

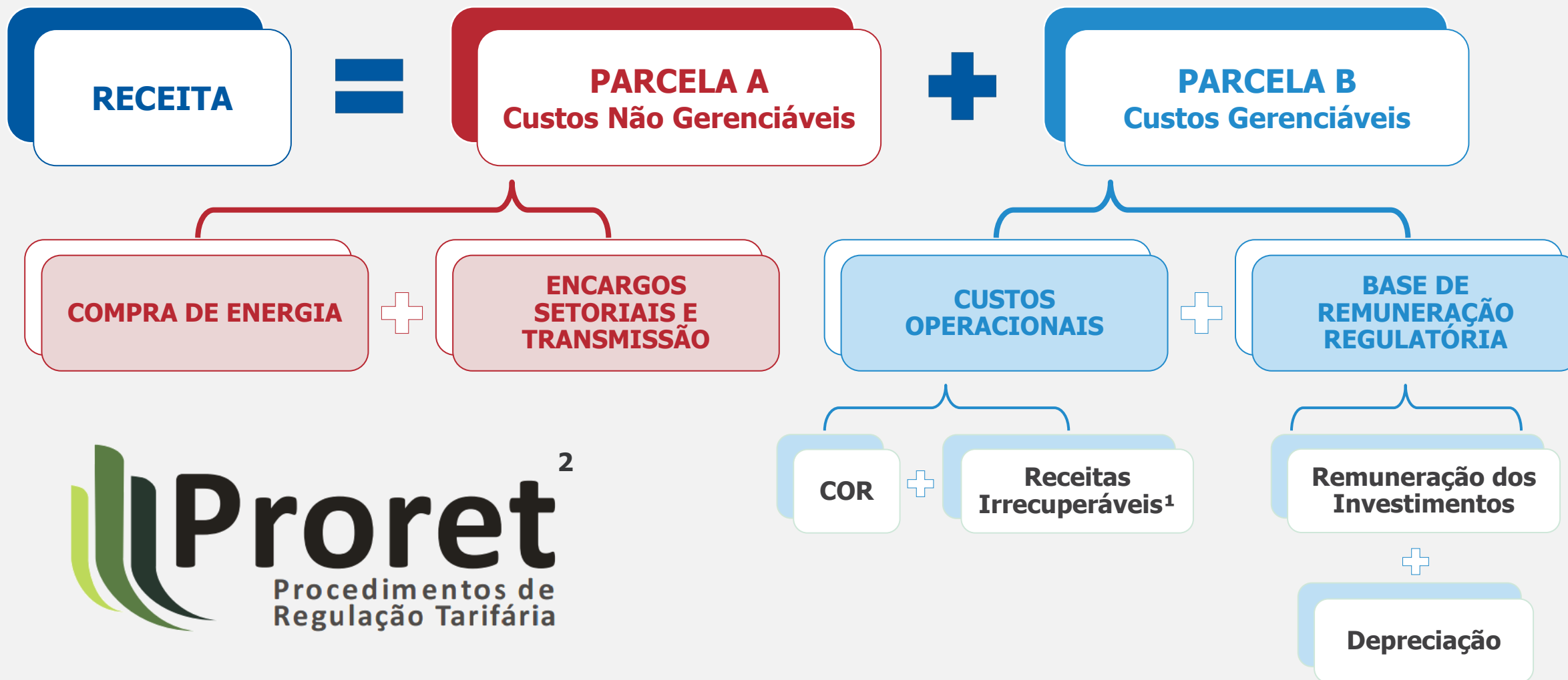


INVESTOR EDUCATION

Explorando a Sparta!

Bem-vindos!

Formação da Receita Requerida



2

Notas: 1) Para os contratos antigos. No novo contrato, as Receitas Irrecuperáveis são um item de Parcela A; 2) Procedimentos de Regulação Tarifária (PRORET) são regulamentos de caráter normativo e consolidam as regras sobre os processos tarifários.

Índice



- 01** Compra de Energia
- 02** Perdas Regulatórias
- 03** Transmissão
- 04** Encargos Setoriais
- 05** Receitas Irrecuperáveis
- 06** Base de Remuneração Regulatória
- 07** Custos Operacionais Regulatórios
- 08** Fator X

01 Compra de Energia

Compra de Energia | Aplicação da Metodologia

OBJETIVO DO CÁLCULO DA ANEEL

- Estimar custos com compra de energia para os 12 meses seguintes ao RT;
- Definir tarifa média para cálculo de CVA (constituição).

PRINCIPAIS VARIÁVEIS DO CÁLCULO

- Contratos (CCEAR, CCGF, Itaipu, Proinfa);
- Mercado Fornecimento + Suprimento (TE) e perdas associadas;
- Tarifa Itaipu e janela de cotação do dólar.



Proret 3.2

$$CE_DRA = TM_DRP_{n-1} \times ER_DRA \quad (1)$$

onde:

CE_DRA: Custo com aquisição de energia e geração própria, em R\$, na DRA;

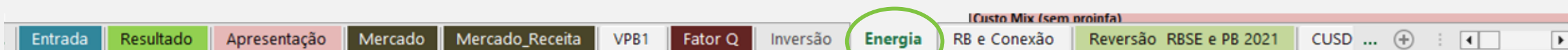
ER_DRA: Energia requerida, expressa em MWh, para atender à carga regulatória da distribuidora na DRA, conforme equação (2); e

TM_DRP n-1: Preço médio de repasse do custo de aquisição de energia, expresso em R\$/MWh, na DRP do reajuste anterior ou na revisão anterior, conforme equação (3).

DRA = Data de Referência Anterior

DRP = Data do Reajuste em Processamento

A **cobertura de Energia** é o produto da Energia Requerida multiplicada pelo Custo Médio

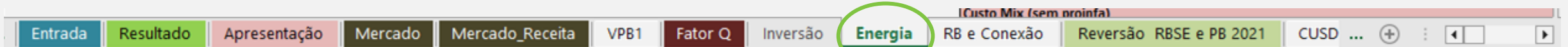


Planilha do arquivo Sparta em que cálculos estão sendo vistos

Compra de Energia | Aplicação da Metodologia

	A	B	C	D
1	Cálculo da despesa de energia			
2				
3	Resultado			
4		DRA	DRP	
5	Energia Requerida (Fornecimento + Suprimento + Perdas)	23.422.733 MWh	23.419.862 MWh	
6	Fornecimento + Suprimento	19.805.928 MWh	19.805.928 MWh	
7	Fornecimento	19.649.238 MWh	19.649.238 MWh	
8	Suprimento (Mercado TE)	156.690,89 MWh	156.690,89 MWh	
9	Perdas Regulatórias	3.616.805 MWh	3.613.934 MWh	
10	Perda Não Técnica	840.988 MWh	840.988 MWh	
11	Perda Técnica	2.335.728 MWh	2.276.061 MWh	
12	Perda Rede Básica sobre Dist.	60.935 MWh	67.683 MWh	
13	Perda Rede Básica sobre mercado Cat.	379.153 MWh	429.201 MWh	
14	Custo Médio	238,68	246,58	
15	Despesa Energia (Energia Req. X Custo Médio)	R\$ 5.590.460.255	R\$ 5.774.834.368	
16				

As informações estão localizadas no canto direito da planilha e a vinculação permite identificar a fórmula de cálculo

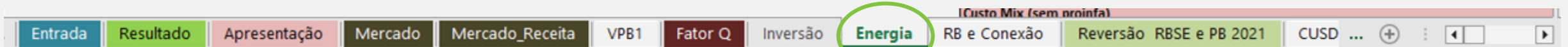


Planilha do arquivo Sparta em que cálculos estão sendo vistos

Compra de Energia | Aplicação da Metodologia

	A	B	C	D
1	Cálculo da despesa de energia			
2				
3	Resultado			
4		DRA	DRP	
5	Energia Requerida (Fornecimento + Suprimento + Perdas)	23.422.733 MWh	23.419.862 MWh	
6	Fornecimento + Suprimento	19.805.928 MWh	19.805.928 MWh	
7	Fornecimento	19.649.238 MWh	19.649.238 MWh	
8	Suprimento (Mercado TE)	156.690,89 MWh	156.690,89 MWh	
9	Perdas Regulatórias	3.616.805 MWh	3.613.934 MWh	
10	Perda Não Técnica	840.988 MWh	840.988 MWh	
11	Perda Técnica	2.335.728 MWh	2.276.061 MWh	
12	Perda Rede Básica sobre Dist.	60.935 MWh	67.683 MWh	
13	Perda Rede Básica sobre mercado Cat.	379.153 MWh	429.201 MWh	
14	Custo Médio	238,68	246,58	
15	Despesa Energia (Energia Req. X Custo Médio)	R\$ 5.590.460.255	R\$ 5.774.834.368	
16				

A **Energia Requerida** é a soma do mercado TUSD e Cativo (Fornecimento) e Suprimento (TE), além das Perdas Regulatórias



Planilha do arquivo Sparta em que cálculos estão sendo vistos

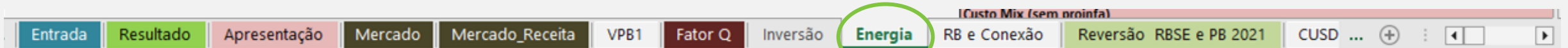
Compra de Energia | Aplicação da Metodologia

17
18
19
20
21
22
23
24
25
26
27
28
29
30
31
32
33

Resumo da despesa de energia em processamento

Empresa	Montante	Custo médio	Despesa (R\$)
Energia Base	10.219.007 MWh	195,78	2.000.679.495
Geração Própria	- MWh	-	-
Cota Angra I/Angra II	716.806 MWh	349,15	250.272.753
Cotas Lei n.º 12783/2013	5.157.793 MWh	122,65	632.598.011
Itaipu (tirando as perdas)	3.871.270 MWh	288,74	1.117.808.731
PROINFA	473.138 MWh	-	-
Bilateral	2.535.323 MWh	435,51	1.104.157.981
CCEAR	10.665.533 MWh	250,34	2.669.996.892
Custo médio geral de energia		246,58	
Energia Vendida	19.805.928 MWh	Sobrecontratada em	4.344.792
Perdas	3.613.934 MWh		
Energia Requerida (Energia Vendida + Perdas)	23.419.862 MWh	Despesa final	5.774.834.368

O **Custo Médio** é a relação entre Despesa Total e Montante total verificados no quadro "Resumo da despesa"

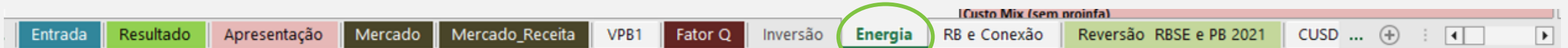


Planilha do arquivo Sparta em que cálculos estão sendo vistos

Compra de Energia | Aplicação da Metodologia

22	Glosas de contratos		
23	Tipo	Montante contratado	Montante Req sem proinf % considerado
24	Geral	25.141.447 MWh	22.175.058 MWh
25			88,20%

No cálculo do Custo Médio há um passo anterior em que se verifica a proporção do montante contratado e do montante requerido, para se verificar a **Glosa** e definir os custos médios.



Planilha do arquivo Sparta em que cálculos estão sendo vistos

Compra de Energia | Aplicação da Metodologia

CCEAR

Leilão	Produto	Modalidade	Fonte	Montante	Data Base	Custo Base	Tarifa Atualizada	Percentual de CCEAR considerados			
								MWh contratado	MWh considerado	Despesa final por produto	
12º Leilão de Energia Nova	2014-20	DISPONIBILIDADE	Eólica	80.907	01/08/2011	99,86	197,86	80.907	71.361	R\$	14.119.128
12º Leilão de Energia Nova	2014-20	DISPONIBILIDADE	Térmica	417.745	01/03/2023	205,36	205,36	417.745	368.456	R\$	75.667.238
12º Leilão de Energia Nova	2014-20	DISPONIBILIDADE	Biomassa com CVU	20.781	01/03/2023	207,42	207,42	20.781	18.329	R\$	3.801.821
13º Leilão de Energia Nova	2016-20	DISPONIBILIDADE	Eólica	247.731	01/12/2011	105,15	204,27	247.731	218.502	R\$	44.632.376
13º Leilão de Energia Nova	2016-20	DISPONIBILIDADE	Biomassa sem CVU	11.030	01/03/2023	183,92	183,92	11.030	9.729	R\$	1.789.405
16º Leilão de Energia Nova	2018-25	DISPONIBILIDADE	Biomassa sem CVU	57.323	01/03/2023	240,58	240,58	57.323	50.559	R\$	12.163.562

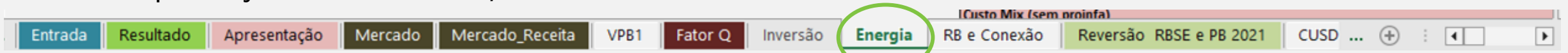
88,20%

Bilaterais

Vendedora	tipo	nº do processo	Parte Relacionada	Índice	Critério	Energia	Custo Base	Data Base	Data Aniversário	Custo médio atualizado	Percentual de Bilateral considerados		
											Montante considerado	Despesa final por contrato	
CAMPOS ENERGIA S/A - ENERCAN	BILATERAL	48500.005615/2002-07				#####	112,09	01/07/2003	31/12/2027	355,60	926.073,84	R\$	329.311.856,45
BARRA GRANDE ENERGIA	BILATERAL	48500.005386/2002-11				544.416,48	108,41	01/04/2003	19/11/2027	438,14	480.181,86	R\$	210.385.142,41
COMPANHIA ENERGÉTICA RIO DAS AI	BILATERAL	48500.005390/2002-81				423.055,44	117,73	01/04/2003	19/11/2027	475,80	373.139,96	R\$	177.541.091,93
FOZ DO CHAPECÓ	BILATERAL	48500.005252/2002-47				997.939,20	114,28	01/04/2003	19/11/2027	461,86	880.194,33	R\$	406.526.417,50

88,20%

Na aba "Energia" estão dispostos os contratos de CCEAR (Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado), Cotas de Garantia Física definidas nos termos da Lei nº12.783/2013 e Contratos Bilaterais, firmados antes da publicação da Lei nº 10.848/2004.



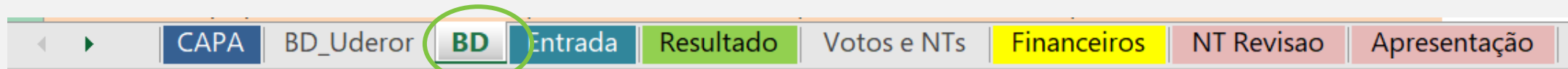
Planilha do arquivo Sparta em que cálculos estão sendo vistos

Compra de Energia | Aplicação da Metodologia

Cotas	Valor da "Cota"	Ano	Custo Médio da Cota	Energia MWh
Angra	0,064	2023	347,5	862472,5032

Mês	Potência	Tarifa	Perdas	Energia
01/04/2023	875,529	16,19	5,79%	389.017
01/05/2023	905,017	16,19	5,79%	401.984
01/06/2023	915,425	16,19	5,79%	389.017
01/07/2023	915,425	16,19	5,79%	401.984
01/08/2023	879,172	16,19	5,79%	401.984
01/09/2023	870,326	16,19	5,79%	389.017
01/10/2023	848,643	16,19	5,79%	401.984
01/11/2023	847,776	16,19	5,79%	389.017
01/12/2023	823,492	16,19	5,79%	401.984
01/01/2024	842,895	16,19	5,79%	409.730
01/02/2024	842,895	16,19	5,79%	370.078
01/03/2024	869,415	16,19	5,79%	409.730

Na aba "BD" são dispostas as informações da contratação de Cotas de Angra dispostos da Lei nº 12.111/2009 e de Itaipu, que são tratados no Proret 6.2



Planilha do arquivo Sparta em que cálculos estão sendo vistos

02 Perdas Regulatórias

Perdas Regulatórias | Aplicação da Metodologia

“As perdas referem-se à energia elétrica gerada que passa pelas linhas de transmissão (Rede Básica) e redes de distribuição, mas que não chega a ser comercializada, seja por motivos técnicos ou comerciais.” (Fonte: ANEEL, 2023)

OBJETIVO DO CÁLCULO DA ANEEL

- Estabelecer o patamar regulatório das perdas técnicas vigente para o próximo ciclo;
- Estabelecer as metas de perdas não técnicas para o próximo ciclo;
- Repasse dos custos de perdas de energia na Rede Básica e DIT compartilhada (DITC).

PRINCIPAIS VARIÁVEIS DO CÁLCULO

- Resultados dos % de Perdas Técnicas e Não Técnicas;
- Perdas na Rede Básica e DITC (informados pela CCEE);
- Mercado de Referência – Aplicação na SPARTA.



Perdas Regulatórias | Aplicação da Metodologia

Perdas regulatórias totais, em MWh, obtida pela soma das perdas na rede básica, DITC, perdas técnicas e perdas não técnicas, são definidas em DRA e DRP

$$\mathbf{PRT_DRA = PRB_DRA + PT_DRA + PNT_DRA}$$

onde:

- PRB_DRA: Perdas regulatórias na rede básica e DITC, na DRA, calculadas para as distribuidoras conectadas na Rede Básica, expressas em MWh;
- PT_DRA: Perdas técnicas regulatórias, na DRA, expressas em MWh; e
- PNT_DRA: Perdas não técnicas regulatórias, na DRA, expressas em MWh.

$$\mathbf{PRT_DRP = PRB_DRP + PT_DRP + PNT_DRP}$$

onde:

- PRB_DRP: Perdas regulatórias na rede básica e DITC, na DRP, calculadas para as distribuidoras conectadas na Rede Básica, expressas em MWh;
- PT_DRP: Perdas técnicas regulatórias, na DRP, expressas em MWh; e
- PNT_DRP: Perdas não técnicas regulatórias, na DRP, expressas em MWh.

Perdas Regulatórias | Aplicação da Metodologia

PARÂMETROS DE ENTRADA

SERÁ UTILIZADO COMO EXEMPLO, AS INFORMAÇÕES DA SPARTA DA RTP DE 2023 DA CPFL PAULISTA

Quadro de mercado

Mercado	MWh	GD
Fornecimento	19.219.420	789.353,55
Suprimento (Mercado TUSD)	121.584	
Livre Total + Distribuição	12.921.103	
A1	-	
BT	14.498.082	
Perdas Técnicas (sem dits)	2.112.170,90	

Calculo de perdas

Descrição	DRA	DRP	DRP
% Não Técnica (sobre Baixa Tensão)	5,72%	5,95%	2,46%
% Técnica (sobre energia injetada)	6,00%	5,32%	% Não Técnica
% Rede Básica (s/ merc. Injetado)	2,17%	2,12%	(sobre energia injetada)
Perda Não Técnica	828.570	862.592	
Perda Técnica + Perdas DITs	2.274.224	2.006.154	
Perda Rede Básica sobre Dist.	67.374	60.725	
Perda Rede Básica sobre mercado Cat	419.969	409.409	
Perdas DIT (sobre mercado)	140881,2743	101901,3941	
Inversões	331.692,51		

$$PPNbT = \frac{PNT}{Mbt} \times 100 [\%] \quad (4)$$

$$PPT = \frac{PT}{EI} \times 100 [\%] \quad (2)$$

PRORET - Submódulo 2.6/2.6A
PERDAS DE ENERGIA E
RECEITAS IRRECUPERÁVEIS

Percentuais de Perdas Técnicas e Não Técnicas

- **PPNbT:** O percentual de Perdas Não Técnicas sobre o mercado de Baixa Tensão é estabelecido conforme metodologia do Submódulo 2.6 do PRORET, em que define-se um ponto de partida e uma meta até o fim do ciclo.
- **PPT:** O percentual de Perdas Técnicas é obtido do cálculo realizado com a BDGD informada pela Distribuidora, sendo essa específica para o cálculo de perdas técnicas. A metodologia é definida no Módulo 7 do PRODIST.

Perdas Regulatórias | Aplicação da Metodologia

PARÂMETROS DE ENTRADA

SERÁ UTILIZADO COMO EXEMPLO, AS INFORMAÇÕES DA SPARTA DA RTP DE 2023 DA CPFL PAULISTA

Quadro de mercado

Mercado	MWh	GD
Fornecimento	19.219.420	789.353,55
Suprimento (Mercado TUSD)	121.584	
Livre Total + Distribuição	12.921.103	
A1	-	
BT	14.498.082	
Perdas Técnicas (sem dits)	2.112.170,90	

Calculo de perdas

Descrição	DRA	DRP	DRP
% Não Técnica (sobre Baixa Tensão)	5,72%	5,95%	2,46%
% Técnica (sobre energia injetada)	6,00%	5,32%	% Não Técnica
% Rede Básica (s/ merc. Injetado)	2,17%	2,12%	(sobre energia injetada)
Perda Não Técnica	828.570	862.592	
Perda Técnica + Perdas DITs	2.274.224	2.006.154	
Perda Rede Básica sobre Dist.	67.374	60.725	
Perda Rede Básica sobre mercado Cat	419.969	409.409	
Perdas DIT (sobre mercado)	140881,2743	101901,3941	
Inversões	331.692,51		

anterior

Perdas Regulatórias Totais, em MWh

PRORET - Submódulo 3.2/3.2A CUSTOS DE AQUISIÇÃO DE ENERGIA

Montantes de Perdas de Energia - MWh

- Dados os percentuais, calcula-se as perdas técnicas e não técnicas, em MWh

$$PNT = \%PNT \times (MBT)$$

$$PT = \frac{\%PT \times (EV + ML + PNT - MA1 + GD)}{(1 - \%PT)}$$

- As perdas na Rede Básica e DITC são resultados da média mensal dos últimos 12 meses, informados pela CCEE para a aplicação na SPARTA

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

Onde:

$$\%PBR_{DRP} = \frac{PRB_{Contab} + PDIT_{Contab}}{PT_{DRP} + PNT_{DRP} + EV}$$

$$\%PBR_{DRA} = (ano anterior)$$

03 Transmissão

Transmissão | Aplicação da Metodologia

OBJETIVO DO CÁLCULO DA ANEEL

- Apurar os custos de transmissão de energia elétrica a serem considerados nos processos tarifários das concessionárias de distribuição de energia elétrica.

PRINCIPAIS VARIÁVEIS DO CÁLCULO

- Contratos de Uso do Sistema de Transmissão (CUST);
- Encargo de Uso do Sistema de Transmissão (EUST);
- Montantes de uso do sistema de transmissão (MUST);
- Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão (TUST).

Custos envolvidos:

- (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.



Transmissão | Aplicação da Metodologia

Submódulo 3.3 ou 3.3A dos Procedimentos de Regulação Tarifária - Proret

O cálculo para apuração do custo de uso do sistema de transmissão (CST) ou ESUT é apurado pela equação abaixo:

$$CST_r = \sum_1^p \left[MUST_{FP-p} \times (TUST_{FP-RB_{pr}} + TUST_{FP-FR_{pr}}) + MUST_{P-p} \times (TUST_{P-RB_{pr}} + TUST_{P-FR_{pr}}) \right] \quad (1)$$

onde:

CST_r : custo de uso do sistema de transmissão para a data de reajuste r ;

$MUST_{FP-p}$: montante de uso do sistema de transmissão contratado no horário Fora de Ponta para o ponto de conexão p no período de referência do processo tarifário, em MW;

$MUST_{P-p}$: montante de uso do sistema de transmissão contratado no horário de Ponta para o ponto de conexão p no período de referência do processo tarifário, em MW;

$TUST_{FP-RB_{pr}}$: tarifa no horário Fora de Ponta para a Rede Básica no ponto de conexão p vigente na data de reajuste r , em R\$/MW, homologada pela ANEEL;

$TUST_{FP-FR_{pr}}$: tarifa no horário Fora de Ponta para a Rede Básica de Fronteira no ponto de conexão p vigente na data de reajuste r , em R\$/MW, homologada pela ANEEL;

$TUST_{P-RB_{pr}}$: tarifa no horário de Ponta para Rede Básica no ponto de conexão p vigente na data de reajuste r , em R\$/MW, homologada pela ANEEL;

$TUST_{P-FR_{pr}}$: tarifa no horário de Ponta para Rede Básica de Fronteira no ponto de conexão p vigente na data de reajuste r , em R\$/MW, homologada pela ANEEL; e

p : pontos de conexão contratados conforme CUST.

A **cobertura de transmissão**, em resumo, é o produto dos Montantes contratados por ponto de conexão (ponta e fora ponta) multiplicados pelas respectivas tarifas vigente para cada ponto.



Transmissão | Aplicação da Metodologia

Submódulo 3.3 ou 3.3A dos Procedimentos de Regulação Tarifária - Proret

Quadro com o resumo dos custos apurados

	A	B	C	D	E
1					
2		Rede Básica e Conexão			
3					
4		Resumo			
5		Descrição	DRA (R\$)	DRP (R\$)	
6		Rede Básica	893.250.877	1.138.846.986	
7		Rede Básica Fronteira	263.377.579	320.788.232	
8		MUST Itaipu	87.507.643	87.076.679	
9		Conexão	41.451.128	36.630.903	
10		TOTAL	1.285.587.226	1.583.342.800	
11					

Definições

- Rede Básica: custos com conexões às instalações com tensão igual ou superior a 230kV
- Rede Básica Fronteira: custos com conexões aos equipamentos transformadores da Rede Básica e Demais Instalações (DIT) de uso compartilhado;
- MUST Itaipu: Custo do transporte da energia providente de Itaipu até a Rede Básica;
- Conexão: custo de conexão com Demais Instalações (DIT) de uso exclusivo;
- DRA: custos na Data de Referência Anterior
- DRP: custos na data de Reajuste em processamento (custos vigentes)

Para Rede Básica e Rede Básica Fronteira a apuração do custo corresponde à multiplicação das tarifas pelos montantes (MW) mensais do período de referência (doze meses anteriores ao mês do reajuste).

CUSTO em DRA: tarifas vigentes no processo anterior x montantes do período de referência do processo atual;

CUSTO em DRP: tarifas vigentes no processo atual x montantes do período de referência do processo atual.

Mercado | Mercado_Receita | Mercado Supridas | VPB1 | Antecipação UDER | VPB e Fator X | Avaliação Parcela B | Fator Q | Energia | **RB e Conexão** | CUSE

Planilha do arquivo Sparta em que cálculos estão sendo vistos

Transmissão | Aplicação da Metodologia

Submódulo 3.3 ou 3.3A dos Procedimentos de Regulação Tarifária - Proret

A planilha consta com fórmulas, sendo possível verificar os cálculos. Grande parte das informações são advindas da planilha "BD" no mesmo arquivo.

Tabela com as informações necessárias ao cálculo dos custos, considerando cada ponto de conexão da respectiva distribuidora:

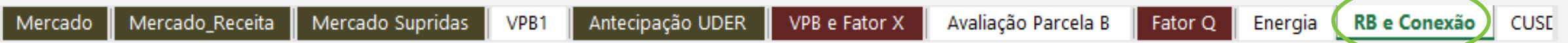
A tabela apresenta:

- Todos os pontos de conexão das distribuidoras, ordenados em Ponta e Fora Ponta;
- Tarifas: anteriores (DRA) e vigentes (DRP);
- Montantes mensais contratados (período de referência do processo tarifário);
- Custo: formado pela multiplicação das tarifas pelos respectivos montantes.

Pontos de Conexão	Tensão (kV)	Posto Tarifário	Tarifas (R\$/MW)				Custo (R\$)				Total	abr/22	mai/22	jun/22
			RB		RBF		RB		RBF					
			DRA	DRP	DRA	DRP	DRA	DRP	DRA	DRP				
N.AVANHANDAVA - 13,8 kV (A)	13,8	Ponta	4.504	5.779	4.123	6.279	77.748	99.757	71.171	108.388	17,26	1,42	1,42	1,42
AJINOMOTO VAL - 138 kV (A)	138	Ponta	4.330	5.560	4.123	6.279	337.740	433.680	321.594	489.762	78,00	6,50	6,50	6,50
AMPARO - 138 kV (A)	138	Ponta	5.253	6.719	4.123	6.279	3.971.268	5.079.564	3.116.988	4.746.924	756,00	63,00	63,00	63,00
ARACATUBA - 138 kV (A)	138	Ponta	4.500	5.775	4.123	6.279	-	-	-	-	-	-	-	-
ARARAQUARA CTP - 138 kV (A)	138	Ponta	4.892	6.219	78	92	26.633.770	33.858.425	424.659	500.880	5.444,35	453,70	453,70	453,70
AUXILIADORA - 138 kV (A)	138	Ponta	5.287	6.891	4.123	6.279	3.299.088	4.299.984	2.572.752	3.918.096	624,00	52,00	52,00	52,00
BADY BASSITT138kVA	138	Ponta	-	5.846	-	6.279	-	295.383	-	317.261	50,53	-	-	-
BAGUACU138kVA	138	Ponta	4.500	5.775	51	100	6.038.874	7.749.888	68.441	134.197	1.341,97	111,83	111,83	111,83
BARIRI - 138 kV (A)	138	Ponta	4.905	6.319	4.123	6.279	953.532	1.228.414	801.511	1.220.638	194,40	16,20	16,20	16,20
BARRA BONITA - 138 kV (A)	138	Ponta	5.102	6.595	4.123	6.279	2.975.486	3.846.204	2.404.534	3.661.913	583,20	48,60	48,60	48,60
BAURU - 138 kV (A)	138	Ponta	4.830	6.219	84	93	19.706.400	25.373.520	342.720	379.440	4.080,00	340,00	340,00	340,00
BIRIGUI 3 - 138 kV (A)	138	Ponta	4.462	5.725	4.123	6.279	856.704	1.099.200	791.616	1.205.568	192,00	16,00	16,00	16,00
BOTUCATU - 138 kV (A)	138	Ponta	5.316	6.938	22	28	10.011.580	13.066.280	41.432	52.732	1.883,29	156,94	156,94	156,94
BROTAS - 138 kV (A)	138	Ponta	5.105	6.566	4.123	6.279	1.029.168	1.323.706	831.197	1.265.846	201,60	16,80	16,80	16,80
CAMPINAS - 138 kV (A)	138	Ponta	5.180	6.686	1.200	709	28.166.809	36.355.847	6.525.130	3.855.264	5.437,61	453,13	453,13	453,13
DA MATA138kVA	138	Ponta	4.323	5.541	4.123	6.279	337.194	432.198	321.594	489.762	78,00	6,50	6,50	6,50
DESCALVADO - 138 kV (A)	138	Ponta	5.041	6.397	4.123	6.279	1.333.849	1.692.646	1.090.946	1.661.423	264,60	22,05	22,05	22,05
DOIS CORREGOS - 138 kV (A)	138	Ponta	5.087	6.549	4.123	6.279	851.564	1.096.303	690.190	1.051.105	167,40	13,95	13,95	13,95
DOOSAN DABO - 138 kV (A)	138	Ponta	5.139	6.561	4.123	6.279	6.167	7.873	4.948	7.535	1,20	0,10	0,10	0,10
GETULINA - 138 kV (A)	138	Ponta	4.572	5.871	1.272	49	12.893.040	16.556.220	3.587.040	138.180	2.820,00	235,00	235,00	235,00
GUARA TANABI - 138 kV (A)	138	Ponta	4.500	5.728	4.123	6.279	270.000	343.680	247.380	376.740	60,00	5,00	5,00	5,00

Os montantes são definidos nos Contratos de Conexão ao Sistema de Transmissão (CCT);

As tarifas TUST são definidas pela Aneel, por meio de resoluções homologatórias publicada anualmente, com vigência de julho do ano atual até junho do ano seguinte.



Planilha do arquivo Sparta em que cálculos estão sendo vistos



Transmissão | Aplicação da Metodologia

Submódulo 3.3 ou 3.3A dos Procedimentos de Regulação Tarifária - Proret

Tabela com as informações necessárias ao cálculo dos custos relacionados ao transporte de Itaipu:

Cota Parte Itaipu			
Ano	Cota parte	Pot. Max	meses
2022	0,0856	10.775	9
2023	0,0867	10.555	3
2024	0,0884		

MUST Itaipu			
Tarifas (R\$/MW)		Despesa (R\$)	
DRA	DRP	DRA	DRP
7.919,00	7.880,00	87.507.642,54	87.076.679,28

A planilha consta com fórmulas, sendo possível verificar os cálculos. Grande parte das informações são advindas da planilha "BD" no mesmo arquivo.

A tabela apresenta:

- Parâmetros para cálculo dos custos associados ao transporte da energia vinda de Itaipu;
- Considera as quotas definidas para a respectiva distribuidora e os montes anuais associados.

As quotas de Itaipu e respectivas tarifas são definidas pela Aneel conforme estabelecido no submódulo 6.2 do Proret; Os valores são publicados anualmente por meio de resolução homologatória, vigentes para o ano civil subsequente.

Mercado Mercado_Receita Mercado Supridas VPB1 Antecipação UDER VPB e Fator X Avaliação Parcela B Fator Q Energia **RB e Conexão** CUSE

Planilha do arquivo Sparta em que cálculos estão sendo vistos

Transmissão | Aplicação da Metodologia

Submódulo 3.3 ou 3.3A dos Procedimentos de Regulação Tarifária - Proret

A planilha consta com fórmulas, sendo possível verificar os cálculos. Grande parte das informações são advindas da planilha "BD" no mesmo arquivo.

Tabela com as informações necessárias ao cálculo dos demais custos de conexão:

TRANSMISSORAS	Índice Atualização	Repassável à tarifa			Não repassável à tarifa			
		RAP Conexão/DIT (R\$)	Parcela Ajuste - PA (R\$)	Custo Conexão/DIT Total Atualizado (R\$)	RAP ou PA (REN 067/2004) (R\$)	PA Autorizações sem RAP prévia (R\$)	Custo Total Conexão/DIT Atualizado (R\$)	Custo Conexão/DIT para constar na Resolução (R\$)
CPFL TRANSMISSÃO	IPCA	2.956.281	-	3.048.042	-	-	-	3.048.042,31
TSP	IPCA	1.639.886	(107.341)	1.580.114	-	-	-	1.580.113,98
CTEEP	IPCA	12.231.575	5.814.469	18.606.183	-	-	-	18.606.183,44
IE AGUAPEÍ	IPCA	980.303	980.303	2.021.461	-	-	-	2.021.461,48
MORRO AGUDO	IPCA	2.701.087	98.103	2.886.076	-	-	-	2.886.076,11
FURNAS	IPCA	4.849.494	2.724.094	7.808.667	-	-	-	7.808.667,00
IE Pinheiros	IPCA	3.132.420	(2.472.544)	680.359	-	-	-	680.358,78
0	0,0	-	-	-	-	-	-	-
0	0,0	-	-	-	-	-	-	-
0	0,0	-	-	-	-	-	-	-
0	0,0	-	-	-	-	-	-	-
0	0,0	-	-	-	-	-	-	-
TOTAL		28.491.046	7.037.085	36.630.903	-	-	-	36.630.903

Data de Referência:	jun-22
IGPM	2,0
IPCA	3,0
-	1,0
-	1,0

A tabela apresenta:

- Valores dos contratos de conexão relativos aos custos das demais instalações – DIT de uso exclusivo, com as respectivas transmissoras;
- Esses valores são fixados pela Aneel e atualizados anualmente para considerar além da inflação eventuais custos adicionais, tais como obras de reforços da rede, melhorias, ajustes financeiros

Custos adicionais podem ser incorporados ao encargo de conexão após aprovação da Aneel, são alocados nas colunas "repassável à tarifa";

Custos adicionais não repassáveis à tarifa podem eventualmente ocorrer, após a averiguação da Aneel (com direito de contestação por parte das distribuidoras).

Mercado Mercado_Receita Mercado Supridas VPB1 Antecipação UDER VPB e Fator X Avaliação Parcela B Fator Q Energia **RB e Conexão** CUSE

Planilha do arquivo Sparta em que cálculos estão sendo vistos



04 Encargos Setoriais

Encargos Setoriais

Os Encargos Setoriais fazem parte das políticas de Governo para o Setor Elétrico. São criados por meio de Lei, aprovadas no Congresso Nacional, para atendimento a finalidades específicas no âmbito do Setor Elétrico.

Os valores relativos aos encargos são obtidos no faturamento das contas de luz, as distribuidoras são meras arrecadadoras e repassadoras desses valores.

OBJETIVO DO CÁLCULO DA ANEEL

- É função da Aneel regulamentar os Encargos Setoriais e definir os respectivos valores, por meio de Resoluções Homologatórias ou Despachos emitidos pela Agência.

CÁLCULO

- Cada Encargo Setorial tem sua própria metodologia de cálculo.



Procedimentos de Regulação Tarifária - Proret

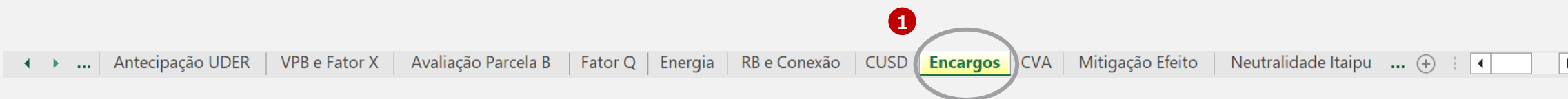
Módulo 5 - Encargos Setoriais

- ✓ Submódulo 5.1 - Conta de Consumo de Combustíveis Fósseis – CCC
- ✓ Submódulo 5.2 - Conta de Desenvolvimento Energético – CDE
- ✓ Submódulo 5.3 - Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia - Proinfa
- ✓ Submódulo 5.4 - Encargo de Serviço de Sistema – ESS e Encargo de Energia de Reserva – EER
- ✓ Submódulo 5.5 - Taxa de Fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica - TFSEE
- ✓ Submódulo 5.6 - Pesquisa e Desenvolvimento – P&D e Eficiência Energética – EE
- ✓ Submódulo 5.7 - Reserva Global de Reversão – RGR
- ✓ Submódulo 5.8 - Contribuição dos Associados – ONS
- ✓ Submódulo 5.9 - Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos - CFURH

Encargos Setoriais | Aplicação da Metodologia

Dados de Encargos Setoriais da RTP de 2023 da CPFL Paulista

Encargo	Valor	Norma	
CCC			
CDE	R\$ 2.481.019.708,37	REH 3.175/2023 e DSP 939/2021 e DSP 510 e REH 3.175/2023	→ REH ANUAL e DESPACHO ANUAL
CFURH	R\$ -		
ESS/EER	R\$ 325.958.549,37	Desp 512/2023	→ DESPACHO QUADRIMESTRAL
PROINFA	R\$ 373.102.101,03	ReH 3.147/2022	→ REH ANUAL
ONS	R\$ 530.921,00	Contribuição 2023	→ CONTRIBUIÇÃO ANUAL VIGÊNTE
P&D	R\$ 123.554.671,29		→ CÁLCULO
RGR			
TFSEE	R\$ 17.807.969,01	Conforme módulo 5.5 do PRORET	→ CÁLCULO
Total	R\$ 3.321.973.920,08		



Aba da planilha Sparta que apresenta os valores homologados dos Encargos Setoriais

Encargos Setoriais | Aplicação da Metodologia

Dados de Encargos Setoriais da RTP de 2023 da CPFL Paulista

CÁLCULO P&D

Cálculo P&D		
Alíquota P&D		1,00%
ONS+TSFEE+ERR+PROINFA	R\$	717.399.540,42
Transporte	R\$	1.715.570.460,70
Energia	R\$	5.655.217.685,08
Parcela B	R\$	4.112.509.760,60
P&D s/ ROL Econômico	R\$	122.006.974,47
Financeiros p/ base O&P	R\$	154.769.682,44
P&D s/ ROL Financeiro	R\$	1.547.696,82
P&D	R\$	123.554.671,29

O encargo de P&D corresponde ao produto de 1,0% da Receita Operacional Líquida regulatoriamente apurada no reajuste tarifário em processamento, sendo esta igual ao somatório da receita requerida econômica (RR1) 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.

Antecipação UDER | VPB e Fator X | Avaliação Parcela B | Fator Q | Energia | RB e Conexão | CUSD | **Encargos** | CVA | Mitigação Efeito | Neutralidade Itaipu

Aba da planilha Sparta que contém os dados apresentados

Dados de Encargos Setoriais da RTP de 2023 da CPFL Paulista

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

CÁLCULO TFSEE

Cálculo TFSEE (PRORET submódulo 5.5)	
Energia Requerida	22.634.184,33
Consumidor Livre	12.921.103,11
Perdas Regulatórias	3.338.879,93
Ed	32.216.407,52
Ec + Ep	35.555.287,44
Fc	0,8370
Alíquota	0,40%
Benefício Econômico (VPB1 + GP)	4.112.509.760,60
TFSEE	R\$ 17.807.969,01

- **TF d** = valor anual da TFSEE;
- **Ed** = mercado de energia associado à tarifa de uso do sistema de distribuição, MWh;
- **Ep** = energia associada à geração própria, quando ocorrer, MWh;
- **Ec** = energia associada aos contratos de compra de energia, 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 receita decorrente do acesso ao sistema de distribuição e a venda de energia a agentes externos a seu mercado cativo, desconsiderados os encargos setoriais, R\$;
- **Dae** = valor anual da despesa com energia comprada para revenda, alocada ao fluxo comercial da distribuição, R\$;
- **Dat** = valor anual da despesa de acesso aos sistemas de transmissão e de distribuição, alocada ao fluxo comercial da distribuição, R\$.

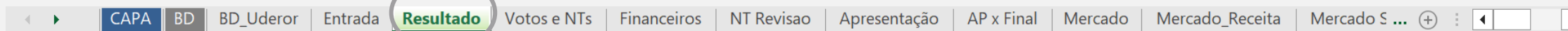
Encargos Setoriais | Aplicação da Metodologia

Dados de Encargos Setoriais da RTP de 2023 da CPFL Paulista

ENCARGOS	DRA		DRP	
	R\$	3.522.358.509	R\$	3.321.973.920
Reserva Global de Reversão – RGR	R\$	-	R\$	-
Conta de Consumo de Combustíveis – CCC	R\$	-	R\$	-
Taxa de Fisc. de Serviços de E.E. – TFSEE	R\$	20.305.134	R\$	17.807.969
Conta de Desenvolvimento Energético – CDE	R\$	2.616.550.597	R\$	2.481.019.708
Compensação financeira - CFURH	R\$	-	R\$	-
Encargos Serv. Sist. - ESS e Energ. Reserv. - EER	R\$	326.641.964	R\$	325.958.549
PROINFA	R\$	442.040.336	R\$	373.102.101
P&D e Eficiência Energética	R\$	116.330.728	R\$	123.554.671
Contribuição ONS	R\$	489.751	R\$	530.921

DRA = mercado realizados dos últimos 12 meses X tarifa de aplicação n-1

DRP = valores homologados



Aba da planilha Sparta que apresenta os valores homologados dos Encargos Setoriais

05 Receitas Irrecuperáveis

Receitas Irrecuperáveis | Aplicação da Metodologia

O critério para a definição do percentual regulatório de Receitas Irrecuperáveis é a mediana dos faturamentos não recebidos no período que vai do 49º ao 60º mês anterior à data de referência, adotado o conceito regulatório *yardstick competition* como modelo de benchmark.

OBJETIVO DO CÁLCULO DA ANEEL

- A metodologia de Receitas Irrecuperáveis tem por objetivo reconhecer na tarifa níveis somente considerados eficientes, a perda de arrecadação que um operador eficiente teria dada as características da área de concessão.

PRINCIPAIS VARIÁVEIS DO CÁLCULO

- Faturamentos totais e não recebidos por classe de consumidor (curvas de inadimplências);
- Percentuais regulatórios de Ri estabelecidos no Submódulo 2.6/2.6A do PRORET.



O reconhecimento tarifário das Receitas Irrecuperáveis são distintos entre empresas reguladas pelo Contrato Antigo àquelas que assinaram o Termo Aditivo para o Novo modelo de Contrato regulado

Empresas sob Contrato ANTIGO

- As Receitas Irrecuperáveis são reconhecidas na **Parcela B** da distribuidora, portanto, são definidas no momento da Revisão Tarifária Periódica;
- Utiliza-se os percentuais regulatórios definidos no **Submódulo 2.6 do PRORET** e os dados de inadimplência mais recente, referenciados ao mês de dezembro.



Empresas sob Contrato NOVO

- Calculadas anualmente, sendo reconhecidas na **Parcela A** das distribuidoras;
- Utiliza-se os percentuais regulatórios definidos no **Submódulo 2.6A do PRORET**.



Receitas Irrecuperáveis | Aplicação da Metodologia

PARÂMETROS DE ENTRADA

SERÁ UTILIZADO COMO EXEMPLO, AS INFORMAÇÕES DA SPARTA DA RTP DE 2023 DA CPFL PAULISTA

Contrato Antigo

PRORET - Submódulo 2.6
PERDAS DE ENERGIA E RECEITAS IRRECUPERÁVEIS

Receitas Irrecuperáveis

Descrição	Valor
Receitas Irrecuperáveis de Encargos Setoriais	23.823.420
Encargos DRP	3.321.973.920
Carga Tributária (por dentro)	14,91%
Limite RI Encargos	0,61%
Demais Receitas Irrecuperáveis (Vse)	60.770.106
Receita Adicional de Bandeira (12 meses)	-
Energia Comprada (CE)	5.655.217.685
Tranporte de Enegia (CT)	1.715.570.461
Limite Demais RI	0,4528%
Receitas Irrecuperáveis (Total)	84.593.526

$$V_I = \frac{\text{Encargos Setoriais}}{(1-\text{ICMS}-\text{PIS}-\text{COFINS})} \times \{\sum_C(\rho_C \times RI_i)\} \quad (10)$$

Onde,

V_I : valor a ser considerado de receitas irrecuperáveis associado aos encargos setoriais;
Encargos Setoriais: valores de encargos setoriais definidos na revisão tarifária;
 ρ_C : Participação da classe de consumo C na receita total verificada no ano teste; e
 RI_i : Mediana dos percentuais de receitas irrecuperáveis da empresa, relativa à classe C, verificados a partir do aging do período de 49 a 60 meses do ano anterior ao da revisão tarifária.

$$V_{RI} = \frac{\text{RR} + \text{Receita de Bandeiras} - \text{Encargos Setoriais}}{(1-\text{ICMS}-\text{PIS}-\text{COFINS})} \times \{\sum_C(\rho_C \times RI_C)\} \quad (9)$$

Onde:

V_{RI} : valor a ser considerado de receitas irrecuperáveis;
RR: receita requerida
Receita de Bandeiras: receita prevista de bandeiras tarifárias;
Encargos Setoriais: valores de encargos setoriais definidos na revisão tarifária;
 ρ_C : participação da classe de consumo C na receita total verificada no ano teste; e

Receitas Irrecuperáveis | Aplicação da Metodologia

PARÂMETROS DE ENTRADA

SERÁ UTILIZADO COMO EXEMPLO, AS INFORMAÇÕES DA SPARTA DA RTP DE 2023 DA CPFL PAULISTA

Limites para Receitas Irrecuperáveis

	Participação no Consumo	Limite Demais RI	Mediana das inadimplências	Limite Neutralidade	Limite Considerado p/ RI Encargos
1.Residencial	45,49%	0,64%	0,88%	2,95%	0,88%
2.Industrial	22,82%	0,35%	0,43%	2,19%	0,43%
3.Comercial	16,02%	0,43%	0,47%	1,54%	0,47%
4.Rural	4,21%	0,30%	0,74%	3,17%	0,74%
5.Poder Público	3,07%	0,01%	0,00%	2,52%	0,00%
6.Iluminação Pública	2,64%	0,00%	0,00%	1,84%	0,00%
7.Serviço Público	4,27%	0,00%	0,06%	12,99%	0,06%
Limite RI Ponderado pelo Mercado		0,45%			0,61%

Percentuais regulatórios de RI

Curva de inadimplência mais recente, agings de 49 a 60 meses

Inadimplências no Período de 49 a 60 meses

	49	50	51	52	53	54	55	56	57	58	59	60
1.Residencial	0,84%	0,83%	0,87%	0,89%	0,88%	0,90%	0,89%	0,87%	0,85%	0,92%	0,91%	0,97%
2.Industrial	0,40%	0,33%	0,34%	0,43%	0,31%	0,43%	0,50%	1,54%	0,46%	0,24%	0,56%	0,52%
3.Comercial	0,63%	0,38%	0,41%	0,39%	0,37%	0,47%	0,55%	0,46%	0,53%	0,47%	0,52%	0,55%
4.Rural	0,88%	0,74%	0,73%	3,56%	0,57%	0,56%	0,96%	0,71%	0,73%	0,63%	1,18%	0,74%
5.Poder Público	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
6.Iluminação Pública	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
7.Serviço Público	0,09%	0,08%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,15%	0,51%	0,05%	0,45%	1,05%	0,05%

Projeção de Bandeiras Tarifárias (próximos 12 meses)

Custo de Bandeira no Período de 49 a 60 meses

	49	50	51	52	53	54	55	56	57	58	59	60
Projeção da Bandeira	VERDE	VERDE	VERDE	VERDE	VERDE	VERDE	VERDE	VERDE	VERDE	VERDE	VERDE	VERDE
Custo p/ Adicional de Bandeira (R\$/MWh)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Receitas Irrecuperáveis | Aplicação da Metodologia

PARÂMETROS DE ENTRADA

SERÁ UTILIZADO COMO EXEMPLO, AS INFORMAÇÕES DA SPARTA DA RTA DE 2023 DA CPFL SANTA CRUZ

$$V_{RI} = \frac{RR + \text{Financeiros} + \text{Receita de Bandeiras}}{(1 - \text{ICMS} - \text{PIS} - \text{COFINS})} \times \{\sum_C (\rho_C \times RI_C)\} \quad (9)$$

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 prevista de bandeiras tarifárias nos últimos 12 meses;

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

RI_C : percentual de receitas irrecuperáveis regulatória, relativa à classe C, do grupo ao qual pertence à empresa.

Contrato Novo

PRORET - Submódulo 2.6A

PERDAS DE ENERGIA E RECEITAS IRRECUPERÁVEIS

Percentuais regulatórios de RI

DESCRIÇÃO - Tipo	RECEITA (R\$)	% Total	nº de consumidores	MWh mensal	Percentual RI	Reais RI (c/tributos)
Residencial	536.553.350	37,65%	441.317	75.546	0,64%	4.252.910
Industrial	352.152.126	24,71%	3.087	94.523	0,35%	1.526.482
Comercial	174.868.611	12,27%	25.778	23.683	0,42%	909.608
Rural	160.636.390	11,27%	20.198	20.583	0,26%	517.262
Iluminação Pública	41.443.771	2,91%	495	10.347	0,00%	-
Poder Público	40.188.476	2,82%	4.220	5.040	0,01%	4.977
Serviço Público	56.802.857	3,99%	753	9.384	0,00%	-
Demais	62.390.482	4,38%	96	12.661	-	-
TOTAL	1.425.036.062	100,00%	495.944	251.766		7.211.240

06 Base de Remuneração Regulatória

Base de Remuneração Regulatória | Aplicação da Metodologia

Considera-se Base de Remuneração Regulatória o valor dos ativos das Concessionárias que estejam efetivamente prestando serviços ao consumidor divididos em: Máquinas e Equipamentos; Terrenos; Edificações, Obras Civas e Benfeitorias

OBJETIVO DO CÁLCULO DA ANEEL

- Prover na Parcela B o devido reconhecimento tarifário dos ativos da empresa, com retornos financeiros atrativos para promover investimentos no setor.

PRINCIPAIS VARIÁVEIS DO CÁLCULO

- BDGD Extraordinária e Laudo de Ativos;
- Custo Médio de Capital (WACC Regulatório, Custos de Capital Próprio, Prêmio de Ricos, etc).



Base de Remuneração Regulatória | Aplicação da Metodologia

Remuneração do Capital - RC

- A Remuneração do Capital (RC) corresponde à remuneração dos investimentos realizados pela Concessionária.

Quota de Reintegração Regulatória - QRR

- A Quota de Reintegração Regulatória (QRR) taxa de depreciação e a amortização dos investimentos realizados.

Base de Anuidade Regulatória – BAR

- Base de Anuidade Regulatória – BAR, é remunerado em forma de anuidades, a partir de uma percentual do Ativo Imobilizado e serviço, com a seguinte distribuição:

Tabela 9: Segregação da Base de Anuidade Regulatória nos Grupos de Ativos

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

PRORET - Submódulo 2.3 - BASE DE REMUNERAÇÃO REGULATÓRIA

$$VPB = (CAOM + CAA) \cdot (1 - P_m - MIQ) - OR \quad (3)$$

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; e

OE: Outras Receitas

$$CAA = RC + QRR + CAIMI \quad (5)$$

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.

Base de Remuneração Regulatória | Aplicação da Metodologia

COMO EXEMPLO, INFORMAÇÕES DA SPARTA DA RTP DE 2023 DA CPFL PAULISTA

CAIMI – Custo Anual das Instalações Móveis e Imóveis

Custo Anual das Instalações Móveis e Imóveis (CAIMI)

Descrição	Valores
(1) Base de Anuidade Regulatória (BAR)	1.407.443.627
(2) Base de Anuidade - Infraestrutura de imóveis e móveis admin	633.349.632
(3) Base de Anuidade - Veículos (BARV)	168.893.235
(4) Base de Anuidade - Sistemas de Informática (BARI)	605.200.760
(5) Anuidade - Infraestrutura de imóveis e móveis administrativ	68.106.335
(6) Anuidade - Veículos (CAV)	33.628.103
(7) Anuidade - Sistemas de Informática (CAI)	148.232.273
(8) CAIMI = (5)+(6)+(7)	249.966.711

$$BAR = 2,7159 \cdot (AIS - IA)^{-0,167+1} \cdot (IPCA_1/IPCA_0)^{0,167} \dots\dots(9)$$

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.

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

$$CAIMI = CAL + CAV + CAI \quad (9)$$

$$CAL = BAR_A \cdot \left[\frac{1}{VU} + \frac{r_{WACC_{pré}}}{2} \right] \quad (10)$$

$$CAV = BAR_V \cdot \left[\frac{1}{VU} + \frac{r_{WACC_{pré}}}{2} \right] \quad (11)$$

$$CAI = BAR_I \cdot \left[\frac{1}{VU} + \frac{r_{WACC_{pré}}}{2} \right] \quad (12)$$

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 das Instalações Móveis e Imóveis – CAIMI - refere-se aos investimentos de curto período de recuperação, tais como os realizados em hardware, software, veículos, e em toda a infraestrutura de edifícios de uso administrativo.

PRORET - Submódulo 2.1 – PROCEDIMENTOS GERAIS

Base de Remuneração Regulatória | Aplicação da Metodologia

COMO EXEMPLO, INFORMAÇÕES DA SPARTA DA RTP DE 2023 DA CPFL PAULISTA

QRR – Quota de Reintegração Regulatória

Base de Remuneração Bruta e Quota de Reintegração Regulatória (QRR)

Descrição	Valor
(1) Ativo Imobilizado em Serviço (Valor Novo de Reposição)	26.256.144.685
(2) Índice de Aproveitamento Integral	5.489.661
(3) Obrigações Especiais Bruta	4.248.188.374
(4) Bens Totalmente Depreciados	6.387.708.783
(5) Base de Remuneração Bruta	15.614.757.867
(17) Taxa de Depreciação	3,87%
(18) Quota de Reintegração Regulatória	603.853.916

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.

PRORET - Submódulo 2.1 – PROCEDIMENTOS GERAIS

$$QRR = BRRb \cdot \delta \cdot (8)$$

onde:

QRR: Quota de Reintegração Regulatória;
BRRb: Base de Remuneração Regulatória bruta; e
 δ : Taxa média de depreciação das instalações.

Base de Remuneração Regulatória | Aplicação da Metodologia

COMO EXEMPLO, INFORMAÇÕES DA SPARTA DA RTP DE 2023 DA CPFL PAULISTA

RC – Remuneração do Capital

Base de Remuneração Líquida e Remuneração do Capital (RC)

Descrição	Valor
(1) Ativo Imobilizado em Serviço (Valor Novo de Reposição)	26.256.144.685
(6) Depreciação Acumulada	13.575.199.000
(7) AIS Líquido (Valor de Mercado em Uso)	12.680.945.685
(8) Índice de Aproveitamento Depreciado	2.497.108
(9) Valor da Base de Remuneração (VBR)	12.678.448.577
(10) Almojarifado em Operação	10.466.116
(11) Ativo Diferido	-
(12) Obrigações Especiais Líquida	2.521.530.249
(13) Terrenos e Servidões	483.565.674
(14) Base de Remuneração Líquida	10.650.950.118

(15) Saldo RGR PLPT	-
(16) Saldo RGR Demais Investimentos	-
(19) RC sem Obrigações Especiais	1.198.263.841
(20) Remuneração de Obrigações Especiais	75.464.165

(21) Remuneração do Capital (RC)	1.273.728.006
---	----------------------

Remuneração sobre Obrigações Especiais

Descrição	Valor
CAA-RCOE	2.052.084.468
CAOM / (CAOM+CAA-RCOE)	0,50
Obrigações Especiais Bruta (OESb)	4.248.188.374
Custo de Capital Próprio - Nominal (rp)	52,4453%
Prêmio de Risco do negócio e financeiro após impostos	8,9205%
Impostos e Contribuições sobre a Renda (t)	34,00%
RC Obrigações Especiais	75.464.165

$$RC = (BRRl - RGR) \cdot r_{WACCpre} + RGR \cdot r_{RGR} + RC_{OE} \quad (6)$$

onde:

RC: Remuneração do Capital;

BRRl: Base de Remuneração Regulatória Líquida;

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

$r_{WACCpre}$: 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.

$$RC_{OE} = \left(\frac{PRN+PRP}{1-t} \right) \times 0,5 \times P \times \frac{CAOM}{CAOM+CAA-RC_{OE}} \times OES_b \quad (7)$$

A metodologia de definição e os valores de $r_{WACCpre}$ e r_{RGR} são detalhados no Submódulo 2.4 do PRORET. A data-base do Saldo Devedor da RGR será o terceiro mês anterior à data-base do Laudo de Avaliação.

PRORET - Submódulo 2.1 – PROCEDIMENTOS GERAIS

07 Custos Operacionais Regulatórios

Custos Operacionais Regulatorios | Aplicação da Metodologia

“Os custos operacionais são associados às atividades de operação, manutenção, tarefas comerciais e administrativas. Exemplos: custos com leitura e entrega de faturas, vistoria de unidades consumidoras, podas de árvores, operação de subestações, combate às perdas, administração e contabilidade.” (Fonte: ANEEL, 2017)

OBJETIVO DO CÁLCULO DA ANEEL

- Identificar um ponto de referência para os custos operacionais de partida;
- Definir uma meta regulatória que será atingida no final do ciclo tarifário;
- Traçar uma trajetória para que essa meta seja atingida.

PRINCIPAIS VARIÁVEIS DO CÁLCULO

- Custo Operacional do Ano Teste;
- Limite Superior dos Custos Operacionais;
- Limite Inferior dos Custos Operacionais.



Custos Operacionais Regulatorios | Aplicação da Metodologia

PARÂMETROS DE ENTRADA

SERÃO UTILIZADAS COMO EXEMPLO AS INFORMAÇÕES DA SPARTA DA RTP DE 2023 DA CPFL PAULISTA

Cálculo da Parcela B de Revisão

Anexo II

Anexo I

Parâmetros

Descrição	Valor
Número de anos no Ciclo	5
Data da Revisão	08/04/2023
Data Base Ativos, Consumidores e Mercado da Revisão Anterior	31/10/2018
Data Base Ativos, Consumidores e Mercado da Revisão Atual	31/10/2022
Número de anos do próximo Ciclo	5

→ 6 meses anteriores a data da RTP. Por exemplo a CPFL Paulista tem aniversário em abril, portanto 6 meses antes cai no mês de outubro.

Custos Operacionais Regulatórios | Aplicação da Metodologia

Custo de Administração, Operação e Manutenção (CAOM)

Receita de Custos Operacionais no Ano Teste

Descrição	Valor
Receita de Parcela B no Ano Teste (Receita Verificada)	4.202.067.860
Custos Operacionais da Última Revisão com Ajustes	1.005.322.621
VPB da Última Revisão com Ajustes	2.171.817.279
Componente T da Última Revisão (T _{Rev})	-1,24%
Fator $(1-T_{Rev})^{N-1}$	105,05%

1 Receita de Custos Operacionais no Ano Teste **2.053.568.055**

Meta e Custos Operacionais Regulatórios

Descrição	Valor
Custo Operacional no Ano Teste	2.053.568.055
Limite Superior dos Custos Operacionais Eficientes	1.784.351.416
Limite Inferior dos Custos Operacionais Eficientes	1.609.161.141

5 Custo Operacional Eficiente **1.784.351.416**

Varição Anual dos Custos Operacionais - Sem limite	-2,77%
Varição Anual dos Custos Operacionais - Limitada a ±5%	-2,77%

6 Meta Custos Operacionais sem Compartilhamento **1.784.351.416**

Média dos Custos Operacionais Reais (Opex medio)	1.300.950.910
Razão entre CO regulatórios Ajustado e Custos Operacionais Reais Médios	137,16%

8 Meta Custos Operacionais Regulatórios **1.672.746.254**

9 Custos Operacionais Regulatórios **1.977.403.695**

Intervalo de Custos Eficientes

Descrição	Valor
Número índice do IPCA no mês anterior à data base da revisão tarifária	6.611,93
Número índice do IPCA no mês anterior à data base do cálculo da eficiência	4.775,70
Custo eficiente estimado na data base do cálculo da eficiência	869.205.312
Custo eficiente estimado na data da revisão tarifária	955.502.927

Fator de Atualização (α) **1,5220**

Referência de eficiência média	78,69%
Eficiência apurada para a empresa	95,53%
Limite superior do intervalo de eficiência	100,00%
Limite inferior do intervalo de eficiência	90,18%
Custo operacional real usado no estudo de eficiência	922.531.660

3 Limite Superior dos Custos Operacionais Eficientes **1.784.351.416**

4 Limite Inferior dos Custos Operacionais Eficientes **1.609.161.141**

7 Custos Operacionais Reais (Opex) - Valores Atualizados

	2020	2021
IPCA junho	5.325,46	5.769,98
IPCA dezembro	5.560,59	6.120,04
Conta Pessoal	424.452.457	458.657.739
Conta Materiais	78.279.358	90.554.040
Conta Terceiros	417.620.398	465.645.464
Conta Seguros	2.188.869	2.040.097
Conta Tributos	10.000.722	10.433.725
Conta Outros	73.576.403	80.393.524
Demais Custos	119.072.329	62.214.017
Custo Operacional	1.125.190.536	1.169.938.607
Custo Operacional Atualizado	1.337.930.575	1.263.971.245

2 Custo Eficiente Estimado

Parametros	Valor		
Indicador médio de perdas não técnicas (% PNT / BT)	0,12		
Meta (% PNT / BT)	0,04		
DEC Global Médio realizado	6,41		
Limite V8 global	4,53		
Peso do Insumo (u)	1,09901E-06		
Produto	Valor	Peso	Custo (R\$)
"Fator de escala" da empresa	-	1,000E+00	-
Extensão de redes subterrâneas (Km)	697	1,253E-06	794.353
Extensão de rede de distribuição aérea (Km)	134.141	1,253E-06	152.931.466
Extensão de rede de alta tensão (Km)	8.349	1,253E-06	9.518.433
Número de consumidores	4.805.396	8,106E-08	354.425.087
Perdas Não Técnicas Ajustadas (MWh)	(1.107.423)	1,376E-08	(13.861.615)
Consumidor Hora Interrompido Ajustado (horas)	(9.034.144)	2,751E-09	(22.612.464)
Mercado Ponderado (MWh)	12.837.675	4,060E-08	474.307.666
Mercado AT (MWh)	6.911.752	5,999E-02	
Mercado MT (MWh)	10.852.274	3,306E-01	
Mercado BT (MWh)	14.498.082	6,094E-01	
Custo Eficiente Estimado			955.502.927

Custos Operacionais Regulatórios | Aplicação da Metodologia

Custo de Administração, Operação e Manutenção (CAOM)

Receita de Custos Operacionais no Ano Teste

Descrição	Valor
• VPB_{At} : Receita de Parcela B no Ano Teste (Receita Verificada)	4.202.067.860
• CO_{Rev} : Custos Operacionais da Última Revisão com Ajustes	1.005.322.621
• VPB_{Rev} : Parcela B da Última Revisão Tarifária com Ajustes	2.171.817.279
• T_{Rev} : Componente T do Fator X da Última Revisão Tarifária	-1,24%
• Fator $(1 - T_{Rev})^{N-1}$	105,05%
1 CO_{At} : Receita de Custos Operacionais no Ano Teste	2.053.568.055

Calculada a partir das tarifas decorrentes do último reajuste aplicadas ao mercado do Ano Teste

Dados encontrados na Sparta da RTP anterior

$$= [1 - (-1,24\%)]^{5-1}$$

$$CO_{At} = \frac{CO_{Rev} - VPB_{Rev}(1 - (1 - T_{Rev})^{N-1})}{VPB_{Rev}(1 - T_{Rev})^{N-1}} VPB_{At}$$

Custos Operacionais Regulatórios | Aplicação da Metodologia

Custo de Administração, Operação e Manutenção (CAOM)

Receita de Custos Operacionais no Ano Teste

Descrição	Valor
Receita de Parcela B no Ano Teste (Receita Verificada)	4.202.067.860
Custos Operacionais da Última Revisão com Ajustes	1.005.322.621
VPB da Última Revisão com Ajustes	2.171.817.279
Componente T da Última Revisão (T _{Rev})	-1,24%
Fator $(1-T_{Rev})^{N-1}$	105,05%
1 Receita de Custos Operacionais no Ano Teste	2.053.568.055

Meta e Custos Operacionais Regulaórios

Descrição	Valor
Custo Operacional no Ano Teste	2.053.568.055
Limite Superior dos Custos Operacionais Eficientes	1.784.351.416
Limite Inferior dos Custos Operacionais Eficientes	1.609.161.141
5 Custo Operacional Eficiente	1.784.351.416
Varição Anual dos Custos Operacionais - Sem limite	-2,77%
Varição Anual dos Custos Operacionais - Limitada a ±5%	-2,77%

Descrição	Valor
6 Meta Custos Operacionais sem Compartilhamento	1.784.351.416
Média dos Custos Operacionais Reais (Opex medio)	1.300.950.910
Razão entre CO regulatórios Ajustado e Custos Operacionais Reais Médios	137,16%

Descrição	Valor
8 Meta Custos Operacionais Regulatórios	1.672.746.254

Descrição	Valor
9 Custos Operacionais Regulatórios	1.977.403.695

Intervalo de Custos Eficientes

Descrição	Valor
Número índice do IPCA no mês anterior à data base da revisão tarifária	6.611,93
Número índice do IPCA no mês anterior à data base do cálculo da eficiência	4.775,70
Custo eficiente estimado na data base do cálculo da eficiência	869.205.312
Custo eficiente estimado na data da revisão tarifária	955.502.927
Fator de Atualização (α)	1,5220

Referência de eficiência média	78,69%
Eficiência apurada para a empresa	95,53%
Limite superior do intervalo de eficiência	100,00%
Limite inferior do intervalo de eficiência	90,18%
Custo operacional real usado no estudo de eficiência	922.531.660

3 Limite Superior dos Custos Operacionais Eficientes	1.784.351.416
4 Limite Inferior dos Custos Operacionais Eficientes	1.609.161.141

7 Custos Operacionais Reais (Opex) - Valores Atualizados

	2020	2021
IPCA junho	5.325,46	5.769,98
IPCA dezembro	5.560,59	6.120,04
Conta Pessoal	424.452.457	458.657.739
Conta Materiais	78.279.358	90.554.040
Conta Terceiros	417.620.398	465.645.464
Conta Seguros	2.188.869	2.040.097
Conta Tributos	10.000.722	10.433.725
Conta Outros	73.576.403	80.393.524
Demais Custos	119.072.329	62.214.017
Custo Operacional	1.125.190.536	1.169.938.607
Custo Operacional Atualizado	1.337.930.575	1.263.971.245

2 Custo Eficiente Estimado

Parametros	Valor
Indicador médio de perdas não técnicas (% PNT / BT)	0,12
Meta (% PNT / BT)	0,04
DEC Global Médio realizado	6,41
Limite V8 global	4,53
Peso do Insumo (u)	1,09901E-06

Produto	Valor	Peso	Custo (R\$)
"Fator de escala" da empresa	-	1,000E+00	-
Extensão de redes subterrâneas (Km)	697	1,253E-06	794.353
Extensão de rede de distribuição aérea (Km)	134.141	1,253E-06	152.931.466
Extensão de rede de alta tensão (Km)	8.349	1,253E-06	9.518.433
Número de consumidores	4.805.396	8,106E-08	354.425.087
Perdas Não Técnicas Ajustadas (MWh)	(1.107.423)	1,376E-08	(13.861.615)
Consumidor Hora Interrompido Ajustado (horas)	(9.034.144)	2,751E-09	(22.612.464)
Mercado Ponderado (MWh)	12.837.675	4,060E-08	474.307.666
Mercado AT (MWh)	6.911.752	5,999E-02	
Mercado MT (MWh)	10.852.274	3,306E-01	
Mercado BT (MWh)	14.498.082	6,094E-01	
Custo Eficiente Estimado			955.502.927

Custos Operacionais Regulatórios | Aplicação da Metodologia

$$3 \quad LS = \alpha \times \frac{\theta_{sup}}{\theta_{média}} \times CO_{DEA} (sem IS)$$

$$4 \quad LI = \alpha \times \frac{\theta_{inf}}{\theta_{média}} \times CO_{DEA} (sem IS)$$

$$\alpha = \frac{CO_{ef RTP}}{CO_{DEA} \times \theta_{DEA}} \times \frac{IPCA_{RTP}}{IPCA_{DEA}}$$

- Número índice do IPCA no mês anterior à data base da RTP
- Inflação de Dezembro/2016 – PRORET 2.2
- PRORET 2.2 – Resultado AP 52/2017

Intervalo de Custos Eficientes

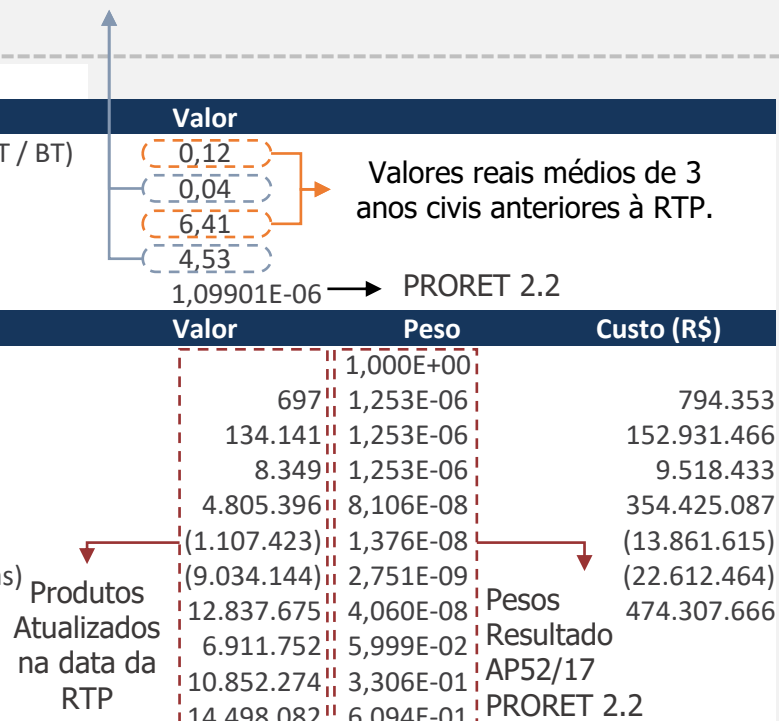
Descrição	Valor
$IPCA_{RTP}$: Número índice do IPCA no mês anterior à data base da revisão tarifária	6.611,93
$IPCA_{DEA}$: Número índice do IPCA no mês anterior à data base do cálculo da eficiência	4.775,70
CO_{DEA} : Custo eficiente estimado - data base cálculo da eficiência	869.205.312
$CO_{ef RTP}$: Custo eficiente estimado na data da revisão tarifária	955.502.927
Fator de Atualização (α)	1,5220
Referência de eficiência média	78,69%
Eficiência apurada para a empresa	95,53%
Limite superior do intervalo de eficiência	100,00%
Limite inferior do intervalo de eficiência	90,18%
Custo operacional real usado no estudo de eficiência	922.531.660
3 Limite Superior dos Custos Operacionais Eficientes	1.784.351.416
4 Limite Inferior dos Custos Operacionais Eficientes	1.609.161.141

2 Custo Eficiente Estimado

Parametros	Valor		
Indicador médio de perdas não técnicas (% PNT / BT)	0,12	Valores reais médios de 3 anos civis anteriores à RTP.	
Meta (% PNT / BT)	0,04		
DEC Global Médio realizado	6,41		
Limite V8 global	4,53		
Peso do Insumo (u)	1,09901E-06	PRORET 2.2	
Produto	Valor	Peso	Custo (R\$)
"Fator de escala" da empresa		1,000E+00	
Extensão de redes subterrâneas (Km)	697	1,253E-06	794.353
Extensão de rede de distribuição aérea (Km)	134.141	1,253E-06	152.931.466
Extensão de rede de alta tensão (Km)	8.349	1,253E-06	9.518.433
Número de consumidores	4.805.396	8,106E-08	354.425.087
Perdas Não Técnicas Ajustadas (MWh)	(1.107.423)	1,376E-08	(13.861.615)
Consumidor Hora Interrompido Ajustado (horas)	(9.034.144)	2,751E-09	(22.612.464)
Mercado Ponderado (MWh)	12.837.675	4,060E-08	474.307.666
Mercado AT (MWh)	6.911.752	5,999E-02	
Mercado MT (MWh)	10.852.274	3,306E-01	
Mercado BT (MWh)	14.498.082	6,094E-01	
Custo Eficiente Estimado			955.502.927

PRORET 2.2

- A meta regulatória será a perda da empresa benchmark de perdas não técnicas ponderada pela probabilidade de comparação obtida a partir da metodologia descrita no Submódulo 2.6, na data da revisão tarifária.
- O DECv8 considerado será o valor obtido no processo de definição dos limites do indicador DEC no momento da RTP.



Custos Operacionais Regulatórios | Aplicação da Metodologia

Custo de Administração, Operação e Manutenção (CAOM)

Receita de Custos Operacionais no Ano Teste

Descrição	Valor
Receita de Parcela B no Ano Teste (Receita Verificada)	4.202.067.860
Custos Operacionais da Última Revisão com Ajustes	1.005.322.621
VPB da Última Revisão com Ajustes	2.171.817.279
Componente T da Última Revisão (T _{Rev})	-1,24%
Fator $(1-T_{Rev})^{N-1}$	105,05%
1 Receita de Custos Operacionais no Ano Teste	2.053.568.055

Meta e Custos Operacionais Regulatórios

Descrição	Valor
Custo Operacional no Ano Teste	2.053.568.055
Limite Superior dos Custos Operacionais Eficientes	1.784.351.416
Limite Inferior dos Custos Operacionais Eficientes	1.609.161.141
5 Custo Operacional Eficiente	1.784.351.416
Varição Anual dos Custos Operacionais - Sem limite	-2,77%
Varição Anual dos Custos Operacionais - Limitada a ±5%	-2,77%
6 Meta Custos Operacionais sem Compartilhamento	1.784.351.416
Média dos Custos Operacionais Reais (Opex medio)	1.300.950.910
Razão entre CO regulatórios Ajustado e Custos Operacionais Reais Médios	137,16%
8 Meta Custos Operacionais Regulatórios	1.672.746.254
9 Custos Operacionais Regulatórios	1.977.403.695

Intervalo de Custos Eficientes

Descrição	Valor
Número índice do IPCA no mês anterior à data base da revisão tarifária	6.611,93
Número índice do IPCA no mês anterior à data base do cálculo da eficiência	4.775,70
Custo eficiente estimado na data base do cálculo da eficiência	869.205.312
Custo eficiente estimado na data da revisão tarifária	955.502.927
Fator de Atualização (α)	1,5220
Referência de eficiência média	78,69%
Eficiência apurada para a empresa	95,53%
Limite superior do intervalo de eficiência	100,00%
Limite inferior do intervalo de eficiência	90,18%
Custo operacional real usado no estudo de eficiência	922.531.660
3 Limite Superior dos Custos Operacionais Eficientes	1.784.351.416
4 Limite Inferior dos Custos Operacionais Eficientes	1.609.161.141

7 Custos Operacionais Reais (Opex) - Valores Atualizados

	2020	2021
IPCA junho	5.325,46	5.769,98
IPCA dezembro	5.560,59	6.120,04
Conta Pessoal	424.452.457	458.657.739
Conta Materiais	78.279.358	90.554.040
Conta Terceiros	417.620.398	465.645.464
Conta Seguros	2.188.869	2.040.097
Conta Tributos	10.000.722	10.433.725
Conta Outros	73.576.403	80.393.524
Demais Custos	119.072.329	62.214.017
Custo Operacional	1.125.190.536	1.169.938.607
Custo Operacional Atualizado	1.337.930.575	1.263.971.245

2 Custo Eficiente Estimado

Parametros	Valor
Indicador médio de perdas não técnicas (% PNT / BT)	0,12
Meta (% PNT / BT)	0,04
DEC Global Médio realizado	6,41
Limite V8 global	4,53
Peso do Insumo (u)	1,09901E-06

Produto	Valor	Peso	Custo (R\$)
"Fator de escala" da empresa	-	1,000E+00	-
Extensão de redes subterrâneas (Km)	697	1,253E-06	794.353
Extensão de rede de distribuição aérea (Km)	134.141	1,253E-06	152.931.466
Extensão de rede de alta tensão (Km)	8.349	1,253E-06	9.518.433
Número de consumidores	4.805.396	8,106E-08	354.425.087
Perdas Não Técnicas Ajustadas (MWh)	(1.107.423)	1,376E-08	(13.861.615)
Consumidor Hora Interrompido Ajustado (horas)	(9.034.144)	2,751E-09	(22.612.464)
Mercado Ponderado (MWh)	12.837.675	4,060E-08	474.307.666
Mercado AT (MWh)	6.911.752	5,999E-02	
Mercado MT (MWh)	10.852.274	3,306E-01	
Mercado BT (MWh)	14.498.082	6,094E-01	
Custo Eficiente Estimado			955.502.927

Custos Operacionais Regulatórios | Aplicação da Metodologia

Custo de Administração, Operação e Manutenção (CAOM)

Receita de Custos Operacionais no Ano Teste

Descrição	Valor
Receita de Parcela B no Ano Teste (Receita Verificada)	4.202.067.860
Custos Operacionais da Última Revisão com Ajustes	1.005.322.621
VPB da Última Revisão com Ajustes	2.171.817.279
Componente T da Última Revisão (T _{Rev})	-1,24%
Fator (1-T _{Rev}) ^{N-1}	105,05%
CO_{At}: Receita de Custos Operacionais no Ano Teste	2.053.568.055

Meta e Custos Operacionais Regulaórios

Descrição	Valor
CO _{At} : Custo Operacional no Ano Teste	2.053.568.055
2 LS: Limite Superior dos Custos Operacionais Eficientes	1.784.351.416
3 LI: Limite Inferior dos Custos Operacionais Eficientes	1.609.161.141
5 CO _{ef} : Custo Operacional Eficiente	1.784.351.416
Var: Variação Anual dos Custos Operacionais - Sem limite	-2,77%
Var 5%: Variação Anual dos Custos Operacionais - Limitada a ±5%	-2,77%
6 Meta _{sc} : Meta Custos Operacionais sem Compartilhamento	1.784.351.416
Opex Médio: Média dos Custos Operacionais Reais	1.300.950.910
Razão: CO regulatórios Ajustado e Custos Operacionais Reais Médios	137,16%
8 CO _{meta} : Meta Custos Operacionais Regulatórios	1.672.746.254
9 CO _p : Custos Operacionais Regulatórios	1.977.403.695

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

$$CO_p = CO_{At} \frac{(CO_{meta} - CO_{At})}{Anos\ ciclo}$$

7 Custos Operacionais Reais (Opex) - Valores Atualizados

	2020	2021
IPCA junho	5.325,46	5.769,98
IPCA dezembro	5.560,59	6.120,04
Conta Pessoal	424.452.457	458.657.739
Conta Materiais	78.279.358	90.554.040
Conta Terceiros	417.620.398	465.645.464
Conta Seguros	2.188.869	2.040.097
Conta Tributos	10.000.722	10.433.725
Conta Outros	73.576.403	80.393.524
Demais Custos	119.072.329	62.214.017
Custo Operacional	1.125.190.536	1.169.938.607
Custo Operacional Atualizado	1.337.930.575	1.263.971.245

$$= \min(\max(CO_{Ati}; LI); LS)$$

$$= \pm \text{minimo } |Var; 5\%|$$

$$= CO_{At} * (1 + Var\ 5\%)^{Anos\ ciclo}$$

$$= \text{Meta}_{sc} / \text{Opex Médio}$$

- Se Razão > 120%: $(\frac{1,2 + Razão}{2}) * \text{Opex Médio}$
- Se Razão < 120%: Razão * Opex Médio

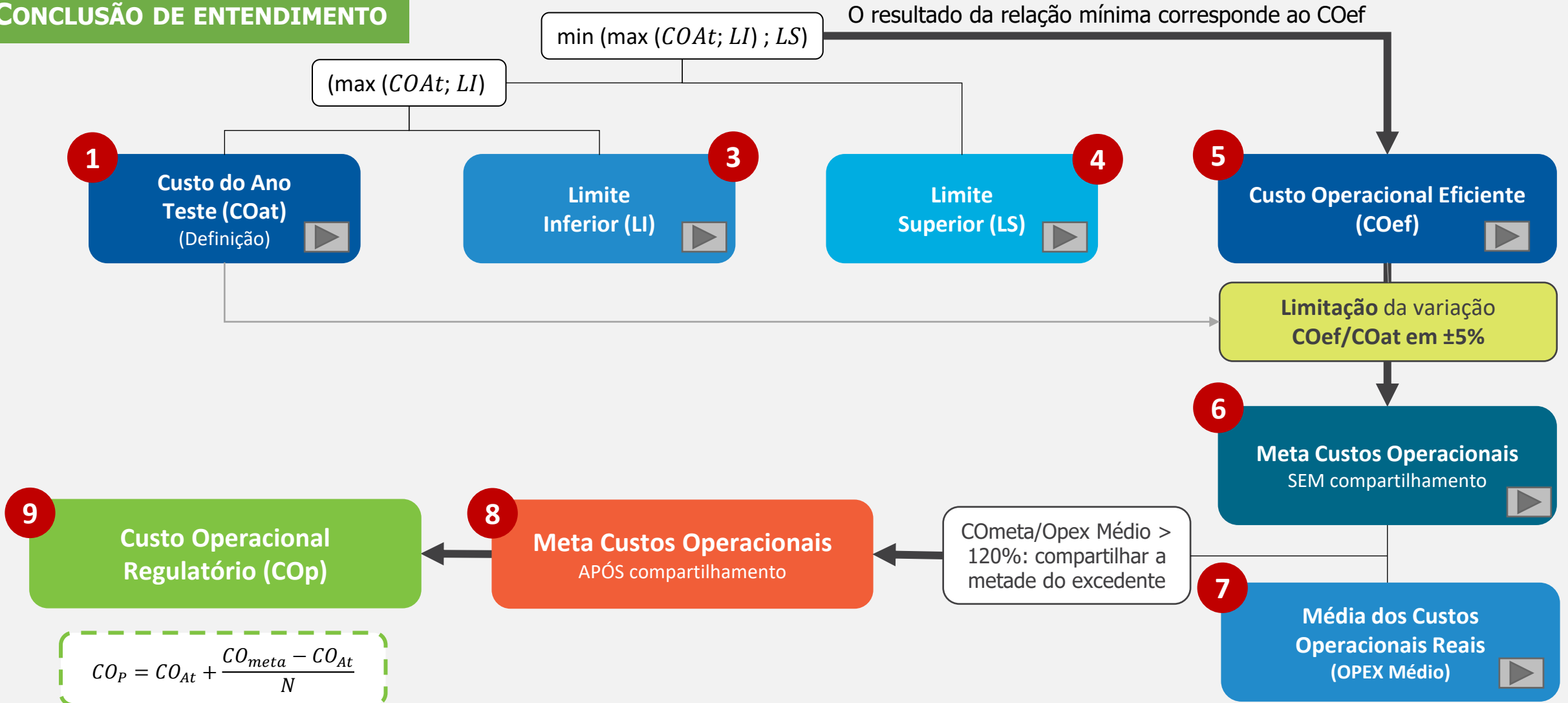
$$Var = \left(\frac{CO_{ef}}{CO_{At}} \right)^{\frac{1}{Anos\ ciclo}} - 1$$

Média dos custos

Valor médio dos custos operacionais reais nos dois anos consecutivos mais próximos da RTP, considerando a informação mais recente disponível, atualizados monetariamente e pelo IPCA até a data da revisão tarifária. Informações retiradas do Balancete Mensal Padronizado - BMP

Custos Operacionais Regulatórios | Aplicação da Metodologia

CONCLUSÃO DE ENTENDIMENTO



08 Fator X

Componente PD do Fator X | Metodologia

A ANEEL utiliza o Fator X como um método de garantir que o equilíbrio estabelecido na revisão tarifária entre receitas e despesas eficientes seja mantido nos processos tarifários seguintes.

COMPONENTE PD (X_{PD}):

Consiste nos ganhos de produtividade das distribuidoras no período histórico analisado;

Ajustado pela variação observada do mercado em relação à variação média setorial;

Toda a metodologia de cálculo pode ser encontrada nos submódulos 2.5 e 2.5A do PRORET.

Para a distribuidora, um valor menor de X_{PD} performado é melhor, visto que a composição do Fator X fica reduzida e menor será o desconto realizado na Parcela B, seguindo a metodologia estabelecida pela ANEEL.



Componente PD do Fator X | Aplicação da Metodologia

A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L
1											
2	Cálculo da Parcela B de Revisão			Anexo II	1,08%						
3				Anexo I	3,36%						
4											
5	Parâmetros			Parcela A							
6	Descrição	Valor		Descrição	Valor						
7	Número de anos no Ciclo	5		Encargos	3.321.973.920						
8	Data da Revisão	08/04/2023		Transporte	1.715.570.461						
9	Data Base Ativos, Consumidores e Mercado da Revisão Anter	31/10/2018		Energia	5.655.217.685						
10	Data Base Ativos, Consumidores e Mercado da Revisão Atual	31/10/2022		VPA	10.692.762.066						
11	Número de anos do próximo Ciclo	5									
12	Formação da Parcela B (resumo)										
13	Descrição	Valor									
14	Custo de Administração, Operação e Manutenção (CAOM)	2.061.997.220									
15	Custos Operacionais (CO)	1.977.403.695									
16	Receitas Irrecuperáveis - Encargos Setoriais (Vi)	23.823.420									
17	Demais Receitas Irrecuperáveis (Vse)	60.770.106									
18	Custo Anual dos Ativos (CAA)	2.127.548.633									
19	Remuneração do Capital (RC)	1.273.728.006									
20	Quota de Reintegração Regulatória (QRR)	603.853.916									
21	Custo anual das instalações móveis e imóveis (CAIMI)	249.966.711									
22	CAOM + CAA	4.189.545.854									
23	Fator de Ajuste do Mercado	0,47%									
24	Mecanismo de Incentivo à Qualidade	-1,53%									
25	OR + UD + ER	185.357.382									
26	VPB	4.048.669.160									
27											
28											
29	Fator X										
30											
31	Fator X										
32	Descrição	Valor									
33	Componente Pd	0,472%									
34	MWhXT-6	0,919%									
35											
36	Componente T	2,005%									
37	VPB	4.048.669.160									
38	Custos Operacionais	1.910.911.978									
39	Meta de Custos Operacionais	1.606.254.538									
40	Componente Q (Fator de Qualidade)	-1,534%									
41	Fator X Revisão	0,944%									
42											
43											
44											
45											
46											
47											
48											
49											
50											
51											
52											
53											
54											
55											
56											
57											

1

Ajuste de Custos Operacionais para Calculo do Componente T

Descrição	Valor
Valor de Ajuste da Parcela B [VPB- (CAOM+CAA)]	(140.876.694)
Participação dos CO no VPB antes do Ajuste	47,20%
Valor de Ajuste dos Custos Operacionais	(66.491.716)

VPB e Fator X

Fator X	
Descrição	Valor
Componente Pd	0,472%
MWhXT-6	0,919%
Componente T	2,005%
VPB	4.048.669.160
Custos Operacionais	1.910.911.978
Meta de Custos Operacionais	1.606.254.538
Componente Q (Fator de Qualidade)	-1,534%
Fator X Revisão	0,944%

Fator X = Componente Pd + Componente T + Componente Q

Fórmula Proret:

$$X_{PD} = PTF + 0,317 * (\Delta MWhX_{T-6} - \overline{\Delta MWh})$$

PTF: Produtividade do segmento de distribuição, entre 2013 e 2018, calculada por mediana das variações anuais

$\overline{\Delta MWh}$: Variação média de mercado, em MWh, das distribuidoras

$MWhX_{T-6}$
 Variação de mercado para os seis anos que antecedem a revisão tarifária em processamento [Proret 2.5]

$$X_{PD} = 0,663\% + 0,317 * (0,919\% - 1,521\%)$$

Proret 2.5A:
 Variação de mercado para os seis anos que antecederam processo tarifário em curso

Componente PD do Fator X | Recordando

Distribuidoras que possuem modelo de contrato antigo:

- ✓ Aplicação do PRORET Submódulo 2.5; e
- ✓ Cálculo do Componente Pd apenas em RTP e o valor mantém-se fixo em RTAs subsequentes para ajuste via Fator X.



Distribuidoras que possuem modelo de contrato novo:

- ✓ Aplicação do PRORET Submódulo 2.5A; e
- ✓ Cálculo do Componente Pd em cada processo tarifário (RTA e RTP)



**A mesma metodologia é aplicada em ambos os casos,
diferenciando-se apenas a periodicidade de atualização do cálculo**

Componente Q do Fator X | Metodologia e Aplicação

PRORET 2.5 – FATOR X

- O valor da **componente Q** é resultado da **qualidade dos serviços técnicos e comerciais** prestados por cada distribuidora aos seus consumidores. Esse componente está inserido no contexto do Mecanismo de Incentivo - MI, que envolve outras ações da Agência. Seu cálculo leva em conta a variação de seis indicadores e o atendimento aos padrões de qualidade estabelecidos pela ANEEL.
- As parcelas de qualidade técnica e comercial possuem pesos distintos, conforme equação:

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

1

Fator X

Fator X

Descrição	Valor
Componente Pd	0,472%
MWhXT-6	0,919%
Componente T	2,005%
VPB	4.048.669.160
Custos Operacionais	1.910.911.978
Meta de Custos Operacionais	1.606.254.538
1 Componente Q (Fator de Qualidade)	-1,534%
Fator X Revisão	0,944%

Componente Q do Fator X | Planilha Fator Q

PRORET 2.5 – FATOR X

A parcela técnica do componente Q é calculada por meio do indicador global de continuidade DEC, enquanto a parcela comercial é aferida por outros cinco indicadores, conforme tabela ao lado.

Resultado dos Indicadores e do Componente Q da CPFL Paulista na RTP de 2023

Indicadores Técnicos	Q _{DEC}	-2,00%
	Q _{FEC}	1,20%
Indicadores Comercias	Q _{IASC}	-0,34%
	Q _{FER}	-0,95%
	Q _{INS}	-0,14%
	Q _{IAb}	0,02%
	Q _{ICO}	0,00%
Componente Q do Fator X		-1,534%

O FEC não é mais considerado na componente técnica

Indicador	Descrição	Definição
Comerciais		
FER	Frequência Equivalente de Reclamação	Frequência equivalente de reclamações a cada mil UCs
IASC	Índice ANEEL de Satisfação do Consumidor	Resultado de pesquisa de avaliação do grau de satisfação do consumidor residencial
INS	Indicador de Nível de Serviço do Atendimento Telefônico	Relação das chamadas atendidas pelas chamadas recebidas menos abandonadas
IAb	Indicador de Abandono do Atendimento Telefônico	Relação das chamadas abandonadas sobre recebidas menos abandonadas
ICO	Indicador de Chamadas Ocupadas do Atendimento Telefônico	Relação das chamadas ocupadas sobre oferecidas
Técnico		
DEC	Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora	Intervalo de tempo médio no qual as Ucs permaneceram a energia elétrica interrompida.

Sendo que,

$$Q = 0,70 \cdot Q_{DEC} + 0,10 \cdot Q_{FER} + 0,10 \cdot Q_{IASC} + 0,04 \cdot Q_{INS} + 0,03 \cdot Q_{IAb} + 0,03 \cdot Q_{ICO}$$

Componente PD do Fator X | Aplicação da Metodologia

A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L
1	Cálculo da Parcela B de Revisão			Anexo II	1,08%						
2				Anexo I	3,36%						
3											
4											
5	Parâmetros			Parcela A							
6	Descrição	Valor		Descrição	Valor						
7	Número de anos no Ciclo	5		Encargos	3.321.973.920						
8	Data da Revisão	08/04/2023		Transporte	1.715.570.461						
9	Data Base Ativos, Consumidores e Mercado da Revisão Anter	31/10/2018		Energia	5.655.217.685						
10	Data Base Ativos, Consumidores e Mercado da Revisão Atual	31/10/2022		VPA	10.692.762.066						
11	Número de anos do próximo Ciclo	5									
12	Formação da Parcela B (resumo)										
13	Descrição	Valor									
14	Custo de Administração, Operação e Manutenção (CAOM)	2.061.997.220									
15	Custos Operacionais (CO)	1.977.403.695									
16	Receitas Irrecuperáveis - Encargos Setoriais (Vi)	23.823.420									
17	Demais Receitas Irrecuperáveis (Vse)	60.770.106									
18	Custo Anual dos Ativos (CAA)	2.127.548.633									
19	Remuneração do Capital (RC)	1.273.728.006									
20	Quota de Reintegração Regulatória (QRR)	603.853.916									
21	Custo anual das instalações móveis e imóveis (CAIMI)	249.966.711									
22	CAOM + CAA	4.189.545.854									
23	Fator de Ajuste do Mercado	0,47%									
24	Mecanismo de Incentivo à Qualidade	-1,53%									
25	OR + UD + ER	185.357.382									
26	VPB	4.048.669.160									
27											
28											
29	Fator X										
30											
31	Fator X										
32	Descrição	Valor									
33	Componente Pd	0,472%									
34	MWhXT-6	0,919%									
35											
36	Componente T	2,005%									
37	VPB	4.048.669.160									
38	Custos Operacionais	1.910.911.978									
39	Meta de Custos Operacionais	1.606.254.538									
40	Componente Q (Fator de Qualidade)	-1,534%									
41	Fator X Revisão	0,944%									
42											
43											
44											
45											
46											
47											
48											
49											
50											
51											
52											
53											
54											
55											
56											
57											
58											
59											
60											
61											
62											
63											
64											
65											
66											
67											
68											
69											
70											
71											
72											
73											
74											
75											
76											
77											
78											
79											
80											
81											
82											
83											
84											
85											
86											
87											
88											
89											
90											
91											
92											
93											
94											
95											
96											
97											
98											
99											
100											

2

VPB e Fator X

Formação da Parcela B (resumo)

Descrição	Valor
Custo de Administração, Operação e Manutenção (CAOM)	2.061.997.220
Custos Operacionais (CO)	1.977.403.695
Receitas Irrecuperáveis - Encargos Setoriais (Vi)	23.823.420
Demais Receitas Irrecuperáveis (Vse)	60.770.106
Custo Anual dos Ativos (CAA)	2.127.548.633
Remuneração do Capital (RC)	1.273.728.006
Quota de Reintegração Regulatória (QRR)	603.853.916
Custo anual das instalações móveis e imóveis (CAIMI)	249.966.711
CAOM + CAA	4.189.545.854
Fator de Ajuste do Mercado	Componente Pd (X_{PD}) 0,47%
Mecanismo de Incentivo à Qualidade	Componente Q (X_Q) -1,53%
OR + UD + ER	185.357.382
VPB	4.048.669.160

$$VPB = (1 - X_{PD} - X_Q) * (CAOM + CAA) - (OR + UD + ER)$$

Xpd atuando como redutor de Parcela B: Transferência ao consumidor dos ganhos potenciais de produtividade.

$$VPB = (1 - 0,47\% - (-1,53\%)) * 4.189.545.854 - 185.357.382$$

Componente PD e Q do Fator X | Planilha Resultado

A	B	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O	P
1	Revisão CPFL Paulista/2023													
2	Resultado													
4	RA1	R\$ 14.805.271.826												
5	RA0	R\$ 14.647.261.948												
6	Índice de Reposição/Reajuste (Anexo II)	1,08%												
7	Componentes Financeiros	2,28%												
8	Índice de Reposição/Reajuste com Financeiros (Anexo I)	3,36%												
11	DRP													
11	TOTAL (Parcela A + Parcela B)	R\$ 14.805.271.826												
12	Financeiros para PCAT	334029054,6												
13	Total com financeiros	R\$ 15.139.300.881												
16	Parcela A													
18	DRP													
19	ENCARGOS	R\$ 3.321.973.920												
20	Reserva Global de Reversão – RGR	R\$ -												
21	Conta de Consumo de Combustíveis – CCC	R\$ -												
22	Taxa de Fisc. de Serviços de E.E. – TFSEE	R\$ 17.807.969												
23	Conta de Desenvolvimento Energético – CDE	R\$ 2.481.019.708												
24	Compensação financeira - CFURH	R\$ -												
25	Encargos Serv. Sist. - ESS e Energ. Reserv. - EER	R\$ 325.958.549												
26	PROINFA	R\$ 373.102.101												
27	P&D e Eficiência Energética	R\$ 123.554.671												
28	Contribuição ONS	R\$ 530.921												
29	TRANSPORTE	R\$ 1.715.570.461												
30	Rede Básica	R\$ 1.138.846.986												
31	Rede Básica Fronteira	R\$ 320.788.232												
32	Rede Básica ONS (A2)	R\$ 6.502.223												
33	Rede Básica Export. (A2)	R\$ -												
34	MUST Itaipu	R\$ 87.076.679												
35	Transporte de Itaipu	R\$ 125.725.438												
36	Conexão	R\$ 36.630.903												
37	Uso do sistema de distribuição e CCD	R\$ -												
38	ENERGIA	R\$ 5.655.217.685												
39	VPA (ENCARGO + TRANSPORTE + ENERGIA)	R\$ 10.692.762.066												
40	Parcela B													
41	guardando conferência													
	CAPA BD BD_Uderor Entrada Resultado Votos e NTs Financeiros NT Revisao Apresentação AP x Final Mercado Mercado_Receita Mercado S...													

2

Parâmetros a serem considerados para os Reajustes subsequentes

FATOR X	
Componente T do Fator X	2,005%
Componente Pd do Fator X	0,472%

PERDAS	
Perdas Não Técnicas	5,95%
Perdas Técnicas	5,32%

Formação da Parcela B e Reposicionamento (Resumo)

Custo de Administração, Operação e Manutenção (CAOM)	
Custos Operacionais (CO)	R\$ 1.977.403.695
Receitas Irrecuperáveis - Encargos Setoriais (Vi)	R\$ 23.823.420
Demais Receitas Irrecuperáveis (Vse)	R\$ 60.770.106
Custo Anual dos Ativos (CAA)	R\$ 2.127.548.633
Remuneração do Capital (RC)	R\$ 1.273.728.006
Quota de Reintegração Regulatória (QRR)	R\$ 603.853.916
Custo anual das instalações móveis e imóveis (CAIMI)	R\$ 249.966.711
Parcela B (VPB)	R\$ 4.189.545.854
Índice de Produtividade da Parcela B	0,472%
Mecanismo de Incentivo à Qualidade	-1,534%
Parcela B com ajustes	R\$ 4.297.867.143
2. Outras Receitas (OR)	R\$ 172.813.219
Para pagamento de Demanda	R\$ 4.110.610
Excedente de Reativos	R\$ 8.424.545
Parcela B deduzidas as outras receitas	R\$ 4.112.509.761
Receita Requerida (RR)	R\$ 14.990.629.209
Outras Receitas (OR)	R\$ 172.813.219
Receita Verificada (RV)	R\$ 14.647.261.948
Ajuste associado ao SCEE	R\$ 63.840.601

BAD Upload		Dados da Abertura	
Última versão enviada:		14	
Data de envio		31/03/2023 16:14	
Efeito Consumidor			
Efeito Grupo A - Alta tensão		5,44%	
Efeito Grupo B - Baixa tensão		4,60%	
Efeito tarifário médio AT+BT		4,89%	
Tarifa B1 - Residencial (R\$)		690,46	
Subvenção da CDE para descontos tarifários (Valores anuais)			
Subsídio Carga Fonte Incentivada		454.892.674,76	
Subsídio Geração Fonte Incentivada		41.473.977,50	
Subsídio Distribuição		19.175.481,95	
Subsídio Água, Esgoto e Saneamento		0,00	
Subsídio Rural		0,00	
Subsídio Irrigante/Aquicultor		26.198.615,42	
Subsídio SCEE		62.835.386,12	
Versão de Mercado			
Status de Sincronização de BDL		Trabalha na pasta de rede	
Última Sincronização			

Componente PD e Q do Fator X | Cálculo em RTP

2

Formação da Parcela B e Reposicionamento (Resumo)

Custo de Administração, Operação e Manutenção (CAOM)	R\$	2.061.997.220
Custos Operacionais (CO)	R\$	1.977.403.695
Receitas Irrecuperáveis - Encargos Setoriais (Vi)	R\$	23.823.420
Demais Receitas Irrecuperáveis (Vse)	R\$	60.770.106
Custo Anual dos Ativos (CAA)	R\$	2.127.548.633
Remuneração do Capital (RC)	R\$	1.273.728.006
Quota de Reintegração Regulatória (QRR)	R\$	603.853.916
Custo anual das instalações móveis e imóveis (CAIMI)	R\$	249.966.711
Parcela B (VPB)	R\$	4.189.545.854
Índice de Produtividade da Parcela B (Pm)		0,472%
Mecanismo de Incentivo à Qualidade (MIQ)		-1,534%
Parcela B com ajustes	R\$	4.297.867.143
2. Outras Receitas (OR)	R\$	172.813.219
Ultrapassagem de Demanda	R\$	4.119.618
Excedente de Reativos	R\$	8.424.545
Parcela B deduzidas as outras receitas	R\$	4.112.509.761
Receita Requerida (RR)	R\$	14.990.629.209
Outras Receitas (OR)	R\$	172.813.219
Receita Verificada (RV)	R\$	14.647.261.948
Ajuste associado ao SCEE	R\$	63.840.601

1. Distribuidoras que estão passando por RTP:

Para o cálculo do MIQ (Mecanismo de Incentivo a Qualidade) será considerada a mesma metodologia de cálculo do Componente Q do Fator X. Para o cálculo do Pm (Fator de Ajuste de Mercado) será considerada a mesma metodologia de cálculo do Componente Pd do Fator X

Assim como na planilha VPB e Fator X

CAOM + CAA **4.189.545.854**

= (1 - X_{PD} - X_Q) * Parcela B (VPB) + Ajuste associado ao SCEE

185.357.382

Assim como na planilha VPB e Fator X

= Parcela B com ajustes - OR - UD - ER

*Ajuste específico RTP 2023 CPFL Paulista

2. Distribuidoras que estão passando por RTA:

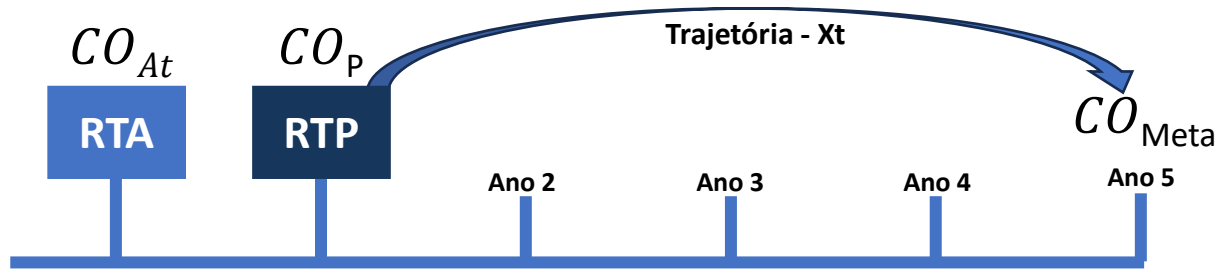
- ✓ Tem o recálculo do componente Q que será somado diretamente na composição do Fator X

$$\text{Fator X} = \text{Pd} + \text{Q} + \text{T}$$

- **Antigo Contrato** : $\text{VPB1} = \text{VPB0} \cdot (\text{IGPM} - \text{X})$
- **Novo contrato**: $\text{VPB1i} = \text{VPB0i} \cdot \text{Fator Pbi} - 1 \cdot (\text{IPCA} - \text{X}) - \text{OR, UD, ER}$

A metodologia de cálculo do **componente Q** demonstrada **diferencia-se na aplicação na Parcela B em RTP e RTA**.
O método demonstrado é aplicável as distribuidoras com mais de 60mil unidades consumidoras (com CTA – Central de Tele Atendimento).

Componente T do Fator X | Aplicação da Metodologia



- **A componente T ajusta**, ao longo de um período definido, os custos operacionais observados de cada concessionária ao custo operacional eficiente.
- Identificada a meta de custos operacionais e os custos operacionais de partida, a **diferença entre os custos deve ser repassada gradualmente na tarifa** via Fator X.

2 Formação da Parcela B (resumo)

Descrição	Valor
Custo de Administração, Operação e Manutenção (CAOM)	2.061.997.220
CO _P : Custos Operacionais	1.977.403.695
Receitas Irrecuperáveis - Encargos Setoriais (Vi)	23.823.420
Demais Receitas Irrecuperáveis (Vse)	60.770.106
Custo Anual dos Ativos (CAA)	2.127.548.633
Remuneração do Capital (RC)	1.273.728.006
Quota de Reintegração Regulatória (QRR)	603.853.916
Custo anual das instalações móveis e imóveis (CAIMI)	249.966.711
CAOM + CAA	4.189.545.854
Fator de Ajuste do Mercado	0,47%
Mecanismo de Incentivo à Qualidade	-1,53%
Outras Receitas (OR)	185.357.382
VPB	4.048.669.160

1 Fator X

Descrição	Valor
Componente Pd	0,472%
MWhXT-6	0,919%

Componente T	Valor
VPB	4.048.669.160
CO _{P-A} : Custos Operacionais (Já somado o ajuste)	1.910.911.978
CO _{meta-A} : Meta de Custos Operacionais (Já somado o ajuste)	1.606.254.538

$$T_P = \left(1 - \sqrt{\frac{CO_{meta-A}}{CO_{P-A}}} \right) \cdot \frac{CO_{P-A}}{VPB_P} \rightarrow \text{PRORET 2.2}$$

Ajuste de Custos Operacionais para Cálculo do Componente T

Descrição	Valor
Valor de Ajuste da Parcela B [VPB- (CAOM+CAA)]	(140.876.694)
Participação dos CO no VPB antes do Ajuste	47,20%
Valor de Ajuste dos Custos Operacionais	(66.491.716)

An aerial night view of a city, likely São Paulo, showing a dense urban landscape with numerous high-rise buildings and a prominent highway with light trails from traffic. The sky is a deep blue with some clouds.

Fale com o RI

ri@cpfl.com.br