



i|ABRADEE
INSTITUTO ABRADEE DA ENERGIA

PROJETO COOPERADO DE P&D DE
**MODERNIZAÇÃO
DAS TARIFAS DE
DISTRIBUIÇÃO DE
ENERGIA ELÉTRICA**

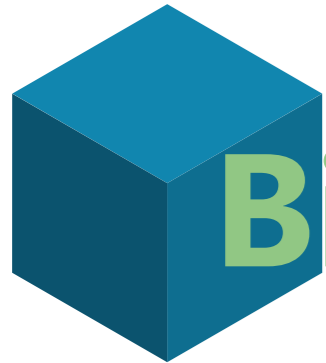




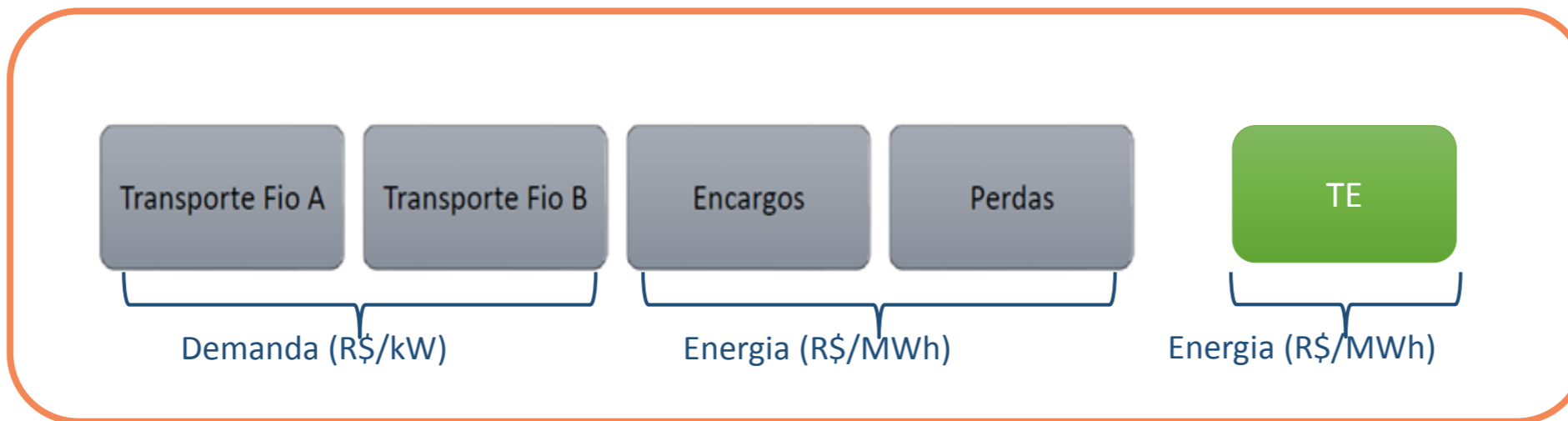
PROJETO TARIFA MODERNA:

Proposta de curto prazo

Tarifa Binômia
sem troca de medidor



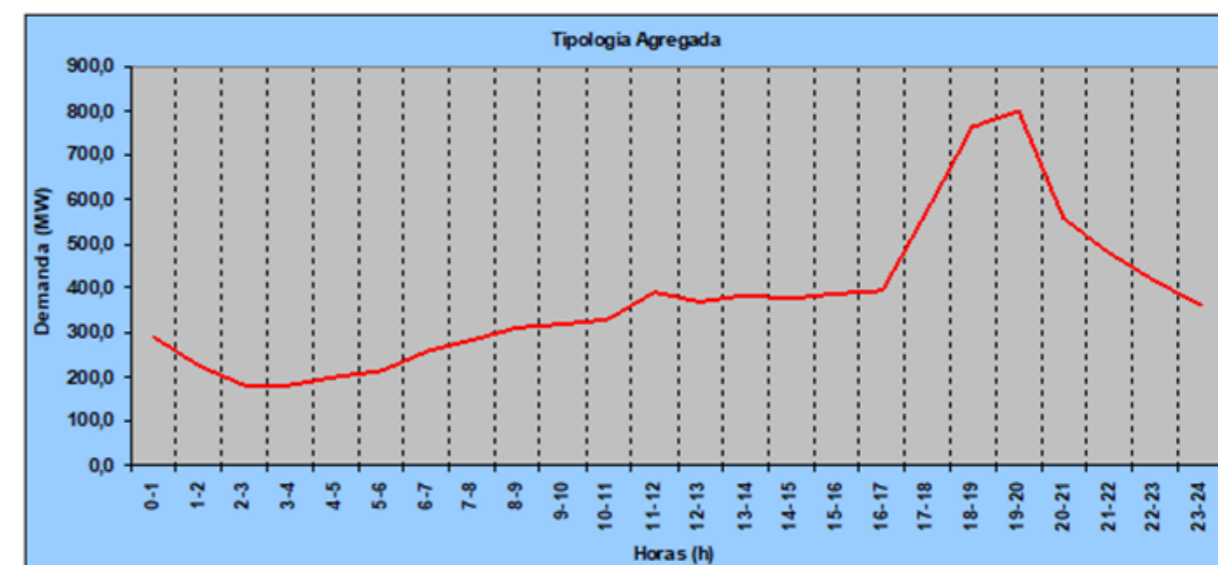
Binômia sem troca de medidor



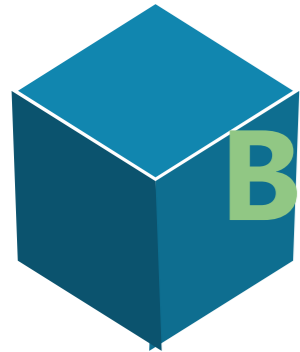
$$TUSD_{dem(transp)} = TUSD_{en(transp)} \cdot fc \cdot \Delta t$$



Fator de carga das tipologias agregadas por classe/faixa

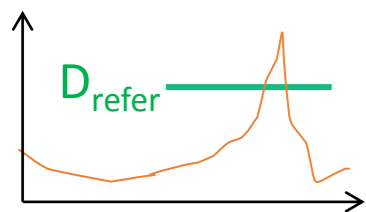


$$fc = \frac{D_{m\u00e9dia}}{D_{m\u00e1x}} = \frac{E}{D_{m\u00e1x} \cdot \Delta t}$$



Binômia sem troca de medidor

Cálculo de demanda (kW)



$$D_{m\acute{a}x} = \frac{E}{f_c \cdot \Delta t}$$

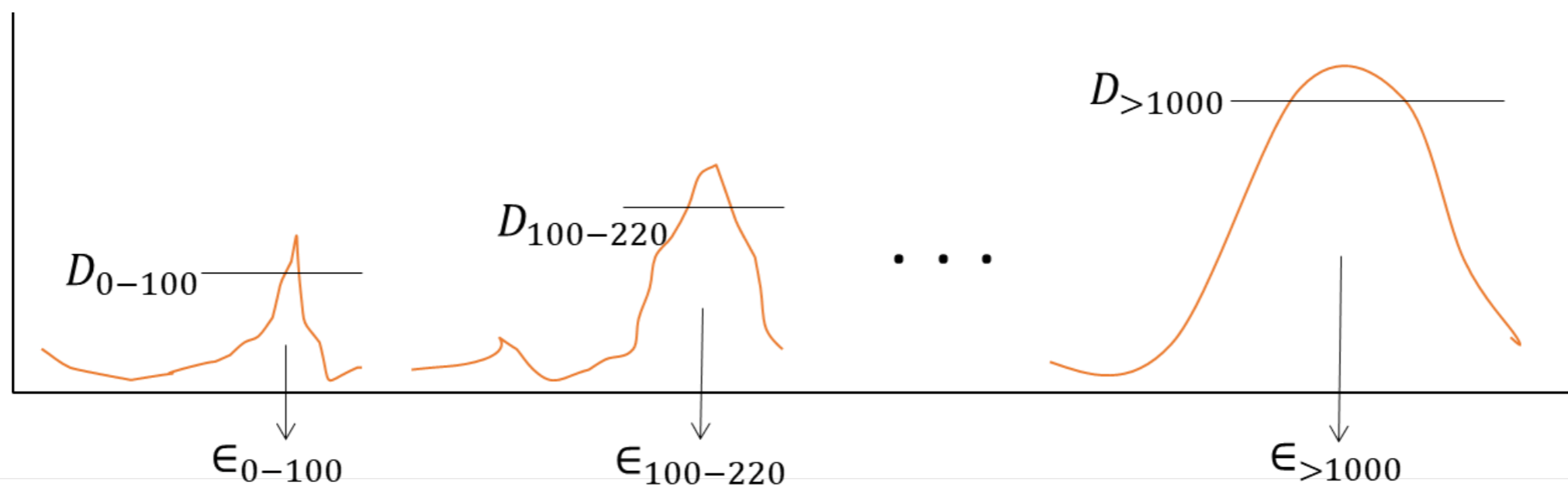
1. Estabelecimento de um valor de **demanda referencial** de cada cliente, utilizando como proxy o valor da demanda máxima média (ou 90%) de cada classe e faixa de consumo
2. A partir do consumo medido e do fator de carga da faixa, obtém-se a demanda máxima do cliente.

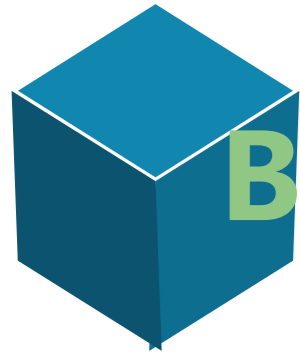
3. **Demanda faturada:**
 - $D_{m\acute{a}x} > D_{refer} : D_{m\acute{a}x}$
 - $D_{m\acute{a}x} < D_{refer} : D_{m\acute{a}x}$



Equivalente em energia (kWh)

1. Estabelecimento de um valor de consumo mínimo de cada cliente, a partir do valor médio de cada classe e faixa de consumo.
2. A partir do consumo medido, determina-se a energia faturada:
 - $E_{medido} > E_{mín} : E_{medido}$
 - $E_{medido} < E_{mín} : E_{medido}$





Binômia sem troca de medidor

- Cálculo do consumo mínimo equivalente por faixa de consumo:

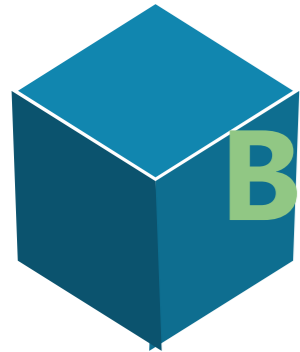
$$f_c = \frac{D_{m\acute{e}dia}}{D_{m\acute{a}x}} = \frac{E}{D_{m\acute{a}x} \cdot \Delta t} \rightarrow E = D_{m\acute{a}x} \cdot f_c \cdot \Delta t$$

Faixa consumo	Demanda Ref. (kW)	f_c	Consumo Mín. (kWh)
0-100	0,187	0,393	53
100-220	0,464	0,407	138
220-500	0,856	0,427	267
500-1000	1,709	0,480	599
> 1000	4,075	0,584	1.737

Consumo mínimo (kWh) - Classe B1					
Faixa (kWh)	CELESC	COELBA	COPEL	CPFL PTA	EDP ES
0-101	52,57	45,45	50,98	53,58	53,42
100-221	138,03	124,87	136,36	137,87	135,73
220-501	269,51	271,73	265,99	267	273,64
500-1001	610,51	596,45	580,28	598,59	592,19
> 1001	2.242,72	1.499,77	1.468,92	1.737,39	2.286,37

- Cálculo da TUSD fio B equivalente (em R\$/kWh)

$$TUSD_{en(transp)} = \frac{TUSD_{dem(transp)}}{f_c \cdot \Delta t}$$



Binômia sem troca de medidor

Monômia

TUSD Fio B

108,58 R\$/MWh

TUSD fio B - Demand

Binômia

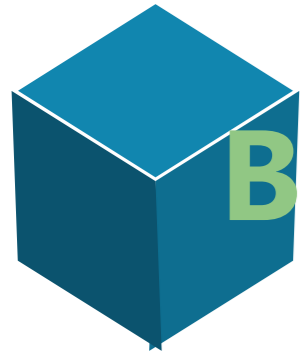
Faixa consumo	TUSD Fio	Demanda Mín. (kW)	Fatura mín. Fio B
0-100	28,36 R\$/kW	0,187	R\$ 5,30
100-220	29,39 R\$/kW	0,464	R\$ 13,64
220-500	30,86 R\$/kW	0,856	R\$ 26,41
500-1000	34,65 R\$/kW	1,709	R\$ 59,21
> 1000	42,17 R\$/kW	4,075	R\$ 171,85

TUSD Fio B

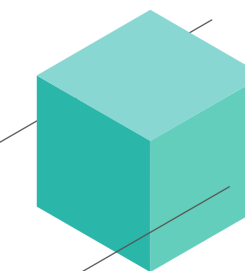
108,58 R\$/MWh

TUSD fio B - Energia

Faixa consumo	TUSD Fio B	Consumo Mín. (kWh)	Fatura mín. Fio B
0-100	98,88 R\$/MWh	53	R\$ 5,30
100-220		138	R\$ 13,64
220-500		267	R\$ 26,41
500-1000		599	R\$ 59,21
> 1000		1.737	R\$ 171,85



Binômia sem troca de medidor



Prossumidor

- Tratamento isonômico com os demais consumidores com relação ao uso da rede, sendo enquadrado nas faixas de consumo a partir de sua potência instalada

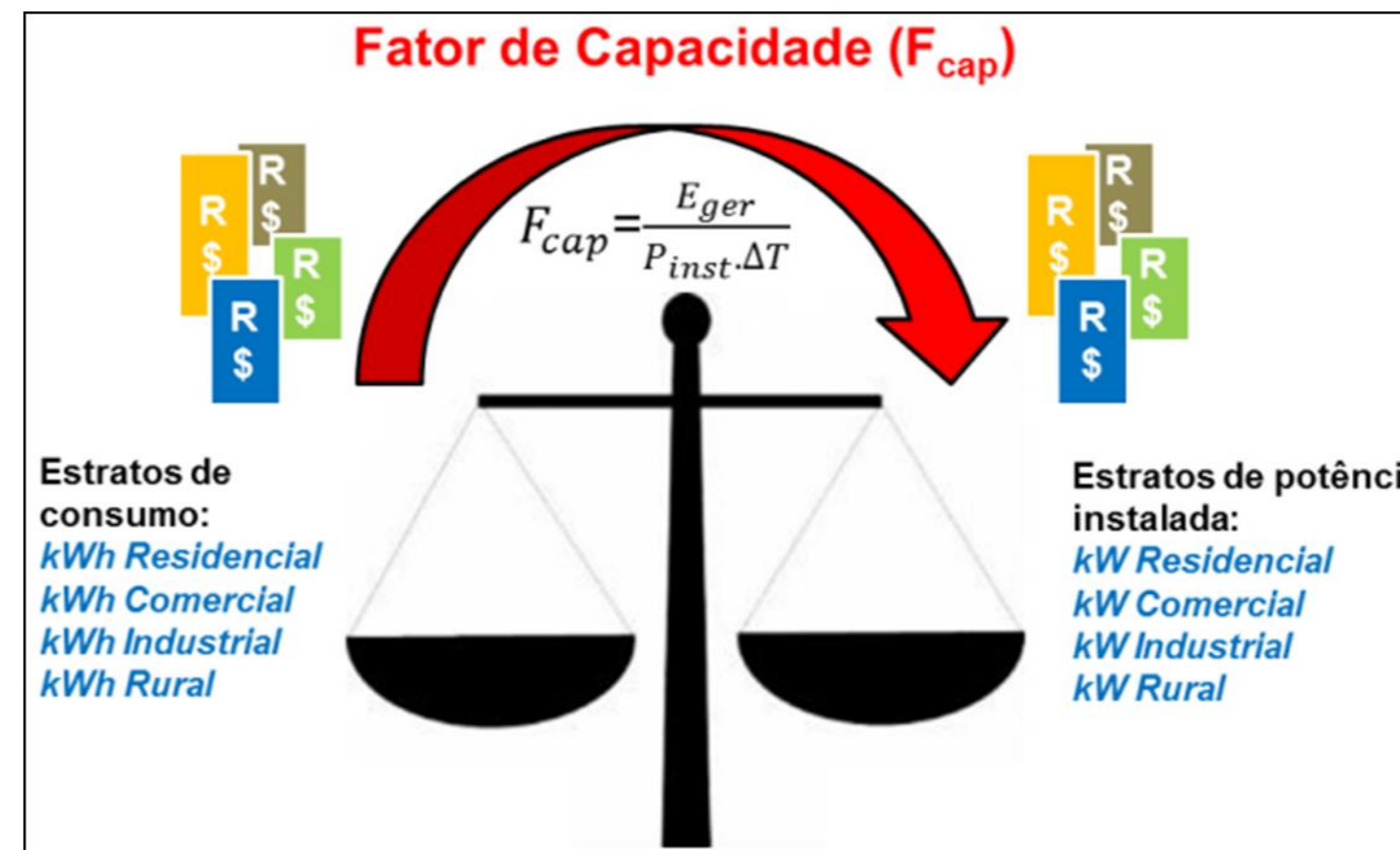
Exemplo:

Painel Solar $F_{CAP} = 0,12$

B1 faixa de 0 a 100 kWh resulta:

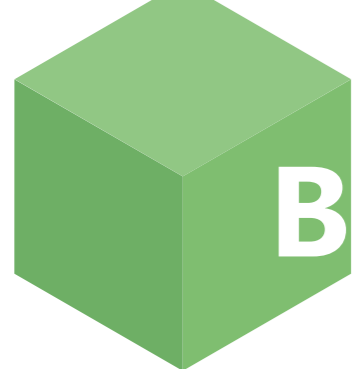
$$P_{inst} = 100 / (0,12 \cdot 730) = 1,14 \text{ kWp}$$

B1 – Faixa de Consumo (kWh)	Demanda de Referência (kW)	Pot. Instalada limite (kW)
0 – 100	0,19	1,14
101 – 200	0,46	2,51
201 – 500	0,86	5,71
501 – 1.000	1,71	11,42
> 1.000	4,07	20,76



Prossumidor com P_{inst} de 2 kW:

- Faixa de consumo equivalente: 101 a 200 kWh (pois $1,14 < 2 < 2,51$ kW)
- Demanda de referência ou consumo mínimo: igual aos demais consumidores da mesma faixa de consumo.



BINÔMIA SEM TROCA MEDIDOR

EFEITO MÉDIO CONSUMIDOR



Fio A R\$/kW

Fio B R\$/kW

Perdas e encargos R\$/MWh

Fatura completa: TUSD+TE – ref. PCAT 2018

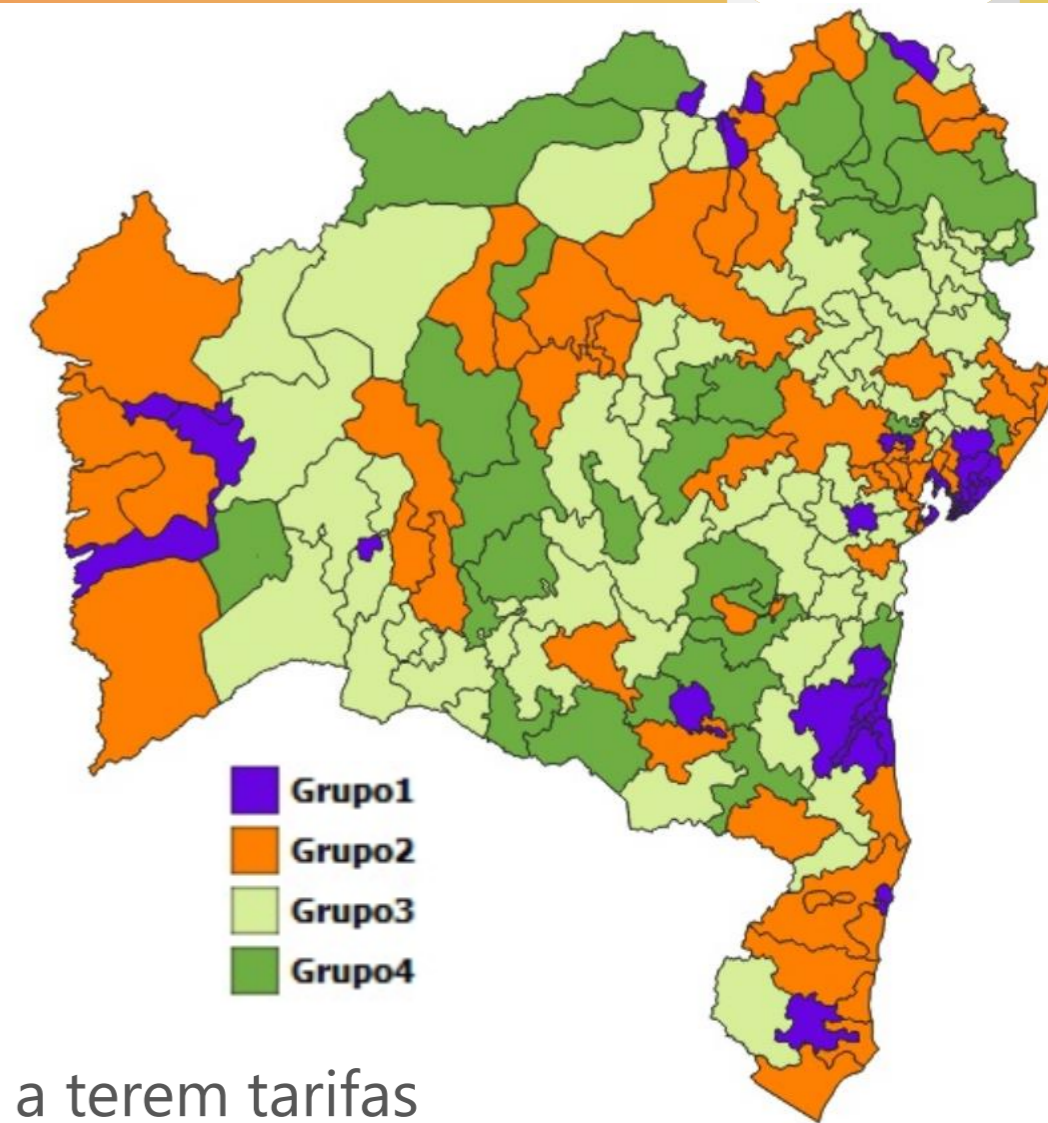
Cálculo efetuado para aproximadamente 20 milhões de consumidores

Classe	Faixa consumo	COELBA		COPEL		CELESC		CPFL PTA		EDP ES	
B1	0-100 kWh	-5,1%		-5,1%		-4,7%		-7,2%		-2,4%	
	101-220 kWh	-1,6%		-2,3%		-3,9%		-1,2%		-4,8%	
	221-500 kWh	0,1%	-2,2%	0,0%	-1,6%	-0,3%	-0,3%	0,0%	-0,9%	0,0%	-0,3%
	501-1000 kWh	0,5%		0,6%		0,7%		0,5%		1,1%	
	> 1000 kWh	3,3%		2,4%		3,8%		3,5%		4,9%	
B2	0-300 kWh	0,7%		-4,9%		-1,1%		-9,3%		-1,0%	
	301-1000 kWh	1,3%	1,6%	-2,6%	-1,7%	0,7%	0,4%	-0,1%	-0,4%	1,3%	0,5%
	1001-5000 kWh	2,6%		-0,7%		2,8%		1,1%		3,2%	
	> 5000 kWh	1,9%		-1,0%		1,7%		1,0%		2,4%	
B3	0-2500 kWh	10,3%		4,1%		2,0%		6,0%		2,5%	
	2501-5000 kWh	-1,4%	5,7%	1,7%	3,4%	0,8%	1,8%	-0,5%	2,6%	1,1%	2,3%
	5001-10000 kWh	-1,8%		1,6%		0,7%		-0,7%		1,2%	
	> 10000 kWh	-1,3%		3,3%		0,6%		-0,6%		1,5%	
B1 + B2 + B3			0,00%		0,00%		0,0%		0,0%		0,0%

TARIFAS LOCACIONAIS

Metodologia desenvolvida

1. Subdivisão da área de concessão em Regiões definidas por suas Subestações AT/MT
2. A partir da BDGD, obtém-se, para cada SE:
 - Os ativos de rede por nível de tensão (trechos, transformadores, equipamentos)
 - O mercado atendido por classe e nível de tensão (MWh/ano)
3. Agregação das curvas de carga típicas e cálculo das demandas máximas por nível de tensão
4. Com os dados de custos unitários dos componentes de rede (utilizados para o cálculo dos custos médios na RTP), dos ativos de rede e do mercado, calculam-se os custos médios (R\$/kW) por nível de tensão para cada SE e regional
5. Análise da dispersão dos valores de custos médios para o estabelecimento de regiões a terem tarifas diferenciadas
6. Definição da estrutura tarifária e estrutura vertical para cada região formada
7. Repartição da Parcela B em função do nº de consumidores (custos comerciais e administrativos) e custos de ativos (demais custos da Parcela B). Consideração de atenuador de qualidade (DEC)
8. Cálculo das tarifas de referência e aplicação para cada região, nos mesmos moldes do cálculo atual único para toda a área de concessão



TARIFAS LOCACIONAIS

Variabilidade nos custos médios das subestações resultam em **diferenças significativas nas tarifas**

LOCACIONAL

Custos médios por subestação

Tratamento por qualidade

Custos médios por subestação

Agrupamento de subestações com custos médios semelhantes

EFEITO CONSUMIDOR		Grupo 1	Grupo 2	Grupo 3	Grupo 4
		TUSD	TUSD	TUSD	TUSD
A2	Azul	-62%	-8%	92%	293%
A3		-50%	18%	143%	423%
MT	Azul ou Verde	-47%	33%	202%	441%
B1	Convencional				
B2					
B3		-59%	3%	123%	277%
B4a					
B4b					
Total		-57%	9%	139%	312%