

DIMENSIONAMENTO DE UMA USINA FOTOVOLTAICA CONECTADA À REDE PARA O CAMPUS LITORAL NORTE DA UFRGS

SIZING OF GRID CONNECTED PHOTOVOLTAIC POWER PLANT FOR THE CAMPUS COAST NORTH OF UFRGS

Tallis Fernando Mendes¹ Aline Cristiane Pan² 

Resumo: Com a finalidade de tornar o Campus Litoral Norte da Universidade Federal do Rio Grande do Sul ecologicamente sustentável, do ponto de vista energético, e contribuir com a difusão do conhecimento do recurso solar, este trabalho tem como objetivo geral analisar e dimensionar a implementação de um sistema fotovoltaico conectado à rede, visando suprir a demanda de energia elétrica da unidade. Ainda, propõem-se um estudo comparativo entre duas tecnologias diferentes de inversores, sendo o modelo convencional *string* e o modelo com a utilização de otimizadores de potência. Assim, avaliou-se critérios básicos como consumo de energia da unidade, localização geográfica, irradiação solar média diária, disponibilidade de área, além dos equipamentos necessários a fim de definir a configuração mais adequada para a unidade. Analisou-se o sistema através de uma simulação tridimensional utilizando o software PV*SOL com o intuito de validar a distribuição dos módulos e os equipamentos projetados. Além de, determinar e avaliar as áreas de sombreamento, bem como as perdas na geração pelo mesmo. Para atender a demanda de energia elétrica fora ponta do campus calculou-se que são necessários 9 inversores de 15 kWp e cerca de 558 módulos fotovoltaicos de 340W. A simulação realizada pelo PV*Sol apresentou geração de 17.441 kWh/mês e um PR de 83,5 %. O sistema foi dimensionado de forma a atender somente o consumo no horário de ponta, pois para suprir o consumo total da unidade seria necessário utilizar o fator de ajuste para o consumo no horário de ponta.

Palavras-chave: Usina Fotovoltaica. Sistemas Conectados à Rede. Dimensionamento.

Abstract: In order to make the Campus Coast North of Federal University of Rio Grande do Sul ecologically sustainable, from an energy point of view, and to contribute to the dissemination of knowledge of the solar resource, this work aims to analyze and scale the implementation of a photovoltaic system connected to the grid, aiming to supply the unit's electricity demand. Thereby, a comparative study between two different inverter technologies is proposed, the conventional string model and the model using power optimizers. Thus, basic criteria were evaluated, such as the unit's energy consumption, geographical location, average daily solar radiation, area availability and the necessary equipment to define the most appropriate configuration for the unit. The system was also analyzed through a three-dimensional simulation using the PV * SOL software to validate the distribution of the modules and the projected equipment. In addition, the

¹ Engenheiro de Gestão de Energia, Universidade Federal do Rio Grande do Sul – Departamento Interdisciplinar e tallismendes@hotmail.com.

² Doutora em Energia Solar Fotovoltaica, Universidade Federal do Rio Grande do Sul – Departamento Interdisciplinar e aline.pan@ufrgs.br.

shading areas and the losses in generation were determined and evaluated. To meet the demand for electricity on peak hours in the campus, it was estimated that 9 15 kWp inverters and around 558 340W photovoltaic modules are needed. The simulation performed by PV * Sol generated 17,441 kWh/month and a PR of 83.5%. The system was dimensioned to attend only the consumption during peak hours, because in order to supply the total consumption of the unit it would be necessary to use the adjustment factor for consumption during peak hours.

Keywords: Photovoltaic plant. Grid-connected photovoltaic system. Sizing.

1 INTRODUÇÃO

A demanda de consumo de energia elétrica no Brasil está crescendo de forma considerável nas últimas décadas. Entretanto, no início do ano de 2020, o consumo de energia elétrica no Brasil foi fortemente impactado pelas medidas de isolamento para contenção do novo coronavírus (Covid-19). Conforme os dados do Operador Nacional do Sistema Elétrico, o Sistema Interligado Nacional (SIN) apresentou redução de 18% no mês de abril em relação ao mês de março, antes das medidas de isolamento (RODRIGUES, 2020).

Com a necessidade de suprir a demanda da matriz elétrica do Brasil e de modo sustentável, o país busca solucionar este problema impulsionando cada vez mais a utilização de fontes renováveis de produção de energia elétrica, entre elas estão a eólica, fotovoltaica e biomassa. Conforme indica o Balanço Energético Nacional (EPE, 2019), a matriz elétrica brasileira depende de modo significativo da produção de energia elétrica através das usinas hidrelétricas. Essa modalidade de geração foi responsável por 61% de toda energia elétrica produzida no Brasil no início de 2020 (ANEEL, 2020).

A crise energética e o racionamento que ocorreu no Brasil em 2001, causados pela combinação da falta de investimentos na geração e transmissão de energia elétrica com uma estiagem prolongada, reduziu drasticamente os níveis dos principais reservatórios do país, impossibilitando a produção de energia elétrica suficiente para atender a demanda no país, pois, neste período, as hidrelétricas representavam cerca de 72,9% da matriz elétrica nacional. Dessa forma, a matriz elétrica brasileira entrou em um processo de diversificação com a entrada em operação das termelétricas, fonte de energia com complexidade relativamente menor, em comparação com a fonte hídrica (EPE, 2018). Entretanto, as termelétricas possuem a desvantagem de ser prejudiciais ao meio ambiente, em função da poluição gerada pela emissão de gases de efeito estufa, devido ao fato de utilizar combustível fóssil para a queima e produção de energia elétrica, além de tornar o custo final deste tipo de energia mais elevado do que a gerada em hidrelétricas. (LOBO, 2019). A vista disso, como o custo da energia elétrica para o consumidor final encareceu ainda mais

no país, levando muitos consumidores a buscar alternativas de reduzir o valor da conta de energia.

Em 2002 as fontes renováveis passaram a ganhar mais atenção, além do estímulo ao desenvolvimento da indústria nacional de equipamentos, através da Lei nº 10.438/2002 que foi estabelecido o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA), com o intuito de aumentar a participação de fontes alternativas renováveis na produção de energia elétrica a partir das fontes eólica, pequenas centrais hidrelétricas e biomassa no sistema interligado nacional (ANEEL, 2017). Dentre as fontes renováveis, a energia solar fotovoltaica não foi contemplada pelo programa (VARELLA, 2011). A fotovoltaica começou a crescer de fato no país em 2012, a partir da Resolução Normativa (REN) nº 482, que criou o Sistema de Compensação de Energia Elétrica e permitiu ao consumidor de energia cativo gerar sua própria energia tornando-o um “prosumidor” (produtor e consumidor de energia elétrica).

Segundo RUTHER (2004) a energia fotovoltaica é vista como a tecnologia que deriva do recurso energético mais abundante da Terra. A instalação mundial de unidades geradoras de energia solar fotovoltaica, geração distribuída ou centralizada, cresce anualmente exponencialmente e totalizou, até o final de 2019, 583,5 GW de potência instalada. Deste valor, o Brasil representa cerca de 2,48 GW (IRENA, 2020). A energia solar fotovoltaica representa apenas cerca de 1,5% na matriz de energia elétrica do País (ANEEL, 2020), número ainda irrelevante quando comparado a países como Alemanha, que possui potencial de irradiação solar menor que o Rio Grande do Sul, que é o estado brasileiro com uma das menores disponibilidades de irradiação solar anual no país (PEREIRA *et al*, 2017), e representou cerca de 11,4% da matriz de energia elétrica no primeiro semestre de 2020 (FRAUNHOFER, 2020). No entanto, ao avaliar a taxa de crescimento da inserção desta energia nos últimos 3 anos vemos um elevado aumento. Pois, de 2017 para 2020 a participação da fotovoltaica na matriz elétrica nacional cresceu cerca de 690,80% (EPE, 2020). Diante disto, a instalação de sistemas fotovoltaicos no Brasil possui várias características favoráveis para investimentos, entre elas estão o alto nível de irradiação solar, grandes reservas de sílica (material mais comumente

empregado na constituição das células solares), e a grande necessidade de diversificar a matriz de energia elétrica através de outras fontes além das já exploradas. A nível residencial e industrial, a implementação de mini e microgeração fotovoltaica se apresenta como uma alternativa favorável, pois sua instalação é considerada simples e rápida, visto que necessariamente não requer espaço dedicado para sua instalação, já que os sistemas podem ser instalados sobre telhados da própria unidade consumidora, e ainda apresentam economia significativa a médio prazo (LOBO, 2019). Outro aspecto positivo da implementação da energia solar fotovoltaica é sua modularidade, pois permite facilmente uma adaptação frente as mudanças de demanda de consumo de energia elétrica pelo consumidor.

O modelo mais utilizado de geração de energia elétrica no país ocorre de maneira centralizada, através das grandes usinas, como hidrelétricas e termelétricas, onde a energia produzida é transmitida por longas distâncias até as cargas consumidoras. Dessa forma, os custos de transmissão e manutenção são elevados quando comparados a possibilidade de geradores de energia construídos próximos as cargas. Com isso, a geração distribuída (GD) tem como característica principal a instalação da central geradora próxima ou no local da carga de consumo, onde o consumidor pode produzir a própria energia elétrica (TOLEDO, 2012; TRIGOSO, 2010).

No caso da GD, o consumidor conta com o benefício de que o excedente de sua geração é injetado na rede da distribuidora local, sendo assim, transformando em créditos de energia, em kWh (modelo *feed-in*), que serão utilizados em meses em que a geração é inferior ao consumo (DALVI, 2017). Os créditos podem ser utilizados pela a própria unidade consumidora, onde o sistema gerador é instalado, ou para unidades consumidoras através da modalidade autoconsumo remoto, permitida pela REN 482/2012 (ANEEL, 2012). A GD tem grande relevância para o setor elétrico nacional, principalmente para o SIN, pois minimiza as perdas durante o transporte da energia elétrica até o consumidor, evitando assim a necessidade de extensas linhas de transmissão. Além disso, com o aumento de instalações de sistemas fotovoltaicos em residências indústrias e prédios públicos, haverá uma menor demanda de

energia elétrica do sistema de distribuição, desafogando o setor de geração e distribuição, reduzindo o custo com manutenção da rede elétrica, além de evitar o risco de apagões devido a não capacidade da distribuidora de energia absorver a demanda de energia elétrica.

As usinas solares são sistemas fotovoltaicos de grande porte e geralmente construídas em locais planos com boa incidência solar. No caso de um campus universitário, as áreas disponíveis são tipicamente grandes. Edifícios com essas características são exemplos de aplicação ideal de sistemas fotovoltaicos interligados à rede, onde os picos de geração solar são, muitas vezes, coincidentes com a utilização dos sistemas de ar refrigerado durante o dia (RUTHER, 2004). Além de gerar energia limpa, os sistemas de aproveitamento da energia solar propostos funcionam como laboratórios que podem ser utilizados pelos professores e alunos. A universidade tem o compromisso em disseminar o conhecimento científico, apresentar novas tecnologias e possibilitar a mudança na forma de pensar e agir dos sujeitos. Da mesma forma, o Conselho Brasileiro de Construção Sustentável recomenda que as edificações públicas devem seguir procedimentos para a redução dos impactos ambientais causados pelas obras da construção civil, dentre as quais se destacam o uso de soluções alternativas de produção de energia, como eólica ou a solar (MACHADO, 2016).

Nesse contexto, com a finalidade de tornar o Campus Litoral Norte (CLN) da Universidade Federal do Rio Grande do Sul (UFRGS) ecologicamente sustentável, do ponto de vista energético, e contribuir com a difusão do conhecimento do recurso solar, este trabalho tem como objetivo analisar e dimensionar a implementação de um sistema fotovoltaico conectado à rede, visando suprir a demanda de energia elétrica da unidade.

2 METODOLOGIA

É essencial considerar as características do local ao projetar um sistema de energia renovável, como localização, disponibilidade de espaço, conectividade à rede, demanda de energia e fontes de energia renováveis

disponíveis. A presença da rede no local selecionado oferece uma oportunidade para projetar um sistema conectado à rede que se opõe à ideia de projetar o sistema usando armazenamento de energia, como unidades de bateria para um sistema *off-grid*. Portanto, foi escolhido o sistema conectado à rede (*on-grid*), pela não utilização de baterias, já que o excedente gerado é injetado diretamente na rede. Isso torna o sistema com menor custo e com menos impacto ambiental. Realizou-se um projeto que servirá como referência para a instalação de um sistema fotovoltaico em um campus universitário, que possui um excelente potencial de recursos solares e espaço para a elaboração do sistema. Assim, serão avaliados critérios básicos como consumo de energia da unidade, localização geográfica, irradiação solar média diária, disponibilidade de área, além dos equipamentos necessários a fim de definir a configuração mais adequada para a unidade. A análise e simulação do sistema no software de simulação de sistema fotovoltaicos *PV*SOL* (VALENTIN, 2020) foi efetuada, com o intuito de validar a distribuição dos módulos e os equipamentos projetados. Além de, determinar e avaliar as áreas de sombreamento, bem como as perdas na geração pelo mesmo.

2.1 Localização da Unidade Consumidora

O local de estudo para a implementação do sistema fotovoltaico é o CLN da UFRGS. A unidade está em funcionamento desde 2014, sendo o primeiro campus da UFRGS fora da capital gaúcha. Está localizado as margens da RS-030, no município de Tramandaí-RS, nas presentes coordenadas: latitude de 29.97° Sul e longitude de 50.22° Oeste.

Utilizando dados fornecidos pela administração do campus, com o auxílio do aplicativo *Google Earth*, foi possível determinar a área total disponível nas edificações e estruturas dos prédios. Além das salas de aula, a unidade conta com salas de professores e direção acadêmica, prefeitura universitária, prédios administrativos, laboratórios específicos dos cursos, biblioteca, banheiros e restaurante universitário, conforme exemplifica e ilustra a Tabela 1 e a Figura 1.

Os prédios possuem, em sua maioria, características estruturais semelhantes. São formados por duas águas e com inclinação de aproximadamente 20°.

Tabela 1 – Área e identificação das edificações do campus referentes a Figura 1.

Prédio	Função	Área (m ²)
01	Prefeitura Universitária	373,55
02	Sala dos Professores e Direção Acadêmica	373,55
03	Banheiros e Salas de Aula	154,62
04	Biblioteca	120,00
05	Restaurante Universitário	221,54
06	Salas de Aula e Laboratórios	290,75
07	Direção Administrativa	220,78
08	Salas de Aula	218,57
09	Área Livre	980,86
TOTAL		2.954,22

Figura 1 – Imagem (a) aérea e (b) planta baixa dos prédios do Campus Litoral Norte.



Fonte: Google Earth (2020).

2.2 Análise do Consumo Energético

Para dimensionar corretamente o sistema é necessário conhecer o perfil de consumo do edifício. Assim, recorreu-se à análise das faturas de eletricidade disponibilizadas. A análise foi feita considerando o consumo da unidade dentro de um período de 12 meses, de fevereiro de 2019 a janeiro de 2020. O consumo anual Fora Ponta neste período foi de 199.279 kWh e a média de consumo mensal foi de aproximadamente 16.607 kWh.

O maior consumo do campus se concentra nos horários de fora ponta (00:00 às 17:59h e das 21:00 às 23:59h), pois, suas atividades, como os cursos, o setor administrativo, direção acadêmica, e toda a manutenção da unidade

operam em horário diurno. Dessa forma, o baixo consumo no horário de ponta (18:00 às 21:00h), quando comparado ao fora ponta, se deve principalmente pelo não funcionamento do setor administrativo e as poucas aulas ministradas nesse período, onde o consumo é principalmente a iluminação dos prédios e corredores. A entidade responsável pela comercialização da eletricidade do campus é a Companhia Estadual de Energia Elétrica (CEEE). A demanda contratada é de 85 kW que, de acordo com a Resolução Normativa 687/2015 do PRODIST da ANEEL (ANEEL, 2016), um sistema com este nível de potência instalada (superior a 75 kW), fica caracterizado um sistema de minigeração de energia, sendo necessário para o projeto uma instalação trifásica e com proteções de média tensão.

2.3 Disponibilidade do Recurso Solar do Local

É necessário avaliar o potencial energético solar do local do projeto, que constitui em buscar a quantidade de radiação solar incidente sobre o módulo fotovoltaico de forma que se possa calcular a energia produzida. Uma forma bastante conveniente de se expressar o valor acumulado de energia solar ao longo de um dia é através do número de Horas Sol Pleno (HSP), grandeza que indica o total de horas em que a radiação solar deve permanecer constante e igual a 1 kW/m², de modo que a energia acumulada ao longo do dia seja equivalente à disponibilizada pelo Sol naquele determinado local (PINHO E GALDINO, 2014).

Os módulos fotovoltaicos devem ser posicionados de modo a maximizar o aproveitamento da radiação solar. Segundo o Pinho e Galdino (2014), para o hemisfério sul, os módulos devem ser orientados para o Norte, em uma angulação similar à latitude local aproximadamente. Nesse estudo, sendo o campus localizado no município de Tramandaí, os módulos deveriam possuir uma inclinação de 30° N. No entanto, uma das áreas disponíveis para a elaboração do sistema no campus, são telhados com orientações que variam entre norte, sul, leste e oeste com ângulo de 20°. Para a instalação em telhados, não é recomendável utilizar estruturas para elevar e corrigir a inclinação dos

módulos, pois, além de pouco efeito na geração final, sendo de até 2,5% para uma diferença de inclinação de até 12° (MARINOSKI, 2004), as estruturas elevam um custo desnecessário às instalações fotovoltaicas. Ademais, o uso de estruturas adiciona peso sobre o telhado e não oferecem a fixação adequada contra a ocorrência de vendavais, tornando o sistema suscetível a incidentes.

Para obter a irradiação solar média no Campus, foi utilizado dados do CRESESB (2018), considerando os módulos fotovoltaicos no plano horizontal com uma inclinação (β) em relação à superfície de 0°, sendo este o pior cenário. Assim, com o dimensionamento do número de módulos necessários para esta radiação, o campus sempre produzirá a quantidade de energia necessária para suprir sua demanda. No entanto, em períodos de maior radiação haverá uma geração superior à requerida, sendo esta injetada na rede elétrica pública, gerando créditos de energia que podem ser utilizados em momentos atípicos de consumo de energia elétrica ou na ausência de Sol, como no horário de ponta. A vista disso, a irradiação solar anual média para o local do projeto é em torno de 4,44 kWh/m²/dia, conforme dados do CRESESB (2018). De posse dos níveis de irradiação solar diária média, e dividindo este valor pela irradiância de 1 kW/m², descobre-se a quantidade de horas de Sol pleno por dia, como mostra a Equação (1).

$$HSP = \frac{G_{dm}(\beta)}{1} \quad (1)$$

Onde: *HSP*: Horas de Sol Pleno por dia [h]; *G_{dm}(β)*: Irradiação solar diária média em uma superfície com ângulo de inclinação β [kWh/m²]. De acordo com a Equação (1), há, em média, 4,44 HSP pleno por dia no local do projeto.

2.4 Dimensionamento da Instalação

Com os dados do consumo médio mensal de energia elétrica e o potencial energético solar incidente do local do projeto, com a Equação (2) é possível determinar o dimensionamento da potência de pico do sistema fotovoltaico.

$$P = \frac{E}{PR \cdot HSP} \quad (2)$$

Onde: P : Potência de pico do arranjo fotovoltaico [W_p]; E : Consumo diário médio anual da edificação ou fração deste [Wh/dia]; PR : Desempenho global; HSP : Média diária anual das horas de sol pleno incidente no plano do painel fotovoltaico [h].

O desempenho global do sistema é medido pela taxa de desempenho (*Performance Ratio - PR*), que é um parâmetro utilizado para avaliar a geração de energia elétrica levando em consideração a potência real do sistema sob condições de operação e todas as perdas envolvidas, como perdas por queda de tensão, sujeira na superfície do módulo, sombreamento, eficiência do inversor, *mismatch*, temperatura operacional, dentre outras. Uma PR média de 80% pode ser obtida nas condições de radiação solar no Brasil (PINHO E GALDINO, 2014). Admitindo-se então um desempenho global do sistema de 80%, e uma média de 4,44 horas de sol pleno por dia, a Equação (2) resulta uma potência de pico do sistema de 155,87 kWp, de forma que o sistema fotovoltaico supra completamente o consumo energético da unidade.

A potência preliminar do sistema é superior ao valor da demanda contratada pela unidade. Dessa forma, é necessário fazer uma análise do custo benefício que se teria para solicitar o aumento da demanda contratada, pois, a potência disponibilizada é equivalente à demanda contratada. Conforme descreve Araújo (2016), o aumento do valor da demanda implica um aumento no montante contratado pelo cliente, e conseqüentemente, proporciona um valor maior de custo mínimo para o cliente a ser pago na tarifa. Observou-se que a potência calculada para o sistema ultrapassou em 70,87 kW a demanda contratada. Considerando que o Campus está em processo de expansão e conseqüentemente necessitará aumentar a demanda contratada em um curto período, o sistema será dimensionado considerando a potência total do sistema, 155,87 kWp, a fim de atender toda a demanda de consumo fora ponta.

2.4.1 Dimensionamento dos Módulos

Para o dimensionamento dos módulos, foi realizada uma pesquisa de módulos fotovoltaicos, de diferentes potências e fabricantes de acordo com

alguns fatores como qualidade do produto, mais utilizados pelas empresas no Brasil, preço e recomendação de profissionais da área. Dentre esses modelos, o módulo escolhido foi o CS3U-340P de 340 W da Canadian³.

Sabendo a potência do sistema e as especificações dos módulos fotovoltaicos, pode-se dimensionar a quantidade de módulos necessários através da Equação (3).

$$N^{\circ}mód = \frac{P_{fv}}{P_{mód}} \quad (3)$$

Onde: $N^{\circ} mód$: número de módulos fotovoltaicos; P_{fv} : potência do sistema fotovoltaico [W]; $P_{mód}$: potência nominal máxima do módulo [W].

Dessa forma, serão necessários cerca de 458 módulos fotovoltaicos de 340 W cada, o que resulta em uma potência de 155,72 kWp. Com o número de módulos fotovoltaicos, a área total ocupada pelos mesmos pode ser simplesmente determinada multiplicando o número de módulos pela área de um componente, Equação (4).

$$Área_{total} = Área_{mód} \cdot N^{\circ}mód \quad (4)$$

Considerando que as dimensões do módulo são aproximadamente 2 m² cada, a área necessária para a elaboração do sistema é cerca de 916 m² total. Como a área total disponível no campus é superior ao valor necessário, os módulos serão distribuídos entre os prédios e o solo de forma a maximizar a produção do sistema.

2.4.1 Dimensionamento do Inversor

O componente responsável pela conversão de corrente contínua (CC) em corrente alternada (CA) é o inversor. Atualmente, em caráter comercial, há dois modelos de inversores: o inversor *string* e o inversor com a tecnologia MLPE (*Module Level Power Eletronics*). A categoria *string* ainda é predominante no

³ Manual do módulo CS3U-340P de 340 W da Canadian©. Disponível em: < https://www.canadiansolar.com/wp-content/uploads/2019/12/Canadian_Solar-Datasheet-HiKu_CS3>.

mercado fotovoltaico no Brasil, porém, em outros países, a utilização da tecnologia MLPE tem aumentado consideravelmente. Pois, de acordo com a tabela de energia fotovoltaica dos Estados Unidos da Wood Mackenzie (2019), os inversores MLPE foram responsáveis por 79,70% das instalações residenciais dos Estados Unidos nos três primeiros semestres do ano de 2019.

O inversor deve dissipar o mínimo de potência, evitando perdas e produzindo uma tensão com baixo teor de harmônicos e em sincronia com a rede (sistema *on-grid*). Estes inversores são equipados com a função de seguidor do ponto de máxima potência (*Maximum Power Point Tracking* - MPPT) capaz de obter a máxima potência possível dos módulos fotovoltaicos (TEODORESCUS, 2011). No entanto, para estes inversores *string*, essa maximização não é realizada individualmente a cada módulo, pois ocorre em todo o arranjo de módulos, de forma que toda a conexão em série é limitada pelas condições do pior módulo. Dessa forma, o inversor garante que o arranjo como um todo esteja gerando a máxima potência, o que será um valor menor do que o somatório da máxima potência de cada módulo. Ou seja, o módulo que estiver com sombra produzirá menos e terá uma corrente menor, levando toda a *string* (série de módulos) a se adaptar ao menor valor de corrente (AYRÃO, 2018). Assim, em situações comuns de sombreamentos parciais do gerador fotovoltaico, o MPPT pode encontrar dificuldades de encontrar a condição de operação que favoreça a potência produzida (ZHAO *et al.*, 2010).

Para o dimensionamento seguro de um inversor deve-se levar em consideração a quantidade de módulos a ser utilizada no sistema e potência máxima deles, além de definir a máxima tensão e corrente C.C do sistema. Dessa forma, considerando as áreas disponíveis da unidade para a distribuição dos módulos, é possível definir que para cada água de telhado serão distribuídos cerca de 52 módulos de 340 Wp, conseqüentemente a potência máxima que esse sistema pode gerar é 17,68 kWp. Com isso, será dimensionado um inversor para cada conjunto de cerca de 52 módulos, que serão distribuídos em duas fileiras com cerca de 26 módulos cada, em duas *strings* de 13 módulos. Assim, deverá ser verificada a tensão total série do sistema para que se possa encontrar um inversor compatível. Conforme Carneiro (2010), a máxima tensão do sistema

ocorre quando o módulo fotovoltaico está em circuito aberto (V_{oc}). A tensão de entrada do inversor é representada pela soma das tensões dos módulos associados em série (V_{ts}), conforme a Equação (5).

$$V_{ts} = V_{oc} \cdot n^{\circ}mód_{série} \quad (5)$$

Onde: V_{ts} : tensão total dos módulos em série [V]; V_{oc} : tensão de circuito aberto do módulo [V]; $N^{\circ}mód_{série}$: número de módulos em série.

Dessa forma, para uma conexão em série de 13 módulos, a tensão total dessa conexão será 596,7 V. Com isso, para a escolha do inversor, o mesmo deve possuir uma tensão de entrada superior ao valor encontrado para V_{ts} . A partir da tensão de entrada CC, pode-se calcular a corrente máxima do sistema segundo a Equação 6.

$$I_{max} = \frac{P_{fv}}{V_{ts}} \quad (6)$$

Onde: I_{max} : corrente máxima de entrada [A]; P_{fv} : potência máxima gerada pelo sistema [Wp].

A Tabela 2 apresenta o resultado dos cálculos utilizados para a escolha da configuração do arranjo fotovoltaico.

Tabela 2 – Dados do arranjo fotovoltaico para o dimensionamento do inversor.

Características do Sistema	
Máximo módulos por kit	52
Máximo de módulos em série	13
Número de <i>strings</i>	4
Quantidade de módulos por string	13
Tensão de entrada CC (V_{ts})	596,7 V
Corrente máxima de entrada (I_{max})	7,40
Potência total do conjunto CC (P_{fv})	17,68 kW

Os inversores a serem utilizados na instalação fotovoltaica foram escolhidos com base em pesquisa de marcas comercializadas no Brasil. Para este sistema será utilizado um inversor com potência compatível com o projeto de modo que o sistema fique com carregamento entre 75 e 105% da potência nominal, a fim de obter melhor rendimento. O inversor que foi escolhido é o Trifásico RENO-15k da Renovigi© Energia Solar com potência nominal de 15

kW. Este equipamento suporta uma potência máxima CC de 18 kW, uma tensão máxima CC de 850V por MPPT e uma corrente máxima de entrada de 22 A. Para atender a demanda de energia elétrica fora ponta do campus, serão necessários 9 inversores de 15 kWp e cerca de 558 módulos fotovoltaicos de 340 W.

2.5 Simulação no *PV*Sol*

O *PV*Sol* (VALENTIN, 2020) é um software utilizado para simulações dinâmicas com visualização 3D, análise detalhada de sombreamento e estimativas de geração de energia em sistemas fotovoltaicos. O software possui uma extensa base de dados de módulos fotovoltaicos e inversores mais utilizados no mercado mundial, além da facilidade em alterar parâmetros da simulação, possibilidade de avaliar a amortização do investimento entre outras funcionalidades. Ademais, para a realização das simulações, o programa utiliza um banco de dados meteorológicos da Meteonorm (METEONORM, 2020), disponíveis para todas as cidades do mundo, com registros históricos de 1981 a 2010, com informações acerca da temperatura média, umidade relativa do ar, radiação global horizontal e velocidade do vento. Com estas entradas e considerando o sombreamento a partir do modelo tridimensional desenvolvido, o software é capaz de estimar a geração de energia elétrica do sistema fotovoltaico proposto (GALLE, 2019).

Para a realização da simulação, o primeiro passo consiste na determinação dos dados meteorológicos do local de estudo. Dessa forma, utilizando o banco de dados do programa, selecionou-se o município de Tramandaí que possui irradiação média anual de 1.636 kWh/ m². Para construir o modelo tridimensional dos prédios do campus e realizar a simulação, utilizou-se uma imagem aérea do local, semelhante à Figura 1, disponível no aplicativo do *Google Earth*, com acesso pelo *PV*SOL*. Como visto na Tabela 1, os valores das áreas dos prédios são conhecidos, o que possibilita um modelo com maior precisão visto que é necessário avaliar a distribuição dos módulos fotovoltaicos nos telhados, além de obstáculos que podem contribuir aos efeitos de sombreamento no entorno do local de instalação.

Na sequência realizou-se a escolha e distribuição dos módulos (Figura 2), bem como os inversores a serem utilizados. Como descrito anteriormente, serão necessários cerca de 9 inversores de 15 kWp e 458 módulos de 340W para atender a demanda de energia do campus. Com isso, considerando as dimensões dos prédios, a distribuição dos módulos deu-se da seguinte forma:

- Salas de Aula: 52 módulos por água (Nordeste/ Sudoeste) e 2 inversores;
- Laboratórios: 48 módulos por água (Nordeste/Sudoeste) e 2 inversores;
- Restaurante Universitário: 26 módulos por água (Noroeste/ Sudeste) e 1 inversor;
- Prefeitura Universitária: 52 módulos (Noroeste) e 1 inversor;
- Usina em Solo: 154 módulos (Norte) e 3 inversores.

Figura 2 – Modelo tridimensional do Campus Litoral Norte.

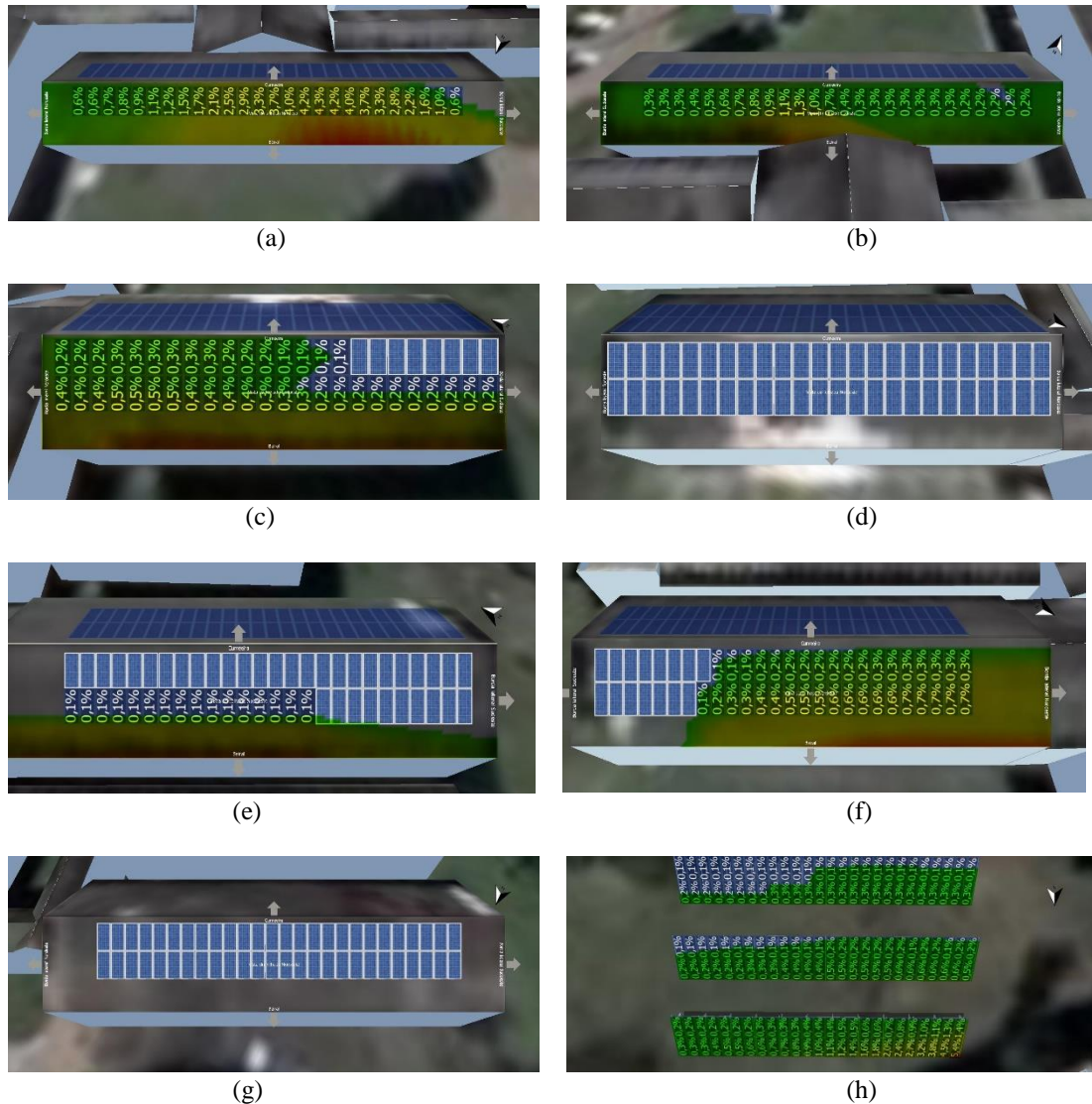


Fonte: PV*Sol (2020).

Como o objetivo do sistema, além de gerar energia elétrica, é beneficiar-se de parte do sistema para a elaboração de laboratórios especializados em energia fotovoltaica, a distribuição dos arranjos ocorreu de forma a utilizar as quatro orientações geográficas. Dessa forma, será possível adquirir dados reais de produção de energia e desempenho do sistema para as principais orientações geográficas. Além disso, 154 módulos foram distribuídos em uma usina no solo, com o objetivo de obter a máxima produção de energia do arranjo fotovoltaico com orientação Norte. Ademais, com o sistema em solo, os alunos podem ter contato com os equipamentos do sistema para pesquisas e aprendizado. Considerando as dimensões da área disponível em solo, os módulos foram distribuídos em 3 fileiras com 52, 52 e 50 módulos, com distância de 3 metros entre fileiras e inclinação do suporte em 20°, de modo a minimizar o

sombreamento causado entre fileiras. Com esta função, definiu-se a taxa de sombreamento para as áreas que sofrem influência, como mostra a Figura 3.

Figura 3 – Percentual de Sombreamentos: Restaurante Universitário – Noroeste (a) e Sudeste (b); Salas de Aula – Sudoeste (c) e Nordeste (d); Laboratórios – Sudoeste (e) e Nordeste (f); Prefeitura Universitária – Noroeste (g); Usina em Solo – Norte (h).



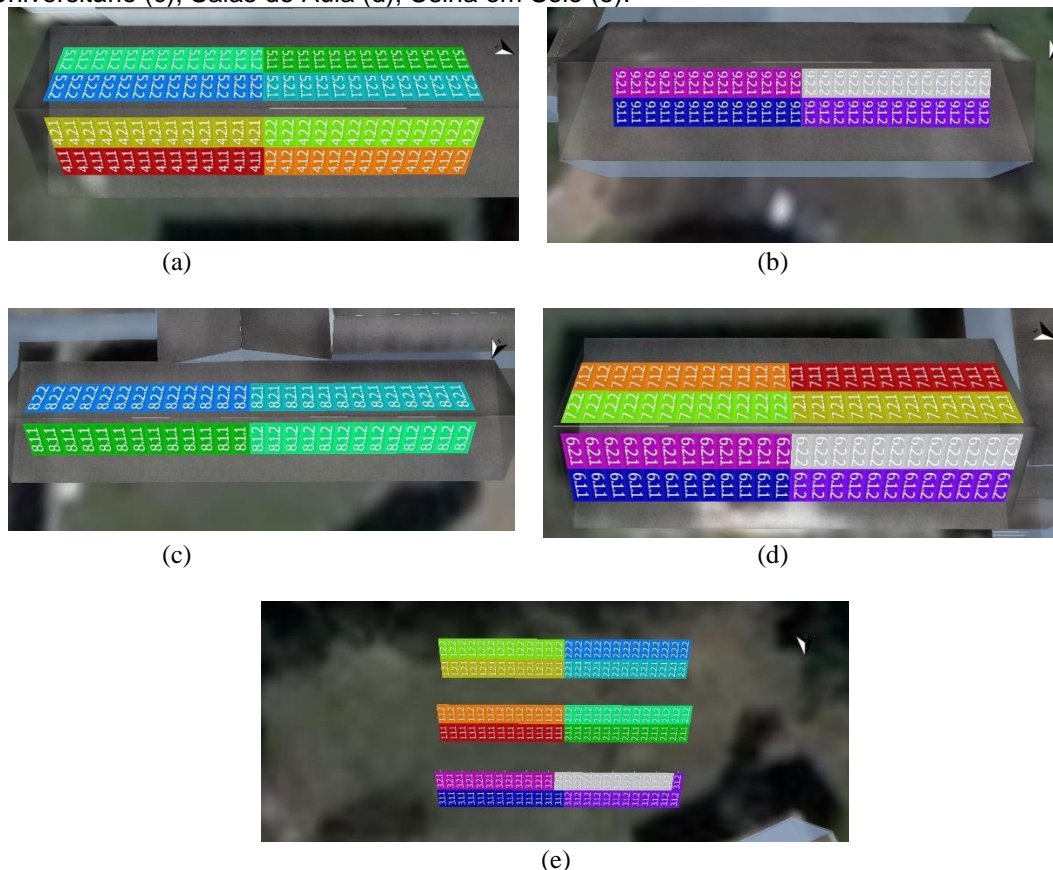
Fonte: PV*Sol (2020).

A maior taxa de sombreamento ocorreu na primeira fileira de módulos da usina em solo ao norte, causados pelo prédio da biblioteca, com um percentual médio anual de cerca de 5,4% para o pior cenário. O restante das fileiras apresentou valores entre 0,1 e 0,5%. Outra área que registrou uma maior taxa de sombreamento é a cobertura do restaurante universitário, com valores entre

0,6 e 4,6% para a água Noroeste e entre 0,2 e 1,3% a Sudeste. A sombra causada nessa área ocorre devido a um prédio localizado a noroeste do prédio. O restante das unidades apresentou baixos valores, entre 0,1 e 0,7%.

O próximo passo consiste na definição das configurações dos inversores. O inversor de 15 kWp possui duas entradas MPPT e duas *strings* por entrada. A definição das conexões foi realizada de modo que os módulos em cada água de telhado estejam distribuídos em um único MPPT. Os módulos destacados na Figura 4 estão conectados aos inversores de 15 kWp, onde os números da primeira coluna identificam qual inversor o sistema está conectado, variando de 1 a 9. A segunda coluna é responsável por indicar a conexão MPPT e a terceira as *strings* dos módulos fotovoltaicos. Neste caso, o inversor de 15 kWp possui duas conexões de entrada MPPT e duas *strings* por entrada.

Figura 4 – Conexão das *Strings*: Laboratórios (a); Prefeitura Universitária (b); Restaurante Universitário (c); Salas de Aula (d); Usina em Solo (e).



Fonte: PV*Sol (2020).

Após a configuração dos elementos do projeto, o software estima a geração do sistema fotovoltaico, simulando a trajetória do sol para cada dia do ano, levando em conta as variações meteorológicas e os efeitos de sombreamento que possam ocorrer. Posteriormente a simulação, é possível gerar e imprimir um relatório com os parâmetros utilizados para a simulação e os principais resultados, como o gerenciamento do banco de dados meteorológico, componentes do sistema fotovoltaico, incluindo dados dos fabricantes sobre módulos, inversores, etc.

3 RESULTADOS E DISCUSSÕES

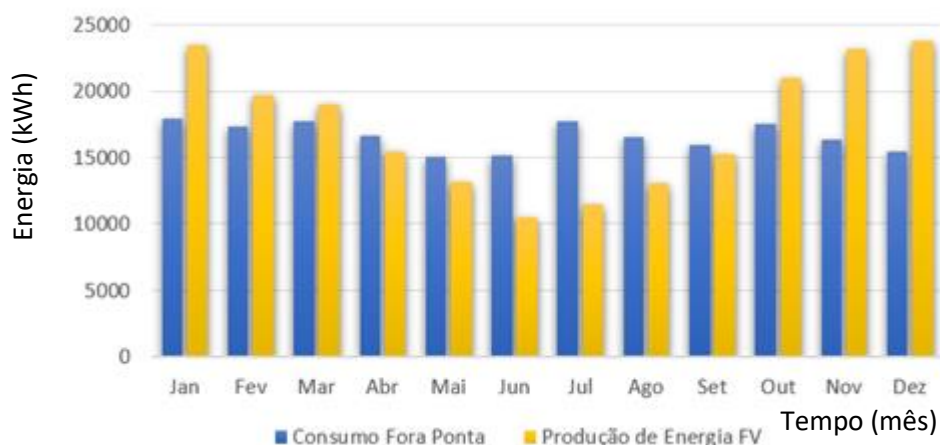
Conforme os resultados da simulação com o *PV*Sol* a produção estimada de energia elétrica do sistema fotovoltaico é de cerca de 209.295 kWh/ano. Ou seja, para uma potência instalada de 155,70 kWp, a geração mensal de energia elétrica corresponde a cerca de 17.441 kWh/mês. O valor da produção de energia obtidos através da simulação é cerca de 4,82% maior do que os 16.600 kWh/mês de consumo FP da unidade. Isso mostra que o dimensionamento foi realizado de forma correta e validado através do software de simulação. Neste caso, o software considerou o *PR* como sendo 83,5%, enquanto que a estimada pelos cálculos foi de 80,0%. Outro dado que influencia diretamente nos dados de produção de sistema são as condições climáticas e irradiação do local. Dessa forma, no dimensionamento manual, utilizou-se os dados do CRESESB (2018), considerando um *HSP* médio de 4,44 kWh/m²/dia, e para a simulação foi de 4,48 kWh/m²/dia. Os dados de emissão de CO₂ evitadas são cerca de 98.369 Kg/ano, e este valor tem como base a matriz elétrica brasileira (VALENTIN, 2017).

O mês de maior pico de geração é dezembro, chegando a 23.730 kWh. Isso ocorre devido ao solstício de verão. Quanto aos meses do inverno, os picos de geração são menores, chegando a 10.514 kWh no mês de junho, causados pelo solstício de inverno, onde os dias são mais curtos e há menos irradiação.

A Figura 5 apresenta a curva de geração anual prevista pela simulação realizada no *PV*Sol* comparada com a do consumo retirada das faturas de energia elétrica do Campus. Como definido no dimensionamento, a energia

produzida será dividida em percentuais de consumo, de forma que no verão a energia produzida em excesso seja injetada na rede da distribuidora de forma a gerar créditos, que podem ser utilizados na forma de energia para os meses de inverno onde o consumo é superior a geração do sistema fotovoltaico.

Figura 5 – Relação de consumo e produção de energia elétrica do sistema fotovoltaico.



Fonte: PV*Sol (2020).

De acordo com a Tabela 2 os maiores valores de geração são dos módulos posicionados nas águas voltadas ao Norte, como a usina em solo e o prédio da prefeitura universitária, onde o desempenho do sistema foi maior, com um *PR* de cerca de 84,60% e geração acima de 25.500 kWh/ano. Já os menores valores de geração são dos inversores conectados mais ao Sul. A menor produção de energia é referente ao sistema localizado no restaurante universitário, que apresentou uma geração anual de 21.540 kWh e um *PR* de 80,90%. Isso se deve porque o inversor do restaurante universitário possui os 2 MPPT distribuídos entre duas águas, noroeste e sudoeste, enquanto os inversores dos outros prédios têm suas entradas conectadas em uma única orientação. Dessa forma, o número de módulos por orientação é menor, levando a uma menor geração quando comparado aos outros inversores. Além disso, como há um MPPT localizado mais ao Sul, isso prejudica ainda mais a produção do sistema. Segundo MARINOSKI (2004), em termos de geração, uma inclinação de 27° Norte varia apenas 2,40% na produção anual de energia em relação a uma orientação de 15° Norte. Isso explica a pequena variação no fator

de desempenho, com um máximo de 3,40% entre as orientações aqui estudadas.

Tabela 2 – Produção de energia elétrica por inversor de 15 kWp obtido pela simulação no PV*Sol.

Número do Inversor	Local de Instalação dos Módulos Fotovoltaicos	Orientação Geográfica	Nº de Módulos	Performance de Desempenho (PR) (%)	Produção de Energia Elétrica anual (kWh/ano)
1	Usina em Solo	Norte	52	84,60	25.690
2	Usina em Solo	Norte	52	84,60	25.618
3	Usina em Solo	Norte	50	82,70	24.083
4	Laboratórios	Nordeste	52	84,10	23.619
5	Laboratórios	Sudoeste	52	83,20	21.588
6	Salas de Aula	Nordeste	48	84,30	21.828
7	Salas de Aula	Sudoeste	48	82,30	19.687
8	Restaurante Universitário	Noroeste/ Sudeste	52	80,90	21.540
9	Prefeitura Universitária	Noroeste	52	84,60	25.726

Fonte: PV*Sol (2020).

Segundo Plinio e Galdino (2014), no Brasil o *PR* de sistemas fotovoltaicos varia entre 70 e 80% para sistemas ventilados e sombreados. Dessa forma, os valores do *PR* obtidos no estudo demonstram satisfatoriamente as condições de perdas de eficiência de um sistema fotovoltaico instalado no Sul do país. Pois, o menor valor apresentado é de 80,90%. Na Europa, o *PR* apresenta valores superiores a 80%, chegando a 85% na Alemanha (REICH, 2011; UEDA, 2009). Contudo, os sistemas instalados no Brasil possuem *PR* menor que a Europa que se deve pela forte influência da temperatura ambiente e pela tecnologia utilizada. O sistema fotovoltaico dimensionado produzirá cerca de 17.441 kWh/ano, 4% a mais que consumo FP da unidade. Para isso o sistema deverá possuir uma potência pico de 135 kWp em inversores. Assim, conforme a nota técnica da concessionária (CEEE, 2020), como a demanda contratada do campus é de 85 kW, será necessário aumentar a demanda contratada até a potência nominal de saída C.A da soma dos inversores. Isso implica em um aumento fixo na tarifa de energia do local, onde para cada 1 kW de demanda contratada o custo é R\$ 29,80. Assim, para um aumento na demanda de 85kW para 135 kW, o custo final fixo na tarifa será de R\$ 1.490,00.

Conforme a tarifa de energia da unidade, o custo do consumo ponta da concessionária CEEE, sem impostos, é de R\$ 2,35 e o FP é de R\$ 0,50, referentes aos meses de janeiro a maio de 2020. Dessa forma, o sistema foi dimensionado apenas para atender a demanda no FP, pois de acordo com a ANEEL (2012), temos que para as unidades consumidoras que dispõem de tarifa horária, a energia injetada deve ser utilizada, prioritariamente, para abater o consumo mensal no mesmo período (HP ou FP). Caso haja sobra, esse saldo será utilizado para reduzir o consumo no outro posto tarifário, após a aplicação de um fator de ajuste. Para esse reajuste, a energia a ser produzida para compensar o horário de ponta deve-se considerar o custo por kWh na HP, conforme a Equação 7.

$$Fa = \frac{TFP}{TP} \quad (7)$$

Onde: *Fa*: fator de ajuste; *TFP*: tarifa fora ponta; *TP*: tarifa ponta.

Dessa forma, o fator de ajuste é 0,21 que, a partir da Equação 8 é possível determinar a energia que deve ser gerada a mais no FP para abater o HP.

$$EGFP = \frac{CP}{Fa} \quad (8)$$

Onde: *EGFP*: energia a ser gerada no FP; *CP*: consumo no HP; *Fa*: fator de ajuste.

Com isso, seria necessário gerar cerca de 8.480 kWh a mais no horário FP para abater o consumo total no HP, ou seja, o sistema fotovoltaico precisaria produzir cerca de 25.087 kWh/ mês. Isso implicaria em um aumento significativo na potência do sistema fotovoltaico e na demanda contratada da unidade, bem como o custo total do projeto. Contudo, segundo a REN 482 da ANEEL para condições gerais de acesso a microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica, sistemas geradores com potência instalada acima de 75 kW e menor ou igual a 5 MW são caracterizados como Minigeração. Nesse sentido, conforme a nota da CEEE-D para minigeração (CEEE, 2020), há a necessidade proteções em Média Tensão, além de um estudo de coordenação e seletividade das proteções, como disjuntores, relés, fusíveis, etc. Isso implica em um elevado custo além do sistema fotovoltaico.

Para readequar o Campus do grupo consumidor A para o grupo B, excluindo a tarifação horária, seria necessário dimensionar um sistema fotovoltaico para até 75 kW de potência em inversores, dispensando a necessidade de proteções em média tensão. Porém, a demanda do campus já ultrapassa os 75 kW. Outra opção é utilizar um sistema de até 112 kW, caracterizado como minigeração distribuída e com o custo das proteções, conforme a REN 414 da ANEEL, implicando diretamente no tempo de retorno do projeto que, nessas condições pode crescer em até um ano. Além disso, nessas condições, o sistema não atenderia o consumo FP da unidade.

A vista disso, para o CLN, a melhor solução consiste em um sistema fotovoltaico para atender toda a demanda de consumo no horário de FP, de forma que os excedentes possam abater um pouco do consumo no HP. De forma a considerar o custo fixo no aumento da demanda contratada, bem o custo com as proteções em média tensão. Pois, tendo em vista que o campus está em expansão, com a construção de novos prédios e novos cursos, o consumo certamente irá aumentar. Assim, será possível expandir o sistema fotovoltaico para abater o consumo no FP, visto que esse corresponde ao principal horário de funcionamento da unidade.

Para verificar a viabilidade econômica e financeira do projeto é necessário utilizar o indicador de viabilidade *payback*, que indica, em anos, o tempo de retorno total do investimento. Sabendo o valor do projeto e a tarifa do consumo de energia do local é possível determinar este índice através da Equação 9.

$$\mathbf{Payback} = \frac{\mathbf{Inv}}{\mathbf{G_anual} \cdot \mathbf{T_FP}} \quad (9)$$

Onde: *Payback*: tempo de retorno de investimento (anos); *Inv*: valor de investimento do projeto (R\$); *G_anual*: geração de energia anual do sistema (kWh/ano); *T_FP*: tarifa de consumo fora ponta.

Dessa forma, sabendo-se o valor da geração anual de 209.295 kWh/ano e a tarifa no fora ponta de R\$ 0,50/ kWh, é preciso determinar o valor de investimento inicial do sistema. Assim, para determinar esse valor utilizou-se os dados de R\$/Wp do estudo estratégico de geração distribuída da Greener em 2020. (GREENER,2020). Como o sistema será dividido em uma usina em solo

e o restante no telhado, considerou-se os seguintes valores: R\$ 4,23/ Wp para sistemas de 75 kWp em solo; R\$4,29/Wp para sistemas de 12kWp em telhado. Com isso, o valor de investimento inicial do sistema será de R\$ 664.896,00 e um *payback* de 6,35 anos para o retorno total desse investimento.

Conforme a GREENER (2020), no ano de 2020, os preços médios dos kits subiram 10% no último semestre e 20% ao longo do ano. Essas elevações no valor dos kits são reflexos da forte desvalorização do Real e altos custos logísticos.

Considera-se que o projeto é viável apesar do alto *payback* quando comparado a sistemas que possuem tarifas maiores para a mesma região, pois se trata de um empreendimento que trará benefícios a comunidade acadêmica, servido como laboratório aos cursos afins, e a sociedade como um todo.

4 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Neste estudo, projetou-se um sistema fotovoltaico conectado à rede para o CLN da UFRGS que está localizado no município de Tramandaí/RS. Foram apresentados todos os cálculos para o dimensionamento dos componentes do sistema, o qual será capaz de atender o consumo FP e será composto por 458 módulos fotovoltaicos. Primeiramente, foram obtidos os registros da fatura de energia elétrica da unidade bem como os dados climáticos do local. Com isso, foi possível dimensionar o sistema fotovoltaico para atender o consumo total de energia elétrica do Campus de cerca de 16.607 kWh/mês.

Com o sistema dimensionado, utilizou-se o software *PV*Sol* para simular o sistema e os possíveis efeitos de sombreamento a partir de um modelo tridimensional dos prédios do CLN. O sistema simulado apresentou geração de 17.441 kWh/mês e um *PR* de 83,50%. A variação de 5,0% e 3,50% no valor previsto de geração de energia e *PR*, respectivamente, deve-se à pequena diferença nas equações do modelo e no banco de dados climático entre o software e o modelo dimensionado teoricamente.

O sistema foi dimensionado de forma a atender somente o consumo no HP, pois para suprir o consumo total da unidade seria necessário utilizar o fator

de ajuste para o consumo no horário de ponta. Com isso, seria necessário gerar cerca de 8.480 kWh a mais no horário de FP para abater o consumo total no HP que é cerca de 1.781 kWh/mês. Ou seja, o sistema fotovoltaico precisaria produzir cerca de 25.087 kWh/ mês. Isso implicaria em um aumento significativo na potência do sistema fotovoltaico e na demanda contratada da unidade, bem como o custo total do projeto.

Apesar dessas limitações, este estudo fornece informações valiosas sobre a produção de energia nos prédios para atender às necessidades de energia típica de um Campus. Observa-se o interesse cada vez maior de empresas, órgãos públicos e consumidores residenciais que buscam na instalação de um sistema fotovoltaico uma forma de reduzir despesas com energia e alcançar menores custos nas suas operações e operar de forma sustentável. Além disso, o sistema fotovoltaico proposto pode aprimorar futuros trabalhos e atividades de pesquisa dentro da universidade.

Como sugestões para trabalhos futuros destacam-se: simulação do sistema considerando outras áreas para instalação; comparação entre o projeto simulado e instalado, bem como um estudo de um sistema para um possível aumento no consumo da unidade.

REFERÊNCIAS

ANEEL. **Resolução Normativa Nº 414/2010**. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2010414.pdf>>. Acesso em: set. de 2020.

ANEEL. Matriz de Energia Elétrica. **Resolução Normativa Nº 482/2012**. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>>. Acesso em: ago. de 2020.

ANEEL. **Resolução Normativa Nº 687/2015**. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2015687.pdf>>. Acesso em: ago. de 2020.

ANEEL. **Resolução Normativa Nº 800/2017**. Disponível em: <https://www.in.gov.br/materia/-/asset_publisher/Kujrw0TZC2Mb/content/id/1283002>. Acesso em: set. de 2020.

ANEEL. **Programa de Incentivo às Fontes Alternativas, 2017**. Disponível em: <<https://www.aneel.gov.br/proinfa>>.

ARAÚJO, R. V. M. **Dimensionamento de Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede Aplicado a uma Fábrica de Polpas de Fruta**. Fortaleza: Universidade Federal do Ceará, 2016.

AYRÃO, V. **Energia Solar Fotovoltaica no Brasil: conceitos, aplicações e estudos de caso**. International Coper Association Brazil. CP. Rio de Janeiro, 2018.

CARNEIRO, J. A. **Módulos Fotovoltaicos: características e associações**. Universidade do Minho, 2010.

CEEE. **Instrução Técnica: Acesso de Microgeração e Minigeração ao Sistema de Distribuição da CEEE-D**. Disponível em: <<https://www.ceee.com.br/normas-tecnicas/procedimentos/it-11-01-081-v02-acesso-de-microgeracao-e-minigeracao-ao-sistema-de-distribuicao-da-ceee-d/view>>. Acesso em: set. de 2020.

CRESESB. **Potencial Solar – SunData v 3.0**, 2018. Disponível em: <<http://www.cresesb.cepel.br/index.php?section=sundata&>>. Acesso em: ago. de 2020.

DALVI, G. G. **Avaliação de *Feed-in Tariff* para Incentivos da Geração Distribuída Solar Fotovoltaica no Brasil**. Viçosa, MG, Brasil. 2017.

EPE. **Balanco Energético Nacional 2019**. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/balanco-energetico-nacional-2019>>. Acesso em: set. de 2020.

EPE. **Considerações sobre a Expansão Hidrelétrica nos Estudos de Planejamento Energético de Longo Prazo**. Rio de Janeiro, 2018.

FRAUNHOFER ISE. **Photovoltaics Reports**. German Net Electricity in First Half of 2020: Renewable Reach Record Share of 55,8 Percent. Julho de 2020.

GALLE, V. V. **Estudo da Estimativa de Geração de Energia Solar Fotovoltaica do Software *PV*SOL* em Sistemas Residenciais de até 4 kW Conectados à Rede Elétrica**: UFRGS, 2019.

GREENER. **Estudo Estratégico Geração Distribuída**. Mercado Fotovoltaico. 2º Semestre – 2020 Brasil.

IEA. Photovoltaics Power System Programs. **Trends in Photovoltaic Applications**, 2019.

IRENA. **Renewable Capacity Statics 2020**. Abu Dhabi, 2020.

LOBO, F. D. **Análise Técnico-Econômica de um Projeto de Sistema Fotovoltaico para um Sítio no Interior do Espírito Santo**. 2019. Tese de Doutorado. Universidade Federal do Rio de Janeiro.

MACHADO, C. A. A., DE REZENDE, A. C. L. Edifícios públicos sustentáveis: discricionariiedade administrativa ou dever constitucional e legal?. **A&C-Revista de Direito Administrativo & Constitucional**, v. 16, n. 63, p. 165-185, 2016.

MARINOSKI, D. L., SALAMONI, I. T., RUTHER, R. Pré-Dimensionamento de Sistema Solar Fotovoltaico: Estudo de Caso do Edifício do CREA-SC. **I Conferência Latino-Americana de Construção Sustentável**. São Paulo. ANTAC, 2004

METEONORM. Meteonorm Software. **World Irradiation Data. 2020**. Disponível em <https://meteonorm.com/en/>.

PEREIRA, E. B. *et al.* **Atlas Brasileiro de Energia Solar**. São José dos Campos: Inpe, 2º Edição, 2017.

PINHO, J. T.; GALDINO, M. A. **Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos**. Rio de Janeiro, v. 1, p. 47-499, 2014.

REICH, Nils H. *et al.* Performance ratio revisited: is PR > 90% realistic?. **Progress in Photovoltaics: Research and Applications**, v. 20, n. 6, p. 717-726, 2012

RODRIGUES, N.; LOSEKANN, L. **Impactos da Covid-19 na demanda de eletricidade e implicações no Brasil**. Editora Brasil Energia. Rio de Janeiro, 2020.

RÜTHER, Ricardo. **Edifícios solares fotovoltaicos: o potencial da geração solar fotovoltaica integrada a edificações urbanas e interligada à rede elétrica pública no Brasil**. Editora UFSC, 2004.

TEODORESCUS, R., LISERRE, M., RODRIGUEZ, P. **Grid Converters for Photovoltaic and Wind Systems**. John Wiley, 2011.

TOLEDO, F. **Desvendando as Redes Elétricas Inteligentes - Smart Grid Handbook**: Brasport, 2012.

TOLMASQUIM, M. T., GUERREIRO, A., GORINI, R. Matriz Energética Brasileira - Uma Prospectiva. **Novos Estudos CEBRAP**, n. 79, p. 47-69, 2007.

TRIGOSO, F. M. *et al.* Panorama da geração distribuída no Brasil baseada no uso da tecnologia solar fotovoltaica. **Revista Brasileira de Energia Solar**, v.1, nº 2, 2016, p. 127–138.

UEDA, Y *et al.* Performance analysis of various system configurations on grid-connected residential PV systems. **Solar Energy Materials & Solar Cells**, v. 93, n. 6-7, p. 945-949, 2009.

VALENTIN SOFTWARE. **PV*SOL Premium**. Disponível em: <<https://forum.valentin-software.com/topic/572-co2/>>. Acesso em: out. de 2020.

VARELLA, F. K. O. M., CAVALIERO, C. K. N., SILVA, E. P. Sistemas Fotovoltaicos no Brasil: Estimativa do Índice de Nacionalização. **Revista Brasileira de Energia**, v. 17, n.2, p. 193-216, 2011.

WOOD MACKENZIE. **A versik Busines**. U.S. Pv Leaderboard. 2019. Disponível em: <<https://www.woodmac.com/>>. Acesso em: out. de 2020.

Enviado em: 23 jun. 2021

Aceito em: 12 ago. 2021

Editores responsáveis: Bianca Neves Machado / Mateus das Neves Gomes