

Avaliação do sistema de compensação de geração distribuída com sistemas fotovoltaicos em unidades prosumidoras residenciais**Evaluation of distributed generation compensation system with photovoltaic systems in residential building units**

Recebimento dos originais: 05/06/2019

Aceitação para publicação: 18/06/2019

Letícia Toreti Scarabelot

Mestre em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal de Santa Catarina – UFSC

Instituição: Universidade Federal de Santa Catarina – UFSC

Endereço: Bairro Trindade / Florianópolis/SC - CEP 88040-900

Centro Tecnológico - CTC - Caixa Postal 476

E-mail: leticia.scarabelot@posgrad.ufsc.br

Giuliano Arns Rampinelli

Doutor em Engenharia pela Universidade Federal do Rio Grande do Sul - UFRGS

Universidade Federal de Santa Catarina - UFSC,

Programa de Pós-Graduação em Energia e Sustentabilidade

Instituição: Universidade Federal de Santa Catarina – UFSC

Endereço: Rua Pedro João Pereira, 150, Mato Alto – Araranguá – SC, CEP 88.905-120

E-mail: giuliano.rampinelli@ufsc.br

Carlos Renato Rambo

Doutor em Tecnologia Nuclear-Materiais pela Universidade de São Paulo - USP

Instituição: Universidade Federal de Santa Catarina – UFSC

Endereço: Bairro Trindade / Florianópolis/SC - CEP 88040-900

Centro Tecnológico - CTC - Caixa Postal 476

E-mail: carlos.rambo@ufsc.br

RESUMO

Os sistemas fotovoltaicos de geração distribuída apresentam maturidade tecnológica, confiabilidade de desempenho e competitividade econômica, tornando-se uma alternativa viável para diversificação e descarbonização da matriz elétrica. No Brasil, há um cenário favorável para a inserção de sistemas fotovoltaicos a partir de políticas combinadas de normatização, certificação, regulamentação e incentivos fiscais e tributários. O sistema de compensação de energia elétrica garante a operacionalidade dos sistemas fotovoltaicos de geração distribuída em unidades prosumidoras. Este trabalho apresenta uma análise do sistema de compensação de energia elétrica a partir do monitoramento contínuo de variáveis energéticas e elétricas de sistemas fotovoltaicos integrados em unidades consumidoras residenciais considerando as características de injeção de energia elétrica na rede de distribuição. As potências nominais dos sistemas fotovoltaicos são de 1,25 kWp e 2,08 kWp e, respectivamente, compensam 80 % e 95 % do consumo anual de energia elétrica das unidades residenciais. A produtividade anual dos sistemas fotovoltaicos varia entre 1.300 kWh/kWp e 1.600 kWh/kWp enquanto que a energia elétrica que é injetada na rede representa uma fração entre 50 % e 65 % da energia gerada.

Palavras-chave: Energia Solar, Sistemas Fotovoltaicos, Prosumidores.

ABSTRACT

Distributed generation photovoltaic systems present technological maturity, performance reliability and economic competitiveness, making it a viable alternative for the diversification and decarbonization of the electric matrix. In Brazil, there is a favorable scenario for the insertion of photovoltaic systems based on combined government policies standardization, regulatory frameworks and tax incentives. The net metering system guarantees the operation of distributed generation photovoltaic systems in residential prosumers. This paper presents an analysis of the net metering system from the continuous monitoring of energy and electric variables of building integrated PV systems considering aspects of taxes and characteristics of electric energy injection in the distribution grid. The nominal power of the PV systems are 1.25 kWp and 2.08 kWp and, respectively, generate between 80 % and 95 % of the annual energy consumption of the residential prosumers. The yield final of PV systems varies between 1,300 kWh/kWp and 1,600 kWh/kWp. The electric energy injected on the grid varies between 50 % and 65 % of the generated energy. The reduction in the value of electricity bills of prosumer units varies between 70 % and 85 % depending on the taxes scenario considered.

Keywords: solar energy, distributed generation, prosumers.

1 INTRODUÇÃO

A energia elétrica é um dos elementos fundamentais para o desenvolvimento da sociedade contemporânea. O crescimento econômico de um país está diretamente associado à oferta de energia elétrica, da mesma maneira as pessoas têm uma crescente demanda por energia elétrica visando melhor qualidade de vida e bem-estar social (Villareal e Moreira, 2016). Nesse contexto a política energética deve priorizar o desenvolvimento de tecnologias para garantir e ampliar o fornecimento de energia elétrica através de uma matriz limpa e sustentável (Cantner et al., 2016). Os temas de desenvolvimento sustentável, meio ambiente, energias renováveis e mudanças climáticas são algumas agendas desafiadoras da sociedade do século XXI. Estes desafios para serem logrados, necessariamente, entre outras exigências, passam pela descarbonização da matriz energética.

A geração de energia, em termos globais, está baseada na utilização de combustíveis fósseis, por exemplo, petróleo e seus derivados, carvão e gás natural (Lacchini e Rütther, 2015). Esse modelo predominante tem impactos decisivos e irreversíveis no meio ambiente e clima. É necessário que governos e sociedade organizada construam um novo modelo energético baseado no aproveitamento racional e sustentável de fontes não renováveis e renováveis de energia, garantindo um processo gradual de descarbonização da matriz elétrica.

Em dezembro de 2015, o Acordo de Paris foi adotado pela convenção das Nações Unidas para Mudanças do Clima estabelecendo um novo acordo global para mitigar as mudanças climáticas. O principal objetivo do Acordo de Paris é limitar o aquecimento do planeta o que implica em emissões líquidas de gases de efeito estufa iguais a zero em algum momento do futuro (Nhamo e Nhamo, 2016).

Para tornar a matriz de energia elétrica mais segura, robusta e renovável é necessário diversificar a mesma a partir da inserção contínua e gradual de diferentes fontes de energias renováveis (Lacchini e Rüther, 2015). Entre as energias renováveis, pode-se destacar a energia eólica, biomassa, gás natural, hidrogênio, biogás e as diversas aplicações da energia solar, como a energia solar fotovoltaica e a energia solar termoeletrica, as pequenas centrais hidroelétricas e o aproveitamento da energia das ondas e marés (Foley e Olabi, 2017).

Historicamente ocorreram três eventos que impulsionaram a aplicação e inserção dos sistemas fotovoltaicos. O primeiro evento se deu com a aplicação espacial dos sistemas fotovoltaicos, por se apresentarem com uma tecnologia viável e competitiva para geração de energia neste ambiente. O segundo marco decisivo foi a crescente utilização off-grid que por exemplo, se mostrou uma opção viável economicamente para eletrificação rural e aconteceu devido à crise do petróleo nos anos 70. O terceiro evento foram as políticas de incentivos e regulamentação que proporcionaram a paridade tarifária no primeiro momento no âmbito residencial (Breyer e Gerlach, 2013).

Os programas de incentivos que os governos adotaram nos últimos anos impulsionaram a inserção dos sistemas fotovoltaicos, dessa forma os custos dos módulos fotovoltaicos, principal componente do sistema, caíram significativamente de 220 R\$/Wp em 1976 para 2,20R\$/Wp em 2014 (Lacchini e Rüther, 2015).

A utilização de sistemas fotovoltaicos conectados à rede para geração de energia elétrica vem crescendo rapidamente, influenciada pela redução de preços dos diferentes componentes, maturidade e confiabilidade tecnológica e principalmente a partir da regulamentação, normatização, certificação e incentivos governamentais à energia solar (Breyer e Gerlach, 2013).

2 CENÁRIO BRASILEIRO

Apesar de apresentar uma matriz com 75,5 % de fontes renováveis, a matriz elétrica brasileira está baseada na geração centralizada com usinas de grande porte e impacto sócio ambiental. Segundo a EPE, 64 % da potência instalada no Brasil corresponde as usinas hidrelétricas que apesar de serem usinas de energia renovável, representam um modelo muito vulnerável a falhas e eventos climatológicos e meteorológicos. Em 2015 foi registrado pela Empresa de Pesquisa Energética – EPE, o quarto ano consecutivo com redução de energia hidráulica disponibilizada, devido as condições hidrológicas desfavoráveis (EPE, 2016). Este cenário desfavorável para a energia hídrica implicou em aumento dos custos de geração de energia elétrica que foram repassados, em parte, aos consumidores.

No Brasil o ponto de partida para a regulamentação da micro e minigeração distribuída aconteceu com a publicação da Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012, regulamentada pela Agencia

Nacional de Energia Elétrica – ANEEL (ANEEL, 2012). O sistema de compensação de energia, internacionalmente conhecido como *net metering* (Fig. 1), consiste em medir o fluxo de energia elétrica nos dois sentidos em uma unidade consumidora que possui geração, ou seja, é realizada a contabilização entre a energia consumida e a energia exportada ou injetada para a rede, dessa forma o faturamento é dado somente pela energia ativa (Eid et al., 2014). Não há comercialização de energia elétrica se ao final do período de faturamento a energia injetada for maior que a energia consumida. Neste caso, a unidade consumidora recebe créditos energia elétrica. O excedente que não foi utilizado no mês corrente deve ser utilizado para compensação em meses subsequentes. Este modelo pode ser considerado uma eficiente política para a inserção da tecnologia solar fotovoltaica ainda em desenvolvimento em um país (Lacchini e Rüther, 2015) e foi adotado por muitos estados dos EUA.

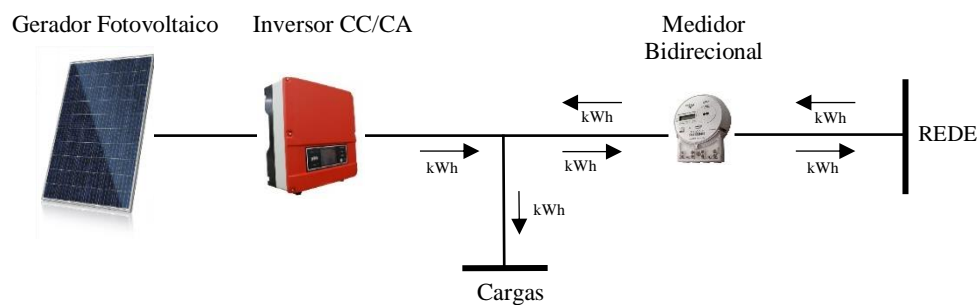


Figura 1 – Sistema de compensação *net metering*.

O ICMS (Imposto sobre circulação de mercadorias e serviços) é um tributo estadual também aplicável a energia elétrica. A cobrança do ICMS acontece sobre o valor integral da energia consumida desconsiderando qualquer compensação de energia. Dessa forma ocorre a cobrança do imposto sobre a energia que a unidade consumidora produziu. A cobrança do ICMS sobre a energia elétrica gerada é considerada indevida tendo em vista que não há transferência de titularidade do bem, ou seja, circulação de mercadoria (ANEEL, 2017a).

Diante desta barreira financeira, a Lei nº 13.169, em seu art. 8º, reduziu a zero as alíquotas da Contribuição para o PIS/Pasep e da Contribuição para Financiamento da Seguridade Social – COFINS incidentes sobre a energia injetada na rede pelos consumidores, logo após o Conselho de Política Fazendária (ConFaz) editou novo Convênio (16/2015) e autorizou os estados a cobrarem ICMS apenas sobre a diferença entre a energia consumida e a energia injetada, ficando a critério de cada estado adotar ou não essa prática.

A isenção do ICMS em todos os estados proporcionaria ao país um incremento da ordem de 55% de sistemas fotovoltaicos instalados em um horizonte até 2023 em comparação ao que seria alcançado se o cenário permanecesse sem a adesão dos estados, segundo dados da Empresa de Pesquisa Energética (EPE, 2012). Ao todo, no Brasil, o número de estados que possuem isenção de ICMS para energia solar é de 21 estados e o Distrito Federal sendo que somente o Amazonas, Amapá, Espírito Santo, Paraná e Santa Catarina não aderiram ao Convênio ICMS 16/2015.

Além desses incentivos por parte do governo, também houve a publicação da Resolução Normativa nº 687/2015, pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, que revisa e atualiza a Resolução Normativa nº 482/2012, definindo novas potências em duas categorias: a microgeração distribuída que contempla sistemas com potência instalada de até 75 kW e a minigeração distribuída sendo uma central geradora de energia elétrica, com potência acima de 75 kW e menor ou igual a 5 MW (sendo 3 MW para fonte hídrica). Houve a redução dos prazos para conexão dos sistemas, novas possibilidades como a geração compartilhada e a geração em empreendimentos de múltiplas unidades consumidoras, a consolidação do modelo de autoconsumo remoto, o melhoramento das informações das faturas, facilitando o entendimento dos clientes geradores de energia e aumentando o público alvo (ANEEL, 2015).

A paridade tarifária, ou seja, a equivalência de custo entre a energia elétrica fornecida pela concessionária de distribuição e a energia elétrica gerada pelo sistema fotovoltaico da unidade consumidora, ocorreu primeiramente na Europa por volta do ano 2010, especificamente para o mercado residencial na Itália. As principais características para esse marco foi o elevado recurso solar disponível e as altas tarifas de energia elétrica (Breyer e Gerlach, 2013).

No Brasil as tarifas são classificadas pelo nível de tensão de fornecimento dos clientes. Nos grupos da Baixa Tensão (<2,3 kV), principalmente no âmbito residencial (grupo B1) e comercial (grupo B3) são encontradas as tarifas mais elevadas e que correspondem a 80 % do consumo de eletricidade da rede de Baixa Tensão (Holdermann et al., 2014).

Adicionalmente a partir da publicação da Resolução Normativa nº 547/2013, pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, conforme a disponibilidade de energia elétrica no país, as faturas podem ser acrescidas das bandeiras tarifárias, que refletem o custo real da geração de eletricidade e pretende promover a conscientização do consumidor (Di Santo et al., 2015). O Brasil apresenta excelente recurso solar, sendo que a irradiação solar anual varia entre 1500 e 2300 kWh/m²/ano, índices superiores a Itália, por exemplo, que apresenta irradiação solar anual entre 1200 e 1750 kWh/m²/ano (Lacchini e Rüter, 2015). A geração distribuída, é caracterizada por pequenos geradores de energia elétrica conectados à rede de distribuição da concessionária local, sendo assim possível que cada consumidor gere sua própria

energia. A aplicação dos sistemas fotovoltaicos em unidades consumidoras residenciais implica em várias vantagens econômicas e técnicas, por exemplo, redução dos custos operacionais, adiamento de atualização das linhas de distribuição, menores perdas por transmissão e distribuição, aumento na qualidade do serviço para o cliente, rápida implementação e modularidade (Lacchini e Rütther, 2015).

3 PERFIL DE CONSUMO RESIDENCIAL NO BRASIL

Segundo (Villareal e Moreira, 2016), o setor residencial no Brasil em 2013, correspondia a aproximadamente 26 % do consumo de energia elétrica e teve o maior índice de crescimento. O principal fator no crescimento da demanda de energia elétrica é a popularização de equipamentos eletrônicos e eletrodomésticos. Esse fato se dá pelo aumento da renda familiar e a diminuição da pobreza nas últimas décadas, acarretando em uma melhora na qualidade de vida dos brasileiros. Contribuindo para o crescimento da demanda, o Programa Luz Para Todos, foi proposto com o objetivo de universalizar o acesso a eletricidade com início em 2003. Em 2015, 3,2 milhões de famílias já estavam beneficiadas pelo programa, agregando 4,8 % no total de residências (Villareal e Moreira, 2016).

O consumo de energia elétrica em unidades consumidoras residenciais é basicamente para cozinhar, aquecimento de água, conservação de alimentos, iluminação de ambientes, lazer, serviços gerais e conforto térmico (Pereira e Assis, 2013). Fatores como as regiões do país, níveis de renda e características dos ocupantes estão associados aos hábitos e comportamentos de consumo (Villareal e Moreira, 2016).

(Ghisi et al., 2007) apresenta em seu estudo, que o consumo de energia elétrica apresenta sazonalidade em unidades consumidoras residenciais. Por exemplo, o consumo de energia elétrica devido ao condicionamento de ar representa 2 % no inverno e 16 % no verão, enquanto que outros equipamentos elétricos têm menor variação sazonal de consumo.

Uma pesquisa com base em residências em Florianópolis, Brasil, mostra que o consumo varia entre 7,23 kWh/dia no verão e 7,79 kWh/dia no inverno (Silva et al., 2014). Nesse contexto ocorrem os problemas de fornecimento de energia elétrica, principalmente em horários de pico de consumo em dias quentes de verão onde a demanda de condicionadores de ar aumenta (Pereira e Assis, 2013).

A Fig. 2, mostra que 79,4 % dos sistemas de geração distribuída estão instalados em unidades consumidoras residenciais (ANEEL, 2017b), uma vez que nesta classe se encontram as maiores tarifas de energia elétrica e a maior viabilidade técnica e econômica.

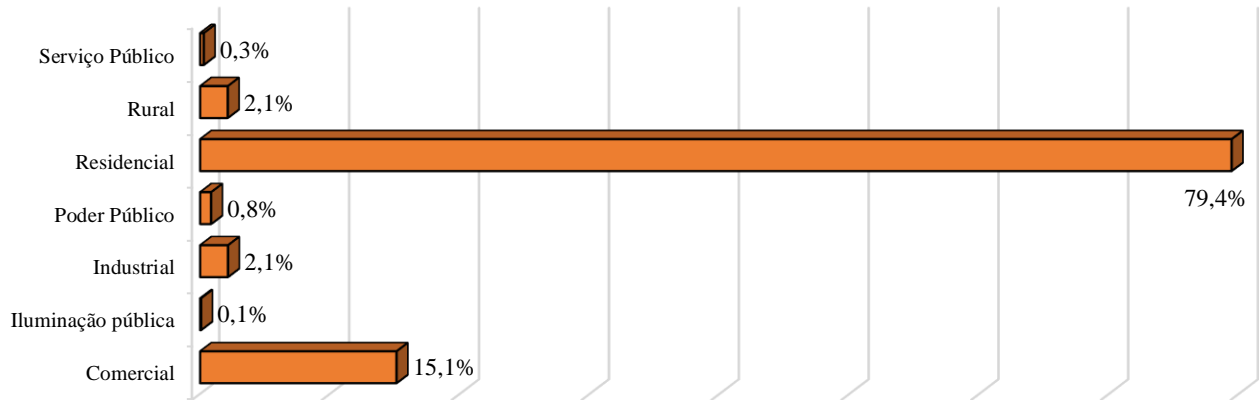


Figura 2 - Unidades consumidoras com geração distribuída, por classe de consumo (ANEEL, 2017b).

Devido ao perfil de consumo destas unidades consumidoras, os níveis de energia elétrica injetada na rede em residências no Brasil são altos. Os sistemas fotovoltaicos instalados em unidades consumidoras localizadas em estados brasileiros onde não há isenção de ICMS sobre a energia elétrica injetada na rede, apresentam *payback* time mais longos. As políticas de incentivo federais ou estaduais, políticas fiscais, custeio de investimentos em logística e telecomunicações (*smart grids*) representam impactos na disseminação da tecnologia e são fundamentais para a expansão dos geradores.

4 MATERIAIS E MÉTODOS

A energia elétrica convertida por sistemas fotovoltaicos de geração distribuída é consumida instantaneamente na unidade consumidora para períodos onde o consumo é maior que a geração. Para períodos em que a geração é superior ao consumo, a energia elétrica excedente é injetada à rede elétrica. Para os períodos onde a geração não é suficiente para atender o consumo, a rede elétrica fornece a energia complementar. Sendo assim, este trabalho apresenta uma análise da funcionalidade e operacionalidade do sistema de compensação em unidades prossumidoras residenciais e uma avaliação do perfil de consumo e geração destas unidades.

Para avaliar o perfil residencial de consumo e geração de energia elétrica foram utilizados dois sistemas fotovoltaicos instalados em unidades consumidoras residenciais, denominados de sistema Turvo I e sistema Turvo II. A topologia, componentes e conexão à rede dos sistemas fotovoltaicos é apresentada na Fig. 1 e as principais características são apresentadas na Tab. 1.

Tabela 1. Características dos sistemas considerados neste estudo.

	<i>Sistema Turvo I</i>	<i>Sistema Turvo II</i>
<i>Inversor (modelo/potência)</i>	PHB1500-SS 1.500W	PHB3000-SS 3.000W
<i>Módulos fotovoltaicos</i>	5x 250 Wp	8x 260 Wp
<i>Tecnologia</i>	Multi-cristalino	
<i>Alimentação</i>	Monofásico	
<i>Ângulo de azimute</i>	60° L	60° O
<i>Ângulo de inclinação</i>	25°	20°
<i>Local de Instalação</i>	Turvo SC Latitude: 28° 55' 34" S Longitude: 49° 40' 45" W	
<i>Tempo de monitoramento</i>	24 meses	12 meses

O perfil de consumo de energia elétrica da residência foi determinado a partir de um analisador de rede. O analisador utilizado é do fabricante IMS, modelo PowerNet P-600, configurado para registrar dados de tensão e corrente alternada, com exatidão de $\pm 0,20\%$ e $\pm 0,20\% \pm 1\%$ do sensor de corrente, respectivamente, em intervalos de 5 minutos. Através do monitoramento do inversor do sistema fotovoltaico foram levantados os dados de geração total de energia elétrica do sistema fotovoltaico e através das faturas foram levantados os dados de consumo da rede e injeção de energia elétrica por parte do sistema fotovoltaico. Estas informações combinadas permitem que seja determinada a energia consumida instantaneamente. Destaca-se que somente a energia elétrica que excede ao consumo, em cada instante de tempo, é injetada na rede e sofre a cobrança de ICMS.

5 RESULTADOS E DISCUSSÃO

A Tab. 2 e a Tab. 3, apresentam dados de energia elétrica dos sistemas fotovoltaicos de referência, sistema Turvo I e sistema Turvo II, respectivamente.

Os dados extraídos do medidor bidirecional correspondem ao consumo abatido pela rede de distribuição e a energia elétrica que foi injetada à rede em horários onde o consumo foi menor que a geração. O balanço de energia foi determinado pela subtração entre a energia injetada e consumo da rede e mostra o valor de energia elétrica que não pode ser abatido com a energia elétrica gerada. A energia consumida instantaneamente pelas cargas, que não foi medida pelo medidor, pode ser determinada a partir dos dados de geração total de energia elétrica registrado pelo inversor subtraindo-se o montante de energia que foi injetada na rede.

O consumo total de energia elétrica da residência, representa a quantidade de energia elétrica que deveria ser fornecida pela rede, caso não houvesse sistema de geração e é a soma entre o consumo da rede e a energia elétrica que foi consumida instantaneamente.

Tabela 2. Dados de consumo e geração da residência com Sistema Turvo I.

Data	Consumo da Rede (kWh)	Injetado (kWh)	Balço de energia (kWh)	Energia consumida inst. (kWh)	Geração Total (kWh)	Consumo sem Geração (kWh)
jul-15	119	70	-49	50	120	169
ago-15	112	89	-23	73	162	185
set-15	101	97	-4	64	161	165
out-15	105	57	-48	77	134	182
nov-15	112	67	-45	54	121	166
dez-15	81	100	19	80	180	161
jan-16	133	77	-56	95	172	228
fev-16	123	96	-27	94	190	217
mar-16	106	104	-2	76	180	182
abr-16	142	90	-52	80	170	222
mai-16	116	62	-54	58	120	174
jun-16	101	80	-21	60	140	161
jul-16	131	69	-62	61	130	192
ago-16	108	82	-26	68	150	176
set-16	108	94	-14	66	160	174
out-16	108	85	-23	75	160	183
nov-16	126	109	-17	91	200	217
dez-16	115	117	2	89.5	206.5	204.5
jan-17	244	93	-151	113	206	357
fev-17	214	87	-127	111.8	198.8	325.8
mar-17	247	82	-165	96.8	178.8	343.8
abr-17	144	76	-68	77.3	153.3	221.3
mai-17	111	76	-35	75.9	151.9	186.9
jun-17	122	54	-68	52.7	106.7	174.7
Total	3.129	2.013		1.839	3.852	4.968

Média	130,4	83,9	76,6	160,5	207,0
σ	43,0	16,1	17,5	29,1	56,2

Tabela 3. Dados de consumo e geração da residência com Sistema Turvo II.

Data	Consumo da Rede (kWh)	Injetado (kWh)	Balanco de energia (kWh)	Energia consumida inst. (kWh)	Geração Total (kWh)	Consumo sem Geração (kWh)
abr-16	146	148	2	79	227	225
mai-16	167	112	-55	66	178	233
jun-16	169	105	-64	61	166	230
jul-16	213	97	-116	63	160	276
ago-16	160	144	-16	69	213	229
set-16	167	140	-27	79	219	246
out-16	156	157	1	73	230	229
nov-16	124	193	69	77	270	201
dez-16	106	203	97	87	290	193
jan-17	144	156	12	94	250	238
fev-17	148	161	13	109	270	257
mar-17	192	138	-54	92	230	284
Total	1.892	1.754		949	2.703	2.841
Média	157,7	146,2		79,1	225,2	236,7
σ	28,2	32,0		14,3	41,6	26,6

Na Fig. 3 e Fig. 4, pode-se observar o consumo total de energia elétrica juntamente com a taxa de disponibilidade do sistema e a geração de energia elétrica total dos sistemas fotovoltaicos de referência. No sistema Turvo I, em apenas 2 meses houve a ocorrência de geração de créditos, acarretando em uma perda de apenas 60 kWh em 24 meses. No sistema Turvo II, percebe-se 6 meses de geração de créditos sendo assim uma perda de 180 kWh durante apenas 12 meses. Para os meses de agosto e setembro não houve a geração de créditos, mas uma parcela de geração acabou sendo descontada da taxa de disponibilidade, 14 kWh e 3 kWh respectivamente.

Até o mês de fevereiro a unidade consumidora com o sistema Turvo II acumulou 194 kWh de créditos de energia elétrica, no mês seguinte houve o balanço de 54 kWh utilizados da rede, sendo assim a compensação do crédito acontece da seguinte maneira, 30 kWh serão pagos pelo cliente devido a taxa

de disponibilidade do sistema monofásico e os 24 kWh restantes serão descontados do saldo de créditos. Ao final dos 12 meses a unidade consumidora acumulou então 170 kWh.

Aproximadamente 78 % do consumo total de energia elétrica da residência foi atendido pelo sistema fotovoltaico Turvo I. O sistema fotovoltaico Turvo II compensou 95 % do consumo de energia elétrica da residência onde o mesmo está instalado.

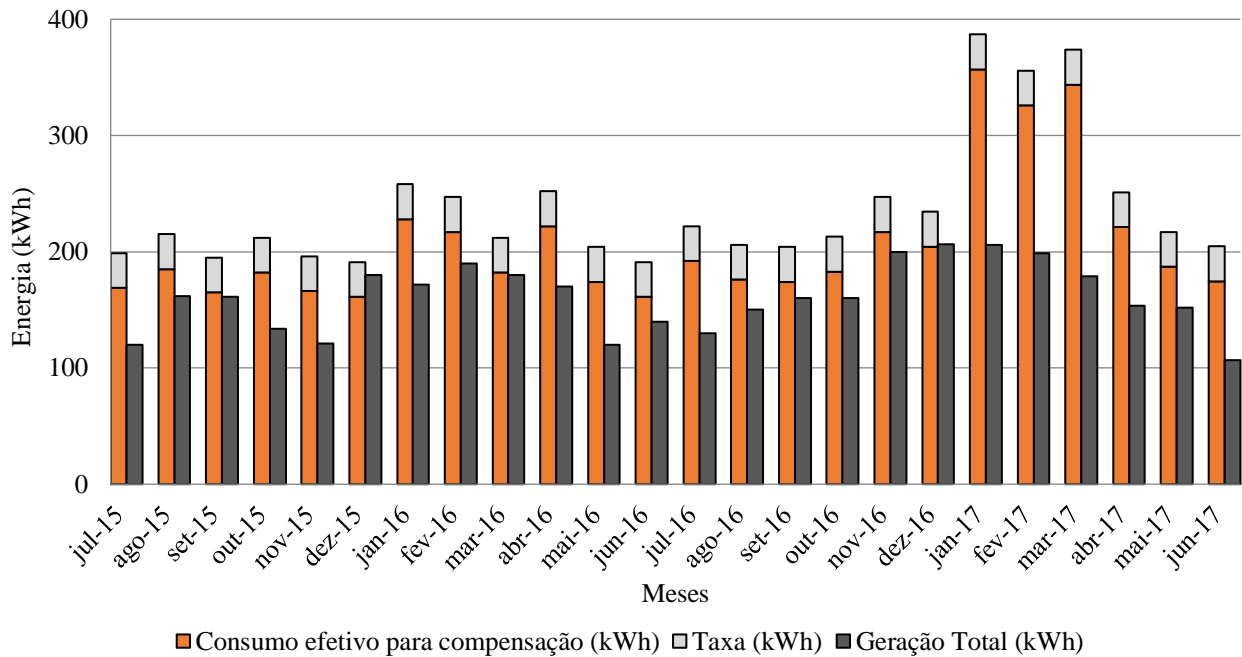


Figura 3 - Consumo e geração mensal, residência com Sistema Turvo I.

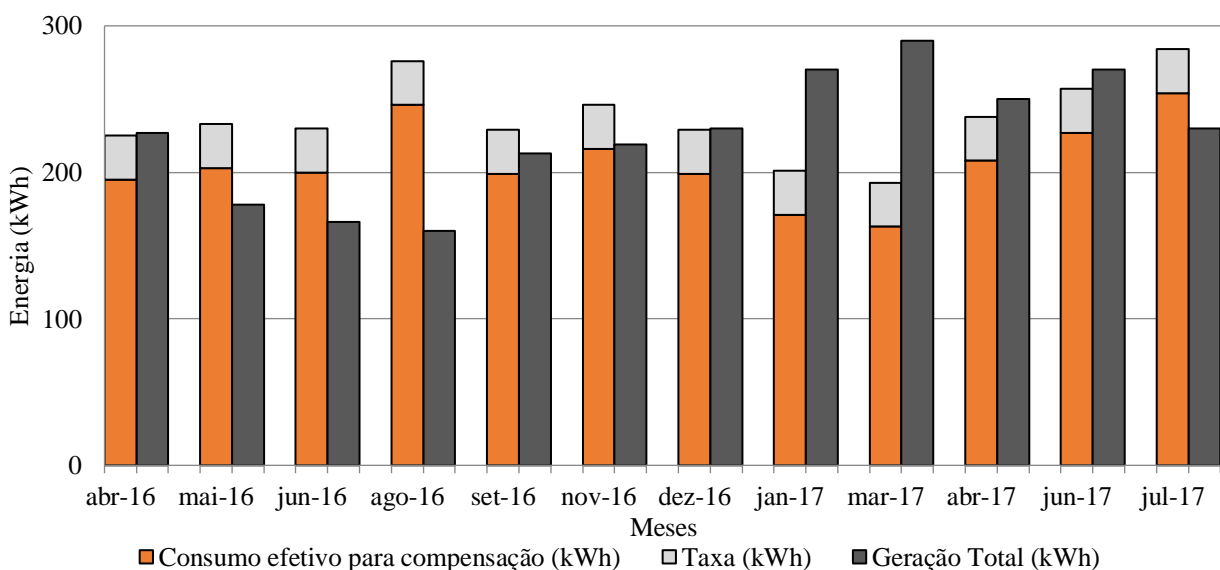


Figura 4 - Consumo e geração mensal, residência com Sistema Turvo II.

As unidades consumidoras em que os sistemas fotovoltaicos Turvo I e Turvo II estão instalados, apresentaram médias mensais de consumo de energia elétrica de 207 kWh e 252,75 kWh e desvio padrão de 56,20 kWh e 23,95 kWh, respectivamente. No estudo realizado por (Silva et al., 2014), o consumo mensal de residências na zona climática de Florianópolis, tem média de 214 kWh. O maior consumo no verão é explicado pelo uso de condicionadores de ar. Para a região sul do Brasil no verão esse equipamento pode representar 27 % do consumo de uma residência, sendo que esta participação é da ordem de 3 % no inverno (Ghisi et al., 2007).

A Tab. 4 apresenta índices de geração de energia elétrica e produtividade dos sistemas fotovoltaicos de referência. A produtividade ou yield final, é a razão entre a energia elétrica gerada (kWh) por unidade de potência instalada dos sistemas (kWp) ao longo de um ano. A produtividade apresenta variação de acordo com a tecnologia dos módulos fotovoltaicos, orientação, inclinação, sombreamento e sujeira (Saber et al., 2014). O Sistema Turvo I apresenta melhor desempenho no segundo ano de operação, muito provavelmente pelo maior recurso solar disponível, já que outras condições não tiveram mudanças.

O Sistema Turvo II apresenta menor desempenho, que pode ser atribuído a menor inclinação de instalação do sistema. A cidade de Turvo SC apresenta latitude média e a baixa inclinação de instalação acarreta em maiores perdas de geração do sistema fotovoltaico no período de inverno, dessa forma o desvio padrão mensal corrobora com essa afirmação. Em um estudo realizado por (Cronemberger et al., 2012), 70 cidades no Brasil apresentaram uma inclinação ideal que varia entre 1,5° e 9,3° acima da latitude local e outras 8 cidades tem sua inclinação ideal igual a latitude local.

Tabela 4. Índices de geração de energia elétrica e produtividade anuais dos sistemas fotovoltaicos.

	Sistema Turvo I (Ano 1)	Sistema Turvo I (Ano 2)	Sistema Turvo II (Ano 2)
Geração Total (kWh)	1.850,00	2.002,00	2.703,00
Produtividade (kWh/kWp)	1.480,00	1.601,60	1.299,52
Média Mensal de Geração (kWh)	154,17	160,50	225,25
Desvio Padrão Mensal (kWh)	25,83	29,06	41,61

As Fig. 5 e Fig. 6 apresentam o perfil de geração e demanda de energia elétrica das unidades consumidoras de referência. A geração de energia elétrica dos sistemas fotovoltaicos, está dividida em energia injetada na rede e energia consumida instantaneamente. Verifica-se que para o período monitorado aproximadamente 52 % da energia elétrica gerada pelo sistema fotovoltaico Turvo I foi injetada na rede, sendo que para esta condição há incidência de cobrança de ICMS enquanto para o sistema fotovoltaico Turvo II a energia elétrica injetada foi da ordem de 65 %. A energia elétrica injetada na rede acontece nos momentos em que a geração é superior ao consumo. Esta energia é compensada nos momentos em que a geração é menor que o consumo, entretanto, esta energia elétrica é registrada no medidor bidirecional e, portanto, há incidência de tributação.

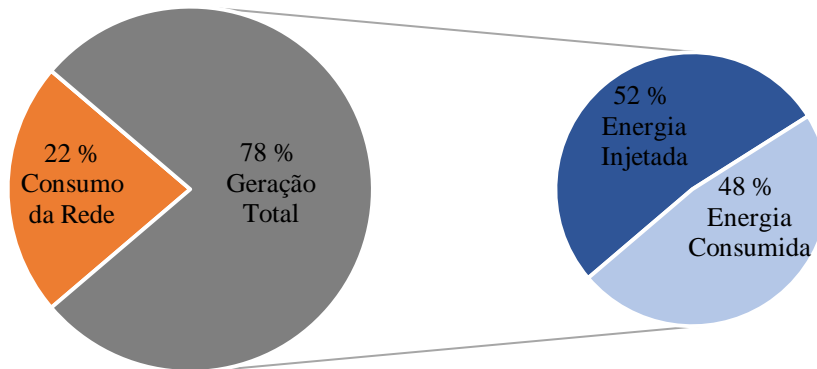


Figura 5 - Perfil de consumo da unidade consumidora com sistema fotovoltaico Turvo I.

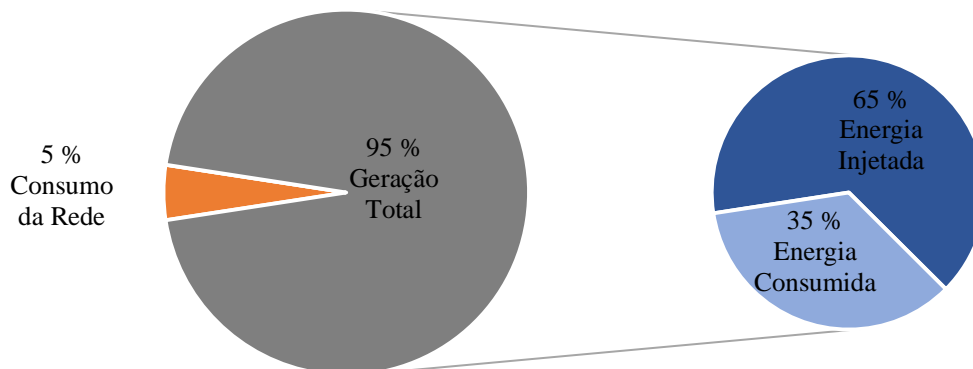


Figura 6 - Perfil de consumo da unidade consumidora com sistema fotovoltaico Turvo II.

Este perfil é bastante característico de residências familiares, onde provavelmente todos passem boa parte do dia fora de casa. O número de pessoas em uma residência não tem tanto impacto no consumo,

mas sim o nível de ocupação, ou seja, quanto tempo as pessoas permanecem na residência (Wallis et al., 2016).

Os picos de consumo ocorrem ao meio dia, pelo uso da cozinha e as 7:00 h e 19:00 h pelo uso do chuveiro elétrico (Silva et al., 2014) esses equipamentos representam a maior potência presente em uma residência (Naspolini e Rütther, 2011), predominando o consumo em horários que não há geração de energia elétrica pelo sistema fotovoltaico. No restante do tempo a residência apresenta consumo somente de equipamentos em modo de espera, fazendo com que grande parte da energia gerada pelo sistema fotovoltaico seja injetada na rede da concessionária.

Esse perfil típico residencial pode ser visto na Fig. 7, onde a unidade consumidora com o sistema fotovoltaico Turvo I (período de inverno), apresenta consumo reduzido durante o dia, ocorrendo a injeção de grande parte da energia elétrica gerada, correspondendo a parte negativa do gráfico. Essa energia que foi injetada será consumida no período da noite, no qual ocorre a maior demanda dessa unidade consumidora, parte desse consumo será abatido pelos créditos de energia e o restante será complementado pela rede.

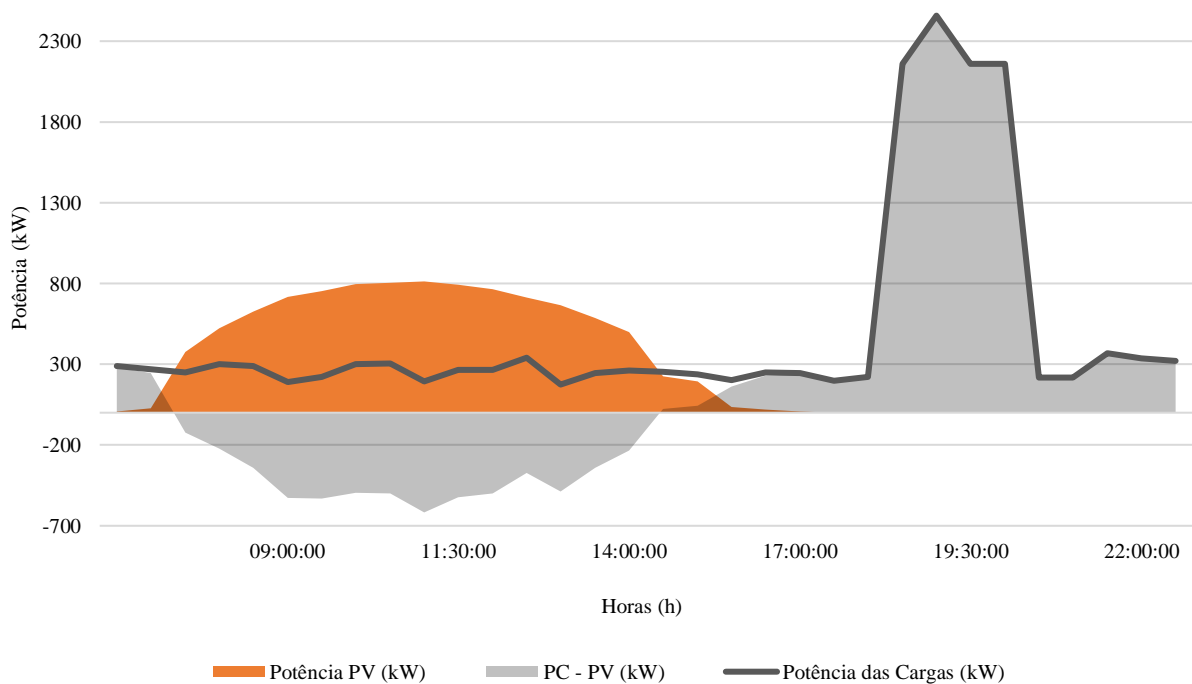


Figura 7- Curva de carga e geração de um dia útil de inverno da unidade consumidora com o sistema fotovoltaico Turvo I.

6 CONCLUSÃO

Os sistemas fotovoltaicos de geração distribuída apresentam maturidade tecnológica, confiabilidade de desempenho e competitividade econômica. Os programas de incentivos fiscais e tributários, bem como normas e regulamentações, desempenham papel fundamental e essencial no processo de inserção dos sistemas fotovoltaicos na matriz elétrica.

Este trabalho apresentou uma avaliação energética de sistemas fotovoltaicos de geração distribuída em operação instalados em unidades prosumidoras residenciais localizadas na cidade de Turvo, sul do Brasil. Foram apresentadas as variações de geração de energia elétrica mensal, verificando-se maior produtividade no sistema fotovoltaico Turvo I, devido suas condições de instalação, evidenciando a importância da otimização. A geração de créditos de energia elétrica ao final do mês para sistemas instalados em residências, acarreta na perda de energia elétrica gerada correspondente a taxa de disponibilidade da rede, caracterizando uma desvantagem para o sistema fotovoltaico Turvo II.

A produtividade anual dos sistemas fotovoltaicos variou entre 1.300 kWh/kW_P e 1.600 kWh/kW_P enquanto que a energia elétrica que é injetada na rede representou uma fração variável entre 50 % e 65 % da energia gerada pelos sistemas fotovoltaicos. O perfil de consumo de unidades residenciais mostra que grande parte da energia elétrica gerada pelo sistema fotovoltaico é injetada na rede da concessionária o que acarreta no pagamento de ICMS sobre essa energia. Sendo assim, incentivos estaduais ou federais são importantes para impulsionar os sistemas fotovoltaicos. Além da redução dos preços e análise técnica para aplicação adequada dos sistemas em relação a viabilidade técnica, custo do investimento e tarifa para que seja possível alcançar a rentabilidade econômica e desenvolvimento sustentável.

Agradecimentos

Os autores agradecem ao Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (CNPq) e à Universidade Federal de Santa Catarina (UFSC).

REFERÊNCIAS

- ANEEL, 2012. Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), Resolução Normativa nº 482/2012 (2012).
- ANEEL, 2015. Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), Resolução Aneel nº 687/2015 (2015).
- ANEEL, 2017a. Cálculo tarifário e metodologias, Agência Nacional de Energia Elétrica, Rio de Janeiro, Brasil. <http://www.aneel.gov.br/calculo-tarifario-e-metodologia> (Acesso em maio 2017).

- ANEEL, 2017b. http://www2.aneel.gov.br/scg/gd/GD_Classe.asp. (Acesso em maio2017).
- Breyer, C., Gerlach, A., 2013. Global overview on grid-parity. *Prog. Photovoltaics Res. Appl.* vol. 21, pp. 121–136.
- Cantner, U., Graf, H., Herrmann, J., Kalthaus, M., 2016. Inventor networks in renewable energies: The influence of the policy mix in Germany. *Res. Policy*, vol. 45, pp. 1165–1184.
- Cronemberger, J., Caamaño-Martín, E., Sánchez, S.V., 2012. Assessing the solar irradiation potential for solar photovoltaic applications in buildings at low latitudes – Making the case for Brazil. *Energy Build.*, vol. 55, pp. 264–272.
- Di Santo, K.G., Kanashiro, E., Di Santo, S.G., Saidel, M.A., 2015. A review on smart grids and experiences in Brazil. *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 52, pp. 1072–1082.
- 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*, vol. 75, pp. 244–254.
- Foley, A., Olabi, A.G., 2017. Renewable energy technology developments, trends and policy implications that can underpin the drive for global climate change. *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 68, pp. 1112–1114.
- Ghisi, E., Gosch, S., Lamberts, R., 2007. Electricity end-uses in the residential sector of Brazil. *Energy Policy*, vol. 35, pp. 4107–4120.
- Holdermann, C., Kissel, J., Beigel, J., 2014. Distributed photovoltaic generation in Brazil: An economic viability analysis of small-scale photovoltaic systems in the residential and commercial sectors. *Energy Policy*, vol. 67, pp. 612–617.
- Lacchini, C., Rüther, R., 2015. The influence of government strategies on the financial return of capital invested in PV systems located in different climatic zones in Brazil. *Renew. Energy*, vol. 83, pp. 786–798.
- Naspolini, H.F., Rüther, R., 2011. The impacts of solar water heating in low-income households on the distribution utility's active, reactive and apparent power demands. *Sol. Energy*, vol. 85, pp. 2023–2032.
- Nhamo, G., Nhamo, S., 2016. One global deal from Paris 2015: Convergence and contestations on the future climate mitigation agenda. *South African J. Int. Aff.*, vol. 23, pp. 323–346.
- Pereira, I.M., Assis, E.S. de, 2013. Urban energy consumption mapping for energy management. *Energy Policy*, vol. 59, pp. 257–269.
- Saber, E.M., Lee, S.E., Manthapuri, S., Yi, W., Deb, C., 2014. PV (photovoltaics) performance evaluation and simulation-based energy yield prediction for tropical buildings. *Energy*, vol. 71, pp.

588–595.

Silva, A.S., Luiz, F., Mansur, A.C., Vieira, A.S., Schaefer, A., Ghisi, E., 2014. Knowing electricity end-uses to successfully promote energy efficiency in buildings: a case study in low-income houses in Southern Brazil. *Int. J. Sustain. Energy Plan. Manag.*, vol. 2, pp. 7–18.

Villareal, M.J.C., Moreira, J.M.L., 2016. Household consumption of electricity in Brazil between 1985 and 2013. *Energy Policy*, vol. 96, pp. 251–259.

Wallis, H., Nachreiner, M., Matthies, E., 2016. Adolescents and electricity consumption; Investigating sociodemographic, economic, and behavioural influences on electricity consumption in households. *Energy Policy*, vol. 94, pp. 224–234.