

## Geração Distribuída: Princípios físicos guiando a regulação e a tributação

NEGRISOLI, Manuel. "Geração Distribuída: Princípios físicos guiando a regulação e a tributação". Agência CanalEnergia. Rio de Janeiro, 16 de junho de 2020.

### 1 – INTRODUÇÃO

A regulamentação, conforme estabelecida para o faturamento das unidades consumidoras- UCs que possuem geração distribuída – GD, tem consequências nas receitas pelo uso do fio das distribuidoras, nas perdas técnicas da distribuição, no recolhimento dos encargos setoriais e na arrecadação dos tributos estaduais e federais: ICMS, PIS e COFINS.

Para um melhor entendimento observemos o desenho ilustrativo do intercâmbio de energias destas instalações com GD. Sob a ótica da UC, são três as operações: venda, compra e autogeração.

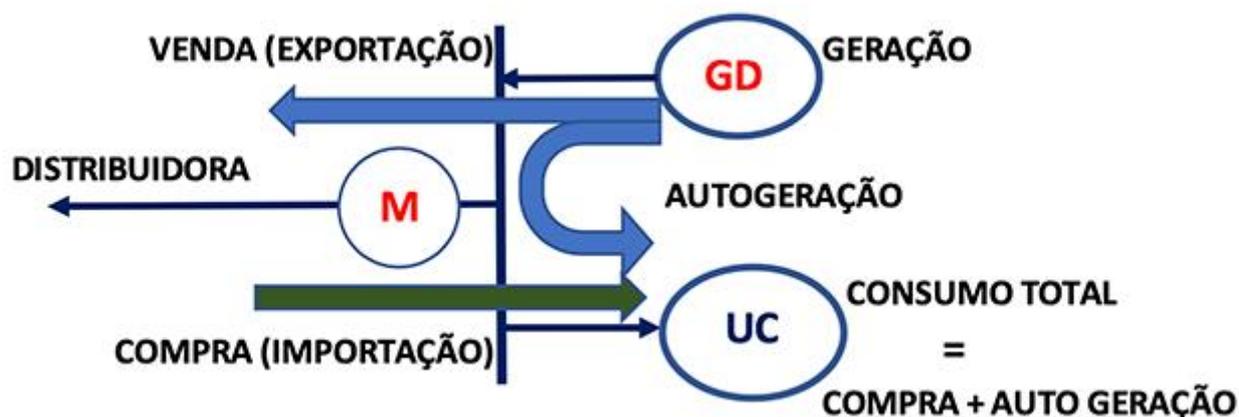


Figura 1: Fluxos de Energia de uma UC com GD

Duas importantes informações não estão disponíveis: quanto de energia é gerada pela GD e o quanto é consumida na UC. Ambas são importantes e deveriam ser mensuradas para o planejamento energético tanto da distribuidora quanto para o país.

Uma proposta de isonomia, respeitando os princípios das leis físicas de eletricidade, para todo o conjunto envolvido na geração, distribuição, consumo e comercialização de energia, União e estados, será tratada por meio de um exemplo usando uma curva típica de consumo de uma UC associada a uma curva típica de produção de energia por célula fotovoltaica. Desta forma todos os atores teriam um tratamento equânime.

### 2 – FLUXO DAS ENERGIAS

Para uma análise quantitativa, tomemos uma UC típica, ligação trifásica, com consumo de aproximadamente 500 kWh/mês e que instale uma GD. Um dia típico da curva de carga, obtida em

campanha de medição horária, foi utilizada para exemplificar. A curva da energia gerada pelas placas solares da GD é relativa à região sudeste.

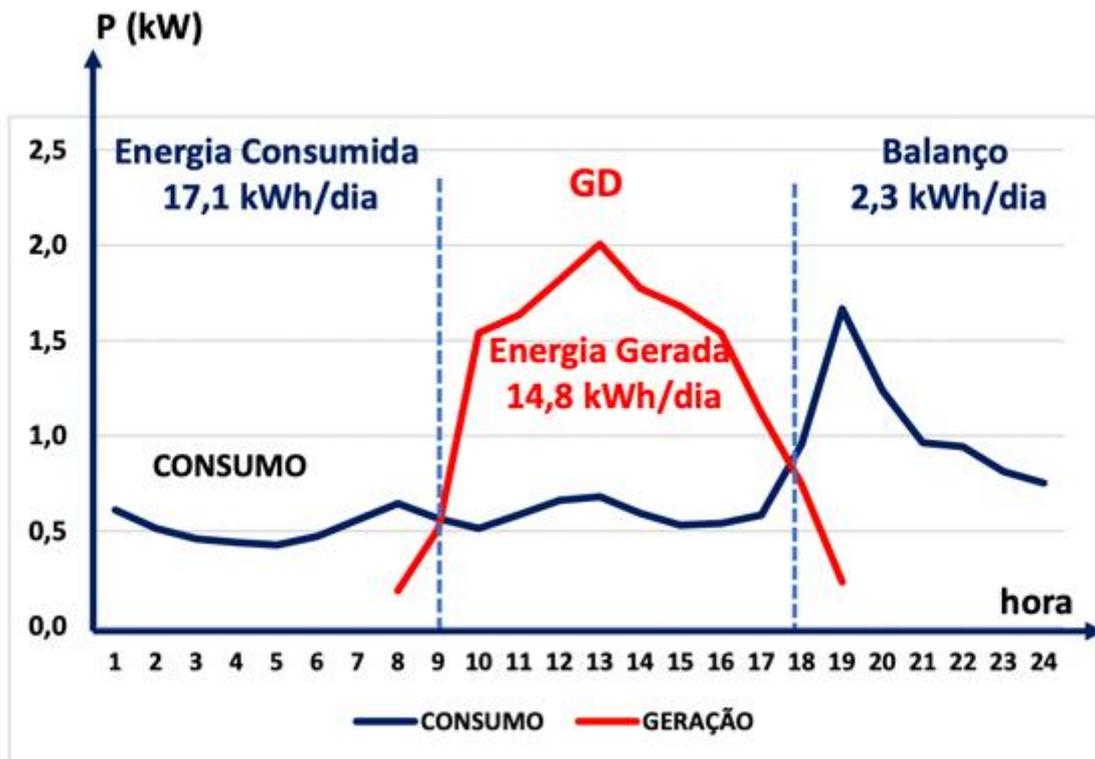


Figura 2 – Fluxo das Energias de uma UC com GD

O fluxo de energia ativa, que circula pela rede de distribuição, tanto importado pela UC, quanto o exportado, é a soma das duas curvas (Geração + Carga). Esta resultante de energia é que, efetivamente, usa a rede de distribuição, ocupando sua capacidade e que, fisicamente, provoca as perdas técnicas nos condutores.

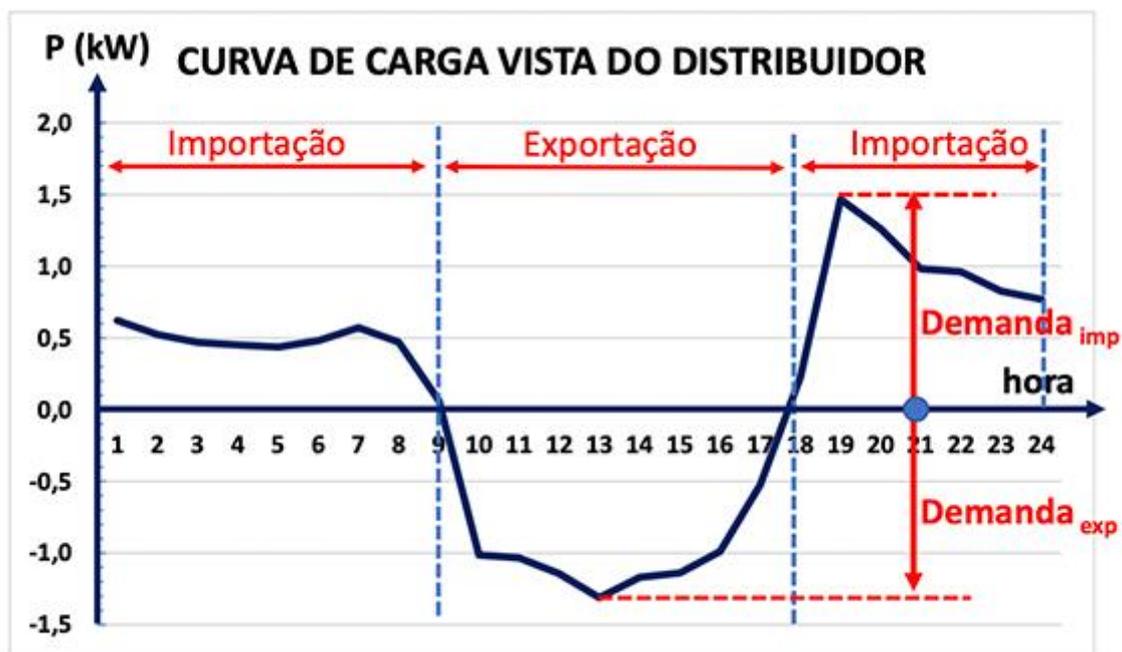


Figura 3 – Energia Circulante vista pela Rede de Distribuição

Integrando as curvas de potência da figura 2 tem-se que o consumo do dia foi de 17,1 kWh e a geração própria foi de 14,8 kWh. O balanço diário foi de 2,3 kWh. Considerando um período de 30 dias de curvas idênticas, tem-se:

- Energia importada (compra) pela UC da distribuidora= 317 kWh
- Energia consumida na UC (autogeração) = 194 kWh
- Energia total consumida pela UC = 511 kWh
- Energia Exportada (venda) pela GD = 250 kWh
- Resultado Líquido Mensal = 67 kWh
- Energia Circulante pela Rede = 567 kWh.

### 3 – CUSTO DA ENERGIA – UC SEM GD

Consideremos uma UC, sem GD, na ENEL SP. As tarifas do subgrupo B1 residencial convencional, em vigor e sua abertura reguladas pela ANEEL são:

TUSD ENEL SP 2019/2020		TE ENEL SP 2019/2020					
DESCRIÇÃO	APLICAÇÃO	DESCRIÇÃO	APLICAÇÃO				
TFSEE	0,61	P&D	2,41				
P&D	2,56	ESS/EER	-7,01				
ONS	0,01	CDE ENERGIA	3,71				
CDE	56,68	<b>SUBTOTAL ENCARGOS</b>	<b>-0,89</b>				
PROINFA	9,92	ITAIPU	7,05				
<b>SUBTOTAL ENC</b>	<b>69,78</b>	TUST ITAIPU	4,34				
TUSD RB	24,92	<b>SUBTOTAL ITAIPU</b>	<b>11,39</b>				
TUSD FR	6,12	<b>PERDAS RB</b>	<b>5,99</b>				
CONEXÃO	1,94	<b>ENERGIA</b>	<b>239,39</b>				
CUSD	0,18						
<b>SUBTOTAL TUSD</b>	<b>33,16</b>	<b>TARIFA TE</b>	<b>255,88</b>				
PERDAS TEC	21,27						
PERDAS RB	0,98	<b>TUSD + TE</b>	<b>515,59</b>				
PERDAS NTEC	13,76						
<b>SUBTOTAL PERDAS</b>	<b>36,01</b>	<b>Tarifas (R\$/MWh)</b>	<b>TUSD</b>	<b>Energia TE</b>	<b>TUSD + TE</b>		
<b>DISTRIBUIÇÃO FIO B</b>	<b>120,76</b>	S/Tributos (ANEEL)	259,71	255,88	515,59		
<b>TUSD</b>	<b>259,71</b>	C/Tributos	376,39	370,84	747,23		

Tabela 1 – Abertura das Tarifas em R\$/MWh – (390 PCAT Enel SP 2019 V02)

Os tributos federais (PIS COFINS) e estadual (ICMS) são cobrados por dentro, isto é, os próprios impostos integram sua base de cálculo. Assim deve-se dividir a tarifa publicada pela ANEEL por um fator conforme fórmula:

$$\frac{\text{TARIFA}}{\text{C/TRIBUTOS}} = \frac{\text{TARIFA REGULADA ANEEL}}{1 - (\text{ICMS} + \text{PIS} + \text{COFINS})}$$

Os tributos PIS (0,65%) e COFINS (3%) eram embutidos na tarifa no regime cumulativo e, a partir de 2002, foram alterados para 1,65% e 7,60% passando a serem apuradas na forma não cumulativa. Como variam mês a mês, devido a dedução de custos permitidos, adotou-se 1% e 5% respectivamente.

CASO EXEMPLO	ENEL SP Tarifas		UC Fatura de Energia			
	TUSD	TE	kWh	TUSD	TE	TOTAL
C/TRIB TOTAIS	376,39	370,84	511	192,34	189,50	381,84

Tabela 2 – Custo Total UC sem GD

CASO EXEMPLO	ICMS (25%)	PIS (1%)	COFINS (5%)	CDE		TOTAL
	TUSD + TE	TUSD + TE	TUSD + TE	R\$/MWh	TUSD + TE	
C/TRIB TOTAIS	95,46	3,82	19,09	60,39	30,86	149,23

Tabela 3 – Custo dos Tributos e CDE Inclusos na Fatura sem GD

#### 4 – CUSTO DA ENERGIA – UC COM GD

De acordo com a REN/ANEEL nº 482/2012, a energia ativa injetada na rede de distribuição pela UC será cedida como empréstimo gratuito ficando a UC com crédito por um prazo de 60 dias. O faturamento do mês deve considerar a energia consumida, deduzida a energia injetada e eventuais créditos acumulados nos ciclos anteriores. Sobre esta energia faturada devem incidir todas as componentes da tarifa em R\$/MWh.

Neste exemplo, a energia importada da distribuidora pela UC foi de 317 kWh e a exportada 250 kWh, a diferença foi de 67 kWh a débito da UC. Como a ligação é trifásica deve se faturar o custo de disponibilidade de 100 kWh. Importante ressaltar que este valor de kWh faturado se refere ao custo pelo uso do fio e, portanto, não cabendo compensação posterior como energia.

CASO EXEMPLO	ENEL SP Tarifas		UC Fatura de Energia			
	TUSD	TE	kWh	TUSD	TE	TOTAL
C/TRIB	341,72	336,68	100	34,17	33,67	67,84

Tabela 4 – Custo Total UC com GD

De acordo com a Lei 13.169/2015, as alíquotas de PIS e COFINS incidentes sobre a energia ativa fornecida à UC, na quantidade correspondente a soma da energia ativa injetada na rede de distribuição pela UC com os créditos originados, ficam reduzidas a zero. Na mesma linha a isenção do ICMS é dada pelo Decreto 61.439/2015 do Estado de São Paulo.

CASO EXEMPLO	ICMS (18%)	PIS (1%)	COFINS (5%)	CDE		TOTAL
	TUSD + TE	TUSD + TE	TUSD + TE	R\$/MWh	TUSD + TE	
C/TRIB	12,21	0,68	3,39	60,39	6,04	22,32

Tabela 5 – Custo dos Tributos e CDE Inclusos na Fatura com GD

## 5 – ANÁLISE DOS IMPACTOS

### Energia

As distribuidoras planejam as compras de energia para atendimento do seu mercado num horizonte de 5 anos. Para o exemplo em questão, a distribuidora adquiriu 511 kWh/mês até 12/2024. Efetivamente forneceu 317 kWh/mês e faturou 100 kWh/mês pelo custo de disponibilidade da rede.

Os outros 250 kWh/mês recebidos da GD desta UC serão usados por outras UCs. O montante de desconstratação da distribuidora seria de 444 kWh, que é exatamente a quantidade de energia gerada na GD. Como se pode planejar sem conhecer o quanto é gerado pela GD?

Por outro lado, estes 250 kWh injetados na rede são compensados a preço cheio, inclusive com tributos (R\$ 678,41/MWh). Entretanto o custo desta energia para a distribuidora foi de R\$ 188,89/MWh. (SPARTA-Aneel CPFL Eletropaulo revisão 2019).

### Perdas

As perdas técnicas são geradas pela circulação de energia nos seus condutores e transformadores. Elas aparecem em ambos os casos, tanto na importação quanto na exportação da energia. Embora a geração distribuída esteja mais próxima das cargas e possa reduzir as perdas a partir dos transformadores de distribuição, este é um fator físico a ser observado mais detalhadamente. No exemplo a energia circulante no mês foi de 567 kWh, enquanto o valor líquido foi de 67 kWh.

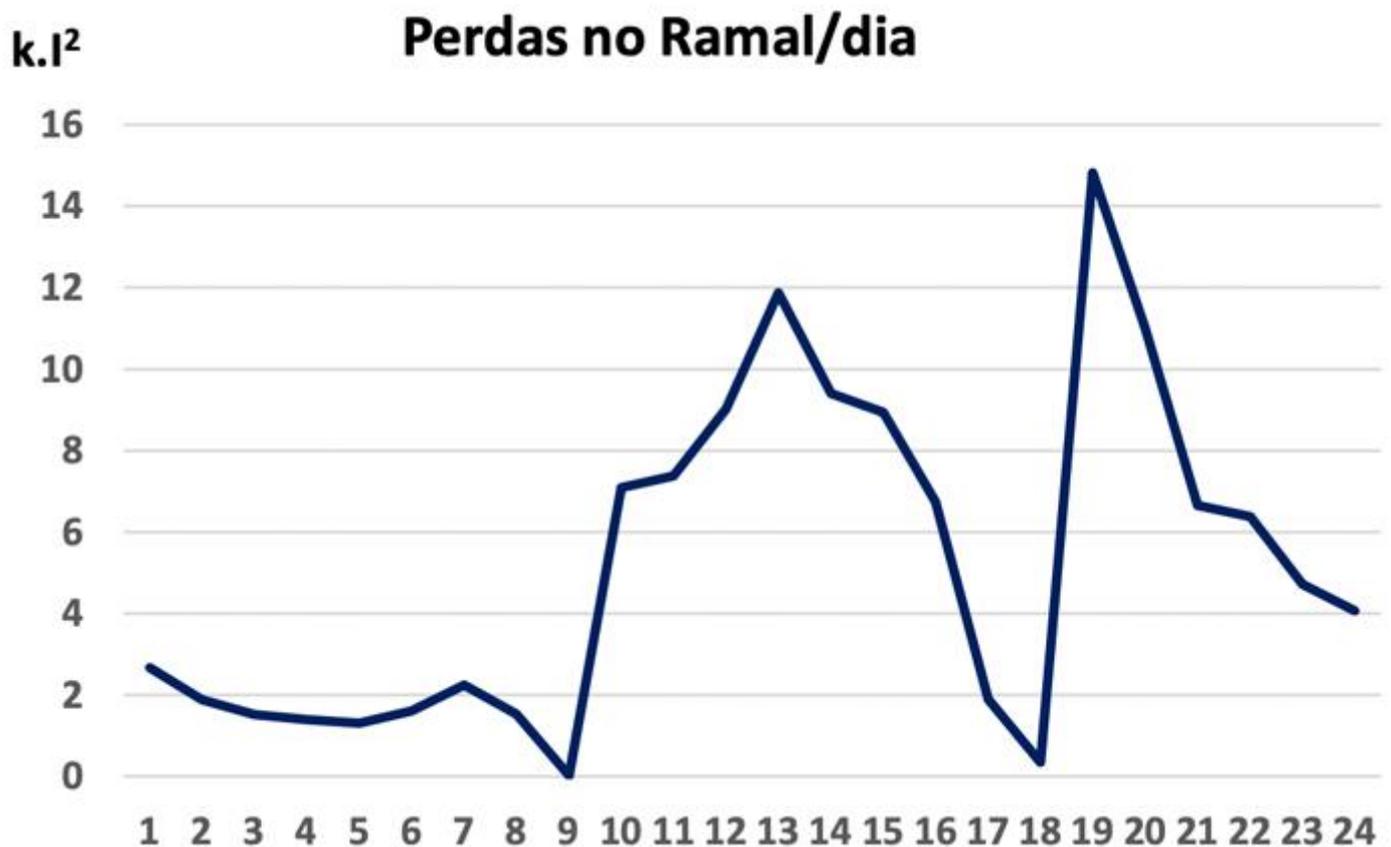


Figura 4 – Comportamento das Perdas Técnicas nos Ramais de Distribuição

### Encargos Setoriais

Dentre os encargos setoriais o mais relevante é a CDE – Conta de Desenvolvimento Energético que suporta, entre outros, o subsídio baixa renda. Na ENEL SP (2019/2020) o valor da CDE (TUSD + TE) é de R\$ 60,39/MWh.

Neste exemplo, segundo regra atual, a diferença provocada nos encargos foi de 80,43%. Certamente com o aumento das UCs com GD esta arrecadação vai sofrer forte impacto, enquanto, por outro lado, crescem os apelos pelo aumento dos subsídios, como no momento atual para a CDE.

Considerando que a classe econômica com poder aquisitivo para instalação de GD é a de maior poder aquisitivo e, do lado oposto, o universo das UCs classificadas como baixa renda é de 9,4 milhões de UCs (14,7% do total de UCs), a conta vai cair para a classe média brasileira.

Encargo	R\$/MWh	S/GD	C/GD	Diferença	
				R\$	%
CDE	60,39	30,86	6,04	-24,82	-80,43%
PROINFA	9,92	5,07	0,99	-4,08	
P&D	4,97	2,54	0,50	-2,04	

Tabela 6 – Impacto nos principais Encargos

### Receita Parcela B (fio) das Distribuidoras.

Devido a tarifação no subgrupo B ser monômnia, o custo do fio está vinculado à energia. Para que o sistema de faturamento representasse efetivamente seu princípio, que é a remuneração pelo uso do fio da distribuidora, a medição deveria ser binômnia separando energia de demanda.

Desta forma, a energia gerada pelas GDs impactará na redução proporcional das receitas de operação e manutenção das distribuidoras, que não diminuem. Quando das revisões tarifárias, a receita requerida será dividida por um quantitativo menor de energia, elevando as tarifas de todos, onerando mais os consumidores sem GD.

No exemplo, os valores (tarifas sem tributos) a serem considerados são:

- 1 – UC sem GD = R\$ 132,71 (TUSD 511 kWh)
- 2 – UC com GD = R\$ 51,56 (Disponibilidade de 100 kWh)
- 3 – UC com GD = R\$ 82,33 (TUSD 317 kWh) (Sugerido)

Fisicamente, a energia importada da rede foi de 317 kWh e a exportada de 250 kWh. As redes de distribuição são dimensionadas para suportar a demanda máxima. Como demanda não é cumulativa, usa-se o maior quantitativo de energia, ou seja, 317 kWh. A diferença na receita da distribuidora foi de 60% em relação ao valor recebido como custo por disponibilidade.

### Arrecadação de Tributos

Há de se ressaltar que a isenção, de que tratam tanto a lei federal sobre PIS e COFINS quanto a da maioria dos estados, incluso São Paulo, é relativa à energia injetada pela UC com GD. Se usados corretamente os princípios físicos a redação está correta ao destacar a isenção apenas para a energia. Aqui surge uma dificuldade interpretativa quando a regulação técnica converte a tarifa pelo uso do fio, em kW, para a correspondente energia consumida, em kWh.

A demanda representa o peso elétrico que as redes de distribuição devem suportar e para tal são dimensionadas. Isto se transforma em ativos a serem remunerados na tarifa. Não deve ser confundida com a energia que é transportada, conceito da aplicação do imposto de circulação ICMS.

Tributo	S/GD	C/GD	Diferença	
			R\$	%
ICMS	95,46	12,21	-83,25	-87,21%
PIS	3,82	0,68	-3,14	-82,23%
COFINS	19,09	3,39	-15,70	-82,23%

Tabela 7 – Impacto nos Tributos

**6** – **Considerações** **Finais**  
 Não há como evitar, e nem deveria, o uso da geração distribuída, notadamente benéfica em todos os sentidos, entretanto devem ser repartidos os custos efetivos e sociais que estão embutidos nas tarifas dos consumidores, igualmente entre todos, uma vez que o preceito tarifário é o da isonomia.

Com a adoção da tarifa binômia, o que deveria ser cobrado seria a TUSD do efetivo uso da rede, ou seja, o maior valor entre D máx importada e D máx exportada , mostrado na figura 3.

A cobrança dos encargos deveria ser feita pela energia importada da rede (317 kWh) ficando isenta a energia que foi gerada e consumida simultaneamente (autogeração), sem o uso da rede (194 kWh).

No caso dos encargos aplicados a TUSD, estes deveriam calculados sobre o maior valor entre D máx importada e D máx exportada , se a tarifação se tornasse binômia. Mantida a tarifação monômia os encargos deveriam incidir sobre o maior valor entre as energias importada ou exportada.

No contexto geral a redução na base de cálculo dos encargos seria apenas da energia autogerada e que não é vista pelo sistema de distribuição. Assim todo o somatório das energias fornecidas no mercado cativo seria a base para o cálculo dos encargos, ficando isenta a parte gerada e consumida simultaneamente na unidade.

O caso exemplo é típico de uma instalação potencialmente com GD e que o parâmetro para o dimensionamento é o custo por disponibilidade. Os incentivos para a implementação da GD devem estar contidos nos tributos e não nos encargos. O custo é do contribuinte e não do consumidor de energia elétrica.

**Manoel Negrisoli é Consultor da Mercados de Energia Consultoria Ltda**