

**UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA MARIA
CENTRO DE TECNOLOGIA
CURSO DE GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA**

Bruna Luise Blank

**ANÁLISE DA COINCIDÊNCIA ENTRE CONSUMO E GERAÇÃO
CONSIDERANDO A ADESÃO A DIFERENTES MODALIDADES
TARIFÁRIAS ASSOCIADAS À GERAÇÃO DISTRIBUÍDA PARA
CONSUMIDORES RESIDENCIAIS**

**Santa Maria, RS, Brasil
2019**

Bruna Luise Blank

**ANÁLISE DA COINCIDÊNCIA ENTRE CONSUMO E GERAÇÃO
CONSIDERANDO A ADESÃO A DIFERENTES MODALIDADES
TARIFÁRIAS ASSOCIADAS À GERAÇÃO DISTRIBUÍDA PARA
CONSUMIDORES RESIDENCIAIS**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao Curso de Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Santa Maria (UFSM, RS), como requisito parcial para obtenção do título de **Engenheira Eletricista**.

Orientadora: Prof^a. Dr^a. Alzenira da Rosa Abaide

Santa Maria, RS
2019

Bruna Luise Blank

**ANÁLISE DA COINCIDÊNCIA ENTRE CONSUMO E GERAÇÃO
CONSIDERANDO A ADESÃO A DIFERENTES MODALIDADES
TARIFÁRIAS ASSOCIADAS À GERAÇÃO DISTRIBUÍDA PARA
CONSUMIDORES RESIDENCIAIS**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado
ao Curso de Engenharia Elétrica, Universidade
Federal de Santa Maria (UFSM, RS), como
requisito parcial para obtenção do título de
Engenheira Eletricista.

Aprovado em 09 de dezembro de 2019

**Alzenira da Rosa Abaide, Dr^a. Eng^a. (DESP, UFSM)
(Orientadora)**

Bruno Knevitz Hammerschmitt, Me. Eng. (CEESP, UFSM)

Leonardo Nogueira Fontoura da Silva, Me. Eng. (CEESP, UFSM)

**Santa Maria, RS
2019**

AGRADECIMENTOS

Agradeço por todo o apoio recebido da minha família durante o curso, mas principalmente pelos ensinamentos e pela liberdade que me foram dados para que eu moldasse a minha vida de acordo com as minhas escolhas e decisões, contribuindo para a formação da mulher independente que sou e aperfeiçoo a cada dia.

Sou imensamente grata pelo carinho, apoio e amor que desconhece limites da minha avó, Nelsi, e que sempre fui afortunada por receber.

Ao meu avô, Renato, pelos ensinamentos de vida, auxílio na formação do caráter e forte senso de comprometimento recebidos.

Ao meu pai, Flavio, por me criar com a ideia de que mulheres são fortes, donas de si e são capazes de tudo. Por todos os ensinamentos técnicos, práticos e pela cultura e gostos transmitidos.

A minha mãe, Sonia, por ter me mostrado que sou livre para seguir meu próprio caminho, que sou responsável pela minha própria felicidade e tenho de ser minha própria heroína.

Ao meu querido irmão, Pablo, pela parceria, companheirismo, amizade e por manter viva a minha criança interior. Agradeço por fazer parte da minha vida e assim, fazer de mim uma pessoa mais feliz.

À minha orientadora, Prof^a Alzenira da Rosa Abaide, com a qual tive o imenso prazer de trabalhar durante dois anos na iniciação científica e neste trabalho sob excelente orientação.

Aos meus colegas de graduação, Andrei, Letícia e Marina que conquistaram um espaço no meu coração e memória e que foram e são importantes na minha formação e no meu desenvolvimento pessoal ao longo desses anos.

A todos que, de alguma forma, contribuíram para este processo e na minha jornada acadêmica.

Ao Departamento Municipal de Energia Elétrica de Ijuí por disponibilizar os dados que foram utilizados nas análises feitas neste trabalho.

RESUMO

ANÁLISE DA COINCIDÊNCIA ENTRE CONSUMO E GERAÇÃO CONSIDERANDO A ADESÃO A DIFERENTES MODALIDADES TARIFÁRIAS ASSOCIADAS À GERAÇÃO DISTRIBUÍDA PARA CONSUMIDORES RESIDENCIAIS

AUTORA: BRUNA LUISE BLANK

ORIENTADORA: ALZENIRA DA ROSA ABAIDE, DR^a. ENG^a.

A curva de carga típica do consumidor residencial brasileiro apresenta um pico de demanda ao final do dia, exigindo que o sistema elétrico seja dimensionado para a maior carga registrada, mesmo que esta tenha duração de poucas horas. Esse pico faz com que um maior fluxo de energia percorra as linhas, resultando em maiores perdas e sobrecarga do sistema. Para desestimular o consumo nos horários mais críticos, são criadas modalidades tarifárias que diferenciam o valor do quilowatt-hora consumido de acordo com as horas do dia. Isso permite ao consumidor residencial deslocar seu período de maior consumo, que coincide com o horário em que o custo da energia é mais elevado, para um período no qual a tarifação seja menor. Essa mudança nos hábitos diários é uma forma de reduzir o gasto com a fatura de energia, bem como a inserção de geração distribuída, a qual favorece tanto o consumidor residencial quanto o sistema elétrico brasileiro. Porém, ao se considerar um sistema fotovoltaico, o horário de maior geração não é coincidente com o pico de consumo da unidade consumidora. Para esse caso, faz-se necessária a análise da modalidade tarifária mais viável para o consumidor, sem que o mesmo precise alterar totalmente sua rotina, e que ofereça a maior economia. Portanto, para este trabalho é utilizado o *software* PVsyst, com o intuito de atestar a não coincidência entre as curvas e gerar uma curva resultante que apresente a diferença entre consumo e geração, para que possa ser definida a melhor opção tarifária que possibilite maior economia mensal ao considerar o sistema de compensação de energia. Por fim, os objetivos deste trabalho foram alcançados, visto que se pode confirmar, através das simulações, as divergências entre as curvas analisadas e os cálculos realizados, considerando diferentes modalidades tarifárias associadas ou não à geração distribuída, evidenciam qual a tarifa mais benéfica ao consumidor residencial.

Palavras-chave: Curva Típica de Consumo. Geração Distribuída. Sistema Fotovoltaico. Modalidades Tarifárias. *Software* PVsyst. Sistema de Compensação de Energia. Economia.

ABSTRACT

CONSUMPTION AND GENERATION COINCIDENCE ANALYSIS CONSIDERING ADHERENCE TO DIFFERENT TARIFF MODALITIES ASSOCIATED WITH DISTRIBUTED GENERATION FOR RESIDENTIAL CONSUMERS

AUTHOR: BRUNA LUISE BLANK

ADVISOR: ALZENIRA DA ROSA ABAIDE, DR. ENG.

The typical Brazilian residential consumer load curve has a peak demand at the end of the day, requiring the electrical system to scale to the highest recorded load, even if it lasts for a few hours. This peak causes a greater flow of power to travel through the lines, resulting in higher system losses and overloads. To discourage consumption at the most critical times, tariff modalities are created that differentiate the cost of kilowatt hour consumed according to the time of day. This allows the residential consumer to shift his period of highest consumption, which coincides with the time when the cost of energy is highest, to a period in which the tariff is lower. This change in daily habits is a way to reduce energy bills, as well as the insertion of distributed generation, which favors both the residential consumer and the Brazilian electricity system. However, when considering a photovoltaic system, the highest generation time is not coincident with the peak consumption of the consumer unit. For this case, it is necessary to analyze the most viable tariff modality for the consumer, without having to totally change their routine, and offering the largest savings. Therefore, the PVsyst software is used for this work, in order to certify the non-coincidence between the curves and to generate a resulting curve that presents the difference between consumption and generation, so that the best tariff option that allows greater monthly savings can be defined considering the power compensation system. Finally, the objectives of this work were achieved, since it is possible to confirm through simulations the divergences between the curves analyzed and the calculations performed, considering different tariff modalities associated or not to distributed generation, which shows the most beneficial tariff for the residential consumer.

Keywords: Typical Consumption Curve. Distributed Generation. Photovoltaic System. Tariff Modalities. Software PVsyst. Energy Compensation System. Economy.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Matriz elétrica brasileira.	15
Figura 2 – Estrutura básica de uma célula de silício cristalino.	17
Figura 3 – Representação de um módulo fotovoltaico.	17
Figura 4 – Corrente elétrica em função da tensão aplicada em uma célula fotovoltaica de silício.	19
Figura 5 – Potência elétrica em função da tensão aplicada em uma célula fotovoltaica de silício.	20
Figura 6 – Influência da irradiância solar na curva I-V de uma célula fotovoltaica de silício.	22
Figura 7 – Influência da temperatura na curva I-V de uma célula fotovoltaica de silício.....	23
Figura 8 – Comparação entre a tarifa convencional e branca para dias úteis.....	27
Figura 9 – Comparação entre a tarifa convencional e branca para finais de semana e feriados.	27
Figura 10 - Curva de demanda diária residencial brasileira.	28
Figura 11 - Funcionamento do seguidor solar.	29
Figura 12 - Perfil diário de consumo da faixa 1.	36
Figura 13 - Perfil diário de consumo da faixa 2.	36
Figura 14 - Perfil diário de consumo da faixa 3.	37
Figura 15 - Perfil diário de consumo da faixa 4.	38
Figura 16 - Perfil diário de consumo da faixa 5.	38
Figura 17 - Dados solarimétricos obtidos do Meeonorm pelo PVsyst.....	39
Figura 18 - Dados de inclinações ideais calculadas pelo PVsyst.	40
Figura 19 - Fator de transposição calculado para definir a inclinação ideal.	40
Figura 20 - Curva de geração do sistema 1.	46
Figura 21 - Curva de geração do sistema 2.	47
Figura 22 - Curva de geração do sistema 3.	48
Figura 23 - Curva de geração do sistema 4.	48
Figura 24 - Curva de geração do sistema 5.	49
Figura 25 – Curva resultante da diferença entre consumo e geração para a faixa 1.	50
Figura 26 – Curva resultante da diferença entre consumo e geração para a faixa 2.	51
Figura 27 – Curva resultante da diferença entre consumo e geração para a faixa 3.	51
Figura 28 – Curva resultante da diferença entre consumo e geração para a faixa 4.	52
Figura 29 – Curva resultante da diferença entre consumo e geração para a faixa 5.	53

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Classes de eficiência dos módulos no Brasil.	20
Tabela 2 – Consumo médio estratificado nas faixas 1, 2 e 3.	34
Tabela 3 – Consumo médio estratificado nas faixa 4 e 5.	34
Tabela 4 - Consumo médio mensal aproximado de cada faixa.	41
Tabela 5 - Sistemas fotovoltaicos dimensionados.	41
Tabela 6 - Características do módulo fotovoltaico GLC-P6/60.	42
Tabela 7- Potências reais dos sistemas fotovoltaicos simulados.	42
Tabela 8 - Características do inversor Solis-700-mini-LV.	43
Tabela 9 - Características do inversor Solis-1000-mini-LV.	43
Tabela 10 - Características do inversor Solis-2500-mini-4G.	44
Tabela 11 - Características do inversor Solis-1P5K-4G.	44
Tabela 12 - Características do inversor Solis-3P15K-4G.	45
Tabela 13 - Tarifas de aplicação para o subgrupo B1.	54
Tabela 14 - Valor gasto mensalmente com energia aplicando a tarifa convencional.	54
Tabela 15 – Créditos de energia gerados com o sistema fotovoltaico aplicando a tarifa convencional.	55
Tabela 16 – Valor gasto mensalmente com energia aplicando a tarifa branca.	56
Tabela 17 – Créditos de energia gerados com o sistema fotovoltaico aplicando a tarifa branca.	56

LISTA DE ABREVIATURAS

ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
ABSOLAR	Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
AT	Alta Tensão
BT	Baixa Tensão
DEMEI	Departamento Municipal de Energia Elétrica de Ijuí
FA	Fator de Ajuste
FP	Fator de Potência
GD	Geração Distribuída
INMETRO	Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia
kWh	Quilowatt-hora
MPPT	<i>Maximum Power Point Tracking</i>
SFCR	Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede
SFI	Sistema Fotovoltaico Isolado
SPPM	Seguimento do ponto de máxima potência
TE	Tarifa de Energia
TUSD	Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição

SUMÁRIO

INTRODUÇÃO	11
1.1 MOTIVAÇÃO E JUSTIFICATIVA	12
1.2 OBJETIVO GERAL	12
1.3 OBJETIVOS ESPECÍFICOS	13
1.4 ORGANIZAÇÃO DE CAPÍTULOS	13
2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	15
2.1 SISTEMAS FOTOVOLTAICOS	15
2.1.1 Células e Módulos Fotovoltaicos	16
2.1.1.1 Parâmetros Elétricos	17
2.1.1.1.1 Tensão de circuito aberto.....	18
2.1.1.1.2 Corrente de curto circuito.....	18
2.1.1.1.3 Fator de forma	18
2.1.1.1.4 Eficiência.....	19
2.1.1.1.5 Resistências série e paralelo de células fotovoltaicas	20
2.1.1.1.6 Associações série e paralelo de células e módulos fotovoltaicos.....	21
2.1.1.1.7 Influência da irradiação solar e da temperatura	22
2.1.2 Inversores	23
2.1.3 Sistema de compensação de energia elétrica.....	24
2.2 TARIFAS DE ENERGIA	25
2.2.1 Tarifas do Grupo A.....	26
2.2.2 Tarifa Convencional	26
2.2.3 Tarifa Branca	26
2.3 CURVAS TÍPICAS DE CONSUMO	28
2.4 SOFTWARE PVSYSY.....	28
3 MÉTODOS E TÉCNICAS	30
4 ESTUDOS DE CASOS.....	33
4.1 DEPARTAMENTO MUNICIPAL DE ENERGIA ELÉTRICA DE IJUÍ	33
4.1.1 Curvas típicas de carga	33
4.2 DIMENSIONAMENTO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS	39
4.3 PARÂMETROS CONSIDERADOS NO PVSYSY	41
4.4 SIMULAÇÕES NO PVSYSY	45
4.5 COINCIDÊNCIA ENTRE CONSUMO E GERAÇÃO	49
4.6 APLICAÇÃO DAS MODALIDADES TARIFÁRIAS	53
5 CONCLUSÃO.....	59
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	61

INTRODUÇÃO

O setor elétrico brasileiro enfrenta desafios ao que se refere à curva de demanda diária da população. Segundo o IBGE (2019), a população teve um acréscimo significativo de mais de 110 milhões de indivíduos desde o início da década de 1970. Por esse motivo, o setor teve de acompanhar o crescimento para garantir o abastecimento de energia elétrica. Em consequência, não houve planejamento adequado na expansão e interligação do sistema elétrico e, portanto, se faz necessário o dimensionamento correto da carga e a configuração mais propícia para que o mesmo possa suportar a demanda diária e principalmente os picos de demanda.

Ao fim do dia, a curva de carga do consumidor residencial brasileiro apresenta um pico de demanda que se deve, principalmente, ao uso do chuveiro elétrico (FIGUEIRÓ, 2013). Faz-se necessário o dimensionamento do sistema elétrico de potência (SEP) para que a maior carga registrada seja atendida, mesmo que esta tenha uma curta duração. Esse fato encarece a operação do SEP devido ao maior fluxo de energia nas linhas gerar mais perdas e por requerer maior geração nesse período, o qual é denominado horário de ponta e possui duração de três horas consecutivas.

Para postergar investimentos nesses setores de transmissão e geração e para uma melhor operação do sistema, o que resulta em maior confiabilidade, opta-se pela criação de medidas com o intuito de desestimular o consumo de energia e o consequente crescimento da demanda nacional nos horários em que esta é mais elevada. Assim, entrou em vigor, na década de 1980, para o Grupo A, o qual engloba indústrias e estabelecimentos de médio e grande portes, as Tarifas Azul e Verde. Para o Grupo B, o qual engloba consumidores residenciais, rurais, pequenas indústrias e estabelecimentos e iluminação pública, entrou em vigor, em 2018, a Tarifa Branca. Essas tarifas permitem ao consumidor pagar valores diferenciados pelo quilowatt-hora consumido em função da hora e do dia da semana, possibilitando o remanejamento do consumo dos horários críticos para os demais horários a fim de reduzir o valor pago na fatura de energia elétrica (ANEEL, 2019).

Como outra alternativa para a redução da fatura, uma melhor operação do SEP ao não sobrecarregar os setores de geração e transmissão e diversificação da matriz energética brasileira surgem os sistemas de geração distribuída (GD). De acordo com BRASIL (2004):

Considera-se geração distribuída a produção de energia elétrica proveniente de empreendimentos de agentes concessionários, permissionários ou autorizados, incluindo aqueles tratados pelo art. 8º da Lei nº 9.074, de 1995, conectados diretamente no sistema elétrico de distribuição do comprador.

Ao produzir a sua própria energia através da GD, o consumidor pode optar por utilizar o sistema de compensação de energia, o qual define que “a energia ativa injetada por unidade

consumidora com microgeração ou minigeração distribuída é cedida, por meio de empréstimo gratuito, à distribuidora local e posteriormente compensada com o consumo de energia elétrica ativa” (ANEEL, 2015). Dessa forma, o consumidor injeta na rede da concessionária o excedente da energia gerada e assim obtém créditos para posterior utilização, inicialmente, no mesmo posto tarifário no qual a energia foi gerada, e após compensar todo o consumo deste posto tarifário, passa a compensar de outros, proporcionalmente, ao valor da tarifa definida para cada (ANEEL, 2012).

Ao utilizar um sistema de GD, é possível associar a geração de energia proveniente do mesmo a diferentes modalidades tarifárias, resultando em distintos cenários de economia. Para tal, o presente trabalho utiliza o *software PVsyst*, o qual simula a geração conforme os parâmetros de entrada definidos para os módulos fotovoltaicos, inversores string, dados de irradiação e temperatura do local, bem como demais informações pertinentes. Os elementos resultantes dessa simulação são aplicados às curvas de carga analisadas dos consumidores residenciais e é feita uma comparação entre os dados, com o intuito de comparar a viabilidade econômica da adesão à Tarifa Branca frente à Tarifa Convencional para o Grupo B.

1.1 MOTIVAÇÃO E JUSTIFICATIVA

Diante da necessidade de transpor o pico de demanda do SEP para horários em que o mesmo não esteja sobrecarregado, criam-se as tarifas horárias que diferem os valores cobrados pelo quilowatt-hora consumido durante as horas e dias da semana. Com esse cenário definido, o consumidor residencial brasileiro, o qual será analisado neste trabalho, pode optar por diferentes tarifas: convencional ou branca. Estas possuem formas distintas de tarifar o consumo e, dessa forma, possibilitam ao consumidor a continuidade de seus hábitos diários ou a alteração dos mesmos para que seja possível uma maior economia mensal.

Visto que esses cenários se tornam plausíveis na atual conjuntura, considera-se a adesão a ambas as tarifas para avaliar a viabilidade econômica ao consumidor residencial ao associar as mesmas com GD fotovoltaica. Esta possui o pico de sua geração centrado no meio do dia, enquanto as curvas de consumo têm o seu pico ao fim do dia, portanto, não há coincidência entre as mesmas e isso evidencia a necessidade de ponderar qual a melhor modalidade tarifária para a maior economia.

1.2 OBJETIVO GERAL

Este trabalho tem por objetivo avaliar a viabilidade econômica da adesão às modalidades tarifárias disponíveis para o Grupo B1, convencional e branca, associadas à GD,

visto que as curvas de carga e geração são não coincidentes. Para isso, utiliza-se o *software* PVsyst para simulação da geração de energia elétrica através do sistema fotovoltaico com o intuito de gerar uma curva resultante entre consumo e geração para analisar os custos gastos com energia mensalmente.

1.3 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

São objetivos específicos deste trabalho:

- Realizar revisão bibliográfica sobre modalidades tarifárias disponíveis, curvas de carga, sistemas fotovoltaicos, módulos e inversores string.
- Apresentar a metodologia que será aplicada na geração das curvas e análises posteriores utilizando o *software* PVsyst e apresentá-lo brevemente.
- Avaliar a coincidência entre as curvas de carga disponibilizadas pelo DEMEI e as curvas de geração simuladas no *software* PVsyst.
- Calcular o gasto mensal em energia elétrica de cada curva de carga apresentada considerando a aplicação da tarifa convencional e branca.
- Apresentar a quantidade de créditos gerados ao associar às duas modalidades tarifárias já mencionadas um sistema fotovoltaico dimensionado para compensar, na totalidade, o consumo de cada caso apresentado.
- Obter conclusões e resultados a partir das simulações e cálculos realizados.

1.4 ORGANIZAÇÃO DE CAPÍTULOS

O presente trabalho é composto de seis capítulos, sendo o primeiro capítulo denominado Introdução e o último, Referências Bibliográficas.

O segundo capítulo apresenta uma revisão bibliográfica, descrevendo aspectos e parâmetros importantes e decisivos na análise e dimensionamento de sistemas fotovoltaicos, bem como as normas que regulamentam a geração de energia e utilização da mesma para compensar, na totalidade, o consumo da unidade consumidora. Partindo desse ponto, este capítulo também aborda a curva típica do consumidor residencial brasileiro, as tarifas de energia elétrica aplicáveis a esse grupo e por fim, características do *software* PVsyst, utilizado para simulação da geração de energia elétrica.

No terceiro capítulo, é realizada uma breve descrição das técnicas utilizadas para modelar as curvas de consumo e geração, bem como uma apresentação dos cálculos,

dimensionamentos necessários e demais procedimentos pertinentes para gerar resultados passíveis de análise e conclusões.

O quarto capítulo apresenta os estudos de caso deste trabalho, que são baseados em cinco curvas de carga com e sem geração de energia fotovoltaica aplicando diferentes modalidades tarifárias, bem como discussão dos resultados obtidos.

Por fim, o quinto capítulo apresenta as conclusões deste trabalho, considerações acerca dos objetivos estipulados e perspectivas para trabalhos futuros.

2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

O presente capítulo tem como objetivo apresentar brevemente uma análise acerca de sistemas fotovoltaicos e equipamentos que os compõem, como módulos e inversores. Normas que regulamentam a conexão dos mesmos à rede da concessionária e que definem as formas de utilização da energia gerada, bem como as tarifas de energia que estão disponíveis para aplicação, também são abordadas. Por fim, faz-se uma breve apresentação das características e parâmetros do *software* PVsyst utilizado para simular a geração de energia.

2.1 SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

A matriz elétrica brasileira está se diversificando com o crescimento de vários segmentos no ramo renovável, mas ainda é predominante a geração hídrica, conforme mostrado na Figura 1. Nesse cenário, o custo da energia é variável, visto que os recursos dependem dos períodos de chuva e capacidade de armazenamento em reservatórios. Quando os mesmos não o são, a inserção das usinas termelétricas se faz necessária, elevando o custo da energia. Para flexibilizar a geração de energia elétrica no Brasil, os sistemas fotovoltaicos se mostram viáveis, pois o recurso solar é inesgotável e é um meio sustentável para gerar energia e que auxilia na diminuição dos impactos ambientais gerados por outras fontes poluentes.

Figura 1 – Matriz elétrica brasileira.



Fonte: Adaptado de (ABSOLAR, 2019).

2.1.1 Células e Módulos Fotovoltaicos

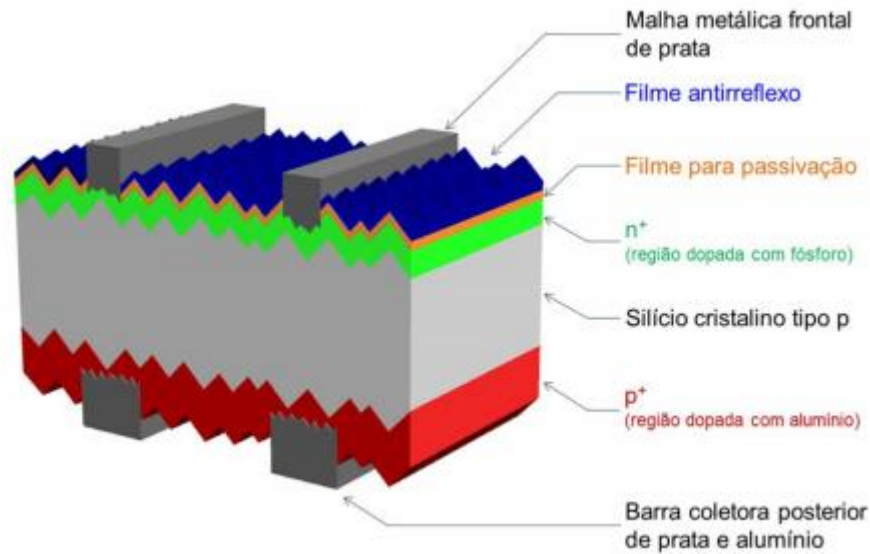
A radiação solar pode ser diretamente convertida em energia elétrica através da sua exposição sobre determinados materiais, particularmente os semicondutores. O efeito fotovoltaico decorre da excitação dos elétrons de alguns materiais na presença da irradiação solar e para transformá-la em energia elétrica, o material semiconductor que mais se destaca no momento presente, por sua abundância e custo acessível, é o silício. Essa matéria prima é utilizada para fabricação das células solares que compõem o módulo fotovoltaico. A eficiência da célula de silício é medida pela proporção da irradiação solar incidente sobre a superfície da mesma que é convertida em energia elétrica. Atualmente, as células fotovoltaicas apresentam eficiência em torno de 20% (GREEN et al., 2000).

As células fotovoltaicas são divididas em três gerações conforme sua tecnologia de fabricação. A primeira geração é composta por duas tecnologias: silício monocristalino e policristalino. Ambas são as mais consolidadas e difundidas no mercado mundial devido a sua boa relação custo-benefício, por possuírem baixo custo e boa eficiência. A Figura 2 apresenta a construção básica de uma célula fotovoltaica de silício cristalino.

Já a segunda geração é comumente chamada de filmes finos, mas não possui uma ampla utilização assim como a anterior pois sua eficiência e vida útil são reduzidas em relação à primeira geração, a disponibilidade dos materiais utilizados para produção apresenta-se como um empecilho e a toxicidade de alguns destes não permite sua utilização em larga escala.

Por fim, a terceira geração, que ainda está em fase de pesquisa, desenvolvimento e produção, é dividida em três tecnologias: célula fotovoltaica multijunção e para concentração, célula sensibilizada por corante e célula orgânica ou polimérica. Especialmente a célula fotovoltaica para concentração mostrou grande potencial para fabricação de módulos de alta eficiência, mas seu custo não é competitivo no mercado mundial frente às tecnologias da primeira geração (PINHO; GALDINO, 2014).

Figura 2 – Estrutura básica de uma célula de silício cristalino.



Fonte: Adaptado de (PINHO; GALDINO, 2014).

2.1.1.1 Parâmetros Elétricos

Segundo a ABNT (2013, p. 10), “o módulo fotovoltaico é uma unidade básica formada por um conjunto de células fotovoltaicas, interligadas eletricamente e encapsuladas, com o objetivo de gerar energia elétrica”. Os mesmos são responsáveis pela proteção das células que as compõem e são conectados em arranjos para produzir tensão e corrente suficientes para que ocorra plenamente o efeito fotoelétrico. A Figura 3 mostra a representação simbólica de um módulo fotovoltaico.

Figura 3 – Representação de um módulo fotovoltaico.



Fonte: Adaptado de (PINHO; GALDINO, 2014).

Para compreender o funcionamento dos módulos fotovoltaicos, devem ser analisados alguns parâmetros elétricos: tensão de circuito aberto, corrente de curto circuito, fator de forma e eficiência.

2.1.1.1.1 Tensão de circuito aberto

A tensão de circuito aberto (V_{oc}) se estabelece entre os terminais de uma célula fotovoltaica quando não há corrente aplicada na mesma e, portanto, é a máxima tensão que essa célula pode produzir e é possível medi-la com um voltímetro nos terminais do módulo. A V_{oc} varia conforme a tecnologia das células e por isso é definida de acordo com (1).

$$V_{oc} = \frac{k \cdot T}{q} \cdot \ln\left(\frac{I_L}{I_0} + 1\right) \quad (1)$$

onde V_{oc} é a tensão de circuito aberto, k é a constante de Boltzmann ($1,3806 \cdot 10^{-23} \frac{J}{K}$), T é a temperatura de operação ($^{\circ}C$), q é a carga elementar do elétron ($1,602 \cdot 10^{-19} C$), I_L é a corrente elétrica fotogerada e I_0 é a corrente de saturação (FRANCO et al., 2018; PINHO; GALDINO, 2014).

2.1.1.1.2 Corrente de curto circuito

A corrente curto circuito (I_{sc}) é a máxima corrente que pode ser obtida na célula fotovoltaica quando a tensão entre os terminais da mesma é nula. I_{sc} varia conforme a irradiância solar e sua distribuição espectral na área total da célula, conforme as propriedades ópticas e tecnologia empregada na fabricação da mesma (PINHO; GALDINO, 2014). É possível medi-la com um amperímetro ao curto circuitar os terminais do módulo fotovoltaico.

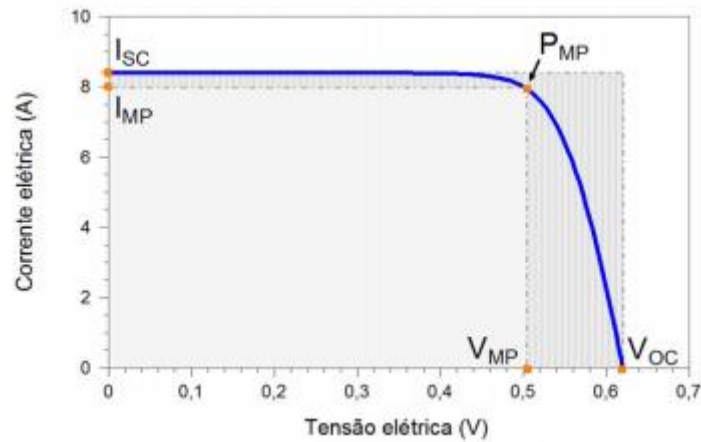
2.1.1.1.3 Fator de forma

O fator de forma (FF) pode ser calculado a partir da razão entre a máxima potência da célula e o produto da I_{sc} com V_{oc} , conforme dado por (2).

$$FF = \frac{V_{MP} \cdot I_{MP}}{V_{oc} \cdot I_{sc}} \quad (2)$$

onde V_{MP} é a tensão de máxima potência em volts (V), I_{MP} é a corrente atingida em condição de máxima potência em ampères (A) e P_{MP} é a potência que resulta da multiplicação dessas duas variáveis em Watt-pico (Wp). Ao aplicar a relação definida em (2) no gráfico da Figura 4, o qual foi obtido sob condições-padrão de ensaio em uma célula de silício, é possível obter o FF calculando a razão entre a área dos dois retângulos destacados. Este varia significativamente com as resistências em série e em paralelo do circuito, as quais dependem diretamente da tecnologia utilizada na fabricação das células, e quanto menores forem essas resistências, mais próxima de um retângulo será a curva I-V apresentada na Figura 4 (PINHO; GALDINO, 2014).

Figura 4 – Corrente elétrica em função da tensão aplicada em uma célula fotovoltaica de silício.



Fonte: Adaptado de (PINHO; GALDINO, 2014).

2.1.1.1.4 Eficiência

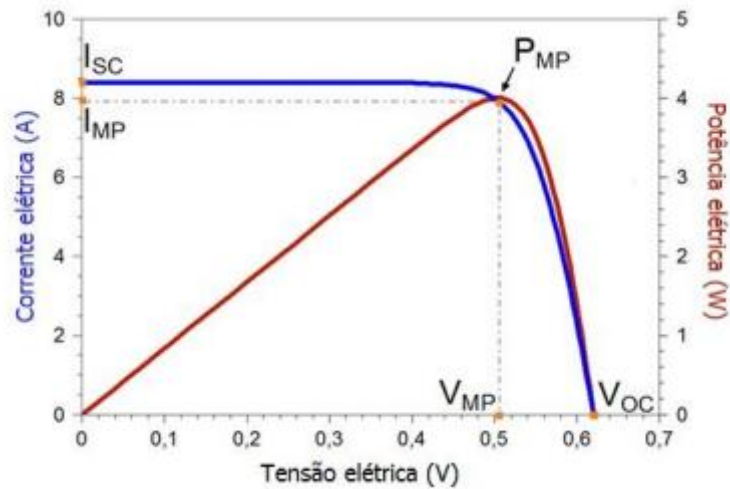
A eficiência (η) é um dos mais parâmetros mais significantes na análise de operação de um sistema fotovoltaico. Ele indica o quão eficaz é o processo de conversão da irradiância solar em energia elétrica. A η é definida através da razão entre a potência elétrica produzida pela célula fotovoltaica e a potência da energia solar incidente na mesma conforme apresentado em (3).

$$\eta = \frac{V_{oc} \cdot I_{sc} \cdot FF}{A \cdot G} \cdot 100\% = \frac{P_{MP}}{A \cdot G} \cdot 100\% \quad (3)$$

onde A é a área da célula em m² e G é a irradiância solar incidente na célula em W/m².

A melhor eficiência é atingida no ponto de máxima potência e, portanto, é necessário relacionar potência elétrica com tensão elétrica de uma célula fotovoltaica de silício sob condições-padrão de ensaio conforme a Figura 5 (PINHO; GALDINO, 2014). Essa curva pode ser acrescida à curva I-V mostrada na Figura 4.

Figura 5 – Potência elétrica em função da tensão aplicada em uma célula fotovoltaica de silício.



Fonte: Adaptado de (PINHO; GALDINO, 2014).

A eficiência dos módulos fotovoltaicos é classificada pelo INMETRO (2018) em cinco categorias, sendo a classe A a mais eficiente, conforme mostra a Tabela 1. Vale ressaltar que a eficiência dos módulos não é o parâmetro mais importante a ser analisado em projetos, a não ser que se tenha restrição de área para instalação dos módulos.

Tabela 1 – Classes de eficiência dos módulos no Brasil.

Classes	Eficiência Silício Policristalino
A	Acima de 13,5%
B	Maior que 13% a 13,5%
C	Maior que 12% a 13%
D	Maior que 11% a 12%
E	Menor ou igual a 11%

Fonte: Adaptado de (INMETRO, 2018).

2.1.1.1.5 Resistências série e paralelo de células fotovoltaicas

As resistências, tanto em série quanto em paralelo, têm influência na curva I-V da célula fotovoltaica apresentada na Figura 4, pois altera o FF e, por conseguinte, a eficiência da mesma.

A resistência série (R_s) é constituída da resistência do próprio material semicondutor, dos contatos metálicos e da junção do metal com o semicondutor. Conforme descrevem Pinho e Galdino (2014), a R_s auxilia para a redução da I_{sc} e o FF, mas não afeta a V_{oc} . Já a resistência paralelo (R_p) é gerada por impurezas e defeitos na estrutura, as quais produzem caminho para

uma corrente de fuga, reduzindo assim a corrente que percorre a célula fotovoltaica. Por sua vez, a R_p influencia na redução da V_{oc} e do FF, mas não afeta a I_{sc} .

Segundo Pinho e Galdino (2014), a variação da R_s é mais significativa para o desempenho e eficiência da célula do que a variação da R_p . Por tal motivo, o projeto e a fabricação dos materiais que compõe as células fotovoltaicas têm suma importância para manter os níveis da R_s baixos.

2.1.1.1.6 Associações série e paralelo de células e módulos fotovoltaicos

Para a fabricação de módulos fotovoltaicos, células são associadas em série e em paralelo para atingir os níveis desejados de corrente e tensão elétrica. Da mesma forma, para sistemas fotovoltaicos, módulos são associados em série ou em paralelo para gerar uma única saída de tensão e corrente que será imposta ao inversor fotovoltaico para posterior conexão com a rede (PINHO; GALDINO, 2014).

Para a conexão em série, o terminal positivo de um dispositivo fotovoltaico é conectado ao terminal negativo do adjacente e assim sucessivamente. Nesta configuração, considerando dispositivos com os mesmos parâmetros, as tensões de cada são somadas e a corrente permanece a mesma ao longo de toda a associação conforme explicitado em (4) e (5). Em casos de associações de dispositivos fotovoltaicos com diferentes parâmetros, a corrente que percorre o circuito será limitada pelo dispositivo que possui a menor corrente. Porém, esta utilização não é aconselhável, visto que pode gerar superaquecimento no circuito (PINHO; GALDINO, 2014).

$$V = V_1 + V_2 + \dots + V_n \quad (4)$$

$$I = I_1 = I_2 = \dots = I_n \quad (5)$$

Já para a conexão em paralelo, os terminais positivos dos dispositivos fotovoltaicos são conectados entre si, bem como os negativos. Nesta configuração, para dispositivos com os mesmos parâmetros, a tensão permanece a mesma ao longo de toda a associação e as correntes elétricas são somadas conforme mostrado em (6) e (7).

$$V = V_1 = V_2 = \dots = V_n \quad (6)$$

$$I = I_1 + I_2 + \dots + I_n \quad (7)$$

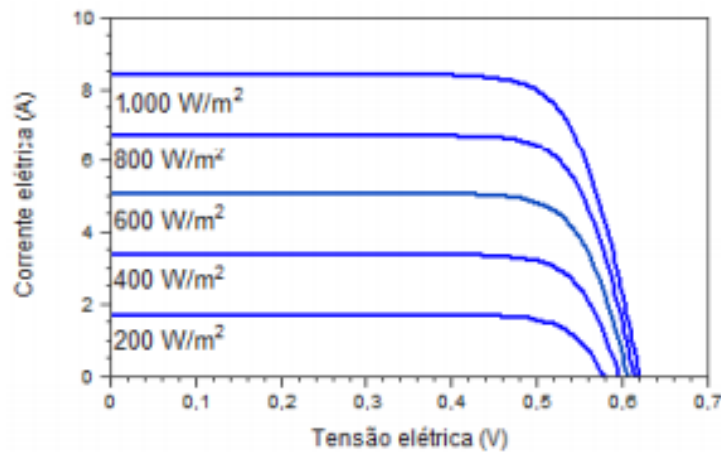
2.1.1.1.7 Influência da irradiação solar e da temperatura

O aumento da irradiância solar incidente na célula fotovoltaica faz com que a corrente elétrica na mesma aumente linearmente e a V_{oc} aumente de forma logarítmica, sob condições de temperatura constante. A I_{sc} de uma célula e de um módulo fotovoltaico se relaciona com a irradiância solar de acordo com (8) e a influência da variação dessa irradiância na curva I-V pode ser vista na Figura 6 em condições-padrão de ensaio a 25 °C (PINHO; GALDINO, 2014).

$$I_{sc} = I_{sc_{STC}} \cdot \frac{G}{1000} \quad (8)$$

onde $I_{sc_{STC}}$ é a corrente de curto circuito do módulo em condições-padrão de ensaio.

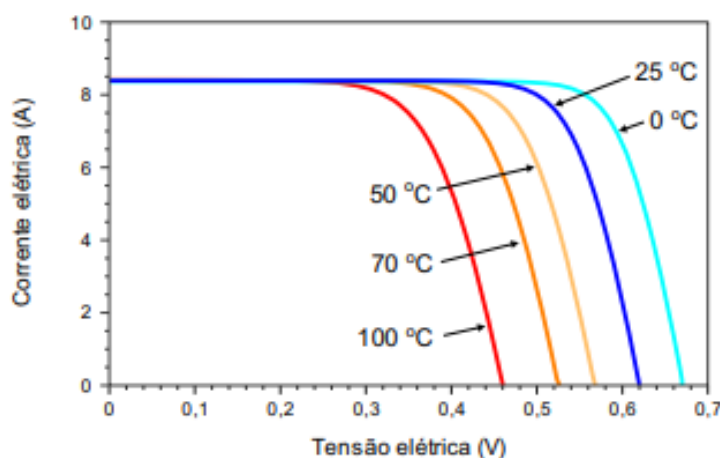
Figura 6 – Influência da irradiância solar na curva I-V de uma célula fotovoltaica de silício.



Fonte: Adaptado de (PINHO; GALDINO, 2014).

A temperatura ambiente interfere na temperatura de operação da célula e do módulo fotovoltaico e quanto maiores estas forem, menor é a eficiência do sistema, visto que com o aumento da temperatura ocorre a diminuição da tensão e um aumento desprezível na corrente que percorre o circuito, conforme mostrado na Figura 7.

Figura 7 – Influência da temperatura na curva I-V de uma célula fotovoltaica de silício.



Fonte: Adaptado de (PINHO; GALDINO, 2014).

2.1.2 Inversores

Os inversores são equipamentos fundamentais no processo de geração de energia através de módulos fotovoltaicos. Estes produzem corrente contínua e os inversores são responsáveis pela conversão desta em corrente alternada, com amplitude, frequência e conteúdo harmônico adequados às cargas a serem alimentadas e em casos de sistemas fotovoltaicos conectados à rede da concessionária, os inversores devem sincronizar a sua tensão alternada de saída com a tensão da rede (BOGILA et al., 2018; PINHO; GALDINO, 2014).

Em aplicações em sistemas fotovoltaicos, os inversores são classificados em duas categorias distintas: Sistema Fotovoltaico Isolado (SFI) e Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede (SFCR). Os SFIs são comumente denominados de sistemas Off grid, enquanto os SFCRS de sistemas On grid. Ambos possuem características comuns de funcionamento, mas as proteções necessárias e exigências das concessionárias quanto à qualidade da energia disponibilizada na rede são mais acentuadas para os sistemas On grid (ANEEL, 2018).

Em sistemas On grid, é indispensável a proteção anti-ilhamento, ou seja, quando há interrupção no fornecimento de energia por parte da concessionária, o sistema fotovoltaico deixa de gerar para não operar normalmente sem presença de energia na rede (ABNT, 2012). A operação indevida nesses casos traz perigos quando é necessária alguma manutenção na rede pois a mesma pode continuar energizada e há perda de controle sobre a variação de tensão e frequência do gerador, causando avaria em equipamentos conectados à rede.

A forma de onda da tensão de saída do inversor é um indicativo da qualidade do mesmo, pois determina a tecnologia empregada em sua fabricação nos métodos de conversão e filtragem para eliminar conteúdos harmônicos provenientes da transformação da corrente contínua em alternada. A eficiência na conversão também deve ser um parâmetro a ser analisado a fim de seguir os padrões de qualidade da energia elétrica exigidos pelo Módulo 8 do PRODIST. O fator de potência (FP) deve ser corrigido, caso não seja compatível com o FP da carga, pois os inversores não o regulam e devem ser previamente escolhidos para serem compatíveis com a carga (PINHO; GALDINO, 2014).

São vários os parâmetros estabelecidos para a conexão dos inversores à rede da concessionária e devem atender à norma NBR 16149 (ABNT, 2013). Um inversor fotovoltaico deve possuir alta eficiência na conversão da energia, alta confiabilidade, operação em ampla faixa de tensão de entrada, boa regulação na tensão de saída, forma de onda senoidal com baixo conteúdo harmônico, tolerância aos surtos de partida das cargas, grau de proteção IP adequado à instalação e baixa emissão de interferência eletromagnética (ABNT, 2013).

A eficiência dos inversores pode ser calculada conforme segue em (7)

$$\eta_{conv} = \frac{P_{c.a.}}{P_{c.c.}} \quad (9)$$

onde η_{conv} é a eficiência de conversão do inversor, o que inclui perdas nos circuitos e nos componentes de chaveamento, $P_{c.c.}$ é a potência instantânea em corrente contínua na entrada do inversor em watts e $P_{c.a.}$ é a potência instantânea em corrente alternada na saída do inversor em watts. Estima-se que as eficiências totais dos inversores On grid permeiam entre 94% e 98% (PINHO; GALDINO, 2014).

Em inversores On grid, há um sistema de controle eletrônico que atua sob o mesmo modo a garantir a operação do gerador fotovoltaico na V_{MP} , conforme apresentado na Figura 5. Dessa forma, maximiza-se a transferência de potência, evitando perdas nas células devido a uma menor corrente percorrendo o circuito. Esse processo de correção do ponto de operação é chamado de seguimento do ponto de potência máxima (SPPM) ou *maximum power point tracking* (MPPT) (BABAA; ARMSTRONG; PICKERT, 2014).

2.1.3 Sistema de compensação de energia elétrica

De acordo com ANEEL (2015), microgeração distribuída é definida como uma central geradora de energia elétrica que possua potência instalada menor ou igual a 75 kW. Essa fonte

geradora tem de seguir as regulamentações da ANEEL e deve estar conectada à rede da concessionária por meio de instalações de unidades consumidoras.

Já a minigeração distribuída é caracterizada por ser uma central geradora de energia elétrica com potência instalada superior a 75 kW e menor ou igual a 3 MW para fontes hídricas. Para cogeração qualificada, a central geradora deve ter potência instalada menor ou igual a 5 MW, conforme regulamentação da ANEEL. As demais fontes renováveis de energia elétrica devem ser conectadas à rede de distribuição através de instalações de unidades consumidoras (ANEEL, 2015).

Uma unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída pode aderir ao sistema de compensação de energia elétrica. Este permite à unidade consumidora injetar o excedente de energia gerado, que é a diferença positiva entre a energia injetada e a consumida, na rede da concessionária para posterior utilização. Esse excedente é transformado em créditos que podem ser abatidos da fatura no final do ciclo, mas o custo de disponibilidade da unidade consumidora permanece. Se estes acumularem, é possível utilizá-los em outras unidades consumidoras que estejam sob a mesma titularidade, mas possuem validade de apenas 60 meses (ANEEL, 2015).

Os créditos devem ser compensados no mesmo posto tarifário no qual foram gerados e após abatimento total do posto tarifário em questão, é possível compensar nos demais proporcionalmente à tarifa incidente sobre os mesmos (ANEEL, 2015).

2.2 TARIFAS DE ENERGIA

As unidades consumidoras de energia elétrica no Brasil são divididas e classificadas em dois grupos: A e B. O Grupo A, subdividido em seis subgrupos, engloba indústrias e estabelecimentos de médio e grande portes que necessitam ser atendidos em alta tensão (AT). Este grupo também pode ser atendido a partir de sistema subterrâneo de distribuição em tensão secundária e é caracterizado pela tarifa binômia, a qual é aplicada ao consumo e à demanda faturável. Já o Grupo B, atendido em baixa tensão (BT), é caracterizado por unidades consumidoras atendidas em tensão inferior a 2,3 quilovolts com tarifa monômia, ou seja, é aquela à qual e é aplicado apenas o consumo. Está subdividido em quatro subgrupos: B1, engloba os consumidores residenciais; B2 é onde encaixam-se os consumidores rurais; B3, pequenas indústrias e estabelecimentos; B4, destinado apenas à iluminação pública.

2.2.1 Tarifas do Grupo A

As tarifas desse grupo são divididas em dois segmentos: Tarifa Azul e Tarifa Verde. Ambas modalidades são estruturadas com o intuito de tarifar o consumo e a demanda contratada, o que caracteriza a tarifa como binômia. A Tarifa Azul possui valores diferentes ao longo do dia para o quilowatt-hora consumido e é da mesma forma para a demanda contratada. Já a Tarifa Verde estabelece um custo para o quilowatt-hora consumido de acordo com as horas do dia, mas mantém uma tarifa fixa para a demanda de potência (ANEEL, 2019a).

Para o Grupo A, também existe uma tarifa convencional binômia, que tarifa o consumo de energia elétrica e a demanda de potência independentemente das horas de utilização do dia, mas a mesma será extinta a partir da próxima revisão tarifária da distribuidora.

2.2.2 Tarifa Convencional

A modalidade tarifária convencional para os consumidores de BT é a denominada tarifa convencional. Ela aplica um valor fixo para o quilowatt-hora consumido independente da hora do dia e dos dias da semana. Logo, consumidores que consomem energia elétrica no horário do pico de demanda, pagam o mesmo valor de quem a consome em outro horário no qual a demanda é pequena (ANEEL, 2019a).

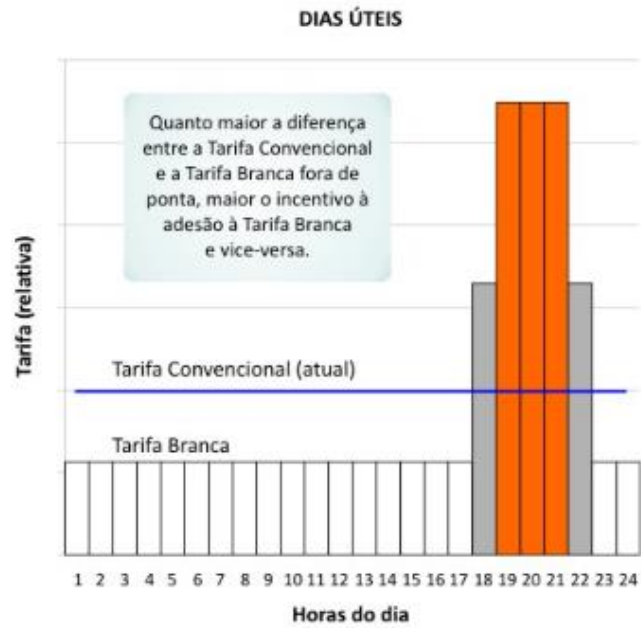
2.2.3 Tarifa Branca

A tarifa branca entrou em vigor no ano de 2018, tanto para novas ligações como para as existentes que possuam consumo acima de 250 kWh/mês, como uma modalidade tarifária para os consumidores do Grupo B, possibilitando a esses pagar valores diferentes de energia em função da hora e do dia da semana (ANEEL, 2019b). Os valores são divididos em três períodos ao longo do dia, chamados de postos tarifários: fora ponta, intermediário e ponta. Assim, os consumidores podem pagar um valor mais justo e coerente pelo seu consumo diário. Porém, recomenda-se a adesão à tarifa branca apenas aos consumidores que possuem uma flexibilidade suficiente para mudar seus hábitos de consumo diários, repassando sua maior demanda de energia para um horário em que o valor do quilowatt-hora seja menor.

O período de ponta é equivalente ao pico de demanda diária do sistema e, portanto, abrange o período das 18 horas às 21 horas. O período intermediário equivale ao período das 17 às 18 horas e das 21 às 22 horas, ou seja, uma hora antes e uma hora depois do período de ponta. Já o período fora ponta abrange todos os demais horários do dia. A Figura 8 apresenta o

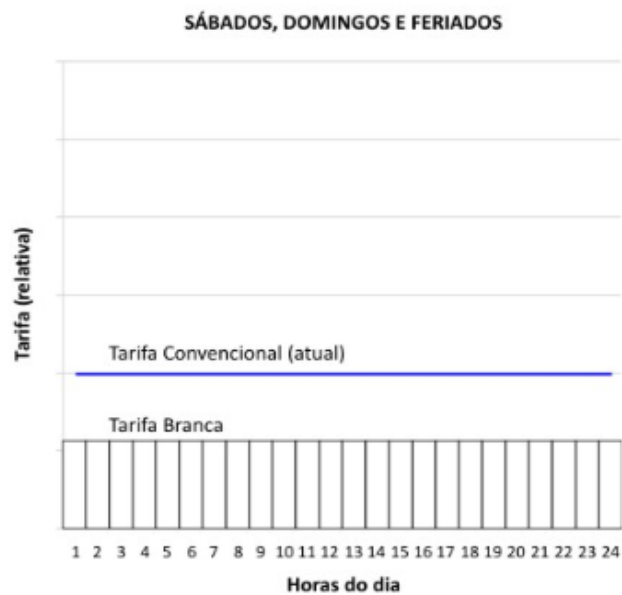
comparativo entre tarifa branca e convencional para dias úteis e a Figura 9 para fins de semana e feriados (ANEEL, 2019b). Vale salientar que a duração desses períodos pode variar conforme determinação da concessionária.

Figura 8 – Comparação entre a tarifa convencional e branca para dias úteis.



Fonte: Adaptado de (ANEEL, 2019b).

Figura 9 – Comparação entre a tarifa convencional e branca para finais de semana e feriados.

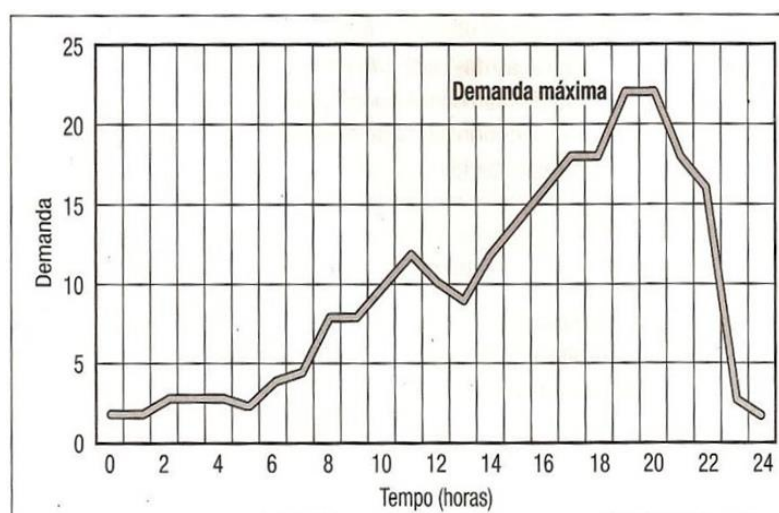


Fonte: Adaptado de (ANEEL, 2019b).

2.3 CURVAS TÍPICAS DE CONSUMO

O consumidor residencial brasileiro possui uma curva de demanda típica, conforme mostrado na Figura 10. O conhecimento da demanda e do consumo horário dos consumidores é imprescindível para que possa analisar o comportamento dos mesmos e suas contribuições para o pico de demanda. Através disso, é possível estabelecer metas acerca do planejamento e manutenção dos sistemas de distribuição, transmissão e geração para uma melhor operação do SEP (FRANCISQUINI, 2006).

Figura 10 - Curva de demanda diária residencial brasileira.



Fonte: Adaptado de (KAGAN; OLIVEIRA, C. C. B. ROBBA. E. J, 2010, p. 24).

2.4 SOFTWARE PVSYSY

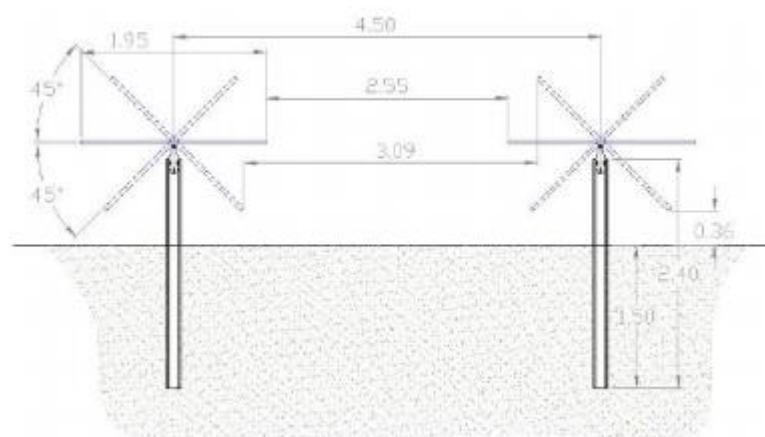
O PVsyst consiste em um *software* utilizado para elaboração de sistemas fotovoltaicos. Ele permite a simulação da geração de energia elétrica através dos módulos e pode considerar os fatores de perdas de cada equipamento, bem como eficiência, desempenho e demais parâmetros importantes para o mercado de energia fotovoltaica. O mesmo é comumente e majoritariamente utilizado para análises de SFCRs (PINHO; GALDINO, 2014).

O *software* foi desenvolvido pela Universidade de Genebra e possui ferramentas que permitem a criação de modelos tridimensionais, a fim de prever decréscimos na geração da energia também pelo efeito de sombreamento e possíveis obstáculos. Logo, nota-se que a abordagem da simulação do sistema fotovoltaico pode ser superficial ou com um maior nível de detalhamento do ambiente no qual está inserido.

O programa permite importar os dados solarimétricos, como temperatura ambiente e irradiância solar, dos programas Meteonorm e TMY, o que possibilita comparar os valores reais de geração com a simulação realizada. Além dessas plataformas, é possível inserir manualmente dados de outras bases.

O *software* ainda permite determinar várias inclinações e azimutes diferentes, para os casos em que os módulos fotovoltaicos estão alocados em telhados com orientações divergentes entre si. Da mesma forma, é possível calcular a geração para sistemas nos quais a orientação geográfica dos módulos varia durante o dia ou estação do ano. Nesses casos, utiliza-se o seguidor solar e o mesmo é projetado para aumentar ao máximo a geração e geralmente é utilizado em grandes usinas fotovoltaicas. A variação da posição dos módulos ao utilizar essa tecnologia pode ser vista na Figura 11 (POLITEC, 2019).

Figura 11 - Funcionamento do seguidor solar.



Fonte: Adaptado de (POLITEC, 2019).

Além disso, o mesmo possui uma plataforma para desenhar o local onde será instalado o sistema fotovoltaico. Esta ferramenta permite ao usuário dar forma aos números configurados para inclinação e orientação dos módulos fotovoltaicos, bem como determinar as fontes de sombreamento e suas respectivas dimensões para que essa perda seja calculada com exatidão.

Como é possível notar, o PVsyst é um *software* completo e com diversas aplicações e opções, permitindo ao usuário uma análise mais superficial do caso a ser estudado ou uma análise bem aprofundada ao considerar todas as variáveis que afetam a geração de energia elétrica.

3 MÉTODOS E TÉCNICAS

Para que se possa atingir os objetivos já definidos para este trabalho, inicialmente, são arranjados os dados de consumo disponibilizados pelo Departamento Municipal de Energia Elétrica de Ijuí (DEMEI, 2018). A partir destes, são gerados gráficos que consideram a potência média consumida durante as horas de um dia, com o intuito de traçar perfis para cada uma das cinco faixas de consumo analisadas. Com base nessas curvas, é possível determinar os horários em que estão registradas as maiores demandas de energia dos consumidores residências sob concessão do DEMEI.

Em posse dessas informações, comparam-se as mesmas com a curva típica de geração fotovoltaica, a fim de atestar se estas possuem ou não coincidência entre seus picos de maior consumo e geração. Para que seja feita essa análise, é preciso dimensionar um sistema fotovoltaico para cada faixa de consumo e realizar simulações para quantificar a energia gerada pelos mesmos.

De acordo com Pinho e Galdino (2014), a potência de um sistema fotovoltaico pode ser definida pela Equação 10. Deve-se considerar qual a fração do consumo que se deseja suprir e a taxa de disponibilidade que é cobrada pela concessionária. Para unidades consumidoras monofásicas, a taxa mínima a ser cobrada equivale a 30 kWh ao mês, para bifásicas equivale a 50 kWh ao mês e por fim, para unidades trifásicas, se deve considerar 100 kWh ao mês. Outro fator que interfere no cálculo de dimensionamento, além do consumo médio diário, é a média anual de horas de sol a pico (HSP) incidente nos módulos.

$$P_{FV} = \frac{E/TD}{HSP} \quad (10)$$

onde P_{FV} é a potência calculada para o sistema fotovoltaico, E é a energia diária consumida pela unidade em Watt-hora e TD é a taxa de desempenho do sistema e sua unidade é adimensional.

A TD do sistema fotovoltaico relaciona o desempenho real do sistema com o desempenho máximo teórico possível. A mesma considera a potência dimensionada sob condições de operação e as perdas decorrentes da queda de tensão devido às resistências que se formam em diversos segmentos do sistema, sombreamento, sujeira nos módulos, eficiência dos equipamentos utilizados, carregamento do inversor, o descasamento entre módulos caso estes sejam de marcas e modelos diferentes entre si, irradiância solar incidente, temperatura de operação e ambiente, dentre diversos outros fatores.

Após definidos os parâmetros mencionados, dimensionam-se os sistemas fotovoltaicos para atingirem a geração diária pretendida de acordo com a Equação 10. Neste momento, deve-se escolher quais os módulos e inversores que serão utilizados. Para que o sistema tenha um bom desempenho, é importante observar, além da eficiência dos mesmos, a que tecnologia empregada na fabricação melhor se adequa ao contexto da instalação. Especificados os modelos e marcas dos equipamentos, é executada a simulação no *software* PVsyst e são obtidos os dados de geração por dia, mês ou ano. É possível visualizar os gráficos de geração e exportar os dados obtidos, bem como comparar estes com o consumo mensal que também pode ser inserido no *software*. Dessa forma, torna-se possível gerar gráficos comparativos entre consumo e geração.

Feita a comparação, é gerada uma curva resultante para cada faixa de consumo, a qual retrata a diferença entre o consumo em questão e a geração correspondente em kWh, ao multiplicar a potência média horária consumida, bem como a potência média horária gerada, pelo período em horas no qual elas foram medidas. Essa curva resultante se apresenta concentrada em torno do meio do dia, visto que não há geração durante o período noturno, fato este que auxilia na confirmação da não coincidência entre as curvas analisadas.

Esse cenário considera que as unidades consumidoras analisadas mantêm os hábitos de consumo inalterados e dessa forma, é feita uma avaliação acerca da viabilidade da instalação de um sistema fotovoltaico para consumidores residenciais que visam economia mensal. Como essa economia depende diretamente da tarifação aplicada, considera-se a adesão a duas modalidades tarifárias disponíveis para o subgrupo B1.

Primeiramente, faz-se a análise do gasto mensal em energia elétrica ao considerar a adesão dos consumidores à tarifa convencional. Da mesma forma, calcula-se o gasto mensal considerando a adesão à tarifa branca, que possui valores distintos para o kWh consumido em cada posto tarifário. Após calculado o que será gasto mensalmente pelo consumidor representante de cada uma das faixas de consumo, adotando ambas as modalidades, considera-se a associação das unidades consumidoras aos sistemas fotovoltaicos dimensionados.

Como a tarifa convencional possui um valor fixo para o kWh consumido ao longo do dia, utiliza-se o sistema de compensação para suprir, na totalidade, o consumo das unidades consumidoras. A análise para a utilização do sistema de compensação associado à tarifa branca requer a utilização dos fatores de ajuste, visto que o valor cobrado pelo kWh consumido varia durante as horas do dia.

Conforme ANEEL (2015), a energia deve ser primeiramente compensada no período em que foi gerada e, somente após, será utilizada para abater o consumo nos demais postos tarifários mediante ajuste de proporcionalidade. O fator de ajuste considera a razão entre as

parcelas TE (Tarifa de Energia) utilizadas na formação do valor atribuído para o kWh em cada posto tarifário, conforme apresentado na Equação 11.

$$FA = \frac{TE_{FP}}{TE_P} \quad (11)$$

onde FA é o fator de ajuste, TE_{FP} é o valor da tarifa de energia considerada no período fora ponta e TE_P é também o valor da tarifa de energia considerada porém, para o posto tarifário ponta.

Após realizar a compensação da energia gerada, a fim de reduzir ao máximo o consumo da unidade e manter apenas a taxa mínima de disponibilidade cobrada pela concessionária, é possível definir qual tarifa, convencional ou branca, apresenta a melhor performance e economia para cada consumidor analisado neste trabalho.

4 ESTUDOS DE CASOS

Neste capítulo são apresentadas cinco curvas de carga que serão analisadas com o intuito de dimensionar sistemas fotovoltaicos que supram o consumo das mesmas para que as tarifas convencional e branca possam ser aplicadas. Essas análises têm como objetivo determinar a viabilidade da adesão à tarifa branca frente à convencional ao associá-las a um sistema fotovoltaico.

Os estudos de caso tomam como base os dados disponibilizados pelo Departamento Municipal de Energia Elétrica de Ijuí (DEMEI, 2018).

4.1 DEPARTAMENTO MUNICIPAL DE ENERGIA ELÉTRICA DE IJUÍ

O Departamento Municipal de Energia Elétrica de Ijuí (DEMEI) é uma concessionária do serviço público para geração e distribuição de energia elétrica no município de Ijuí. A área de concessão da mesma compreende 45 km² e 32.365 consumidores registrados no ano de 2017. O DEMEI conta com quatro subestações de energia elétrica: Demei, Ijuí-1, Usina da Sede (Potiribu) e Usina Passo do Ajuricaba (propriedade do DEMEI Geração).

4.1.1 Curvas típicas de carga

O DEMEI realizou medições de dezembro de 2015 a novembro de 2016 com o intuito de traçar o perfil dos consumidores sob sua concessão e identificar o período do ano, dia e hora em que ocorreu a maior demanda. Dessa forma, é possível definir os custos dos clientes que são utilizados para determinação dos sinais tarifários da empresa em questão. Como resultado, a partir dessas medições obtiveram-se diversas curvas de carga de todos os consumidores alocados nos subgrupos do Grupo A e Grupo B (DEMEI, 2018).

Neste trabalho, o enfoque será nos consumidores residenciais alocados no subgrupo B1. A campanha de medições do DEMEI classifica esses consumidores em cinco faixas de acordo com o seu consumo mensal. A faixa 1 compreende unidades consumidoras que consomem até 100 kWh/mês, enquanto a faixa 2 compreende unidades que possuem consumo entre 100 e 220 kWh/mês. Já a faixa 3 consiste em unidades com consumos entre 220 e 500 kWh/mês e na faixa 4 são alocados consumos entre 500 e 1.000 kWh/mês. Por fim, a faixa 5 comporta unidades consumidoras residenciais que registram um consumo mensal acima de 1.000 kWh.

Para ilustrar essas divisões, pode-se consultar as Tabelas 2 e 3. Estas apresentam o consumo médio diário estratificado nas três primeiras faixas e nas últimas duas faixas

mencionadas, respectivamente, com o número de consumidores alocados em cada, bem como o consumo médio atribuído a um consumidor.

Tabela 2 – Consumo médio estratificado nas faixas 1, 2 e 3.

Consumidores	FAIXA 1		FAIXA 2		FAIXA 3	
	<100 kWh/mês		100-220 kWh/mês		220-500 kWh/mês	
	6.972		13.964		7.627	
Horas	MW médio	kW/consumidor	MW médio	kW/consumidor	MW médio	kW/consumidor
1	0,431	0,0618	2,604	0,1865	2,913	0,3819
2	0,394	0,0565	2,362	0,1691	2,754	0,3611
3	0,353	0,0506	2,09	0,1497	2,511	0,3292
4	0,329	0,0472	1,969	0,1410	2,123	0,2784
5	0,346	0,0496	1,891	0,1354	1,89	0,2478
6	0,382	0,0548	2,045	0,1464	1,815	0,2380
7	0,512	0,0734	2,404	0,1722	2,421	0,3174
8	0,503	0,0721	2,541	0,1820	2,898	0,3800
9	0,459	0,0658	2,657	0,1903	2,544	0,3336
10	0,497	0,0713	2,397	0,1717	2,909	0,3814
11	0,53	0,0760	2,562	0,1835	3,143	0,4121
12	0,529	0,0759	2,928	0,2097	3,467	0,4546
13	0,6	0,0861	3,003	0,2151	3,718	0,4875
14	0,476	0,0683	2,641	0,1891	3,236	0,4243
15	0,434	0,0622	2,829	0,2026	2,927	0,3838
16	0,422	0,0605	2,893	0,2072	2,706	0,3548
17	0,513	0,0736	2,774	0,1987	2,867	0,3759
18	0,652	0,0935	3,562	0,2551	3,786	0,4964
19	0,911	0,1307	4,366	0,3127	4,505	0,5907
20	0,979	0,1404	4,601	0,3295	5,02	0,6582
21	0,938	0,1345	5,147	0,3686	4,935	0,6470
22	0,759	0,1089	4,314	0,3089	5,391	0,7068
23	0,824	0,1182	3,509	0,2513	4,344	0,5696
24	0,529	0,0759	2,812	0,2014	3,511	0,4603

Fonte: Adaptado de (DEMEI, 2018).

Tabela 3 – Consumo médio estratificado nas faixa 4 e 5.

(continua)

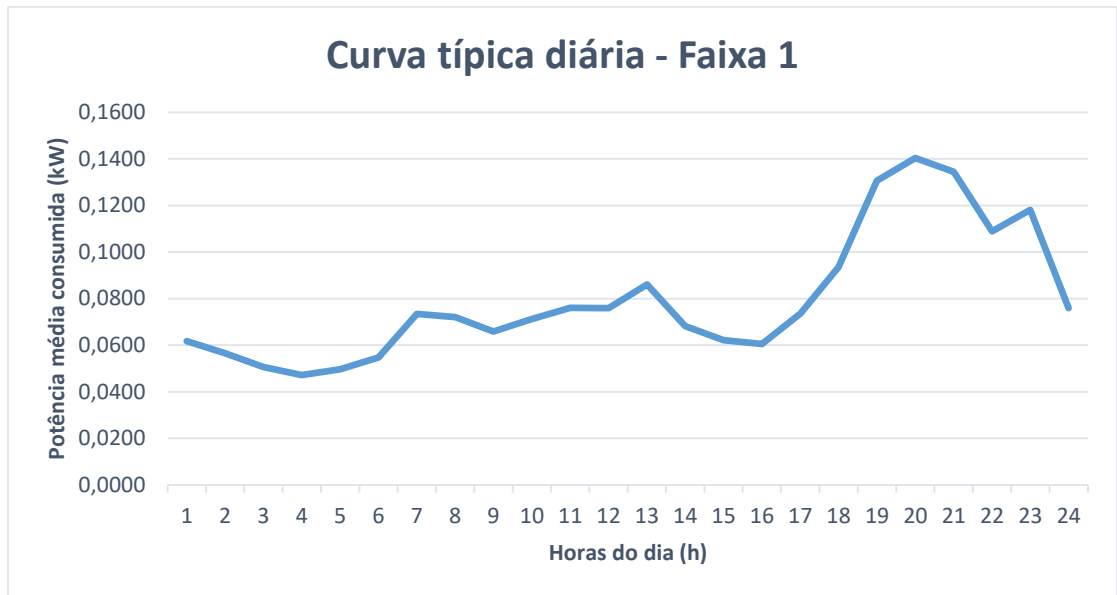
Consumidores	FAIXA 4		FAIXA 5	
	500-1000 kWh/mês		> 1000 kWh/mês	
	754		116	
Horas	MW médio	kW/consumidor	MW médio	kW/consumidor
1	0,622	0,8249	0,241	2,0776

Horas	MW médio	kW/consumidor	(conclusão)	
			MW médio	kW/consumidor
2	0,536	0,7109	0,228	1,9655
3	0,538	0,7135	0,211	1,8190
4	0,5	0,6631	0,202	1,7414
5	0,512	0,6790	0,189	1,6293
6	0,475	0,6300	0,201	1,7328
7	0,508	0,6737	0,192	1,6552
8	0,689	0,9138	0,196	1,6897
9	0,828	1,0981	0,279	2,4052
10	0,768	1,0186	0,301	2,5948
11	0,809	1,0729	0,317	2,7328
12	0,926	1,2281	0,306	2,6379
13	0,787	1,0438	0,272	2,3448
14	0,815	1,0809	0,283	2,4397
15	0,872	1,1565	0,31	2,6724
16	0,836	1,1088	0,299	2,5776
17	0,798	1,0584	0,293	2,5259
18	0,752	0,9973	0,288	2,4828
19	0,671	0,8899	0,242	2,0862
20	0,668	0,8859	0,247	2,1293
21	0,725	0,9615	0,261	2,2500
22	0,81	1,0743	0,294	2,5345
23	0,791	1,0491	0,277	2,3879
24	0,705	0,9350	0,233	2,0086

Fonte: Adaptado de (DEMEI, 2018).

Em posse desses dados, é possível gerar um gráfico para cada faixa apresentada, a fim de traçar o perfil de consumo médio diário de cada consumidor. A curva típica de consumo diário do consumidor alocado na faixa 1 pode ser vista na Figura 12.

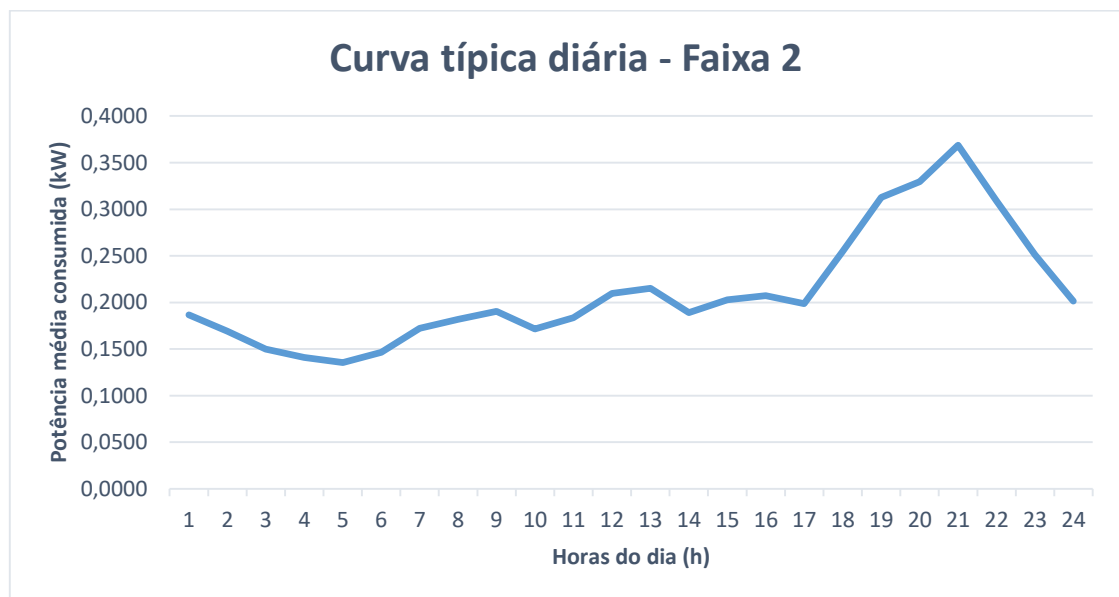
Figura 12 - Perfil diário de consumo da faixa 1.



Fonte: Autoria própria.

Para a faixa 2, a curva típica de consumo diário está mostrada na Figura 13. Em relação à faixa 1, a faixa em questão apresenta o mesmo vale em torno das 4 horas, um perfil mais sutil ao longo do dia e uma crista mais bem definida.

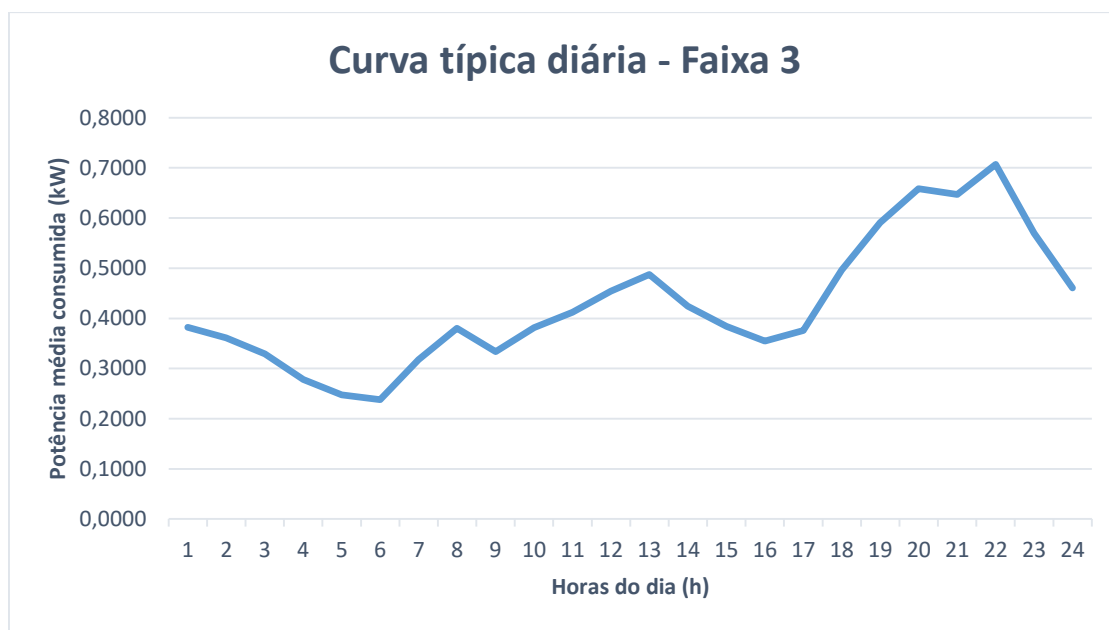
Figura 13 - Perfil diário de consumo da faixa 2.



Fonte: Autoria própria.

O vale da faixa 3 é coincidente aos demais vales já apresentados, mas o consumo ao longo do dia apresenta mais variações, sendo o menos sútil dos três já apresentados. Esse perfil diário do consumidor alocado na faixa 3 pode ser visto na Figura 14.

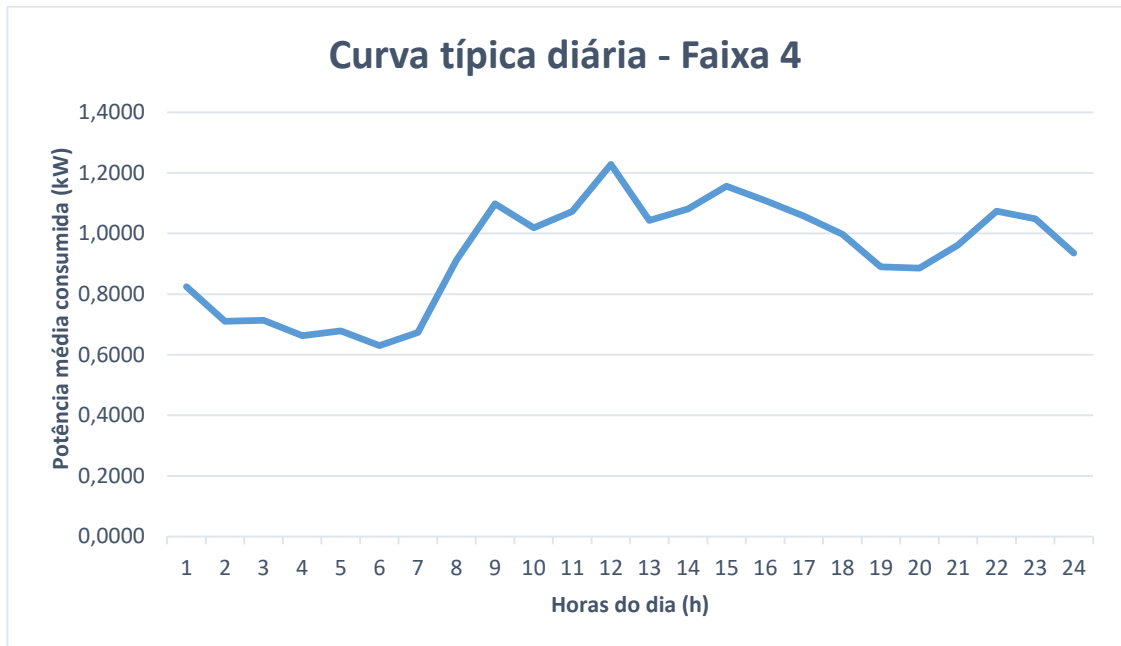
Figura 14 - Perfil diário de consumo da faixa 3.



Fonte: Autoria própria.

A curva do consumidor que representa a faixa 4 pode ser vista na Figura 15. Nota-se que, diferentemente das demais já mostradas, esta não possui um aumento significativo no consumo a partir das 18 horas, constituindo assim um novo perfil, no qual o consumo é melhor distribuído ao longo do dia.

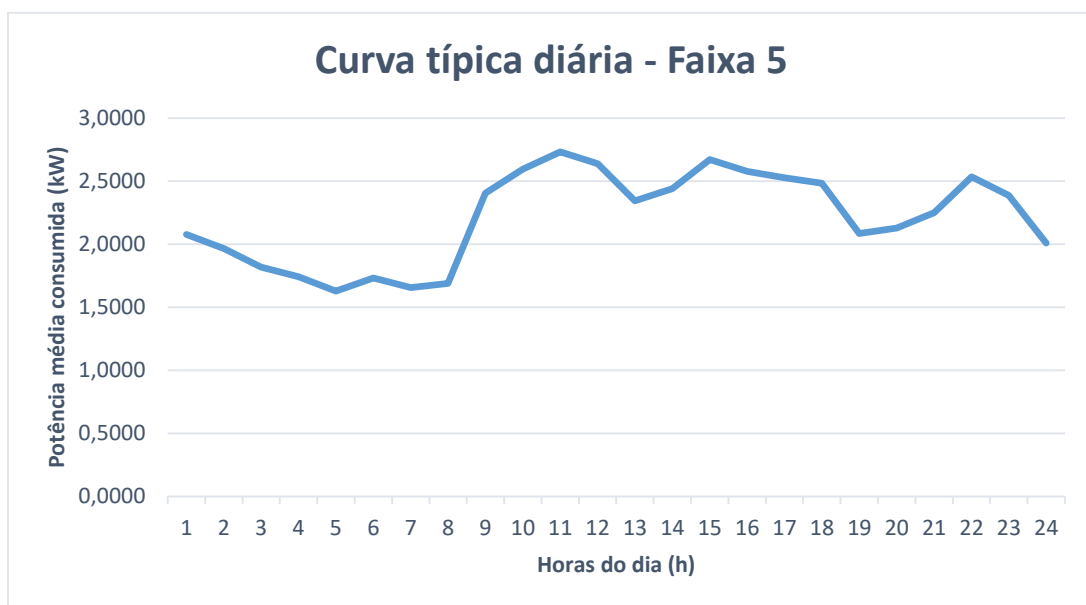
Figura 15 - Perfil diário de consumo da faixa 4.



Fonte: Autoria própria.

Por fim, na Figura 16 consta o perfil diário de consumo do consumidor alocado na faixa 5. Nota-se que, nesta faixa, o perfil traçado segue um padrão semelhante ao apresentado na Figura 15.

Figura 16 - Perfil diário de consumo da faixa 5.



Fonte: Autoria própria.

4.2 DIMENSIONAMENTO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

Inicialmente, deve-se escolher o local de instalação do sistema fotovoltaico para definir os dados de irradiação e temperatura ambiente que serão considerados no dimensionamento do mesmo. Através do *software* PVsyst, seleciona-se a cidade de Ijuí, localizada no estado do Rio Grande do Sul, para importar os dados médios, com referência em medições de 2008 a 2014, de irradiância solar e temperatura ambiente da base Meeonorm. A Figura 17 apresenta os valores médios mensais considerados para o cálculo do dimensionamento do sistema e posteriores simulações de geração de energia elétrica feitas neste trabalho. A irradiância horizontal global média anual, também já apresentada como HSP, para a cidade de Ijuí é determinada em 4,69 kWh/m².dia, enquanto a temperatura ambiente média anual é 20,8 °C.

Figura 17 - Dados solarimétricos obtidos do Meeonorm pelo PVsyst..

Local		Ijuí (Brazil)				
Dados		Meeonorm 7.2 (2008-2014), Sat=65%				
	Irradiação Horizontal Global kWh/m ² .dia	Irradiação Horizontal Difusa kWh/m ² .dia	Temperatura °C	Velocidade do Vento m/s	Turbidez de Linke [-]	Umidade Relativa %
Janeiro	6.46	2.92	26.0	2.70	2.743	66.0
Fevereiro	5.76	2.65	25.4	2.60	2.743	67.1
Março	5.13	2.07	24.7	2.50	2.743	70.3
Abril	4.13	1.75	21.2	2.50	2.667	73.8
Mai	3.23	1.36	16.9	2.60	2.591	75.3
Junho	2.70	1.06	15.9	2.59	2.890	78.3
Julho	2.87	1.31	15.0	2.81	2.512	72.4
Agosto	3.51	1.56	17.0	3.10	2.817	67.4
Setembro	4.06	1.96	17.8	3.19	3.168	68.9
Outubro	5.36	2.22	21.6	3.10	3.100	70.1
Novembro	6.54	2.43	22.8	3.00	3.100	67.3
Dezembro	6.63	2.74	25.2	2.80	2.743	64.2
Ano	4.69	2.00	20.8	2.8	2.818	70.1
	<input type="button" value="Paste"/>	<input type="button" value="Paste"/>	<input type="button" value="Paste"/>	<input type="button" value="Paste"/>		

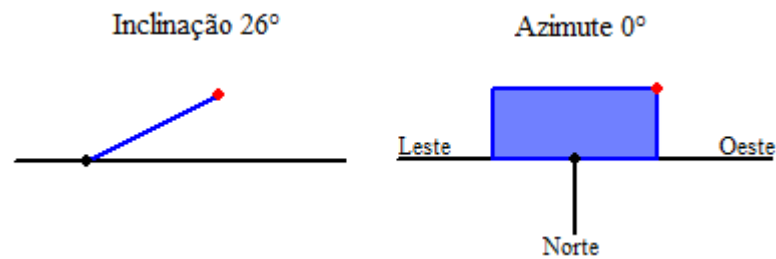
Variabilidade ano-a-ano da irradiação horizontal global 4,5%

Fonte: *Software* PVsyst, Versão 6.8.4.

Em sequência, é necessário determinar a inclinação dos módulos em relação ao solo e em relação ao norte geográfico. Conforme mostra a Figura 18, são escolhidas as melhores inclinações com o intuito de maximizar a geração, alocando os módulos a 26° em relação ao

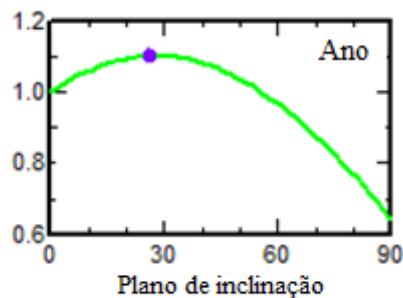
plano horizontal e fixando o azimute em 0° . O fator de transposição, em inglês *Transposition Factor* (FT), é a razão entre a irradiação incidente no plano e a irradiação horizontal e este parâmetro determina perdas ou ganhos ao inclinar os módulos. É através deste fator que o *software* calcula quais são os ângulos ideais para otimizar o sistema. O FT que determina a inclinação ideal de 26° é 1,1 e está mostrado na Figura 19.

Figura 18 - Dados de inclinações ideais calculadas pelo PVsyst.



Fonte: *Software* PVsyst, Versão 6.8.4.

Figura 19 - Fator de transposição calculado para definir a inclinação ideal.



Fonte: *Software* PVsyst, Versão 6.8.4.

A partir da Equação 10 e com base nos gráficos de consumo diário das cinco faixas apresentadas, são dimensionados sistemas fotovoltaicos que suprem totalmente o consumo dos consumidores analisados. Para esses casos, por não serem determinadas as classificações dos consumidores em monofásico, bifásico e/ou trifásico por parte da concessionária, a taxa mínima de disponibilidade será desconsiderada do cálculo do dimensionamento.

Para esse cálculo, é considerada a transformação da potência horária consumida, apresentada no gráfico de cada faixa, em energia. Para tal, basta multiplicar a potência média pelo período em horas no qual ela foi contabilizada. Dessa forma, tem-se a Tabela 4 que consta o consumo médio mensal aproximado de cada faixa em kWh. Vale ressaltar que para o mês analisado, consideram-se 30 dias.

Tabela 4 - Consumo médio mensal aproximado de cada faixa.

Faixa	Consumo médio mensal (kWh)
1	57,24
2	152,32
3	308,12
4	674,05
5	1593,62

Fonte: Autoria própria.

Para a faixa 1, ao considerar um consumo mensal de 57,24 kWh, ou seja, 1,908 kWh consumidos diariamente, uma TD de 80% conforme corrobora Pinho e Galdino (2014) para as condições de radiação solar presentes no Brasil e 4,69 de HSP para o município de Ijuí, obtém-se a seguinte potência para o sistema fotovoltaico calculado:

$$P_{FV} = \frac{1,908/0,8}{4,69}$$

$$P_{FV} = 0,5085 \text{ kWp}$$

Aplicando a mesma equação para os demais consumos diários e considerando os mesmos valores para as variáveis mencionadas acima, tem-se a Tabela 5, a qual apresenta os sistemas fotovoltaicos definidos para cada faixa de consumo.

Tabela 5 - Sistemas fotovoltaicos dimensionados.

Faixa	Sistema	Sistema Fotovoltaico (kWp)
1	1	0,5085
2	2	1,3533
3	3	2,7374
4	4	5,9883
5	5	14,158

Fonte: Autoria própria.

4.3 PARÂMETROS CONSIDERADOS NO PVSYS

Ao conhecer as potências dos sistemas, as quais estão apresentadas na Tabela 5, pode-se definir quais os inversores e módulos que serão utilizados nas simulações de geração de energia. Os módulos escolhidos são da marca *GCL* com potência de 260 Watt-pico (Wp). A Tabela 6 apresenta os dados dos módulos fotovoltaicos considerados.

Tabela 6 - Características do módulo fotovoltaico GLC-P6/60.

Dados Elétricos sob condições de teste padrão	
Potência nominal máxima (Pmax)	260 W
Tensão de operação	30,8 V
Corrente de operação	8,44 A
Tensão de circuito aberto (Voc)	37,9 V
Corrente de curto circuito (Isc)	9,09 A
Eficiência do módulo	16%
Temperatura de operação	-40 ~ +85 °C
Tolerância de potência	0 ~ +5 W
Dados Mecânicos	
Tipo de célula	Silício Policristalino
Arranjo de células	60 células (6 x 10)
Dimensões	1640x992x40 mm
Peso	18,5 kg
Coefficiente de temperatura (Pmax)	-0,43% / °C
Coefficiente de temperatura (Voc)	-0,35% / °C
Coefficiente de temperatura (Isc)	-0,04% / °C

Fonte: Adaptado de (SOLIS, 2019).

Definidos os módulos que serão utilizados nas simulações, é possível ajustar as potências calculadas dos sistemas, as quais estão mostradas na Tabela 5, e estabelecer as potências reais de acordo com o número de módulos necessários. A Tabela 7 apresenta os sistemas com sua respectiva potência real simulada.

Tabela 7- Potências reais dos sistemas fotovoltaicos simulados.

Faixa	Sistema	Sistema Fotovoltaico real (kWp)
1	1	0,52
2	2	1,3
3	3	2,86
4	4	5,98
5	5	14,3

Fonte: Autoria própria.

Para o sistema 1, é escolhido um inversor de 0,7 kW da marca *Ginlong Technologies*, modelo Solis-700-mini-LV, o qual tem suas características mostradas na Tabela 8.

Tabela 8 - Características do inversor Solis-700-mini-LV.

Inversor Solis-700-mini-LV	
Entrada CC	
Máxima tensão de entrada	600 V
Faixa de tensão de máxima potência	50 V a 500 V
Máxima corrente entrada por MPPT	10,4 A
Número de MPPT	1
Número de entradas CC	1
Saída CA	
Tensão de saída trifásica	220 V
Potência de saída	0,7 kW
Frequência	60 Hz
Corrente de saída	4,4 A
Máxima eficiência do inversor	97,20%
Informações Gerais	
Temperatura ambiente	-25 °C a 60 °C
Grau de proteção	IP65
Umidade relativa do ar	0 a 100%

Fonte: Adaptado de (SOLIS, 2019).

Já para o sistema 2 é escolhido um inversor de 1 kW da marca *Ginlong Technologies*, modelo Solis-1000-mini-LV. A Tabela 9 mostra as características do inversor em questão.

Tabela 9 - Características do inversor Solis-1000-mini-LV.

Inversor Solis-1000-mini-LV	
Entrada CC	
Máxima tensão de entrada	600 V
Faixa de tensão de máxima potência	50 V a 500 V
Máxima corrente entrada por MPPT	11 A
Número de MPPT	1
Número de entradas CC	1
Saída CA	
Tensão de saída trifásica	220 V
Potência de saída	1 kW
Frequência	60 Hz
Corrente de saída	9,2 A
Máxima eficiência do inversor	97,20%
Informações Gerais	
Temperatura ambiente	-25 °C a 60 °C
Grau de proteção	IP65
Umidade relativa do ar	0 a 100%

Fonte: Adaptado de (SOLIS, 2019).

O sistema 3, de 2,86 kWp, requer um inversor de 2,5 kW para pleno funcionamento e para manter o carregamento do inversor na faixa de operação que é aconselhada pelo fabricante: sobrecarregamento máximo de 136%. A Tabela 10 apresenta as características e parâmetros desse inversor.

Tabela 10 - Características do inversor Solis-2500-mini-4G.

Inversor Solis-2500-mini-4G	
Entrada CC	
Máxima tensão de entrada	600 V
Faixa de tensão de máxima potência	80 V a 500 V
Máxima corrente entrada por MPPT	11 A
Número de MPPT	1
Número de entradas CC	1
Saída CA	
Tensão de saída trifásica	220 V
Potência de saída	2,5 kW
Frequência	60 Hz
Corrente de saída	13,3 A
Máxima eficiência do inversor	97,50%
Informações Gerais	
Temperatura ambiente	-25 °C a 60 °C
Grau de proteção	IP65
Umidade relativa do ar	0 a 100%

Fonte: Adaptado de (SOLIS, 2019).

É adequado ao sistema 4 um inversor de 5 kW, visto que são obedecidas as normas de carregamento máximo e mínimo para operação. Os parâmetros do equipamento em questão estão resumidos na Tabela 11.

Tabela 11 - Características do inversor Solis-1P5K-4G.

(continua)

Inversor Solis-1P5K-4G	
Entrada CC	
Máxima tensão de entrada	600 V
Faixa de tensão de máxima potência	100 V a 500 V
Máxima corrente entrada por MPPT	11 A
Número de MPPT	2
Número de entradas CC	2
Saída CA	
Tensão de saída trifásica	220 V

(conclusão)	
Saída CA	
Potência de saída	5 kW
Frequência	60 Hz
Corrente de saída	25 A
Máxima eficiência do inversor	98,10%
Informações Gerais	
Temperatura ambiente	-25 °C a 60 °C
Grau de proteção	IP65
Umidade relativa do ar	0 a 100%

Fonte: Adaptado de (SOLIS, 2019).

E por fim, para o sistema 5 é escolhido um inversor de 15 kW que, assim como os demais, é da marca *Ginlong Technologies*, modelo Solis-3P15K-4G. A Tabela 12 apresenta as especificações elétricas e mecânicas do mesmo.

Tabela 12 - Características do inversor Solis-3P15K-4G.

Inversor Solis-3P15K-4G	
Entrada CC	
Máxima tensão de entrada	1000 V
Faixa de tensão de máxima potência	160 V a 850 V
Máxima corrente entrada por MPPT	11:00 AM
Número de MPPT	2
Número de entradas CC	2
Saída CA	
Tensão de saída trifásica	220 V
Potência de saída	15 kW
Frequência	60 Hz
Corrente de saída	25,1 A
Máxima eficiência do inversor	98,70%
Informações Gerais	
Temperatura ambiente	-25 °C a 60 °C
Grau de proteção	IP65
Umidade relativa do ar	0 a 100%

Fonte: Adaptado de (SOLIS, 2019).

4.4 SIMULAÇÕES NO PVSYS

Definidos os parâmetros dos inversores e módulos que serão utilizados, bem como dados de irradiância, temperatura ambiente, inclinação e azimute, é realizada a entrada desses

dados no *software* PVsyst, com o intuito de simular a quantidade de energia elétrica gerada por cada um dos cinco sistemas apresentados na configuração on grid.

Ao simular a geração de energia para o sistema 1 de 0,52 kWp, é possível exportar os dados para uma planilha e, por conseguinte, gerar um gráfico de potência injetada na rede da concessionária em um dia. A Figura 20 apresenta a curva da potência média gerada pelo sistema 1 para um dia qualquer do mês de janeiro de 2014.

Nota-se que há uma queda na geração próximo às 12 horas e isso se deve ao aumento da temperatura de operação do sistema. Conforme visto na Figura 7, quanto maior a temperatura do sistema, a qual coincide neste caso com o horário de maior incidência dos raios solares, menor é a eficiência do mesmo pois há uma significativa diminuição da tensão de operação. A diminuição da tensão impacta bastante neste contexto, pois o inversor está com apenas 71% de carregamento e, portanto, não está operando na faixa ótima de tensão.

Figura 20 - Curva de geração do sistema 1.

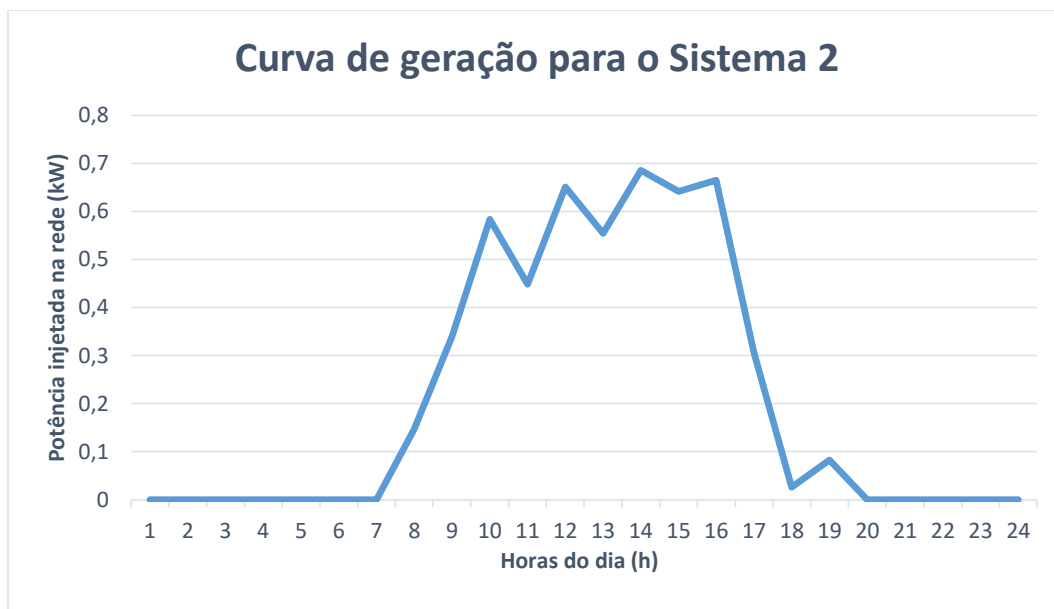


Fonte: Autoria própria.

Para o sistema 2 de 1,3 kWp, foi escolhido um inversor de 1 kW, portanto, o equipamento está com 130% de carregamento. Essa porcentagem está na faixa permitida pelo fabricante, mas é possível notar que, por estar mais sobrecarregado que o inversor utilizado no sistema anterior, por consequência, este possui uma temperatura de operação maior. Logo, nota-se que nos horários em que há maior irradiação solar, há limitação na geração devido à queda

na tensão. A Figura 21 mostra a curva da potência média gerada pelo sistema 2 para um dia qualquer do mês de janeiro de 2014.

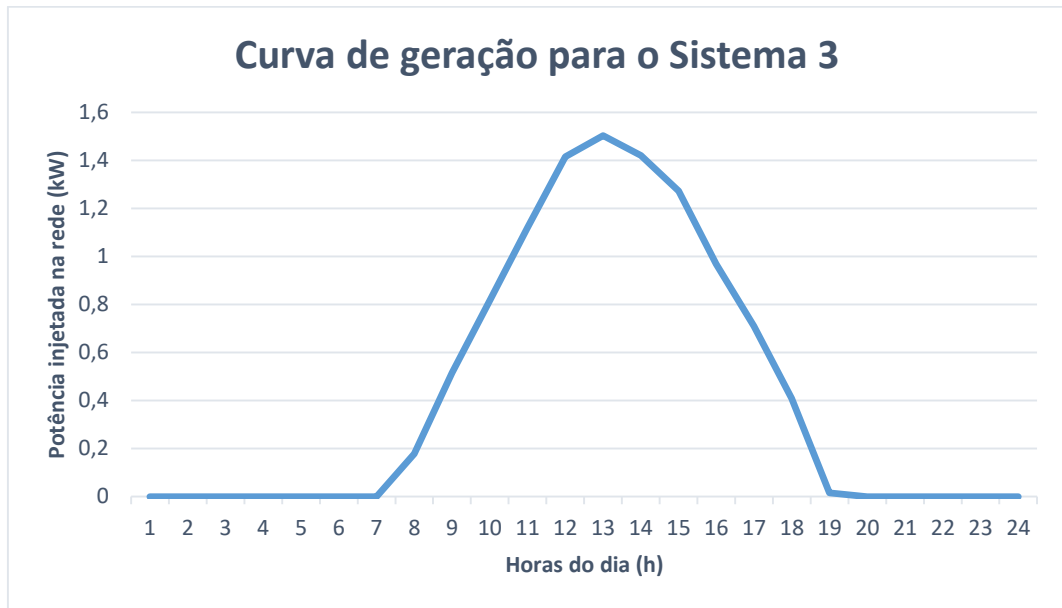
Figura 21 - Curva de geração do sistema 2.



Fonte: Autoria própria.

A Figura 22 apresenta a curva da potência média gerada pelo sistema 3 para um dia qualquer do mês de janeiro de 2014. Nota-se que a curva de geração simulada possui um comportamento uniforme, pois o carregamento do inversor está ideal para aplicação, assim como o nível da tensão de operação.

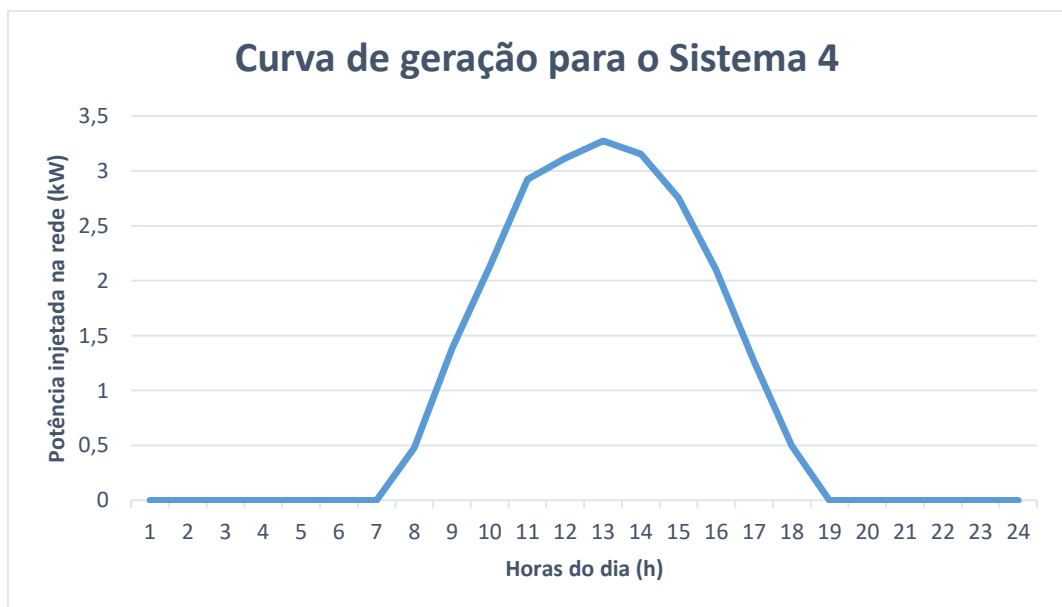
Figura 22 - Curva de geração do sistema 3.



Fonte: Autoria própria.

Da mesma forma que a curva anterior, a curva de geração do sistema 4, simulada para um dia qualquer do mês de janeiro de 2014, apresenta um formato uniforme e característico de sistemas fotovoltaicos operando em condições ideais. A Figura 23 retrata a curva em questão.

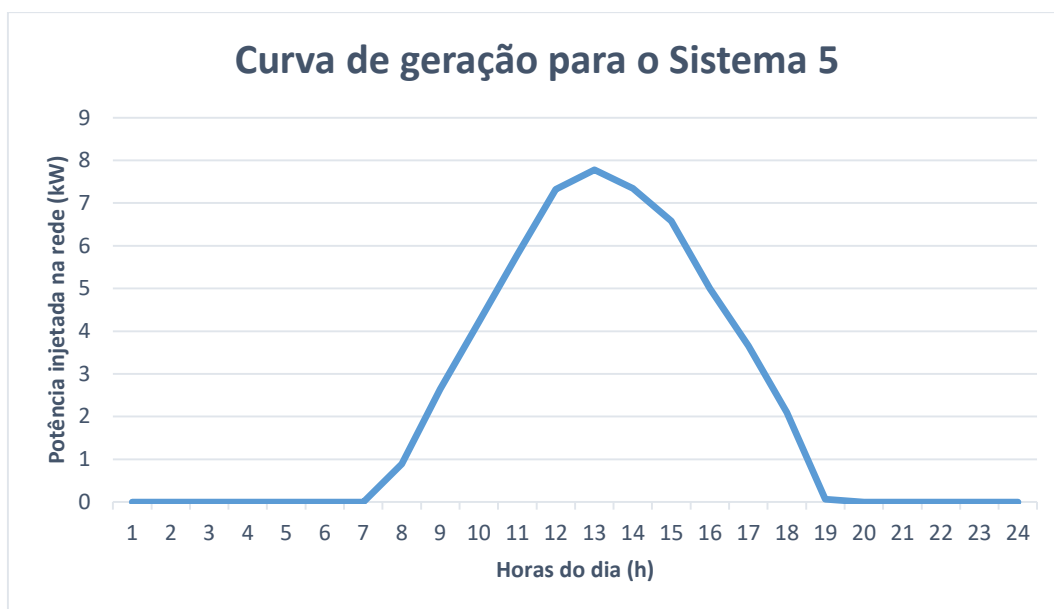
Figura 23 - Curva de geração do sistema 4.



Fonte: Autoria própria.

E para finalizar, a Figura 24 mostra a curva de potência média diária que é injetada na rede da concessionária em um dia qualquer de janeiro de 2014. Esta curva também apresenta um comportamento característicos de sistemas fotovoltaicos em plenas condições de operação.

Figura 24 - Curva de geração do sistema 5.



Fonte: Autoria própria.

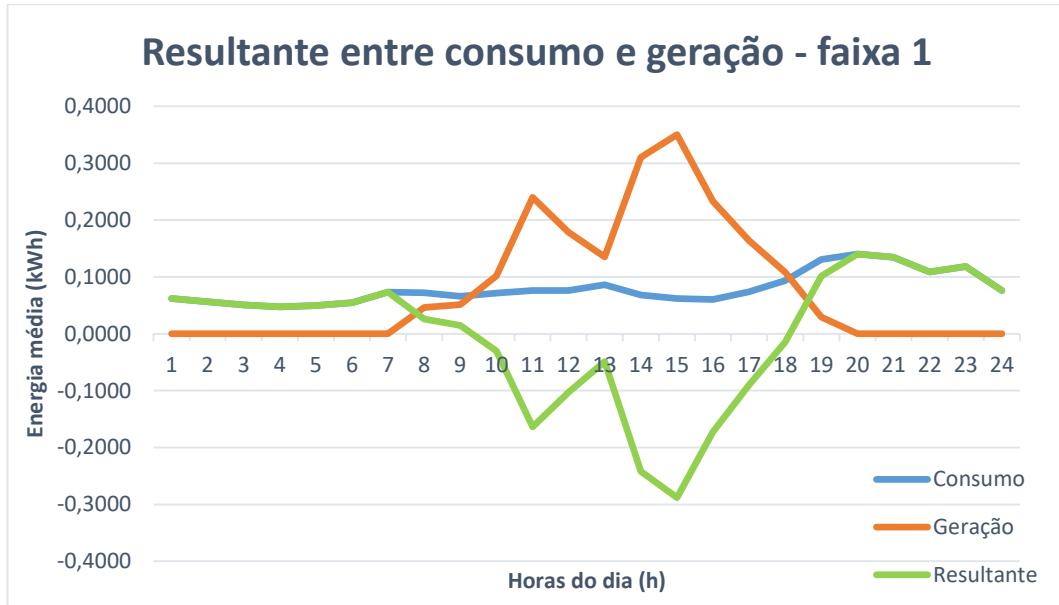
4.5 COINCIDÊNCIA ENTRE CONSUMO E GERAÇÃO

A partir dos dados obtidos através das simulações, é possível comparar o consumo de cada faixa apresentada com a geração estimada para as mesmas. Essa comparação permite identificar a não coincidência entre as duas curvas analisadas e esse fato propicia uma avaliação criteriosa acerca da viabilidade da instalação de um sistema fotovoltaico para consumidores residenciais que visam economia mensal sem alterar os seus hábitos de consumo. Essa viabilidade está ligada diretamente ao montante que é abatido da fatura de energia elétrica no final de cada ciclo mensal e é por isso que a modalidade tarifária adotada pelos consumidores afeta significativamente o retorno financeiro do projeto.

Para atestar a não coincidência entre as curvas de consumo e geração, é gerado um gráfico comparativo para cada faixa de consumo analisada e em cada um há uma curva resultante que apresenta a diferença entre a energia consumida e a energia injetada na rede da concessionária. Novamente, multiplicam-se as potências médias pelo período em horas no qual elas foram

contabilizadas para obter a energia média consumida e gerada por hora. A Figura 25 apresenta essas curvas para a faixa 1 analisada.

Figura 25 – Curva resultante da diferença entre consumo e geração para a faixa 1.

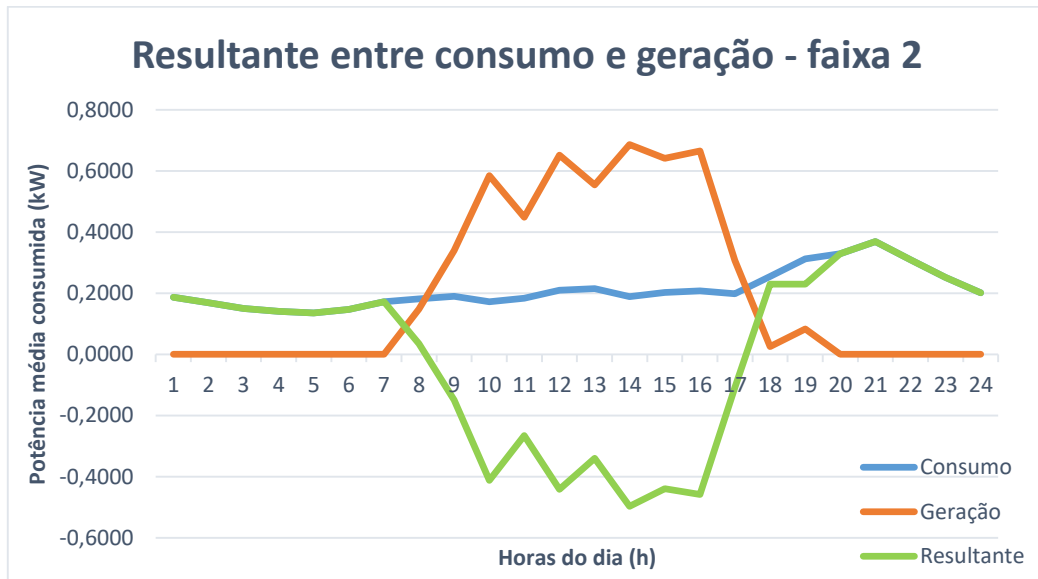


Fonte: Autoria própria.

Nota-se que o período de maior consumo dessa faixa, representado em azul e bem apresentado na Figura 12, não é coincidente com o período de maior geração, o qual está representado pela curva laranja. Portanto, a curva em verde no gráfico é a responsável por apontar a resultante entre as demais. Logo, nos períodos noturnos enquanto não há geração, a curva da resultante acompanha normalmente a curva do consumo, sendo alterada conforme aumenta a geração de energia elétrica, de tal modo que abaixo do eixo horizontal, sendo reproduzido por números negativos, está o excedente médio de energia para o dia simulado.

A mesma análise é feita para a faixa 2 de consumo. A curva correspondente à diferença entre consumo e geração apresenta o excedente de energia elétrica gerado para o dia simulado. A Figura 26 mostra a variação da curva resultante de acordo com o aumento e queda de geração de energia ao longo do dia.

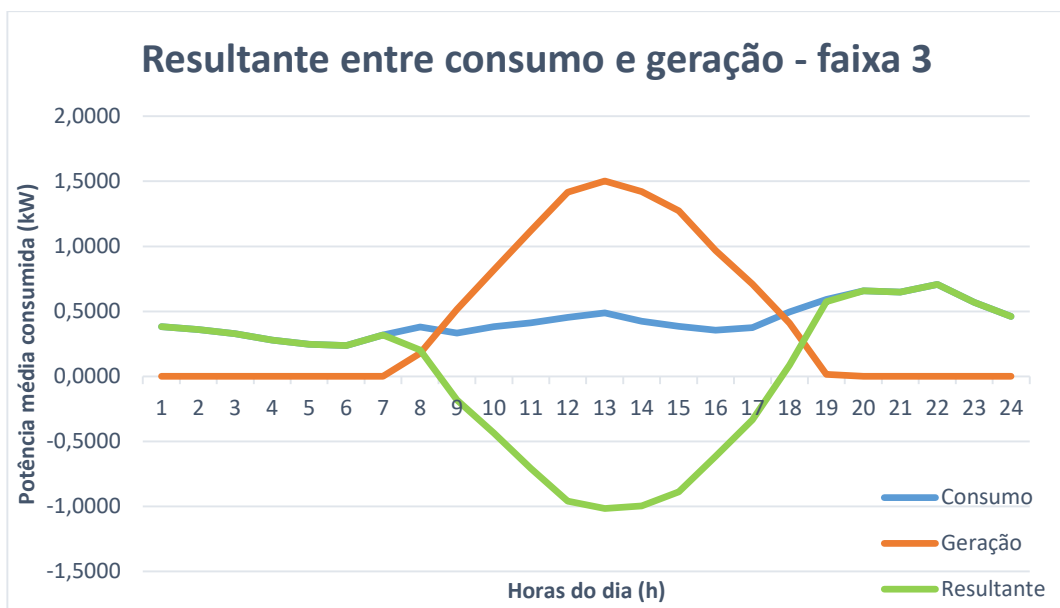
Figura 26 – Curva resultante da diferença entre consumo e geração para a faixa 2.



Fonte: Autoria própria.

O gráfico com as três curvas já apresentadas anteriormente, mas aplicadas para a situação da faixa 3 analisada, é mostrado na Figura 27. Nota-se que a curva verde, abaixo do eixo horizontal, assume um comportamento mais uniforme e sutil em relação às curvas já apresentadas decorrente do fato de a geração de energia também apresentar um perfil característico de sistemas fotovoltaicos.

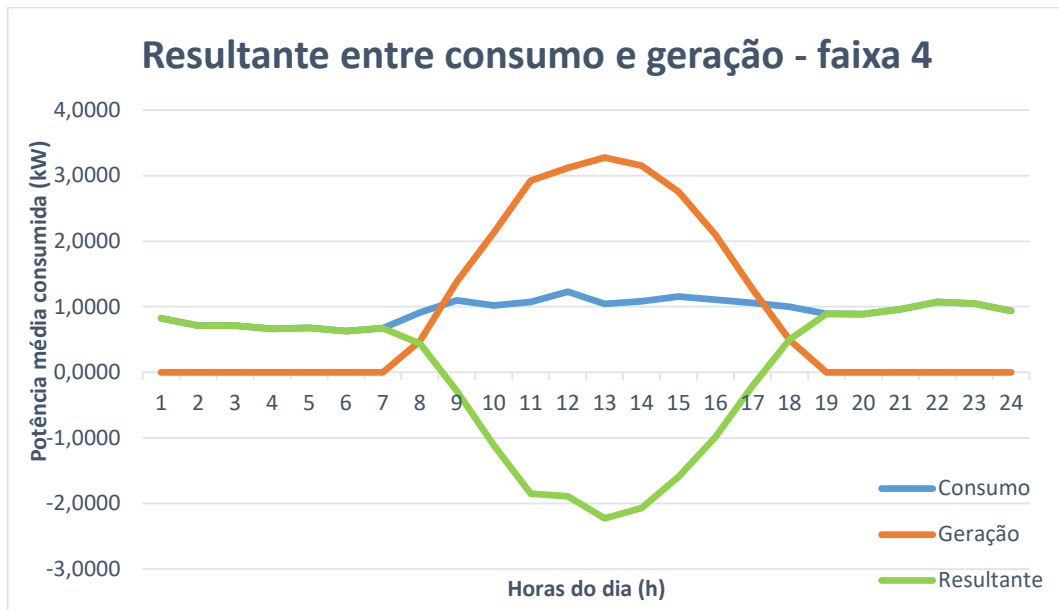
Figura 27 – Curva resultante da diferença entre consumo e geração para a faixa 3.



Fonte: Autoria própria.

Já na Figura 28, novamente, tem-se um perfil de geração característico, mas conforme mostrado na Figura 15, a faixa 4 apresenta uma curva típica de consumo mais distribuída ao longo do dia, sem apresentar o tradicional pico de consumo ao final do dia. Isso faz com que uma maior parcela da geração seja destinada para suprir o consumo no período coincidente, visto que este possui maior contribuição na curva de carga em relações às curvas já mostradas.

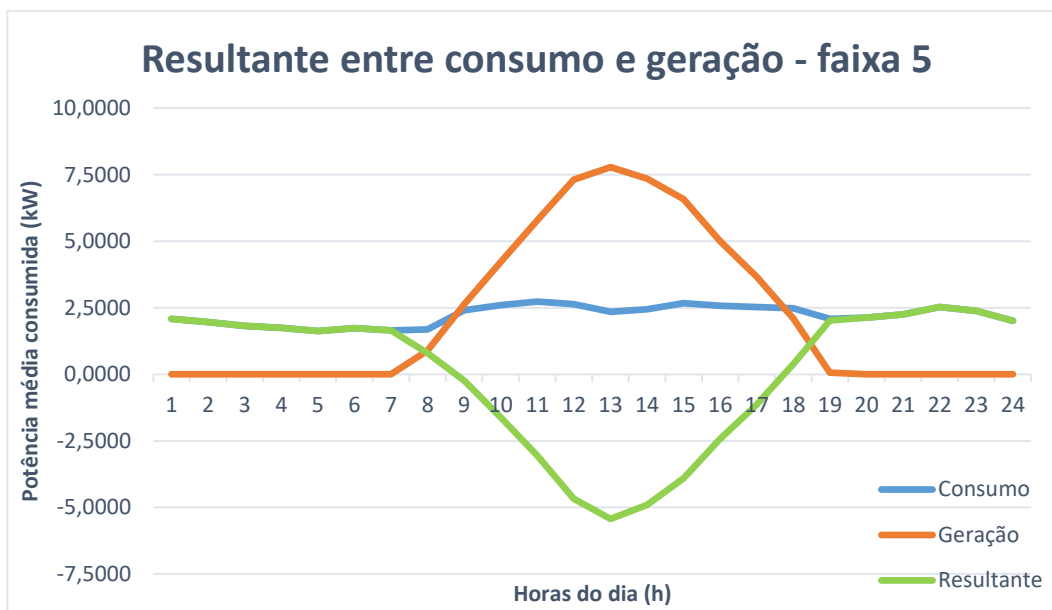
Figura 28 – Curva resultante da diferença entre consumo e geração para a faixa 4.



Fonte: Autoria própria.

Por fim, a Figura 29 apresenta as curvas de consumo, geração e a diferença entre ambas correspondentes à faixa 5. Como o consumo desta faixa também é melhor distribuído em torno das horas do dia, a contribuição da geração é equilibrada em todos os períodos do dia.

Figura 29 – Curva resultante da diferença entre consumo e geração para a faixa 5.



Fonte: Autoria própria.

4.6 APLICAÇÃO DAS MODALIDADES TARIFÁRIAS

Os gráficos da seção 4.5 propuseram e atestaram a não coincidência entre o horário de maior consumo e o horário de maior geração. Portanto, se faz necessária a comparação entre a adesão às duas modalidades tarifárias disponíveis para o subgrupo B1: convencional e branca. Dessa forma, é possível verificar a alternativa que mais favorece o consumidor economicamente ao permitir a maior redução na fatura mensal de energia utilizando o sistema de compensação de energia elétrica.

Para realizar tal análise, considera-se a tarifação atual vigente para os consumidores residenciais sob concessão do DEMA. A Resolução Homologatória N° 2.573, vigente desde o mês de julho de 2019, atribui valores ao kWh consumido para o subgrupo e as modalidades tarifárias analisadas neste trabalho (ANEEL, 2019b). Visto que o valor atribuído ao kWh consumido é composto por duas parcelas, TUSD (Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição) e TE (Tarifa de Energia), a Tabela 13 apresenta a composição das tarifas e o valor correspondente.

Tabela 13 - Tarifas de aplicação para o subgrupo B1.

Subgrupo	Modalidade	Classe	Posto	Tarifas de aplicação		
				TUSD R\$/kWh	TE R\$/kWh	Total R\$/kWh
B1	Branca	Residencial	Ponta	0,71735	0,31888	1,03623
			Intermediário	0,46561	0,1954	0,66101
			Fora Ponta	0,21388	0,1954	0,40928
	Convencional	Residencial	Não se aplica	0,30134	0,20569	0,50703

Fonte: Adaptado de (ANEEL, 2019b).

Em posse do valor total do kWh de cada modalidade tarifária, pode-se estimar o montante gasto em energia elétrica mensalmente para cada faixa de consumo analisada. Primeiramente, considera-se a tarifa convencional para a estimativa proposta, visto que a mesma possui um valor fixo para o kWh consumido, conforme mostrado na Tabela 13. Ao aplicar o valor sobre os consumos apresentados nas Tabelas 2 e 3, obtém-se a Tabela 14.

Tabela 14 - Valor gasto mensalmente com energia aplicando a tarifa convencional.

Faixa	Consumo médio mensal (kWh)	Valor pago ao mês
1	57,23752	R\$ 29,02
2	152,3224	R\$ 77,23
3	308,1185	R\$ 156,23
4	674,0451	R\$ 341,76
5	1593,621	R\$ 808,01

Fonte: Autoria própria.

Como já mencionado, neste trabalho apenas é tarifada a energia consumida, dispensando demais impostos e taxas cobradas pela concessionária, como iluminação pública e bandeiras tarifárias. Logo, os valores apresentados referem-se ao consumo tributado das unidades consumidoras representantes de cada faixa analisada.

Ao considerar o consumo médio mensal de cada faixa associado ao respectivo sistema fotovoltaico dimensionado, é possível utilizar o sistema de compensação de energia elétrica e reduzir a quase zero o consumo constante na fatura de energia da unidade em questão, restando apenas a taxa mínima de disponibilidade, ou até gerar créditos para posterior utilização. Os sistemas fotovoltaicos foram dimensionados para gerar, pelo menos, o equivalente a 100% do consumo para abater na fatura de energia elétrica ao final do ciclo mensal. Diante desse cenário,

a Tabela 15 mostra a quantidade de créditos de energia gerados para um mês de análise com 30 dias considerando a tarifa convencional.

Tabela 15 – Créditos de energia gerados com o sistema fotovoltaico aplicando a tarifa convencional.

Faixa	Consumo médio mensal (kWh)	Geração média mensal (kWh)	Crédito gerado (kWh)	Valor pago ao mês (R\$)
1	57,23752151	58,406487	1,168965485	Apenas a disponibilidade
2	152,3224005	153,986907	1,664506542	Apenas a disponibilidade
3	308,1185263	310,372488	2,253961712	Apenas a disponibilidade
4	674,0450928	692,224842	18,17974916	Apenas a disponibilidade
5	1593,62069	1601,5516	7,930906345	Apenas a disponibilidade

Fonte: Autoria própria.

Ao considerar a geração de energia, é possível abater todo o consumo da fatura, mas ainda há o custo da taxa mínima de disponibilidade. A mesma não é considerada nos cálculos, visto que não se sabe qual é o tipo de ligação das unidades consumidoras representantes das faixas apresentadas pelo DEMEI.

Supondo que a faixa 1 possua ligação bifásica e, para unidades consumidoras com esta ligação a taxa mínima que será paga à concessionária é 50 kWh ao mês, nota-se que o sistema fotovoltaico precisa ser dimensionado apenas para suprir a diferença entre o consumo máximo e o consumo mínimo referente à disponibilidade. Esta análise permite definir com maior precisão o sistema e avaliar a viabilidade econômica da instalação do mesmo ao considerar o tempo para retorno do investimento.

Para os casos apresentados nas Tabelas 14 e 15, aplica-se a tarifa convencional com e sem GD, respectivamente. Como o valor do kWh é o mesmo para todos os horários do dia, a geração é abatida igualmente em todos os períodos e os créditos gerados podem ser utilizados no próximo ciclo mensal em que a geração não supra totalmente o consumo.

Ao considerar a aplicação da tarifa branca, tem-se a Tabela 16, a qual apresenta o consumo médio mensal de cada faixa estratificado nos postos tarifários e o gasto mensal em energia elétrica. Esse gasto é obtido ao aplicar sobre os consumos os valores correspondentes a cada posto, estes apontados na Tabela 13.

Tabela 16 – Valor gasto mensalmente com energia aplicando a tarifa branca.

Faixa	Posto	Consumo médio mensal (kWh)	Valor pago ao mês (R\$)	Valor total pago ao mês
1	Ponta	14,97418	15,5167	R\$ 34,19
	Intermediário	5,473322	3,61792	
	Fora Ponta	36,79002	15,05742	
2	Ponta	37,97479	39,35062	R\$ 89,98
	Intermediário	15,22773	10,06568	
	Fora Ponta	99,11988	40,56778	
3	Ponta	71,76872	74,3689	R\$ 179,28
	Intermediário	32,48197	21,47091	
	Fora Ponta	203,8678	83,43903	
4	Ponta	112,0424	116,1017	R\$ 362,22
	Intermediário	63,97878	42,29061	
	Fora Ponta	498,0239	203,8312	
5	Ponta	268,4483	278,1742	R\$ 858,76
	Intermediário	151,8103	100,3482	
	Fora Ponta	1173,362	480,2336	

Fonte: Autoria própria.

Nota-se que, para as aplicações de ambas as modalidades tarifárias, o hábito de consumo é o mesmo, não sendo realizada a modificação e transferência do maior consumo para outros horários. A análise considera inalterados os hábitos para fins de comparação entre as tarifas adotadas. E por fim, ao associar a tarifa branca com geração distribuída fotovoltaica, é obtida a Tabela 17.

Tabela 17 – Créditos de energia gerados com o sistema fotovoltaico aplicando a tarifa branca.

(continua)

Faixa	Posto	Consumo médio mensal (kWh)	Geração média mensal	Crédito gerado (kWh)	Valor pago ao mês
1	Ponta	14,9741824	4,114617	0	R\$ 3,62 + Disponibilidade
	Intermediário	5,47332186	4,912962		
	Fora Ponta	36,7900172	49,378908		
2	Ponta	37,9747923	3,24831	0	R\$ 12,88 + Disponibilidade
	Intermediário	15,2277284	9,199107		
	Fora Ponta	99,1198797	141,53949		
3	Ponta	71,7687164	12,765996	0	R\$ 22,24 + Disponibilidade
	Intermediário	32,4819719	21,283155		
	Fora Ponta	203,867838	276,323337		

(conclusão)

Faixa	Posto	Consumo médio mensal (kWh)	Geração média mensal	Crédito gerado (kWh)	Valor pago ao mês
4	Ponta	112,04244	14,975031	0	R\$ 27,41 + Disponibilidade
	Intermediário	63,9787798	38,004015		
	Fora Ponta	498,023873	639,245796		
5	Ponta	268,448276	64,760271	0	R\$ 45,35 + Disponibilidade
	Intermediário	151,810345	109,669071		
	Fora Ponta	1173,36207	1427,122254		

Fonte: Autoria própria.

As gerações de energia decorrentes dos sistemas fotovoltaicos dimensionados são estratificadas nos postos tarifários conforme mostra a Tabela 17. Embora as gerações sejam as mesmas aplicadas anteriormente, onde se considerou a tarifa convencional, não foi possível abater todo o consumo das unidades consumidoras representantes de cada faixa analisada, logo, não gerou créditos para posterior utilização. Isso ocorreu, pois, segundo a Resolução Normativa Nº 687 de novembro de 2015 (ANEEL, 2015), a energia gerada no posto tarifário fora ponta deve ser abatida, primeiramente, neste mesmo posto no qual foi gerada.

Após a total compensação do período fora ponta, a energia excedente foi compensada no período intermediário, já que este não estava totalmente compensado pela energia gerada no mesmo. Como já visto, o fator de ajuste considera a parcela TE de cada posto que compõe o valor do kWh, portanto, a compensação no posto intermediário considera o fator de ajuste como unitário já que as parcelas TE são iguais para os períodos fora ponta e intermediário. Após zerar o consumo neste posto, o restante do excedente é utilizado no posto tarifário ponta. Porém, neste caso o fator de ajuste é 0,61277, conforme cálculo utilizando da Equação 11.

$$FA = \frac{0,1954}{0,31888}$$

A multiplicação desse FA sobre o excedente advindo do posto tarifário fora ponta faz com que o mesmo seja reduzido proporcionalmente e devido a essa aplicação, a geração não se apresenta suficiente para compensar, na totalidade, os consumos das unidades consumidoras.

A partir desse resultado, pode-se atestar que para unidades consumidoras que aderirem à tarifa branca, o sistema fotovoltaico deve ser dimensionado considerando esse fator de ajuste, sendo portanto, um sistema com potência maior em relação ao sistema necessário quando se trata da aplicação da tarifa convencional.

Como o período de ponta possui o valor mais alto para a tarifação do kWh consumido, este é o que apresenta maior peso na fatura mensal de energia. Sendo assim, é possível afirmar que quanto mais equilibrado for o consumo ao longo do dia, reduzindo o pico de consumo ao final do dia, maior é a economia mensal. Logo, nota-se que as faixas 4 e 5 apresentam um percentual maior de economia quando associadas à GD e à tarifa branca em relação às demais faixas, na mesma configuração, que possuem a maior demanda de energia do dia no horário de ponta.

Apesar de a tarifa branca oferecer valores diferentes para o kWh consumido ao longo do dia, essa modalidade não auxilia na redução do gasto mensal em energia elétrica se os hábitos de consumo não foram alterados. E ao considerar essa tarifa associada ou não à GD, nota-se que a mesma não é mais benéfica que a tarifa convencional ao consumidor residencial. A tarifa convencional permite maior liberdade na rotina dos consumidores, visto que os mesmos serão taxados de forma igual em todos os horários.

A confirmação da não coincidência entre as curvas de consumo e geração é decisiva para a escolha da modalidade tarifária que garanta os maiores benefícios e flexibilidade ao consumidor. Visto que para a tarifa convencional não é considerado um FA para utilizar o sistema de compensação de energia, o investimento inicial com o sistema fotovoltaico ideal para a unidade consumidora tende a ser menor, pois pode ser dimensionado para o consumo médio praticado, sem a necessidade de previsão de aumento do consumo para que seja possível compensar, na totalidade, o período de ponta. E conforme comprovado nos estudos de casos realizados nesta seção, os custos mensais direcionados ao setor de energia elétrica são menores, com ou sem GD, ao considerar a adesão à tarifa convencional.

5 CONCLUSÃO

Atestar que a curva típica de carga dos consumidores residenciais brasileiros não é coincidente com a curva típica de geração de sistemas fotovoltaicos permite variadas análises, desde o correto dimensionamento do sistema à escolha da modalidade tarifária adotada, impactando diretamente no investimento inicial, no retorno deste investimento e na redução da fatura mensal de energia elétrica.

Ao dar forma para os dados de consumo disponibilizados pelo DEMA e para os dados de geração simulados no *software* PVsyst através de curvas mostradas em gráficos, pode-se gerar outra curva que represente a diferença entre ambas e é através desta curva que é analisada a melhor modalidade tarifária a ser adotada. Quanto mais essa curva estiver localizada em torno do meio dia, maior a desigualdade da distribuição dos consumos ao longo do dia. Essa situação caracteriza o perfil típico do consumidor residencial brasileiro, o qual possui um pico de demanda ao final do dia e para suprir esse consumo, é necessário utilizar o sistema de compensação, visto que não há produção por parte do sistema fotovoltaico no período noturno.

A compensação da energia gerada ocorre normalmente, para qualquer horário do dia, quando se trata da adesão à tarifa convencional, pois o valor do kWh consumido é o mesmo para todos os períodos. Mas ao considerar a adesão à tarifa branca, a compensação ocorre de forma distinta. Inicialmente, é compensado o consumo do posto tarifário no qual ocorreu a geração da energia e posteriormente, o excedente é ajustado através do fator de ajuste para então ser compensado nos demais postos tarifários. Portanto, por ser comprovada a não coincidência das curvas de consumo e geração, a tarifa convencional se mostra favorável por permitir que a geração de energia seja compensada igualmente em todos os períodos do dia.

Conforme os cenários apresentados sem inserção de GD, a adesão à tarifa convencional resulta em um menor gasto mensal em energia quando comparada à tarifa branca. E ao considerar a inserção de GD nos cenários, com a tarifa convencional é possível zerar o consumo e gerar créditos, restando apenas a taxa mínima de disponibilidade, enquanto que ao aplicar a tarifa branca, deve-se considerar na fatura de energia a taxa de disponibilidade e o restante do consumo que não foi possível abater devido à redução da geração em decorrência do ajuste entre os postos tarifários.

Através dos cálculos e análises feitas, é possível concluir que a tarifa convencional permite uma maior flexibilidade ao consumidor residencial em relação ao seu perfil de consumo, não o obrigando a alterar seus hábitos para se adequar aos postos tarifários da tarifa

branca em que o kWh é mais barato. Logo, em todos os cenários analisados, a tarifa convencional se mostrou mais viável aos consumidores residenciais de todas as faixas de consumo analisadas neste trabalho.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Modalidades tarifárias**. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/tarifas-consumidores/-/asset_publisher/zNaRBjCLDgbE/content/modalidade/654800>. Acesso em: 25 out. 2019a.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Tarifa Branca**. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/tarifa-branca>>. Acesso em: 25 out. 2019b.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Resolução Normativa Nº 687, de 24 de Novembro de 2015. Altera a Resolução Normativa nº 482, de 17 de Abril de 2012, e os Módulos 1 e 3 dos Procedimentos de Distribuição - PRODIST**. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2015687.pdf>>. Acesso em: 25 out. 2019.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Resolução Normativa Nº 482, de 17 de Abril de 2012. Estabelece as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica, o sistema de compensação de energia elétrica, e dá outras providências**. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>>. Acesso em: 25 out. 2019.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Energia Solar**. Disponível em: <[http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/atlas/pdf/03-Energia_Solar\(3\).pdf](http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/atlas/pdf/03-Energia_Solar(3).pdf)>. Acesso em: 27 out. 2019.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST MÓDULO 8**. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/documents/656827/14866914/M%C3%B3dulo_8-Revis%C3%A3o_10/2f7cb862-e9d7-3295-729a-b619ac6baab9>. Acesso em: 01 nov. 2019.
- ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA. **Infográfico ABSOLAR**. Disponível em: <<http://www.absolar.org.br/infografico-absolar-.html>>. Acesso em: 12 dez. 2019.
- ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **Procedimento de ensaio de anti-ilhamento para inversores de sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica**. NBR 62116. Rio de Janeiro, 2012. Ed. 1, 21 p.
- ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **Energia solar fotovoltaica - terminologia**: NBR 10899. Rio de Janeiro, 2013. v. 02, p. 10.
- BABAA, S. E.; ARMSTRONG, M.; PICKERT, V. Overview of Maximum Power Point Tracking Control Methods for PV Systems. **Journal of Power and Energy Engineering**, v. 02, n. 04, p. 59–72, 2014.
- BOGILA et al. **Análise Harmônica nos Inversores Fotovoltaicos de uma Microgeração Fotovoltaica**. Gramado, 2018. 10 p.
- BRASIL. **Decreto nº 5.163, de 30 de Julho de 2004. Regulamenta a comercialização de energia elétrica, o processo de outorga de concessões e de autorizações de geração de**

energia elétrica, e dá outras providências. Brasília, DF, Julho de 2004. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2004-2006/2004/Decreto/D5163.htm>. Acesso em: 23 de out. 2019.

DEPARTAMENTO MUNICIPAL DE ENERGIA ELÉTRICA DE IJUÍ. **Relatório Campanha de Medidas e Caracterização da Carga.** Ijuí, 2017, 196 p.

FIGUEIRÓ, I. C. **A Tarifa Horária Para Os Consumidores Residenciais Sob O Foco Das Redes Elétricas Inteligentes - Rei.** 2013. 128 p. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica)-Universidade Federal de Santa Maria, Santa Maria, SM, 2013.

FRANCISQUINI, A. A. **Estimação de Curvas de Carga em Pontos de Consumo e em Transformadores de Distribuição.** 2006. 108 p. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica)-Universidade Estadual Paulista Júlio de Mesquita Filho, Ilha Solteira, SP, 2006.

FRANCO, R. A. P. et al. **Estimação de Parâmetros de Modelo de Sistemas Fotovoltaicos utilizando Algoritmo de Levenberg-Marquardt Modificado.** v. 19, n. 1, 2018. Disponível em: <http://www.scielo.br/scielo.php?pid=S2179-84512018000100079&script=sci_arttext>. Acesso em: 30 out. 2019.

GREEN, M. A. et al. Solar cell efficiency tables (version 51). **Progress in Photovoltaics.** v. 26, p. 3-12, 2018.

INSTITUTO BRASILEIRO DE PESQUISA E ESTATÍSTICA. **População do Brasil.** Disponível em: <<http://www.ibge.gov.br/apps/populacao/projecao/>>. Acesso em: 22 out. 2019.

INSTITUTO NACIONAL DE METROLOGIA, QUALIDADE E TECNOLOGIA. **Programa Brasileiro de Etiquetagem: Tabela de Eficiência Energética - Sistema De Energia Fotovoltaica - Módulos.** Brasília, DF, 2018. p. 1-11.

KAGAN, N. OLIVEIRA, C. C. B. ROBBIA. E. J. **Introdução aos Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica.** 2 Ed. São Paulo: Edgard Blucher, 2010.

PINHO, J. T.; GALDINO, M. A. **Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos.** Rio de Janeiro, 2014. Disponível em: <http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/download/Manual_de_Engenharia_FV_2014.pdf>. Acesso em: 27 out. 2019.

POLITEC. **Seguidor Solar de 1 eixo.** Politeconação Industrial Ltda, 2019. Nº slides: 4. Disponível em: <<http://www.politec.eng.br/wp-content/uploads/2014/10/Seguidor-Solar-Politec.pdf>>. Acesso em: 12 nov. 2019.

SOLIS. **Inverters Ginlong Technologies.** China, 2019. Disponível em: <<http://www.ginlong.com/inverter.html>>. Acesso em: 13 nov. 2019.