer a qualidade dos serviços prestados.

De uma forma geral as Distribuidoras possuem dificuldades em operarem dentro do limite regulatório de PMSO, mas o objetivo é sempre a busca da operação o mais próximo possível deste limite.

Através de análise do **Relatório da Aneel de Indicadores de Sustentabilidade Econômico-Financeira das Distribuidoras**, especificamente do Indicador de Eficiência: PMSO Realizado X PMSO Regulatório, pode se constatar que a CEB-D possui oportunidades de melhoria, quando comparada com as Distribuidoras com melhor desempenho.

Na tabela abaixo mostramos o comparativo entre a CEB-D e outras Distribuidoras com melhores resultados nesse Indicador, com base no Relatório Aneel Set/2019, emitido em Nov/2019.

Indicador Eficiência:

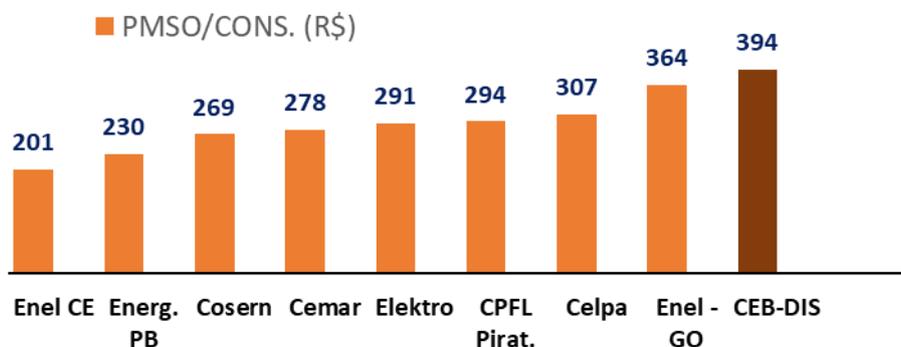
Tabela 5: PMSO Caixa Ajustado sem Geração e sem aluguéis UDM/ PMSO Regulatório UDM (R\$.Milhões)

EMPRESA	2014	2015	2016	2017	2018	set/19	PMSO Reali. Set/19	PMSO Reg Set/19	(PMSO Realiz/PMSO Reg.)-1
Energisa Paraíba - EPB	-7,8%	-17,1%	-13,3%	-11,9%	-14,3%	-14,2%	327	381	-14,2%
Celipa	-0,6%	18,8%	2,6%	1,6%	-5,2%	-5,5%	811	858	-5,5%
Elektro	-27,4%	-10,0%	-10,1%	-9,4%	-12,8%	-4,8%	774	813	-4,8%
Enel CE	-33,6%	-14,7%	2,8%	-14,9%	-4,1%	-2,6%	713	732	-2,6%
Cemar	-0,8%	-4,9%	-0,9%	-10,4%	-7,3%	3,7%	693	668	3,7%
CPFL Piratininga	-4,5%	-10,1%	4,8%	13,1%	15,8%	13,6%	506	446	13,6%
Cosern	-12,8%	-4,4%	-5,4%	-5,2%	13,4%	20,3%	390	324	20,3%
Enel GO	59,7%	47,7%	39,1%	11,0%	-7,9%	23,3%	1.101	893	23,3%
CEB- DIS	81,3%	58,4%	71,5%	93,2%	54,0%	48,4%	426	287	48,4%

(*) **PMSO Caixa Ajustado:** Somatório das Despesas de Pessoal, Materiais, Serviços de Terceiros e Outros de Efeito Caixa (exclui Amortização e Depreciação) ajustado. Para fins de cálculo deste indicador, excluiu-se a Despesa com Aluguéis e Arrendamentos.

Para definir o PMSO adotado no Modelo de Avaliação da CEB-D (*Valuation*) o Consórcio analisou outros indicadores comparando CEB-D com as empresas mencionadas acima. Como exemplo, apresenta-se a seguir o Indicador **PMSO por Consumidor em R\$/ano:**

Figura 9: PMSO por consumidor (R\$/ano)



Fonte: **PMSO Caixa Ajustado** – Relatório de Indicadores de Sustentabilidade Econômico-Financeira das Distribuidoras Aneel Set/ 2019; **Número de Consumidores** – Relatório Comparativo de Índice entre Distribuidoras – 2019

Observa-se pelo gráfico e tabela apresentados, e mesmo considerando as características específicas de cada área de concessão, que é possível trabalhar com um PMSO mais otimizado e próximo aos limites regulatórios.

Com base em práticas de mercado, em experiências de privatizações de empresas do setor e objetivando atingir os níveis regulatórios de PMSO, foram consideradas nas premissas de *Valuation* da CEB-D, reduções para as contas de **Pessoal, Materiais, Serviços de Terceiros e Outros**, bem como os Planos de Ação necessários para viabilização destas premissas.

Crítérios para estimativa das Premissas de Redução de Despesas com PMSO

Análise da situação atual da Empresa, “as is”, (número de funcionários, despesas de pessoal, nível de terceirização, despesas com materiais, serviços e outros, indicadores de performance, etc.), comparação com outras Distribuidoras com características semelhantes, quando possível e, principalmente, enquadramento nos limites regulatórios, já que o PMSO Regulatório considera o Benchmarking e o esperado pelo Regulador de acordo com a realidade específica de cada Distribuidora.

Os percentuais de redução de custos foram estimados de forma a não gerarem nenhuma descontinuidade administrativa, tendo também como base comparações com informações do Mercado, como salários praticados X salários CEB-D, entre outros, considerando a implementação de um conjunto de ações para otimização de custos, conforme descrito nos itens 2.4.4 e 2.4.5.

2.4.2 PMSO constante no Plano de Negócios da CEB-D para o período 2020- 2024

Tabela 6: PMSO da CEB (2020-2024)

PMSO (R\$ Mil)	2020	2021	2022	2023	2024
PESSOAL	198.759	195.471	189.224	188.532	179.172
MATERIAIS	4.380	6.958	7.051	7.155	7.262
SERVIÇOS	154.128	154.178	156.515	162.376	168.025
OUTROS	28.741	28.681	29.028	28.268	24.814
TOTAL	386.009	385.289	381.819	386.332	379.272

2.4.3 Despesas de Pessoal

- Conforme publicado no Relatório de Administração – 2019, o aumento das Despesas de Pessoal em 2019 foi devido aos seguintes fatores: demissão de 51 funcionários sendo 35 relativos à política de desligamento da Empresa; aumento linear por meio de Acordo Coletivo de Trabalho 2018/2019; aumento de horas extras; aumento médio de 16% na remuneração dos Diretores e aumento de despesas assistenciais do Plano de Saúde e Previdência;
- Pela análise feita o quadro de pessoal demonstra precisar de ajustes. A empresa complementa seu quadro com um número muito grande de profissionais terceirizados (*Headcount* oculto) trabalhando em conjunto com pessoal próprio nas mais diversas Áreas. A real necessidade requer uma análise mais aprofundada;
- Além disto, foram identificadas várias oportunidades de otimização das despesas de pessoal e proposto pelo Consórcio várias ações com o objetivo de manter o PMSO dentro dos níveis regulatórios.
- **Premissas consideradas**

i) **Cisão CEB-D**

Em função da Cisão para criação da Empresa de serviços, a CEB-D informou as seguintes alterações no quadro de pessoal atual:

- ✓ Transferência de 47 empregados, atualmente **cedidos para as demais empresas do grupo (Holding, CEB Participações, Geração e Lajeado)**, para a empresa de Serviços com um incremental de mais 63, contabilizando 110 empregados a um custo total/ ano de R\$ 22.627.210 (Cenário 2 da Proposta de Cisão fornecida pela CEB-D). O montante de R\$ 10.064.093 referente ao custo dos 47 profissionais cedidos já não constava dos valores de Pessoal do Plano de Negócios;
- ✓ Com esta transferência haverá uma redução de custo de pessoal de R\$ 12,6 milhões/ano referente aos 63 empregados que serão transferidos e que constavam no orçamento de pessoal;
- ✓ Adicionados na linha Pessoal o valor referente a 28 profissionais atualmente cedidos e que permanecerão na CEB-D (R\$ 2.515 mil/ano).

ii) **PDV Proposto pela CEB-D em 2020**

A Empresa informou que realizará um PDV em outubro de 2020 com os seguintes critérios:

- ✓ Número de empregados envolvidos: 115
- ✓ Candidatos: Empregados com mais de 50 anos (próximos à aposentadoria);
- ✓ Custos:
 - ✓ A Empresa desembolsará em parcela única em outubro de 2020 o valor de R\$ 19.216.929,43 referente ao aviso prévio, multa FGTS (40%) e indenização data base (uma remuneração) para estes 115 empregados;
 - ✓ Pagamento, a título de indenização, da remuneração destes empregados até a data efetiva da aposentadoria, a título de incentivo, num total de R\$ 33.680.575,69. Este valor será pago em até 24 parcelas com início em novembro/2020 e término em outubro/2022;
 - ✓ Os encargos referentes a este valor correspondem a R\$ 23.680.839,24 e representam a economia em função do PDV, já que com os empregados fora do quadro da empresa, estes encargos deixarão de ser pagos;
 - ✓ Considerado 25,5% sobre o custo mensal de remuneração e encargos referente aos 115 empregados do PDV (R\$ 2.960 mil), num total de R\$ 754 mil/mês para custos de reposição de pessoal, assumindo contratação em nov/20 e primeiro salário dez/20;
 - ✓ Os orçamentos de Pessoal de 2020 a 2024 com reflexo nos anos posteriores, foram ajustados considerando a saída dos 115 empregados e o pagamento da remuneração até a data da referida aposentadoria, no prazo máximo em outubro de 2022.

Tabela 7 Tabela Resumo PDV (Informações fornecidas pela CEB-D)

Especialização	Quant. Empregados	Aviso Prévio	Multa FGTS(40%)	Indenização - Data Base (Uma REMUNERAÇÃO)	Custo Demissional	Remuneração Indenização	Total Encargos ECONOMIA GERADA	Pessoal do PDV - Valor Mês/REMUNERAÇÃO e ENCARGOS
ADMINISTRADOR - ADMT	3	225.695,64	659.694,71	75.967,56	961.357,91	955.534,09	631.159,65	126.451,99
AGENTE DE SERVICOS OPERACIONAIS -ASOE	43	1.826.075,59	4.432.102,58	660.780,93	6.918.959,09	12.983.577,14	9.105.652,47	1.122.564,22
AGENTE DE SUPORTE ADMINISTRATIVO -ASA	32	1.124.671,17	2.734.750,36	389.270,28	4.248.691,81	7.096.019,93	5.129.086,26	669.713,47
AUDITOR - AUDI	1	88.049,25	176.835,11	29.349,75	294.234,11	704.394,00	509.311,38	50.571,06
CONTADOR - CONT	3	132.296,54	375.699,54	53.933,82	561.929,91	713.092,86	488.279,13	91.432,36
ECONOMISTA - ECON	1	40.606,26	131.587,34	13.535,42	185.729,02	324.850,08	228.320,27	23.048,76
ENGENHEIRO ELETRICISTA - ENGE	6	383.761,39	1.156.175,10	143.731,06	1.683.667,55	2.960.945,93	1.959.346,10	238.837,39
TECNICO DE CONTABILIDADE - TECO	1	52.215,36	148.615,30	17.405,12	218.235,78	192.135,37	131.355,19	29.304,30
TECNICO INDUSTRIAL - ETRO	22	866.825,80	2.429.824,13	307.092,07	3.603.742,00	6.633.850,30	4.722.531,59	525.788,09
TECNICO INDUSTRIAL - TELT	3	136.981,22	354.791,69	48.609,33	540.382,24	1.116.175,98	775.797,21	82.377,54
Total Geral	115	4.877.178,22	12.600.075,87	1.739.675,34	19.216.929,43	33.680.575,69	23.680.839,24	2.960.089,19

A CEB –D informou que tanto o processo de Cisão quanto o PDV não irá gerar riscos na Operação da Empresa.

iii) Adicionalmente o Consórcio considerou para a nova trajetória de Despesas de Pessoal a redução de 5% de 2021 a 2024 sobre o valor constante no Plano de Negócios.

Esta proposta considera a implementação de um conjunto de ações, conforme mostrado no item 2.4.4 a seguir.

2.4.4 Ações propostas pelo Consórcio para Otimização de Custos de Pessoal

- Desligamento de funcionários em condições de aposentadoria ou próximo da aposentadoria;
- *Turn over* de funcionários com salários incompatíveis com os praticados em mercado, principalmente entre os operacionais;
- Ajuste dos turnos de trabalho das equipes operacionais. O atual esquema de turno é muito oneroso para a empresa e bem diferente daquele adotado pela maioria das Distribuidoras;
- Avaliação do quadro de funcionários que recebem comissão;
- Revisão do adicional de periculosidade e outros benefícios;

- Avaliação do grande número de profissionais terceirizados trabalhando internamente (*Headcount* oculto). Avaliar oportunidade de internalização com os ganhos de *turn over*;
- Aumentar a produtividade da força de trabalho - *Work Force Management* das equipes operacionais para ganho de produtividade:
 - ✓ Otimizar o gerenciamento da força de trabalho;
 - ✓ Melhorar o processo de despacho, diminuir tempo de preparo, deslocamentos improdutivos, etc.;
 - ✓ Implementar despacho automático de equipes operacionais, visando ganho de produtividade;
 - ✓ Capacitar as equipes e aumentar a produtividade para executar parte dos serviços de terceiros.
- Avaliar a implementação de Serviços Compartilhados de Controladoria, Recursos Humanos, Suprimentos, Instalações, etc.;
- Avaliar ajustes na estrutura organizacional;
- Avaliar ganhos devido a novas tecnologias a serem implementadas na rede e no sistema de medição;
- Avaliar ganhos devido a novos sistemas a serem implementados;
- Intensificar o processo de capitalização dos custos com pessoal vinculados ao processo de Investimento da Companhia, de acordo com os limites definidos pelo Órgão Regulador;
- Avaliar a redução de Agências/ Atendimento Presencial.

2.4.5 Materiais, Serviços de Terceiros e Outros - Ações para Otimização de Custos

Com base em práticas de mercado, em experiências de privatizações de empresas do setor e objetivando atingir os níveis regulatórios de PMSO, foram consideradas reduções para as contas de **Materiais, Serviços de Terceiros e Outros** sobre o valor constante no Plano de Negócios da CEB-D, sendo 10% em 2020 para Materiais e Serviços (nível de serviço abaixo do previsto devido a atrasos de contratações), 15% em 2021 (renegociações contratuais e ajustes gradativos do novo Controlador com fornecedores) e 25% de 2022 a 2024 (finalização dos ajustes contratuais e ações de otimização) para Materiais, Serviços e Outros, em função da implementação de ações de otimização e gestão, conforme Plano de Ação proposto pelo Consórcio, mostrado a seguir:

Principias Ações propostas pelo Consórcio a serem implementadas

- Renegociação dos contratos;
- Maior agilidade do processo de contratação;
- Implementar ferramentas de Gestão e Controle Orçamentário para possibilitar uma melhor Gestão de Performance;
- Intensificar investimento em rede compacta (*spacer cable*) nos circuitos com maior número de desligamentos com redução de custos operacionais, com manutenção e poda de árvores, multas regulatórias, número de ocorrências e aumento da base regulatória) – aumento de CapEx versus redução de OpEx;
- Melhorar a gestão dos medidores na empresa e contratadas;
- Garantir o fornecimento contínuo de materiais críticos para a Operação com controle mínimo de estoque;
- Avaliar áreas para terceirização de atividades de suporte, ex.: testes de equipamentos: EPI's / EPC's/ outras;
- Frota: Otimizar o uso de veículos através de pool e escala de trabalho/ Avaliar a viabilidade do aluguel versus compra/Reduzir o uso inadequado;
- Otimizar o uso das bases operacionais.

2.4.6 Proposta do Consórcio para o PMSO ciclo 2020 - 2024

A tabela abaixo apresenta as projeções para PMSO com as reduções consideradas em função da implementação das ações propostas pelo Consórcio, com Cisão e PDV propostos pela CEB-D:

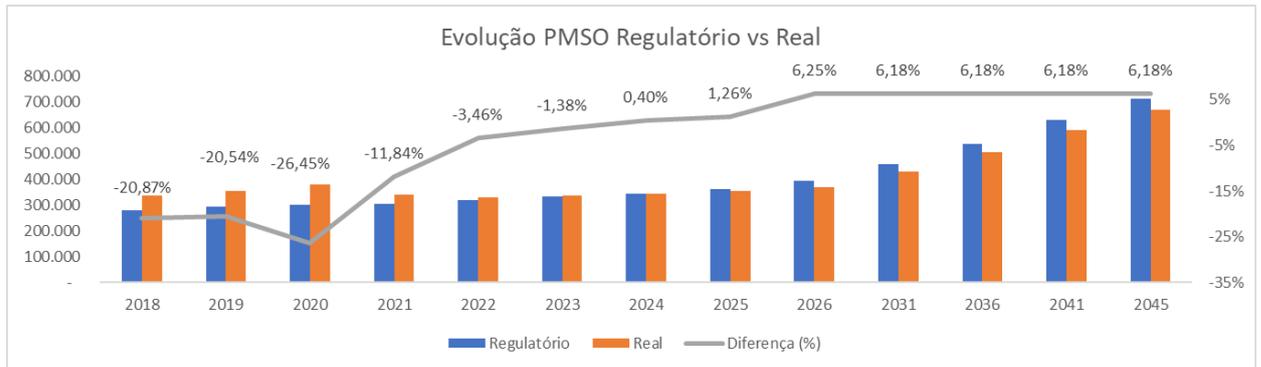
Tabela 8 PMSO proposta do consórcio para ciclo 2020-2024

PMSO (R\$ Mil) PROPOSTA	2020	2021	2022	2023	2024
PESSOAL	208.305	168.930	164.252	156.777	152.376
MATERIAIS	3.942	5.914	5.288	5.367	5.446
SERVIÇOS	138.715	131.052	117.387	121.782	126.019
OUTROS	28.741	24.379	21.771	21.201	18.610
TOTAL	379.704	330.275	308.698	305.127	302.451

Para o período após 2024 foi considerado manutenção dos mesmos patamares apenas atualizados por IPCA.

Comparativo PMSO Regulatório vs PMSO proposto no Modelo de Avaliação CEB-D - Considerando Cisão com transferência de funcionários para empresa de Serviços e o PDV proposto pela CEB-D:

Figura 10: Evolução do PMSO – Regulatório vs. Real (R\$/ano)



Nota: Valores indexados

As premissas adotadas pelo Consórcio, considerando cisão com transferência de funcionários para a empresa de Serviços e o PDV propostos pela CEB-D, faz com que os parâmetros regulatórios sejam atingidos em 2024. Considerando o indicador de eficiência da ANEEL que em 2019 está acima do regulatório em cerca de 21%, e que irá agravar com o impacto inicial em virtude do PDV em 2020, é recomendável que as ações de redução propostas pela Consórcio sejam implementadas para que essa margem seja reduzida e a meta regulatória seja atingida.

2.5 Investimentos Realizados e Projetados

Para definição das premissas de investimentos foram consideradas as análises realizadas no Plano de Investimentos da CEB-D, que tem como base os resultados dos estudos de planejamento do sistema de distribuição da CEB-D de Alta, Média e Baixa Tensão, constituindo o Plano de Desenvolvimento da Distribuição (PDD) num horizonte de dez anos (2019 a 2028), abordado nos itens 2.13 ao 2.15 do Relatório de Avaliação Técnico Operacional e de Recursos Humanos, conforme tabela abaixo:

Tabela 9 Investimentos realizados e projetados para 2019-2028 (R\$.milhões)

INVESTIMENTO TOTAL 2019/2028 [Valores em Milhões de R\$]										
ANO	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
VALORES DO PLANO DE NEGÓCIOS	121,8	137,8	109,8	122,5	122,50	122,39	123,1	120,2	122,2	122,2
SED	13,8	21,0	31,8	48,4	33,0	37,4	48,9	45,0	46,7	46,1
SDAT (LD)	12,1	29,8	8,3	0,0	14,8	16,3	2,9	5,5	8,3	5,5
SDAT + SED	2,5,9	50,8	40,1	48,4	47,8	53,7	51,8	50,5	55,0	51,6
MEDIÇÃO	7,4	9,40	5,3	7,30	7,30	7,3	7,3	6,9	7,2	7,2
SDMT+SDBT	50,6	68,1	59,2	59,3	59,3	59,3	61,0	59,6	59,7	59,8
INVESTIMENTOS TOTAIS	83,8	128,3	104,6	115,0	114,4	120,3	120,2	117,1	122,0	118,6

Fonte: CEB

Legenda:

SED – Subestações de Distribuição

SDAT – Sistema de Distribuição de Alta Tensão (Linhas de Distribuição – LD)

SDMT – Sistema de Distribuição de Média Tensão

SDBT - Sistema de Distribuição de Baixa Tensão

Nesta análise realizada no Plano de Investimentos/ Plano de Desenvolvimento da Distribuição - PDD elaborada pela CEB-D, foi considerada pelo Consórcio uma oportunidade de revisão dos critérios de carregamento, similar ao utilizado por outras Concessionárias, conforme descrito nos itens 2.12.4.4 e 2.12.5.9 do Relatório de Avaliação Técnico Operacional e de Recursos Humanos, e em **troca direcionar esses investimentos para renovação/ modernização em ativos que já estão depreciados e novas tecnologias/ obras, visando agilizar a redução dos indicadores de Qualidade do Fornecimento de energia DEC/ FEC e aumentar a base regulatória para a próxima revisão tarifária.**

Também foi considerado, o histórico realizado de investimentos dos últimos cinco anos e o projetado elaborado pela CEB-D (2020 a 2024), abordado no item 2.19 do Relatório de Avaliação Técnico Operacional e de Recursos Humanos, conforme abaixo:

Tabela 10 Detalhamento do Relatório Técnico Operacional e de Recursos humanos histórico (R\$)

Subprojeto - GDF	Projeto Macro	Executado Acumulado 2015	Executado Acumulado 2016	Executado Acumulado 2017	Executado Acumulado 2018	Executado Acumulado 2019
25.126.6001.1471.2530 - Modernização dos Sistemas de Informação	3403031D - Softwares Administração	768.701	7.241.164	5.010.614	1.274.405	1.876.471
	3303031D - Softwares Distribuição		0	0	1.277.496	0
	Total Subprojeto	768.701	7.241.164	5.010.614	2.551.901	1.876.471
25.752.6001.3467.0020 - Aquisição de Equipamentos	2303051D - Veículos Distribuição		4.826.745	0	0	2.599.894
	2403061D - Móveis e Utensílios Administração	17.514	25.089	0	1.980	19.680
	Total Subprojeto	17.514	4.851.834	0	1.980	2.619.574
25.752.6210.1133.0315 - Implantação e Melhorias das Estruturas de Distribuição de Energia Elétrica	31100001 - Subestação de Distribuição	8.047.296	11.655.500	363.568	192.228	3.141.440
	31200001 - Linha Distribuição	6.600	2.700	311	16.464.123	4.450.997
	31300001 - Rede Aérea	18.988.700	10.827.959	28.019.810	23.524.258	6.368.895
	31400001 - Rede Subterrânea	16.872.656	4.104.046	3.738.399	3.205.147	988.600
	31500001 - Meio Ambiente	3.042	154.490	108.679	62.930	52.439
	31800001 - Atualização de Cadastro			675.075	1.449.716	1.469.313
	31900001 - Material Investimento	6.127.350	34.773.596	22.215.592	15.448.195	19.893.227
	2303041D - Máquinas e Equipamentos Distribuição	883.232	264.061	3.357.754	44.047	394.222
	2403041D - Máquinas e Equipamentos Administração	4.172.755	506.200	545.331	125.643	250.982
Total Subprojeto	55.101.632	62.288.552	59.024.519	60.516.287	37.010.115	
Total Geral		55.887.847	74.381.550	64.035.133	63.070.168	41.506.160

A planilha acima, fornecida pela CEB-D em 02/03/2020, demonstra os investimentos realizados nos últimos anos. No entanto, os valores totais de investimentos anuais foram reapresentados no relatório da Administração 2019 de 22/03/2020 (Tabela 1 Histórico dos Principais Resultados) de forma fechada, conforme planilha abaixo:

Tabela 11 Investimentos totais realizados entre 2015-2019 (R\$.mil)

	R\$ mil				
	2015	2016	2017	2018	2019
	Reapresentado	Reapresentado	Reapresentado	Reapresentado	
Investimentos	82.157	72.309	85.278	82.576	40.181

Observa-se divergências de valores anuais em relação à planilha original fornecida ao Consórcio. Ademais, a tabela acima mostra que no ano de 2019 apresentou o menor valor realizado no período de 5 anos e, conforme justificativas fornecidas pela CEB-D, foi decorrente de vários problemas nas contratações, Tribunal de Contas – paralisação de contratos, etc., em diversas atividades, e principalmente, nas rescisões de contratos e reinício do processo de contratação em algumas grandes obras no Sistema de Distribuição, conforme abordado no item 2.19 do Relatório de Avaliação Técnico Operacional e de Recursos Humanos.

Essa realização de 2019 bem abaixo da média dos últimos anos resulta em impactos diretos nos investimentos de implantação e melhorias na rede de distribuição da Companhia, e, **consequentemente, impactos nos indicadores de desempenho da distribuição de energia elétrica.**

Também foram **consideradas as previsões orçamentárias demonstradas abaixo, elaboradas pela CEB-D**, que são consolidadas por Diretoria e envolvem todas as áreas, incluindo parte do PDD (plano de obras) em virtude de que toda metodologia estabelecida está em conformidade com a regulação vigente, conforme abordado no item 2.19 do relatório de Avaliação Técnico Operacional e de Recursos Humanos, após reuniões de ajustes e aprovação do planejamento orçamentário projetado e alinhado à estratégia empresarial, conforme praticado pelas Concessionárias.

Tabela 12 Tabela de Investimentos Projetados pela CEB-D

	2020	2021	2022	2023	2024
INVESTIMENTOS PROJETADOS (1+2+3+4+5)	102,3	135,6	172,1	165,8	148,1
1- Diretoria de Comercialização (DC)	13,3	26,9	29,2	29,2	14,4
STI (TI incluindo Billing)	13,3	26,9	29,2	29,2	14,4
2- Diretoria de Regulação (DR) (6+7+8)	1,6	2,3	2,3	2,3	2,3
6- SGB	1,2	1,7	1,7	1,7	1,7
7- SRG	0,3	0,4	0,4	0,4	0,4
8- GSPD	0,1	0,2	0,2	0,2	0,2
3- Diretoria de Gestão (DG) (9+10)	24,9	37,0	39,0	41,0	43,2
9- SSU (DC) - Medidores	7,1	10,3	10,7	11,1	11,4
10 - SSU (DI) - Material para expansão do Sistema	17,9	26,7	28,3	30,0	31,8
4- Diretoria de Distribuição (DI) (11+12+13+14)	60,9	67,0	101,7	93,3	88,2
11- SMS (Manutenção do Sistema Elétrico)	20,1	34,2	34,7	36,8	37,1
12- GRAR (Rede Aérea)	7,0	10,3	10,7	11,1	11,5
13- GRSS (Rede Subterrânea)	2,4	3,5	3,6	3,8	3,9
14- GRST (Subtransmissão - linhas e subestações)	31,4	19,1	52,7	41,7	35,6
5- Diretoria Financeira (DF)	1,7	2,3	0,0	0,0	0,0
GPCO	1,7	2,3	0,0	0,0	0,0

Legenda:

STI - Superintendência de Tecnologia da Informação

SGB - Superintendência de Gestão do Cadastro Técnico e Administração da Base de Remuneração

SRG - Superintendência de Regulação

GSPD - Gerência Sócio Ambiental e P&D – GSPD

SSU – Superintendência de Administração e Suprimentos

SMS – Superintendência de Manutenção do Sistema

GRAR - Gerência de Projetos e Obras de Redes Aéreas

GRSS – Gerência de Projetos e Obras de Redes Subterrâneas

GRST – Gerência de Obras Subtransmissão

GPCO - Gerência de Planejamento e Controle Orçamentário

Observam-se que os valores orçados previstos acima pela CEB-D são bem superiores ao realizado nos anos anteriores, o que torna difícil a sua realização com base no histórico. Desta forma, com base em **práticas de mercado e em experiências de privatizações de empresas do setor**, foram consideradas nas premissas utilizadas pelo Consórcio alguns fatores, conforme abaixo:

- Foram identificadas oportunidades de otimização de investimentos, além da realocação para novas tecnologias, já abordado anteriormente, como uso de religadores nos projetos de melhoria, de forma gradativa nos locais críticos (que mais impactam o FEC), conforme descrito no item 2.19 do relatório de Avaliação Técnico Operacional e de Recursos Humanos, e nas principais ações do Plano de Recuperação dos Indicadores de Continuidade sugerido pelo Consórcio no item 2.8.1 deste relatório com baixo impacto no orçamento anual, visando melhoria dos indicadores de qualidade, proporcionando também aumento da base de remuneração e decréscimo de custos operacionais;
- Para o ano 2020 provavelmente não haverá tempo hábil para realização do orçamento previsto projetado pela CEB-D, devido a algumas licitações ainda paralisadas até o momento e capacidade de execução/ mobilização de equipes pelas empreiteiras vencedoras. Além destes, o prazo para programação de obras/ desligamentos da rede, elaboração de projetos, entre outras etapas necessárias para intervenção no Sistema de Distribuição;
- Considerando que em 2020 seja realizada a privatização que demandará um tempo para sua finalização, no início da gestão, a nova Controladora precisará de um prazo para realizar análises para entendimento dos processos atuais, ajustes de estratégias empresariais (revisão de contratos, etc.) o que,

consequentemente, aumentará a probabilidade da não realização do orçamento previsto para o ano de 2020;

- Considerando os fatores acima, para 2020 foi considerado um valor total próximo da média dos investimentos realizados nos últimos anos anterior a 2018¹, adotando assim uma redução de 17% do projetado pela CEB-D em cada linha da projeção de investimentos projetados da tabela acima. Foi aberto uma linha de investimentos “Programa Especial de Redução de Perdas Comerciais” desmembrado do orçamento da linha de Medidores, visando acompanhamento físico/ financeiro deste projeto, seguindo as mesmas condições das demais linhas. No entanto, foi mantido os valores projetados para os Sistemas computacionais e bases de dados por serem necessários para implantação de sistemas/suporte às operações técnico/ operacional da CEB-D, conforme abordado no item 2.19 do Relatório de Avaliação Técnico Operacional e de Recursos Humanos (não somente em 2020 como para todos os anos até 2024). Assim, a redução projetada total no ano de 2020 foi de 15%;
- Para o ano de 2021 até 2024 deverá ocorrer uma retomada com contratos já em andamento, mas ainda deverá ser de forma gradativa e conservadora com base no histórico de capacidade de execução e em observações de experiências de empresas privatizadas do setor. Provavelmente não serão atingidos os valores previstos pela CEB-D (envolvem vários fatores, desde elaboração de projetos, viabilidade na execução/ desligamento programado/ uso de linha viva, mobilização de equipes contratadas, turmas suficientes para realização e não ter reparos pendentes, etc., conforme abordado no item 2.19 do Relatório de Avaliação Técnico Operacional e de Recursos Humanos). Desta forma, principalmente considerando a capacidade de execução, seguem os valores estimados de redução e remanejamento sazonal para o ano de 2025, visando trabalhar com valores de investimentos maiores próximo à revisão tarifária de 2026, melhorando a base de remuneração, em relação à tabela de investimentos projetados pela CEB-D, consideradas reduções a partir

¹ O ano de 2019 não foi incluído em virtude dos investimentos realizados terem sido muito abaixo dos anos anteriores, ocasionando o não atingimento dos indicadores DEC/FEC.

- de 2021(14% em 2021, 33% em 2022, 30% em 2023 e 16% em 2024). Procurou-se manter um volume estimado de investimentos contínuo mínimos anuais, para assegurar a redução gradativa e contínua dos indicadores de continuidade, com ações do Plano de Recuperação conforme abordado no item 2.8 deste relatório, buscando a melhoria da qualidade do fornecimento da energia elétrica, com maior intensidade nos anos próximos da revisão tarifária;
- Para os anos de 2025 e 2026 foi considerado todo o valor orçado do PDD, conforme tabela “Investimento Total 2019/ 2028 (valores em milhões de R\$) informada no início deste item 2.5, acrescidos de valores estimados na linha “Sistemas computacionais e bases de dados” para sistemas em geral para Operação (Distribuição, perdas, comercial), considerando a necessidade de implementação de novas tecnologias nos sistemas. Também foram acrescidos valores estimados na linha “Outros” para cadastro/ Regulatório, Meio Ambiente, veículos, ferramentas (o que tiver de necessidade), bem como inserido os valores transferidos dos anos de 2022 e 2023 para 2025. Portanto, o valor do ano de 2025 ficou maior de todos os anos anteriores projetados, considerando a revisão tarifária que irá ocorrer em 2026;
 - Dos anos de 2027 e 2028, foram transferidos para o ano de 2030, valores das linhas Subtransmissão (Linhas e Estações), Rede Aérea, Manutenção do Sistema Elétrico e Material Investimento Rede. O valor do ano de 2030, ficou maior de todos os anos projetados (2026 a 2028), considerando a revisão tarifária que irá ocorrer em 2031;
 - No ano de 2029 foram mantidos os valores de investimentos anuais do PDD de 2028 em virtude da finalização desses estudos, conforme tabela “Investimento Total 2019/ 2028 (valores em milhões de R\$) informada no início deste item 2.5, bem como mantido os valores das “linhas Sistemas computacionais e bases de dados” e “Outros” dos anos anteriores;
 - A partir de 2031 foi estimada uma redução do valor na linha “Sistemas computacionais e bases de dados” em cerca de 37% (objetivo de manter um valor mínimo para possíveis melhorias de sistemas e/ou novos módulos para a Operação da empresa), mantida as demais linhas previstas de investimentos anuais do ano de 2029 em virtude da finalização dos estudos com os valores do PDD, conforme tabela “Investimento Total 2019/ 2028 (valores em milhões de R\$) informada no início deste item 2.5 e item 2.13 do Relatório de Avaliação

Técnico Operacional e de Recursos Humanos (horizonte de estudos é de dez anos conforme PRODIST ANEEL).

Com base nas considerações e premissas adotadas acima, segue tabela abaixo com as novas projeções de Investimentos propostas pelo Consórcio, visando a melhoria da qualidade do fornecimento de energia elétrica (indicadores de continuidade abaixo do regulatório conforme abordado no item 2.8 deste relatório), manter uma renovação/modernização contínua dos ativos depreciados, e aumentar a base regulatória para a próxima revisão tarifária, que foram consideradas nas premissas de *Valuation* da CEB-D e devem ser reavaliados anualmente:

Tabela 13 Projeção de investimentos proposto pelo Consórcio

INVESTIMENTOS (R\$ Mil) PROPOSTO	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Linhas e Subestações - Subtransmissão (Rede Alta Tensão)	26.079	15.737	30.122	27.373	29.144	37.063
Rede Aérea	5.808	8.463	6.109	6.191	9.452	12.661
Rede Subterrânea	1.966	2.864	2.270	2.103	3.198	4.074
Manutenção do Sistema Elétrico	16.670	28.206	21.779	23.476	30.394	35.960
Programa Especial de Redução de Perdas Comerciais	2.364	1.849	1.459	1.664	2.128	2.378
Material Investimento Medidores	3.489	6.658	5.252	5.992	7.237	8.086
Material Investimento Rede	14.820	22.009	17.782	17.777	26.026	32.079
Sistemas computacionais e bases de dados	13.307	26.928	29.203	29.203	14.390	8.000
Outros	2.721	3.812	1.429	1.576	1.862	1.100
TOTAL GERAL	87.224	116.526	115.404	115.356	123.831	141.400

2.6 Abertura de Mercado – Baixa e Média Tensão (%)

Os percentuais de mercado de Baixa Tensão (BT) – 99,79% e Média Tensão (MT) - 0,21% em 2019, foram mantidos para os anos futuros, considerando as características do mercado da CEB-D (grande predomínio residencial e comercial na BT), onde as oscilações deverão ser pequenas, mantendo-se, assim, os mesmos percentuais.

2.7 Rede - Baixa/ Média Tensão e Alta Tensão (KM)

Com relação a rede Baixa Tensão - BT/ Média Tensão - MT e Alta Tensão – AT, foi considerado uma estimativa de crescimento da rede baseado no que foi proposto pelo Consórcio no orçamento de investimentos com percentuais de crescimento em relação ano ao anterior, conforme abaixo:

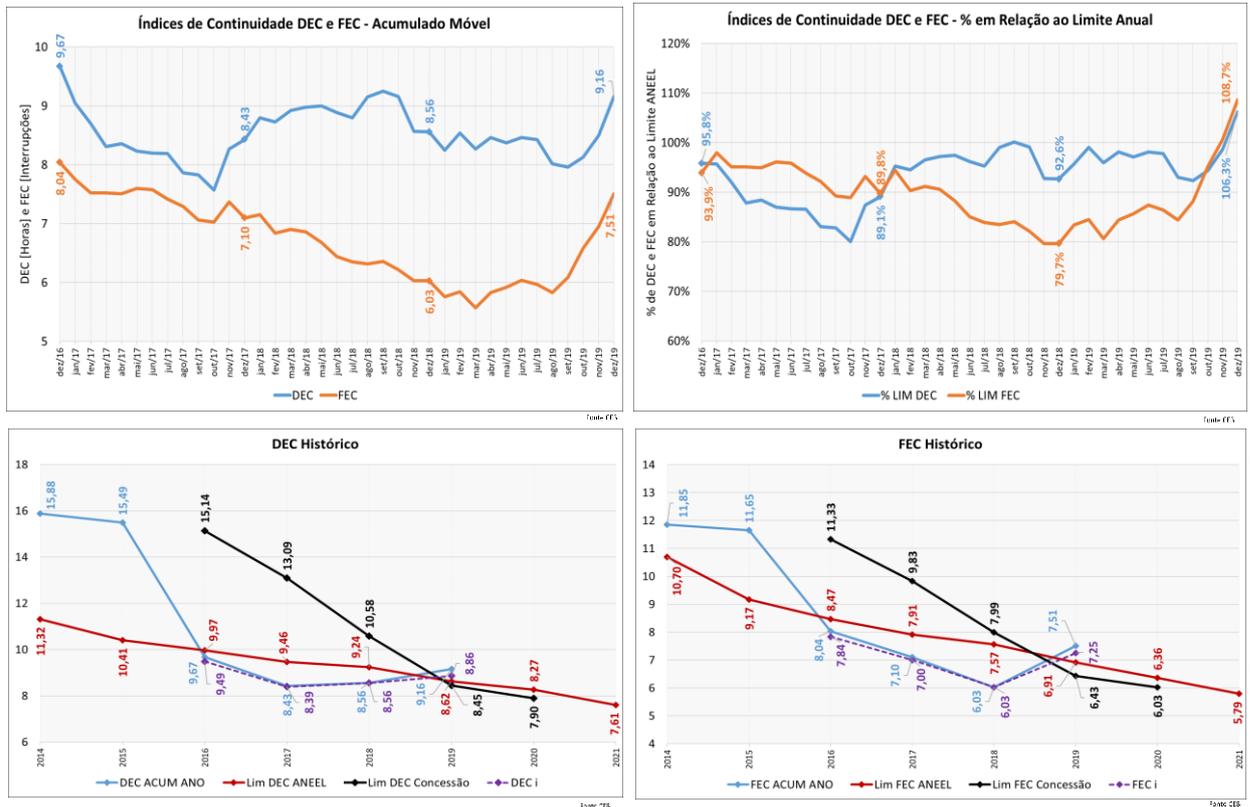
- ✓ Ano 2020 rede AT/ BT/ MT crescimento de 0,5%;
- ✓ Ano 2021 rede AT/ BT/ MT crescimento de 1%;
- ✓ Ano 2022 rede AT/ BT/ MT crescimento de 2%;

- ✓ Ano 2023 rede AT/ BT/ MT crescimento de 3%;
- ✓ A partir do Ano 2024, como o plano de investimentos é de cinco anos e revisado anualmente, foi considerado crescimento em BT/ MT de 3% e em AT 0,5% ao ano.

2.8 Indicadores De Qualidade De Fornecimento DEC/ FEC

Conforme relatório de avaliação Técnico Operacional, as premissas adotadas pelo Consórcio consideram análise do histórico realizado dos anos anteriores, conforme descrito abaixo:

Figura 11: Indicadores históricos – DEC e FEC



- Conforme histórico dos indicadores DEC/ FEC, o DEC já vinha com ligeiro crescimento no ano de 2018 comparado com 2017, mas ainda abaixo dos limites da ANEEL. Ao longo do ano de 2019, os indicadores também vinham com uma pequena tendência de crescimento, principalmente o FEC, mas mesmo assim ainda estavam abaixo do limite da ANEEL. Entretanto, esses

indicadores pioraram muito a partir do último trimestre de 2019, ficando acima do limite, em parte impactado pelas fortes tempestades com ventos e raios ocorridas no último trimestre em Brasília, confirmado através de amostras de reportagens de jornais da época;

- Complementando o desempenho histórico dos indicadores de continuidade DEC/ FEC, segue tabela abaixo comparativa do indicador de Desempenho Global de Continuidade – DGC da ANEEL, posição até 2018. Conhecido como "Ranking da Continuidade", o DGC visa comparar o desempenho de uma distribuidora em relação às demais empresas do país. O indicador permite avaliar o nível da continuidade da distribuidora (valores apurados de duração e frequência de interrupções) em relação aos limites estabelecidos para a sua área de concessão (limites determinados pelas resoluções autorizativas da ANEEL). Lembrando que a CEB-D teve uma piora significativa em 2019, caindo para 25º lugar, DGC=1,07 (piorando este indicador em cerca de 25% em relação à 2018), conforme publicação no site da ANEEL:

Figura 12: Ranking de continuidade por distribuidora

#	Empresa	Região	2014	2015	2016	2017	2018	Menor => Melhor	2018
1	ESS	SE	1º	2º	3º	1º	1º		0,65
2	EMT	CO	3º	3º	3º	2º	2º		0,69
3	Cemar	NE	1º	1º	1º	1º	1º		0,69
4	EPB	NE	1º	1º	1º	1º	1º		0,71
5	CPFL Paulista	SE	1º	1º	1º	2º	2º		0,73
6	EMS	CO	1º	1º	1º	1º	1º		0,73
7	Cosern	NE	1º	1º	1º	1º	1º		0,74
8	EDP ES	SE	1º	1º	1º	1º	1º		0,75
9	CPFL Pirat.	SE	1º	1º	1º	2º	2º		0,77
10	Celpe	NE	3º	3º	3º	3º	3º		0,77
11	Elektro	SE	1º	1º	1º	1º	1º		0,78
12	Cemig-D	SE	1º	1º	1º	2º	2º		0,81
13	ESE	NE	1º	1º	1º	1º	1º		0,82
14	Enel CE	NE	1º	1º	1º	1º	1º		0,82
15	Light SESA	SE	3º	3º	3º	3º	3º		0,83
16	Celesc-Dis	S	3º	3º	3º	3º	3º		0,85
17	Ceb-Dis	CO	3º	3º	3º	3º	3º		0,86
18	EDP SP	SE	1º	1º	1º	1º	1º		0,87
19	Coelba	NE	3º	3º	3º	3º	3º		0,88
20	Copel-Dis	S	3º	3º	3º	3º	3º		0,88
21	Enel SP	SE	3º	3º	3º	3º	3º		0,89
22	RGE	S	3º	3º	3º	3º	3º		0,96
23	Cepisa	NE	3º	3º	3º	3º	3º		1,07
24	RGE Sul	S	3º	3º	3º	3º	3º		1,07
25	Enel RJ	SE	3º	3º	3º	3º	3º		1,18
26	CEEE-D	S	3º	3º	3º	3º	3º		1,19
27	CEAL	NE	3º	3º	3º	3º	3º		1,26
28	Enel GO	CO	3º	3º	3º	3º	3º		1,65

Quartil por ano, entre pequenas e grandes empresas

1º 2º 3º 4º

Fonte: Relatório da Aneel de Indicadores de Sustentabilidade Econômico-Financeira das Distribuidoras – emitido em Novembro/2019 - (indicador DGC, posição 2018).

- Desta forma, o histórico de crescimento e piora no ranking da ANEEL, demonstram a necessidade da elaboração de um Plano de Recuperação DEC/ FEC (Subtransmissão e redes de Distribuição) bem estruturado, dentro da maior brevidade possível, conforme abordado no relatório de avaliação Técnico Operacional. As principais ações propostas pelo Consórcio estão no item 2.8.1, previstas no orçamento de investimentos sugeridos pelo Consórcio, visando garantir a redução dos indicadores ao longo desse ano (2020) e anos futuros;
- No entanto, conforme fatores já abordados no item anterior “Investimentos Realizados e Projetados”, para o ano de 2020 deverá ocorrer impactos na capacidade de execução do Capex projetado pela CEB-D que podem refletir na performance dos indicadores de continuidade (dependência de processos de licitação, elaboração de projetos, priorização, mobilização empreiteiras e equipes, obras, tempo de execução, etc), similar ao ocorrido em 2019, e, provavelmente, os indicadores só atingirão plenamente a meta regulatória em 2021, com uso de novas tecnologias e execução do novo Plano de Recuperação DEC/ FEC proposto pelo Consórcio;
- Outras ações relacionadas à Operação da Empresa, além da Manutenção, podem ajudar a obter resultados mais rápidos que contribuem para a melhora da performance dos indicadores ainda em 2020, tais como: maior agilidade no despacho das equipes, ações para otimização de tempo de preparo/deslocamento, ações via Call Center, etc., conforme abordado no relatório de avaliação Técnico Operacional. Considerando a implementação destas ações foi prevista uma redução dos indicadores DEC/ FEC para 2020, mostrada a seguir com base similar aos históricos, considerando as mesmas condições meteorológicas de 2019, experiência de mercado e análises realizadas pelo Consórcio descritas no item “2- Performance Técnica Subtransmissão e Distribuição” do relatório de Avaliação Técnico Operacional:
 - ✓ DEC em cerca de 10%, de 9,16 para 8,24 (atinge meta regulatória, mas não a do contrato de concessão);
 - ✓ FEC em cerca de 14,5%, de 7,51 para 6,42 (% de redução similar ao ocorrido em 2018).
- Para 2021, mantendo a execução do novo Plano de Recuperação DEC/ FEC proposto pelo Consórcio com uso de novas tecnologias deverá ser atingida a

meta regulatória, ficando DEC em 7,61 (redução estimada de 7,6%) e FEC em 5,79 (redução estimada de 9,8%);

- Para o ano de 2022, com a continuidade da execução do Plano de Recuperação DEC/ FEC com uso de novas tecnologias, finalização dos principais projetos/ ações prioritárias definidas pela CEB-D, e manutenção do monitoramento constante dos indicadores, deverá ocorrer uma nova redução, menor que 2021, conforme estimativa abaixo:
 - ✓ DEC em cerca de 3% de 7,61 para 7,50;
 - ✓ FEC em cerca de 3% de 5,79 para 5,60.

Permanecendo próximo a esses valores nos anos de 2023 a 2025;

- Para os anos de 2026 e 2031 provavelmente haverá uma nova meta de limite regulatório que foi estimada com DEC 7,20 e FEC 5,30, DEC 7,00 e FEC 5,00 respectivamente. Considerando manter a mobilização do Plano de Recuperação DEC/ FEC, monitorando os indicadores e realizando os investimentos previstos pelo Consórcio, a CEB-D conseguirá atingir estas novas metas regulatórias estimadas.

2.8.1 Principais Ações propostas pelo Consórcio para o Plano de Recuperação dos Indicadores de Continuidade

- Elaborar Plano de Recuperação DEC/ FEC (Subtransmissão e Redes de Distribuição), considerando todos os tópicos **abordados no relatório de Avaliação Técnico Operacional** referente à qualidade do fornecimento de energia elétrica com horizonte no mínimo 5 anos e com revisões anuais;
- Monitorar os indicadores técnicos de continuidade (**DEC/ FEC/ DIC/ FIC/ DMIC/ TMA/ NIE/ REINCIDENCIAS**) com reuniões de avaliação e tomada de decisões (corrigir ações como melhoria contínua), inicialmente semanais, posteriormente quinzenais/ mensais com participação de todas as áreas envolvidas, visando garantir a redução dos indicadores ao longo deste ano (2020) e preparação para anos futuros;
- Estabelecer um limite e controlar como meta mensal o DEC/ FEC programado (desligamentos com aviso aos clientes envolvidos para execução de obras na rede). A apuração do DEC/ FEC envolve desligamentos programados e não

- programados, desta forma os desligamentos programados precisam ser monitorados;
- Gerenciamento intensivo nas ações estabelecidas de redução do DEC/ FEC e despesas operacionais, assegurar que estejam abaixo dos limites regulatórios;
 - Priorizar e acompanhar mensalmente através de cronogramas detalhados, as obras do Plano de Investimentos que geram impactos prioritários de redução do DEC/ FEC;
 - Introdução de novas tecnologias, tais como:
 - ✓ Religadores nos *vis a vis* entre circuitos primários como chaves telecomandadas (pontos de manobras entre circuitos) ou com função de auto reconfiguração automática da rede desligando, assim, a menor quantidade de clientes possível automaticamente;
 - ✓ Instalação de *Self healing* – Reconfiguração automática da rede de distribuição e detectores de falta de energia nos alimentadores primários;
 - ✓ Avaliar necessidade de possível reforço nos alimentadores primários, Subestações e Linhas para estarem preparados com a robustez necessária para introdução destas novas tecnologias de monitoramento e operação automática.
 - Garantir todo o sensoriamento das Subestações, Linhas e circuitos primários, manobras automáticas (*Self Healing*), detectores de falta de energia nos circuitos/ *call back* automático (evitando deslocamento improdutivo de equipes), uso de rede compacta, uso sinalização de falta/ retorno de energia pelos medidores inteligentes (quando houver plano e orçamento específico) instalados na área de Concessão, etc., renovando ativos depreciados, reforçando a rede para estar preparada para sua automação e sensoriamento automático.

As principais ações acima são inerentes ao processo de gestão da qualidade do fornecimento de energia elétrica, de boas práticas realizadas pelas melhores Concessionárias e estão dentro do orçamento de investimento sugerido pelo Consórcio, seguindo prioridades de execução dos projetos, a serem definidas pela CEB-D, que causam o maior impacto de redução nos indicadores de continuidade.

A experiência prática demonstra que uma consistente redução contínua do indicador FEC a um nível ótimo, demonstra melhoria da robustez do sistema, que se torna mais

resistente aos eventos causadores de falhas e, conseqüentemente, também contribuem na redução do indicador DEC.

2.9 Indicadores de Atendimento Comercial

De uma forma geral os indicadores de qualidade do atendimento comercial já se encontram abaixo das metas determinadas pela Aneel.

Em função disto, a projeção destes indicadores considera o mesmo patamar praticado em 2019, atendimento às metas regulatórias e mantendo a qualidade do atendimento comercial.

Para o IASC a empresa informou que sua meta operacional é de 74,13, no entanto obtiveram em 2019 a pontuação de 73,04.

Tabela 14 Indicadores projetados

INDICADORES COMERCIAIS	PREVISTOS					
	2019	2020	2021	2022	2023	2024
FER - Limite ANEEL 8	6,64	7,00	7,00	7,00	7,00	7,00
DER - Limite ANEEL 120	107,20	120,00	120,00	120,00	120,00	120,00
IASC ≥ 70	73,04	74,00	74,00	74,00	74,00	74,00
INS - Limite ANEEL ≥ 85%	91,91%	91,00%	91,00%	91,00%	91,00%	91,00%
IAb - Limite ANEEL ≤ 4%	0,93%	1,00%	1,00%	1,00%	1,00%	1,00%
ICO - Limite ANEEL ≤ 2%	0,08%	0,10%	0,10%	0,10%	0,10%	0,10%

2019: Realizado

3. PROJEÇÕES TARIFÁRIAS

As Leis nº. 8.987/1995 e nº. 9.427/1996 introduziram uma nova estrutura para o setor elétrico brasileiro, bem como um novo regime tarifário designado de “serviço pelo preço” ou *price-cap*. A mudança do regime tarifário de “serviço pelo custo”² para “serviço pelo preço” visou à redução do risco regulatório, de modo a atrair os investimentos privados necessários à expansão do setor elétrico.

Sendo assim, desde a reestruturação do setor elétrico a legislação determina que a cada processo tarifário anual sejam estabelecidas as receitas requeridas para as distribuidoras arcarem com os custos de capital, operacional, dos encargos setoriais, de transmissão e de compra de energia para os próximos doze meses. Conforme o contrato de concessão entre a Agência reguladora e as distribuidoras, o equilíbrio econômico-financeiro das empresas se dará por meio dos mecanismos de reajustes anuais e revisões tarifárias:

- Reajuste Tarifário Anual (RTA): Aplicado anualmente entre as revisões tarifárias periódicas com o objetivo de corrigir as perdas inflacionárias, bem como transferir parte do aumento de produtividade da empresa ao consumidor, descontando-se do índice de inflação um índice de produtividade Fator X;
- Revisão Tarifária Periódica (RTP): Aplicada a cada ciclo tarifário no período de quatro ou cinco anos, dependendo do contrato de concessão, com o objetivo de redefinir o preço-teto da tarifa – receita mínima para garantir o equilíbrio econômico das empresas de energia. Adicionalmente, define o índice de produtividade que será aplicado anualmente nos reajustes tarifários;
- Revisão Tarifária Extraordinária (RTE): Aplicada quando ocorrem alterações significativas nos custos das empresas, que não foram previstos nos mecanismos citados acima.

Cabe destacar que a receita requerida (RR) da distribuidora é dividida em duas parcelas: (i) Parcela A (VPA) refere-se a receita necessária para o pagamentos dos

² O Decreto 41.019/1957 se refere ao regime tarifário do serviço pelo custo no qual o governo garantia às concessionárias de distribuição, receitas suficientes para cobrir os custos para prestação dos serviços públicos, acrescidas de remuneração mínima de 10% nos investimentos da empresa (ativo remunerável).

custos não gerenciáveis (encargos setoriais, transmissão e energia) (ii) a Parcela B (VPB), parte destinada aos custos gerenciáveis (CAPEX e OPEX). Os custos da VPA, por serem *não gerenciáveis* tem seu valor integral repassado aos consumidores. Faz parte da neutralidade dos custos da VPA a Conta de Variação da Parcela A (CVA) que compensa financeiramente a distribuidora e consumidor por eventuais diferenças entre os custos previstos no momento do processo tarifário e o efetivo desembolso pela empresa. Já a (VPB) que é a *parcela gerenciável*, permite a distribuidora se beneficiar dos ganhos de eficiência entre os ciclos tarifários.

Em relação aos processos tarifários, a principal diferença entre reajuste anual e revisão tarifária é a metodologia de apuração da VPB. As regras para ambas as metodologias de cálculo da VPB estão estabelecidas no Procedimento de Regulação Tarifária – PRORET – ANEEL.

Para o trabalho em questão foram simulados todos os processos tarifários dentro da vigência do contrato de concessão da CEB-D (2020 a 2045). A fim de dar simplicidade ao estudo, partiu-se da premissa que todos os custos de Parcela A serão reconhecidos no momento do processo tarifário, sem ter, portanto, a necessidade de projeção dos componentes financeiros. Outra razão que justifica essa premissa é a imprevisibilidade desses custos.

Entretanto, ainda existem componentes financeiros que não estão relacionados ao descasamento de tempo dos custos incorridos, mas que compensam variações de mercado e diferenças de perdas reais versus regulatórias. Devido a importância destes temas, foram projetados os itens financeiros de Neutralidade da Parcela A e Glosa Perdas.

3.2 Receita Requerida – Custos de VPA

As estimativas de receita para os custos da VPA foram baseadas nos Submódulos 3.2A (Custos de Aquisição de Energia Elétrica); 3.3.A (Custos de Transmissão) e 3.4A (Encargos Setoriais).

Energia Comprada

O custo de aquisição de energia será calculado considerando a energia requerida para atendimento do mercado de referência da concessionária, líquida da energia do

PROINFA, valorada pela tarifa média de repasse dos contratos de compra de energia vigente na data do reajuste em processamento, conforme equação abaixo:

$$CE = TM_{EC} \times [ER - EC_{PROINFA}] \quad (1)$$

onde:

CE: Custo com aquisição de energia e geração própria, em R\$;

ER: Energia requerida, expressa em MWh, para atender à carga regulatória da distribuidora, conforme equação (2);

TM_EC: Preço médio de repasse dos contratos de compra de energia, expresso em R\$/MWh, conforme equação (3); e

EC_PROINFA: Energia proveniente do PROINFA, em MWh, calculada conforme Seção 5.8.

A energia requerida seguirá a seguinte fórmula de cálculo nos processos de reajuste tarifário anual e revisão tarifária periódica:

$$ER = EV + PRT$$

onde:

EV: Energia vendida pela concessionária, no período de referência, para atendimento do mercado cativo, consumo próprio e suprimento às concessionárias e permissionárias de distribuição, em MWh; e

PRT: Perdas regulatórias totais, em MWh, obtida pela soma das perdas na rede básica, DITC, perdas técnicas e perdas não técnicas, conforme detalhado na Seção 7 deste Submódulo.

A tarifa média de repasse dos contratos de compra de energia, vigente na data do reajuste em processamento, será calculada conforme a fórmula a seguir:

$$TM_{EC} = \frac{CE_I + CE_{GP} + CE_{Angra} + CE_{Cotas} + CE_{Bilaterais} + CE_{Leilões} + CE_{MR}}{EC_I + EC_{GP} + EC_{Angra} + EC_{Cotas} + EC_{Bilaterais} + EC_{Leilões} + EC_{MR}}$$

CE_I: Custo com a aquisição da energia de ITAIPU

CE_GP: Custo com a aquisição da energia de empreendimentos de Geração Própria

Adicionalmente, o Decreto 5.163/2004, no artigo 38º prevê o repasse do custo de aquisição de energia aos consumidores finais em até cinco por cento do montante total de energia elétrica contratada, em relação a carga anual de fornecimento do agente de distribuição.

Premissas para Energia Comprada

- Montantes de energia contratados fornecido pela empresa;
- Preço dos contratos foram atualizados por IPCA e IGPM;

- Energia requerida (fornecimento e suprimento) projetada conforme item 2.1;
- Perdas regulatórias, projetadas conforme item 3.2

Conforme mencionado, como não haverá consideração de componente financeiro dos custos de energia, a despesa de aquisição de energia foi calculada considerando até cento e cinco por cento da carga regulatória.

Nos períodos em que a empresa está contratada acima dos 105%, a energia sobrecontratada é liquidada no mercado de curto prazo, sendo a receita auferida lançada na conta de “receita de curto prazo”. Para o período em que a empresa fica subcontratada, não há energia remanescente, portanto sem efeito no curto prazo.

Essa premissa foi adotada, pois conforme mencionado anteriormente, o Decreto 5163/04 permite o repasse do custo de energia até 105% da carga regulatória, porém o repasse destes 5% é feito por meio de componente financeiro, o qual não está sendo projetado.

Para a energia do Proinfa foi levado em consideração o relatório CONTRATOS E TERMOS ADITIVOS CELEBRADOS da ELETROBRAS, onde os últimos contratos do programa ocorrem em 2031. Portanto, a partir 2032 a energia desse contrato é extinta.

Encargos de Transmissão

Os custos com transmissão de energia elétrica são aqueles relacionados ao transporte da energia desde as unidades geradoras até os sistemas de distribuição, sendo compostos pelos itens a seguir: (i) uso das instalações de transmissão classificadas como Rede Básica, Rede Básica Fronteira ou Demais Instalações de Transmissão (DIT) de uso compartilhado, (ii) uso das instalações de distribuição, (iii) conexão às DIT de uso exclusivo, (iv) conexão às redes de distribuição, (v) transporte da energia proveniente de Itaipu até o ponto de conexão à Rede Básica, (vi) uso da Rede Básica pela usina de Itaipu e (vii) uso do sistema de transmissão pelas centrais geradoras conectadas em nível de tensão de 88 kV ou 138 kV.

- (i) O encargo de uso do sistema de transmissão (EUST) é calculado conforme equação abaixo:

$$EUST_r = \sum_1^p \left[MUST_{FP-p} \times (TUST_{FP-RB_{pr}} + TUST_{FP-FR_{pr}}) + MUST_{P-p} \times (TUST_{P-RB_{pr}} + TUST_{P-FR_{pr}}) \right]$$

EUST_r : encargo de uso do sistema de transmissão para a data de reajuste *r*

MUST: montante de uso do sistema de transmissão

TUST: Tarifa por posto horário para a Rede Básica no ponto de conexão *p*

- (ii) A tarifa de uso do sistema de distribuição (TUSD) é o valor vigente na data do processo tarifário em processamento.
- (iii) O custo de conexão anual (CCA) a ser reconhecido no reajuste tarifário em processamento é calculado conforme a fórmula abaixo:

$$CCA = \sum_1^p (CC + CC_{\text{novosativos}}) \times \text{Índice}$$

CCA : custo de conexão anual por transmissora a ser repassado para a tarifa;

CC: custo de conexão estabelecido na Resolução Homologatória das transmissoras

Índice: índice de atualização monetária do custo de conexão (IPCA ou IGPM)

- (iv) O CSD é calculado com base nos montantes de demanda de potência, observando a Contratação Eficiente, e de energia elétrica associada a essa demanda e medida no período de referência, multiplicados pelas tarifas de aplicação homologadas pela ANEEL e constantes da Resolução da distribuidora acessada, conforme a fórmula seguinte:

$$CSD_r = \sum_1^p (MUSD_{P-p} \times TUSD_{P-pr} + MUSD_{FP-p} \times TUSD_{FP-pr}) + \sum_1^p (EM_p \times TUSD_{E-pr}) \quad (5)$$

CSD_r : custo de uso das instalações do sistema de distribuição para a data de reajuste *r*

MUSD: montante de uso do sistema de distribuição, por posto horário, observando a Contratação Eficiente

TUSD: tarifa de uso do sistema de distribuição (TUSD) por posto horário

EM_p : energia medida no ponto de conexão *p* no período de referência, em MWh

- (v) As distribuidoras detentoras das quotas-partes de Itaipu pagam também o EUST atribuído a essa usina. O cálculo desse encargo segue a fórmula abaixo:

$$CRB_{Itaipu_r} = TUSTI_{t_r} \times \sum_{y=1}^2 (PI_y \times Q_y \times NMeses_y)$$

CRB_{Itaipu_r}: custo de uso da Rede Básica referente à Itaipu para a data de reajuste *r*

TUSTI_{t_r}: TUST referente a Itaipu vigente na data de reajuste *r*, em R\$/MW, homologada pela ANEEL

PI_y: potência máxima de Itaipu para o ano civil *y* do período de referência, em MW, homologada pela ANEEL

Q_y: quota-parte da distribuidora no ano civil *y* do período de referência, homologada pela ANEEL;
NMeses_y: número de meses no ano civil *y* do período de referência; e *y*: ano civil definido no período de referência, o qual envolve dois anos distintos.

- (vi) O custo com o transporte de energia elétrica proveniente de Itaipu é calculado conforme a fórmula abaixo:

$$CT_{Itaipu_r} = TTI_r \times \sum_{m=1}^{12} DI_m$$

CT_{Itaipu_r}: custo de transporte de Itaipu para a data de reajuste *r*;

TTI_r: tarifa de transporte de energia elétrica proveniente de Itaipu Binacional, homologada pela ANEEL, vigente na data de reajuste *r*, em R\$/MW;

DI_m: demanda do mês *m*, no período de referência do cálculo tarifário, homologada pela ANEEL para a distribuidora quotista, em MW; e *m*: mês dentro do período de referência

- (vii) Os valores das componentes TUSDg-T e TUSDg-ONS a serem considerados na DRP são aqueles vigentes no mês do reajuste tarifário da distribuidora.

Premissas para custo de transmissão

- Rede Básica Nodal e Fronteira – baseada na projeção da Receita Anual Permitida – RAP. Partiu-se dos valores de RAP prospectiva homologados na Resolução Homologatória 2562/2019, atualizados para o horizonte da simulação pelo Índice de Atualização da Transmissão – IAT. O IAT é composto pelos índices utilizados no reajuste das Receitas Anuais Permitidas das concessionárias de transmissão, na proporção das receitas das instalações em

operação a cada ciclo tarifário. O índice de atualização foi conjugado com a projeção de variação de mercado.

- Custos de transmissão referente a energia de Itaipu foram atualizados na proporção do custo de energia Itaipu.
- Demais itens aplicados à CEB-D foram atualizados pelo IPCA.

Encargos Setoriais

CDE

Corresponde ao valor da quota anual vigente, aprovada por meio de Resolução específica da ANEEL, conforme Submódulo 5.2 do PRORET, podendo ser expressa da seguinte forma:

$$CDE = QuotaAnualCD$$

PROINFA

Corresponde ao valor da quota anual de custeio vigente, aprovada por meio de Resolução específica da ANEEL, conforme Submódulo 5.3 do PRORET, sendo, portanto, expressa da seguinte forma:

$$PROINFA = QuotaAnualdeCusteioPROINFA$$

ESS e EER

corresponde ao somatório das previsões anuais de ESS e EER definida pela SGT, com base em informações fornecidas pela Superintendência de Regulação dos Serviços de Geração – SRG e pela CCEE, conforme Submódulo 5.4 do PRORET, sendo expressa da seguinte forma:

$$ESS = PrevisãoESS + PrevisãoEE$$

TFSEE

Corresponde à contribuição anual devida pela concessionária, a ser paga a partir do mês de competência subsequente ao reajuste tarifário, definido pela SGT conforme Submódulo 5.5 do PRORET e homologada por meio de Despacho específico da ANEEL, podendo então ser descrita da seguinte forma:

$$TFSEE = QuotaAnualdaTFSE$$

P&D e PEE

Corresponde ao produto de 1,0% da Receita Operacional Líquida apurada no reajuste tarifário em processamento, sendo está igual ao somatório da receita requerida econômica com o valor total dos componentes financeiros pertinentes, deduzidos os valores econômicos e financeiros relativos aos encargos setoriais CDE e P&D/PEE, conforme Submódulo 5.6 do PRORET

Premissas para Encargos Setoriais:

As premissas para projeção dos encargos setoriais forma baseadas no Módulo 5 do PRORET.

- CDE - projeção da cota anual considerando as principais despesas custeadas pela conta: subsídios de distribuição; subsídios de baixa renda e CCC, demais itens de custo e receita foram atualizados por IPCA. Para subsídios tarifários foram considerados a redução gradativa determinada no Decreto 9.642/18.
- Proinfa – projeção da cota anual considerando variação do IPCA. Foi levado em consideração o relatório CONTRATOS E TERMOS ADITIVOS CELEBRADOS da ELETROBRAS, onde os últimos contratos do programa ocorrem em 2031. Portanto, a partir 2032 o custo desse encargo é extinto.
- ESS/EER – atualização monetária
- TFSEE – para as concessionárias e permissionárias de distribuição de energia elétrica é apurada da seguinte forma:

$$TF d = 0,4\% \times \frac{Ed}{Ec + Ep} \times \frac{1}{Fc} \times (Pad - Dae - Dat)$$

Em relação ao item 3.2.6, subitem "iv" do Termo de Referência (TR), não foi identificada a existência de benefícios em relação a tributos federais (COFINS, PIS, IRPJ e CSSL) e/ou estaduais que sejam aplicáveis às projeções de custos e/ou encargos setoriais. Neste sentido, para fins dos relatórios de avaliação econômico-financeira, o tratamento tributário em relação a COFINS, PIS, IRPJ e CSSL deverá ser o usualmente aplicável ao setor de distribuição de energia, sem a incorporação de qualquer benefício fiscal sobre custos e/ou encargos setoriais

onde:

TF d = valor anual da TFSEE dos agentes de distribuição de energia elétrica, expressa em R\$;

Ed = mercado de energia associado à tarifa de uso do sistema de distribuição, expresso em MWh;

Ep = energia associada à geração própria, quando ocorrer, expresso em MWh;

Ec = energia associada aos contratos de compra de energia, somada com a energia associada aos mercados livre e de uso da distribuidora, expresso em MWh;

Fc = fator de carga médio anual das instalações de distribuição, vinculadas ao serviço concedido;

Pad = produto anual da exploração do serviço de distribuição, incluindo a receita decorrente do acesso ao sistema de distribuição e a venda de energia a agentes externos a seu mercado cativo, desconsiderados os encargos setoriais, expresso em R\$;

Dae = valor anual da despesa com energia comprada para revenda, alocada ao fluxo comercial da distribuição, expresso em R\$; e

Dat = valor anual da despesa de acesso aos sistemas de transmissão e de distribuição, alocada ao fluxo comercial da distribuição, expresso em R\$.

- P&D e PEE – 1% da receita requerida

Receitas Irrecuperáveis (RI)

A metodologia para cálculo das receitas irrecuperáveis está descrita no PRORET – 2.2A

O valor de receitas irrecuperáveis a ser considerado nos processos de revisão e reajuste tarifários das empresas que já passaram pela 4ª revisão tarifária periódica, inclusive, será calculado conforme segue:

$$V_{RI} = \frac{RR + \text{Financeiros} + \text{Receita de Bandeiras}}{(1 - \text{ICMS} - \text{PIS} - \text{COFINS})} \times \{\sum_C (\rho_C \times RI_C)\}$$

Onde:

V_{RI}: valor a ser considerado de receitas irrecuperáveis;

RR: receita requerida (Parcela A + Parcela B), sem incluir os valores correspondentes à RI;

Financeiros: Componentes Financeiros das Tarifas de Distribuição, conforme definidos no PRORET Submódulo 4;

Receita de Bandeiras: receita faturada de bandeira tarifária nos últimos 12 meses;

ρ_C : participação da classe de consumo C na receita total verificada no ano teste;

RI_C: percentual de receitas irrecuperáveis regulatórias, relativo à classe C do grupo ao qual pertence a empresa, conforme tabelas 2 e 3 deste Submódulo.

Premissas para RI:

- Carga Tributária: a atual calculada para a CEB-D no cálculo tarifário de 2019 de 24,07%, sendo 20,04% de ICMS e 4,02% de PIS/Cofins.

- Receita Adicional de Bandeiras: considerado cenário de bandeira verde
- Limite de RI para 2020 – conforme estabelecido no Proret 2.2.A
- A partir da RTP 2021, os percentuais regulatórios são os considerados na abertura da CP -ANEEL 29/2020
- Componentes Financeiros – conforme item 3.5

Em relação aos percentuais regulatórios atualizados da CP 29/20 foram considerados os apurados com mediana de 4 anos, conforme proposta da ANEEL de capturar uma realidade mais estrutural da inadimplência.

Tabela 15 Receitas Irrecuperáveis por classe de consumo (%)

Classe de Consumo	Proret 2.2. A	CP 29/2020 (2021)
Industrial	0,43%	0,34%
Residencial	0,55%	0,87%
Comercial	0,42%	0,44%
Rural	0,19%	0,57%
Poder público	0,00%	0,08%
Serviço público	0,07%	0,00%
Iluminação pública	0,00%	0,00%
Demais	0,00%	0,00%

3.2 Perdas Regulatórias

Segundo o Decreto 5163/04, além da energia necessária ao atendimento de seus consumidores as distribuidoras têm que prever compra de energia para cobrir as perdas de energia inerente ao processo de transformação, transmissão e distribuição de energia elétrica. Todavia, dado o princípio da regulação setorial, que visa a eficiência, cabe a Aneel definir a cada revisão tarifária um referencial regulatório de perdas que leve em consideração o desempenho da concessionária nos segmentos de perdas que tenha maior gestão.

As perdas podem ser segmentadas entre Perdas na Rede Básica, que são externas ao sistema de distribuição e tem origem iminentemente técnica, e as Perdas na Distribuição que podem ser de natureza técnica ou não técnica. As perdas técnicas se referem à parcela das perdas na distribuição inerente ao processo de transporte, transformação de tensão e medição da energia na rede da concessionária. As perdas

não técnicas, por sua vez, representam todas as demais perdas associadas à distribuição de energia elétrica, por exemplo furtos de energia, erros de medição, erros no processo de faturamento.

O cálculo das Perdas na Rede Básica está considerado no PRORET 3.2A

$$PRB = \%PRB \times (PT + PNT + PDITc_Contabilizada + EV)$$

onde:

%PRB: percentual de perdas na Rede Básica calculado conforme equação (19);

PDITc_Contabilizada: perda na DIT de uso compartilhado calculada conforme equação (20);

PT: Perdas técnicas regulatórias, expressas em MWh;

PNT: Perdas não-técnicas regulatórias, expressas em MWh;

PDIT: Perdas nas DITc, expressas em MWh; e

EV: Energia vendida pela concessionária, no período de referência, para atendimento do mercado cativo, consumo próprio e suprimento às concessionárias e permissionárias de distribuição, em MWh.

A metodologia para cálculo da Perda Técnica é descrita no PRODIST módulo 7.

3.1 As perdas de energia nas redes e nos equipamentos associados ao SDAT são apuradas por dados obtidos do sistema de medição.

3.2 As perdas de energia nas redes e equipamentos associados ao SDMT e ao SDBT são obtidas pela aplicação do método de fluxo de potência.

3.3 Para os medidores são computadas as perdas nas bobinas de tensão localizadas nas unidades consumidoras do grupo B.

As regras para a definição das Perdas Não Técnicas Regulatórias são descritas no Submódulo 2.6 do PRORET.

O referencial regulatório para as Perdas Não Técnicas é redefinido a cada revisão tarifária e pode se dar na forma de uma trajetória decrescente, reconhecendo-se um nível menor de perdas não técnicas a cada reajuste tarifário, ou na forma de uma meta fixa, em que o nível de perdas não técnicas reconhecido nas tarifas, sempre referenciado em termos de perdas não técnicas sobre o mercado de Baixa Tensão, se mantém constante ao longo do ciclo tarifário.

O cálculo leva em consideração três fatores: o ponto de partida, a meta e a trajetória até a meta (velocidade de redução).

O ponto de partida para o referencial regulatório de perdas não técnicas é definido, em regra geral, pelo menor valor entre a meta definida no ciclo anterior e a média histórica dos últimos 4 anos civis alcançada pela distribuidora, considerando eventuais ajustes e exceções previstas no Submódulo 2.6 do PRORET, se for o caso.

Para as empresas do Grupo 1 (CEB-D-D), cuja média das perdas não técnicas praticada nos últimos quatro anos civis supere 7,50%, o ponto de partida será definido pelo máximo entre 7,50% e o menor valor entre a meta regulatória definida no ciclo de revisão anterior (convertida para o mercado medido) e a média das perdas não técnicas praticada pela empresa nos últimos quatro anos civis, a contar do último ano da base de dados:

Máximo [7,50%; Mínimo (Meta 3 CRTP Medida, Média dos últimos 4 anos)]

A meta para o final do ciclo, por sua vez, considera o desempenho de distribuidoras que atuem em áreas tão ou mais complexas sob o ponto de vista do combate às perdas não técnicas, e que tenham desempenho melhores. Caso a concessionária em processo de revisão possua patamares reais de perdas não técnicas superiores aos considerados adequados pela ANEEL, o nível médio de perdas não técnicas das empresas benchmarks passa a ser referencial para a definição da meta, que deve observar a velocidade potencial de redução.

$$Meta_{(i,j)} = Prob_{(i,j)} \times P_{bench} + [1 - Prob_{(i,j)}] \times P_{(i)} \quad (5)$$

onde:

Meta_(i,j): Meta de perdas da empresa *i* [%], conforme o modelo *j*;

Prob_(i,j): Probabilidade de o benchmark estar em área de concessão mais complexa, conforme o modelo *j*;

P_{bench}: percentual de perdas não técnicas sobre o mercado de baixa tensão praticado pela empresa benchmark; e

P_(i): percentual de perdas não técnicas sobre o mercado de baixa tensão praticado pela empresa *i*.

Por fim, a trajetória de redução será o resultado da comparação entre o ponto de partida definido e a meta definida (ambos considerando as perdas não técnicas sobre o mercado medido), obedecidos os limites de redução.

Na definição do ponto de partida e da meta de perdas não técnicas, assim como a trajetória de redução a ser aplicada nos reajustes subsequentes, é utilizado o mercado

medido, mas para a construção do balanço energético nos processos tarifários os percentuais utilizados são calculados com base no mercado faturado.

Premissas para Perdas Regulatorias:

Perda na Rede Básica

Por não apresentar variações significativas foram mantidas o percentual calculado no reajuste tarifário 2019 (2,48%).

Perdas Técnicas

A Resolução 2161/2016, que homologou a Revisão Tarifária (RTP) de 2016 estabeleceu o percentual de 7,46% para perdas técnicas da CEB-D vigente até 2021.

Considerando que:

- i. Na metodologia adotada pela ANEEL o percentual de perda técnica tende a ser praticado pela distribuidora.
- ii. O percentual de perda técnica da CEB-D está menor que a média Brasil, conforme tabela abaixo.
- iii. O percentual atual é o valor de referência validado pelo regulador e;
- iv. No médio prazo, investimentos na rede tende a controlar os níveis de perdas, adota-se como premissa a manutenção desse atual para todo o período simulado.

Tabela 16 Relação das Perdas Técnicas Regulatórias (%)

Distribuidora	Ano	PTecReg/EI
RGE Sul	2018	6,50%
Amazonas	2018	7,68%
Enel RJ	2018	9,27%
EDP SP	2018	4,55%
Boa Vista	2018	7,04%
CEA	2018	11,50%
CEAL	2018	10,34%
CEB	2018	7,46%
CEEE	2018	6,01%
Celesc	2018	5,97%
Enel GO	2018	9,45%
Celipa	2018	10,15%
Celpe	2018	9,73%
ETO	2018	10,73%
Cemar	2018	11,94%
Energisa MT	2018	10,04%
Cemig	2018	8,77%
Cepisa	2018	12,17%
Ceron	2018	11,15%
CHESP	2018	9,68%
Cocel	2018	4,50%
Coelba	2018	10,86%
Enel CE	2018	9,43%
Cooperaliança	2018	7,61%
Copel	2018	6,05%
Cosem	2018	9,61%
CPFL Paulista	2018	5,60%
CPFL Piratininga	2018	5,06%
DEMEI	2018	4,99%
DME-PC	2018	4,09%
EBO	2018	6,01%
EFLJC	2018	4,06%
EFLUL	2018	3,88%
Elektro	2018	5,19%
Eletroacre	2018	9,85%
Eletrocar	2018	6,60%
Eletropaulo	2018	5,11%
ELFSM	2018	8,79%
Energisa MG	2018	9,24%
Energisa MS	2018	9,62%
Energisa NF	2018	5,84%
Energisa PB	2018	9,87%
EDP ES	2018	7,14%
Energisa SE	2018	7,43%
Forcel	2018	4,77%
Hidropan	2018	4,02%
Iguaçu Energia	2018	7,28%
Light	2018	6,34%
MUX Energia	2018	6,12%
RGE	2018	6,72%
Sulgipe	2018	10,27%
Nova Palma	2018	10,81%
ESS	2018	6,29%
CPFL Santa Cruz	2018	7,08%
Média		7,73%

* Fonte: ANEEL https://www.aneel.gov.br/metodologia-distribuicao/-/asset_publisher/e2INtBH4EC4e/content/perdas/654800?inheritRedirect=false

Perdas Não Técnicas

A Resolução 2161/2016, que homologou a Revisão Tarifária (RTP) de 2016 estabeleceu o percentual de 7,05% para o 4º ciclo de RTP, e que a empresa benchmark é a CPFL Piratininga.

Com base nas informações de energia medida e faturada do SAMP (2017-2019), fornecidos pela empresa, apurou-se o percentual de PNT para 2021.

Tabela 17 Perdas não-técnicas – Cálculo do Ponto de Partida

A. Ponto de Partida	Perdas Não Técnica (% BT)
1. Meta 4º Ciclo (Faturada)	7,05%
2. Diferença entre medido e faturado (mediana 4 últimos anos)	1,12%
3. Meta 4º Ciclo (Medida)	8,17%
4. Média Histórica (Medida)	12,56%
5. Ponto de Partida [= máximo (7,5% e mínimo (3 e 4))]	8,17%
6. Ponto de Partida (faturado)	7,05%

Tabela 18 Perdas não-técnicas – Cálculo do Ponto de Chegada

B. Ponto de Chegada	Modelo C	Modelo G	Modelo K
Descrição			
Empresa Benchmark			
Perda Benchmark (PNT/BT)	3,90%	3,90%	3,90%
Perda D (PNT/BT) - medido	13,85%	13,85%	13,85%
Probabilidade de Comparação	94,50%	92,60%	87,92%
Meta baseada em cada Benchmark	4,45%	4,64%	5,10%
Meta média dos Benchmarks	4,73%	0,00%	0,00%
Ponto de Partida (PNT/BT)	8,17%	0,00%	0,00%
Meta [= Ponto de Partida]	4,73%	0,00%	0,00%

Meta (Faturado)	3,61%	0,00%	0,00%
-----------------	-------	-------	-------

Tabela 19 Perdas não-técnicas – Trajetória de projeção

Descrição	Ponto Partida	2021	2022	2023	2024	2025
Trajetória PNT/BT (ponto partida até meta)	8,17%	7,48%	6,79%	6,11%	5,42%	4,73%
Velocidade de Redução (a.a)	0,14%	0,69%	0,69%	0,69%	0,69%	0,69%
Limite de Redução (a.a)		0,08%	0,07%	0,06%	0,06%	0,05%
Referencial Regulatório PNT/BT (medido)	8,17%	8,09%	8,01%	7,95%	7,89%	7,84%
Diferença entre medido e faturado	1,12%	1,12%	1,12%	1,12%	1,12%	1,12%
Referencial Regulatório PNT/BT (faturado)	7,05%	6,97%	6,89%	6,83%	6,77%	6,72%
Referencial Regulatório PT/Einj	7,46%	7,46%	7,46%	7,46%	7,46%	7,46%

Baseado nos resultados, onde a empresa apresenta um ponto de partida de 8,17%, maior de 7,5% (considerado referência para empresas do porte da distribuidora), é estabelecido uma trajetória de redução ao longo do ciclo tarifário.

Para a RTP de 2026 o cálculo foi reproduzido considerando a projeção da variação anual de mercado.

Tabela 20 Cálculo das perdas para RTP de 2026 – Ponto de Partida

A. Ponto de Partida	Perdas (% BT)	Não Técnica
1. Meta 5º Ciclo (Faturada)		6,72%
2. Diferença entre medido e faturado (mediana 4 últimos anos)		1,12%
3. Meta 4º Ciclo (Medida)		7,84%
4. Média Histórica (Medida)		12,56%
5. Ponto de Partida [= máximo (7,5% e mínimo (3 e 4))]		7,84%
6. Ponto de Partida (faturado)		6,72%

Tabela 21 Cálculo das perdas para RTP de 2026 – Ponto de Chegada

B. Ponto de Chegada	Modelo C	Modelo G	Modelo K
Descrição			
Empresa Benchmark			
Perda Benchmark (PNT/BT)	3,90%	3,90%	3,90%
Perda D (PNT/BT) - medido	13,85%	13,85%	13,85%
Probabilidade de Comparação	94,50%	92,60%	87,92%
Meta baseada em cada Benchmark	4,45%	4,64%	5,10%
Meta média dos Benchmarks	4,73%	0,00%	0,00%
Ponto de Partida (PNT/BT)	7,64%	0,00%	0,00%
Meta [= Ponto de Partida]	4,73%	0,00%	0,00%
Meta (Faturado)	3,82%	0,00%	0,00%

Tabela 22 Cálculo das perdas para RTP de 2026 – Projeção

Descrição	Ponto Partida	2026	2027	2028	2029	2030
Trajatória PNT/BT (ponto partida até meta)	7,64%	6,95%	6,26%	5,57%	4,88%	4,19%
Velocidade de Redução (a.a)	0,14%	0,69%	0,69%	0,69%	0,69%	0,69%
Limite de Redução (a.a)		0,02%	0,01%	0,01%	0,01%	0,01%
Referencial Regulatório PNT/BT (medido)	7,64%	7,62%	7,60%	7,59%	7,58%	7,57%
Diferença entre medido e faturado	0,91%	0,91%	0,91%	0,91%	0,91%	0,91%
Referencial Regulatório PNT/BT (faturado)	6,72%	6,71%	6,69%	6,68%	6,67%	6,66%
Referencial Regulatório PT/Einj	7,46%	7,46%	7,46%	7,46%	7,46%	7,46%

Novamente a empresa apresenta um ponto de partida em 7,84%, maior de 7,5% (considerado referência para empresas do porte da distribuidora) portanto é estabelecido uma trajetória de redução ao longo do ciclo tarifário.

Para os demais anos, devido a defasagem dos dados disponíveis, a replicação do cálculo acaba não fazendo mais sentido. Adicionalmente, entende-se que é factível uma melhor gestão de perdas comerciais ao longo do ciclo tarifário, sendo assim fixa-se o percentual de 3,82% (referencial benchmark).

Observa-se que meta para o ano de 2030 (6,6%), foi calculada com informações disponíveis no momento da revisão tarifária em 2026. Sendo assim, a empresa tem 5 anos para o atingimento do percentual referencial do benchmark, o que é factível e compatível com redução de perdas não técnicas proposta das premissas técnicas, item 2.2.

3.3 Receita Requerida – Custos de VPB

A metodologia de cálculo da Parcela B no caso de processos de revisão tarifária está descrita no PRORET 2.1A

$$VPB = (CAOM + CAA) \cdot (1 - P_m - MIQ) - OR - UD - ER$$

onde:

CAOM: Custo de Administração, Operação e Manutenção;

CAA: Custo Anual dos Ativos;

P_m: Fator de Ajuste de Mercado;

MIQ: Mecanismo de Incentivo à Melhoria da Qualidade;

OR: Outras Receitas;

UD: Receita obtida com Ultrapassagem de Demanda; e

ER: Receita obtida com Excedente Reativo

O Custo de Administração, Operação e Manutenção (CAOM) é composto pelos Custos Operacionais, definidos pela metodologia de cálculo detalhada no Submódulo 2.2A do PRORET.

A abordagem adotada pela ANEEL para o cálculo dos custos operacionais regulatórios na revisão tarifária periódica busca definir o nível eficiente de custos para execução dos processos, de acordo com as condições previstas nos contratos de concessão e regulamentação, assegurando uma prestação de serviço adequada e que os ativos manterão sua capacidade de serviço inalterada durante toda a sua vida útil.

A identificação do nível eficiente de custos é obtida pela comparação entre as distribuidoras por meio de um método de benchmarking que leva em consideração os atributos de cada concessionária. A partir desses condicionantes é estabelecida uma meta de custos operacionais regulatórios a ser atingida ao longo do ciclo tarifário.

Ressalte-se que não se trata de uma meta a ser alcançada pela empresa, mas de uma referência de custos operacionais a ser considerada no cálculo da parcela B ao final do ciclo.

No momento da revisão tarifária, a meta regulatória é comparada com a cobertura de custos operacionais presente na tarifa da concessionária, denominada receita de custos operacionais. A partir da diferença entre a meta regulatória e a receita de custos operacionais, será calculada uma trajetória regulatória. Parte da diferença será incorporada no momento da revisão tarifária e a parcela remanescente será considerada para fins de cálculo do componente T do Fator X.

O valor dos custos operacionais regulatórios a ser considerado na revisão tarifária e o Componente T do Fator X serão calculados conforme as expressões a seguir:

$$CO_p = CO_{At} + \frac{(CO_{meta} - CO_{At})}{N}$$

$$T_p = \left(1 - \sqrt[N-1]{\frac{CO_{meta}}{CO_p}} \right) \cdot \frac{CO_p}{VPB_p}$$

Onde:

CO_p : valor de custos operacionais regulatórios a ser considerado na revisão tarifária em processamento;

T_p : componente de trajetória dos custos operacionais do fator X para a revisão em processamento; e

VPB_p : valor de Parcela B da revisão tarifária em processamento.

Premissas para os Custos Operacionais Regulatórios para 2021:

- Os parâmetros utilizados no cálculo de eficiência são os estabelecidos no PRORET 2.2A atualizado pela última revisão de 2017. As informações constantes na versão vigente foram homologadas pela Resolução Normativa nº 806/2018, de 6/3/2018.
- Parâmetros utilizados: (intervalo de eficiência; custos operacionais usados no cálculo de eficiência; produtos usados no cálculo de eficiência; pesos atribuídos a cada produto no cálculo de eficiência; fatores de ponderação de mercado).
- Parâmetros atualizados com a projeção técnico operacional na data do processo tarifário: (extensão de rede; números de consumidores; perdas

técnicas ajustadas; consumidor hora Interrompido ajustado (horas) e mercado ponderado (MWh).

- A média dos custos operacionais dos últimos dois anos anteriores ao processo tarifário foram baseados nas premissas técnicas operacionais.
- Parcela B no ano teste – valor estabelecido no reajuste anterior acrescentada a variação de mercado projetada.
- O Fator X_t é resultado da aplicação da metodologia e dos resultados dos custos operacionais. Para 2021 o resultado do Fator $X_t = 0$, pois a cobertura de custos operacionais presentes na tarifa está dentro do intervalo definido pelo método de benchmarking.
- A partir da RTP 2026, o uso dos parâmetros regulatórios homologados, que considera o benchmark com as demais empresas, já se apresentam defasados. Adicionalmente, considera-se que há tempo suficiente para que a empresa atinja a convergência para o nível de eficiência, portanto, os custos regulatórios passam a estar alinhados com os níveis de custos projetados para empresa. Para a neutralidade de efeitos o Fator X_t desse período passa a ser zero.

O Custo Anual dos Ativos (CAA) será calculado pela soma dos componentes abaixo:

22. O Custo Anual dos Ativos (CAA) será calculado pela soma dos componentes abaixo:

$$CAA = RC + QRR + CAIMI \quad (4)$$

onde:

CAA: Custo Anual dos Ativos;

RC: Remuneração do capital, inclusive tributos e contribuições sobre a renda;

QRR: Quota de Reintegração Regulatória; e

CAIMI: Custo Anual das Instalações Móveis e Imóveis.

23. Os valores de Remuneração do Capital (RC) serão calculados conforme a seguir:

$$RC = (BRRI - RGR) \cdot r_{WACC_{pré}} + RGR \cdot r_{RGR} + RC_{OE} \quad (5)$$

onde:

RC: Remuneração do Capital;

BRRI: Base de Remuneração Regulatória Líquida;

RGR: Saldo devedor da Reserva Global de Reversão, RGR;

$r_{WACC_{pré}}$: Custo Médio Ponderado de Capital Real Antes dos Impostos;

r_{RGR} : Custo de capital da RGR, ponderado por destinação (PLpT e não PLpT); e

RC_{OE} : Remuneração sobre os Investimentos Realizados com recursos de Obrigações Especiais.

27. A Quota de Reintegração Regulatória (QRR) corresponde à parcela que considera a depreciação e a amortização dos investimentos realizados, e tem por finalidade recompor os ativos destinados à prestação do serviço ao longo da sua vida útil. É calculada conforme formulação a seguir:

$$QRR = BRRb \cdot \delta \quad (7)$$

onde:

QRR: Quota de Reintegração Regulatória;

BRRb: Base de Remuneração Regulatória bruta; e

δ: Taxa média de depreciação das instalações.

Os critérios para a movimentação (avaliação) da Base de Remuneração Regulatória (“BRR”) estão descritos no PRORET 2.3

Para a avaliação dos ativos das concessionárias vinculados à concessão do serviço público de distribuição de energia elétrica, visando à definição da base de remuneração na RTP, devem ser observadas as seguintes diretrizes:

- a) A base de remuneração aprovada na revisão tarifária anterior deve ser “blindada”. Como Base Blindada entende-se os valores aprovados por laudo de avaliação na última revisão tarifária, associados aos ativos existentes, em operação, excetuando-se as movimentações ocorridas (baixas, depreciação) e as respectivas atualizações, além dos valores para as contas de Almojarifado de Operações;
- b) As inclusões entre as datas-bases da revisão tarifária anterior e da atual, desde que ainda em operação, compõem a Base Incremental e são avaliadas utilizando-se a metodologia definida no mesmo Submódulo;
- c) Os valores finais da avaliação são obtidos somando-se os valores atualizados da base de remuneração blindada (item a) com os valores das inclusões ocorridas entre as datas-bases da revisão tarifária anterior e da atual – base incremental (item b);
- d) Considera-se como data-base do laudo de avaliação o último dia do sexto mês anterior ao mês da revisão tarifária da RTP;
- e) A base de remuneração deverá ser atualizada pela variação do IPCA, entre a data-base do laudo de avaliação e a data da revisão tarifária;

Para a avaliação dos ativos que compõem a base blindada, devem ser adotados, nesta sequência, os seguintes procedimentos:

- a) Devem ser expurgadas da base blindada as baixas ocorridas entre as datas bases da revisão tarifária anterior e da atual;
- b) Após a exclusão dessas baixas, os valores remanescentes de cada bem da base blindada devem ser atualizados, ano a ano, pela variação do IPCA;
- c) O valor monetário referente às Obrigações Especiais da base blindada será obtido atualizando-se o valor aprovado na revisão tarifária anterior pela variação do IPCA. Nenhum valor deverá ser deduzido das Obrigações Especiais a título de baixas efetuadas na base blindada;
- d) Deve ser levado em consideração o efeito da depreciação acumulada ocorrida entre as datas-bases da revisão tarifária anterior e a atual, obtendo-se o valor da base de remuneração blindada atualizada;
- e) Os Índices de Aproveitamentos – IA, referentes aos bens da base blindada, deverão ser revistos, conforme critérios estabelecidos no referido Submódulo.

Para a avaliação dos ativos que tenham sido adicionados ao patrimônio, desde que ainda em operação, devem ser adotados, nesta sequência, os seguintes procedimentos:

- a) As inclusões entre as datas-bases da revisão tarifária anterior e a atual, desde que ainda em operação, são avaliadas utilizando-se a metodologia definida neste Submódulo;
- b) Deve ser aplicado o cálculo da parcela não aproveitada. Para subestações, terrenos, edificações, obras e benfeitorias devem ser indicados os percentuais considerados para o índice de aproveitamento, para fins de sua inclusão na base de remuneração, a partir da verificação e da análise qualificada do efetivo aproveitamento do ativo respectivo no serviço público de distribuição de energia elétrica;
- c) Deve ser levado em consideração o efeito da depreciação acumulada ocorrida entre a data de entrada em operação e a data-base da RTP, obtendo-se o valor da base de remuneração.

Ainda em relação ao Custo Anual dos Ativos temos o CAMIM que é calculado:

30. O CAIMI será calculado com remuneração sobre 50% do investimento, conforme equação a seguir:

$$CAIMI = CAL + CAV + CAI \quad (8)$$

onde:

CAIMI: Custo Anual das Instalações Móveis e Imóveis;

CAL: Custo Anual de Aluguéis;

CAV: Custo Anual de Veículos; e

CAI: Custo Anual de Sistemas de Informática.

O Custo Anual de Aluguéis (CAL) é calculado conforme a equação abaixo:

$$CAL = BAR_A \cdot \left[\frac{1}{VU} + \frac{r_{WACC_{pré}}}{2} \right]$$

onde:

CAL: Custo Anual de Aluguéis;

BAR_A: Montante da base de anuidade regulatória referente aos investimentos considerados para infraestrutura de imóveis de uso administrativo; e

VU: Vida útil. Considera-se o valor definido na Tabela XVI do anexo ao Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico – MCPSE, sendo 75% referente ao TUC (Tipo de Unidade de Cadastro) “230.01 – Equipamento Geral – móveis e utensílios”; e 25% referente ao TUC “215.09 - Edificação – outras”

O Custo Anual de Veículos (CAV) é calculado conforme a equação abaixo:

$$CAV = BAR_V \cdot \left[\frac{1}{VU} + \frac{r_{WACC_{pré}}}{2} \right]$$

onde:

CAV: Custo Anual de Veículos;

BAR_V: Montante da base de anuidade regulatória referente aos investimentos em veículos; e

VU: Vida útil. Considera-se o valor definido na Tabela XVI do anexo ao Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico – MCPSE, referente ao TUC “615.01 – Veículos”.

O Custo Anual de Sistemas de Informática (CAI) é calculado conforme a equação abaixo:

$$CAI = BAR_I \cdot \left[\frac{1}{VU} + \frac{r_{WACC_{pré}}}{2} \right]$$

onde:

CAI: Custo Anual de Sistemas de Informática;

BAR: Montante da base de anuidade regulatória referente aos investimentos em sistemas de informática; e

VU: Vida útil. Considera-se o valor definido na Tabela XVI do anexo ao Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico – MCPSE, sendo 70% referente ao TUC “535 – Software”; e 30% referente ao TUC “235 – Equipamento Geral de Informática”

Obtido o valor do CAIMI, passe-se a forma de remuneração dos ativos que o compõe. O tratamento para os ativos da Base de anuidade regulatórias é descrita no Proret 2.3:

Os ativos que compõem a Base de Anuidade Regulatória não são considerados no Ativo Imobilizado em Serviço (AIS) que comporá a base de remuneração. Esses ativos são determinados como uma relação do AIS.

A Base de Anuidade Regulatória (BAR) será determinada pela formulação a seguir:

$$BAR = 2,7159 \cdot (AIS - IA)^{-0,167+1} \cdot (IPCA_1/PCIA_0)^{0,167} \quad (9)$$

onde:

BAR: Montante da base de remuneração regulatória referente aos investimentos em ativos não elétricos (instalações móveis e imóveis);

AIS: Ativo imobilizado em serviço aprovado na RTP;

IA: Índice de aproveitamento sobre o AIS aprovado na RTP;

IPCA₁: Valor do índice IPCA na data da revisão tarifária; e

IPCA₀: Valor do índice IPCA em 1º/1/2015.

Uma vez definida a base de anuidade regulatória, para o cálculo da anuidade é necessário segregar em 3 grupos de ativos, (i) aluguéis, (ii) veículos e, (iii) sistemas.

Para a segregação adotou-se a média verificada de todas as empresas, sendo que a segregação da base de anuidade regulatória por grupos é feita conforme as proporções definidas na tabela abaixo:

Tabela 23 Participação da BAR por grupo de ativos

Grupo de Ativos	(% da BAR)
Aluguéis (BAR_A)	45%
Veículos (BAR_V)	12%
Sistemas (BAR_I)	43%

A Base de Anuidade Regulatória (BAR) pode ser então decomposta nos grupos acima definidos:

$$BAR = BAR_A + BAR_V + BAR_I \quad (10)$$

onde:

BAR_A : Montante da base de anuidade regulatória referente aos investimentos considerados para infraestrutura de imóveis de uso administrativo;

BAR_V : Montante da base de anuidade regulatória referente aos investimentos em veículos;

BAR_I : Montante da base de anuidade regulatória referente aos investimentos em sistemas de informática.

Premissas para os Custos Anual dos Ativos:

- Base de Ativos Regulatória (BRR) – a posição de partida da BRR foi resultado da avaliação feita para o relatório *due diligence (DD)* deste processo de privatização (data base setembro 2019) e atualizada monetariamente para dezembro/2019.

Tabela 24 Cálculo da BRR líquida

Item	Descrição	
1	Ativo imobilizado em serviço (Valor Novo de Reposição)	4.345.619.209,43
2	Índice de Aproveitamento Integral	62.453,29
3	Obrigações Especiais Bruta	815.820.793,01
4	Bens Totalmente Depreciados	1.990.678.994,90
5	Base de Remuneração Bruta = (1) – (2) – (3) – (4)	1.539.056.968,25
6	Depreciação Acumulada	2.781.738.113,69
7	AIS Líquido (Valor de Mercado em Uso)	1.563.881.095,74
8	Índice de Aproveitamento Depreciado	49.363,10
9	Valor da Base de Remuneração (VBR)	1.563.831.732,64
10	Almoxarifado em Operação	7.274.818,90
11	Obrigações Especiais Líquida	624.173.048,16
12	Terrenos e Servidões	103.797.248,78
13	Base de Remuneração Líquida = (1) – (6) – (8) + (10) – (11) + (12)	1.050.730.752,17

A avaliação da BRR também resultou em uma Quota de Reintegração prevista de 3,46% a.a, uma expectativa de glosa de 4,73% para os ativos em serviço e uma taxa de baixas dos ativos 100% depreciados de 7,7% no ciclo. Conforme relatório de avaliação da base de ativos, realizada para esse processo de privatização, a empresa não apresentou baixas no último ciclo tarifário, portanto, refere-se ao percentual do ciclo anterior. Esses valores foram utilizados para todos os anos de análise.

Adicionalmente, a avaliação da base de ativos já aplicou o novo procedimento da ANEEL (*Flag 90*) de glosa no montante de ativo em curso. Este estudo objetiva determina a glosa dos serviços que têm data de alocação no projeto em período anterior a 90 dias em relação aos materiais alocados ou ainda, posterior a 90 dias dos materiais alocados Para a CEB-D resultou-se em uma glosa adicional de 6,89%, totalizando um percentual glosado para a RTP de 2021 de 11,62%. Para os demais ciclos tarifários, parte-se da premissa que com uma nova gestão esse tipo de demora para unitização dos ativos não deve ocorrer, sendo assim a glosa do *Flag 90* não é aplicada.

Outro ponto avaliado foi o percentual atual dos bens 100% depreciados no total do AIS (45%). Considerando as taxas médias de depreciação, apurou-se que em 2046 (última RTP projetada) o percentual dos bens 100% depreciado será 88,83% do AIS atual. Para essa avaliação observou-se Apêndice I - BRR – D (01. Base Blindada) constante do relatório *due diligence*. Com essa premissa tem-se que estes bens terão uma movimentação de 1,58% ano.

Feito essas considerações, a partir do ponto de partida, foram consideradas as seguintes movimentações da BRR para os anos tarifários:

- Aplicação do percentual de baixas na base blindada e atualização monetária;
- Acrescenta-se o valor previsto (premissas técnicas operacionais) de investimento do período incremental, aplicando-se o percentual de glosa;
- Índice de Aproveitamento Integral é proporcional à movimentação do AIS;
- O valor de Obrigações Especiais (OE) Bruto é movimentado proporcionalmente ao AIS atualizado. A OE blindado é encontrado por atualização monetária e o valor incremental é a diferença entre os dois valores.
- Bens Totalmente depreciados é movimentado proporcionalmente ao AIS atualizado (baixas e indexação), acrescentado do percentual de movimentação anual (1,58%);
- A depreciação acumulada é soma das seguintes parcelas: (i) depreciação da base blindada atualiza (baixa e indexação); e (ii) a depreciação anual dos bens incrementais.
- Os demais itens depreciados (Índice de Aproveitamento Depreciado e Almojarifado em Operação) são movimentados proporcionalmente a sua origem;

- Amortização Obrigações Especiais Blindada é proporcional OE Bruta mais a depreciação do incremental.
- Terrenos e Servidões é atualizado monetariamente;
- Utiliza-se o IPCA para atualização monetária.
- A Base de Anuidades Regulatória (CAIMI) é calculada em função do Ativo Imobilizado, conforme metodologia.
- Para apuração da Quota de Reintegração, aplica-se a taxa de 3,46%, resultado da avaliação (DD) na BRR Bruta;
- Para apuração da Remuneração do Capital, aplica-se a taxa de WACC de 11,10% antes dos impostos, conforme NT n° 30 – SEM/ANEEL, de 09/03/2020, resultado da CP 26/2019 e Proret 2.4. Os percentuais da Taxa RGR Demais Investimentos (2,28%), Participação do Capital Próprio (58,07%) e Remuneração do Ativo Livre de Risco - Nominal (5,83%), também foram atualizados.

Outras Receitas

O procedimento para a apuração das Outras Receitas inerentes ao serviço de distribuição de energia elétrica é definido no PRORET 2.7A. Encontram-se nessa categoria as receitas faturadas com serviços cobráveis e as receitas não tarifárias provenientes de serviços relacionados ao fornecimento de energia elétrica, Por terem essa natureza devem ser convertidas à modicidade tarifária.

Premissas para Outras Receitas:

- As projeções de Outras Receitas são baseadas nos valores históricos desta rubrica homologados no reajuste tarifário anterior pela Aneel, com atualização por IPCA;
- A metodologia Aneel aplica na média um percentual de 60% para a reversão da receita destinada à modicidade tarifaria. Esse percentual foi utilizado para a projeção do montante destinado à reversão.

Ultrapassagem de Demanda e Excedendo de Reativo

O PRORET 2.1 A descreve a forma de consideração das receitas de ultrapassagem de demanda e excedente de reativo:

No primeiro processo tarifário subsequente a Data Referência de Alteração Contratual (DRAC) deverão ser considerados os valores faturados de UD e ER entre a DRAC e o último dia do mês anterior ao mês do processo tarifário como redutores da Parcela B. Nos processos tarifários subsequentes deverão ser considerados os valores faturados de UD e ER do período de referência como redutor da Parcela B.

A receita de que trata este tópico é líquida dos tributos incidentes, do percentual regulatório de 3,5% da receita, referente a ultrapassagens de demanda na rede de transmissão, e das receitas irrecuperáveis, aplicando-se o percentual regulatório associado à classe de consumo industrial, conforme Submódulo 2.2 A – Custos Operacionais. A partir da RTP 2021 esse percentual foi atualizado para o resultado apresentado na CP ANEEL 29/2020, conforme item de Receitas Irrecuperáveis.

Premissas para Ultrapassagem de Demanda e Excedente de Reativo:

- As projeções de são baseadas na variação de mercado da Alta Tensão, que foram projetados conforme item 2.1;
- Os valores deduzidos da VPB foram atualizados e descontados as deduções previstas parágrafo 40 do submódulo 2.1A

Para os processos tarifários de reajuste tarifário, a VPB é calculada conforme PRORET 3.1A.

Para todos os anos em que ocorre revisão tarifária soma-se ao valor da Parcela B o custo relativo às despesas do Operador Nacional, que para empresas com contrato renovado encontra-se na VPB, conforme procedimento ANEEL.

A projeção desta despesa foi feita considerando atualização monetária do IPCA.

Para os processos de reajustes tarifários, o Valor da Parcela “B” (VPB0), considerando-se as condições vigentes e o Mercado de Referência, e o valor final de aplicação da Parcela “B” (VPB1) na Data do Reajuste em Processamento são calculados conforme a formulação a seguir:

$$VPB0_i = TUSD_{fio B \text{ vig}} \times \text{Mercado Ref} \quad (4)$$

$$VPB1_i = VPB0_i \times \text{Fator } P_{b_{i-1}} \times (IPCA - X) - OR, UD, ER_i$$

Onde,

VPB₀: Valor da Parcela B, considerando as tarifas de aplicação vigentes e o mercado de referência;

TUSD fio B Vigente: Valor vigente econômico correspondente ao componente tarifário do Fio B;

Mercado Ref: Mercado de referência composto pelos montantes de energia elétrica e de demanda de potência faturados no Período de Referência;

VPB₁: Valor da Parcela B de aplicação na data do reajuste em processamento;

Fator P_{b_{i-1}}: Fator de recomposição da Parcela B integral, que retira os valores de OR, UD e ER da Receita Fio B que foram contemplados no processo tarifário anterior;

e
OR, UD, ER: Valores de Outras Receitas, Ultrapassagem de Demanda e Excedente de Reativos, apurados no período de referência e atualizados conforme o submódulo 2.1A e 2.7A.

Para o cálculo do Fator de Ajuste de Mercado – *P_m* e Mecanismo de Incentivo à Qualidade – *MIQ* será considerada a mesma metodologia de cálculo do Componente *P_d* do Fator X, descrito no item 3.4 deste documento.

3.4 Fator X

A metodologia para apuração dos componentes do Fator X está descrita no PRORET 2.5.A e 2.2A.

O Fator X tem por objetivo primordial a garantia de que o equilíbrio estabelecido na revisão tarifária entre receitas e despesas eficientes seja mantido nos reposicionamentos tarifários subsequentes. Isso ocorre por meio da transferência ao consumidor dos ganhos potenciais de produtividade do segmento de distribuição de energia elétrica.

Assim, o Fator X é composto por três componentes, conforme fórmula abaixo:

$$\mathbf{Fator\ X = P_d + Q + T \quad (1)}$$

onde:

P_d : Ganhos de produtividade da atividade de distribuição;

Q : Qualidade técnica e comercial do serviço prestado ao consumidor; e

T : Trajetória de custos operacionais.

Componente de ganhos de produtividade da distribuição - PD

$$P_d(i) = PTF + 0,14 \times (\Delta MWh(i) - \overline{\Delta MWh}) - 0,04 \times (\Delta UC(i) - \overline{\Delta UC}) \quad (2)$$

onde:

PTF: Produtividade média do segmento de distribuição, de 1,53% a.a.;

ΔMWh(i): Variação anual de mercado da concessionária *i*, entre o processo tarifário em processamento e o processo tarifário anterior;

ΔMWh média: Variação anual média de mercado das distribuidoras, de 4,65% a.a.;

ΔUC(i): Variação anual do número de unidades consumidoras faturadas da concessionária *i*, entre o processo tarifário em processamento e o processo tarifário anterior; e

ΔUC média: Variação anual média do número de unidades consumidoras, de 3,39% a.a..

A parcela PTF do componente Pd consiste na mediana da Produtividade Total dos Fatores – PTF - das distribuidoras de energia elétrica. O PTF de cada concessionária é calculado pela média geométrica da produtividade do período de 2005 a 2012. A produtividade é obtida conforme índice de Tornqvist, pela relação entre a variação do mercado faturado e a variação dos custos totais (operacionais e de capital).

Para avaliação da variação anual do mercado faturado - ΔMWh média -, os valores de crescimento dos mercados de Baixa, de Média e de Alta Tensão são ponderados pela participação de cada faixa de tensão na formação da Parcela B1. Para efeito do presente dessa metodologia, considera-se: Alta Tensão (AT), o fornecimento em tensões iguais ou superiores a 69 kV; Baixa Tensão (BT), o fornecimento em tensões inferiores a 1 kV; e Média Tensão (MT), o fornecimento em faixa de tensão não definida como AT ou BT. Dessa forma, a variação anual de mercado de cada concessionária será calculada pela seguinte equação:

$$\Delta MWh(i) = \ln \left(\frac{MWh_{ATt}}{MWh_{ATt-1}} \right) \times \pi_{AT} + \ln \left(\frac{MWh_{MTt}}{MWh_{MTt-1}} \right) \times \pi_{MT} + \ln \left(\frac{MWh_{BTt}}{MWh_{BTt-1}} \right) \times \pi_{BT} \quad (3)$$

onde:

ΔMWh(i): Variação anual de mercado da concessionária *i*, entre o processo tarifário em processamento e o processo tarifário anterior;

MWh_{X_t}: Mercado faturado nos doze meses anteriores ao mês da revisão tarifária em processamento no nível de tensão X (sendo X: Alta Tensão - AT; Média Tensão – MT; ou Baixa Tensão - BT);

MWh_{X_{t-1}}: Mercado faturado nos doze meses anteriores ao mês do processo tarifário anterior no nível de tensão X (sendo X: Alta Tensão - AT; Média Tensão – MT; ou Baixa Tensão - BT);

π_X: Participação do nível de tensão X (sendo X: Alta Tensão - AT; Média Tensão – MT; ou Baixa Tensão - BT) na receita de Parcela B, conforme Anexo I.

A variação do número de unidades consumidoras será calculada a partir da seguinte equação:

$$\Delta UC(i) = \left(\frac{UC_t}{UC_{t-1}} \right) - 1 \quad (4)$$

onde:

$\Delta UC(i)$: Variação anual do número de unidades consumidoras da concessionária i , entre o processo tarifário em processamento e o processo tarifário anterior;

UC_t : Número de unidades consumidoras faturadas no sexto mês anterior ao mês do processo tarifário em processamento; e

UC_{t-1} : Número de unidades consumidoras faturadas no sexto mês anterior ao mês do processo tarifário anterior.

Componente de Qualidade do Serviço - Q

O Componente Q do Fator X insere-se no contexto do Mecanismo de Incentivos – MI estabelecido pela ANEEL para melhoria da qualidade do serviço prestado pelas distribuidoras aos seus consumidores. Além do âmbito técnico, o componente Q afere o desempenho comercial da concessionária.

As parcelas de qualidade técnica e comercial possuem pesos distintos, conforme equação abaixo:

$$Q = 0,70.QTécnico + 0,30.QComercial$$

A parcela técnica do componente Q é calculada por meio dos indicadores DEC e FEC, enquanto a parcela comercial é aferida por outros cinco indicadores, todos apresentados na tabela a seguir:

Tabela 25 Relação dos indicadores Técnicos e Comerciais

Sigla Indicador	Indicador	Definição	Padrões Estabelecidos para Atendimento	Distribuidoras Avaliadas	Regulamentação
Comerciais					
FER	Frequência Equivalente de Reclamação	Frequência equivalente de reclamações a cada mil unidades consumidoras	Valor máximo definido para cada Distribuidora	Todas	REN nº 574/2012
IASC	Índice ANEEL de Satisfação do Consumidor	Resultado de pesquisa de avaliação do grau de satisfação do consumidor residencial com os serviços prestados	Valor mínimo de 70	Todas	
INS	Indicador de Nível de Serviço do Atendimento Telefônico	Relação das chamadas atendidas pelas chamadas recebidas menos abandonadas	Valor maior ou igual a 85%	Aquelas com mais de 60 mil unidades	Art. 188 da REN nº 414/2010
IAb	Indicador de Abandono do Atendimento Telefônico	Relação das chamadas abandonadas sobre recebidas menos abandonadas	Valor menor ou igual a 4%	Aquelas com mais de 60 mil unidades	Art. 188 da REN nº 414/2010
ICO	Indicador de Chamadas Ocupadas do Atendimento Telefônico	Relação das chamadas ocupadas sobre oferecidas	Valor menor ou igual a: 4% até 2014; 2% a partir de 2015	Aquelas com mais de 60 mil unidades	Art. 188 da REN nº 414/2010
Técnicos					
DEC	Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora	Tempo que uma UC ficou sem energia elétrica para certo período	Valor máximo definido para cada Distribuidora	Todas	Módulo 8 do PRODIST
FEC	Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora	Número de vezes que uma UC ficou sem energia elétrica para certo período	Valor máximo definido para cada Distribuidora	Todas	Módulo 8 do PRODIST

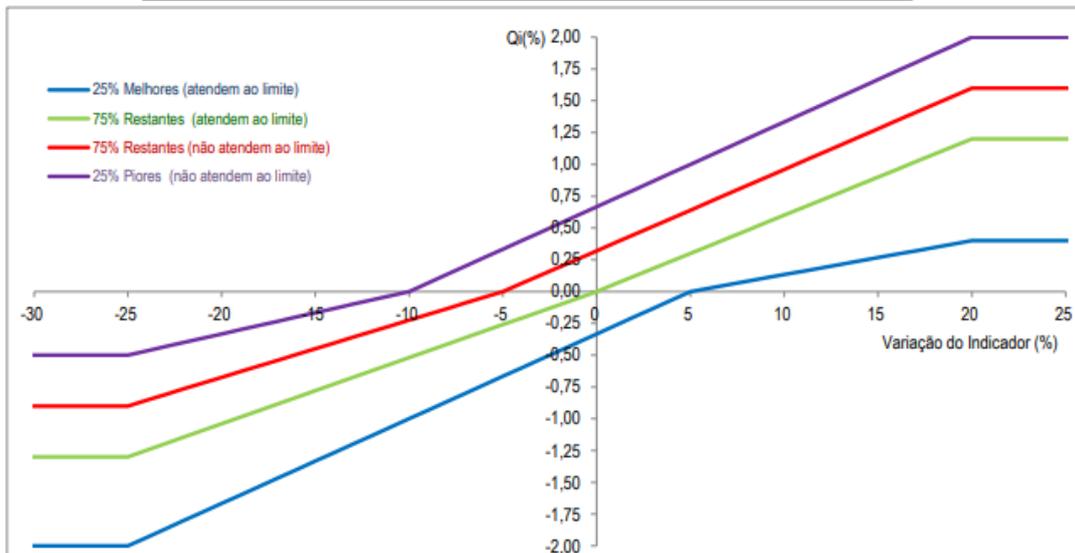
A equação do componente de qualidade será a seguinte:

$$Q = 0,50. Q_{DEC} + 0,20. Q_{FEC} + 0,10. Q_{FER} + 0,10. Q_{IASC} + 0,04. Q_{INS} + 0,03. Q_{IAb} + 0,03. Q_{ICO}$$

As concessionárias são divididas entre as que atendem ao padrão e aquelas que não atendem ao padrão estabelecido. Por sua vez, cada um desses dois grupos foi dividido em duas classes de distribuidoras: a composta por 25% das melhores (ou piores) e a dos demais 75%. Há, portanto, quatro classes de concessionárias de acordo com seu desempenho:

- 25% melhores do grupo que atendem ao padrão (azul);
- 75% restantes do grupo que atendem ao padrão (verde);
- 25% piores do grupo que não atendem ao padrão (vermelha);
- 75% restantes do grupo que não atendem ao padrão (roxa)

Figura 13: Modelo Gráfico – Apuração Fator X - Q



A divisão das classes é precedida pela separação das concessionárias em dois 2 grupos pelo critério de porte. Assim, concessionárias de maior porte terão seus desempenhos comparados entre si. Igualmente para as concessionárias de menor porte. O critério para divisão dos dois grupos é estabelecido no âmbito da avaliação anual do ranking de continuidade dos serviços, que deve incorporar também a divulgação dos indicadores comerciais.

Para obtenção das parcelas da qualidade (QDEC, QFEC, QFER, QIASC, QINS, QIAb, QICO), são necessários: i) as variações dos indicadores nos dois anos anteriores (i); ii) os valores dos padrões para identificação das concessionárias que atendem ou não aos limites; iii) o ranking de desempenho para definição das quatro classes.

De forma prática, em cada ano do processo tarifário há a classificação da distribuidora em relação à amostra que contém todas as distribuidoras acima de 60 mil unidades consumidoras. Primeiramente, é avaliado se a distribuidora atende ou não o Padrão de qualidade estabelecido pela Aneel, isto é, curvas azul e verde ou vermelha e roxa. Em seguida é avaliado, em comparação com todas as outras distribuidoras, se a referida distribuidora se encontra entre as melhores ou piores do grupo (definido previamente se é o grupo que atende ou não o padrão). Desta forma é definida a curva em que o cálculo será baseado: azul, verde, vermelha ou roxa, conforme gráfico acima.

Componente T do Fator X

A metodologia para apuração do componente T do Fator X está descrita no item 3.3 desse documento.

Premissas para cálculo do Fator X

- Fator X – Pd: os percentuais para cada ciclo tarifário foram atualizados com as premissas técnico operacional de variação de mercado e unidades consumidoras. Os pesos para cada variável foram extraídos do PRORET 2.5A.
- Fator X – Q: conforme metodologia, as variáveis para cálculo do fator Q dependem do desempenho das demais distribuidoras. Entretanto, nesse estudo não são avaliadas as demais distribuidoras, devido a indisponibilidade de dados. Sendo assim, para a projeção considerou-se que a amostra do ano 2020 permanecerá fixa até o final da projeção do Fator Q.
- Adicionalmente, dado a incerteza referente aos futuros padrões que serão estabelecidos pela ANEEL e aos indicadores das demais distribuidoras foi considerado como projeção para o Fator Q somente a melhora no indicador da CEB (conforme premissas técnicas) em relação ao ano anterior.

Tabela 26 Fator Xq projetado

Fator Xq	2.020	2.021	2.022	2.023	2.024	2.025	2.026	2.027	2.028	2.029	
	0,24%	0,34%	0,11%	0,04%	0,04%	0,04%	0,20%	0,04%	0,04%	0,04%	
	2.030	2.031	2.032	2.033	2.034	2.035	2.036	2.037	2.038	2.039	
	0,04%	0,17%	0,04%	0,04%	0,04%	0,04%	0,04%	0,04%	0,04%	0,04%	
	2.040	2.041	2.042	2.043	2.044	2.045	2.046	2.047	2.048	2.049	2.050
	0,04%	0,04%	0,04%	0,04%	0,07%	0,04%	0,04%	0,04%	0,04%	0,04%	0,04%

- Fator Xt – é resultado da aplicação a metodologia e dos resultados da projeção dos custos operacionais.

Tabela 27 Resumo dos Valores de Parcela B projetados

	2021	2.026	2.031	2.036	2.041	2.046
Custo de Administração, Operação e Manutenção (CAOM)	305.327.479	393.454.178	460.414.640	538.627.936	630.127.777	737.171.225
Custos Operacionais (CO)	305.327.479	393.454.178	460.414.640	538.627.936	630.127.777	737.171.225
Custo Anual dos Ativos (CAA)	252.927.660	326.170.612	423.578.635	545.099.065	694.103.095	837.227.650
Remuneração do Capital (RC)	141.323.659	186.874.714	252.617.907	332.846.354	428.051.874	501.712.605
Quota de Reintegração Regulatória (QRR)	54.626.753	71.592.863	89.836.938	115.108.890	149.688.096	196.147.380
Custo anual das instalações móveis e imóveis (CAIMI)	56.977.248	67.703.034	81.123.790	97.143.822	116.363.125	139.367.665
Parcela B (VPB)	558.255.138	719.624.789	883.993.275	1.083.727.001	1.324.230.872	1.574.398.875
Índice de Produtividade da Parcela B	0,91%	1,14%	1,13%	1,14%	1,15%	1,15%
Mecanismo de Incentivo à Qualidade	-0,24%	-0,20%	-0,17%	-0,04%	-0,04%	-0,04%
Parcela B com ajustes	554.500.653	712.886.770	875.512.362	1.071.832.929	1.309.584.005	1.556.844.565
2. Outras Receitas (OR)	26.994.063	31.840.091	37.288.814	43.623.280	51.033.819	59.703.229
Parcela B deduzidas as outras receitas	527.506.591	681.046.679	838.223.548	1.028.209.649	1.258.550.187	1.497.141.337
Ultrapassagem de demanda e exdente de reativo	9.315.809	13.621.366	17.893.884	22.868.911	29.333.191	37.766.318
ONS	132.637	156.447,97	183.220,55	214.345,28	250.757,36	293.354,96
PARCELA B AUSTADA TOTAL	518.323.419	667.581.761	820.512.885	1.005.555.083	1.229.467.753	1.459.668.373
Fator XT	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%

3.5 Componentes Financeiros

Conforme mencionado anteriormente, a fim de simplificação adota-se a premissa que os componentes financeiros serão neutros ao longo do período e, portanto, não considerados o descasamento no tempo dos custos da VPA. Entretanto, considera-se dois componentes financeiros que não estão relacionados diretamente aos custos, mas com a neutralidade da diferença entre perda real e regulatória e da variação de mercado. Como CEB-D está sob o regime do novo contrato de concessão entende-se necessário a consideração desses itens.

a. Glosa Perdas – PRORET 4.2A

A componente *CVA_5DUGLOSA*, que tem como finalidade limitar o repasse das diferenças de preços associados apenas aos montantes contratuais para o atendimento da carga regulatória da distribuidora, será obtido conforme a seguinte fórmula:

$$CVA_5DUGLOSA = \sum((PRM_m - TM_{CTm}) \times Glosam) \times FCM$$

onde:

PRM_m: preço de repasse médio, histórico, dos contratos de compra de energia, para fins de valoração da glosa de energia, no mês de competência "m", em R\$/MWh; e

Glosam: glosa de energia relativa às perdas acima da meta regulatória no mês de competência "m", em MWh;

FCM_m = fator de atualização obtido pela relação entre o delta atualizado para o quinto dia útil e o valor histórico, ambos definidos no cálculo das diferenças entre preço dos contratos e coberturas tarifárias, para o mês m .

A glosa de energia é obtida por:

$$Glosa_m = \max \left(0; TRC_m + \sum_{e \in NM} QM_{e,m} - \sum_{m \in M} E_m^{req} \right) \quad (26)$$

onde:

TRC_m : carga da distribuidora no mês "m", obtida a partir dos dados de consumo medido da CCEE, em MWh;

$QM_{e,m}$: energia contratada pela distribuidora no mês "m", em MWh;

E_m^{req} : energia requerida pela distribuidora no mês "m", em MWh;

M : conjunto dos meses que compõe o cálculo do saldo da CVA de energia; e

NM : conjunto de contratos não modelados na CCEE da distribuidora.

a. Neutralidade da Parcela A – PRORET 4.4A

Este componente financeiro é resultante das condições definidas pela Lei nº 12.783/2013 e pelo aditivo contratual aprovado pelo Despacho nº 2.194/2016, que estendem a neutralidade dos Encargos Setoriais para toda a Parcela "A".

A Neutralidade é calculada considerando as diferenças mensais apuradas entre os valores faturados de cada item no Período de Referência e os respectivos valores contemplados nos Reposicionamento Tarifário anterior.

Premissas para cálculo dos financeiros

Glosa Perdas

- Resultado da diferença dos montantes em energia da carga (fornecimento +suprimento) com perda real e perda regulatória.
- A tarifa média de energia e o preço médio foram apurados conforme premissas do item 3.1.
- Conforme metodologia, obteve-se resultados somente para o período em que a empresa apresenta diferença entre a perda real e regulatória.

Neutralidade da Parcela A

- Cobertura tarifária apurada conforme premissas de custos para cada processo tarifário;
- Receita faturada, apurada com a aplicação da variação de mercado projetada para cada componente de custo (cobertura por cota).
- O cálculo foi realizado de forma simplificada, não levando em consideração o mix de crescimento de mercado para os níveis tarifários.

Os valores apurados para os dois itens compuseram o cálculo das receitas irrecuperáveis.

4. CONCILIAÇÃO DE BALANÇOS CONTÁBEIS DAS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS E DA DUE DILIGENCE CONTÁBIL-PATRIMONIAL

Os parâmetros adotados pela Companhia na definição e abertura das rubricas contábeis que compõem as diferentes seções de seu Balanço Patrimonial (Ativo Circulante, Passivo Circulante, etc.) não coincidem totalmente com aqueles que foram adotados no processo de Due Diligence Contábil-Patrimonial, na medida em que os profissionais responsáveis pela elaboração de cada um destes documentos possuem interpretações diferentes sobre a alocação de diferentes lançamentos contábeis em contas específicas.

Dadas estas divergências de classificação e alocação de contas contábeis, este capítulo apresenta a reconciliação das rubricas em que houve qualquer diferença de tratamento, de forma a facilitar a comparação do Balanço Patrimonial constante das Demonstrações Financeiras e aquele apresentado no Relatório de Due Diligence Contábil-Patrimonial.

O capítulo está organizado da seguinte forma: cada uma das seções integrantes do Balanço Patrimonial, nomeadamente o Ativo Circulante, o Ativo Não Circulante, o Passivo Circulante, e o Passivo Não Circulante recebe um subitem específico, em que se apontam as contas que receberam tratamento distinto na Due Diligence Contábil-Patrimonial (em relação às Demonstrações Financeiras). Finalmente, há um subitem tratando especificamente dos arredondamentos feitos pela Companhia (não houve arredondamentos nas análises da Due Diligence Contábil-Patrimonial) e as divergências de valores que decorrem de tais arredondamentos.

4.1 ATIVO CIRCULANTE

As divergências quanto à alocação de contas contábeis no Ativo Circulantes referem-se especificamente ao tratamento das rubricas “Contas a Receber” e “Outros Créditos”, conforme detalhado a seguir.

Contas a Receber

Nas Demonstrações Financeiras esta conta foi apresentada de modo mais fechado, e incluiu as rubricas “Consumidores”, “Concessionárias e Permissionárias”, “Serviços Prestados a Terceiros” e “Provisão para Créditos de Liquidação Duvidosa”. Já na Due Diligence Contábil-Patrimonial foi apresentado uma abertura maior destas contas, com as rubricas “Consumidores” e “Concessionárias e Permissionárias” apresentadas de forma independente, ao passo que as rubricas “Serviços Prestados a Terceiros” e “Provisão para Créditos de Liquidação Duvidosa” (que, vale ressaltar, refere-se não só aos “Serviços Prestados a Terceiros”, mas também aos “Créditos a Receber”) foram incluídos na conta “Outros Créditos”.

Para facilitar a visualização da conciliação destas contas entre as Demonstrações Financeiras e o Relatório de Due Diligence Contábil-Patrimonial, é apresentado, abaixo, um quadro esquemático com as diferenças de alocação. As contas que integram a rubrica “Contas a Receber” nas Demonstrações Financeiras receberam a cor amarela no quadro abaixo.

Outros Créditos

As Demonstrações Financeiras consideram, nesta rubrica, as contas “Créditos a Receber”, “Desativações e Alienações”, “Serviço em Curso”, “ICMS – Demanda Judicial” e, finalmente, “Despesas Antecipadas”. O Relatório de Due Diligence Contábil-Patrimonial, por sua vez, coincide em incluir na rubrica “Outros Ativos” (análogo ao de “Outros Créditos” das Demonstrações Financeiras) as contas “Créditos a Receber” e “Desativações e Alienações” (além de incorporar nela, também, as contas “Serviços Prestados a Terceiros” e “Provisão para Créditos de Liquidação Duvidosa”, como já acima falado), mas apresenta de forma independente a conta “Serviço em Curso”, e de forma conjunta as contas “ICMS – Demanda Judicial” e “Despesas Antecipadas” (sob a rubrica “ICMS, Demandas Judiciais, Proinfra e Outros Ativos”).

No quadro explicativo, abaixo, a conciliação destas contas entre as Demonstrações Financeiras e a Due Diligence Contábil-Patrimonial foi realizada utilizando a cor azul.

DEMONSTRAÇÃO FINANCEIRA		DD CONTÁBIL PATRIMONIAL	
		dez-19	
ATIVO CIRCULANTE	1.555.380	ATIVO CIRCULANTE	1.555.382
Caixa e Equivalentes de Caixa	349.110	Caixa e equivalente de caixa	349.110
Contas a Receber	576.139	Consumidores	544.555
<i>Consumidores</i>	544.555	Concessionárias e Permissionárias	25.156
<i>Concessionárias e Permissionárias</i>	25.156	Tributos e contribuição sociais compensáveis	17.852
<i>Serviços Prestados a terceiros</i>	26.578	Estoques	9.561
<i>Prov Cred Liq Duv</i>	(20.150)	Ativo financeiro setorial	503.161
Tributos e Contribuições Sociais Compensáveis	17.852	Bens destinados à venda	1.587
Estoques	9.561	Serviços em Curso	33.777
Ativo Financeiro Setorial	503.161	ICMS demandas judiciais, Proinfra e outros ativos	9.107
Bens destinados à venda	1.587	<i>ICMS - Demanda Judicial</i>	5.198
Outros Créditos	97.970	<i>Despesas antecipadas</i>	3.910
<i>Créditos a receber</i>	48.225	Outros Ativos	61.516
<i>Desativações e Alienações</i>	6.863	<i>Créditos a receber</i>	48.225
<i>Serviços em Curso</i>	33.777	<i>Serviços Prestados a terceiros</i>	26.578
<i>ICMS - Demanda Judicial</i>	5.198	<i>Prov Cred Liq Duv</i>	(20.150)
<i>Despesas antecipadas</i>	3.910	<i>Desativações e Alienações</i>	6.863

Tabela 28 Ativo Circulante

4.2 ATIVO NÃO CIRCULANTE

No caso do Ativo Não Circulante, a diferença de alocação refere-se exclusivamente à rubrica “Outros Créditos”: nas Demonstrações Financeiras, os dois componentes desta rubrica, isto é, as contas “Investimentos Temporários” e “Outros Créditos a Receber”, são apresentadas de forma consolidada, enquanto que no Relatório de Due Diligence Contábil-Patrimonial foi aplicada uma apresentação mais aberta, apresentando cada uma destas contas separadamente.

O quadro abaixo, que demonstra a conciliação destas contas entre as Demonstrações Financeiras e a Due Diligence Contábil-Patrimonial, utiliza a cor amarela para explicitar este ponto.

Tabela 29 Ativo Não Circulante

DEMONSTRAÇÃO FINANCEIRA	dez-19	DD CONTÁBIL PATRIMONIAL	dez-19
ATIVO NÃO CIRCULANTE	1.410.923	ATIVO NÃO CIRCULANTE	1.410.922
REALIZÁVEL A LONGO PRAZO	253.525	REALIZÁVEL A LONGO PRAZO	253.524
Contas a Receber	64.820	Consumidores, Concessionárias e Permissionárias	64.820
Tributos e Contribuições Sociais Compensáveis	5.902	Tributos e contribuição sociais compensáveis	5.902
Ativo Financeiro de Concessões	150.638	Ativo Financeiro da Concessão	150.638
Cauções e Depósitos Vinculados	21.677	Cauções e depósitos vinculados	21.677
Outros Créditos	10.488	Investimento Temporário	9.450
<i>Investimentos Temporários</i>	<i>9.450</i>	Outros Ativos	1.037
<i>Outros Créditos à receber</i>	<i>1.037</i>		
INVESTIMENTO	274.400	INVESTIMENTO	274.400
IMOBILIZADO	69.643	IMOBILIZADO	69.643
INTANGÍVEL	813.355	INTANGÍVEL	813.355

4.3 PASSIVO CIRCULANTE

As diferenças de alocação de itens no Passivo Circulante entre aquelas usadas nas Demonstrações Financeiras e as constantes do Relatório de Due Diligence Contábil-Patrimonial encontram-se em três rubricas: nos “Tributos e Contribuições Sociais”, “Contribuição de Iluminação Pública” e “Outras Obrigações”.

Tributos e Contribuições Sociais

As Demonstrações Financeiras englobam neste item uma série de contas, quais sejam: “IR e CSLL”, “PIS e Cofins”, “ICMS”, “IPVA”, “ISS”, “Parcelamento ICMS”, “Postergação ICMS”, “Contribuições Sociais”, “Tributos Retidos na Fonte”, “Parcelamento PIS”, “Parcelamento Cofins” e “Outros”. Na Due Diligence Contábil-Patrimonial adotou-se uma abertura muito mais ampla destas contas, permanecendo na rubrica “Tributos a Pagar” (equivalente à rubrica “Tributos e Contribuições Sociais”, das Demonstrações Financeiras), as contas “IR e CSLL”, “PIS e Cofins”, “ICMS”, “IPVA”, “ISS”, “Contribuições Sociais”, “Tributos Retidos na Fonte”, e “Outros”, além de incorporar a conta “Outros Tributos Municipais” (que nas Demonstrações Financeiras estão dentro da rubrica “Contribuição de Iluminação Pública”), mas passando as contas “Parcelamento ICMS” e “Postergação ICMS” para uma rubrica própria (denominada “ICMS Parcelado/Postergado”), e as contas “Parcelamento PIS” e “Parcelamento Cofins” para a rubrica “Parcelamento de Outros Impostos”.

A conciliação destas contas entre as Demonstrações Financeiras e a Due Diligence Contábil-Patrimonial foi realizada aplicando-se a cor amarela no quadro abaixo.

Contribuição de Iluminação Pública

Conforme já apontado acima, na Due Diligence Contábil-Patrimonial a conta “Outros Tributos Municipais” foi alocada na rubrica “Tributos a Pagar” (equivalente à rubrica “Tributos e Contribuições Sociais”, das Demonstrações Financeiras). Além disso, as contas “Parcelamento CIP” e “Contribuição IP – Faturada” foram incorporadas, respectivamente, nas rubricas “Parcelamento de Outros Impostos” e “Outros passivos”

(equivalente a “Outras Obrigações” nas Demonstrações Financeiras), ao invés de na rubrica “Contribuição de Iluminação Pública”, como nas Demonstrações Financeiras.

No quadro explicativo colacionado abaixo, a cor azul é usada para facilitar a identificação da conciliação destas contas entre as Demonstrações Financeiras e a Due Diligence Contábil-Patrimonial.

Outras Obrigações

Finalmente, no que diz respeito à rubrica “Outras Obrigações” das Demonstrações Financeiras (que na Due Diligence Contábil-Patrimonial recebe a designação de “Outros Passivos”), à exceção das contas “Tributos Retidos na Fonte” e “Consignações em favor da Concessionária” (que na Due Diligence Contábil-Patrimonial recebem uma rubrica própria, “Outros Tributos e Encargos sobre a Folha de Pagamento”), todos os elementos são iguais (vale dizer, as contas “Consumidores”, “Empregados”, “Cauções em Garantia”, e “Outros”).

A conciliação destas contas entre as Demonstrações Financeiras e a Due Diligence Contábil-Patrimonial foi realizada utilizando-se a cor cinza no quadro abaixo.

Tabela 30 Passivo Circulante

DEMONSTRAÇÃO FINANCEIRA dez-19

DD CONTÁBIL PATRIMONIAL dez-19

PASSIVO CIRCULANTE	1.453.555	PASSIVO CIRCULANTE	1.453.557
Fornecedores	196.079	Fornecedores	196.079
Tributos e Contribuições Sociais	456.986	Tributos a pagar	95.729
<i>IR e CSLL</i>	5.239	<i>IR e CSLL</i>	5.239
<i>PIS e Cofins</i>	5.801	<i>PIS e Cofins</i>	5.801
<i>ICMS</i>	63.018	<i>ICMS</i>	63.018
<i>IPVA</i>	4	<i>IPVA</i>	4
<i>ISS</i>	457	<i>ISS</i>	457
<i>Parcelamento ICMS</i>	60.408	<i>Outros Tributos Municipais</i>	18.355
<i>Porstergação ICMS</i>	311.330	<i>Contribuições Sociais</i>	2.008
<i>Contribuições Sociais</i>	2.008	<i>Tributos Retidos na Fonte</i>	756
<i>Tributos Retidos na Fonte</i>	756	<i>Outros</i>	89
<i>Parcelamento PIS</i>	1.157	Outros tributos e encargos sobre a folha de pagamento	3.914
<i>Parcelamento COFINS</i>	6.718	<i>Tributos Retidos na Fonte</i>	1.776
<i>Outros</i>	89	<i>Consignações em Favor da Con</i>	2.138
Contribuição de Iluminação Pública	44.541	ICMS Parcelado/Postergado	371.738
<i>Outros Tributos Municipais</i>	18.355	<i>Parcelamento ICMS</i>	60.408
<i>Parcelamento CIP</i>	2.681	<i>Porstergação ICMS</i>	311.330
CONTRIBUIÇÃO IP - FATURADA	23.505	Parcelamento de Outros Impostos	10.556
Empréstimos e Financiamentos	99.200	<i>Parcelamento PIS</i>	1.157
Debêntures	26.815	<i>Parcelamento COFINS</i>	6.718
Benefícios com empregados	3.841	<i>Parcelamento CIP</i>	2.681
Provisões e Encargos sobre Folha de Pagamento	21.632	Empréstimos e Financiamentos	99.200
Passivo Financeiro Setorial	499.097	Debêntures	26.815
Encargos do Consumidor a Recolher	13.624	Benefícios com Empregados	3.841
Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética	61.636	Provisões e Encargos sobre Folha de Pagamento	21.632
Provisão Para Riscos Trabalhistas, Cíveis e Regulatórios	8.733	Passivo Financeiro Setorial	499.097
Outras Obrigações	21.371	Encargos do Consumidor a Recolher	13.624
<i>Consumidores</i>	11.908	Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética	61.636
<i>Empregados</i>	22	Provisão Para Riscos Trabalhistas, Cíveis e Regulatórios	8.733
<i>Cauções em Garantia</i>	244	Outros passivos	40.963
<i>Outros</i>	5.284	<i>Consumidores</i>	11.908
<i>Tributos Retidos na Fonte</i>	1.776	CONTRIBUIÇÃO IP - FATURADA	23.505
<i>Consignações em Favor da Con</i>	2.138	<i>Empregados</i>	22
		<i>Cauções em Garantia</i>	244
		<i>Outros</i>	5.284

4.4 PASSIVO NÃO CIRCULANTE

A exemplo do Ativo Não Circulante, no Passivo Não Circulante também houve divergência apenas na abertura de uma das informações. A conta “Tributos Diferidos”, que nas Demonstrações Financeiras constam do item “Tributos e Contribuições Sociais” (denominado “Tributos a Pagar” no Relatório de Due Diligence Contábil-Patrimonial), aparecem de forma independente na Due Diligence Contábil-Patrimonial.

A conciliação desta conta entre as Demonstrações Financeiras e o Relatório de Due Diligence Contábil-Patrimonial foi feita usando-se a cor amarela no quadro abaixo.

Tabela 31 Passivo Não Circulante

DEMONSTRAÇÃO FINANCEIRA	dez-19	DD CONTÁBIL PATRIMONIAL	dez-19
PASSIVO NÃO CIRCULANTE	924.874	PASSIVO NÃO CIRCULANTE	924.874
Tributos e Contribuições Sociais	262.273	Fornecedores	-
<i>PIS e Cofins</i>	46.262	Tributos a pagar	222.103
<i>ICMS</i>	175.841	<i>PIS e Cofins</i>	46.262
<i>Tributos Diferidos</i>	40.170	<i>ICMS</i>	175.841
Passivo Financeiro Setorial	102.200	<i>Tributos Diferidos</i>	40.170
Debêntures	186.996	Contribuição de Iluminação Pública	-
Empréstimos e Financiamentos	73.533	Passivo Financeiro Setorial	102.200
Benefícios a Empregados	98.013	Debêntures	186.996
Provisão Para Riscos Trabalhistas, Cíveis e Regulatórios	58.881	Empréstimos e Financiamentos	73.533
Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética	70.245	Benefícios a Empregados	98.013
Obrigações Vinculadas a Concessão	1.101	Provisão Para Riscos Trabalhistas, Cíveis e Regulatórios	58.881
Outras Obrigações	71.632	Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética	70.245
		Obrigações Vinculadas a Concessão	1.101
		Outras Obrigações	71.632

4.5 ARREDONDAMENTOS DA DEMONSTRAÇÃO FINANCEIRA

Conforme apontado no início deste capítulo, a Companhia valeu-se de arredondamentos em uma série de contas que compõem as Demonstrações Financeiras, algo que não ocorreu na Due Diligence Contábil-Patrimonial. Os quadros abaixo evidenciam tais arredondamentos, sempre em comparação aos valores apresentados na Due Diligence Contábil-Patrimonial (todos os valores em R\$ mil):

Tabela 32 Arredondamentos das Contas do Ativo

ARREDONDAMENTOS DA DEMONSTRAÇÃO FINANCEIRA	dez-19	ARREDONDAMENTOS DA DEMONSTRAÇÃO FINANCEIRA	dez-19
ATIVO CIRCULANTE	(1,5930)	ATIVO NÃO CIRCULANTE	1,3385
Caixa e Equivalentes de Caixa	(0,4595)	REALIZÁVEL A LONGO PRAZO	1,0085
Contas a Receber	0,0841	Contas a Receber	0,4475
Tributos e Contribuições Sociais Compensáveis	0,4659	Tributos e Contribuições Sociais Compensáveis	0,4312
Estoques	0,3532	Ativo Financeiro de Concessões	(0,3618)
Ativo Financeiro Setorial	(0,1056)	Cauções e Depósitos Vinculados	0,1220
Bens destinados à venda	0,0007	Outros Créditos	0,3695
Outros Créditos	(1,9318)	INVESTIMENTO	(0,2904)
		IMOBILIZADO	0,2742
		INTANGÍVEL	0,3463

A maior parte da diferença na conta “Outros Créditos”, no Ativo Circulante, deve-se ao fato de a Companhia ter subtraído R\$ 2 mil desta conta nas Demonstrações Financeiras (não foi apresentada razão para este ajuste, mas entendemos que ele foi feito de forma a reduzir os efeitos das demais aproximações e equilibrar ativos e passivos no Balanço Patrimonial).

Tabela 33 Arredondamentos das Contas do Passivo

ARREDONDAMENTOS DA DEMONSTRAÇÃO FINANCEIRA	dez-19	ARREDONDAMENTOS DA DEMONSTRAÇÃO FINANCEIRA	dez-19
PASSIVO CIRCULANTE	(1,8007)	PASSIVO NÃO CIRCULANTE	0,0421
Fornecedores	(0,0077)	Tributos e Contribuições Sociais	(0,4056)
Tributos e Contribuições Sociais	0,0519	Passivo Financeiro Setorial	0,2092
Contribuição de Iluminação Pública	(0,4047)	Benefícios a Empregados	0,1050
Benefícios com empregados	0,3904	Provisão Para Riscos Trabalhistas, Cíveis e Regulatórios	0,0876
Provisões e Encargos sobre Folha de Pagamento	(0,0464)	Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética	(0,0525)
Passivo Financeiro Setorial	(0,0692)	Obrigações Vinculadas a Concessão	(0,4805)
Encargos do Consumidor a Recolher	(0,1102)	Outras Obrigações	0,5789
Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética	0,2812	PATRIMÔNIO LÍQUIDO	1,0128
Provisão Para Riscos Trabalhistas, Cíveis e Regulatórios	(0,2990)	Capital Social Realizado	0,1694
Outras Obrigações	(1,5870)	Recursos destinados ao aumento de capital	0,2117
		Outros resultados abrangentes	0,4853
		Prejuízos Acumulados	0,1464

A maior parte da diferença na conta “Outras Obrigações”, no Passivo Circulante, deve-se ao fato de a Companhia ter subtraído R\$ 1 mil desta conta nas Demonstrações Financeiras (não foi apresentada razão para este ajuste, mas entendemos que ele foi feito de forma a reduzir os efeitos das demais aproximações e equilibrar ativos e passivos no Balanço Patrimonial).

4.6 NATUREZA DAS RÚBRICAS CONTÁBEIS

Com o objetivo de auxiliar a determinação do tratamento de cada conta contábil para fins de análise, é apresentada, abaixo, uma sugestão de classificação da natureza de cada rubrica para efeitos de projeções e modelagem econômico-financeira. As contas foram segregadas entre aquelas que, por suas características, serão refletidas mais apropriadamente como integrantes do (i) capital de giro; (ii) caixa; e, (iii) endividamento (com estes dois últimos itens compondo o endividamento líquido da Companhia).

Na medida em que a abertura das contas contábeis foi realizada de forma mais granular nas análises elaboradas no âmbito da Due Diligence Contábil-Patrimonial (comparativamente àquelas constantes das Demonstrações Financeiras utilizadas pela própria Companhia), como já pormenorizado nos itens 4.1 a 4.5, acima, e considerando que, em linhas gerais, um detalhamento maior permite maior profundidade e flexibilidade nas avaliações econômico-financeiras, a lista abaixo traz a descrição detalhada com base no balanço estruturado na Due Diligence Contábil-Patrimonial.

Para facilidade de entendimento, a classificação das contas é apresentada a partir de uma visão de grupos contábeis, nomeadamente Ativo (Circulante e Não Circulante) e Passivo (Circulante e Não Circulante), com a sugestão de tratamento da natureza de cada subitem da avaliação refletido nas tabelas abaixo:

ATIVO CIRCULANTE E ATIVO NÃO CIRCULANTE:

Tabela 34 Natureza dos Contas do Ativo

DD CONTÁBIL PATRIMONIAL		DD CONTÁBIL PATRIMONIAL	
ATIVO CIRCULANTE	-	ATIVO NÃO CIRCULANTE	-
Caixa e equivalente de caixa	Caixa	REALIZÁVEL A LONGO PRAZO	-
Consumidores	Capital de Giro	Consumidores, Concessionárias e Permissionárias	Caixa
Concessionárias e Permissionárias	Capital de Giro	Tributos e contribuição sociais compensáveis	Caixa
Tributos e contribuição sociais compensáveis	Caixa	Ativo Financeiro da Concessão	-
Estoques	Caixa	Cauções e depósitos vinculados	Caixa
Ativo financeiro setorial	Capital de Giro	Investimento Temporário	Caixa
Bens destinados à venda	Caixa	Outros Ativos	Caixa
Serviços em Curso	Caixa	INVESTIMENTO	Imóveis para venda/Cisão
ICMS demandas judiciais, Proinfra e outros ativos	Caixa	IMOBILIZADO	-
<i>ICMS - Demanda Judicial</i>	<i>Caixa</i>	INTANGÍVEL	-
<i>Despesas antecipadas</i>	<i>Caixa</i>		
Outros Ativos	Caixa		
<i>Créditos a receber</i>	<i>Caixa</i>		
<i>Serviços Prestados a terceiros</i>	<i>Caixa</i>		
<i>Prov Cred Liq Duv</i>	<i>Caixa</i>		
<i>Desativações e Alienações</i>	<i>Caixa</i>		

PASSIVO CIRCULANTE E PASSIVO NÃO CIRCULANTE:

Tabela 35 Natureza dos Contas do Passivo

DD CONTÁBIL PATRIMONIAL
PASSIVO CIRCULANTE

-

Fornecedores	Capital de Giro
Tributos a pagar	Capital de Giro
<i>IR e CSLL</i>	<i>Capital de Giro</i>
<i>PIS e Cofins</i>	<i>Capital de Giro</i>
<i>ICMS</i>	<i>Capital de Giro</i>
<i>IPVA</i>	<i>Capital de Giro</i>
<i>ISS</i>	<i>Capital de Giro</i>
<i>Outros Tributos Municipais</i>	<i>Capital de Giro</i>
<i>Contribuições Sociais</i>	<i>Capital de Giro</i>
<i>Tributos Retidos na Fonte</i>	<i>Capital de Giro</i>
<i>Outros</i>	<i>Capital de Giro</i>
Outros tributos e encargos sobre a folha de pagamento	Dívida
<i>Tributos Retidos na Fonte</i>	<i>Dívida</i>
<i>Consignações em Favor da Con</i>	<i>Dívida</i>
ICMS Parcelado/Postergado	Dívida
<i>Parcelamento ICMS</i>	<i>Dívida</i>
<i>Postergação ICMS</i>	<i>Dívida</i>
Parcelamento de Outros Impostos	Dívida
<i>Parcelamento PIS</i>	<i>Dívida</i>
<i>Parcelamento COFINS</i>	<i>Dívida</i>
<i>Parcelamento CIP</i>	<i>Dívida</i>
Empréstimos e Financiamentos	Dívida
Debêntures	Dívida
Benefícios com Empregados	Dívida
Provisões e Encargos sobre Folha de Pagamento	Dívida
Passivo Financeiro Setorial	Capital de Giro
Encargos do Consumidor a Recolher	Dívida
Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética	Dívida
Provisão Para Riscos Trabalhistas, Cíveis e Regulatórios	Dívida
Outros passivos	<i>Dívida</i>
<i>Consumidores</i>	<i>Dívida</i>
<i>CONTRIBUIÇÃO IP - FATURADA</i>	<i>Dívida</i>
<i>Empregados</i>	<i>Dívida</i>
<i>Cauções em Garantia</i>	<i>Dívida</i>
<i>Outros</i>	<i>Dívida</i>

DD CONTÁBIL PATRIMONIAL
PASSIVO NÃO CIRCULANTE

-

Fornecedores	Dívida
Tributos a pagar	Dívida
<i>PIS e Cofins</i>	<i>Dívida</i>
<i>ICMS</i>	<i>Dívida</i>
Tributos Diferidos	Dívida
Contribuição de Iluminação Pública	Dívida
Passivo Financeiro Setorial	Dívida
Debêntures	Dívida
Empréstimos e Financiamentos	Dívida
Benefícios a Empregados	Dívida
Provisão Para Riscos Trabalhistas, Cíveis e Regulatórios	Dívida
Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética	Dívida
Obrigações Vinculadas a Concessão	Dívida
Outras Obrigações	Dívida

4.7 EFEITOS FINANCEIROS E REGULATÓRIOS DE CERTAS TRANSAÇÕES EM CURSO

Conforme mencionado acima (no item 2.4.3, subitem “i”), a Companhia informou que está conduzindo um processo de reorganização operacional e patrimonial, através de operações societárias específicas (em particular uma cisão parcial), em antecipação a sua troca de controle.

Um dos aspectos principais de tal reorganização é a transferência de profissionais, hoje lotados na Companhia, mas que realizam atividades essenciais para sua controladora, a Companhia Energética de Brasília – CEB (“CEB Holding”), sendo necessária a realocação de tais quadros da Companhia (através da supracitada cisão parcial) a uma nova empresa, denominada CEB Serviços S/A (“CEB Serviços”), de forma a assegurar a continuidade das operações de sua controladora e demais empresas do grupo, uma vez efetivada a troca de controle da Companhia. Os efeitos de tais transferências em termos de PMSO e demais considerações relevantes já foram devidamente tratadas no Capítulo 2 do presente relatório.

Ainda no contexto de tal reorganização, foi verificado o risco de subavaliação de terrenos que integram o patrimônio da Companhia, mas que não compõem sua Base de Remuneração Regulatória (BRR), dado que são ativos *non-core*. Assim, foram identificados três terrenos nestas condições, e decidido que dois deles (constantes da tabela “Terrenos da Cisão Parcial”, abaixo) passarão a integrar a CEB Serviços em razão da operação de cisão parcial da Companhia; e que um outro (contido na tabela “Terreno da Redução de Capital”, abaixo) será vertido à CEB Holding através de uma redução do capital social da Companhia.

Importante notar, também, que tais operações já foram submetidas à ANEEL, em 18 de junho p.p., através da Carta n.º 169/2020 – CEB-D/DG, encontrando-se atualmente em trâmite perante o referido órgão regulador.

Tabela 36 Terrenos a serem vertidos para a CEB Serviços

Endereço	Área total (m²)	Valor contábil (R\$) em 31/12/2019
SGM Norte, Lote G, Brasília, DF	4.945,00	17.839,58
QI 10, lotes 25 a 38, Taguatinga, DF	10.500,00	896.467,28

Tabela 37 Terreno a ser vertido para a CEB Holding

Endereço	Área total (m²)	Valor contábil (R\$) em 31/12/2019
SIA Sul, Área de Serviços Públicos, Lote C, Brasília, DF ¹	160.000,00	17.857,27

Além das transações societárias relativas a estes terrenos, está em curso a negociação do terreno identificado abaixo, a ser objeto de permuta.

Tabela 38 Terreno a ser Permutado

Endereço	Área total (m²)	Valor contábil (R\$) em 31/12/2019
Setor Noroeste SAI Norte PR 155/1/DF	284.160,00	274.400.000,00

No caso deste terreno, a operação de permuta contemplará o recebimento de R\$ 127 milhões em efetivo, bem como uma série de terrenos menores, com potencial para desenvolvimentos imobiliários diversos. Os recursos líquidos serão aplicados no pagamento de parte do saldo de ICMS que foi postergado (o que implica, para fins de modelagem econômico-financeira, na redução dos saldos líquidos desta conta contábil); quanto aos imóveis a serem recebidos em permuta, como eles também não estarão vinculados à operação da concessão (em outras palavras, não integrarão a Base de Remuneração Regulatória), haveria o risco de subavaliação caso eles permanecessem no patrimônio da CEB-D até o leilão (dado que são ativos *non-core*). Neste sentido, estes imóveis deverão ser integrados no processo de cisão parcial em curso, para serem transferidos à CEB Serviços – o que implica que a Carta n.º 169/2020 - CEB-D/DG, que trata da cisão parcial e redução de capital, deverá ser complementada de forma a englobar também a transferência dos imóveis em questão.

Para efeitos de avaliação do valor da Companhia, devem-se considerar os seguintes efeitos regulatórios (tarifários), financeiros e contábeis detalhados a seguir.

Quanto aos imóveis acima listados e que serão vertidos à CEB Serviços (vale dizer, tanto os que já integram o patrimônio da Companhia e estão identificados acima, quanto aqueles que serão recebidos em permuta), considerando que os mesmos não integram a Base de Remuneração Regulatória da Companhia, não há qualquer efeito regulatório/tarifário. Do ponto de vista contábil eles deixaram de integrar os ativos da Companhia, e do ponto de vista financeiro, não deverão ser considerados como parte de seu patrimônio.

Especificamente com relação ao imóvel que será objeto da redução de capital e consequente versão para a CEB Holding, cabe um reparo adicional (isto é, para além de sua exclusão dos ativos contábeis e do valor residual da Companhia para efeitos de avaliação econômico-financeira), dado que nele está localizado o atual centro de operações do sistema da Companhia. Uma parcela deste imóvel está reconhecida na Base de Remuneração Regulatória da Companhia, e uma vez consumada a operação de redução de capital, deverá ser realizada sua baixa na BRR. Para efeitos do impacto desta transação na avaliação econômico-financeira da CEB-D, é adequado deduzir um montante nos saldos contábeis – vale dizer, nos ajustes adicionados ao valor da Companhia (*enterprise value*) calculado conforme a metodologia do fluxo de caixa

descontado para a firma – equivalente ao Valor da Base de Remuneração (“VBR”) referente a este imóvel. O valor líquido desta parcela na VBR é de R\$ 27.907.112,50.

Em suma, os efeitos destas transações são os seguintes:

- Para os imóveis da cisão: não há impactos regulatórios/tarifários, devendo-se apenas retirá-los dos ativos contábeis e do valor residual da Companhia para efeitos de avaliação econômico-financeira;
- Para o imóvel objeto da redução de capital, além de excluí-lo do ativo contábil e do valor residual da Companhia, do ponto de vista regulatório deve-se considerar sua baixa da BRR, o que tem como efeito um ajuste (a menor) nos saldos contábeis equivalente a seu valor líquido na VBR, de R\$ 27.907.112,50, para os propósitos da avaliação econômico-financeira; e,
- Para os valores em efetivo recebidos pela permuta, considerar uma redução proporcional (isto é, de R\$ 127 milhões) no valor do ICMS postergado, que será parcialmente saldado com este montante.

PROJEÇÕES COMPLETAS - ANEXOS

PROJEÇÃO COMPLETA – MERCADO 1/2 (ano civil)

	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
ENERGIA DISTRIBUÍDA (MWh)																
Residencial Normal	2.254.128	2.286.744	2.321.727	2.357.223	2.393.242	2.429.792	2.466.879	2.504.512	2.542.698	2.581.444	2.620.782	2.660.718	2.701.263	2.742.426	2.784.217	2.826.644
Industrial	76.278	72.727	69.117	65.446	66.533	67.637	68.759	69.899	71.058	72.235	73.431	74.647	75.883	77.140	78.418	79.716
Comercial	1.637.557	1.625.114	1.632.438	1.634.883	1.637.324	1.639.760	1.642.192	1.644.619	1.647.042	1.649.460	1.651.882	1.654.308	1.656.736	1.659.169	1.661.605	1.664.045
Rural	137.711	140.003	142.331	144.696	147.099	149.541	152.021	154.542	157.102	159.703	162.348	165.036	167.769	170.547	173.371	176.241
Poder Público	557.318	561.955	566.628	571.336	576.081	580.862	585.680	590.536	595.428	600.358	605.329	610.341	615.394	620.490	625.627	630.807
Iluminação Pública	445.912	453.332	460.870	468.530	476.311	484.218	492.251	500.412	508.703	517.127	525.691	534.396	543.245	552.241	561.386	570.682
Serviço Público	326.660	332.095	337.618	343.229	348.930	354.722	360.607	366.585	372.660	378.831	385.104	391.481	397.964	404.554	411.254	418.064
Uso Próprio	1.248	1.259	1.269	1.280	1.290	1.301	1.312	1.323	1.333	1.345	1.356	1.367	1.378	1.390	1.401	1.413
1- Total Cativo	5.436.812	5.473.229	5.531.997	5.586.622	5.646.810	5.707.833	5.769.701	5.832.428	5.896.024	5.960.503	6.025.922	6.092.294	6.159.634	6.227.957	6.297.278	6.367.612
NÚMERO DE CONSUMIDORES																
Residencial Normal	981.199	1.003.611	1.026.022	1.048.434	1.070.846	1.093.257	1.115.669	1.138.080	1.160.492	1.182.904	1.205.670	1.228.874	1.252.525	1.276.631	1.301.202	1.326.245
Industrial	1.449	1.481	1.513	1.545	1.577	1.609	1.641	1.674	1.706	1.738	1.771	1.805	1.840	1.875	1.911	1.948
Comercial	120.065	122.718	125.371	128.025	130.678	133.331	135.984	138.637	141.291	143.944	146.714	149.538	152.416	155.349	158.339	161.387
Rural	11.152	11.398	11.645	11.891	12.138	12.384	12.631	12.877	13.124	13.370	13.627	13.890	14.157	14.429	14.707	14.990
Poder Público	6.334	6.474	6.614	6.754	6.894	7.034	7.174	7.314	7.454	7.594	7.740	7.889	8.041	8.196	8.354	8.515
Iluminação Pública	24	24	25	26	26	27	27	28	28	29	29	30	30	31	32	32
Serviço Público	366	375	383	391	399	407	415	423	431	439	448	456	465	474	483	493
Uso Próprio	43	44	45	46	46	47	48	49	50	51	52	53	54	55	56	57
Total	1.120.633	1.146.126	1.171.619	1.197.111	1.222.604	1.248.097	1.273.590	1.299.083	1.324.576	1.350.069	1.376.052	1.402.536	1.429.529	1.457.042	1.485.084	1.513.666
ENERGIA DISTRIBUÍDA (MWh)																
Residencial Normal	2.869.717	2.913.447	2.957.844	3.002.917	3.048.676	3.095.133	3.142.298	3.190.182	3.238.796	3.288.150						
Industrial	81.036	82.379	83.743	85.130	86.540	87.973	89.430	90.911	92.417	93.947						
Comercial	1.666.488	1.668.935	1.671.385	1.673.839	1.676.297	1.678.758	1.681.223	1.683.691	1.686.163	1.688.639						
Rural	179.160	182.126	185.142	188.208	191.324	194.492	197.713	200.986	204.314	207.698						
Poder Público	636.030	641.297	646.606	651.960	657.358	662.801	668.289	673.822	679.401	685.027						
Iluminação Pública	580.132	589.738	599.504	609.432	619.523	629.782	640.211	650.813	661.590	672.545						
Serviço Público	424.987	432.025	439.179	446.451	453.845	461.360	469.000	476.767	484.662	492.688						
Uso Próprio	1.424	1.436	1.448	1.460	1.472	1.484	1.497	1.509	1.522	1.534						
1- Total Cativo	6.438.975	6.511.383	6.584.851	6.659.397	6.735.035	6.811.784	6.889.661	6.968.681	7.048.864	7.130.227						
NÚMERO DE CONSUMIDORES																
Residencial Normal	1.351.770	1.377.786	1.404.303	1.431.330	1.458.878	1.486.955	1.515.573	1.544.742	1.574.472	1.604.775						
Industrial	1.986	2.024	2.063	2.102	2.143	2.184	2.226	2.269	2.313	2.357						
Comercial	164.493	167.659	170.885	174.174	177.526	180.943	184.425	187.975	191.593	195.280						
Rural	15.279	15.573	15.872	16.178	16.489	16.807	17.130	17.460	17.796	18.138						
Poder Público	8.678	8.845	9.016	9.189	9.366	9.546	9.730	9.917	10.108	10.303						
Iluminação Pública	33	33	34	35	35	36	37	37	38	39						
Serviço Público	502	512	522	532	542	552	563	574	585	596						
Uso Próprio	58	60	61	62	63	64	66	67	68	69						
Total	1.542.798	1.572.491	1.602.755	1.633.602	1.665.043	1.697.088	1.729.750	1.763.041	1.796.973	1.831.558						

PROJEÇÃO COMPLETA – MERCADO 2/2 (ano civil)

	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
PERDAS (MWh)																
Perdas Técnicas	570.554	575.442	581.092	585.595	590.422	595.532	601.487	609.077	616.973	625.595	634.496	644.838	655.445	666.327	677.492	688.948
Perdas Comerciais	587.179	545.268	491.587	428.965	365.895	306.587	257.989	229.865	205.689	190.658	175.986	175.986	175.986	175.986	175.986	175.986
2- Total	1.157.733	1.120.710	1.072.679	1.014.560	956.317	902.119	859.476	838.942	822.662	816.253	810.482	820.824	831.431	842.313	853.478	864.934
3- Mercado CEB (1+2)	6.594.545	6.593.939	6.604.676	6.601.182	6.603.127	6.609.952	6.629.177	6.671.370	6.718.686	6.776.757	6.836.404	6.913.118	6.991.065	7.070.270	7.150.755	7.232.546
4- ENEL Goiás (CELG-D)	259.637	281.420	302.794	323.768	344.348	364.543	384.360	403.805	422.885	441.608	461.160	481.578	502.899	525.165	548.416	572.697
5- Consumidor Livre	793.995	838.345	881.962	924.852	967.030	1.008.506	1.049.293	1.089.401	1.128.843	1.167.629	1.207.747	1.249.244	1.292.166	1.336.564	1.382.486	1.429.987
6- Energia Injetada (3+4+5)	7.648.177	7.713.704	7.789.431	7.849.802	7.914.506	7.983.001	8.062.830	8.164.576	8.270.414	8.385.993	8.505.311	8.643.939	8.786.131	8.931.998	9.081.658	9.235.230
PERDAS (MWh)																
	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045						
Perdas Técnicas	700.706	712.774	725.163	737.884	750.946	764.361	778.140	792.296	806.840	821.786						
Perdas Comerciais	175.986	175.986	175.986	175.986	175.986	175.986	175.986	175.986	175.986	175.986						
2- Total	876.692	888.760	901.149	913.870	926.932	940.347	954.126	968.282	982.826	997.772						
3- Mercado CEB (1+2)	7.315.667	7.400.143	7.486.001	7.573.266	7.661.967	7.752.131	7.843.787	7.936.963	8.031.691	8.127.999						
4- ENEL Goiás (CELG-D)	598.052	624.531	652.181	681.056	711.210	742.698	775.580	809.918	845.777	883.223						
5- Consumidor Livre	1.479.120	1.529.941	1.582.508	1.636.881	1.693.122	1.751.296	1.811.469	1.873.709	1.938.087	2.004.678						
6- Energia Injetada (3+4+5)	9.392.839	9.554.615	9.720.690	9.891.204	10.066.299	10.246.125	10.430.836	10.620.590	10.815.555	11.015.900						

PROJEÇÃO COMPLETA – INDICADOR DE PERDAS

	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
ÍNDICE DE PERDAS (%)																
Índice Perdas Técnicas (%)	7,46%	7,46%	7,46%	7,46%	7,46%	7,46%	7,46%	7,46%	7,46%	7,46%	7,46%	7,46%	7,46%	7,46%	7,46%	7,46%
Perdas Comerciais (%)	7,68%	7,07%	6,31%	5,46%	4,62%	3,84%	3,20%	2,82%	2,49%	2,27%	2,07%	2,04%	2,00%	1,97%	1,94%	1,91%
Índice Perdas Totais Energia Injetada(%)	15,14%	14,53%	13,77%	12,92%	12,08%	11,30%	10,66%	10,28%	9,95%	9,73%	9,53%	9,50%	9,46%	9,43%	9,40%	9,37%
Índice de Perdas Regulatórias Totais	11,3%	11,3%	11,3%	11,3%	11,3%	11,3%	11,3%	11,3%	11,3%	11,3%	11,3%	11,3%	11,3%	11,3%	11,3%	11,3%

	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045
ÍNDICE DE PERDAS (%)										
Índice Perdas Técnicas (%)	7,46%	7,46%	7,46%	7,46%	7,46%	7,46%	7,46%	7,46%	7,46%	7,46%
Perdas Comerciais (%)	1,87%	1,84%	1,81%	1,78%	1,75%	1,72%	1,69%	1,66%	1,63%	1,60%
Índice Perdas Totais Energia Injetada(%)	9,33%	9,30%	9,27%	9,24%	9,21%	9,18%	9,15%	9,12%	9,09%	9,06%
Índice de Perdas Regulatórias Totais	11,3%	11,3%	11,3%	11,3%	11,3%	11,3%	11,3%	11,3%	11,3%	11,3%

Obs: Considerada meta regulatória atual vigente como máxima anual visando a redução das perdas comerciais anuais com as ações estabelecidas pelo Consórcio. Não foram considerados novas metas regulatórias que o órgão regulador deverá determinar nos anos futuros.

PROJEÇÃO COMPLETA – INDICADOR DE INADIMPLÊNCIA

	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
INADIMPLÊNCIA (%)																
Inadimplência	1,02%	0,87%	0,76%	0,70%	0,67%	0,65%	0,65%	0,65%	0,65%	0,65%	0,65%	0,65%	0,65%	0,65%	0,65%	0,65%

	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045
INADIMPLÊNCIA (%)										
Inadimplência	0,65%	0,65%	0,65%	0,65%	0,65%	0,65%	0,65%	0,65%	0,65%	0,65%

Obs: Estabelecido ações de combate a inadimplência pelo Consórcio visando manter o índice de 0,65% aa e em linha com a meta regulatória a partir de 2023.

PROJEÇÃO COMPLETA – PMSO (valores nominais)

	2.020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
PMSO																
PESSOAL (R\$)	208.305.010	174.665.791	175.772.078	173.510.764	173.907.235	179.788.943	185.832.640	191.904.340	198.074.019	204.395.044	210.910.553	217.633.758	224.571.278	231.729.946	239.116.811	246.739.148
SERVIÇOS (R\$)	138.715.287	135.501.093	125.619.924	134.781.050	143.825.825	148.690.152	153.688.447	158.709.902	163.812.388	169.040.040	174.428.536	179.988.802	185.726.313	191.646.718	197.755.849	204.059.720
MATERIAIS (R\$)	3.942.394	6.115.235	5.659.183	5.939.392	6.215.811	6.426.035	6.642.050	6.859.065	7.079.583	7.305.509	7.538.387	7.778.689	8.026.650	8.282.516	8.546.538	8.818.977
OUTROS (R\$)	28.741.380	25.206.311	23.298.333	23.464.038	21.240.223	21.958.588	22.696.737	23.438.306	24.191.842	24.963.863	25.759.637	26.580.778	27.428.094	28.302.421	29.204.618	30.135.575
TOTAL	379.704.071	341.488.430	330.349.517	337.695.244	345.189.094	356.863.718	368.859.874	380.911.613	393.157.832	405.704.456	418.637.114	431.982.026	445.752.335	459.961.601	474.623.817	489.753.420
		2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045					
PMSO																
PESSOAL (R\$)		254.604.462	262.720.499	271.095.252	279.736.966	288.654.153	297.855.594	307.350.349	317.147.769	327.257.502	337.689.503					
SERVIÇOS (R\$)		210.564.540	217.276.715	224.202.854	231.349.778	238.724.524	246.334.356	254.186.766	262.289.489	270.650.502	279.278.039					
MATERIAIS (R\$)		9.100.100	9.390.184	9.689.515	9.998.388	10.317.107	10.645.986	10.985.349	11.335.529	11.696.872	12.069.734					
OUTROS (R\$)		31.096.208	32.087.463	33.110.317	34.165.776	35.254.880	36.378.701	37.538.346	38.734.958	39.969.714	41.243.830					
TOTAL		505.365.310	521.474.861	538.097.937	555.250.908	572.950.664	591.214.637	610.060.810	629.507.744	649.574.589	670.281.106					

PROJEÇÃO COMPLETA – INVESTIMENTOS (valores nominais)

	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Investimentos (R\$ Mil)																
Linhas e Subestações - Subtransmissão (Rede Alta Tensão)	26.899	16.784	33.249	31.249	34.309	45.107	39.906	39.037	41.739	44.454	51.582	47.333	48.842	50.399	52.006	53.664
Rede Aérea	5.991	9.026	6.743	7.067	11.127	15.409	12.943	12.626	12.631	14.418	17.733	15.352	15.841	16.346	16.867	17.405
Rede Subterrânea	2.027	3.054	2.506	2.400	3.765	4.958	4.380	4.712	4.728	4.879	5.034	5.195	5.360	5.531	5.708	5.889
Manutenção do Sistema Elétrico	17.195	30.082	24.040	26.800	35.781	43.765	41.618	40.879	42.246	46.362	54.978	49.364	50.938	52.562	54.237	55.966
Programa Especial de Redução de Perdas	2.439	1.972	1.610	1.900	2.505	2.894	2.914	3.135	3.146	3.246	3.350	3.457	3.567	3.681	3.798	3.919
Material Investimento Medidores	3.599	7.101	5.798	6.841	8.519	9.841	9.909	10.661	10.697	11.038	11.390	11.753	12.128	12.515	12.914	13.325
Material Investimento Rede	15.287	23.472	19.628	20.294	30.639	39.042	35.637	37.042	37.130	39.699	43.820	42.270	43.618	45.008	46.443	47.923
Sistemas computacionais e bases de dados	13.726	28.718	32.234	33.337	16.940	9.736	10.064	10.392	10.727	11.069	11.422	7.366	7.601	7.843	8.093	8.351
Outros	2.807	4.065	1.578	1.799	2.192	1.339	1.384	1.429	1.475	1.522	2.855	1.621	1.672	1.726	1.781	1.837
	89.969	124.274	127.385	131.687	145.778	172.090	158.754	159.914	164.518	176.687	202.164	183.711	189.567	195.610	201.845	208.280
		2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045					
Investimentos (R\$ Mil)																
Linhas e Subestações - Subtransmissão (Rede Alta Tensão)		55.374	57.139	58.961	60.840	62.780	64.781	66.846	68.977	71.176	73.445					
Rede Aérea		17.959	18.532	19.123	19.732	20.361	21.010	21.680	22.371	23.084	23.820					
Rede Subterrânea		6.077	6.271	6.471	6.677	6.890	7.110	7.336	7.570	7.811	8.060					
Manutenção do Sistema Elétrico		57.750	59.591	61.491	63.451	65.474	67.561	69.714	71.937	74.230	76.596					
Programa Especial de Redução de Perdas		4.044	4.173	4.306	4.443	4.585	4.731	4.882	5.037	5.198	5.363					
Material Investimento Medidores		13.750	14.188	14.641	15.107	15.589	16.086	16.599	17.128	17.674	18.237					
Material Investimento Rede		49.451	51.027	52.654	54.332	56.064	57.851	59.695	61.598	63.562	65.588					
Sistemas computacionais e bases de dados		8.617	8.892	9.176	9.468	9.770	10.081	10.403	10.734	11.076	11.430					
Outros		1.896	1.956	2.019	2.083	2.149	2.218	2.289	2.362	2.437	2.515					
		214.919	221.770	228.839	236.134	243.661	251.429	259.443	267.714	276.248	285.054					

PROJEÇÃO COMPLETA – Km de REDE

	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
REDE (km)																
BT/MT	10.564	10.669	10.883	11.209	11.545	11.892	12.248	12.616	12.994	13.384	13.786	14.199	14.625	15.064	15.516	15.981
AT	1.080	1.091	1.113	1.146	1.152	1.158	1.164	1.169	1.175	1.181	1.187	1.193	1.199	1.205	1.211	1.217
REDE (km)																
	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045						
BT/MT	16.461	16.955	17.463	17.987	18.527	19.083	19.655	20.245	20.852	21.478						
AT	1.223	1.229	1.235	1.242	1.248	1.254	1.260	1.267	1.273	1.279						

PROJEÇÃO COMPLETA – INDICADORES TÉCNICOS E COMERCIAIS

	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
INDICADORES																
DEC - Limite 2021 ANEEL 7,61	8,24	7,61	7,50	7,50	7,50	7,50	7,20	7,20	7,20	7,20	7,20	7,00	7,00	7,00	7,00	7,00
FEC - Limite 2021 ANEEL 5,79	6,42	5,79	5,60	5,60	5,60	5,60	5,30	5,30	5,30	5,30	5,30	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00
FER - Limite ANEEL 8	7,00	7,00	7,00	7,00	7,00	7,00	7,00	7,00	7,00	7,00	7,00	7,00	7,00	7,00	7,00	7,00
DER - Limite ANEEL 120	120,00	120,00	120,00	120,00	120,00	120,00	120,00	120,00	120,00	120,00	120,00	120,00	120,00	120,00	120,00	120,00
IASC - Limite ≥ 70%	74,00	74,00	74,00	74,00	74,00	74,00	74,00	74,00	74,00	74,00	74,00	74,00	74,00	74,00	74,00	74,00
INS - Limite ANEEL ≥ 85%	91,00	91,00	91,00	91,00	91,00	91,00	91,00	91,00	91,00	91,00	91,00	91,00	91,00	91,00	91,00	91,00
IAb - Limite ANEEL ≤ 4%	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
ICO - Limite ANEEL ≤ 2%	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10
INDICADORES																
	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045						
DEC - Limite 2021 ANEEL 7,61	7,00	7,00	7,00	7,00	7,00	7,00	7,00	7,00	7,00	7,00						
FEC - Limite 2021 ANEEL 5,79	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00						
FER - Limite ANEEL 8	7,00	7,00	7,00	7,00	7,00	7,00	7,00	7,00	7,00	7,00						
DER - Limite ANEEL 120	120,00	120,00	120,00	120,00	120,00	120,00	120,00	120,00	120,00	120,00						
IASC - Limite ≥ 70%	74,00	74,00	74,00	74,00	74,00	74,00	74,00	74,00	77,00	77,00						
INS - Limite ANEEL ≥ 85%	91,00	91,00	91,00	91,00	91,00	91,00	91,00	91,00	91,00	91,00						
IAb - Limite ANEEL ≤ 4%	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00						
ICO - Limite ANEEL ≤ 2%	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10						

PROJEÇÃO COMPLETA – ENCARGOS SETORIAIS, CUSTO COMPRA DE ENERGIA, PARCELA B e RECEITA REQUERIDA (1/2)

	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Encargos Setoriais/Energia e Parcela B (R\$ Mil)																
Reserva Global de Reversão – RGR	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Conta de Consumo de Combustíveis – CCC	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Taxa de Fisc. de Serviços de E.E. – TFSEE	2.910	2.852	2.978	3.105	3.229	3.365	3.656	3.745	3.833	3.922	4.013	4.404	4.571	4.746	4.928	5.117
Conta de Desenvolvimento Energético – CDE	343.888	265.214	268.140	267.364	258.694	271.527	282.736	294.056	304.233	314.107	324.092	339.995	356.729	374.342	392.883	412.404
Compensação financeira - CFURH	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Encargos Serv. Sist. - ESS e Energ. Reserv. - EER	62.612	64.738	67.003	69.295	71.459	73.876	76.360	78.854	81.390	83.987	86.664	89.427	92.277	95.219	98.254	101.386
PROINFA	46.566	48.672	46.167	43.737	41.321	39.127	37.029	35.001	33.058	31.206	29.459	27.813	-	-	-	-
P&D e Eficiência Energética	27.243	26.783	28.229	28.907	29.547	30.483	31.536	32.403	33.387	34.487	35.708	37.198	38.701	39.233	40.718	42.258
Rede Básica	219.775	243.538	270.490	290.848	307.968	285.732	303.524	318.967	334.716	351.080	368.250	386.316	405.326	425.335	446.397	468.573
Rede Básica ONS (A2)	796	883	980	1.054	1.116	1.035	1.100	1.156	1.213	1.272	1.334	1.400	1.469	1.541	1.618	1.698
Rede Básica Export. (A2)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
MUST Itaipu	30.075	24.462	27.303	25.166	26.279	29.287	27.767	30.288	31.991	33.371	34.963	35.380	37.189	42.508	43.961	45.455
Transporte de Itaipu	46.283	37.646	42.017	38.729	40.442	45.070	42.732	46.611	49.231	51.355	53.805	54.448	57.231	65.417	67.653	69.952
Conexão	5.355	5.537	5.731	5.927	6.112	6.319	6.531	6.745	6.962	7.184	7.413	7.649	7.893	8.144	8.404	8.672
Uso do sistema de distribuição e CCD	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ENERGIA	1.423.633	1.448.072	1.530.876	1.560.124	1.589.234	1.658.230	1.683.043	1.718.700	1.768.831	1.830.857	1.902.810	1.927.097	2.029.232	1.994.902	2.061.517	2.129.924
RECEITA IRRECUPERÁVEL	14.253	18.644	19.563	20.019	20.451	21.096	21.821	22.420	23.099	23.860	24.699	25.722	26.758	27.106	28.131	29.181
VPA (ENCARGO + TRANSPORTE + ENERGIA+RI)	2.223.389	2.187.039	2.309.479	2.354.275	2.395.853	2.465.147	2.517.836	2.588.946	2.671.942	2.766.687	2.873.210	2.936.848	3.057.377	3.078.493	3.194.463	3.314.620
Parcela B	528.385	518.323	541.971	565.588	588.672	613.961	667.582	684.067	700.437	716.830	733.633	820.513	851.811	884.435	918.447	953.910
Receita Requerida	2.751.774	2.705.363	2.851.450	2.919.863	2.984.525	3.079.108	3.185.418	3.273.013	3.372.379	3.483.517	3.606.844	3.757.361	3.909.188	3.962.928	4.112.910	4.268.530

PROJEÇÃO COMPLETA – ENCARGOS SETORIAIS, CUSTO COMPRA DE ENERGIA, PARCELA B e RECEITA REQUERIDA (2/2)

	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045
Encargos Setoriais/Energia e Parcela B (R\$ Mil)										
Reserva Global de Reversão – RGR	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Conta de Consumo de Combustíveis – CCC	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Taxa de Fisc. de Serviços de E.E. – TFSEE	5.394	5.603	5.821	6.048	6.285	6.591	6.851	7.122	7.408	7.704
Conta de Desenvolvimento Energético – CDE	432.959	454.608	477.412	501.438	526.754	553.434	581.557	611.206	642.468	675.438
Compensação financeira - CFURH	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Encargos Serv. Sist. - ESS e Energ. Reserv. - EER	104.618	107.953	111.394	114.945	118.609	122.390	126.292	130.318	134.472	138.758
PROINFA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
P&D e Eficiência Energética	42.824	43.524	45.038	46.322	48.025	49.896	51.021	51.214	53.065	54.208
Rede Básica	491.923	516.516	542.420	569.712	598.469	628.776	660.722	694.400	729.911	767.362
Rede Básica ONS (A2)	1.783	1.872	1.966	2.065	2.169	2.279	2.394	2.516	2.645	2.781
Rede Básica Export. (A2)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
MUST Itaipu	51.539	56.570	58.747	64.673	66.616	68.599	79.606	84.077	86.309	88.575
Transporte de Itaipu	79.314	87.058	90.407	99.527	102.517	105.568	122.508	129.389	132.822	136.310
Conexão	8.948	9.234	9.528	9.832	10.145	10.468	10.802	11.147	11.502	11.868
Uso do sistema de distribuição e CCD	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ENERGIA	2.071.282	2.038.780	2.090.102	2.104.640	2.166.035	2.228.216	2.198.646	2.087.648	2.140.642	2.117.542
RECEITA IRRECUPERÁVEL	29.547	30.019	31.055	31.918	33.074	34.339	35.080	35.178	36.440	37.185
VPA (ENCARGO + TRANSPORTE + ENERGIA+RI)	3.320.131	3.351.736	3.463.890	3.551.120	3.678.697	3.810.557	3.875.479	3.844.215	3.977.684	4.037.731
Parcela B	1.005.555	1.044.624	1.085.378	1.127.897	1.172.266	1.229.468	1.278.121	1.328.911	1.382.409	1.437.806
Receita Requerida	4.325.686	4.396.360	4.549.268	4.679.018	4.850.963	5.040.025	5.153.600	5.173.126	5.360.093	5.475.537

PROJEÇÃO COMPLETA DAS TARIFAS POR CLASSE DE CONSUMO

	2.020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
R\$/MWh																
Industrial	568,89	554,28	575,98	581,49	585,97	596,22	608,53	617,08	627,66	640,18	654,46	673,09	691,46	691,81	708,81	726,14
Residencial	119,08	116,02	120,57	121,72	122,66	124,80	127,38	129,17	131,38	134,00	136,99	140,89	144,74	144,81	148,37	152,00
Comercial	588,95	573,82	596,30	602,00	606,63	617,25	629,99	638,84	649,79	662,75	677,54	696,83	715,84	716,20	733,80	751,74
Rural	414,06	403,42	419,22	423,23	426,49	433,95	442,91	449,13	456,83	465,95	476,34	489,90	503,27	503,52	515,90	528,51
Poder público	615,06	599,26	622,73	628,69	633,53	644,61	657,92	667,16	678,60	692,13	707,57	727,72	747,58	747,95	766,33	785,07
Serviço público	309,87	301,91	313,74	316,74	319,18	324,76	331,47	336,12	341,88	348,70	356,48	366,63	376,64	376,83	386,09	395,53
Iluminação pública	446,71	435,24	452,28	456,61	460,12	468,17	477,84	484,55	492,86	502,69	513,90	528,54	542,96	543,23	556,58	570,19
Consumo próprio	366,19	356,78	370,75	374,30	377,18	383,78	391,70	397,21	404,01	412,07	421,26	433,26	445,08	445,31	456,25	467,40
			2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045				
R\$/MWh																
Industrial			726,05	728,14	743,64	754,74	772,16	791,61	798,48	790,40	808,01	814,13				
Residencial			151,98	152,42	155,66	157,98	161,63	165,70	167,14	165,45	169,14	170,42				
Comercial			751,66	753,82	769,87	781,36	799,39	819,53	826,64	818,27	836,50	842,84				
Rural			528,45	529,97	541,25	549,33	562,01	576,17	581,16	575,28	588,10	592,56				
Poder público			784,98	787,24	803,99	815,99	834,82	855,86	863,28	854,55	873,59	880,20				
Serviço público			395,48	396,62	405,06	411,11	420,59	431,19	434,93	430,53	440,12	443,46				
Iluminação pública			570,12	571,76	583,93	592,65	606,32	621,60	626,99	620,65	634,48	639,28				
Consumo próprio			467,35	468,69	478,67	485,82	497,03	509,55	513,97	508,77	520,11	524,04				

PROJEÇÃO COMPLETA – BASE DE REMUNERAÇÃO

	2.020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
Base de Remuneração (R\$ Mil)														
(1) Ativo Imobilizado em Serviço (Valor Novo de Reposição)	4.483.327	4.652.432	4.832.798	5.017.143	5.220.461	5.475.054	5.722.740	5.972.819	6.230.703	6.505.350	6.809.910	7.110.331	7.424.306	7.752.415
(1.1) AIS Blindado	4.413.364	4.492.930	4.578.567	4.662.233	4.733.810	4.818.546	4.903.824	4.986.060	5.067.107	5.148.287	5.230.588	5.314.205	5.399.159	5.485.470
(1.1) Baixas	66.923	67.966	69.191	70.510	71.798	72.901	74.206	75.519	76.785	78.033	79.284	80.551	81.839	83.147
(1.2) Indexação IPCA	134.667	147.532	154.828	154.176	143.376	157.636	159.483	157.755	157.832	159.213	161.585	164.168	166.792	169.459
(1.3) Ativos Incremental	69.963	159.502	254.231	354.910	486.650	656.508	818.916	986.759	1.163.596	1.357.063	1.579.322	1.796.126	2.025.147	2.266.945
(2) Índice de Aproveitamento Integral	64	67	69	72	75	79	82	86	90	93	98	102	107	111
(3) Obrigações Especiais Bruta	841.673	873.420	907.281	941.889	980.058	1.027.854	1.074.353	1.121.302	1.169.715	1.221.276	1.278.452	1.334.851	1.393.795	1.455.392
(3.1) OE Bruta Blindada	841.498	870.068	900.520	931.317	960.406	992.888	1.026.264	1.059.795	1.093.867	1.128.775	1.164.757	1.201.886	1.240.199	1.279.733
(3.2) OE Bruta Incremental	175	3.352	6.761	10.571	19.653	34.967	48.089	61.506	75.848	92.500	113.695	132.965	153.596	175.660
(4) Bens Totalmente Depreciados	2.091.443	2.200.137	2.314.414	2.430.369	2.542.476	2.664.120	2.788.749	2.914.296	3.041.727	3.171.801	3.305.149	3.441.950	3.582.281	3.726.218
(5) Base de Remuneração Bruta = (1)-(2)-(3)-(4)	1.550.146	1.578.808	1.611.034	1.644.813	1.697.851	1.783.002	1.859.555	1.937.136	2.019.171	2.112.179	2.226.211	2.333.427	2.448.123	2.570.693
(6) Depreciação Acumulada	2.905.442	3.039.656	3.181.684	3.326.276	3.466.108	3.620.594	3.782.117	3.947.670	4.118.844	4.297.065	4.483.865	4.680.613	4.887.351	5.104.753
(6.1) Depreciação Blindada	2.905.442	3.037.153	3.173.382	3.308.593	3.435.209	3.571.242	3.707.627	3.841.486	3.974.007	4.106.060	4.238.321	4.370.855	4.503.592	4.636.457
(6.1) Depreciação Incremental	-	2.503	8.302	17.684	30.899	49.352	74.490	106.184	144.837	191.004	245.544	309.758	383.759	468.296
(7) AIS Líquido (Valor de Mercado em Uso)	1.577.885	1.612.776	1.651.114	1.690.867	1.754.353	1.854.460	1.940.623	2.025.149	2.111.859	2.208.285	2.326.045	2.429.718	2.536.955	2.647.662
(8) Índice de Aproveitamento Depreciado	52	54	56	59	62	64	67	70	73	76	80	83	87	91
(9) Valor da Base de Remuneração (VBR)	1.577.834	1.612.722	1.651.057	1.690.808	1.754.291	1.854.396	1.940.556	2.025.079	2.111.786	2.208.209	2.325.966	2.429.635	2.536.868	2.647.571
(10) Almoxarifado em Operação	7.340	7.502	7.681	7.866	8.161	8.626	9.027	9.421	9.824	10.272	10.820	11.302	11.801	12.316
(11) Obrigações Especiais Líquida	614.878	608.814	602.140	593.859	587.574	587.086	582.097	574.714	565.716	556.526	549.299	537.326	523.851	508.785
(11.1) Amortização Obrigações Especiais Blindada	226.795	264.600	305.019	347.674	391.763	439.367	489.645	542.312	597.595	655.721	716.925	781.363	849.182	920.530
(11.2) Amortização Obrigações Especiais Incremental	-	6	122	356	722	1.402	2.612	4.275	6.404	9.028	12.228	16.162	20.763	26.077
(12) Terrenos e Servidões	107.064	110.699	114.574	118.492	122.193	126.326	130.572	134.838	139.173	143.615	148.193	152.917	157.791	162.821
(13) Base de Remuneração Líquida Total = (1)-(6)-(8)+(10)-(11)+(12)	1.077.360	1.122.109	1.171.171	1.223.306	1.297.072	1.402.262	1.498.058	1.594.624	1.695.066	1.805.569	1.935.679	2.056.528	2.182.610	2.313.923

	2.034	2.035	2.036	2.037	2.038	2.039	2.040	2.041	2.042	2.043	2.044	2.045
Base de Remuneração (R\$ Mil)												
(1) Ativo Imobilizado em Serviço (Valor Novo de Reposição)	8.095.261	8.453.473	8.827.704	9.218.633	9.626.968	10.053.445	10.498.828	10.963.914	11.449.531	11.956.539	12.485.835	13.038.349
(1.1) AIS Blindado	5.573.162	5.662.255	5.752.773	5.844.737	5.938.172	6.033.100	6.129.546	6.227.534	6.327.088	6.428.234	6.530.997	6.635.402
(1.1) Baixas	84.476	85.827	87.199	88.593	90.009	91.448	92.910	94.395	95.904	97.437	98.995	100.577
(1.2) Indexação IPCA	172.168	174.920	177.716	180.557	183.444	186.376	189.356	192.383	195.458	198.583	201.757	204.983
(1.3) Ativos Incremental	2.522.099	2.791.218	3.074.931	3.373.896	3.688.796	4.020.344	4.369.282	4.736.380	5.122.442	5.528.305	5.954.838	6.402.947
(2) Índice de Aproveitamento Integral	116	121	127	132	138	144	151	158	165	172	179	187
(3) Obrigações Especiais Bruta	1.519.756	1.587.005	1.657.261	1.730.652	1.807.310	1.887.374	1.970.988	2.058.300	2.149.467	2.244.650	2.344.017	2.447.742
(3.1) OE Bruta Blindada	1.320.527	1.362.621	1.406.058	1.450.879	1.497.128	1.544.853	1.594.098	1.644.913	1.697.348	1.751.454	1.807.286	1.864.896
(3.2) OE Bruta Incremental	199.229	224.383	251.203	279.773	310.181	342.522	376.890	413.387	452.119	493.195	536.731	582.846
(4) Bens Totalmente Depreciados	3.873.842	4.025.233	4.180.475	4.339.651	4.502.849	4.670.155	4.841.659	5.017.454	5.197.631	5.382.288	5.571.519	5.765.426
(5) Base de Remuneração Bruta = (1)-(2)-(3)-(4)	2.701.547	2.841.114	2.989.841	3.148.198	3.316.671	3.495.771	3.686.030	3.888.002	4.102.268	4.329.430	4.570.119	4.824.993
(6) Depreciação Acumulada	5.333.533	5.574.448	5.828.300	6.095.938	6.378.261	6.676.220	6.990.822	7.323.130	7.674.270	8.045.429	8.437.865	8.852.901
(6.1) Depreciação Blindada	4.769.373	4.902.258	5.035.027	5.167.594	5.299.866	5.431.748	5.563.142	5.693.944	5.824.047	5.953.341	6.081.710	6.209.034
(6.1) Depreciação Incremental	564.160	672.191	793.273	928.344	1.078.395	1.244.472	1.427.680	1.629.186	1.850.223	2.092.089	2.356.155	2.643.868
(7) AIS Líquido (Valor de Mercado em Uso)	2.761.728	2.879.025	2.999.404	3.122.695	3.248.707	3.377.225	3.508.006	3.640.784	3.775.261	3.911.110	4.047.970	4.185.447
(8) Índice de Aproveitamento Depreciado	95	99	103	108	113	118	124	130	136	143	150	157
(9) Valor da Base de Remuneração (VBR)	2.761.633	2.878.926	2.999.300	3.122.587	3.248.594	3.377.106	3.507.882	3.640.654	3.775.125	3.910.967	4.047.820	4.185.290
(10) Almoxarifado em Operação	12.847	13.393	13.953	14.526	15.112	15.710	16.318	16.936	17.562	18.194	18.830	19.470
(11) Obrigações Especiais Líquida	492.037	473.510	453.103	430.709	406.217	379.513	350.473	318.972	337.008	362.441	388.912	416.456
(11.1) Amortização Obrigações Especiais Blindada	995.564	1.074.446	1.157.346	1.244.439	1.335.909	1.431.945	1.532.747	1.638.521	1.697.348	1.751.454	1.807.286	1.864.896
(11.2) Amortização Obrigações Especiais Incremental	32.155	39.048	46.812	55.504	65.184	75.916	87.767	100.808	115.111	130.754	147.819	166.390
(12) Terrenos e Servidões	168.011	173.367	178.893	184.596	190.480	196.552	202.818	209.283	215.954	222.838	229.942	237.272
(13) Base de Remuneração Líquida Total = (1)-(6)-(8)+(10)-(11)+(12)	2.450.454	2.592.175	2.739.043	2.891.000	3.047.969	3.209.856	3.376.546	3.547.902	3.671.633	3.789.558	3.907.680	4.025.575

PROTOCOLO DE ASSINATURA(S)

O documento acima foi proposto para assinatura digital na plataforma Portal de Assinaturas Certisign. Para verificar as assinaturas clique no link: <https://www.portaldeassinaturas.com.br/Verificar/24E5-3FF0-6930-ABFF> ou vá até o site <https://www.portaldeassinaturas.com.br:443> e utilize o código abaixo para verificar se este documento é válido.

Código para verificação: 24E5-3FF0-6930-ABFF



Hash do Documento

62545CCFFF4B36DE07546FB45E2B7075A5213E8BD3B985C2C249D5E1C4236406

O(s) nome(s) indicado(s) para assinatura, bem como seu(s) status em 18/09/2020 é(são) :

- Alexandre Guedes Viana (Signatário) - 266.046.848-65 em
18/09/2020 15:30 UTC-03:00
Tipo: Certificado Digital
- Joao Carlos De Oliveira Mello (Signatário - THYMOS ENERGIA
ENGENHARIA E CONSULTORIA LTDA) - 789.695.657-87 em
18/09/2020 15:28 UTC-03:00
Tipo: Certificado Digital

