

SISTEMA DE GERAÇÃO FOTOVOLTAICA, ANÁLISE E PROJETO
AUXILIADO PELO SOFTWARE PVSyst
PHOTOVOLTAIC ENERGY GENERATION SYSTEM, ANALYSIS AND PROJECT ASSISTED
BY PVSyst SOFTWARE

Júlio da Cruz Silva Watanabe¹
Varley Francisco Eliziário Júnior¹
Prof. Dra. Annete Faesarella²
Universidade São Francisco – *Câmpus* Itatiba
juliowatanabe@outlook.com | junior.varley@hotmail.com |
annete.faesarella@usf.edu.br

¹Alunos do Curso de Engenharia Elétrica

²Professora Orientadora

RESUMO. Apresenta-se neste trabalho o projeto, análise e avaliação de desempenho de um sistema de geração de energia elétrica, procedente da fonte fotovoltaica e classificado como microgeração distribuída. O trabalho objetiva simular e avaliar um sistema com potência de 22,0 kW conectado à rede de distribuição da concessionária de energia Companhia Paulista de Força e Luz (CPFL) por intermédio do Sistema de Compensação de Energia, regido pela Resolução Normativa da ANEEL n° 687/2015, instalado em uma indústria na cidade de Itatiba, São Paulo. Para simular a energia produzida pelo sistema fotovoltaico foi utilizado o software *PVSyst*. O sistema permite ao usuário trabalhar em diversos níveis de complexidade e possui uma base internacional de dados de irradiação. A proposta, possibilitou, através do monitoramento, instalado no inversor do sistema, acompanhar e avaliar a geração real de energia elétrica. As medições acerca da produção de energia elétrica foram apresentadas em plataformas online de monitoramento do fabricante de inversor. As informações coletadas ajudaram a identificar as perdas do sistema fotovoltaico e a sua taxa de desempenho.

PALAVRAS-CHAVE: Geração Distribuída, Sistemas Fotovoltaicos, Microgeração de energia, Energia Renovável.

ABSTRACT. This article, show the project, analysis and the performance validation of an electrical energy generation system, originated by a photovoltaic source, and classified as distributed microgeneration. The target of this job is simulate and validate, a system with a power of 22,0kW connected to the São Paulo's power and light company distribution web, (CPFL) by an energy compensation system, standardized by the normative resolution ANEEL number 687/2015, and installed in Itatiba, São Paulo.

To simulate the produced energy by the photovoltaic system was applied the *PVSyst* software. The system allows to the user work in some complex levels and have an international irradiation database. The proposed made possible, through the monitoring of the inverter of the system, verify and validate the real electrical energy generation.

The measurements, about the electrical energy generation, appear in online monitoring platforms of the inverter manufacturer. The data collected helped to identify the photovoltaic system loss, and the performance rate.

KEYWORDS: Distributed Generation, Photovoltaic Systems, Microgeneration of Electricity, Renewable Energy.

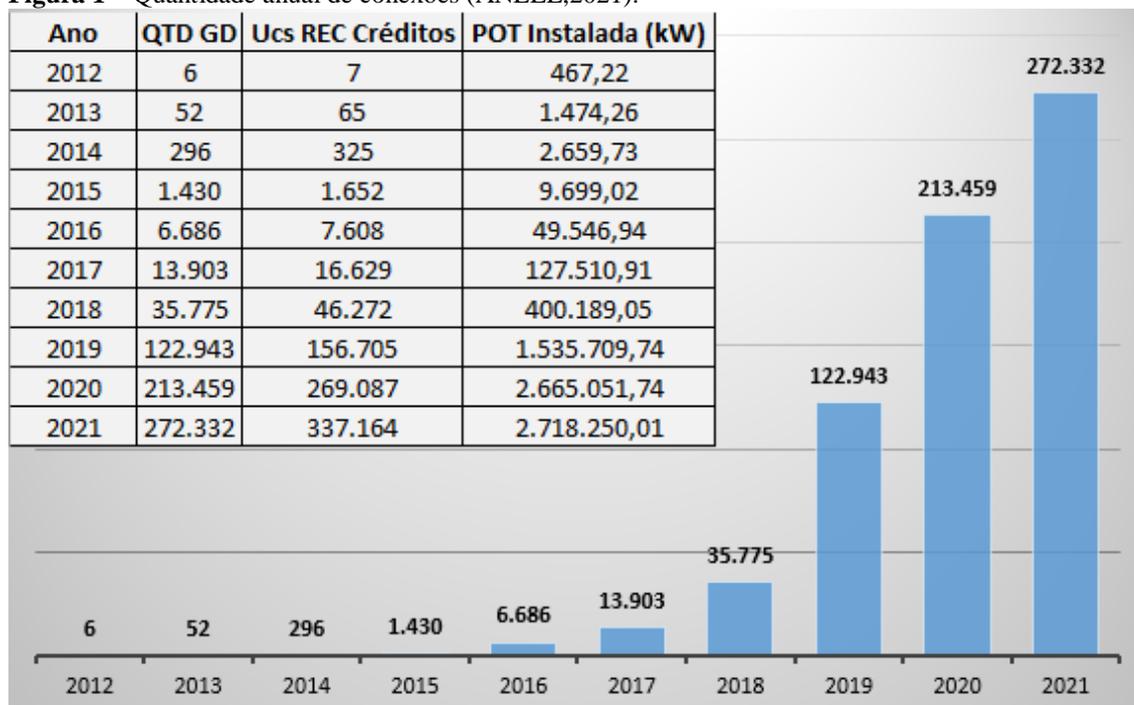
INTRODUÇÃO

Em 1970, com a crise do petróleo nos países árabes exportadores, o mundo se deu conta dos custos relacionados com energia. Naquela época somente poucos países focavam na construção de fontes alternativas de energia. Hoje o quadro é diferente, o foco se dá na geração distribuída e justamente nas fontes alternativas e sustentáveis de energia elétrica. Em contrapartida, existe a preocupação com a camada de ozônio, que se tornou um dos principais fatores de adoção pelos órgãos governamentais para aplicação de multas entre outros fatores ambientais.

A inclusão da energia fotovoltaica como fonte alternativa na matriz energética brasileira ganhou destaque considerável no ano de 2012, quando a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL publicou a Resolução Normativa – REN nº 482, de 17/04/2012, que estabelece as condições gerais para o acesso de micro e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica. A regulamentação define o sistema de compensação de energia elétrica como um modelo no qual a energia injetada por unidade consumidora com micro ou minigeração distribuída é cedida à distribuidora local e posteriormente compensada com o consumo de energia elétrica ativa (ANEEL,2016).

A figura 1 apresenta a quantidade de conexões de sistemas fotovoltaicos de geração distribuída no Brasil no período de 2012 a 2021. Em 2020, segundo dados da ANEEL, a potência instalada em sistemas fotovoltaicos de geração distribuída teve um aumento de 665,94% em relação a 2018. Vale ressaltar que, até novembro de 2021, a potência instalada acumulada nacional superou os 2,7 GW (ANEEL,2021).

Figura 1 – Quantidade anual de conexões (ANEEL,2021).



A partir de 2012, quando entrou em vigor a Resolução Normativa ANEEL nº 482/2012, o consumidor brasileiro pôde gerar sua própria energia elétrica proveniente de fontes renováveis e fornecer o excedente para a concessionária de sua localidade. Esta inovação pode proporcionar muitos benefícios ao sistema elétrico (ANEEL,2021). Neste contexto, os estímulos a geração distribuída tornam-se uma importante estratégia para sustentar a segurança

energética e acelerar o desenvolvimento econômico do país, pois os investimentos ocorrem de forma voluntária e descentralizada por parte dos próprios consumidores.

O objetivo desse trabalho é analisar e avaliar o desempenho de um sistema fotovoltaico que tem sua geração classificada como micro geração distribuída, com potência de 22kW, conectado à rede de distribuição da concessionária CPFL, Companhia Paulista de Força e Luz, por intermédio de compensação de energia, instalado em uma indústria de Itatiba-SP. Esse trabalho apresenta, tecnicamente, os valores de energia produzida, obtidos de uma planta que já possui o sistema fotovoltaico, instalado dentro do perímetro da própria planta. Toda a avaliação e análise será fundamentada na comparação entre os valores reais (obtidos do sistema fotovoltaico instalado) e os valores obtidos via software PVSyst.

REFERENCIAL TEÓRICO

Efeito fotovoltaico

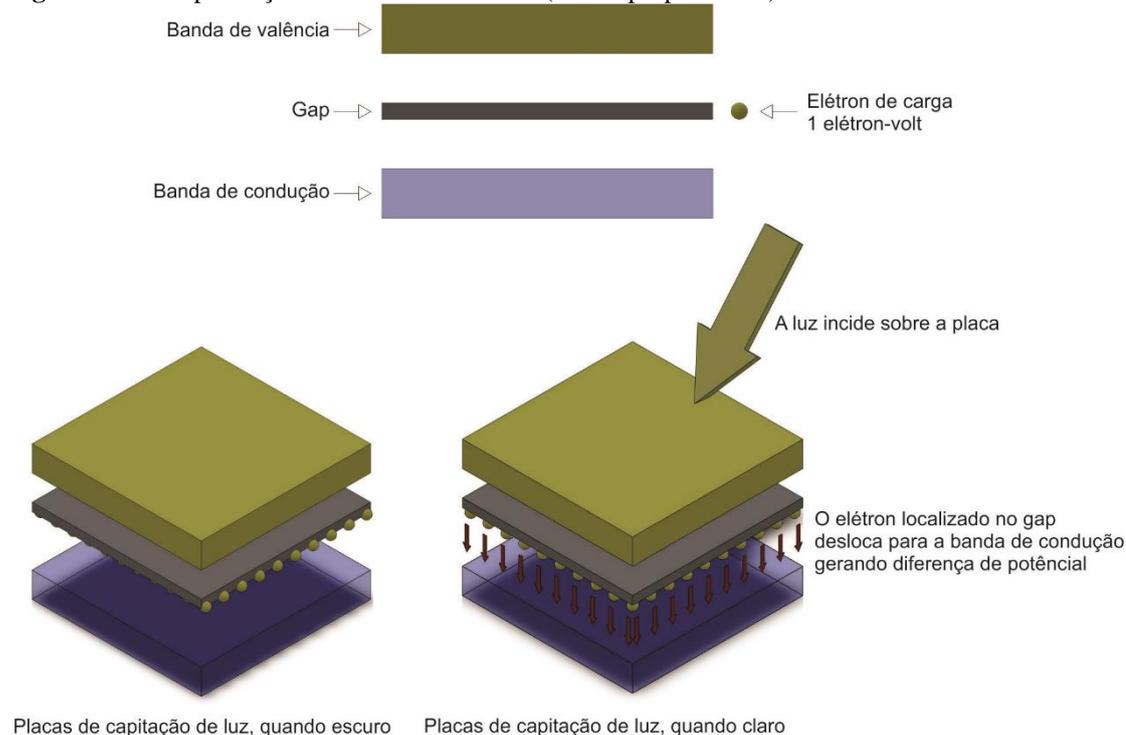
O efeito fotovoltaico é o que possibilita a geração de energia por meio da luz.

Este efeito foi observado pela primeira vez, para a geração de energia elétrica, pelo físico francês Alexandre Edmond Becquerel, em 1839 (VILLALVA, 2015), ou seja, mais de um século antes de sua utilização em massa para a geração de energia captando a energia da luz solar.

Com a descoberta do efeito fotovoltaico, o inventor Charles Fritts foi capaz de fazer em 1883, a primeira célula solar de selênio, que seria o semicondutor escolhido pelo desenvolvedor na época. A placa possuía 1% de eficiência (VILLALVA, 2015). Como referência da atualidade, os módulos CS6U-345M da Canadian tem 17,74% de eficiência.

Nas placas fotovoltaicas, há um material semicondutor que possui três bandas de energia. A de valência, a de condução, e uma denominada gap, como se observa na figura 2.

Figura 2 – Exemplificação do efeito fotovoltaico (Fonte: próprio autor).



Entre a banda de valência e a de condução, está o gap, medindo 1 elétron-volt entre elas, e quando esse elétron recebe energia suficiente, ele vai para a banda de condução, e gera então energia elétrica (Portal Solar, 2021) (Referência bibliográfica formatação também).

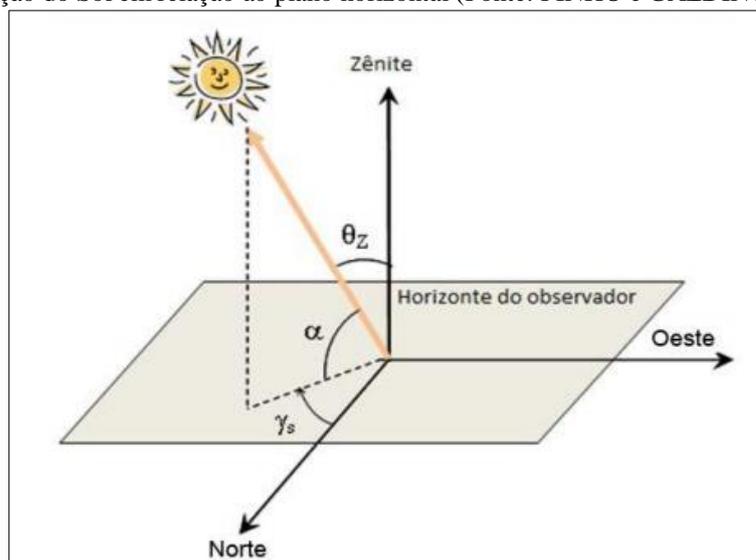
Radiação solar

A radiação solar é transmitida para o planeta através do espaço na forma de radiação eletromagnética. A luz do sol é uma onda eletromagnética que se propaga no vácuo com uma velocidade constante de aproximadamente 300.000 km/s (VILLALVA, 2015).

A radiação que atinge uma superfície horizontal no solo é composta por raios solares que chegam de todas as direções, sendo consideradas de radiação direta que correspondem aos raios solares que incidem em um plano horizontal em linha reta e radiação difusa que são os raios solares que chegam indiretamente ao plano, sofrendo algumas influências do ar atmosférico, das nuvens e da poluição antes de chegar ao solo (VILLALVA, 2015).

Uma grandeza empregada para quantificar a radiação solar é a irradiância, expressa por unidade de potência por área, sendo W/m^2 , temos também a irradiação que é utilizada para expressar a energia solar que incide uma determinada superfície plana ao longo de um intervalo de tempo, sua unidade de medida é Wh/m^2 . No Brasil os valores de irradiação variam entre 4,5 a 6,1 kWh/m^2 por dia, esses valores são a pior e a melhor média anual da irradiação (VILLALVA, 2015). A figura 3 apresenta as relações geométricas entre os raios solares e a superfície terrestre (PINHO e GALDINO, 2014).

Figura 3 – Posição do Sol em relação ao plano horizontal (Fonte: PINHO e GALDINO, 2014).



Os ângulos apresentados na Figura 3 variam de acordo com o movimento aparente do sol no céu e são definidos a seguir:

- **Altura Solar (α)**: Ângulo compreendido entre os raios solares e a projeção dos mesmos sobre o plano horizontal (PINHO e GALDINO, 2014).

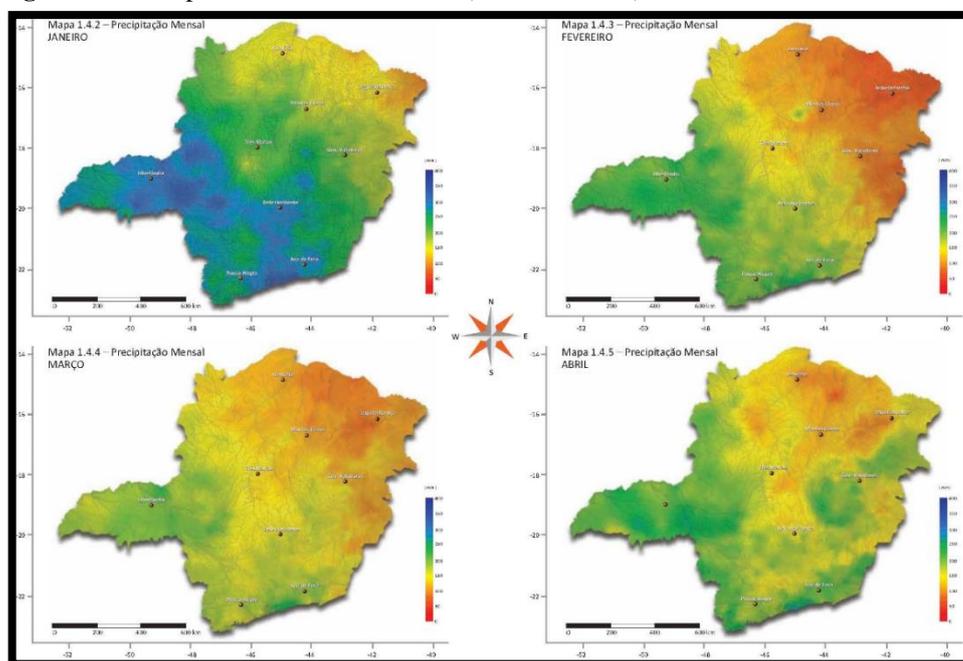
- **Ângulo Zenital (θ_z)**: Ângulo formado entre os raios do Sol e a vertical local (Zênite) (PINHO e GALDINO, 2014).

- **Ângulo Azimutal do Sol (γ_s)**: Também conhecido como azimute solar, é o ângulo entre a projeção dos raios solares no plano horizontal e a direção Norte-Sul. O deslocamento angular é tomado a partir do Norte (0°) geográfico, sendo negativo quando a projeção se encontrar à esquerda do Sul (a Oeste) e positivo quando se encontrar à direita (a Leste) (PINHO e GALDINO, 2014).

A irradiação local é dada por meio do mapa (ou atlas) solarimétrico, que é o indicador de irradiância, em um determinado local geográfico. Esse mapa é utilizado para determinar a geração de energia em um local fixo, em determinado tempo, ou em um intervalo de tempo previsto pelo mapa.

Na figura 4, está o atlas solarimétrico do estado de Minas Gerais nos períodos de janeiro a abril, em 4 mapas diferentes distintos de acordo com mês de referência, fornecido pela CEMIG (Companhia Energética de Minas Gerais).

Figura 4 – Exemplo de atlas solarimétrico (Fonte: CEMIG).

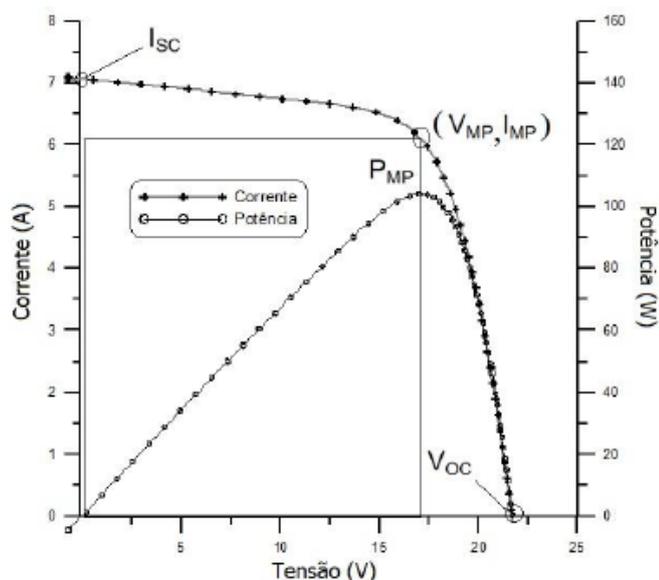


Módulo fotovoltaico

O módulo fotovoltaico é identificado pela sua máxima potência, dada em watt-pico (Wp). A definição dessa potência é feita nas condições padrão de teste, em que é considerado $1.000\text{W}/\text{m}^2$ de irradiância solar e temperatura de célula é de 25°C (ZILLES et al., 2012).

Um dos ensaios para determinar as características de um módulo fotovoltaico é o traçado de sua curva característica como apresenta a figura 5.

Figura 5 – Curva I versus V e P versus V, para um módulo de 100Wp (Fonte: PINHO e GALDINO, 2014).



Para cada ponto na curva I versus V, o produto corrente-tensão representa a potência gerada para dada condição de operação. Pode-se observar além da curva I-V, uma curva de potência em função da tensão denominada de P versus V, que identifica o ponto com o máximo valor de potência. A este ponto na curva de potência corresponde um ponto na curva de corrente, com valores de tensão e corrente específicos, que são denominados de tensão e corrente de máxima potência (VMP, IMP). Esse ponto também é conhecido como o ponto de máxima potência (PMP) (PINHO e GALDINO, 2014).

Como qualquer outra fonte de energia, as células fotovoltaicas não são capazes de transformar toda a energia incidente em eletricidade, por causa das limitações da tecnologia e das perdas inerentes no processo de conversão.

A eficiência (η) é outro parâmetro importante que especifica um módulo. Este parâmetro define quão efetivo é o processo de conversão de energia solar em energia elétrica, e pode ser obtido, da mesma forma que para as células fotovoltaicas, através da relação entre a potência elétrica máxima gerada (PMP) e a potência luminosa incidente no módulo, conforme apresentado na equação 1 (PINHO e GALDINO, 2014).

$$\eta = \frac{P_{MP}}{\underbrace{G \cdot 2A_M}_{\text{Potência Luminosa}}} \cdot 100$$

Equação 1 – Cálculo da eficiência do módulo (PINHO, 2014).

A potência luminosa incidente pode ser calculada multiplicando-se a irradiância solar (G) pela área do módulo (AM) (PINHO e GALDINO, 2014).

Inversores de tensão

O inversor é responsável pela conversão da energia elétrica em corrente contínua, proveniente dos módulos fotovoltaicos, em energia na forma de corrente alternada, com amplitude e frequências determinadas. No caso de sistemas conectados à rede elétrica a tensão

de saída do inversor deve ser sincronizada com a tensão da rede elétrica (PINHO e GALDINO, 2014).

Os inversores ligados à rede contêm a função *Maximum Power Point Tracking* (MPPT). O *Maximum Power Point* (MPP) é a tensão e corrente ideais para que o sistema fotovoltaico opere a qualquer instante na máxima potência (BALFOUR, 2019).

A maioria dos inversores conectados à rede possuem funções de monitoramento e aquisição de dados, afim de disponibilizar ao usuário informações operacionais, essas informações podem ser observadas no *display* do inversor, ou ser transferidas em dados por outras interfaces como USB, Modem SSM, *Wireless* (PINHO e GALDINO, 2014).

Para especificar um inversor para sistemas SFCR (sistemas fotovoltaicos conectados à rede) deve-se observar os seguintes parâmetros: a tensão de entrada C.C., a tensão de saída C.A., faixa de variação de tensão aceitável, potência nominal, forma de onda, distorção harmônica (*THD - Total Harmonic Distortion*), grau de proteção IP, temperatura ambiente e umidade do local de instalação (PINHO e GALDINO, 2014).

No sistema fotovoltaico, o inversor e o relógio de medição são os únicos componentes que comunicam com o supervisor SolarWeb, da Fronius, utilizando seus pontos ethernet.

METODOLOGIA

Apresenta-se aqui o método escolhido para a avaliação do desempenho de um sistema de geração fotovoltaica real e esse mesmo sistema sendo simulado em um *software* dedicado, o PVSystem.

Foi realizado a avaliação de desempenho e simulação computacional de um sistema fotovoltaico, com potência instalada de 22kW, conectado à rede de distribuição da CPFL, Concessionária Paulista de Força e Luz, por intermédio do sistema de compensação de energia, regido pela normativa ANEEL nº 687/2015, instalado em uma indústria na cidade de Itatiba, São Paulo.

Descrição da Unidade Consumidora:

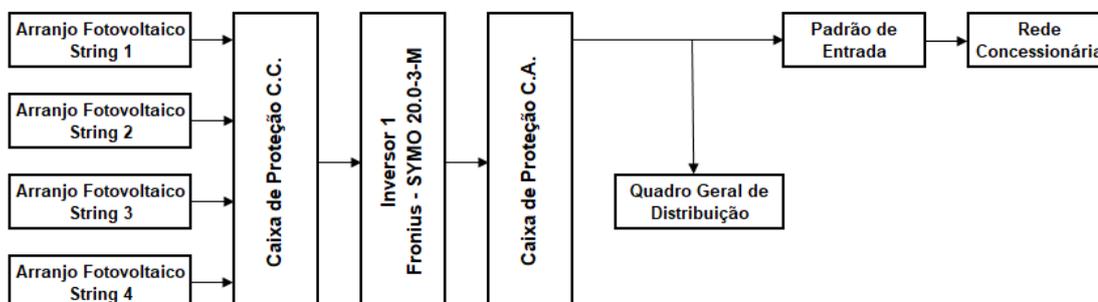
- Localização: Itatiba, São Paulo.
- Latitude: -23,00°S.
- Longitude: -46,85°W.
- Classificação: Tarifa Verde-A4 Industrial.
- Ramal de Entrada: Aéreo.
- Potência Instalada: 500kW.
- Demanda Contratada: 160kW.

Arranjo fotovoltaico

Os sistemas fotovoltaicos podem empregar um grande número de módulos conectados em série (*strings*, sistemas somente elétricos) ou em paralelo para produzir a quantidade de energia elétrica desejada. O agrupamento de módulos é denominado de arranjo ou conjunto fotovoltaico. Na associação em série a tensão de saída do conjunto corresponde à soma da tensão fornecida por cada módulo (comumente 31V) e a corrente será a mesma, já na ligação em paralelo a tensão de saída do conjunto é a mesma tensão de um módulo individual, por outro lado a corrente fornecida é a soma das correntes dos módulos do conjunto (VILLALVA,2015).

A figura 6 apresenta o diagrama de blocos simplificado do Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede (SFCR) da CPFL e a figura 7 representa o arranjo físico do sistema.

Figura 6 – Diagrama de Blocos do SFCR (Fonte: Próprio Autor).



De acordo com as figuras 6 e 7, foram utilizados 65 módulos fotovoltaicos com as especificações abaixo:

- Fabricante: Canadian Solar
- Modelo: CS6U-345M
- Potência Nominal: 345
- Área do módulo: 1,94m²
- Quantidade de Células: 72
- Eficiência: 17,74%

Figura 7 – Arranjo físico contendo 65 módulos fotovoltaico (Fonte: Próprio Autor).



O inversor c.c./c.a. pode ser considerado o coração do sistema fotovoltaico conectado à rede, tem por finalidade converter a energia elétrica em corrente contínua, fornecida pelo gerador fotovoltaico, em energia elétrica em corrente alternada (ZILLES,2012). O modelo SYMO 20.0.3-M ainda possui interfaces *WLAN/Ethernet* para comunicação com o gerenciador Solar.web e ainda 2 pontos RS422 (RJ45) e RS485, para utilização com o Fronius Solar Net e o RTU SunSpec, respectivamente (FRONIUS, 2021).

Para o sistema apresentado foi utilizado um inversor trifásico com potência nominal de 20kVA do fabricante Fronius, contendo as seguintes especificações:

- Fabricante: Fronius
- Modelo: SYMO 20.0-3-M
 - Potência Nominal: 20 kVA
 - Quantidade de MPPT: 2
 - Faixa de tensão de conexão com a rede: 380-400V
 - Faixa de frequência de conexão com a rede: 45-65Hz
 - Faixa de tensão em corrente contínua: 200-1.000V
 - Máxima corrente dos módulos fotovoltaicos em cada MPPT: 33A (MPPT-1) + 27A (MPPT-2)
 - Máxima corrente na saída do inversor: 28,9^a

Simulação computacional do sistema fotovoltaico – PVSyst

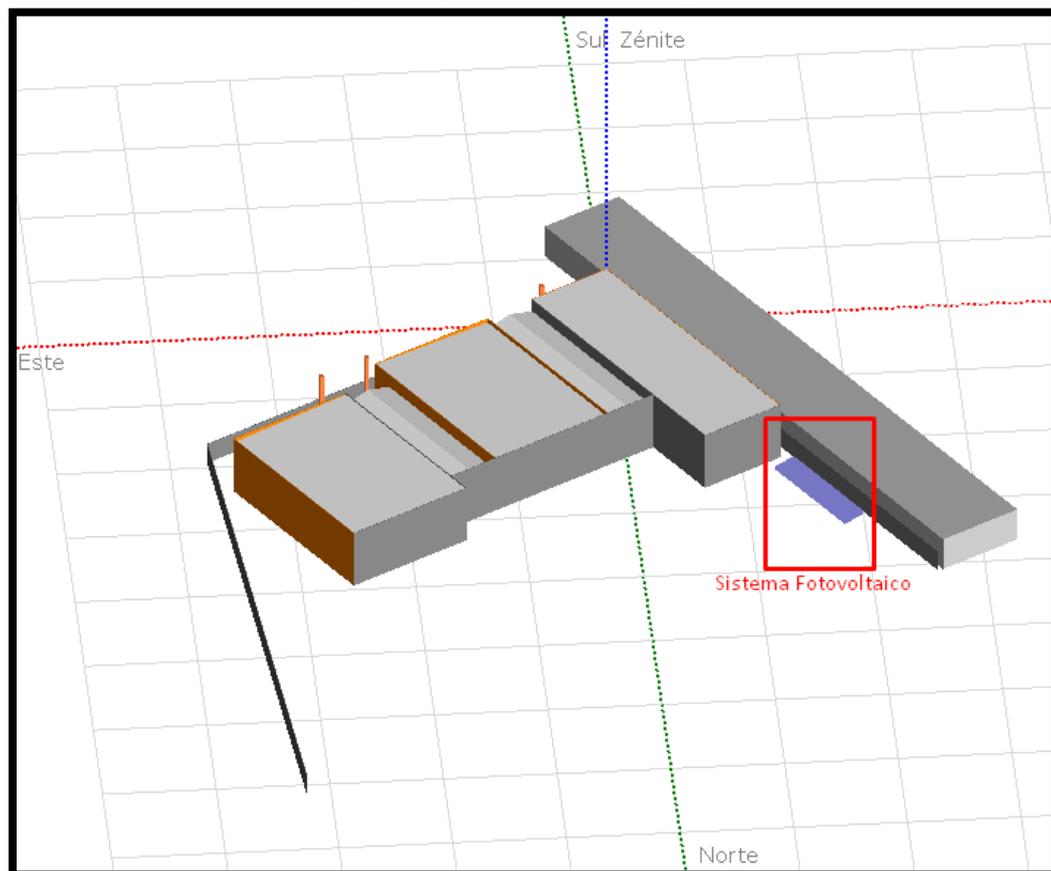
A estimativa de geração de energia elétrica foi realizada utilizando o *software PVSyst*, conhecido internacionalmente pela confiabilidade no dimensionamento de sistemas fotovoltaicos em diferentes níveis de complexidade, possibilitando a simulação tridimensional capaz de prever os impactos, na geração de energia, causados devido às limitações do horizonte e de objetos que possam causar sombras sobre os painéis fotovoltaicos. O *software* contém uma variedade de parâmetros e dados de irradiação coletados em várias partes do mundo e uma vasta galeria de componentes fotovoltaicos fornecidos pelos fabricantes para realização das simulações. Ele apresenta as perdas do sistema fotovoltaico e a sua taxa de desempenho (PINHO e GALDINO, 2014). A figura 8 representa os principais parâmetros utilizados na simulação computacional que são inseridos na interface do *software PVSyst* e a figura 9 representa o desenho tridimensional do sistema fotovoltaico, também elaborado pelo *PVSyst*.

Figura 8 – Interface do *PVSyst* para inserção de dados. (Fonte: Próprio Autor).

PVSYST V6.75			Página 1/5
Sistema acoplado à rede: Parâmetros da simulação			
Projeto :	Estacionamento		
Localização geográfica	Itatiba	País	Brazil
Localização	Latitude -23.00° S	Longitude	-46.85° W
Tempo definido como	Tempo legal Fuso horário TU-3	Altitude	739 m
Dados meteorológicos:	Itatiba	Meteonorm	7.1
Variante da simulação : Lateral - Segunda Vaga			
Parâmetros da simulação	Tipo de sistema	Building system	
Orientação do plano dos módulos	Inclinação	10°	Azimute -59°
Horizonte	Sem horizonte		
Sombras próximas	Sombras lineares		

Na figura 8 é mostrada uma das telas de entrada de dados do software *PVSyst*, nesse caso foram inseridos os dados da localização geográfica e a inclinação angular dos módulos fotovoltaicos.

Figura 9 – Desenho 3D da simulação computacional. (Fonte: Próprio autor).



Na figura 9, está evidenciado em vermelho o sistema fotovoltaico em estudo, nesse desenho 3D da simulação computacional, é definido perdas de sombreamento próximos e distantes, essa simulação é feita a partir do ponto de vista do sol, analisando as incidências de sombras sobre o sistema fotovoltaico durante o dia.

Além da simulação computacional, é possível estimar a geração de energia através da equação 2.

$$E = A.Irr.\eta.PR \quad (2)$$

Equação 2 – Cálculo da energia estimada (PINHO & GALDINO, 2014).

Onde:

E – Energia elétrica estimada [kWh].

A – Área ocupada pelo arranjo fotovoltaico [m²]

Irr – Irradiação solar incidente na superfície dos módulos FV [kWh/m².mês]

η – Eficiência de conversão do módulo fotovoltaico.

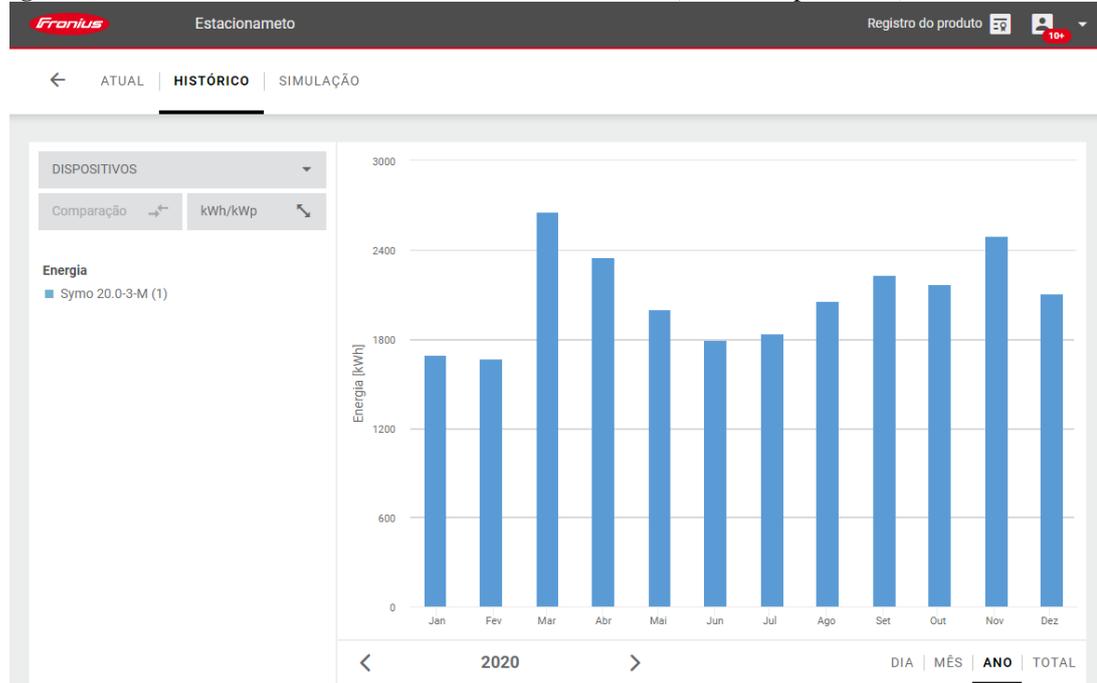
PR - *Performance Ratio* do sistema fotovoltaico [%].

A energia produzida por um sistema fotovoltaico depende de fatores como a orientação do módulo em relação ao Norte geográfico (azimute), ângulo de inclinação dos módulos, a eficiência do módulo e *performance ratio*. A *performance ratio* é determinada de acordo com as perdas do sistema (efeito joule nos condutores, eficiência do inversor, temperatura, etc.). Valores típicos de perdas no sistema variam entre 10% e 30 %, deste modo, valores típicos de *performance ratio* variam entre 0,7 e 0,9 (PINHO & GALDINO, 2014).

Geração Real do sistema Fotovoltaico

A medição acerca da produção real de energia elétrica foi coletada na plataforma de monitoramento *Solar Web*, por meio da interface ethernet do inversor Fronius. Foram utilizados os dados registrados da geração de um período de 12 meses, referentes aos meses de janeiro de 2020 até dezembro de 2020. A figura 10 apresenta a plataforma de monitoramento *Solar Web*. Através da plataforma de monitoramento é possível avaliar diversos parâmetros do sistema fotovoltaico, como potência e energia. Além disso, o monitoramento inclui uma função informativa em caso de defeitos e avarias no sistema de geração fotovoltaica.

Figura 10 – Plataforma de monitoramento *Fronius Solar Web* (Fonte: Próprio autor).



O gráfico da Figura 10 apresenta o registro de geração do inversor SYMO 20.0-3-M. As informações coletadas permitiram obter uma comparação entre os resultados estimados pelo *PVSyst*, com os resultados da produção real de energia.

RESULTADOS E DISCUSSÃO

A avaliação de desempenho do sistema fotovoltaico estudado efetuou-se pelo comparativo da geração real de energia com a estimativa obtida pela simulação computacional. Outro quesito de análise foi o indicador *Performance Ratio (PR)*, obtido a partir do fator de perdas total do sistema e é dado como um valor percentual. Para calcular o *PR* é preciso ter uma medida do recurso solar no local da instalação. É importante ressaltar que no banco de dados disponível (*METEONORM*) os valores referentes ao recurso solar são dados a partir da média de vários anos e não coincidem com o período considerado no cálculo. O valor de *PR* ideal, correspondente a um sistema que opera sem perdas, é de 100%. Os valores de *PR* para sistemas reais normalmente encontram-se acima dos 70% (PINHO & GALDINO, 2014).

O *PR* foi determinado de duas formas. Primeiro foi determinado o *PR* estimado pela simulação computacional do sistema fotovoltaico, em que o *PVSyst* desconta do valor de geração ideal as estimativas de perdas. Na segunda etapa, foi realizado o cálculo do *PR* real com o valor da energia elétrica que foi gerada pelo sistema e registrado pelo inversor. O *Performance Ratio* real é determinado pela equação 3.

$$PR = \frac{Eger(\Delta t)}{\eta \cdot A \cdot Irr(\Delta t)} \cdot 100\%$$

Equação 3 – Cálculo do *Performance Ratio* real (PINHO & GALDINO, 2014).

Em que:

PR - *Performance Ratio* do sistema fotovoltaico [%].

Δt – Período de tempo considerado.

η – Eficiência de conversão do módulo fotovoltaico.

A – Área ocupada pelo arranjo fotovoltaico [m²]

Eger – Energia elétrica gerada [kWh].

Irr – Irradiação solar incidente na superfície dos módulos FV [kWh/m².mês]

Resultados da simulação computacional

Os principais resultados da simulação computacional são apresentados na tabela 1.

Tabela 1 – Resultados obtidos com o *software PVSystem*.

Mês	Irr [kWh/m²]	Energia Estimada [kWh]	PR [%]
Janeiro	158,20	2.659	72,50
Fevereiro	149,30	2.540	73,20
Março	143,30	2.505	74,80
Abril	124,40	2.279	76,60
Maio	112,00	2.148	78,40
Junho	102,00	2.007	79,30
Julho	112,30	2.200	79,20
Agosto	130,40	2.492	78,60
Setembro	132,70	2.416	76,60
Outubro	147,20	2.532	74,00
Novembro	159,70	2.667	73,10
Dezembro	162,50	2.667	72,20
Média Mensal	136,17	2.426	75,71

Fonte: Próprio autor.

Considerando os dados da tabela 1, nota-se que a média da produção de energia e a *Performance Ratio* estimados pelo *PVSystem* foi de 2.426 kWh/mês e 75,71 %, respectivamente, considerando a média do período de janeiro de 2020 até dezembro de 2020. A partir de tais dados é possível inferir que o sistema apresentará 24,29 % de perdas.

Resultados do desempenho real do sistema FV

Para análise do desempenho real do sistema FV será considerado como premissa que os valores de irradiação (*Irr*) obtidos pelo *PVSystem* e apresentados na tabela 1 coincidem com o período considerado nos cálculos. Considerando que a eficiência de conversão do módulo fotovoltaico (η) é 17,74 %, a área ocupada pelo arranjo fotovoltaico (*A*) é 126,38 m² e com os dados de geração de energia (*Eger*) medidos pelos inversores foi possível obter a *Performance*

Ratio (PR) real do sistema, através da equação 3. A tabela 2 apresenta os resultados do desempenho real do sistema FV.

Tabela 2 – Resultados da geração real de energia.

Mês	Irr [kWh/m²]	Energia Real [kWh]	PR [%]
Janeiro	158,20	1.708	48,15
Fevereiro	149,30	1.671	49,92
Março	143,30	2.665	82,95
Abril	124,40	2.352	84,33
Maio	112,00	1.996	79,49
Junho	102,00	1.803	78,84
Julho	112,30	1.834	72,84
Agosto	130,40	2.062	70,53
Setembro	132,70	2.239	75,25
Outubro	147,20	2.174	65,87
Novembro	159,70	2.493	69,62
Dezembro	162,50	2.118	58,13
Média Mensal	136,17	2.093	69,66

Fonte: Próprio autor.

Considerando os dados da tabela 2, note que a produção de energia e a *performance ratio* real foi de 2.093 kWh/mês e 69,66 %, respectivamente, considerando a média do período de janeiro de 2020 até dezembro de 2020. A partir de tais dados observa-se que o sistema apresentou 30,34 % de perdas. Na tabela 3 estão listadas possíveis perdas que podem ocorrer em um sistema fotovoltaico.

Tabela 3 – Possíveis perdas de um Sistema Fotovoltaico

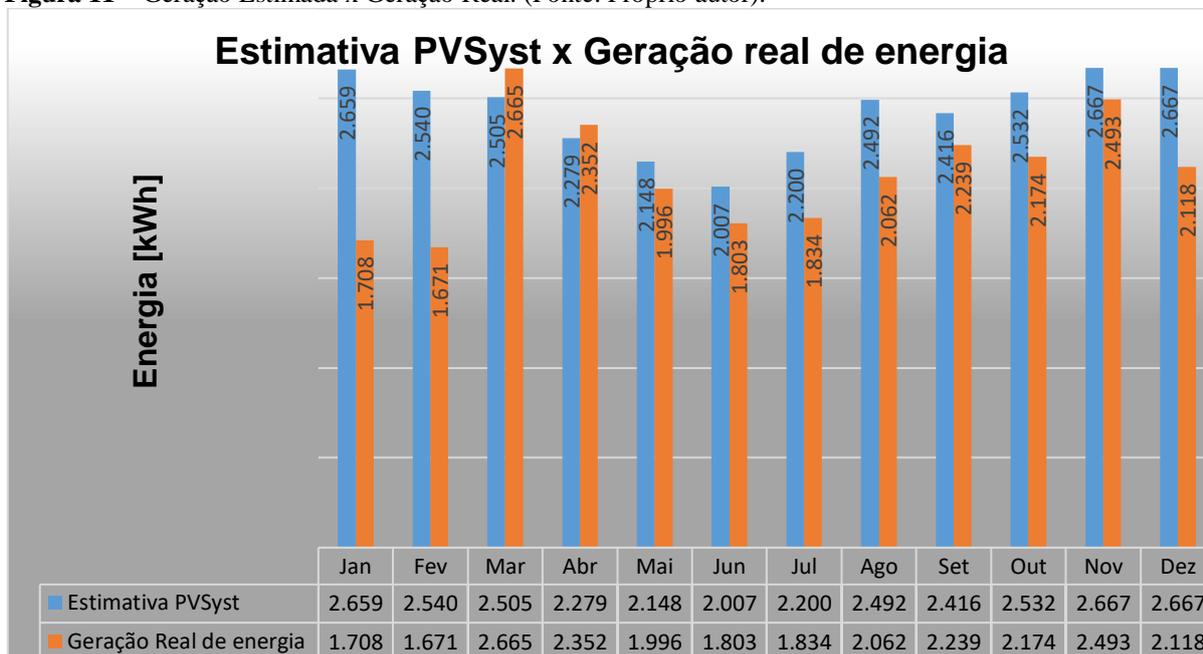
Perda	Descrição
Temperatura	Temperaturas altas diminuem a tensão de operação dos módulos
Sombreamento	Causadas por objetos ao redor (edificações, árvores, linha de transmissão, antenas, pássaros, etc.)
Eficiência do Inversor	No processo de conversão há uma perda, na forma de calor, no inversor.
Cabeamento CC	De acordo à distância, condutividade e seção transversal do cabo usado, ocorrem perdas entre o arranjo e o inversor.
Cabeamento CA	De acordo à distância, condutividade e seção transversal do cabo usado, ocorrem perdas entre o inversor e a rede.
<i>Mismatch</i> (Incompatibilidade)	A diferença de características elétricas entre os módulos do mesmo arranjo resulta em perdas.
Sujidade	Quando os módulos são cobertos por sujeira, absorve menos radiação, resultando em perdas.

Fonte: Próprio autor.

Comparação dos resultados estimados e dos resultados medidos

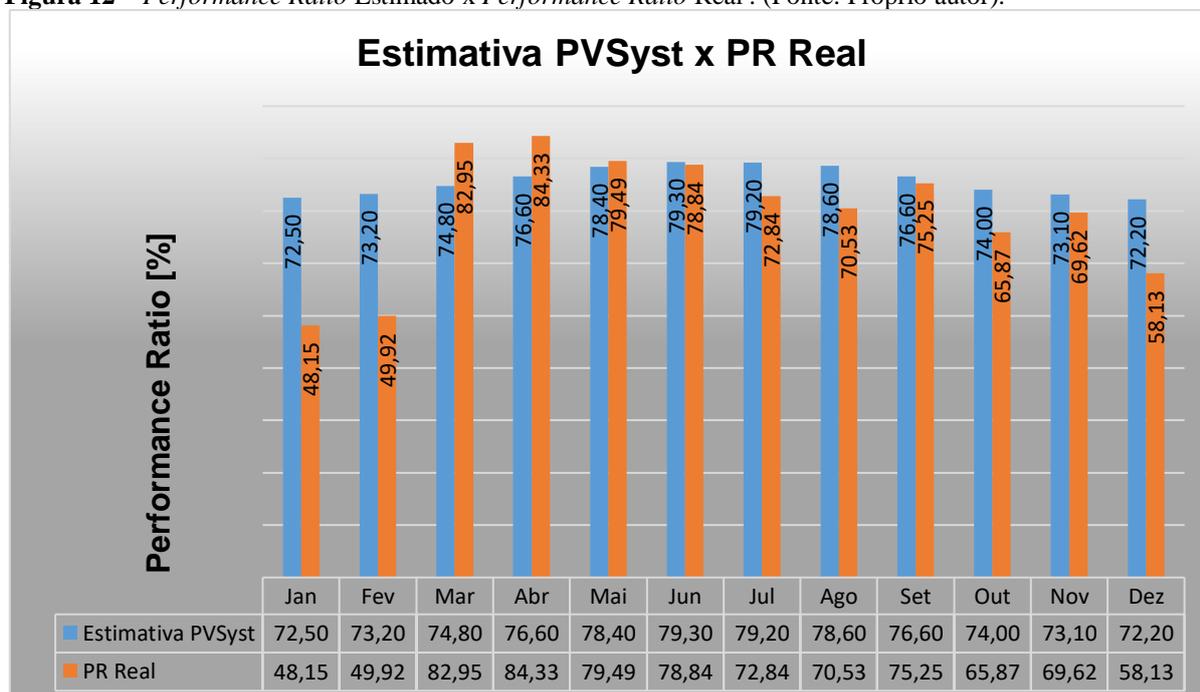
Com os dados das Tabelas 1 e 2, a Figura 11 mostra o comparativo entre os valores de energia real registrados e a energia estimada pela simulação computacional e a Figura 12 mostra o comparativo entre os valores de *Performance Ratio* real e estimados pela simulação computacional.

Figura 11 – Geração Estimada x Geração Real. (Fonte: Próprio autor).



No período correspondente à figura 11, o erro percentual da geração real em relação a geração estimada foi de 15,9 %, a geração média no período foi de 2.093 kWh/mês e a geração estimada foi de 2.426 kWh/mês.

Figura 12 – *Performance Ratio* Estimado x *Performance Ratio* Real. (Fonte: Próprio autor).



No período correspondente à figura 12, o erro percentual da *Performance Ratio* real em relação a *Performance Ratio* estimado foi de 8,68 %, a *Performance Ratio* média medida no período foi de 69,66% e o *Performance Ratio* estimado foi de 75,71%.

Observa-se que o desempenho médio medido foi aproximadamente 9 % menor que o desempenho estimado pela simulação computacional. Este acontecimento pode ter sido ocasionado devido os valores de irradiação e as condições meteorológicas atuais não coincidirem com o histórico disponível no banco de dados do *PVSyst*.

CONCLUSÕES

Este trabalho apresentou o procedimento de simulação computacional e análise de um sistema fotovoltaico com potência de 22,0 kW, conectado à rede de distribuição da concessionária de energia CPFL por intermédio do Sistema de Compensação de Energia, regido pela Resolução Normativa da ANEEL nº 687/2015, instalado em uma indústria na cidade de Itatiba, São Paulo.

Para avaliar o desempenho do sistema e validar a simulação computacional, fez-se uma comparação dos resultados obtidos pelo *software PVSyst* com os resultados de geração medido pelo inversor. Verifica-se um erro médio de 9 % dos resultados obtidos por simulação em relação ao resultado real. Observa-se que apesar das melhores práticas de engenharia utilizadas na simulação do sistema, a geração real poderá variar em função das mudanças climáticas do local.

Os resultados serão disponibilizados como uma fonte para futuros trabalhos acadêmicos em avaliação de sistemas fotovoltaicos. Propõe-se a elaboração de um estudo da geração de energia a longo prazo, no qual será possível observar os efeitos do envelhecimento dos módulos fotovoltaicos.

AGRADECIMENTOS

Agradecemos a professora Dra. Annete Faesarella, orientadora deste trabalho e ao professor Dr. Vicente Sablón por fornecerem uma excelente compreensão sobre a natureza e objetivos da produção científica e pela excelência na condução do processo de formar profissionais.

REFERÊNCIA BIBLIOGRÁFICA

ANEEL. Geração Distribuída. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/geracao-distribuida>>. Acesso em: 13 novembro de 2021.

ANEEL. Cadernos Temáticos. Micro e Minigeração Distribuída: Sistema de Compensação de Energia Elétrica. Brasília, DF, Brasil: Centro de Documentação–Cedoc, 2016.

ANEEL. Base de dados do Power BI de Geração Distribuída. Disponível em: <<https://app.powerbi.com/view?r=eyJrljoiZjM4NjM0OWYtN2IwZS00YjViLTlIMjltN2E5MzBkN2ZlMzVkIiwidCI6IjQwZDZmOWI4LWVjYTctNDZhMi05MmQ0LWVhNGU5YzAxNzBlMSIsImMiOjR9>>. Acesso em: 15 de novembro de 2021.

BALFOUR, John; SHAW, Michael; NASH, Nicole Bremer. **Introdução ao Projeto de Sistemas Fotovoltaicos.** LTC, Rio de Janeiro, 2016.

CanadianSolar. Disponível em: <https://s3.amazonaws.com/ecodirect_docs/CANADIAN/canadian_solar-datasheet-maxpower-CS6U-M-345-v5-531P1na.pdf> Acesso em: 03 de outubro de 2021.

Fronius. Disponível em: <<https://www.fronius.com/pt-br/brasil/energia-solar/instaladores-e-parceiros/dados-tecnicos/todos-os-produtos/inversor/fronius-symo/fronius-symo-20-0-3-m>> Acesso em: 03 de outubro de 2021.

PINHO, J. T.; GALDINO, M. A. **Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos,** CEPEL, Rio de Janeiro, 2014.

PORTAL SOLAR. Disponível em: <<https://www.portalsolar.com.br/efeito-fotovoltaico-x-efeito-fotoeletrico-o-que-sao-quais-diferencas>> Acesso em: 10 de outubro de 2021.

PVSyst Photovoltaic Software. Disponível em: <<https://www.pvsyst.com/pdf-tutorials/>> Acesso em: 05 de outubro de 2021.

VILLALVA, Marcelo Gradella. **Energia Solar Fotovoltaica: Conceitos e aplicações.** Saraiva Educação SA, São Paulo, 2015.

ZILLES, R. et al. **Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede Elétrica,** OFICINA DE TEXTOS, São Paulo, 2012.