

SIMULAÇÃO E ANÁLISE DE SISTEMA FOTOVOLTAICO DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA NO ÂMBITO DA TARIFA BRANCA

Aline Rodrigues – aline.rodrigues.a@outlook.com

Giuliano Arns Rampinelli – giuliano.rampinelli@ufsc.br

Leonardo Elizeire Bremermann – leonardo.bremermann@ufsc.br

Universidade Federal da Santa Catarina, Centro de Ciências, Tecnologias e Saúde

Resumo. *O consumo de energia elétrica crescente aliado com a falta de capacidade de geração de energia elétrica, causa a necessidade de mudanças no modo como a energia é produzida e consumida. A tecnologia fotovoltaica e a tarifa branca podem ser empregadas para moldar o consumo de energia da rede elétrica. Os consumidores que adquirem a tecnologia fotovoltaica, ou melhor, um sistema fotovoltaico conectado à rede, podem gerar sua própria energia. De outro lado, a tarifa branca incentiva mudanças nos hábitos de consumo residencial, através de diferentes valores de tarifas conforme as horas do dia. Além da tarifa branca, a tarifa convencional também pode ser aplicada aos consumidores residenciais, porém, esta possuindo apenas um valor de tarifa fixo. Neste artigo, será apresentado a análise de fluxo, balanço, faturamento de energia elétrica de 8 unidades consumidoras residenciais no âmbito da tarifa branca e convencional. Ademais, a simulação da penetração de 30, 50 e 70 % de sistema fotovoltaico conectado à rede, ou seja, 2, 4 e 6 unidades consumidoras com sistema fotovoltaico será investigado. Os resultados apresentaram que a penetração de 70 % de sistema fotovoltaico conectado à rede teve o maior autoconsumo fotovoltaico, comparado com as demais configurações. Enquanto, a tarifa branca foi viável para as unidades consumidoras apenas conectadas à rede elétrica, isto é, sem sistema fotovoltaico. No entanto, para as unidades consumidoras com sistema fotovoltaico conectado à rede, o valor da fatura de energia elétrica foi menor no âmbito da tarifa convencional.*

Palavras-chave: *Energia Solar Fotovoltaica, Tarifa Branca, Consumidor Residencial.*

1. INTRODUÇÃO

A tarifa branca foi criada pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) com a finalidade de incentivar mudanças nos hábitos de consumo. Ela propõe três valores de tarifa que variam conforme as horas de um dia. Os postos tarifários são fora ponta, intermediário e ponta, em que o valor fora ponta consiste no menor valor de tarifa e a ponta no maior valor de tarifa. Normalmente, à noite são aplicadas as tarifas de ponta e intermediário (BRASIL, 2020b). Outra tarifa aplicada aos consumidores residenciais é a tarifa convencional, que possui apenas um valor fixo de tarifa, independente do horário e dia da semana.

A geração distribuída também opera na alteração do consumo de energia da rede elétrica. Portanto, a geração distribuída destaca a geração em pequena escala dedicada ao autoconsumo, onde as unidades consumidoras estão próximas da geração e conectadas à rede de distribuição da concessionária local (COSTELLO, 2015). No Brasil, o consumidor tem a opção de gerar sua própria energia elétrica por fontes renováveis ou cogeração qualificada, em que se refere a microgeração e minigeração distribuídas estabelecida pela Resolução Normativa ANEEL nº 482/2012, onde a Resolução Normativa Nº 687/2015 altera a anterior (BRASIL, 2018).

A tecnologia fotovoltaica pode ser utilizada na forma de geração distribuída, onde os consumidores residenciais podem adquirir um sistema fotovoltaico para gerar sua própria energia. Os consumidores que geram uma quantidade maior de energia do que consomem em determinadas horas do dia, podem ser chamados de prosumidores (SIOHANSI, 2019).

Os objetivos do presente artigo são simular, analisar o fluxo e balanço energético, o faturamento em kWh e R\$ do consumo de energia elétrica de 8 unidades consumidoras residenciais reais no âmbito da tarifa branca e convencional. A penetração de 30, 50 e 70 % de sistema fotovoltaico conectado à rede (SFCR), ou seja, 2, 4 e 6 unidades consumidoras com sistema fotovoltaico são averiguados.

2. MATERIAIS E MÉTODOS

De maneira geral, essa seção consiste em apresentar a metodologia usada para as simulações e análises de fluxo, balanço energético e tarifação de energia elétrica de 8 unidades consumidoras (UCs) atendidas em tensão monofásica. A penetração de 30, 50 e 70 % de sistema fotovoltaico conectado à rede (SFCR) foi considerado, ou seja, 2, 4 e 6 unidades prosumidoras, respectivamente. A unidade prosumidora é a unidade consumidora com sistema fotovoltaico que gera uma quantidade maior de energia do que consome em determinadas horas do dia.

2.1 Curva de carga

Silva (2019) obteve dados de uma rede de distribuição real de baixa tensão com 45 unidades consumidoras, alimentadas por três unidades transformadoras TRF-1558, TRF-1559 e TRF-1557. No presente artigo, serão estudadas 8 unidades consumidoras existentes atendidas pelo transformador TRF-1558. A Fig. 1 exibe o diagrama unifilar de 9 unidades consumidoras atendidas pelo TRF-1558. Entretanto, não foi obtido dados da unidade consumidora (UC) 26457.

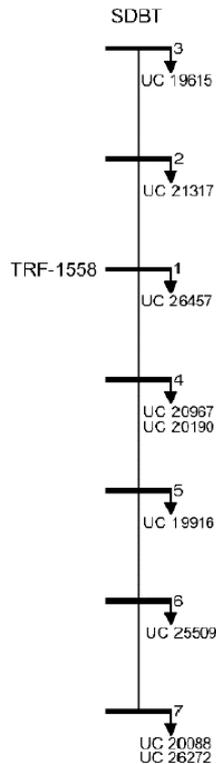


Figura 1 - Diagrama unifilar (SILVA, 2019).

Assim, Silva (2019) fez medições das curvas de carga das unidades consumidoras apresentadas na Fig. 1. As UCs são classificadas em classe 1 de consumo até 250 kWh por mês e classe 2 de 250 a 600 kWh. As Fig. 2 e 3 apresentam as médias das curvas de carga da classe 1 e 2 para um dia útil e final de semana durante um período de 24 horas, respectivamente.

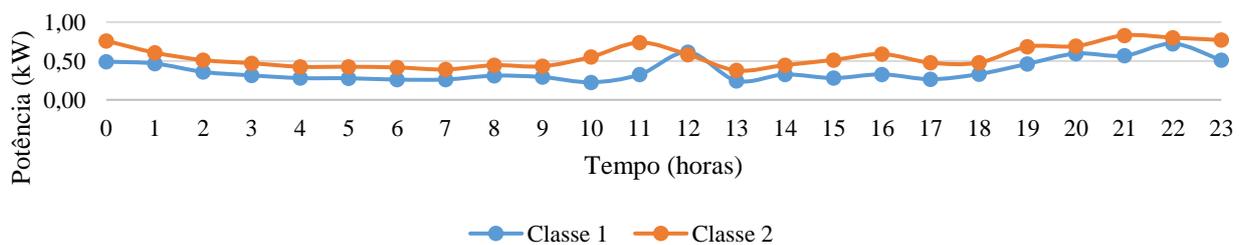


Figura 2 - Curva de carga de um dia útil para cada classe (SILVA, 2019).

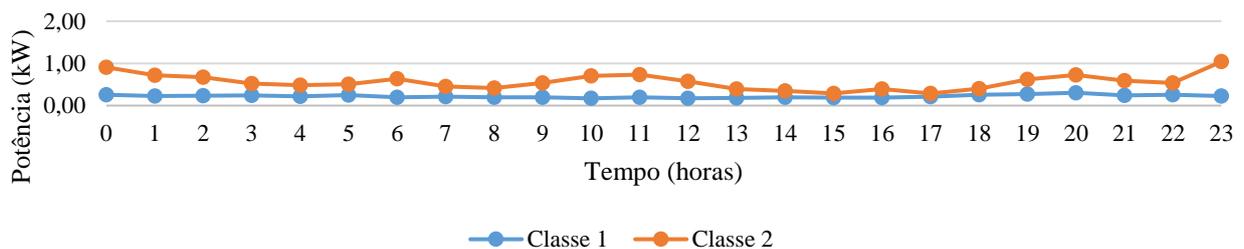


Figura 3 - Curva de carga de final de semana para cada classe (SILVA, 2019).

As Fig. 4 e 5 ilustram as médias das curvas de carga das unidades consumidoras incluídas na classe 1 para um dia útil e para o final de semana, respectivamente. No dia útil, o pico de demanda ocorre durante às 12:00 horas e 22:00 horas. No final de semana o consumo foi aproximadamente constante.

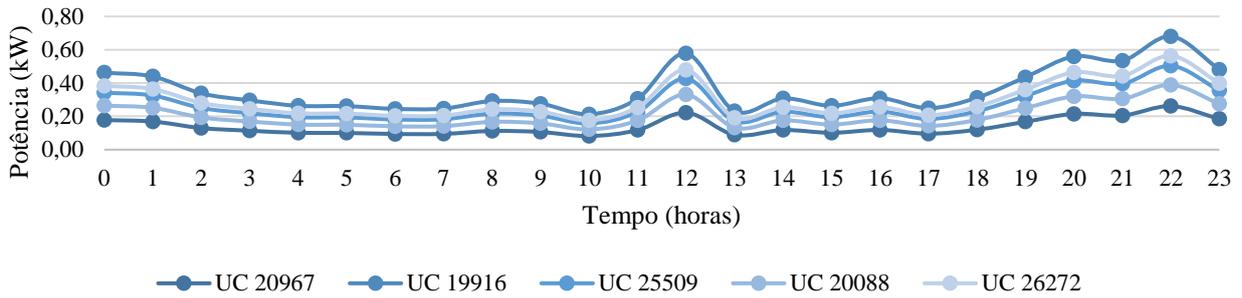


Figura 4 - Curvas de carga das unidades consumidoras incluídas na classe 1 para um dia útil (SILVA, 2019).

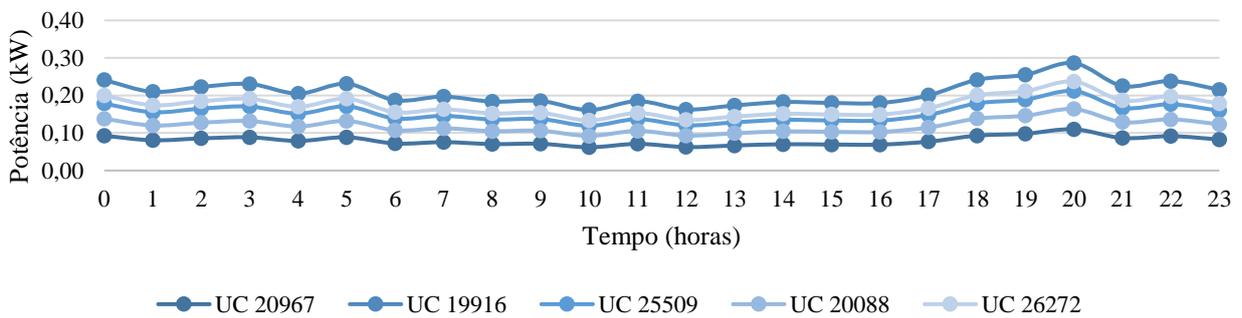


Figura 5 - Curvas de carga das unidades consumidoras incluídas na classe 1 para final de semana (SILVA, 2019).

Para um dia útil, a classe 2 comporta unidades consumidoras com curvas de carga com pico às 11:00 e às 21:00 horas, e com aumento da demanda de energia no período da noite. As Fig. 6 e 7 mostram as médias das curvas de carga dessas UCs, para um dia útil e para final de semana, de modo respectivo.

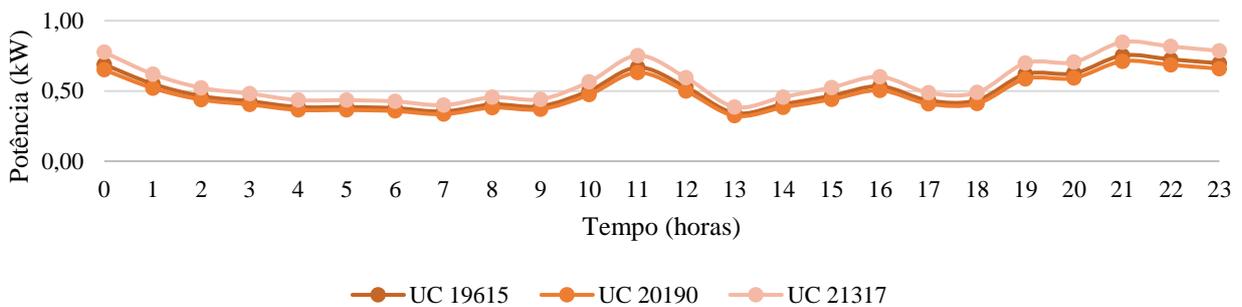


Figura 6 - Curvas de carga das unidades consumidoras incluídas na classe 2 para um dia útil (SILVA, 2019).

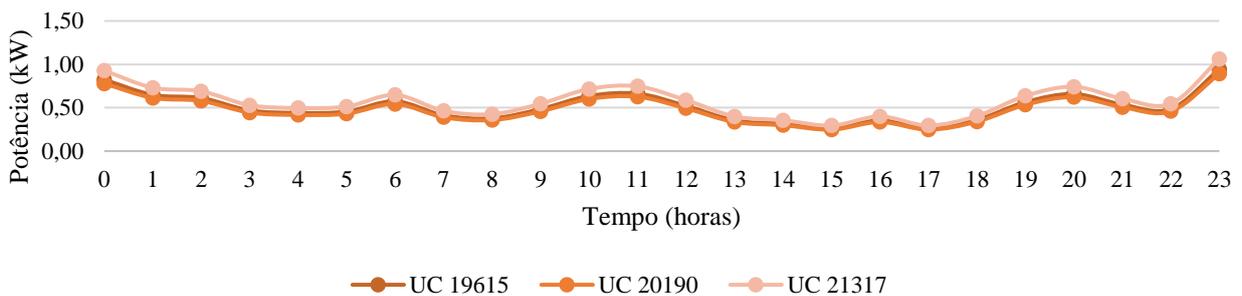


Figura 7 - Curvas de carga das unidades consumidoras incluídas na classe 2 para final de semana (SILVA, 2019).

Portanto, com os dados das Fig. 4, 5, 6 e 7, foram criadas para cada UC uma semana e repetida até completar as 8760 horas, que corresponde a um ano. Após esse processo, obteve-se o consumo mensal por meio da soma das potências. Para as classes também foi utilizado o mesmo método, a fim de obter o consumo mensal delas.

As UCs 19615 e 20190 foram incluídas com sistema fotovoltaico na configuração de 30 % de SFCR, ao passo que, as UCs 19615, 20967, 20190, e 25509 foram integradas com sistema fotovoltaico na configuração de 50 % de SFCR, e as UCs 19615, 20967, 20190, 25509, 20088 e 26272 foram incluídas com sistema fotovoltaico na configuração de 70 %.

2.2 Dimensionamento do sistema fotovoltaico

O método de dimensionamento do sistema fotovoltaico conectado à rede (SFCR) adotado foi baseado em Pinho e Galdino (2014). Assim, a determinação das horas de sol pleno (*HSP*) foi o primeiro passo para a realização do dimensionamento, onde é dado pela Eq. 1. Essa equação fornece o número de horas em que a irradiância solar deve permanecer constante e igual a 1 kW/m² (PINHO; GALDINO, 2014).

$$HSP = \frac{H}{G} \quad (1)$$

A irradiância padrão (*G*) equivale a 1 kW/m², e a irradiação anual (*H*) foi determinada pela região, inclinação do módulo fotovoltaico e desvio azimutal que o sistema será instalado. Nesse artigo foi utilizado os dados de irradiação média de Florianópolis – SC, inclinação de 20° e desvio azimutal de 0° (norte).

A irradiação solar anual (*H*) de Florianópolis considerada foi a de 1785,46 kWh/m².ano determinada pelo programa Radiasol 2 (RADIASOL, 2021). Após, encontrar o valor de *HSP*, o próximo passo foi determinar a potência de pico dado pela Eq. 2, que serve como base para determinar a potência do sistema fotovoltaico.

$$P_{FV} = \frac{Et - (12 \times D)}{HSP \times TD} \quad (2)$$

Onde, *P_{FV}* é a potência de pico, *Et* o consumo anual, *D* a disponibilidade mensal garantida de 30 kWh para sistemas com ligação monofásica, *HSP* as horas de sol pleno, e *TD* a taxa de desempenho. O consumo anual (*Et*) foi alcançado pelo consumo das classes. Dessa forma, cada classe obteve um sistema fotovoltaico. Os sistemas fotovoltaicos utilizados pelas unidades consumidoras foram idênticos aos projetados as suas classes pertencentes.

A taxa de desempenho (*TD*) foi de 80 %, número que pode ser usado em sistemas fotovoltaicos residenciais, que não possuem sombreamento e são bastantes ventilados nas condições de radiação solar encontradas no Brasil. A *TD* está relacionada com o desempenho real do sistema e desempenho máximo teórico possível (PINHO; GALDINO, 2014).

2.3 System advisor model (SAM)

O programa *System Advisor Model* (SAM) foi utilizado para a realização das simulações. Esse programa é gratuito e foi feito para auxiliar a tomada de decisões de usuários presentes no campo de energia renovável (NATIONAL RENEWABLE ENERGY LABORATORY, [201-]).

A localização utilizada nas simulações foi a cidade de Florianópolis – SC, a inclinação do módulo fotovoltaico foi de 20° e azimute de 0°. O módulo selecionado foi o da fabricante Canadian Solar e modelo CS6U-330P, com máxima potência de 330,34 Wp. Os inversores selecionados para cada classe são apresentados na Tab. 1.

Tabela 1 - Características dos inversores para cada classe (SYSTEM ADVISOR MODEL, 2017).

Inversores				
Classe	Fabricante	Modelo	Máxima potência de entrada	Máxima potência de saída
1	SMA America	SWR1800U	1.983,19 W	1.800 W
2	SMA Solar Technology	SB3.0-1SP-US-40	3.135,79 W	3.040 W

2.4 Tarifa branca e convencional

As tarifas de energia da concessionária Centrais Elétricas de Santa Catarina (CELESC) foram escolhidas como referência para aplicação da tarifa branca (TB) e convencional (TC). A CELESC, possui área de concessão por quase todo o estado de Santa Catarina e um município do Paraná (CENTRAIS ELÉTRICAS DE SANTA CATARINA, [201-a]).

De acordo com a resolução homologatória nº 2.921, de 17 de agosto de 2021, para os consumidores residenciais, o valor da tarifa convencional foi de R\$/kWh 0,53224. O valor de ponta da tarifa branca foi de R\$/kWh 0,92462, intermediário de R\$/kWh 0,60062, e fora ponta de R\$/kWh 0,45554 (CENTRAIS ELÉTRICAS DE SANTA CATARINA, [201-b]).

Para o dia útil, os horários de intermediário 1 da tarifa branca foram das 17:30 às 18:30 horas, ponta das 18:30 às 21:30 horas e intermediário 2 das 21:30 às 22:30 horas. Para os outros horários do dia foram considerados os horários

fora de ponta, como também, nos finais de semana. (BRASIL, 2020a). No presente artigo, não foi considerado a inclusão de tributos e bandeiras tarifárias.

3. RESULTADOS

Nesta seção são apresentados e discutidos os resultados obtidos. Os seguintes termos utilizados são descritos:

- consumo médio (CM): média mensal de energia elétrica consumida obtida através das curvas de carga das unidades consumidoras;
- energia média consumida instantaneamente do SFCR (ESFCR): média mensal de energia elétrica gerada pelo SFCR e que foi consumida instantaneamente pela unidade prosumidora;
- energia média da rede (ER): média mensal de energia consumida da rede elétrica;
- energia média injetada (EI): média mensal de energia gerada pelo SFCR e que não foi consumida instantaneamente pela unidade prosumidora, sendo injetada na rede elétrica;
- energia média alocada (EA): média mensal de energia gerada pelo SFCR e que foi alocada para a unidade consumidora que não possui sistema fotovoltaico, ou seja, parte da energia injetada na rede elétrica é alocada e consumida instantaneamente pela unidade consumidora;
- energia média da rede após a energia alocada (ERA): média mensal de energia consumida da rede elétrica pelas unidades consumidoras após consumir a energia alocada gerada pelo SFCR;
- porcentagem de energia fornecida pelo SFCR (PSFCR): divisão entre somatório da energia consumida instantaneamente do SFCR e/ou da energia alocada pelo consumo total da UC;
- porcentagem de energia fornecida pela rede (PRE): divisão entre a energia consumida total da rede elétrica após a energia alocada dividido pelo consumo total da UC;
- créditos de energia: saldo entre a energia elétrica injetada na rede e a energia elétrica da rede, isso quando a energia injetada na rede é maior que a energia consumida da rede.
- fatura de energia elétrica: quantia paga pelo consumidor pelo fornecimento de energia elétrica, em um período específico.

O consumo das classes é obtido a partir do somatório das curvas de carga, sendo inserido na Eq. 2 para determinar a potência dos sistemas fotovoltaicos. A Tab. 2 indica a média e o total do consumo da classe 1 e 2.

Tabela 2 - Consumo das classes.

Consumo (kWh)		
Classe	1	2
Média	244,02	408,39
Total	2.928,22	4.900,728

3.1 Potência dos sistemas fotovoltaicos

A potência dos sistemas fotovoltaicos calculada foi de 1,80 kW para classe 1 e de 3,18 kW para classe 2. A partir da potência calculada para cada classe, foi possível inserir no *software* SAM os dados do sistema fotovoltaico. A Tab. 3 aponta a quantidade e potência dos módulos fotovoltaicos, *strings*, quantidade e potência de saída dos inversores, e fator de dimensionamento do inversor.

Tabela 3 - Parâmetros do sistema fotovoltaico para cada classe.

Classe	Quantidade de módulos total	Potência de módulos	Strings	Quantidade de inversores	Potência de saída de inversores	Fator de dimensionamento do inversor (FDI)
1	6	1,98 kWp	1	1	1,80 kW	0,91
2	10	3,30 kWp	1	1	3,04 kW	0,92

O fator de dimensionamento do inversor foi calculado pela divisão entre a potência de saída de inversores pela potência total de módulos.

3.2 Fluxo e balanço de energia

Os resultados relacionados ao fluxo e balanço de energia são apresentados segundo a penetração de 30, 50 e 70 % de SFCR nas unidades consumidoras. A Fig. 8 exhibe a energia elétrica gerada pelo sistema fotovoltaico de acordo com os sistemas projetados para as classes.

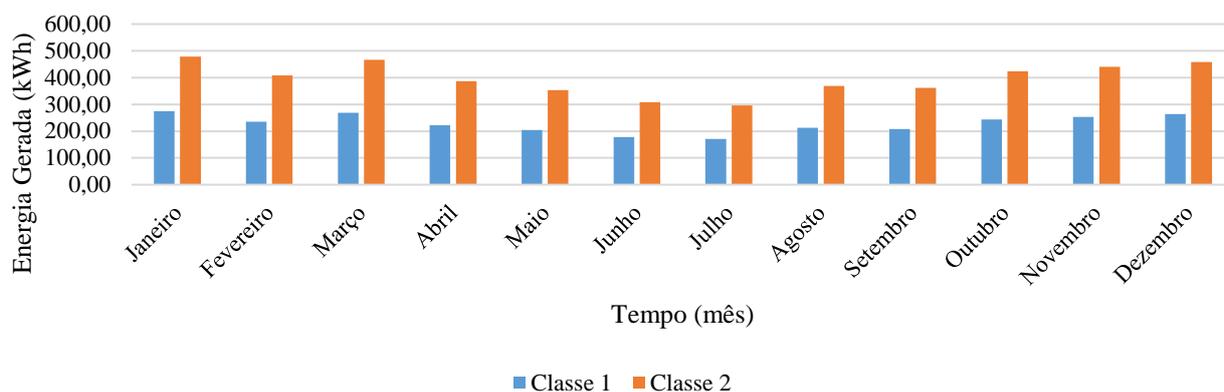


Figura 8 - Energia gerada pelo sistema fotovoltaico para as classes.

A energia gerada total pelo sistema fotovoltaico inclui o somatório da energia injetada na rede elétrica e a energia consumida instantaneamente. A média mensal da energia gerada pelo sistema fotovoltaico para a classe 1 foi de 227,95 kWh, e para a classe 2 de 395,91 kWh.

A Fig. 9 mostra a curva de carga da UC 19615, em um dia útil ensolarado com sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica. A geração de energia elétrica do sistema fotovoltaico ocorre das 06:00 às 18:00 horas, suprimindo a demanda da carga das 07:00 às 16:00 horas. No período entre 07:00 e 16:00 horas, a geração de energia é maior do que o consumo, injetando energia gerada pelo sistema fotovoltaico na rede elétrica.

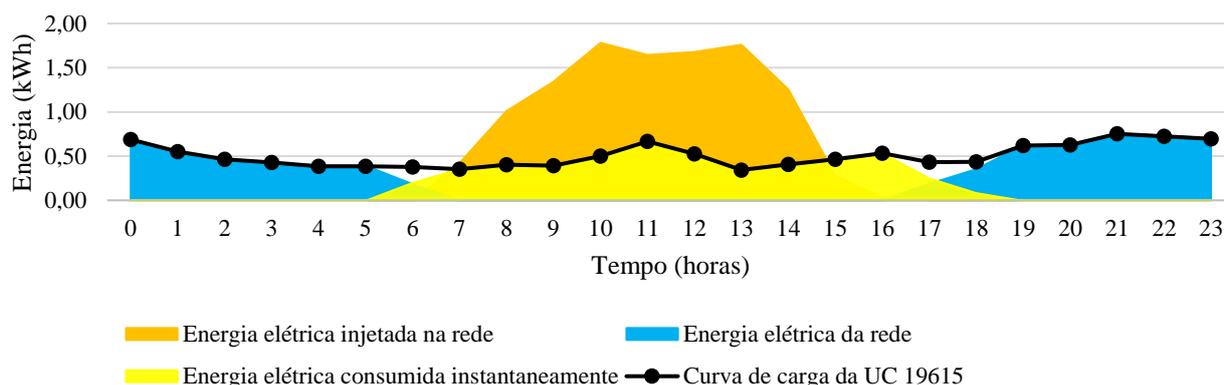


Figura 9 - Curva de carga da UC 19615 com geração solar fotovoltaica.

A Tab. 4 apresenta o consumo médio (CM) mensal das unidades consumidoras, a energia média consumida instantaneamente do SFCR (ESFCR) mensal, a energia média da rede (ER) elétrica consumida mensalmente, a energia média injetada (EI) na rede elétrica mensal, a energia média alocada (EA) mensal do sistema fotovoltaico para as unidades consumidoras, a energia média da rede após a energia alocada (ERA) mensal, a porcentagem de energia fornecida pelo SFCR (PSFCR), e a porcentagem de energia fornecida pela rede (PRE) para a configuração de 30 %.

Tabela 4 - Balanço de energia para configuração de 30 %.

30 % de SFCR									
UC	Classe	CM (kWh)	ESFCR (kWh)	ER (kWh)	EI (kWh)	EA (kWh)	ERA (kWh)	PSFCR	PRE
19615	2	370,12	135,57	234,55	260,34	-	234,55	37%	63%
21317	2	417,13	-	417,13	-	126,44	290,69	30%	70%
20967	1	88,29	-	88,29	-	23,20	65,09	26%	74%
20190	2	349,99	128,99	221,01	266,93	-	221,01	37%	63%
19916	1	229,82	-	229,82	-	56,62	173,20	25%	75%
25509	1	170,06	-	170,06	-	38,18	131,88	22%	78%
20088	1	131,44	-	131,44	-	27,76	103,68	21%	79%
26272	1	190,41	-	190,41	-	37,01	153,40	19%	81%

Posteriormente, quando a unidade consumidora consome a energia alocada (EA) do sistema fotovoltaico, o consumo de energia da rede elétrica sofre alterações. A média de porcentagem de energia fornecida pelo sistema fotovoltaico

conectado à rede (PSFCR) foi de aproximadamente 27 %, e a média de porcentagem de energia fornecida pela rede (PRE) em torno de 73 %. As unidades prossumidoras, como as UCs 19615 e 20190, mesmo possuindo sistema fotovoltaico, ainda assim, ficaram dependentes em grande parte da energia fornecida pela rede elétrica, cerca de 63 %. A Tab. 5 mostra o balanço de energia para a configuração de 50 %

Tabela 5 - Balanço de energia para configuração de 50 %.

50 % de SFCR									
UC	Classe	CM (kWh)	ESFCR (kWh)	ER (kWh)	EI (kWh)	EA (kWh)	ERA (kWh)	PSFCR	PRE
19615	2	370,12	135,57	234,55	260,34	-	234,55	37%	63%
21317	2	417,13	-	417,13	-	138,51	278,63	33%	67%
20967	1	88,29	33,76	54,53	194,19	-	54,53	38%	62%
20190	2	349,99	128,99	221,01	266,93	-	221,01	37%	63%
19916	1	229,82	-	229,82	-	65,63	164,19	29%	71%
25509	1	170,06	61,87	108,19	166,07	-	108,19	36%	64%
20088	1	131,44	-	131,44	-	36,07	95,37	27%	73%
26272	1	190,41	-	190,41	-	50,20	140,21	26%	74%

Para a configuração de 50 %, a dependência da energia fornecida pela rede elétrica das UCs diminuiu comparada com a configuração de 30 %, a média de PSFCR foi por volta de 33 % e a média de PRE foi de aproximadamente 67 %. A PSFCR para as unidades prossumidora variou de cerca de 38 % a 36 %. O balanço de energia para a configuração de 70 % pode ser visto na Tab. 6.

Tabela 6 - Balanço de energia para configuração de 70 %.

70 % de SFCR									
UC	Classe	CM (kWh)	ESFCR (kWh)	ER (kWh)	EI (kWh)	EA (kWh)	ERA (kWh)	PSFCR	PRE
19615	2	370,12	135,57	234,55	260,34	-	234,55	37%	63%
21317	2	417,13	-	417,13	-	142,28	274,86	34%	66%
20967	1	88,29	33,76	54,53	194,19	-	54,53	38%	62%
20190	2	349,99	128,99	221,01	266,93	-	221,01	37%	63%
19916	1	229,82	-	229,82	-	68,10	161,71	30%	70%
25509	1	170,06	61,87	108,19	166,07	-	108,19	36%	64%
20088	1	131,44	48,95	82,48	178,99	-	82,48	37%	63%
26272	1	190,41	68,43	121,98	159,51	-	121,98	36%	64%

A média de PSFCR para as UCs da configuração de 70 % aumentou comparado com a configuração de 50 % e 30 %, aproximadamente de 36 %. Dessa forma, a quantidade de energia consumida da rede elétrica foi reduzida, ficando a média de PRE em torno de 64 %. Para as UCs com e sem sistema fotovoltaico a PSFCR variou de 38 % a 30%.

Embora, a energia injetada ser alocada para as UCs estudadas no presente artigo, ela não é totalmente consumida por as mesmas. Isso porque, em determinado intervalo de tempo há uma grande geração de energia suprimindo parte do consumo das UCs, e não sendo totalmente utilizada por elas. A Tab. 7 indica a média mensal da energia injetada que não foi alocada para as UCs, e a energia média injetada das unidades prossumidoras referentes as suas configurações.

Tabela 7 - Média mensal da energia gerada pelo SFCR não alocada.

Configuração	Energia Média Injetada (kWh)	Energia Média do SFCR não alocada (kWh)
30 % de SFCR	527,26	218,06
50 % de SFCR	887,52	597,11
70 % de SFCR	1226,03	1015,64

A porcentagem de energia média injetada que não foi alocada para as unidades consumidoras é de aproximadamente 41 %, 67 % e 83 %, para as configurações de 30, 50 e 70 % de SFCR, respectivamente. Essa energia injetada na rede elétrica pode ser alocada para outras UCs não presentes no artigo.

3.3 Fatura de energia

O valor do faturamento da energia elétrica da rede e da energia elétrica injetada na rede foi encontrado através da multiplicação da energia elétrica da rede (em kWh) e da energia elétrica injetada na rede (em kWh) pelos valores das tarifas (em R\$/kWh) para as 8760 horas. A Tab. 8 apresenta o valor do faturamento médio mensal correspondente à energia elétrica da rede e a melhor opção entre tarifa branca (TB) e convencional (TC).

Tabela 8 - Valor do faturamento médio mensal referente à energia elétrica da rede.

Valor do Faturamento Médio Mensal Referente à Energia Elétrica da Rede									
Parâmetro	30 % de SFCR			50 % de SFCR			70 % de SFCR		
UC	TC	TB	Opção	TC	TB	Opção	TC	TB	Opção
19615	R\$ 124,84	R\$ 129,08	TC	R\$ 124,84	R\$ 129,08	TC	R\$ 124,84	R\$ 129,08	TC
21317	R\$ 222,01	R\$ 215,29	TB	R\$ 222,01	R\$ 215,29	TB	R\$ 222,01	R\$ 215,29	TB
20967	R\$ 46,99	R\$ 46,85	TB	R\$ 29,02	R\$ 31,32	TC	R\$ 29,02	R\$ 31,32	TC
20190	R\$ 117,63	R\$ 121,70	TC	R\$ 117,63	R\$ 121,70	TC	R\$ 117,63	R\$ 121,70	TC
19916	R\$ 122,32	R\$ 121,95	TB	R\$ 122,32	R\$ 121,95	TB	R\$ 122,32	R\$ 121,95	TB
25509	R\$ 90,51	R\$ 90,24	TB	R\$ 57,58	R\$ 61,86	TC	R\$ 57,58	R\$ 61,86	TC
20088	R\$ 69,96	R\$ 69,75	TB	R\$ 69,96	R\$ 69,75	TB	R\$ 43,90	R\$ 47,26	TC
26272	R\$ 101,35	R\$ 101,04	TB	R\$ 101,35	R\$ 101,04	TB	R\$ 64,92	R\$ 69,66	TC

Na configuração de 30 % de SFCR, o valor do faturamento médio mensal referente à energia elétrica da rede para todas as UCs é menor com a tarifa branca, porém, com exceção das UCs 19615 e 20190 que possuem sistema fotovoltaico. Na configuração de 50 % e 70 % de SFCR, as UCs com sistema fotovoltaico, similarmente apresentaram valor do faturamento médio mensal referente à energia elétrica da rede menor com a tarifa convencional. Enquanto, a tarifa branca é viável para as UCs apenas conectadas à rede.

Verifica-se que a geração de energia do sistema fotovoltaico efetua-se durante o dia, reduzindo o consumo de energia elétrica da rede ao longo desse período. Diante disso, o consumo da rede elétrica tornou-se muito maior à noite do que o dia, consequentemente, o valor do faturamento médio mensal é maior com a tarifa branca para as UCs com sistema fotovoltaico. Visto que à noite são aplicados os valores de intermediário e ponta da tarifa branca, que possuem tarifas com preços mais elevados.

As unidades consumidoras com sistema fotovoltaico, ou seja, as unidades prossumidoras apresentaram o valor do faturamento médio mensal correspondente à energia injetada, como mostra a Tab. 9.

Tabela 9 - Valor do faturamento médio mensal referente à energia injetada.

Valor do Faturamento Médio Mensal Referente à Energia Injetada									
Parâmetro	30 % de SFCR			50 % de SFCR			70 % de SFCR		
UC	TC	TB	Opção	TC	TB	Opção	TC	TB	Opção
19615	R\$ 138,56	R\$ 118,60	TC	R\$ 138,56	R\$ 118,60	TC	R\$ 138,56	R\$ 118,60	TC
21317	-	-	-	-	-	-	-	-	-
20967	-	-	-	R\$103,35	R\$ 88,52	TC	R\$103,35	R\$ 88,52	TC
20190	R\$ 142,07	R\$ 121,61	TC	R\$ 142,07	R\$ 121,61	TC	R\$ 142,07	R\$ 121,61	TC
19916	-	-	-	-	-	-	-	-	-
25509	-	-	-	R\$ 88,39	R\$ 75,67	TC	R\$ 88,39	R\$ 75,67	TC
20088	-	-	-	-	-	-	R\$ 95,27	R\$ 81,57	TC
26272	-	-	-	-	-	-	R\$ 84,90	R\$ 72,68	TC

A Tab. 9 apresenta que a melhor opção é a tarifa convencional, posto que o faturamento da energia injetada é maior com a tarifa convencional. Além disso, parte da energia injetada na rede é maior do que a energia consumida da rede elétrica, gerando créditos de energia, que podem ser utilizados nos meses seguintes, com validade de 60 meses. A Tab. 10 indica o valor do faturamento médio mensal referente aos créditos de energia para as unidades com sistema fotovoltaico.

Tabela 10 - Valor do faturamento médio mensal referente aos créditos de energia.

Valor do Faturamento Médio Mensal Referente aos Créditos de Energia									
Parâmetro	30 % de SFCR			50 % de SFCR			70 % de SFCR		
UC	TC	TB	Opção	TC	TB	Opção	TC	TB	Opção
19615	R\$ 21,41	R\$ 6,74	TC	R\$ 21,41	R\$ 6,74	TC	R\$ 21,41	R\$ 6,74	TC
21317	-	-	-	-	-	-	-	-	-
20967	-	-	-	R\$ 74,33	R\$ 57,20	TC	R\$ 74,33	R\$ 57,20	TC
20190	R\$ 28,90	R\$ 11,71	TC	R\$ 28,90	R\$ 11,71	TC	R\$ 28,90	R\$ 11,71	TC
19916	-	-	-	-	-	-	-	-	-
25509	-	-	-	R\$ 30,88	R\$ 15,58	TC	R\$ 30,88	R\$ 15,58	TC
20088	-	-	-	-	-	-	R\$ 51,37	R\$ 32,27	TC
26272	-	-	-	-	-	-	R\$ 21,34	R\$ 8,30	TC

O valor do faturamento médio mensal dos créditos de energia é maior com a tarifa convencional. Por fim, após encontrar o valor do faturamento correspondente à rede elétrica e energia injetada, o valor da fatura de energia elétrica pode ser alcançado. A Tab. 11 mostra a fatura de energia elétrica para as UCs.

Tabela 11 - Valor médio mensal da fatura de energia elétrica.

Valor Médio Mensal da Fatura de Energia Elétrica									
Parâmetro	30 % de SFCR			50 % de SFCR			70 % de SFCR		
	UC	TC	TB	Opção	TC	TB	Opção	TC	TB
19615	R\$ 19,43	R\$ 25,32	TC	R\$ 19,43	R\$ 25,32	TC	R\$ 19,43	R\$ 25,32	TC
21317	R\$ 222,01	R\$ 215,29	TB	R\$ 222,01	R\$ 215,29	TB	R\$ 222,01	R\$ 215,29	TB
20967	R\$ 46,99	R\$ 46,85	TB	R\$ 15,97	R\$ 15,97	TC	R\$ 15,97	R\$ 15,97	TC
20190	R\$ 17,64	R\$ 21,31	TC	R\$ 17,64	R\$ 21,31	TC	R\$ 17,64	R\$ 21,31	TC
19916	R\$ 122,32	R\$ 121,95	TB	R\$ 122,32	R\$ 121,95	TB	R\$ 122,32	R\$ 121,95	TB
25509	R\$ 90,51	R\$ 90,24	TB	R\$ 15,97	R\$ 15,97	TC	R\$ 15,97	R\$ 15,97	TC
20088	R\$ 69,96	R\$ 69,75	TB	R\$ 69,96	R\$ 69,75	TB	R\$ 15,97	R\$ 15,97	TC
26272	R\$ 101,35	R\$ 101,04	TB	R\$ 101,35	R\$ 101,04	TB	R\$ 15,97	R\$ 16,83	TC

Independente da configuração proposta, as UCs com sistema fotovoltaico conectado à rede, apresentaram o valor da fatura de energia elétrica menor com a tarifa convencional. Assim como, a tarifa branca é viável para as UCs apenas conectadas à rede elétrica.

A disponibilidade mensal garantida considerada é de 30 kWh, com valor de R\$ 15,97 para a tarifa convencional e branca. O valor da fatura é igual no âmbito da tarifa branca e convencional, para as UCs 20967 e 25509 incluída na configuração de 50 %, e as UCs 20967, 25509 e 20088 abrangidas na configuração de 70 %, indicando um consumo médio mensal idêntico a disponibilidade mensal garantida. Todavia, a opção escolhida para essas UCs é a tarifa convencional, dado que os valores do faturamento médio mensal dos créditos de energia foram maiores no âmbito da tarifa convencional.

4. CONSIDERAÇÕES FINAIS

Este artigo apresentou um estudo sobre simulação e análise de fluxo, balanço e faturamento de energia elétrica, no âmbito da tarifa branca e convencional de 8 unidades consumidoras reais atendidas pelo transformador TRF-1558. Dessa forma, foram considerados a penetração de 30, 50 e 70 % de SFCR na micro-rede de estudo, ou seja, 2, 4 e 6 unidades consumidoras com sistema fotovoltaico.

Os resultados apresentaram que quanto maior a quantidade de unidades consumidoras com sistema fotovoltaico, maior o autoconsumo fotovoltaico. Assim sendo, a configuração de 70 % de SFCR foi a que obteve a menor dependência de energia fornecida pela rede elétrica. Por outro lado, a configuração de 30 % de SFCR apresentou a maior porcentagem de energia consumida da rede elétrica pelas unidades consumidoras.

Além disso, a tarifa branca pode ser viável para as unidades consumidoras apenas conectadas à rede elétrica, devido a curva de carga das mesmas salientar uma demanda de energia aproximadamente constante no período entre as 00:00 e 23:00 horas. Contudo, as unidades consumidoras com sistema fotovoltaico, obtiveram valor da fatura de energia menor com a tarifa convencional, em virtude de a geração de energia solar reduzir o consumo ao longo do dia. Dessa maneira, a proporção do consumo à noite foi muito maior do que o de dia, tornando a tarifa branca inacessível comparada a tarifa convencional.

Agradecimentos

Agradeço ao Núcleo Tecnológico de Energia Elétrica (NTEEL), à Universidade Federal de Santa Catarina (UFSC) e à Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior (CAPES).

REFERÊNCIAS

- BRASIL. MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Geração distribuída**. 2018. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/geracao-distribuida>. Acesso em: 28 mai. 2021.
- BRASIL. MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Postos tarifários**. 2020a. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/postos-tarifarios>. Acesso em: 17 jul. 2021.
- BRASIL. MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Tarifa branca**. 2020b. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/tarifa-branca>. Acesso em: 18 jun. 2021.

- CENTRAIS ELÉTRICAS DE SANTA CATARINA. **Empresas do grupo**. [201-a]. Disponível em: <https://novoportale.celesc.com.br/home/empresas-do-grupo>. Acesso em: 22 out. 2021.
- CENTRAIS ELÉTRICAS DE SANTA CATARINA. **Tarifas e taxas de energia**. [201-b]. Disponível em: <https://www.celesc.com.br/tarifas-de-energia>. Acesso em: 22 out. 2021.
- COSTELLO, Kenneth W.. Major Challenges of Distributed Generation for State Utility Regulators. **The Electricity Journal**, [S.L.], v. 28, n. 3, p. 8-25, abr. 2015. Elsevier BV. <http://dx.doi.org/10.1016/j.tej.2015.03.002>. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S1040619015000378?via%3Dihub>. Acesso em: 28 maio 2021.
- NATIONAL RENEWABLE ENERGY LABORATORY. **System advisor model**, [201-]. Disponível em: <https://sam.nrel.gov/>. Acesso em: 16 jun. 2021.
- PINHO, João Tavares; GALDINO, Marco Antonio. **Manual de engenharia para sistemas fotovoltaicos**. Rio de Janeiro: Cepel-crecesb, 2014. Disponível em: http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/download/Manual_de_Engenharia_FV_2014.pdf. Acesso em: 16 out. 2021.
- RADIASOL. **Laboratório de energia solar – LABSOL**. 2021. Disponível em: <http://www.solar.ufrgs.br/>. Acesso em: 16 jun. 2021.
- SILVA, Guilherme Manoel da. **Análise de impactos elétricos gerados pela penetração de veículos elétricos nas redes de distribuição de baixa tensão**. 2019. 113 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Programa de Pós-Graduação em Energia e Sustentabilidade, Universidade Federal de Santa Catarina, Araranguá, 2019. Disponível em: <https://repositorio.ufsc.br/bitstream/handle/123456789/215144/PGES0016-D.pdf?sequence=-1&isAllowed=y>. Acesso em: 14 abr. 2021.
- SIOSHANSI, Fereidoon. Introduction. **Consumer, Prosumer, Prosumager**, [S.L.], p. 39-62, 2019. Elsevier. <http://dx.doi.org/10.1016/b978-0-12-816835-6.09982-4>. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/B9780128168356099824?via%3Dihub>. Acesso em: 28 maio 2021.
- SYSTEM ADVISOR MODEL. **Download**. 2017. Disponível em: <https://sam.nrel.gov/download/version-2017-9-5.html>. Acesso em: 07 out. 2021.

SIMULATION AND ANALYSIS OF DISTRIBUTED GENERATION PHOTOVOLTAIC SYSTEM IN THE SCOPE OF WHITE TARIFF

Abstract. *The increasing consumption of electrical energy together with the lack of capacity to generate electrical energy, causes the need for changes in the way energy is produced and consumed. Photovoltaic technology and the white tariff can be used to shape the energy consumption of the electricity grid. Consumers who purchase photovoltaic technology, or rather a grid-connected photovoltaic system, can generate their own energy. On the other hand, the white tariff encourages changes in residential consumption habits, through different tariff values depending on the time of day. In addition to the white tariff, the conventional tariff can also be applied to residential consumers, however, this one has only a fixed tariff value. In this article, the analysis of the flow, balance and billing of electricity from 8 residential consumer units in the scope of white and conventional tariff will be presented. Furthermore, the simulation of penetration of 30, 50 and 70% of the grid-connected photovoltaic system, that is, 2, 4 and 6 consumer units with a photovoltaic system will be investigated. The results showed that the penetration of 70% of the photovoltaic system connected to the grid contained the highest photovoltaic self-consumption, compared to the other configurations. Meanwhile, the white tariff was viable for consumer units only connected to the electricity grid, that is, without a photovoltaic system. However, for consumer units with a grid-connected photovoltaic system, the value of the electricity bill was lower in the scope of conventional tariff.*

Key words: *Photovoltaic Solar Energy, White Tariff, Residential Consumer.*