INVESTOR EDUCATION

Exploring Sparta!

Welcome!

CPFL ENERGIA

Formation of the Required Revenue

REVENUE = **PARCEL A** Unmanageable Costs + **PARCEL B** Manageable Costs

PARCEL A
- PURCHASING ENERGY
- \+ SECTOR AND TRANSMISSION CHARGES

PARCEL B
- OPERATING COSTS
  - ROC
  - \+ Irrecoverable Revenues[1]
- \+ REGULATORY ASSET BASE
  - Remuneration of Investments
  - \+ Depreciation

Proret[2]
Procedimentos de Regulação Tarifária

Notes: 1) For old contracts. In the new contract, Non-recoverable Revenues are a Parcel A item; 2) Tariff Regulation Procedures (PRORET) are regulations of a normative nature and consolidate the rules on tariff processes.

Contents

01 Purchasing Energy

02 Regulatory Losses

03 Transmission

04 Setorial Charges

05 Irrecoverable Revenues

06 Regulatory Asset Base

07 Regulatory Operating Costs

08 X Factor

01 Energy Purchase

Energy Purchase | Methodology Application

ANEEL CALCULATION GOAL

- Estimate energy purchase costs for the 12 months following the RT;
- Define average rate for calculation of CVA (constitution).

CALCULATION KEY VARIABLES

- Contracts (CCEAR, CCGF, Itaipu, Proinfa);
- Energy Sales and losses;
- Itaipu tariff and dollar quotation window.

Energy Purchase | Methodology Application

Proret 3.2

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

where:

CE_DRA: cost with energy purchase and self Generation, in R$, in DRA;

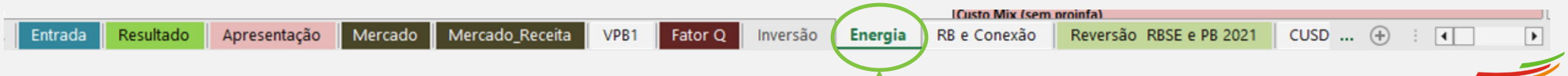
ER_DRA: Required energy, in MWh, to supply the distributor regulatory load in DRA; and

TM_DRP_{n-1}: Average price of energy purchased for resale, in R$/MWh, in DRP of previous tariff adjustment or tariff review

DRA: Previous Reference Date

DRP: Reference Date in Process

Energy coverage is the product of Required Energy multiplied by Average Cost



Sparta file worksheet where calculations are being viewed

Energy Purchase | Methodology Application

Cálculo da despesa de energia

Resultado

	DRA	DRP
Energia Requerida (Fornecimento + Suprimento + Perdas)	**23.422.733 MWh**	**23.419.862 MWh**
Fornecimento + Suprimento	**19.805.928 MWh**	**19.805.928 MWh**
Fornecimento	19.649.238 MWh	19.649.238 MWh
Suprimento (Mercado TE)	156.690,89 MWh	156.690,89 MWh
Perdas Regulatórias	**3.616.805 MWh**	**3.613.934 MWh**
Perda Não Técnica	840.988 MWh	840.988 MWh
Perda Técnica	2.335.728 MWh	2.276.061 MWh
Perda Rede Básica sobre Dist.	60.935 MWh	67.683 MWh
Perda Rede Básica sobre mercado Cat.	379.153 MWh	429.201 MWh
Custo Médio	**238,68**	**246,58**
Despesa Energia (Energia Req. X Custo Médio)	**R$ 5.590.460.255**	**R$ 5.774.834.368**

The information is located in the right corner of the worksheet, and linking allows you to identify the calculation formula

Entrada | Resultado | Apresentação | Mercado | Mercado_Receita | VPB1 | Fator Q | Inversão | Energia | RB e Conexão | Reversão RBSE e PB 2021 | CUSD ...

Sparta file worksheet where calculations are being viewed

Energy Purchase | Methodology Application

Cálculo da despesa de energia

Resultado

	DRA	DRP
Energia Requerida (Fornecimento + Suprimento + Perdas)	**23.422.733 MWh**	**23.419.862 MWh**
Fornecimento + Suprimento	**19.805.928 MWh**	**19.805.928 MWh**
Fornecimento	19.649.238 MWh	19.649.238 MWh
Suprimento (Mercado TE)	156.690,89 MWh	156.690,89 MWh
Perdas Regulatórias	**3.616.805 MWh**	**3.613.934 MWh**
Perda Não Técnica	840.988 MWh	840.988 MWh
Perda Técnica	2.335.728 MWh	2.276.061 MWh
Perda Rede Básica sobre Dist.	60.935 MWh	67.683 MWh
Perda Rede Básica sobre mercado Cat.	379.153 MWh	429.201 MWh
Custo Médio	**238,68**	**246,58**
Despesa Energia (Energia Req. X Custo Médio)	**R$ 5.590.460.255**	**R$ 5.774.834.368**

Energy Required is the sum of the TUSD and Captive and Supply (TE) markets, in addition to Regulatory Losses

Entrada | Resultado | Apresentação | Mercado | Mercado_Receita | VPB1 | Fator Q | Inversão | Energia | RB e Conexão | Reversão RBSE e PB 2021 | CUSD ...

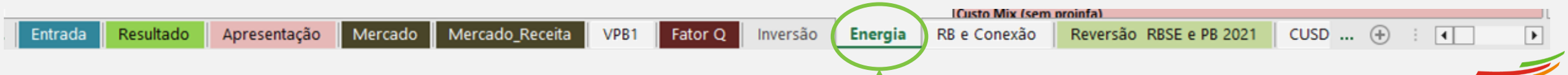
Sparta file worksheet where calculations are being viewed

Energy Purchase | Methodology Application

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**

The **Average Cost** is the ratio between Total Expenditure and Total Amount verified in the table "Summary of expenditure"

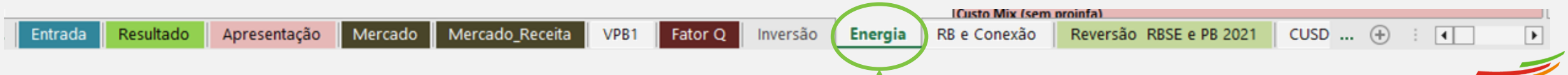


Sparta file worksheet where calculations are being viewed

Energy Purchase | Methodology Application

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

When calculating the Average Cost, there is a previous step in which the proportion of the contracted amounts and the required amounts is verified, to check the **Cap** and define the average costs.



Sparta spreadsheet in which calculations are being viewed

Energy Purchase | Methodology Application

CCEAR

Percentual de CCEAR considerados 88,20%

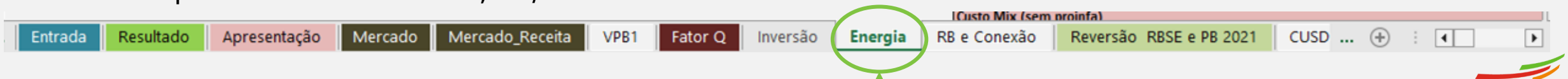
Leilão	Produto	Modalidade	Fonte	Montante	Data Base	Custo Base	Tarifa Atualizada	MWh contratado	MWh considerado	Despesa final por produto	
12º Leilão de Energia Nova	2014-20	DISPONIBILIDADE	Eólica	80.907	01/08/2011	99,86	197,86	80.907	71.361	R$	14.119.128
12º Leilão de Energia Nova	2014-20	DISPONIBILIDADE	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

Bilaterais

Percentual de Bilateral considerados 88,20%

Vendedora	tipo	nº do processo	Parte Relacionada	Indice	Criterio	Energia	Custo Base	Data Base	Data Aniversario	Custo médio atualizado	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

The "Energia" sheet contains CCEAR contracts (Energy Trading Contracts in the Regulated Environment), Physical Guarantee Quotas defined under the terms of Law No. 12,783/2013 and Bilateral Contracts, signed before the publication of Law No. 10,848/2004.



Sparta spreadsheet in which calculations are being viewed

Energy Purchase | Methodology Application

Dados de Energia

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

The "BD" sheet contains information on the contracting of Angra Quotas provided for in Law No. 12,111/2009 and Itaipu, which are covered in Proret 6.2

CAPA | BD_Uderor | BD | Entrada | Resultado | Votos e NTs | Financeiros | NT Revisao | Apresentação

Sparta spreadsheet in which calculations are being viewed

02 Regulatory Losses

Regulatory Losses | Methodology Application

"Losses refer to the electrical energy generated that goes through transmission lines (National Grid) and distribution grid, but it is not sold, whether for technical or commercial reasons." (Fonte: ANEEL, 2023)

ANEEL CALCULATION GOAL

- Establish the regulatory level for technical losses for the next cycle;
- Establish non-technical loss targets for the next cycle;
- Pass-through of costs of energy losses in National Grid and Other Shared Transmission Facilities (DITC).

CALCULATION KEY VARIABLES

- Results in % of Technical and Non-Technical Losses;
- Losses in National Grid and DITC (informed by CCEE);
- Reference Market – Application in SPARTA.

Regulatory Losses | Methodology Application

Total regulatory losses, in MWh, obtained by the sum of losses in the National Grid, DITC, technical losses and non-technical losses, are defined in DRA and DRP

PRT_DRA = PRB_DRA + PT_DRA + PNT_DRA

where:

- PRB_DRA: Regulatory losses in National Grid and DITC, in DRA, calculated for distributors connected to National Grid, expressed in MWh;
- PT_DRA: Regulatory technical losses, in DRA, expressed in MWh; and
- PNT_DRA: Regulatory non-technical losses, in DRA, expressed in MWh.

PRT_DRP = PRB_DRP + PT_DRP + PNT_DRP

where:

- PRB_DRP: Regulatory losses in National Grid and DITC, in DRP, calculated for distributors connected to National Grid, expressed in MWh;
- PT_DRP: Regulatory technical losses, in DRP, expressed in MWh; and
- PNT_DRP: Regulatory non-technical losses, in DRP, expressed in MWh.

Regulatory Losses | Methodology Application

INPUT PARAMETERS

THE INFORMATION FROM CPFL PAULISTA'S 2023 PTR SPARTA WILL BE USED AS AN EXAMPLE

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		

$$PPNbT = \frac{PNT}{Mbt} x100\ [\%] \quad (4)$$

$$PPT = \frac{PT}{EI} x100\ [\%] \quad (2)$$

PRORET - Submodule 2.6/2.6A
ENERGY LOSSES AND
IRRECOVERABLE REVENUES

Percentages of Technical and Non-Technical Losses

- **PPNbT:** The percentage of Non-Technical Losses over Low Voltage market is established according to the methodology of PRORET's Submodule 2.6, which defines a starting point and a target until the end of the cycle.

- **PPT:** The percentage of Technical Losses is obtained from the calculation carried out with Geographic Referenced Asset Base, which contains all the data for the complex methodology. All the procedures are defined in PRODIST's Module 7.

Mercado Supridas | VPB1 | Antecipação UDER | VPB e Fator X | Avaliação Parcela B | Fator Q | Energia | RB e Conexão | CUSD | Encargos | CVA | Mitigaç ...

Regulatory Losses | Methodology Application

INPUT PARAMETERS

THE INFORMATION FROM CPFL PAULISTA'S 2023 PTR SPARTA WILL BE USED AS AN EXAMPLE

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	

EV — Fornecimento, Suprimento (Mercado TUSD)
ML — Livre Total + Distribuição
MA1 — A1
MBT — BT

GD

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		

Total Regulatory Losses, in MWh

PRORET - Submodule 3.2/3.2A ENERGY PURCHASE COSTS

Amounts of Energy Losses - MWh

1. Given the percentages, technical and non-technical losses are calculated in MWh

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

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

2. The losses in the Basic Network and DITC are results of the monthly average of the last 12 months, reported by the CCEE for the application in SPARTA

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

Onde:

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

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

Mercado Supridas | VPB1 | Antecipação UDER | VPB e Fator X | Avaliação Parcela B | Fator Q | Energia | RB e Conexão | CUSD | Encargos | CVA | Mitigaç ...

03 Transmission

Transmission | Methodology Application

ANEEL CALCULATION GOAL

- Determine the electrical energy transmission costs to be considered in the tariff processes of electrical energy distribution concessionaires.

CALCULATION KEY VARIABLES

- Use of Transmission System Contracts (CUST);
- Use of Transmission System Charge (EUST);
- Use of Transmission system Amounts (MUST);
- Use of Transmission System Tariffs (TUST).

Costs involved

(i) use of transmission facilities classified as National Grid, National Grid – Frontier or Other Shared Transmission Frontier Facilities (DIT);
(ii) use of distribution facilities;
(iii) connection to DIT for exclusive use;
(iv) connection to distribution grid;
(v) transport of energy from Itaipu to the connection point into National Grid;
(vi) use of National Grid by the Itaipu HPP;
(vii) use of the transmission system by generating plants connected at a voltage level of 88 kV or 138 kV.

Transmission | Methodology Application

Submodule 3.3 or 3.3A of the Tariff Regulation Procedures - Proret

The calculation for determining the cost of using the transmission system (CST) or ESUT is determined by the equation below:

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

where:

CST_r: cost of using the transmission system in the tariff reset date "r";

$MUST_{FP-p}$: amount of use of the transmission system contracted in Off Peak hours for the "p" connection point in the reference period of tariff process, in MW;

$MUST_{P-p}$: amount of use of the transmission system contracted in Peak hours for the "p" connection point in the reference period of tariff process, in MW;

$TUST_{FP-RBpr}$: tariff in Off Peak hours for National Grid in the connection point "p" in the tariff reset date "r", in R$/MW, approved by ANEEL;

$TUST_{FP-FRpr}$: tariff in Off Peak hours for Frontier National Grid in the connection point "p" in the tariff reset date "r", in R$/MW, approved by ANEEL;

$TUST_{P-RBpr}$: tariff in Peak hours for National Grid in the connection point "p" in the tariff reset date "r", in R$/MW, approved by ANEEL;

$TUST_{P-FRpr}$: tariff in Peak hours for Frontier National Grid in the connection point "p" in the tariff reset date "r", in R$/MW, approved by ANEEL;

p: connection points contracted according to CUST (Usage of Transmission System Agreement)

Transmission coverage, in short, is the product of the amounts contracted per connection point (peak and off-peak) multiplied by the respective tariffs in force for each point.

Transmission | Methodology Application

Tariff Regulation Procedures – Proret Submodule 3.3 or 3.3A

Frame with Summary of the accounted costs.

Rede Básica e Conexão

Resumo

Descrição	DRA (R$)	DRP (R$)
Rede Básica	893.250.877	1.138.846.986
Rede Básica Fronteira	263.377.579	320.788.232
MUST Itaipu	87.507.643	87.076.679
Conexão	41.451.128	36.630.903
TOTAL	**1.285.587.226**	**1.583.342.800**

Definitions

National Grid: costs with connections until installation with voltage level equal or higher than 230 kV

National Grid Frontier: costs with connections to the National Grid and Other facilities (DIT) transformers equipment of shared use;

MUST Itaipu: Transportation cost of the energy from Itaipu until the National Grid;

Connection: connection costs with Other facilities (DIT) of exclusive use;

DRA: costs in the previous reference data;

DRP: costs in the readjust data in processing (current costs)

For the National Grid and National Grid Frontier the cost calculation corresponds to the multiplication of the tariff for its monthly amounts (MW) of the reference period (twelve months before the readjust month).

DRA COST: previous tariff process x amounts from the reference process of the current period;
DRP COST: current tariff process x amounts from the reference process of the current period.

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

Sparta file spreasheet in which calculation are being seen

Transmission | Methodology Application

Tariff Regulation Procedures – Proret Submodule 3.3 or 3.3A

The spreadsheet contains formulas, making it possible to check the calculations. A large part of the information are taken from the "BD" spreadsheet, in the same file.

Spreadsheet with the needed information to the calculation costs, considering each connection point from its respective distribution company:

Rede Básica

Pontos de Conexão	Tensão (kV)	Posto Tarifário	Tarifas (R$/MW)				Custo (R$)							
			RB		RBF		RB		RBF					
			DRA	DRP	DRA	DRP	DRA	DRP	DRA	DRP	Total	abr/22	mai/22	jun/22
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

The spreadsheet shows:

- All distributors connection points, classified in Peak and Off Peak;
- Previous (DRA) and current (DRP) tariffs;
- Monthly contracted amounts (tariff process reference period);
- Cost: formed by multiplying the tariffs by its respective amounts.

The amounts are defined in the Connection Contracts to Transmission System (CCT);
TUST tariffs are defined by ANEEL resolution annually published, with duration from current July until next year June.

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

Sparta file spreadsheet in which calculations are being seen

Transmission | Methodology Application

Tariff Regulation Procedures – Proret Submodule 3.3 or 3.3A

The spreadsheet contains formulas, making it possible to check the calculations. A large part of the information are taken from the "BD" spreadsheet, in the same file.

Spreadsheet with the needed information to the calculation costs related to Itaipu Transport:

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

The spreadsheet shows:

- Parameters for the cost calculation associated to the Transport of energy from Itaipu;
- Consider the quotas defined for the respective distributor and the annual amount associated.

The Itaipu quotas and respective tariffs are defined by Aneel as stablished in the Proret 6.2 submodule;

The values are published annually through ratifying resolution, currents for the following year.

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

Sparta file spreadsheet in which calculations are being seen

Transmission | Methodology Application

Tariff Regulation Procedures – Proret Submodule 3.3 or 3.3A

The spreadsheet contains formulas, making it possible to check the calculations. A large part of the information are taken from the "BD" spreadsheet, in the same file.

Spreadsheet with the needed information to the calculation of the Other connection costs:

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

The spreadsheet shows:

- Values of the connection contracts related to the Other facilities costs – exclusive use DIT, with the respective Transmission;
- These values are stablished by Aneel and updated annually to consider inflation, additional costs and structure improvements.

Additional costs might be incorporated to the connection charges after Aneel's approval, these are allocated in the column "passable to the tariff";

Non passable additional costs might eventually occur, after Aneel assessment (with the right of objection for the distributors).

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

Sparta file spreadsheet in which calculations are being seen

04 Sector Charges

Sector Charges

The sector charges are part of the government politics for the electrical sector. They are designed by law and approved by the lower house, to attend specific necessities of the electrical sector.

The amount related to the charges are obtained in the energy bill, the distribution companies just collect and pass-through this amount.

Aneel Calculation Goal

- It's Aneel's function to regulate the sector charges and define the respective values, through Approval Resolutions or orders emitted by the agency.

Calculation

- Each sector charge has its own calculation methodology.

Sector Charges | Methodology

Tariff Regulation Procedures - Proret

Module 5 – Sector Charges

- Submodule 5.1 – Fossil fuel Consumption Account
- Submodule 5.2 – Power Development Account
- Submodule 5.3 – Incentive to Alternative Energy Program - Proinfa
- Submodule 5.4 – System Service Charge – ESS and Reserve Energy Charge - EER
- Submodule 5.5 – Electric Energy Services Inspection Fee - TFSEE
- Submodule 5.6 – Research & Development – R&D and Energy Efficiency - EE
- Submodule 5.7 – Reversal Global Reserve - RGR
- Submodule 5.8 – Associate Contribution - ONS
- Submodule 5.9 – Financial Compensation for the Use of Hydro Resources - CFURH

Sector Charges | Methodology Application

CPFL Paulista 2023 PTR Sector Charges data

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
CFURH	R$	-	
ESS/EER	R$	325.958.549,37	Desp 512/2023
PROINFA	R$	373.102.101,03	ReH 3.147/2022
ONS	R$	530.921,00	Contribuição 2023
P&D	R$	123.554.671,29	
RGR			
TFSEE	R$	17.807.969,01	Conforme módulo 5.5 do PRORET
Total	**R$**	**3.321.973.920,08**	

- ANNUAL REH AND ANNUAL ORDER
- QUARTERLY ORDER
- ANNUAL REH
- CURRENT ANNUAL CONTRIBUTION
- CALCULATION
- CALCULATION

1

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

Sparta spreadsheet tab that shows the ratified values of the sectorial charges

Sector Charges | Methodology Application

CPFL Paulista 2023 PTR Sector Charges data

R&D CALCULATION

Cálculo P&D		
Alítuota 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

The R&D charge corresponds to the product of 1.0% of the Net Operational Revenue that is regulatory calculated in the tariff readjustment in process, with this being equal to the amount of the economic revenue required (RR1) with the total amount of non CDE financial components, deduced the financial and economic values related to the CDE sectorial charges and R&D/PEE, as the 5.6 PRORET submodule.

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

Sparta spreadsheet tab that contains the data shown

Sector Charges | Methodology Application

CPFL Paulista 2023 PTR Sector Charges data

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

TFSEE CALCULATION

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** = TFSEE annual value;
- **Ed** = energy market associated to the distribution system tariff use, MWh;
- **Ep** = energy associated to the own Generation, when it occurs, MWh;
- **Ec** = energy associated to the energy Purchase contracts, MWh;
- **Fc** = average annual load factor of distribution facilities related to the service granted;
- **Pad** = annual product from the operation of the distribution service, including the revenue resulted from the distribution system access and the energy sale to agents external to its captive markets, disregarding sectorial charges, R$;
- **Dae** = Annual value of the expense with Purchased energy to resale, allocated in the distribution commercial flow, R$;
- **Dat** = Annual amount of distribution and Transmission system access expenses, allocated in the distribution commercial flow, R$.

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

Sparta spreadsheet tab that contains the values presented

Sector Charges | Methodology Application

CPFL Paulista 2023 PTR Sector Charges data

DRA = last 12 months real market X n-1 application tariff

	DRA		DRP	
ENCARGOS	**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

DRP = approved values

2

CAPA | BD | BD_Uderor | Entrada | **Resultado** | Votos e NTs | Financeiros | NT Revisao | Apresentação | AP x Final | Mercado | Mercado_Receita | Mercado S ...

Sparta spreadsheet tab that shows the regulatory charges approved amount

05 Irrecoverable Revenues

Irrecoverable Revenues | Methodology Application

The standard for defining the regulatory percentage of Irrecoverable Revenues is the median of invoices not received in the period from the 49th until 60th previous month to the reference date, adopting the regulatory concept of yardstick competition as the benchmark model.

Aneel Calculation Goal

- The Irrecoverable Revenues methodology aims to recognize the losses of revenue that an efficient operator would have, given the characteristics of the concession area.

Calculation Key Variables

- Total billings and billings not received by consumer class (projection of defaults);
- Regulatory IR percentages established in Submodule 2.6/2.6A of PRORET.

Irrecoverable Revenues | Methodology Application

The tariff recognition of Irrecoverable Revenues are different between companies regulated under the Old Contract and those that have signed the Amendment to the New Regulated Contract model

Companies under an OLD contract

- Irrecoverable Revenues are recognized in the distributor's **Parcel B**, therefore defined at the time of the Periodic Tariff Review;
- The regulatory percentages defined in **Submodule 2.6 of PRORET** and the most recent default data, referenced to December.

RGE Uma empresa CPFL Energia

cpfl paulista

cpfl piratininga

Companies under NEW Contract

- Calculated annually and recognized in the distributors' **Parcel A;**
- The regulatory percentages defined in **Submodule 2.6A of PRORET**.

cpfl santa cruz

CPFL ENERGIA

Irrecoverable Revenues | Methodology Application

INPUT PARAMETERS

THE INFORMATION FROM CPFL PAULISTA'S 2023 PTR SPARTA WILL BE USED AS AN EXAMPLE

Old Contract

PRORET - Submodule 2.6
ENERGY LOSSES AND IRRECOVERABLE REVENUES

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**

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

Where:
Vi: amount to be considered for irrecoverable revenues associated with sector charges;
Sector Charges: values of sector charges defined in the tariff review;
Pc: share of consumption class C in the total revenue verified in the test year; and
Ri: Median of the percentages of unrecoverable revenues, relative to class C, of the group to which the company belongs.

$$V_{RI} = \frac{\text{RR} + \text{Receita de Bandeiras} - \text{Encargos Setorias}}{(1-\text{ICMS}-\text{PIS}-\text{COFINS})} \times \{\sum_C(\rho_c \times RI_c)\} \qquad (9)$$

where:
Vr: amount to be considered as irrecoverable revenue;
RR: required revenue;
Flag revenue: expected revenue from tariff flags;
Sector Charges: values of sector charges defined in the tariff review;
Pc: share of consumption class C in the total revenue verified in the test year.

Irrecoverable Revenues | Methodology Application

INPUT PARAMETERS

THE INFORMATION FROM CPFL PAULISTA'S 2023 PTR SPARTA WILL BE USED AS AN EXAMPLE

Limites para Receitas Irrecuperávesi

	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%**

Regulatory percentages for IR

Latest default curve, agings from 49 to 60 months

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%

Projection of Tariff Flags (next 12 months)

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

Irrecoverable Revenues | Methodology Application

INPUT PARAMETERS

THE INFORMATION FROM CPFL PAULISTA'S 2023 PTR SPARTA WILL BE USED AS AN EXAMPLE

$$V_{RI} = \frac{RR + Financeiros + Receita\ de\ Bandeiras}{(1 - ICMS - PIS - COFINS)} \times \{\sum_C (\rho_c \times RI_c)\} \qquad (9)$$

where:
Vr: amount to be considered as irrecoverable revenue;
RR: required revenue (Parcel A+ Parcel B), not including the amounts corresponding to IR;
Financial: Financial components of Distribution Tariffs, as defined in Proret Submodule 4;
Flag revenue: expected revenue from tariff flags in the last 12 months;
Pc: share of consumption class C in the total revenue verified in the test year; and
IRc: percentage of regulatory irrecoverable revenue, relative to class C, of the group to which the company belongs.

New Contract

PRORET - Submodule 2.6A
ENERGY LOSSES AND IRRECOVERABLE REVENUES

Regulatory percentages for IR

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 Regulatory Asset Base

Regulatory Asset Base | Methodology Application

The Regulatory Asset Base is the value of the Company's assets that are effectively providing services to the consumer, divided into: Machinery and Equipment; Land; Buildings, Civil Works and Improvements

ANEEL CALCULATION GOAL

- Provide Parcel B with due tariff recognition of the company's assets, with attractive financial returns to promote investment in the sector.

CALCULATION KEY VARIABLES

- Extraordinary BDGD and and Asset Report;
- Average Cost of Capital (WACC Regulatory, Cost of Equity, Riches Premium, etc).

Regulatory Asset Base | Methodology Application

Cost of Capital- RC

- The Remuneration of Capital (RC) corresponds to the remuneration of the investments made by the Concessionaire.

Regulatory Reintegration Quota - QRR

- The Regulatory Reintegration Quota (QRR) is the rate of depreciation and amortization of investments made.

Regulatory Asset Base - RAB

- The Regulatory Annuity Base - RAB, is remunerated in the form of annuities, based on a percentage of Fixed Assets and service, with the following distribution:

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 - Submodule 2.3 – REGULATORY ASSET BASE

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

Where:

CAOM: Cost of Administration, Operation and Maintenance;
CAA: Annual Cost and Assets;
Pm: Market Adjustment Factor;
MIQ: Quality Improvement Incentive Mechanism; and
OE: Other Revenues

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

where:
CAA: Annual Cost and Assets;
RC: Cost of Capital
QRR: Regulatory Reintegration Quota
CAIMI: Annual Cost of Facilities

PRORET - Submodule 2.1 - GENERAL PROCEDURES

Regulatory Asset Base | Methodology Application

AS AN EXAMPLE, INFORMATION FROM SPARTA OF CPFL PAULISTA 2023 PTR

CAIMI – Annual Cost of non-electric assets

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 administrativc	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**

$$BAR = 2{,}7159 \,.\, (AIS - IA)^{-0.167+1} \,.\, (IPCA_1/IPCA_0)^{0{,}167} \;.....(9)$$

Where:
BAR: Amount of regulatory remuneration base referring to investments in non-electrical assets;
AIS: Fixed assets in service approved at PTR;
IA: Utilization index over the AIS approved at PTR;
$IPCA_1$: Value of IPCA index on tariff revision date; and
$IPCA_0$: Value of IPCA index on 1/1/2015.

$$BAR = BAR_A + BAR_V + BAR1 \;.....(10)$$

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

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

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

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

Where:
CAIMI: Annual Cost of Mobile and Immovable Facilities;
CAL: Annual Cost of Rentals;
CAV: Annual Cost of Vehicles; and
CAI: Annual Cost of Computer Systems.

The Annual Cost of Mobile and Immovable Facilities – CAIMI, refers to investments with a short recovery period, such as those made in hardware, software, vehicles and in the entire infrastructure of buildings for administrative use.

PRORET - Submodule 2.1 – GENERAL PROCEDURES

CPFL ENERGIA

Regulatory Asset Base | Methodology Application

AS AN EXAMPLE, INFORMATION FROM SPARTA OF CPFL PAULISTA 2023 PTR

QRR – Regulatory Reintegration Quota

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**

The Regulatory Reintegration Quota (QRR) corresponds to the parcel that considering the depreciation and amortization of investments made, and its purpose is to recompose the assets intended to provide the service throughout their life cycle.

PRORET - Submodule 2.1 – GENERAL PROCEDURES

$$QRR = BRRb.\ \delta: (8)$$

Where:
QRR: Regulatory Reintegration Quota;
BRRb: Gross Regulatory Remuneration Base; and
δ: Average facilities depreciation rate.

Regulatory Asset Base | Methodology Application

AS AN EXAMPLE, INFORMATION FROM SPARTA OF CPFL PAULISTA 2023 PTR

RC – Remuneration of 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) Almoxarifado 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**

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

Where:
RC: Remuneration of Capital;
BRRI: Net Regulatory Remuneration Base;
RGR: Debit balance of the Global Reversal Reserve, RGR;
$r_{WACCpré}$: Weighted Average Cost of Real Capital Before Taxes;
r_{RGR}: Capital Cost of RGR, weighted by destination (PLpT and not PLpT); and
RC_{OE}: Remuneration over the Investments Made with Special Obligations resources.

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

The definition methodology and values of $r_{WACCpré}$ and r_{RGR} are detailed in Submodule 2.4 of PRORET. The Debit Balance base date of RGR will be the third month prior to the base date of Valuation Report.

PRORET - Submodule 2.1 – GENERAL PROCEDURES

07 Regulatory Operating Costs

Regulatory Operating Costs | Methodology Application

"Operating costs are associated with operation activities, maintenance, commercial and administrative tasks.

Example: costs for Reading and delivering invoices, inspecting consumption units, pruning of trees, substation operation, combating losses, administration and accounting." (Source ANEEL, 2017)

ANEEL CALCULATION GOAL

- Identify a reference point for the starting operating costs;
- Define a regulatory target will be achieved at the end of the tariff cycle;
- Trace a path to achieve this goal.

CALCULATION KEY VARIABLES

- Operating Cost for the Test Year;
- Upper Limit of Operating Costs;
- Lower Limit of Operating Costs.

Regulatory Operating Costs | Methodology Application

INPUT PARAMETERS

WILL BE USED AS AN EXAMPLE, INFORMATION FROM SPARTA OF CPFL PAULISTA 2023 PTR

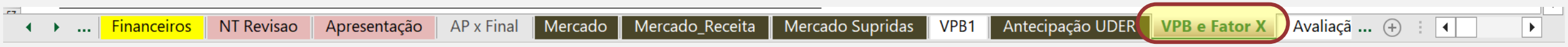
Cálculo da Parcela B de Revisão Anexo II

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 months prior for PTR date. For example, CPFL Paulista has anniversary in April, so 6 months before will be in October.



Regulatory Operating Costs | Methodology Application

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**
Variação Anual dos Custos Operacionais - Sem limite	-2,77%
Variação 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 superor 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**

Regulatory Operating Costs | Methodology Application

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 $(1\text{-}T_{Rev})^{N-1}$	105,05%
1 **CO_{At}: Receita de Custos Operacionais no Ano Teste**	**2.053.568.055**

Calculated based on the tariffs resulting from last adjustment applied to the Test Year market

Data found at Sparta from previous PTR

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

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

Regulatory Operating Costs | Methodology Application

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**
Variação Anual dos Custos Operacionais - Sem limite	-2,77%
Variação 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 superor 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**

Regulatory Operating Costs | Methodology Application

3 $$LS = \alpha \; x \frac{\theta_{sup}}{\theta_{avarage}} \; x \; CO_{DEA\ (without\ IS)}$$

4 $$LI = \alpha \; x \frac{\theta_{inf}}{\theta_{avarage}} \; x \; CO_{DEA\ (witout\ IS)}$$

$$\alpha = \frac{COef\ PTR}{CO_{DEA} \; x \; \theta_{DEA}} \; x \; \frac{IPCA_{PTR}}{IPCA_{DEA}}$$

IPCA index number in the previous month to the PTR base date

December/2016 inflation – PRORET 2.2

PRORET 2.2 – AP 52/2017 Result

PRORET 2.2

- The regulatory target will be the benchmark company's loss of non-technical losses weighted by the probability of comparison obtained from the methodology described in Submodule 2.6, in the tariff review data.
- The DECv8 considered will be the value obtained in the process of defining the limits of the DEC indicator at the time of the PTR.

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
• $COef_{RTP}$: 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 superor 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**

PRORET 2.2 AP 52/2017 Result

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

Avarage real values from 3 calendar years prior to PTR

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**

Products updated on the PTR date

AP52/17 PRORET 2.2 Weights Results

Regulatory Operating Costs | Methodology Application

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**
Variação Anual dos Custos Operacionais - Sem limite	-2,77%
Variação 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 superor 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**

Regulatory Operating Costs | Methodology Application

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 **CO_{At}: Receita de Custos Operacionais no Ano Teste**	**2.053.568.055**

Meta e Custos Operacionais Regulatórios

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**

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

$= \pm minimum\,|Var; 5\%|$

$= CO_{At} * (1+\text{Var } 5\%)^{Cicle\ years}$

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

= $Meta_{sc}$/Opex Médio

- If Ratio>120%: $\left(\frac{1{,}2+Ratio}{2}\right) * Average\ OPEX$
- If Ratio<120%: $Ratio * Average\ OPEX$

$$CO_P = CO_{At}\,\frac{(CO_{meta} - CO_{At})}{Cicle\ years}$$

CO_p value of the regulatory operating costs to be considered in the tariff review in process

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**

Average of the costs

Average value of real operating costs in the two consecutive years closest to the PTR, considering the most recent information available, monetarily restated by the IPCA up to the date of the tariff review. Information taken from the Standardized Monthly Balance Sheet (*Balancete Mensal Padronizado – BMP*)

Regulatory Operating Costs | Methodology Application

CONCLUSION OF UNDERSTANDING

min (max ($COAt$; LI) ; LS)

The result of the minimum ratio corresponds to the COef

(max ($COAt$; LI)

1 **Trial Year Cost (COat)** (Definition)

3 **Inferior Limit (LI)**

4 **Upper Limit (LS)**

5 **Efficient Operating Cost (COef)**

Range **limitation COef/COat in ±5%**

6 **Operating Costs Goal** WITHOUT sharing

7 **Average of the Real Operating Costs (Average OPEX)**

COmeta/Average OPEX > 120%: share half of the surplus

8 **Operating Costs Goal** AFTER sharing

9 **Regulatory Operating Cost (COp)**

$$CO_P = CO_{At} + \frac{CO_{meta} - CO_{At}}{N}$$

08 X Factor

PD Component of the X Factor | Methodology

ANEEL uses X Factor as a method of ensuring that the balance established in the tariff review between efficient revenues and expenditures is maintained in subsequent tariff processes.

PD COMPONENT (X_{PD}):

- Consists of productivity gains of distributors in the historical period analyzed;
- Adjusted by the observed market variation in relation to the sectoral average variation;
- The entire calculation methodology can be found in submodules 2.5 and 2.5A of the PRORET.

For the distributor, a lower X_{PD} value performed is better, since the composition of the X Factor is reduced and the discount made on Parcel B will be lower, following the methodology established by ANEEL.

PD Component of the X Factor | Methodology Application

Cálculo da Parcela B de Revisão

Anexo II	1,08%
Anexo I	3,36%

Parâmetros

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

Parcela A

Descrição	Valor
Encagos	3.321.973.920
Transporte	1.715.570.461
Energia	5.655.217.685
VPA	**10.692.762.066**

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	0,47%
Mecanismo de Incentivo à Qualidade	-1,53%
OR + UD + ER	185.357.382
VPB	**4.048.669.160**

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
Componente Q (Fator de Qualidade)	**-1,534%**
Fator X Revisão	**0,944%**

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)**

Custo Anual do Ativos (CAA)

... Financeiros | NT Revisao | Apresentação | AP x Final | Mercado | Mercado_Receita | Mercado Supridas | VPB1 | Antecipação UDER | VPB e Fator X | Avaliaçã ...

PD Component of the X Factor | Calculation

1

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%**

X Factor = Pd Component + T Component + Q Component

PRORET Formula:

$$X_{PD} = PTF + 0.317 * (\Delta MWhX_{T-6} - \overline{\Delta MWh})$$

PTF: Productivity of the distribution segment, between 2013 and 2018, calculated by median of annual variations

$MWhX_{T-6}$
Market variation for the six years that precede the tariff review in process
[PRORET 2.5]

$\overline{\Delta MWh}$: Average market variation, in MWh, of distributors

$$X_{PD} = 0.663\% + 0.317 * (0.919\% - 1.521\%)$$

PRORET 2.5A:
Market variation for the six years that precede the ongoing tariff process

PD Component of the X Factor | Remembering

Distributors that have the old contract model:

- ✓ Application of PRORET Submodule 2.5; and
- ✓ Calculation of the Pd Component only in PTR and the value remains fixed in subsequent ATAs for adjustment via X Factor.

Distributors that have the new contract model:

- ✓ Application of the PRORET Submodule 2.5A; and
- ✓ Calculation of the Pd Component in each tariff process (ATA and PTR)

The same methodology is applied in both cases, differing only in the frequency of the calculation update

Q Component of the X Factor | Methodology and Application

PRORET 2.5 – X FACTOR

- The value of the **Q component** is the **result of the quality of the technical and commercial services** provided by each distributor to its consumers. This component is inserted in the context of the Incentive Mechanism - IM, which involves other actions by the Agency. Its calculation takes into account the variation of six indicators and compliance with the quality standards established by ANEEL.
- The portions of technical and commercial quality have different weights, according to the equation:

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

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%**

CPFL ENERGIA

Q Component of the X Factor | Q Factor Spreadsheet

PRORET 2.5 – X FATOR

The technical portion of the Q component is calculated by means of the global SAIDI continuity indicator, while the commercial portion is measured by five other indicators, according to the table on the side.

Result of the Indicators and Component Q of CPFL Paulista in PTR 2023

Technical Indicators	Q_{SAIDI}	-2,00%
	Q_{SAIFI}	1,20%
Commercial Indicators	Q_{IASC}	-0,34%
	Q_{FER}	-0,95%
	Q_{INS}	-0,14%
	Q_{IAb}	0,02%
	Q_{ICO}	0,00%
Q Component of X Factor		**-1,534%**

SAIFI is no longer considered in the technical component

Where:

$$Q = 0{,}70.Q_{SAIDI} + 0{,}10.Q_{SAIFI} + 0{,}10.Q_{IASC} + 0{,}04.Q_{INS} + 0{,}03.Q_{IAb} + 0{,}03.Q_{ICO}$$

Indicator	Description	Definition
Commercial		
FER	Customer complaint frequency	Frequency of complaints per thousand consumer units
IASC	ANEEL Consumer Satisfaction Index	Result of survey to assess the degree of satisfaction of residential consumers
INS	Call Center Service Level Indicator	Ratio of calls answered to calls received minus abandoned calls
IAb	Call Center Abandonment Indicator	Ratio of abandoned calls to received minus abandoned calls
ICO	Call Center Busy Phone Calls Indicator	Ratio of busy to received calls
Technical		
SAIDI	System Average Interruption Duration Index	Average time interval in which the consumer units remained without electricity.

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

PD Component of the X Factor | Methodology Application

Cálculo da Parcela B de Revisão

Anexo II	1,08%
Anexo I	3,36%

Parâmetros

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

Parcela A

Descrição	Valor
Encagos	3.321.973.920
Transporte	1.715.570.461
Energia	5.655.217.685
VPA	**10.692.762.066**

Formação da Parcela B (Resumo)

2

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	0,47%
Mecanismo de Incentivo à Qualidade	-1,53%
OR + UD + ER	185.357.382
VPB	**4.048.669.160**

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%**

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)**

Custo Anual do Ativos (CAA)

... Financeiros | NT Revisao | Apresentação | AP x Final | Mercado | Mercado_Receita | Mercado Supridas | VPB1 | Antecipação UDER | VPB e Fator X | Avaliaçã ...

PD Component of the X Factor | Methodology Application

2

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 acting as a reducer of Parcel B: Transfer to the consumer of potential productivity gains.

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

PD Component and Q of the X Factor | Result Sheet

Revisão CPFL Paulista/2023

2

BAD Upload | Dados da Abertura

Resultado

RA1	R$	14.805.271.826
RA0	R$	14.647.261.948
Índice de Reposição/Reajuste (Anexo II)		1,08%
Componentes Financeiros		2,28%
Índice de Reposição/Reajuste com Financeiros (Anexo I)		**3,36%**

	DRP	
TOTAL (Parcela A + Parcela B)	**R$**	**14.805.271.826**
Financeiros para PCAT		334029054,6
Total com financeiros	**R$**	**15.139.300.881**

Parcela A

	DRP	
ENCARGOS	**R$**	**3.321.973.920**
Reserva Global de Reversão – RGR	R$	-
Conta de Consumo de Combustíveis – CCC	R$	-
Taxa de Fisc. de Serviços de E.E. – TFSEE	R$	17.807.969
Conta de Desenvolvimento Energético – CDE	R$	2.481.019.708
Compensação financeira - CFURH	R$	-
Encargos Serv. Sist. - ESS e Energ. Reserv. - EER	R$	325.958.549
PROINFA	R$	373.102.101
P&D e Eficiência Energética	R$	123.554.671
Contribuição ONS	R$	530.921
TRANSPORTE	**R$**	**1.715.570.461**
Rede Básica	R$	1.138.846.986
Rede Básica Fronteira	R$	320.788.232
Rede Básica ONS (A2)	R$	6.502.223
Rede Básica Export. (A2)	R$	-
MUST Itaipu	R$	87.076.679
Transporte de Itaipu	R$	125.725.438
Conexão	R$	36.630.903
Uso do sistema de distribuição e CCD	R$	-
ENERGIA	**R$**	**5.655.217.685**
VPA (ENCARGO + TRANSPORTE + ENERGIA)	**R$**	**10.692.762.066**

Parcela B

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)	**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$**	**4.189.545.854**
Índice de Produtividade da Parcela B		0,472%
Mecanismo de Incentivo à Qualidade		-1,534%
Parcela B com ajustes	**R$**	**4.297.867.143**
2. Outras Receitas (OR)	R$	172.813.219
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**

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	

CAPA | BD | BD_Uderor | Entrada | Resultado | Votos e NTs | Financeiros | NT Revisao | Apresentação | AP x Final | Mercado | Mercado_Receita | Mercado S ...

PD Component and Q of the X Factor | Calculation in PTR

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	Just like in the VPB spreadsheet and X Factor
Parcela B (VPB)	**R$**	**4.189.545.854**	**CAOM + CAA** **4.189.545.854**
Índice de Produtividade da Parcela B (Pm)		0,472%	
Mecanismo de Incentivo à Qualidade (MIQ)		-1,534%	
Parcela B com ajustes	**R$**	**4.297.867.143**	**= (1 – X_{PD} – X_Q) * Parcela B (VPB) + Ajuste associado ao SCEE**
2. Outras Receitas (OR)	R$	172.813.219	185.357.382 — Just like in the VPB spreadsheet and X Factor
Ultrapassagem de Demanda	R$	4.119.618	
Excedente de Reativos	R$	8.424.545	
Parcela B deduzidas as outras receitas	**R$**	**4.112.509.761**	**= Parcela B com ajustes – OR – UD – ER**
Receita Requerida (RR)	**R$**	**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**

Distributors

1. Distributors' that are going through PTR:

For the calculation of the QIM (Quality Incentive Mechanism) the same methodology of calculation of the Component will be considered Component Q of Factor X. For the calculation of Pm (Market Adjustment Factor) the same same methodology for calculating the Pd Component of Factor X will be consider

* Specific Adjustment TPR 2023 CPFL Paulista

Q Component of the X Factor | Methodology and Application

2. Distributors that are undergoing tariff adjustment ATA:

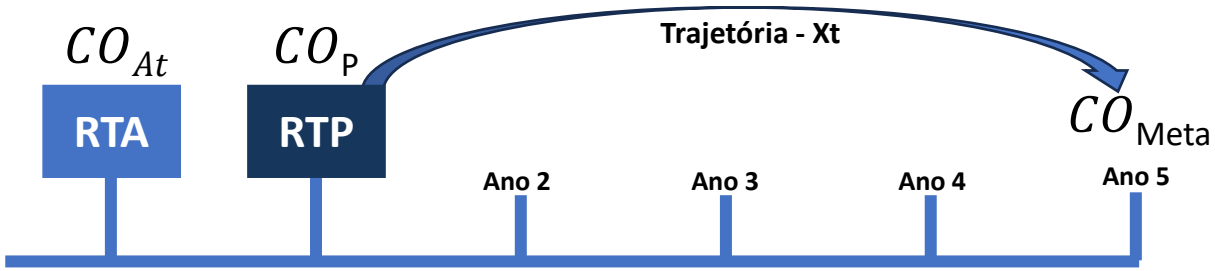
✓ It has the recalculation of the component Q that will be added directly in the composition of the X Factor

$$\mathbf{X\ Factor = Pd + Q + T}$$

- **Old Contract**: $\mathrm{VPB1} = \mathrm{VPB0} \,.\, (\mathrm{IGPM} - \mathrm{X})$
- **New Contract**: $\mathrm{VPB1i} = \mathrm{VPB0i} \,.\, \mathrm{Fator\ Pbi} - 1 \,.\, (\mathrm{IPCA} - \mathrm{X}) - \mathrm{OR, UD, ER}$

The methodology of the calculation of the **Q component** demonstrated **differs in aplication in Parcel B in PTR and ATA. The method demonstrated is applicable to distributors with more than 60 thousand consumers units (with Call Center).**

T Component of the X Factor | Methodology and Application



- **The T component adjusts**, over a defined period, the observed **operating costs** of each concessionaire to the efficient operating cost.
- Once the operating cost target and the start-up operating costs have been identified**, the difference between the costs should be passed on gradually in the tariff** through factor 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	**2,005%**
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

$$T_P = \left(1 - \sqrt{\frac{CO_{meta-A}}{CO_{P-A}}}\right) \cdot \frac{CO_{P-A}}{VPB_P}$$ → 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)	→ $VPB - (CAOM + CAA)$
Participação dos CO no VPB antes do Ajuste	47,20%	→ $\frac{CAOM + CAA}{CO_P}$
Valor de Ajuste dos Custos Operacionais	**(66.491.716)**	

Talk to IR

ri@cpfl.com.br

CPFL ENERGIA