

# Revisão Tarifária de Energia

**Carlos Barioni**

**Estrutura  
Tarifária  
Alterações  
Propostas pela  
ANEEL**



# Estrutura Tarifária

Definição: conjunto de tarifas e regras aplicadas ao faturamento do mercado de distribuição de energia.

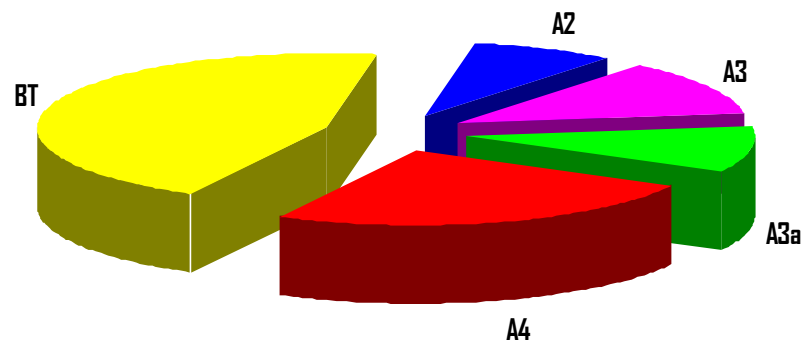
**Tarifas**

x

**Mercado**

=

**Receita**





# Estrutura Tarifária

Definição: conjunto de tarifas e regras aplicadas ao faturamento do mercado de distribuição de energia.

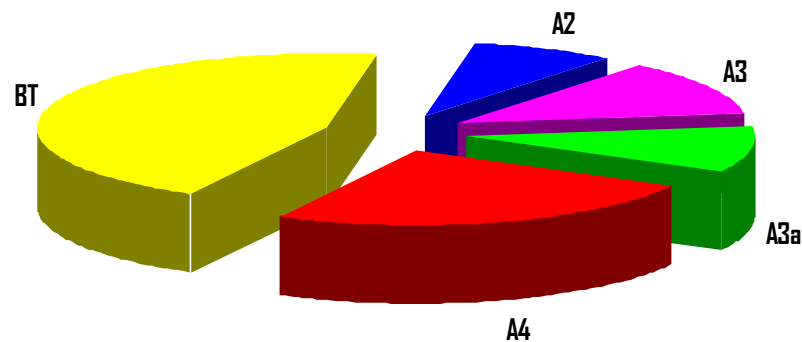
**Tarifas**

x

**Mercado**

=

**Receita**





# Estrutura Tarifária

---

Estrutura Vertical: rateio das receitas entre os níveis de tensão.

Estrutura Horizontal: sinalizações de Ponta e Fora Ponta e Modalidades Tarifárias.



# Histórico da Estrutura Tarifária

---

Estudos do MME e do antigo DNAEE realizados na década de 80, através da consultoria da Electricité de France (EDF).

Princípio: Tarifas de fornecimento estruturadas pelo custo marginal de expansão do sistema elétrico.



# Tarifas de Distribuição

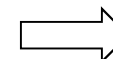
---

- Tarifas de Energia Elétrica – TE
- Tarifas de Uso do Sistema – TUSD
- Tarifas de Fornecimento:  
 $TF = TE + TUSD$  (consumidores cativos)



# Estrutura: Construção Atual da TUSD

Componente	Custo	Cálculo	Aplicação
TUSD Fio A	TUST	R\$/kW	DP
	Perdas RB Conexão CUSD	Selo R\$/kW	DP e DFP
TUSD Fio B	O&M Remuneração Depreciação	Custo marginal	DP e DFP
TUSD – Perdas Técnicas	Perdas Técnicas	Custo marginal	DP e DFP
TUSD – Encargos da Distribuição	TFSEE, RGR, P&D	Custo marginal	DP e DFP
	ONS	Selo R\$/kW	DP e DFP
TUSD – Encargos do Sistema Elétrico	CCC, CDE, Proinfa	Selo R\$/kWh	Energia
TUSD – Perdas Não Técnicas	Perdas Não Técnicas	Selo R\$/kW e R\$/kWh	DP , DFP e Energia





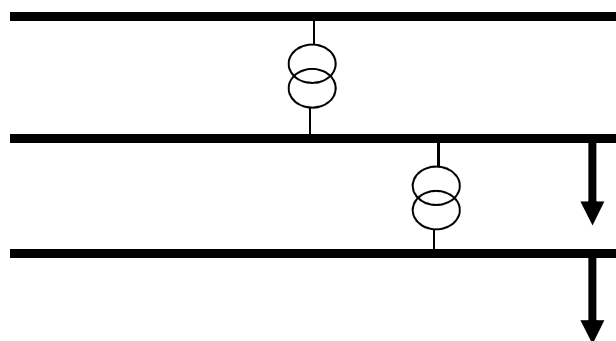
# Estrutura Vertical

**Estrutura de custos por nível**



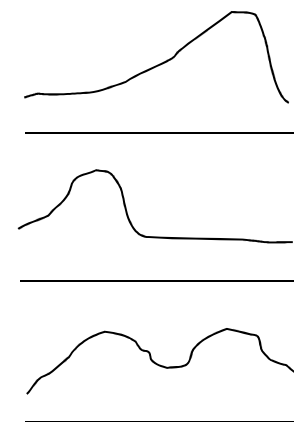
**Custos Marginais de Expansão**

**Uso das redes do sistema**



**Diagrama de fluxo simplificado**

**Comportamento dos clientes nos instantes de ponta**



**Caracterização da Carga**

Define a estrutura de fatiamento da receita requerida  
(Parcelas estruturadas pelo Custo Marginal)



# Estrutura Tarifária

## Audiência Pública 120/2010 - ANEEL

<b>Tema</b>	<b>Nota Técnica</b>
Proposta Geral	360
Estrutura Vertical	126
Modalidades e Postos Tarifários	361
Sinal Econômico para a Baixa Tensão	362
Sinal Econômico na Tarifa de Energia	363
Cálculo das Tarifas de Aplicação	364



# AP120 – Análise

---

- **Estrutura Vertical**

- Junção dos níveis A3a e A4.
  - Pode haver impacto dependendo das diferenças entre os custos marginais (custos médios) dos dois níveis.
- Utilizar os custos médios como aproximação dos custos marginais de expansão.
  - Alterações estruturais entre níveis de tensão. Pode haver efeitos significativos aos consumidores.



# Análise – Custos Médios

Referência (CMarg 2o Ciclo)		
	(R\$/Kw)	(%)
A2	29,13	17,9%
A3	35,56	21,8%
A4	41,15	25,3%
BT	57,10	35,0%
SOMA	162,94	100,0%

Empresa 1		
	(R\$/Kw)	(%)
A2	115,45	12,1%
A3	96,20	10,0%
A4	369,85	38,6%
BT	375,87	39,3%
SOMA	957,36	100,0%

Empresa 2		
	(R\$/Kw)	(%)
A2	95,34	12,3%
A3	251,67	32,5%
A4	259,29	33,5%
BT	168,25	21,7%
SOMA	774,54	100,0%

Empresa 3		
	(R\$/Kw)	(%)
A2	119,64	8,7%
A3	176,58	12,9%
A4	649,54	47,5%
BT	421,81	30,8%
SOMA	1367,57	100,0%



# AP120 – Análise


## Estrutura Horizontal – Modalidades e Postos Tarifários

- Alguns pontos importantes:
  - Ponto de cruzamento entre tarifas Verde e Azul: manter  $FC = 66\%$  com a possibilidade de flexibilização (Proposta da Concessionária)
  - Extensão da tarifa Verde para Consumidores Livres
  - Tarifa Convencional: a partir do 4º Ciclo será extinta; no 3º Ciclo limite de 150 kW (atualmente é 300 kW)
  - Relação Ponta / Fora Ponta:
    - criação de 3 períodos para os consumidores BT, com relações de 5 (Ponta/Fora Ponta) e 3 vezes (Intermediário /Fora Ponta)
    - ANEEL define relações P/FP de referência, mas a Concessionária poderá propor outras relações



# Análise – Relações P/FP

---

- Atual: Os sinais P/FP são fixos e aplicados nas parcelas estruturadas pelos Custos Marginais, e as relações nas tarifas finais são bem maiores. 
- Proposta: Aplicação dos sinais P/FP às tarifas finais.
  - Resultado: Redução na TUSD-Demanda Ponta e aumento na Fora-Ponta.



# Análise – Relações P/FP

---

Relação P / FP		Atual	Nova
A2	Empresa 1	7,59	4,35
	Empresa 2	7,84	
	Empresa 3	7,26	
	Empresa 4	5,02	
A4	Empresa 1	4,05	3,00
	Empresa 2	4,10	
	Empresa 3	4,22	
	Empresa 4	3,22	



# AP120 – Análise

## Sinal Econômico para BT

- Principais Tópicos

- 2 Modalidades Tarifárias:

- Tarifa Convencional: monômia, preço em R\$/MWh, sem distinção horária (como a atual)
    - Tarifa Branca: monômia, com 3 preços em R\$/MWh, de acordo com os postos tarifários

- Postos Tarifários:

- Ponta (3 horas), intermediário (2 hs, 1h antes e 1h depois do horário de ponta) e fora de ponta
    - Relação Ponta/Fora Ponta: 5 vezes
    - Relação Intermediário/Fora Ponta: 3 vezes
    - Relação entre tarifa Fora Ponta Branca e Convencional será estabelecida na Revisão Tarifária
    - Duração e Relações: Concessionária poderá propor alterações



# Sinal Econômico para BT

---

- Principais Tópicos (continuação)

- Modalidade tarifária Branca:

- Opcional para consumidores residenciais > 200 kWh e compulsório acima de 500 kWh.
- B3 (comercial e industrial): sem distinção de consumo, sendo compulsória para consumo acima de 2.000 kWh.
- Implantação de acordo com plano de substituição de medidores.

## Análise:

- Não há sinal na atual tarifa BT. A proposta da tarifa branca visa aproximar a tarifa BT dos custos de fornecimento.
- No futuro, há possibilidades interessantes de rever os sinais P/FP dos sub-grupos A4, A3 e A2.



# AP120 – Análise

---

## Sinal Econômico na Tarifa de Energia

- Substituição da sinalização sazonal da TE por sinais de preço de curto prazo, denominadas bandeiras tarifárias.
- Ajuste da sinalização ponta/fora de ponta da TE.



# Bandeiras Tarifárias

**Proposta:** Adoção de três valores para a TE (Bandeiras Verde, Amarela e Vermelha), aplicáveis de acordo com as condições de atendimento da carga, dadas pela soma do PLD com os ESS\_SE.



PLD acima de 200 R\$/MWh:  
Acréscimo de 30 R\$/MWh na TE

PLD acima de 100 R\$/MWh:  
Acréscimo de 15 R\$/MWh na TE

PLD abaixo de 100 R\$/MWh:  
Não há acréscimo





# Bandeiras Tarifárias

---

**Análise:** As bandeiras tendem a minorar o descompasso entre as condições energéticas do SIN e as tarifas praticadas no mercado cativo, fornecendo também um tratamento para o aumento da influência do PLD e do ESS\_SE nos custos da energia.



# Sinalização da TE - Ponta/Fora Ponta

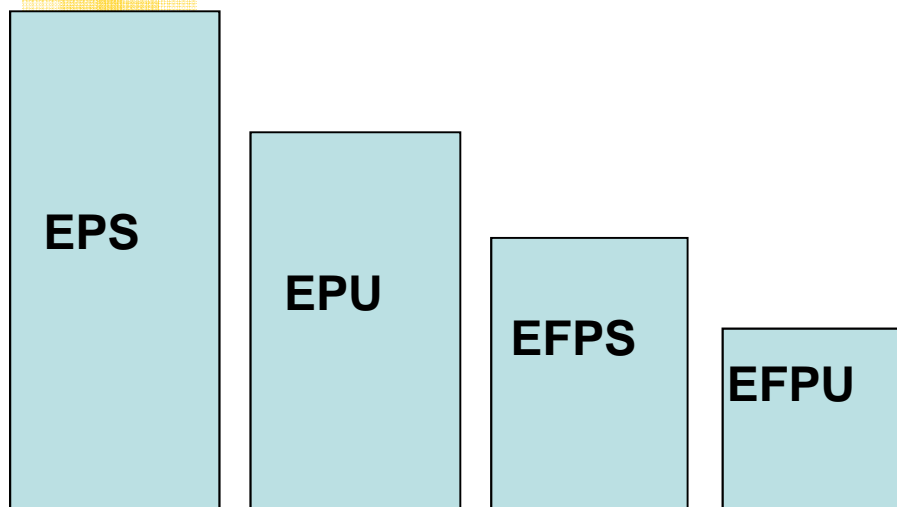
---

- **Proposta:** Redução de 25% do sinal de ponta. Atualmente, a TE de Ponta é 72% maior que a TE de Fora de Ponta nas tarifas horossazonais, e passaria a ser 54%. Conforme o comportamento da carga se continuaria a reduzir esse sinal.
- **Fundamento:** Diferenças de preço entre Ponta e Fora de Ponta não se verificam nos contratos de aquisição de energia das distribuidoras e nem no mercado livre. De acordo com a ANEEL, não há diferenças significativas nos custos da geração entre os dois postos. No entanto, há incertezas associadas ao comportamento da carga.
- **Análise:** Redução da TE na ponta e aumento na TE de Fora de Ponta.

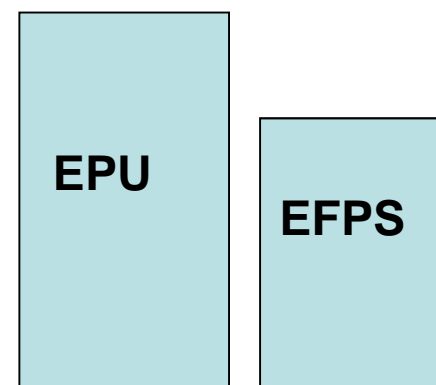


# Sinalização da TE - Ponta/Fora Ponta

Relação Tarifas Energia - Atual	
EPS	1,93
EFPS	1,12
EPU	1,72
EFPU	1,00
Média	1,14



Relação Tarifas Energia - Proposta	
EP	1,54
EFP	1,00





# Análise – TE Ponta e Fora-Ponta

Empresa 1	TE	TE nova	Var. (%)
EPS (R\$/MWh)	165,64	139,74	-15,64%
EFPS (R\$/MWh)	96,11	90,59	-5,75%
EPU (R\$/MWh)	147,99	139,74	-5,57%
EFPU (R\$/MWh)	85,86	90,59	5,50%

Empresa 2	TE	TE nova	Var. (%)
EPS (R\$/MWh)	177,99	154,58	-13,15%
EFPS (MWh)	103,27	100,21	-2,97%
EPU (MWh)	159,02	154,58	-2,79%
EFPU (MWh)	92,26	100,21	8,61%



# AP120 – Análise

---

## Cálculo das Tarifas de Aplicação

- Alterações na forma de repartição das parcelas da TUSD



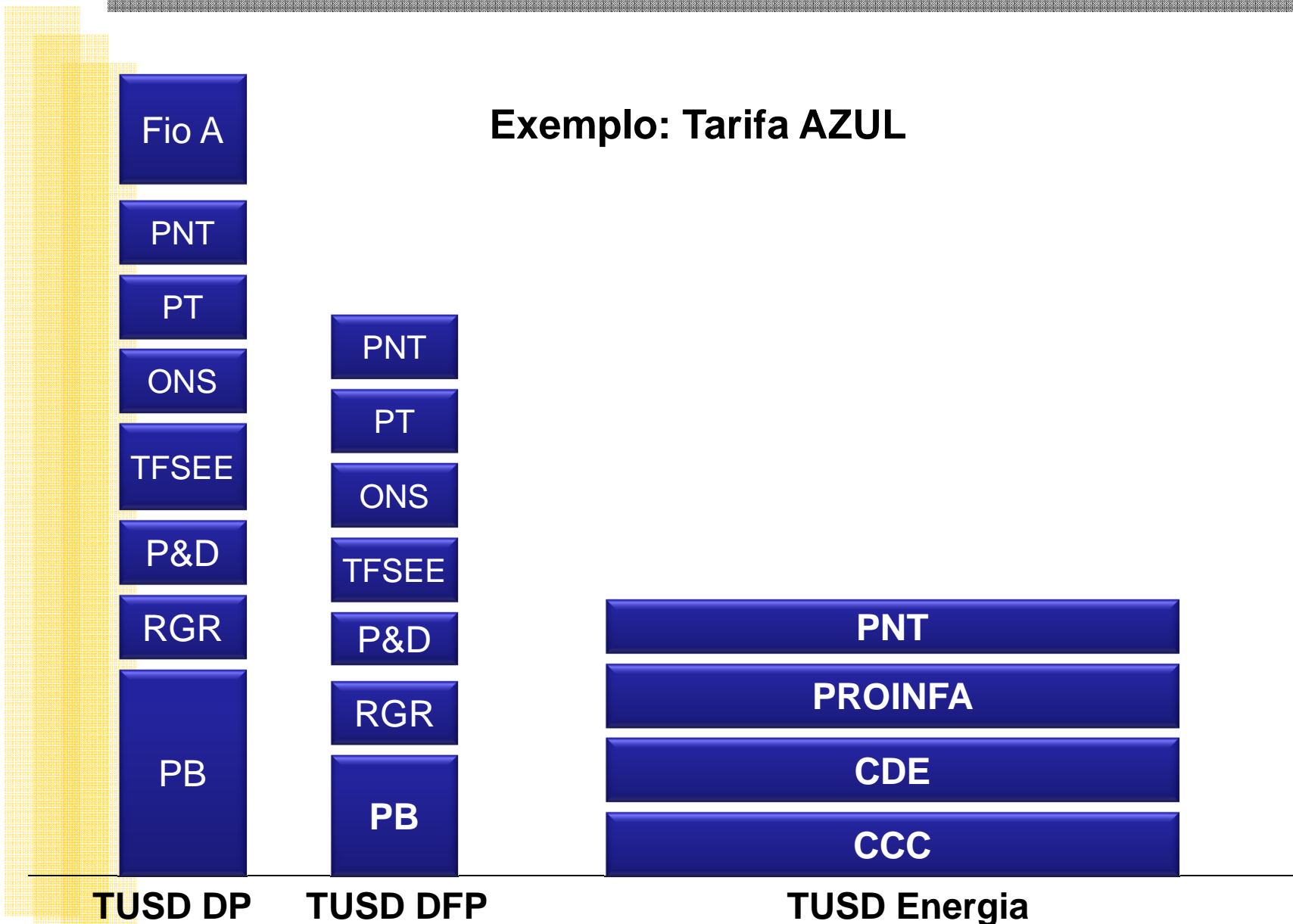
# Tarifas de Aplicação - RESUMO

Parcela	Aplicação	Classificação	Nome	Estrutura Atual	Estrutura Proposta
PB	TUSD	Distribuição	QRR	Cmg em R\$/kW.mês	Cmg em R\$/kW.mês
			REM	Cmg em R\$/kW.mês	Cmg em R\$/kW.mês
			AO&M	Cmg em R\$/kW.mês	Cmg em R\$/kW.mês e NUC em R\$/MWh
PA		Transmissão	RB	Selo em R\$/kW.mês ponta	FPP e Proporção de Fluxo em R\$/kW.mês
			FR	Selo em R\$/kW.mês ponta	FPP e Proporção de Fluxo em R\$/kW.mês
			UD/CD	Selo em R\$/kW.mês ponta	FPP e Proporção de Fluxo em R\$/kW.mês
			CT	Selo em R\$/kW.mês ponta	FPP e Proporção de Fluxo em R\$/kW.mês
		Encargos	RGR	Cmg em R\$/kW.mês	Selo em R\$/MWh
			P&D-EE	Cmg em R\$/kW.mês	Selo em R\$/MWh
			TFSEE	Cmg em R\$/kW.mês	Selo em R\$/MWh
			CCC	Selo em R\$/MWh	Selo em R\$/MWh
			CDE	Selo em R\$/MWh	Selo em R\$/MWh
Perdas	PROINFA	Selo em R\$/MWh	Selo em R\$/MWh		
	ONS	Selo em R\$/kW.mês	Selo em R\$/MWh		
	PTRB-D	Selo em R\$/kW.mês ponta	FPE em R\$/MWh		
	PT	Cmg em R\$/kW.mês	FPE em R\$/MWh		
TE	Energia	PNT	Proporcional em R\$/MWh e R\$/kW.mês	Proporcional em R\$/MWh e R\$/kW.mês	
		MIX	Selo em R\$/MWh	Selo em R\$/MWh	
		Encargos	ESS	Selo em R\$/MWh	Selo em R\$/MWh
	Perdas	P&D-EE	Selo em R\$/MWh	Selo em R\$/MWh	
		PTRB	Selo em R\$/MWh	Selo em R\$/MWh	



# Tarifas de Aplicação – Como é hoje?

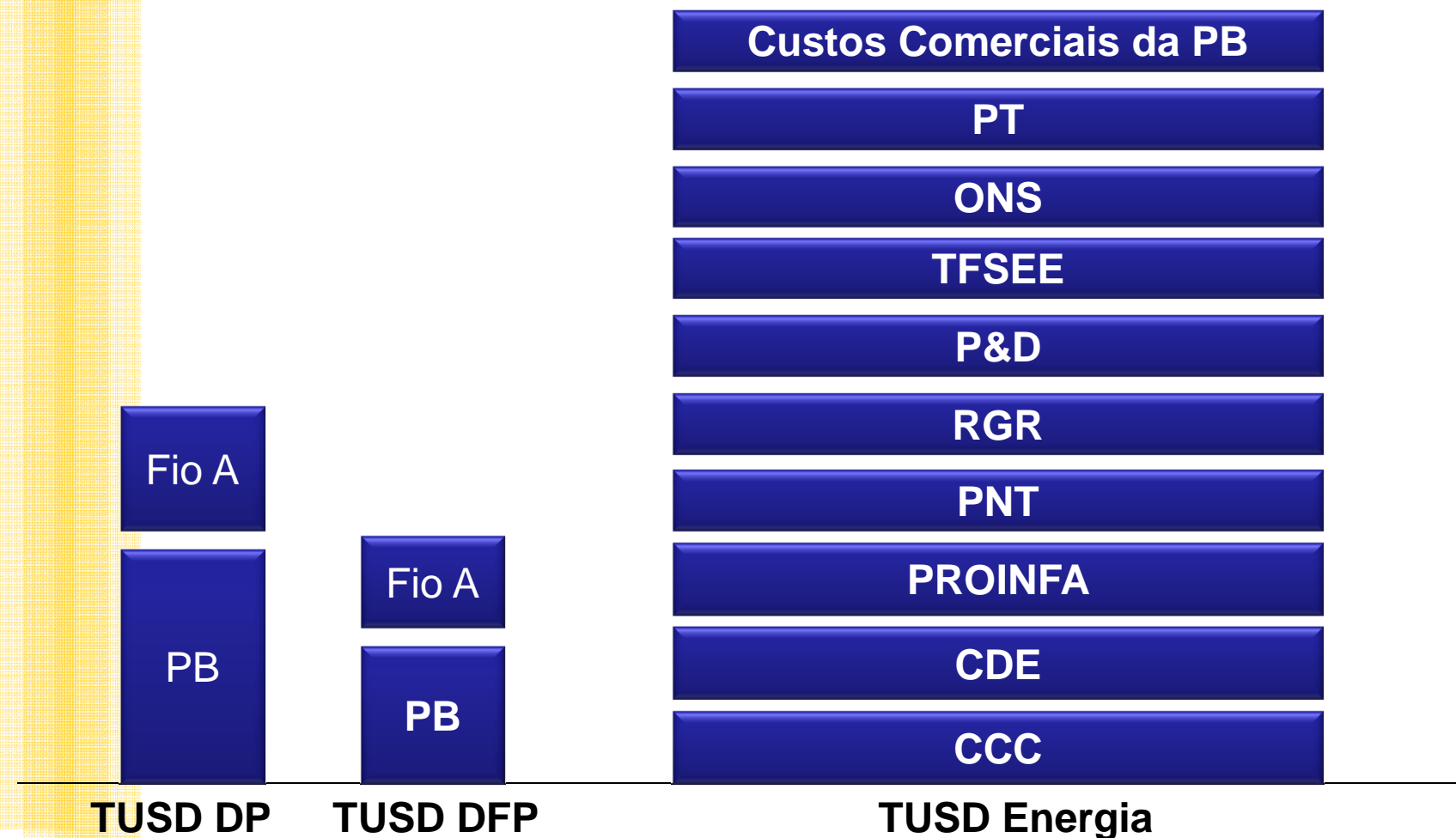
Exemplo: Tarifa AZUL





# Tarifas de Aplicação – Como vai ficar ?

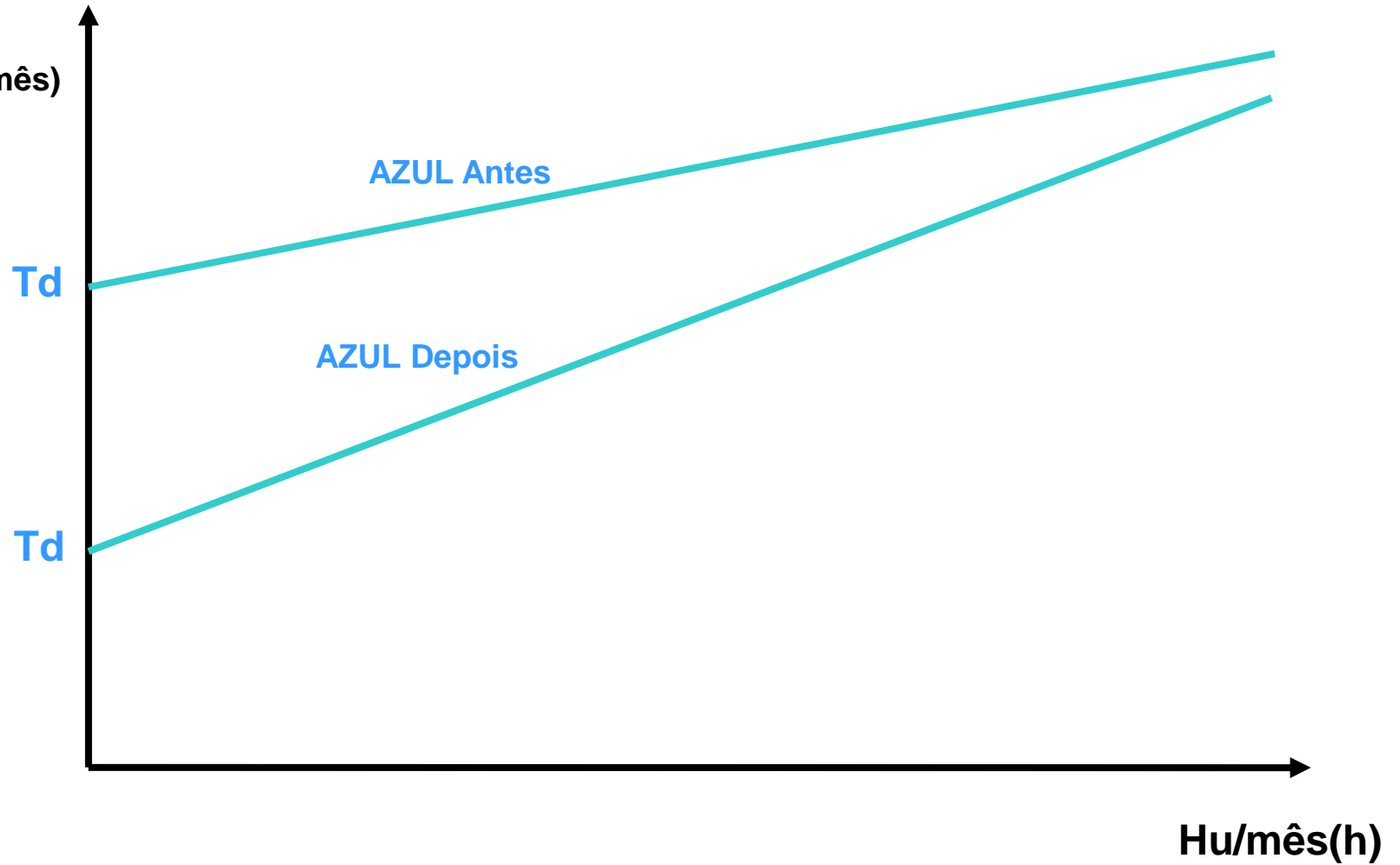
## Exemplo: Tarifa AZUL





# Efeito prático nas modalidades tarifárias

Fatura de  
ponta (R\$/kW.mês)





# Análise – TUSD

GRUPO	MODALIDADE	Tarifa econômica 2ºciclo x Custos Médios 3o Ciclo + AP120			Relação P/FP	
		TUSD	TUSD nova	Var. (%)	TF	TF nova
A2	Azul					
	DP (R\$/Kw)	18,00	10,50	-41,68%	6,96	4,35
	DFP (R\$/Kw)	2,59	2,41	-6,65%		
Energia (R\$/MWh)	19,35	25,57	32,19%			
A4	Azul					
	DP (R\$/Kw)	28,37	13,58	-52,14%	4,15	3,00
	DFP (R\$/Kw)	6,84	4,53	-33,82%		
	Energia (R\$/MWh)	19,35	29,11	50,47%		
	Verde					
D (R\$/Kw)	6,84	4,53	-33,82%			
Em. ponta (R\$/MWh)	678,10	344,42	-49,21%			
En.ForaPonta (R\$/MWh)	19,35	29,11	50,47%			
BT	Convencional					
	E (MWh)	134,77	156,37	16,03%		



# Análise – TE

GRUPO	MODALIDADE	Tarifa econômica 2ºciclo x Custos Médios 3o Ciclo + AP120		
		TE	TE nova	Var. (%)
A2	Azul			
	EPS (R\$/MWh)	177,99	154,58	<b>-13,15%</b>
	EFPS (R\$/MWh)	103,27	100,21	<b>-2,97%</b>
	EPU (R\$/MWh)	159,02	154,58	<b>-2,79%</b>
	EFPU (R\$/MWh)	92,26	100,21	<b>8,61%</b>
A4	Azul			
	EPS (R\$/MWh)	177,99	154,58	<b>-13,15%</b>
	EFPS (R\$/MWh)	103,27	100,21	<b>-2,97%</b>
	EPU (R\$/MWh)	159,02	154,58	<b>-2,79%</b>
	EFPU (R\$/MWh)	92,26	100,21	<b>8,61%</b>
	Verde			
	EPS (R\$/MWh)	177,99	154,58	<b>-13,15%</b>
	EFPS (R\$/MWh)	103,27	100,21	<b>-2,97%</b>
	EPU (R\$/MWh)	159,02	154,58	<b>-2,79%</b>
	EFPU (R\$/MWh)	92,26	100,21	<b>8,61%</b>
	Convencional			
	E (R\$/MWh)	105,10	105,10	<b>0,00%</b>
BT	Convencional			
	E (MWh)	105,10	105,10	<b>0,00%</b>



# Um ponto muito importante

---

Muitas alterações simultâneas na Estrutura Tarifária: o efeito consumidor pode ser muito elevado para alguns grupos ou sub-grupos tarifários.




---

Av. Paulista, 1776 - cj 22B

**[www.daimon.com.br](http://www.daimon.com.br)**

[contato@daimon.com.br](mailto:contato@daimon.com.br)

[barioni@daimon.com.br](mailto:barioni@daimon.com.br)

 (11) 3266 2929