

O EFEITO DE UMA TARIFA BINÔMIA NO RETORNO FINANCEIRO DA MICROGERAÇÃO FOTOVOLTAICA

Gabriel Konzen – gabriel.konzen@hotmail.com.br

Mestre em Energia - USP

Gustavo Naciff de Andrade – gnandrade@id.uff.br

Universidade Federal Fluminense (UFF)

Resumo. O modelo conhecido como *net metering*, utilizado para regular os sistemas de microgeração de energia no país, em conjunto com o sistema de tarifa monômnia, pode gerar um subsídio cruzado entre consumidores da mesma distribuidora. Esse fenômeno tem gerado discussões ao redor do mundo, envolvendo a aplicação de uma tarifa binômnia aos microgeradores, de forma a cobrir os custos fixos das distribuidoras referentes a essas unidades. O presente trabalho avaliou o impacto que esse tipo de medida traria ao investimento dos microgeradores fotovoltaicos. Foram realizadas simulações de fluxos de caixa de projetos localizados na área de dez concessionárias, sob os dois cenários (tarifa monômnia e tarifa binômnia). O resultado mostra que a média do payback atualmente é de 11 anos, enquanto sob o regime de tarifação binômnia não existiria retorno em seis distribuidoras, e nas demais passaria para 22 anos, em média. Portanto, implementar esse tipo de cobrança praticamente inviabilizaria o investimento nesse tipo de modalidade de geração no país. Em face do pequeno impacto provocado pelo subsídio cruzado nas tarifas dos demais consumidores, entende-se que, por enquanto, pode ser mantido o sistema atual de tarifação com o objetivo de incentivar um novo mercado no país.

Palavras-chave: Geração distribuída fotovoltaica, Subsídios, Payback.

1 INTRODUÇÃO

O mercado mundial de energia fotovoltaica (FV) tem crescido substancialmente nos últimos anos, atingindo 179 GW em 2014 (REN21, 2015). Esse crescimento foi promovido majoritariamente por subsídios à fonte, principalmente em países europeus, em especial a Alemanha, na última década (Pillai, 2015), e, mais recentemente nos países asiáticos (IEA PVPS, 2014). As tarifas prêmio (*feed-in tariffs*) foram e continuam sendo o principal mecanismo de incentivo utilizado, sob o qual o gerador recebe um valor em dinheiro por cada kWh gerado. Em 2013, 70% da capacidade instalada mundialmente foi realizada sob o regime desse mecanismo (IEA PVPS, 2014). No entanto, o uso dos incentivos diretos começou a ser mais fortemente questionado pela sociedade, a partir do momento em que seu uso começou a impactar de maneira significativa a tarifa da população em geral. Na Alemanha, por exemplo, houve um aumento de 20% das tarifas para poder pagar os contratos de geração fotovoltaica (IEA PVPS, 2014). Logo, muitos países começaram a cortar os incentivos e rever o modelo de remuneração aos geradores distribuídos. Dentre as medidas, têm emergido o uso de mecanismos que permitem o consumo próprio, entre eles modelo de *net metering*, que permite o gerador diminuir sua fatura original de acordo com o montante gerado (IEA PVPS, 2014).

No entanto, o modelo de *net metering* também está sendo visto como um problema para o equilíbrio das tarifas de energia elétrica. A justificativa, por parte dos que defendem essa visão, é a de que a distribuidora tem custos fixos e variáveis embutidos na sua tarifa, e que o gerador, ao reduzir sua conta, deixa de contribuir com as duas parcelas, embora não reduza os dois custos. Logo, os custos fixos devem ser cobertos pelos demais consumidores, através de aumentos na tarifa (Eid et al., 2014). Essa lógica também é válida para o Brasil, pois o país também adota o modelo de *net metering*, em conjunto com o uso de tarifas monômnias para as unidades atendidas em baixa tensão (principal mercado de microgeração).

Em contraposição a este ponto de vista é razoável reconhecer que no médio e longo prazo a penetração da geração fotovoltaica deve alterar a própria estrutura de custos de distribuição hoje vigente. É também possível citar potenciais ganhos com a implementação de geração distribuída que reduzem os custos de distribuição: pagamento do custo de disponibilidade pelo gerador; redução das perdas técnicas da distribuidora (que precisará comprar menos energia para ofertar para outros clientes); redução do fator de carregamento de transformadores (elevando a vida útil); e potenciais serviços ancilares (Benedito, 2014; Braun, 2010; EPE, 2014).

De todo modo, para contornar o problema citado, muitos países (Alemanha, EUA, Dinamarca, Áustria, entre outros) têm discutido a adoção de uma taxa fixa para os geradores (Eid et al., 2014). No Brasil, na visão de alguns agentes, deveriam ser aplicadas tarifas binômnias para os microgeradores, de modo a corrigir as desigualdades (PSR, 2013). No entanto, conforme a análise da ANEEL (2015a), o impacto gerado pelo modelo atual seria pequeno dentro da próxima década, provocando um aumento máximo de 1% nas tarifas em 10 anos. Adicionalmente, sabe-se que o tempo de retorno do investimento é um fator fundamental para a difusão da geração distribuída (Konzen, 2014). Portanto, qual seria o impacto de uma alteração no modelo tarifário existente aos micro e minigeradores? O presente artigo busca

responder esse questionamento sob a ótica do gerador, calculando a viabilidade econômico-financeira de um projeto sob as duas alternativas de tarifação.

2 TARIFAS MONÔMIAS E NET METERING NO BRASIL

Atualmente, para todos os consumidores atendidos em baixa tensão a conta de energia elétrica é baseada exclusivamente no consumo de energia da unidade consumidora, em kWh. Esse modelo, conhecido como tarifa monômnia, foi instituído pelo Decreto nº 62.724, de 17 de maio de 1968. Para os microgeradores não é diferente, a fatura é baseada apenas no consumo líquido (energia consumida da rede menos a energia injetada na rede).

Por outro lado, da perspectiva das distribuidoras, as tarifas devem cobrir todos os custos operacionais incorridos na prestação do serviço e remunerar o capital investido. Assim sendo, a tarifa pode ser dividida em quatro elementos: a) custo com aquisição de energia; b) custo de transmissão; c) custo de distribuição; e d) encargos setoriais (CDE, ESS, TFSEE, etc.). Adicionalmente, incidem impostos federais e estaduais sobre as tarifas, mas esses não representam custos da distribuidora.

Assim, no momento em que uma unidade passa a ter um sistema de geração própria de energia, seu consumo líquido mensal diminui, e sua conta também, proporcionalmente, até o limite da taxa de disponibilidade. No entanto, a unidade consumidora continua utilizando a rede de distribuição para amparar sua geração, como uma bateria virtual. No caso da fotovoltaica, basta um momento sem sol para a unidade exigir o mesmo da rede que uma unidade idêntica, sem microgeração. Logo, o fato de gerar sua própria energia não diminui no curto prazo os custos da distribuidora com a distribuição e a transmissão, sendo possível que até venham a aumentar, como indica o estudo do MIT (2015). Quanto aos encargos, a maior parte deles se refere a obrigações cujo custo é fixo, como por exemplo, os programas de baixa renda e Luz para Todos (PSR, 2013). Dessa forma, há uma parcela fixa dos custos que deixa de ser paga pelos microgeradores, tendo que ser rateada no curto prazo pelos demais consumidores, através de aumentos na tarifa. Ressalta-se que este impacto tende a ser mais significativo no curto prazo, uma vez que no médio e longo prazo, caso haja a penetração massiva da geração distribuída, os próprios custos da distribuidora alterarão a composição.

Portanto, embora não haja consenso sobre o tema, é razoável dizer que caso haja penetração massiva da geração fotovoltaica em curto período é possível supor a existência de subsídio cruzado momentâneo entre os consumidores da mesma distribuidora. Os consumidores sem microgeração teriam que suportar parte dos custos para manter os serviços da rede aos geradores. Uma possível forma de corrigir este desequilíbrio no curto prazo seria a utilização de tarifas binômias para as unidades consumidoras com microgeração, de forma a manter o pagamento referente à parcela fixa dos custos das distribuidoras.

3 METODOLOGIA

O trabalho consiste em simular um fluxo de caixa do investimento em um sistema fotovoltaico residencial, na área de dez distribuidoras, em dois cenários: modelo de tarifação vigente (tarifa monômnia) e modelo de tarifa binômnia, no qual a fatura da unidade com microgeração é dividida em uma parcela fixa e em outra variável.

Conforme mencionado na introdução, no médio e longo prazo a penetração da geração fotovoltaica deve alterar a própria estrutura de custos de distribuição hoje vigente. Adicionalmente, a distribuidora pode auferir alguns ganhos com a entrada de geradores distribuídos na sua rede. Esses efeitos, de difícil quantificação, não foram considerados no estudo.

A análise foi feita para as dez distribuidoras com maior número de microgeradores até março de 2015, segundo dados da ANEEL (2015a). São elas: Cemig, Coelce, Celesc, EMS, Copel, AES-Sul, Light, CPFL Paulista, Coelba e Ampla. Naquela data, as distribuidoras citadas englobavam 72% das unidades de geração própria.

A análise financeira foi feita sob a ótica do investidor, com base no cálculo do *payback* simples do projeto. Apesar de existirem outras métricas financeiras mais robustas para analisar o retorno de investimentos, o *payback* simples ainda é a principal métrica utilizada pela população em geral (Rai and Sigrin, 2012), e, portanto, foi escolhida para compor esse estudo. Para obter o tempo de *payback*, foi elaborado um fluxo de caixa do projeto, conforme mostra a Tab. 1. O tempo de *payback* é definido pelo primeiro ano em que a soma acumulada do fluxo de caixa (A) se tornar positiva.

Tabela 1 - Fluxo de caixa genérico para um projeto de geração distribuída

Ano	1	2	3	...	n
	- Investimento (I_1)				
	+ Receita (R_1)	+ Receita (R_2)	+ Receita (R_3)	+ Receita ($R_{...}$)	+ Receita (R_n)
	- O&M (O)	- O&M (O)	- O&M (O)	- O&M (O)	- O&M (O)
	Soma (S_1) = $-I_1+R-O$	Soma (S_2) = R_2-O	Soma (S_3) = R_3-O	Soma ($S_{...}$) = $R_{...}-O$	Soma (S_n) = R_n-O
	Acumulado (A_1) = S_1	Acumulado (A_2) = S_1+S_2	Acumulado (A_3) = $S_1+S_2+S_3$	Acumulado ($A_{...}$) = $S_1+S_2+S_3+S_{...}$	Acumulado (A_n) = $S_1+S_2+S_3+S_{...}+S_n$

3.1 Investimento e despesas com O&M

Primeiramente, para compor o fluxo de caixa, foi considerado um investimento num projeto de microgeração fotovoltaica de 3 kWp, no valor de R\$ 8,81/Wp (IDEAL, 2015), totalizando R\$ 26.430,00. As despesas anuais com O&M foram estimadas em 1% do valor total do investimento (EPE, 2012; Montenegro, 2013). Esses valores são válidos para todos os casos simulados.

3.2 Receitas do projeto

Segundo a regulação atual (*net metering*), a “receita” proveniente da geração fotovoltaica é oriunda da economia verificada na unidade consumidora após a instalação do sistema. Essa economia, para cada uma das simulações propostas, será resultado de diversas características, detalhadas na sequência.

Tarifas de energia elétrica

As tarifas das distribuidoras, apresentadas na Tab. 2, foram obtidas no site da ANEEL, para consumidores do grupo B1, no dia 15/10/2015. As alíquotas de ICMS são referentes a um consumo de 500 kWh, mas podem ser menores, de acordo com o consumo mensal da residência. Como a alíquota de PIS/COFINS varia conforme apuração mensal da concessionária, foi assumido um valor fixo médio, com base em Montenegro (2013). Adicionalmente, foi adotada a premissa de que as tarifas, em termos reais, se mantenham constante ao longo da vida útil do investimento (ANEEL, 2015a; EPE, 2014). Em todo o período, também foi considerada a aplicação da bandeira tarifária verde, o que pode ser considerado como uma premissa conservadora. A Contribuição para Custeio do Serviço de Iluminação Pública foi desconsiderada da análise, pois, como afirmado por Rauschmayer e Galdino (2014), não existe metodologia única para seu cálculo, variando de cidade para cidade.

Tabela 2 – Tarifas e alíquotas de impostos

Distribuidora	Tarifa B1 (R\$/kWh)	ICMS	PIS/COFINS
Cemig	0,50974	30%	6,50%
Coelce	0,41796	27%	6,50%
Celesc	0,44436	25%	6,50%
EMS	0,4647	25%	6,50%
Copel	0,49231	29%	6,50%
AES-Sul	0,48035	25%	6,50%
Light	0,46858	29%	6,50%
CPFL Paulista	0,41964	25%	6,50%
Coelba	0,38836	27%	6,50%
Ampla	0,50692	29%	6,50%

Isenção de impostos sobre a energia injetada

Além das duas possibilidades de tarifação (monômnia e binômnia), atenta-se para a questão particular do tipo de tributação sobre a energia injetada na rede. Em abril de 2013, o CONFAZ, através do Convênio ICMS 6, passou a orientar a cobrança do ICMS sobre o consumo bruto da unidade consumidora. No entanto, com a publicação do Ajuste SINIEF N° 2/2015 do CONFAZ, o Convênio ICMS 6 foi revogado, abrindo a possibilidade de que cada estado decida sobre seu regime de tributação. Dessa forma, alguns estados já optaram, e foram autorizados, a cobrar o ICMS apenas sobre o consumo líquido da unidade consumidora. Até o momento, SP, PE, GO, CE, TO, RN optaram pela tributação do consumo líquido. O estado de Minas Gerais, por sua vez, através da Lei n° 20.824, de 31 de julho de 2013, definiu a isenção para os primeiros cinco anos de operação do sistema. Portanto, nesse trabalho adotou-se que a isenção do ICMS ocorre nas áreas da Cemig (parcial), Coelce e CPFL Paulista.

Quanto ao PIS/COFINS incidente sobre a tarifa, a Lei 13.169, de 6 de outubro de 2015, definiu que ambos fossem também cobrados somente do consumo líquido. Por serem tributos federais, a isenção é válida para todo o Brasil.

Percentual fixo e variável das tarifas

O percentual fixo e variável das tarifas foi definido com base nas notas técnicas publicadas pela ANEEL para detalhamento do Reajuste Tarifário Anual de cada distribuidora (Tab. 3). Com base na seção 2 desse artigo, foram assumidos como fixos os Custos de Transmissão, Custos de Distribuição e Encargos Setoriais. A parcela variável,

portanto, refere-se somente aos Custos de Energia. Percebe-se que, em média, 52% da receita requerida pelas distribuidoras analisadas é destinada a cobrir custos fixos.

Tabela 3 - Divisão da Receita das Distribuidoras

Distribuidora	Custo de Energia	Custo de Transmissão	Custo de Distribuição	Encargos Setoriais	Parcela Fixa (P_F)	Referência
Cemig	41,3%	4,4%	27,4%	27,0%	58,8%	ANEEL (2015b)
Coelce	50,6%	2,9%	30,7%	15,8%	49,4%	ANEEL (2015c)
Celesc	50,3%	4,1%	17,8%	27,8%	49,7%	ANEEL (2015d)
EMS	44,0%	4,2%	29,5%	22,4%	56,1%	ANEEL (2015e)
Copel	50,2%	4,3%	18,3%	27,2%	49,8%	ANEEL (2015f)
AES-Sul	51,7%	5,4%	18,1%	24,8%	48,3%	ANEEL (2015g)
Light	58,1%	5,2%	29,9%	6,9%	42,0%	ANEEL (2014)
CPFL Paulista	48,9%	4,3%	18,0%	28,9%	51,2%	ANEEL (2015h)
Coelba	43,2%	4,3%	35,8%	16,7%	56,8%	ANEEL (2015i)
Ampla	41,6%	5,1%	27,2%	26,1%	58,4%	ANEEL (2015j)
Média	48,0%	4,4%	25,3%	22,4%	52,1%	

Consumo e geração

As simulações foram realizadas para uma residência hipotética, com consumo médio mensal de 500 kWh e com um sistema FV de 3 kWp instalado. O dimensionamento garante que, em qualquer simulação, seja mantido um consumo mínimo de 100kWh da distribuidora, referente ao custo de disponibilidade para uma unidade consumidora com ligação trifásica.

Os valores de produtividade do sistema fotovoltaico (kWh/kWp/ano) foram obtidos de Konzen (2014), sendo apresentados na Tab. 4. Os dados foram obtidos no trabalho citado através do valor médio de irradiação na área de cada distribuidora, considerando um *Performance Ratio* (PR) de 75%. Foi considerada uma vida útil do sistema FV igual a 25 anos, sendo que a produtividade do sistema é reduzida a um fator de 0.5% a.a., em função da degradação dos módulos FV (Benedito, 2009; Viana, 2012).

Tabela 4 – Produtividade por distribuidora

Distribuidora	Y_f (kWh/kWp/ano)
Cemig	1.546
Coelce	1.541
Celesc	1.410
EMS	1.572
Copel	1.492
AES-Sul	1.450
Light	1.482
CPFL Paulista	1.601
Coelba	1.514
Ampla	1.488

Fonte: (Konzen, 2014)

Para efeito de cálculo da tributação, foi considerado que a residência injeta na rede 60% da energia total gerada pelo sistema FV, se transformando em créditos para serem consumidos em outro horário. O restante é consumido instantaneamente. Esse percentual está em linha com o utilizado pela EPE e ANEEL em suas análises (ANEEL, 2015a; EPE, 2014)

Cálculo da receita

A receita utilizada no fluxo de caixa foi calculada a partir da diferença no valor da fatura de energia elétrica com sistema FV e sem sistema FV. Foram elaboradas quatro fórmulas para calcular a fatura com sistema FV, para representar os dois cenários de tarifas (monômia e binômia) e as duas possibilidades de tributação do ICMS (sobre o consumo líquido ou sobre o consumo bruto). Na sequência, são apresentadas as fórmulas e parâmetros (Tab. 5) utilizados para calcular as faturas. Elas foram elaboradas com base em um caso real apresentado por Rauschmayer e Galdino (2014). Para compor o fluxo de caixa, os valores de receita para cada caso foram multiplicados por 12 para totalizar a receita anual do projeto.

$$F_O = C_O \frac{T_B}{1 - (A_F + A_E)} \quad (1)$$

$$F_M = C_B \frac{T_B}{1 - (A_F + A_E)} - E_I \frac{T_B}{1 - A_F} \quad (2)$$

$$F_{MIsento} = C_L \frac{T_B}{1 - (A_F + A_E)} \quad (3)$$

$$F_{BIsento} = \frac{[C_O T_B P_F + C_L T_B (1 - P_F)]}{1 - (A_F + A_E)} \quad (4)$$

$$F_B = \frac{C_B T_B (1 - P_F) + C_O T_B P_F}{1 - (A_F + A_E)} - E_I \frac{T_B (1 - P_F)}{1 - A_F} \quad (5)$$

Tabela 5 – Explicação dos parâmetros

F_O	Fatura original, sem sistema FV [R\$]
F_M	Fatura monômnia, com FV, num estado sem isenção de ICMS [R\$]
$F_{MISENTO}$	Fatura monômnia, com FV, num estado com isenção do ICMS [R\$]
F_B	Fatura binômnia, com FV, num estado sem isenção de ICMS [R\$]
$F_{BIsento}$	Fatura binômnia, com FV, num estado com isenção do ICMS [R\$]
C_O	Consumo original [kWh]
C_B	Consumo bruto, i.e., C_O menos a energia gerada e consumida instantaneamente [kWh]
C_L	Consumo líquido, i.e., C_O menos a energia total gerada pelo sistema FV [kWh]
E_I	Energia injetada na rede, i.e., créditos para serem consumidos posteriormente [kWh]
T_B	Tarifa base, sem impostos [R\$/kWh]
A_F	Alíquota de imposto federal (PIS + COFINS) [%]
A_E	Alíquota de imposto estadual (ICMS) [%]
P_F	Parcela fixa da T_B [%]

4 RESULTADOS

Os resultados das simulações mostram que caso fosse instituída uma tarifa binômnia aos microgeradores, de forma manter o pagamento dos custos fixos das distribuidoras, o retorno do investimento seria significativamente impactado. A Tab. 6 apresenta o comparativo entre os dois cenários.

Tabela 6 – Tempo de retorno do investimento

Distribuidora	<i>Payback</i> - Monômnia (anos)	<i>Payback</i> - Binômnia (anos)
Cemig	8,5	Não
CPFL Paulista	9,7	18,2
Coelce	10,3	23,5
EMS	10,4	24,6
Ampla	10,5	Não
Copel	10,8	Não
Light	11,5	22,4
AES-Sul	11,9	Não
Celesc	13,4	Não
Coelba	14,2	Não

Sob o novo cenário de tarifação, em seis distribuidoras o investimento não se pagaria ($Payback > Vida\ útil$). Para as demais distribuidoras, o tempo de retorno praticamente dobraria. Obviamente, os investidores mais afetados seriam aqueles atendidos por distribuidoras que têm uma maior parcela de sua receita requerida destinada a custos fixos (em geral, as com maior área de cobertura).

Por outro lado, o impacto da aplicação de uma tarifa binômica pode ser interpretado de maneira inversa. Ou seja, ao contrário do que se possa pensar, o modelo regulatório atual oferece, sim, um incentivo aos microgeradores, apesar de oculto.

5 CONCLUSÃO

O presente trabalho buscou analisar o impacto da cobrança de uma tarifa binômica aos microgeradores de energia, sob a ótica do retorno sobre o investimento. O modelo brasileiro atual não utiliza esse tipo de cobrança, no entanto conforme argumentam alguns estudos, o uso de tarifas monômicas junto ao modelo de *net metering* pode criar um subsídio cruzado entre os consumidores da mesma distribuidora, o que tem fomentado a discussão da implementação de um novo modelo de cobrança dos microgeradores.

Foram simulados os dois cenários de tarifação sob a área de concessão de dez distribuidoras. Os resultados demonstraram que sob o regime de tarifa monômica, a média do *payback* do investimento é de 11 anos entre as distribuidoras selecionadas. Caso fosse implementado um regime de tarifa binômica, cerca de 50% da economia mensal anterior deixaria de existir, sendo agora destinada à cobertura de custos fixos da distribuidora. Dessa forma, em seis distribuidoras o investimento não se pagaria, enquanto nas outras quatro a média do *payback* seria de 22 anos. Portanto, a implementação de um modelo de cobrança binomial praticamente inviabilizaria o investimento em microgeração fotovoltaica no país.

Por outro lado, cabe destacar que a possível existência de subsídio cruzado, só traria um impacto significativo na tarifa de eletricidade com uma grande entrada de microgeradores. Conforme mencionado, segundo as projeções realizadas pela ANEEL (ANEEL, 2015a), mesmo no cenário de adoção mais agressivo (2,6 GW instalados até 2024) o aumento tarifário seria de pouco mais que 1% ao longo de 10 anos, em função dos microgeradores. Nesse sentido, entende-se que, por enquanto, a estrutura tarifária atual deva ser mantida, dado o baixo impacto previsto, com o intuito de difundir uma nova tecnologia e um novo mercado no país, alterando suavemente a estrutura de custos das distribuidoras e trazendo outros tipos de ganhos à sociedade.

REFERÊNCIAS

- ANEEL, 2014. Nota Técnica n° 373/2014-SRE/ANEEL.
- ANEEL, 2015a. Nota Técnica n° 0017/2015-SRD/ANEEL.
- ANEEL, 2015b. Nota Técnica n° 65/2015-SGT/ANEEL.
- ANEEL, 2015c. Nota Técnica n° 87/2015-SGT/ANEEL.
- ANEEL, 2015d. Nota Técnica n° 194/2015-SGT/ANEEL.
- ANEEL, 2015e. Nota Técnica n° 66/2015-SGT/ANEEL.
- ANEEL, 2015f. Nota Técnica n° 0142/2015-SGT/ANEEL.
- ANEEL, 2015g. Nota Técnica n° 98/2015-SGT/ANEEL.
- ANEEL, 2015h. Nota Técnica n° 67/2015-SGT/ANEEL.
- ANEEL, 2015i. Nota Técnica n° 85/2015-SGT/ANEEL.
- ANEEL, 2015j. Nota Técnica n° 37/2015-SGT/ANEEL.
- Benedito, R. S., 2009. Caracterização da geração distribuída de eletricidade por meio de sistemas fotovoltaicos conectados à rede, no Brasil, sob os aspectos técnico, econômico e regulatório (Dissertação de Mestrado). Programa de Pós-graduação em Energia, USP, São Paulo, SP.
- Benedito, R. S., 2014. Análise de um mecanismo de compensação de reativos incorporado aos inversores de um sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica (Tese de Doutorado). Programa de Pós-graduação em Energia, USP, São Paulo, SP.
- Braun, P., 2010. A integração de sistemas fotovoltaicos em larga escala no sistema elétrico de distribuição urbana (Tese de Doutorado). Programa de Pós-graduação em Engenharia Civil, UFSC, Florianópolis, SC.
- Eid, C., Reneses Guillén, J., Frías Marín, P., Hakvoort, R., 2014. The economic effect of electricity net-metering with solar PV: Consequences for network cost recovery, cross subsidies and policy objectives. *Energy Policy* 75, 244–254. doi:10.1016/j.enpol.2014.09.011
- EPE, 2014. Nota Técnica DEA 19/14 Inserção da Geração Fotovoltaica Distribuída no Brasil – Condicionantes e Impactos.
- EPE, 2012. Análise da Inserção da Geração Solar na Matriz Elétrica Brasileira, Nota técnica EPE. Rio de Janeiro - RJ.
- IEA PVPS, 2014. Trends 2014 in PV Applications - Report IEA-PVPS T1-25:2014.
- Konzen, G., 2014. Difusão de sistemas fotovoltaicos residenciais conectados à rede no Brasil: uma simulação via modelo de Bass (Dissertação de Mestrado). Programa de Pós-Graduação em Energia, USP, São Paulo, SP.
- MIT, 2015. The Future of Solar Energy - And Interdisciplinary MIT Study.

- Montenegro, 2013. Avaliação do retorno do investimento em sistemas fotovoltaicos integrados a residências unifamiliares urbanas no Brasil (Dissertação de Mestrado). Programa de Pós-Graduação em Engenharia Civil, UFSC, Florianópolis, SC.
- Pillai, U., 2015. Drivers of cost reduction in solar photovoltaics. *Energy Econ.* 50, 286–293. doi:10.1016/j.eneco.2015.05.015
- PSR, 2013. Energy Report - Edição 77.
- Rai, V., Sigrin, B., 2012. Economics of individual decision-making: buy vs. Lease differences in the adoption of residential solar. Presented at the 31st USAEE/IAEE North America Conference, Austin, TX, EUA.
- Rauschmayer, H., Galdino, M.A., 2014. Os impactos da regulamentação ANEEL/482 e da legislação tributária no retorno financeiro de sistemas fotovoltaicos conectados à rede, V Congresso Brasileiro de Energia Solar, Recife, PE.
- REN21, 2015. Renewables 2015 - Global Status Report.
- Viana, T., 2012. Sistema fotovoltaico de 2 kWp integrado a edificação: análise do desempenho de 14 anos de operação, IV Congresso Brasileiro de Energia Solar e V Conferencia Latino-Americana da ISES, São Paulo, SP.

THE IMPACT OF A BINOMIAL RATE STRUCTURE ON THE FINANCIAL ATTRACTIVENESS OF DISTRIBUTED PHOTOVOLTAIC SYSTEMS

Abstract. *The net metering mechanism, that applies to distributed generation (DG) systems in Brazil, combined with the volumetric charge, creates a cross-subsidy between network users. This phenomenon has generated discussions around the world concerning the application of a binomial tariff for DG owners to cover their fixed costs. This study evaluated the impact this type of rate structure would bring to the financial attractiveness of a photovoltaic system. Cash flow analyses were performed on projects located in the area of ten utilities, under both scenarios (volumetric and binomial rates). The results shows that the current average payback time is 11 years, while under the binomial charging scheme the investment would never pay back in six of the ten sites. In the other four, the average payback time would increase to 22 years. Therefore, implementing this type of measure would effectively make the investments in distributed PV systems in Brazil unviable. Given the small impact caused by cross-subsidies in the rates of other customers, we think that, for now, the current pricing system should be maintained in order to encourage a new market in the country.*

Keywords: *Distributed Photovololtaics, Subsidies, Payback.*