

DIMENSIONAMENTO DE UM SISTEMA FOTOVOLTAICO PARA ALIMENTAR UM SISTEMA DE PRODUÇÃO DE HIDROGÊNIO ELETROLÍTICO

Lucas Santos de Melo¹ – lucas.melo@ee.ufcg.edu.br
Melyna Candice Silva Simões² – melyna.simoes@ee.ufcg.edu.br
Núbia Silva Dantas Brito³ – nubia@dee.ufcg.edu.br
Laysa Lucia de Souza² – laysa.souza@ee.ufcg.edu.br
Marcus Vinicius Bezerra Medeiros² – marcus.medeiros@ee.ufcg.edu.br
Darlanny Silva Diniz² – darlanny.diniz@ee.ufcg.edu.br

Universidade Federal de Campina Grande, ¹COPELE, ²CGEE, ³Departamento de Engenharia Elétrica

Resumo. Este trabalho apresenta o estudo e dimensionamento de um sistema de captação de energia solar que está sendo instalado no Laboratório de Fontes Renováveis de Energia (LABFREN) da Universidade Federal de Campina Grande (UFCG). O sistema é do tipo fotovoltaico isolado (SFVI) e tem como finalidade, alimentar um sistema de produção de hidrogênio eletrolítico. O trabalho avalia o uso de um SFVI como fonte geradora de eletricidade, que representa um dos insumos principais do processo de produção de hidrogênio eletrolítico. Os resultados obtidos via metodologia adotada foram validados comparando-os com os fornecidos pelo software PVsyst.

Palavras-chave: Sistema Fotovoltaico, Produção de Hidrogênio, Eletrólise.

1. INTRODUÇÃO

O eminente esgotamento das fontes energéticas fósseis associado a crescente emissão de poluentes tem demandando a busca pelo uso de outras fontes energia. Neste cenário, o hidrogênio tem se destacado como vetor energético devido à sua abundância no universo como fonte de energia renovável, inesgotável e não poluente (Medeiros e Botton, 2015). Ademais, sua capacidade de combinação química com a maioria dos elementos fez do hidrogênio um produto químico largamente usado no setor industrial. Dentre as muitas pesquisas envolvendo o hidrogênio, destaca-se aqui a produção de eletricidade a partir do hidrogênio e vice-versa, o que resulta em um ciclo de energia renovável e inofensivo para o meio ambiente (Air Products, 2017).

Neste contexto, a Universidade Federal de Campina Grande (UFCG), por meio da Chamada CT-INFRA/2007 aprovou a criação do Laboratório de Fontes Renováveis de Energia (LABFREN), no qual estão sendo desenvolvidas várias pesquisas, sendo uma delas relacionada à produção de hidrogênio por meio da eletrólise da água. Mesmo sendo um processo conhecido há aproximadamente dois séculos, a eletrólise da água representa apenas 4% da produção mundial de hidrogênio e tem como principais vantagens, a elevada pureza do hidrogênio obtido e a simplicidade do processo (Viola, 2014).

A obtenção de hidrogênio via eletrólise da água requer uma fonte geradora de energia elétrica, que no caso do sistema do LABREN será do tipo solar fotovoltaica. Apesar das suas muitas vantagens, a energia elétrica gerada por um sistema fotovoltaico apresenta comportamento intermitente e imprevisível, pois depende de vários fatores, como por exemplo: variações dia/noite, condições climáticas, etc. Este artigo insere-se nesse contexto, tendo como objetivos o estudo do sistema de produção de hidrogênio que está sendo concebido no LABFREN e a elaboração do projeto e dimensionamento do sistema fotovoltaico para supri-lo.

2. ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA

A energia solar fotovoltaica é obtida por meio da conversão direta da luz em eletricidade, causada pelo “efeito fotovoltaico”, fenômeno descoberto por Edmond Becquerel em 1839, o qual é definido como sendo o estabelecimento de uma tensão elétrica em um material semicondutor quando exposto à luz visível. O sistema responsável por essa conversão é denominado de “célula fotovoltaica”. Para aumentar os níveis de tensão e corrente, várias células fotovoltaicas são conectadas em associações série-paralelo, constituindo um conjunto denominado de “módulo fotovoltaico”. A associação de vários módulos resulta no “painel fotovoltaico”, que constitui a unidade fundamental de um sistema fotovoltaico (CRESEB-CEPEL, 2014).

Os sistemas fotovoltaicos (SFV) são classificados usualmente, em três categorias, conforme a seguir.

- **Sistemas Fotovoltaicos Conectados (SFVC):** também denominados de sistemas *on-grid* ou sistemas *grid-tie*, operam em conjunto com a rede elétrica da distribuidora de energia, substituindo ou complementando a energia elétrica convencional disponível na rede.
- **Sistemas Híbridos (SFVH):** caracterizam-se por disporem de mais de uma forma de geração de energia elétrica.
- **Sistemas Fotovoltaicos Isolados (SFVI):** também denominados de sistemas *off-grid*, caracterizam-se por não se conectarem à rede elétrica, sendo geralmente construídos com um propósito local e particular, visando atender um consumo de energia elétrica específico. Em vista disso, a estimativa da demanda energética deve ser bem estimada (CRESESB-CEPEL, 2014). Os SFVI típicos são constituídos pelo (Fig. 1): i) bloco gerador, que contém os módulos fotovoltaicos, o cabeamento elétrico que os interliga e a estrutura de suporte; ii) bloco de condicionamento de potência, que contém o inversor, o controlador de carga e os dispositivos de proteção/supervisão/controle; iii) bloco de armazenamento, constituído pelos acumuladores elétricos e/ou outras formas de armazenamento. Esse bloco é imprescindível, visto que é responsável por atender a demanda de energia elétrica nos períodos quando a geração é nula ou insuficiente. Apesar da larga oferta no mercado, a bateria eletroquímica ainda é o dispositivo mais utilizado.

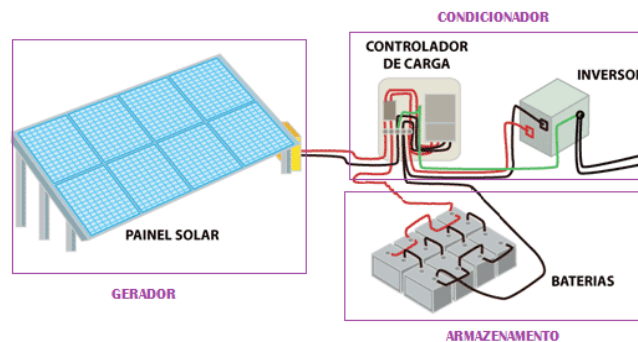


Figura 1 - SFVI típico.

3. PRODUÇÃO DE HIDROGÊNIO

Dentre as diversas tecnologias utilizadas para a produção de hidrogênio, destaca-se aqui a eletrólise aquosa, também conhecida como “eletrólise da água”, que pode ser definida de forma sucinta, como sendo um processo químico não espontâneo de “quebra” da molécula da água, quando submetida à ação de corrente elétrica proveniente de uma fonte externa de energia. O dispositivo responsável pela reação eletroquímica de decomposição da água, ou seja, onde se produz o hidrogênio e o oxigênio, é chamado de “eletrolisador”, cujo esquema básico é mostrado na Fig. 2.

Conforme Longo (2008), uma tensão elétrica de 1,24 V entre os eletrodos imersos em uma solução aquosa é suficiente para separar os átomos de oxigênio e de hidrogênio a uma temperatura de 25°C e uma pressão de 1,03 kg/cm². A carga elétrica quebra a ligação química entre os átomos de hidrogênio e de oxigênio, separando-os em componentes atômicos e criando partículas carregadas, denominados de íons, os quais se formam em dois polos: i) o ânodo, polarizado positivamente, no qual o oxigênio se concentra; ii) o cátodo, polarizado negativamente, onde ocorre a concentração de hidrogênio (Medeiros e Botton, 2015).

Como o custo da produção de hidrogênio depende diretamente do custo da eletricidade (Sørensen, 2005), optou-se pela energia fotovoltaica como fonte supridora para o sistema de produção do hidrogênio do LABFREN.

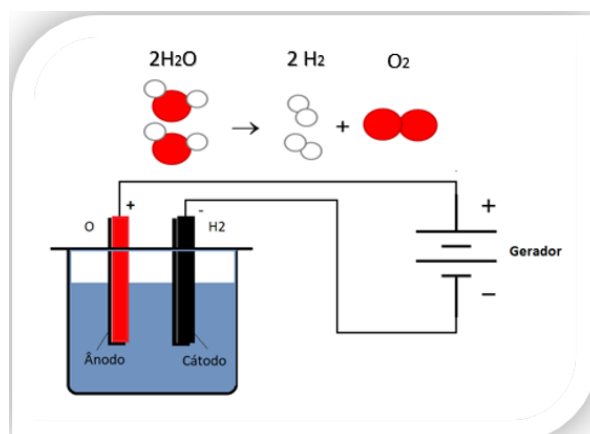


Figura 2 - Processo de produção de hidrogênio via eletrólise da água.

4. PROJETO DE UM SFV PARA O LABFREN

A metodologia adotada na elaboração do projeto do SFV para o LABFREN é descrita resumidamente nas etapas a seguir.

4.1 Estimativa da carga

A primeira etapa consistiu em estimar a carga a ser suprida, ou seja, o sistema de produção de hidrogênio, o qual será constituído por (Fig. 3): i) um gerador de hidrogênio modelo Hy-PEM XP 024, que produzirá hidrogênio puro e oxigênio como subproduto da eletrólise da água; ii) um sistema de compressão de hidrogênio modelo Hy-COMP XT, formado por um compressor e um vaso de pressão, que eleva a pressão do hidrogênio produzido, armazenando-o de forma segura em cilindros de gás comprimido, consumindo 1.600 W de potência; ii) uma caixa de controle automático modelo Hy-Refill BOX.

Segundo o fabricante H2planet, o eletrolisador adquirido pelo LABFREN é do tipo de membrana PEM, com capacidade de produção 0,24 m³/h, e muito utilizado para a produção de hidrogênio com energia proveniente de painéis fotovoltaicos. A potência consumida fixa é 2.300 W, porém, no momento de partida, demanda uma potência acima de 3.500 W. O sistema de produção de hidrogênio do LABFREN irá operar com tensão de 220-240 V_{CA} monofásico, seguindo as especificações técnicas fornecidas pelo seu fabricante.

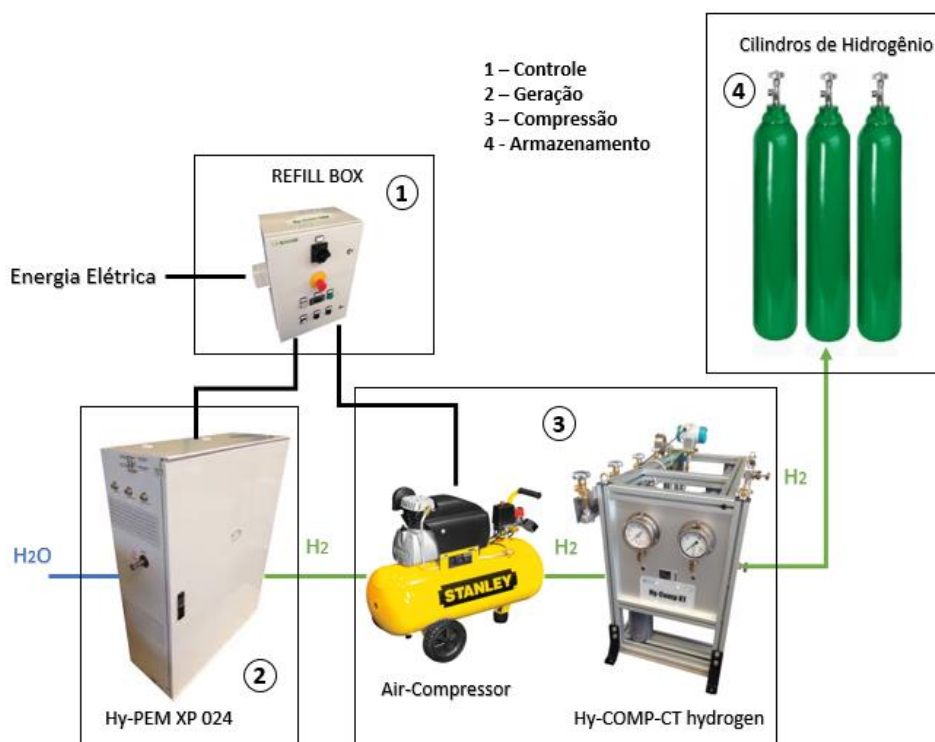


Figura 3 - Diagrama esquemático do sistema de produção de hidrogênio do LABFREN.

4.2 Configuração do SFV

Além dos equipamentos do sistema de produção de hidrogênio, o LABFREN dispõe de outros instrumentos, tais como: módulos fotovoltaicos de silício policristalino, caixa de combinação, controlador de cargas, inversor/carregador. Após análise dos equipamentos, decidiu-se pela implantação de um SFVI devido ao fato do inversor/carregador operar como retificador (CA/CC) e inversor (CA/CC). Para utilizá-lo como inversor, será necessário o uso de baterias e como consequência, o sistema se comportará como um SFVI, cujo diagrama esquemático é apresentado na Fig. 4.

Uma caixa de combinação será instalada entre o arranjo fotovoltaico e o controlador de cargas, adaptando os condutores de saída do arranjo fotovoltaico e minimizando a quantidade e o comprimento dos cabos. O controlador será conectado ao banco de baterias, que estará conectada ao painel inversor, no qual serão realizadas todas as conexões entre os inversores e o sistema de controle e proteção. Ao final, a energia fornecida ao inversor por meio das baterias será disponibilizada para as cargas.

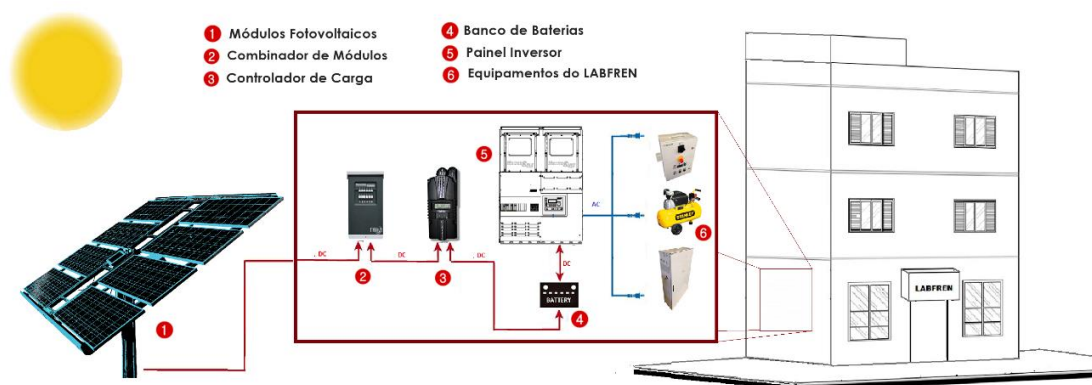


Figura 4 - Configuração do SFVI do LABFREN.

4.3 Estimativa dos recursos solares

A etapa seguinte do estudo consistiu em estimar os recursos solares disponíveis no LABFREN. Para isso, recorreu-se ao programa SunData, utilizando as seguintes informações como dados de entrada: i) local: Universidade Federal de Campina Grande, Campina Grande, Paraíba; ii) coordenadas geográficas: -7.212800, -35.907831.

Ao final, o programa forneceu os dados referentes à irradiação solar diária média mensal (kWh/m²/dia) para todos os meses do ano, conforme dispostos na Tab. 1. Os dados fornecidos têm como base a irradiação solar incidente em planos horizontais e em planos inclinados com ângulo igual à latitude.

Tabela 1 - Irradiação solar diária média mensal da UFCG em kWh/m²/dia.

	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Média
Plano Horizontal	5,47	5,39	5,31	4,83	4,42	3,86	3,83	5,08	5,22	5,89	6,08	5,69	5,09
Ângulo = latitude (7°N)	5,25	5,27	5,31	4,95	4,63	4,07	4,02	5,27	5,27	5,79	5,85	5,43	5,09

Em estudos de estimativas de produção de energia elétrica fotovoltaica, um procedimento usual consiste em ignorar os efeitos da variação da irradiância em cada instante e considerar apenas, a variação em intervalos horários. Como existe uma linearidade significativa entre a produção de energia elétrica e a irradiação horária, é prática comum o uso do conceito de valor acumulado de energia solar ao longo de um dia ou “número de horas de sol pleno” (*HS*) (Figueira, 2014):

$$\frac{\left[\frac{\text{kWh}}{\text{m}^2 \times \text{dia}} \right]}{\frac{1000 \text{ W}}{\text{m}^2}} = \frac{\text{h}}{\text{dia}}, \quad (1)$$

sendo 1.000 W/m² a maior irradiância solar, o que permite o alcance da potência máxima pelo painel fotovoltaico.

Análise dos dados da Tab. 1, mostrou que o mês que exibiu o maior valor crítico de irradiância mensal em Campina Grande foi o mês de julho, apresentando valores de 3,83 h/dia e 4,02 h/dia de sol pleno para planos que se encontram na posição horizontal e inclinada 7° ao Norte, respectivamente.

4.4 Estimativa do consumo de energia elétrica

A próxima etapa consistiu em estimar o consumo de energia elétrica da unidade consumidora, o que foi feito multiplicando a potência de cada equipamento pelo respectivo tempo de operação hipotético, conforme discriminado na Tab. 2.

Uma vez que o horário de funcionamento do LABFREN compreende o período de segunda à sexta, das 08h00 às 18h00, o sistema de produção de hidrogênio, portanto, só irá operar cinco dias da semana. Logo, é necessário multiplicar o consumo obtido pela razão de dias que a carga atuará e a quantidade de dias da semana:

$$\text{Consumo} = 22,6 \times \left(\frac{5}{7} \right) = 16,14 \text{ kWh/dia}. \quad (2)$$

Além disso, devido às cargas serem supridas por tensões senoidais alternadas, o SFV requer um inversor. Na prática, isso consiste em dividir o consumo diário pelo fator decimal representativo da eficiência média do inversor, a qual é fornecida pelo fabricante. No caso do LABFREN, esse fator é de 94%, o que resulta em um consumo de 17,20 kWh/dia.

Tabela 2 - Carga do sistema de produção de hidrogênio (LABFREN).

Carga	Tensão (V _{CA})	Potência Total (kW)	Operação (horas/dia)	Consumo de Energia (kWh/dia)
Gerador Eletrolítico	120-240	3,5	5	17,5
Compressor	230	1,6	3	5,1
Total	-	5,1	-	22,6

4.5 Dimensionamento do SFV

Seguiu-se então, para a etapa de dimensionamento do SFV, a qual foi dividida nas subetapas apresentadas a seguir.

Sistema fotovoltaico. Adotou-se o Método do Mês Crítico, que consiste em considerar o período do ano no qual as condições médias são mais desfavoráveis para o sistema. Esse método utiliza valores médios mensais de irradiação solar e da carga e apenas os valores do mês mais desfavorável na relação carga/irradiação, o que resultará em excesso de energia nos meses mais favoráveis (CRESESB-CEPEL, 2014). Considerando que a carga do LABFREN será constante ao longo do ano, tomou-se como base o mês de pior irradiação solar no ano, que corresponde ao mês de julho. A potência dos painéis fotovoltaicos (P_{FV}) é computada conforme Eq. (3):

$$P_{FV} = \frac{\epsilon_c}{HS} = \frac{17,2 \text{ k}}{4,02} = 4,28 \text{ kW}, \quad (3)$$

sendo: HS o número de horas de sol pleno no plano do painel fotovoltaico em seu pior mês, considerando o plano inclinado com ângulo igual à latitude; ϵ_c o consumo de energia em kWh/dia. Os painéis fotovoltaicos disponíveis no LABFREN possuem as seguintes características elétricas:

- Tensão de Circuito Aberto (V_{oc}): 38,53 V
- Corrente de Curto Circuito (I_{sc}): 8,72 A;
- Potência Máxima (P_m): 260 W_p;
- Tensão de Potência Máxima (V_{mp}): 31,05 V;
- Corrente de Potência Máxima (I_{mp}): 8,39 A.

Para uma estimativa inicial do número de módulos requeridos, dividiu-se a potência total dos painéis fotovoltaicos (4,28 Wp) pela potência máxima de cada módulo (260 Wp), o que resultou em 18 módulos fotovoltaicos dispostos em série-paralelo para compor o sistema. Considerando a tensão e a corrente máxima de entrada do controlador de carga e a tensão de circuito aberto e de corrente de curto circuito dos painéis, a configuração proposta será composta de seis *séries fotovoltaicas* de três painéis, totalizando uma tensão de 115,59 V e 52,32 A.

Na saída dos painéis fotovoltaicos será instalado uma caixa de combinação, na qual estarão dispostos os disjuntores de cada conjunto de painéis, os quais protegerão as *séries fotovoltaicas* contra danos causados por curto-circuito e sobrecargas elétricas.

Sistema de armazenamento. Para estimar a quantidade de energia a ser armazenada e o número de baterias que irá compor o banco, informações quanto ao consumo de energia em Ah/dia e capacidade do banco de baterias são requeridas, as quais foram obtidos considerando as especificações abaixo e o equacionamento a seguir

- Tipo de bateria a ser utilizado: chumbo-ácido;
- Eficiência da bateria: 90%;
- Profundidade de descarga diária: 50%;
- Autonomia total do sistema: 2 dias;
- Quantidade de energia fornecida diária: 17,20 kWh/dia;
- Temperatura média local: 30°C;
- Tensão do banco de baterias: 48 V.

Cálculo do consumo de energia em Ah/dia (ϵ_{bat}):

$$\epsilon_{bat} = \frac{\epsilon_c}{V_{bb} \times \epsilon_{bat}} = \frac{17,2 \text{ k}}{48 \times 0,9} = 398,15 \text{ Ah/dia}. \quad (4)$$

Cálculo da capacidade do banco de baterias em Ah (C_{bat}):

$$C_{bat} = \epsilon_{bat} \times \frac{A}{P_d} = 398,15 \times \frac{2}{0,5} = 1592,59 \text{ Ah}, \quad (5)$$

sendo: ϵ_c o consumo de energia em kWh/dia; V_{bb} a tensão do banco de baterias; ϵ_{bat} a eficiência da bateria em porcentagem; A a autonomia do sistema; P_d a porcentagem de descarga da bateria por dia. Em seguida, determinou-se o número de baterias em paralelo e em série aplicando as equações a seguir (CRESESB-CEPEL, 2014).

$$N^{\circ} \text{ de baterias paralelo} = \frac{C_{bb}}{C_{bateria}}. \quad (6)$$

$$N^{\circ} \text{ de baterias serie} = \frac{V_{bb}}{V_{bateria}}. \quad (7)$$

Considerando uma bateria com capacidade de 240 Ah e 12 V de tensão, a configuração final será de 7 baterias em paralelo e 4 em série, formando um banco composto por 28 baterias, representando o total de 48 V/1680 Ah.

Controlador de carga. Essa etapa exigiu uma análise minuciosa das especificações elétricas em relação aos limites máximos de tensão do sistema CC e dos níveis de corrente elétrica, tanto na entrada do painel fotovoltaico quanto na saída para as baterias. A corrente do controlador deve ser igual ou superior à corrente máxima dos painéis fotovoltaicos, ou seja, à corrente de curto-circuito adicionada de um fator de segurança de 25% para o caso de o painel receber uma radiação maior que 1000 W/m² (CRESESB-CEPEL, 2014). O cálculo da corrente máxima do controlador (I_c) foi computado conforme a seguir.

$$I_c = n \times I_{pv} \times 1,25 = 6 \times 8,72 \times 1,25 = 65,40 \text{ A}. \quad (8)$$

Sendo: n o número de painéis em paralelo; I_{pv} a corrente de curto-circuito dos módulos fotovoltaicos. O controlador de cargas disponível no LABFREN possui as seguintes características elétricas:

- Tensão de entrada máx. (V_{max}): 150 V;
- Corrente de entrada máx. (I_{max}): 96 A;
- Tensão máxima de carregamento ($V_{saída}$): 93 V;
- Corrente máxima de carregamento ($I_{saída}$): 96 A;
- Tensão nominal do banco de baterias: 12-72 V.

Portanto, a corrente I_c está na faixa da corrente máxima de entrada permitida pelo controlador, ou seja, 96 A.

Inversor. O dimensionamento do inversor requer o conhecimento da demanda máxima da carga e, portanto, do período do dia que os equipamentos estarão em operação. O inversor deve ser dimensionado de modo que a tensão de entrada seja compatível com a tensão CC do banco de baterias e a tensão de saída CA senoidal, com valor correspondente de 120 ou 240 V, e frequência de 60 Hz. A potência do inversor deve ser igual ou superior a potência máxima da curva de carga, acrescidos de 20% (Eq. 9) (CRESESB-CEPEL, 2014):

$$P_{inv} = \epsilon_c \times 1,2. \quad (9)$$

Como mostrado na Tab. 2, a potência máxima da curva de carga do LABFREN é 5,1 kW, portanto, o valor que o inversor deve ser capaz de atender. Portanto, a potência mínima do inversor deverá ser 6,12 kW. Para se adequar o inversor ao sistema é necessário avaliar ainda, a corrente máxima de entrada que deverá suportar, a qual é computada conforme Eq. (10):

$$I_{invs} = \frac{P_{total}}{V_{cont}} = \frac{6,12 \text{ kW}}{48 \text{ V}} = 127,5 \text{ A}. \quad (10)$$

O inversor disponível no LABFREN possui as seguintes características elétricas:

- Inversor/ Carregador: CA/CA;
- Capacidade: 4400 W;
- Tensão de entrada: 36–64 V_{CC};
- Corrente máxima de entrada: 147 A;
- Tensão de saída: 120-240 V_{CA}/60 Hz;
- Corrente máxima de saída: 18,3 A.

Portanto, pode-se constatar que a potência total será muito alta para ser atendida por um único inversor, logo, será necessária a conexão de inversores em paralelo. Além disso, será necessário anular a função de retificador, conectando-o diretamente ao banco de baterias.

Sistema de proteção e cabeamento. Nesta etapa executou-se o planejamento da interconexão dos equipamentos e de adequação aos requisitos de segurança sob o ponto de vista elétrico, especificando os condutores e dispositivos de

proteção. Foram aplicadas as Normas NBR5410 (instalações elétricas de baixa tensão) e NBR 5419 (Proteção de estruturas contra descargas atmosféricas), além de normas internacionais.

No *status* atual, o LABFREN já dispõe dos componentes principais do sistema de proteção, que são: painel fotovoltaico com diodos de desvio; caixa de combinação que comporta disjuntores; DSP – Dispositivo contra Surtos Atmosféricos e painel CA/CC Inversor MPSSL-30D - Magnum Energy, que comporta a instalação de todos os dispositivos de seccionamento automático, barramentos, conexões, inversores, controladores de carga, sistema de controle e proteção. Desta forma, foi necessário dimensionar apenas os disjuntores para a caixa de combinação e para o quadro de distribuição do sistema. Como a corrente nominal do disjuntor deverá ser pelo menos 1,25 vezes maior que a corrente nominal da *série fotovoltaica* ou da carga, tem-se (CRESESB-CEPEL, 2014):

$$I_{\text{disjuntor}} \geq 1,25 \times I_{\text{sc}}. \quad (11)$$

$$I_{\text{disjuntorCC}} \geq 1,25 \times 8,72 = 10,9 \text{ A.}$$

$$I_{\text{disjuntorCA}} \geq 1,25 \times \frac{5,1 \text{ kW}}{220 \text{ V}} = 28,9 \text{ A.}$$

Assim, a caixa de combinação cuja corrente nominal será de 16 A irá conter os disjuntores CC e a caixa de combinação, cuja corrente nominal será de 32 A e irá conter os disjuntores CA.

Após execução desta fase, elaborou-se o digrama unifilar apresentado na Fig. 5, destacando os pontos para instalação dos componentes de proteção e conexão dos equipamentos. Além dos equipamentos de proteção, todo o sistema e sua estrutura de suporte serão aterrados para protegerem a instalação e as pessoas que frequentam a instalação contra os riscos de contatos indiretos. A escolha dos condutores foi feita com base na Norma NBR 5410, considerando o comprimento do ramal, a tensão nominal e o nível de perdas tolerável. É importante destacar que um SFV requer condutores que suportem as mais adversas condições climáticas, visto que poderão estar expostos à intensa radiação, calor, frio e chuva por longos períodos de tempo. Portanto, devem possuir material de proteção e isolamento resistentes, especialmente à radiação ultravioleta.

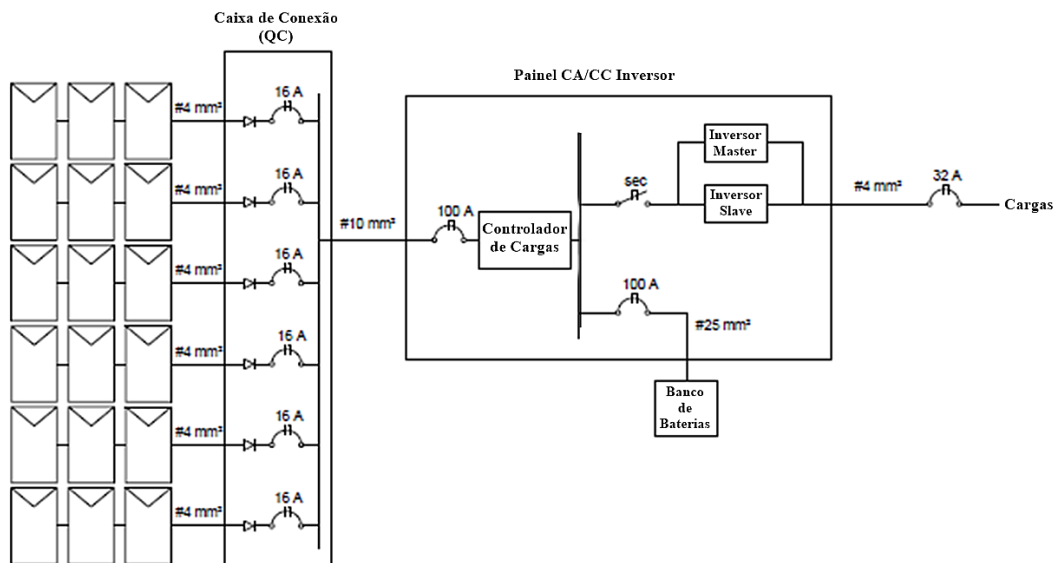


Figura 5 - Diagrama unifilar do sistema de proteção.

4.6 Validação em PVsyst

As características de variabilidade e imprevisibilidade do recurso solar demandam atenção especial no estudo de SFV. Neste sentido, optou-se pelo uso do *software* PVsyst para simular e validar o sistema em estudo. O PVsyst possui as seguintes funcionalidades: especifica e dimensiona os componentes de um SFV; verifica o projeto e valida os componentes; realiza análise de sombreamento de SFV considerando a proximidade entre módulos e a inclinação, o horizonte, obstáculos próximos (prédios, torres, vegetação, etc.) e geometria do telhado; fornece de relatórios de desempenho e análise das principais causas de perdas nos SFV.

Resumidamente, a simulação no PVsyst foi realizada conforme os seguintes passos: 1) informação do local de instalação do SFV. Neste caso: Campina Grande – PB; 2) inserção dos dados do Sundata, da temperatura média mensal (Tab. 3) e dos parâmetros pré-determinados no dimensionamento. Feito isso, o *software* simula o comportamento dos módulos fotovoltaicos, de acordo com os diferentes índices de irradiância durante o ano.

Tabela 3 – Temperatura média mensal de Campina Grande.

Mês	Jan	Feb	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
Temp. (°C)	24,5	24,3	24,1	23,0	22,1	21,3	20,7	21,6	22,6	23,3	23,9	23,5

Ao final, o PVsyst disponibiliza vários gráficos, dentre os quais selecionaram-se os apresentados na Figs. 6 e 7.

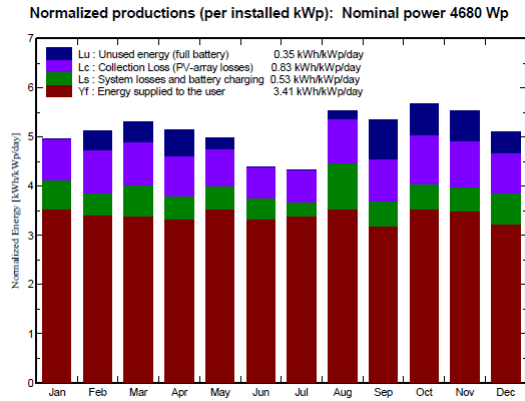


Figura 6 – Produção normalizada.

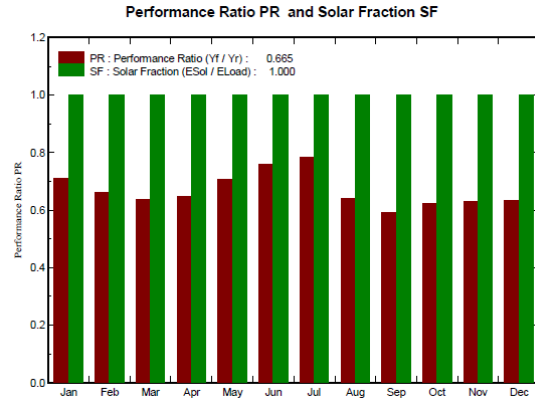


Figura 7 – Rendimento global do sistema.

Na Fig. 6 são mostradas as produções de energia normalizada por mês, especificando: i) as perdas de geração quando as baterias estão carregadas, na cor **azul**; ii) as perdas na captação solar, na cor **roxo**; iii) as perdas no sistema instalado, na cor **verde**; iv) a energia útil fornecida efetivamente, na cor **bordô**. Tendo como base o relatório gerado pelo PVsyst, as perdas representam em média 30% do que é produzido no sistema, as quais são compostas por: perdas térmicas, perdas no cabeamento (ôhmicas), perda de energia quando a bateria está totalmente carregada, dentre outras. No entanto, o valor médio computado de energia produzida diária será de 3,14kWh/KWp/dia e a estimativa anual é de 7,02MWh/ano, atendendo os requisitos do projeto.

A Fig. 7 comprova a afirmativa anterior e mostra que o rendimento do sistema, na cor **verde**, será de 100% para todos os meses devido ao correto dimensionamento e funções qualitativas dos equipamentos, como, por exemplo, o rastreamento MPPT do controlador de cargas, que proporciona aumento considerável no rendimento do sistema. Observou-se ainda que nos meses de menor insolação e/ou de maior temperatura mensal, a taxa de desempenho do sistema (cor **bordô**) aumentou, o que correspondeu aos períodos em que o sistema de armazenamento supre a baixa geração solar. Um resumo dos resultados obtidos é apresentado na Tab. 4.

Tabela 4 - Resultados anuais.

	GlobHor kWh/m ²	E Avail MWh	E unused MWh	E Miss MWh	E User MWh	E Load MWh	SolFrac
Janeiro	162,8	0,573	0,000	0,000	0,512	0,512	1,000
Fevereiro	147,6	0,535	0,052	0,000	0,446	0,446	1,000
Março	164,6	0,618	0,060	0,000	0,491	0,491	1,000
Abril	148,5	0,583	0,073	0,000	0,468	0,468	1,000
Mai	143,5	0,588	0,034	0,000	0,513	0,513	1,000
Junho	122,1	0,501	0,000	0,000	0,468	0,468	1,000
Julho	124,6	0,506	0,000	0,000	0,491	0,491	1,000
Agosto	163,4	0,645	0,023	0,000	0,513	0,513	1,000
Setembro	158,1	0,608	0,112	0,000	0,446	0,446	1,000
Outubro	179,5	0,654	0,092	0,000	0,513	0,513	1,000
Novembro	175,5	0,617	0,086	0,000	0,491	0,491	1,000
Dezembro	168,3	0,595	0,061	0,000	0,468	0,468	1,000
Anual	1858,5	7,023	0,594	0,000	5,820	5,82	1,000

Sendo: GlobHor: irradiação solar diária média anual; E Avail: energia solar disponível na saída da matriz ao produzir energia não utilizada; EUnused: perda de energia não consumida (bateria cheia); E Miss: falta energia; E Load -

necessidade de energia (Load); E User - energia fornecida (incluindo energia de reserva); E Miss – Energia necessária não suprida (Eload – Euser); SolFrac – Fração solar (EUser / ELoad).

Nota-se que o SFV consegue suprir a carga, até mesmo no mês mais crítico de radiação solar (julho), apresentando uma taxa de energia não suprida nula.

5. CONCLUSÕES

O processo de execução do projeto apresentado neste trabalho demonstrou a importância crescente dos sistemas fotovoltaicos como fonte de geração distribuída, e em particular, a importância da etapa de dimensionamentos para o êxito desse tipo de sistema, seja do ponto de vista técnico ou econômico. Pode-se afirmar que o estudo de caso realizado no LABFREN foi criterioso quanto ao dimensionamento adequado dos equipamentos em função das cargas a serem alimentadas e da autonomia desejada. No entanto, ainda é necessário um estudo mais detalhado referente ao ciclo de operação das cargas, à incidência solar e à minimização das perdas. Em relação aos custos, devido ao fato do LABFREN ter adquirido equipamentos de alta qualidade com objetivo de empregá-los em pesquisas acadêmicas, a análise de viabilidade econômica para este caso foi irrelevante.

Em relação à metodologia adotada, observou-se que ela facilitou consideravelmente, o processo de dimensionamento do sistema, mostrando-se uma ferramenta útil inclusive, para fins didáticos.

REFERÊNCIAS

- Air Products. Disponível em: <<http://www.airproducts.com.br/industries/Energy/Power/Power-Generation/hydrogen-basics.aspx>>. Acesso em agosto 2017.
- CRESESB-CEPEL, 2014. Manual de engenharia para sistemas fotovoltaicos. Grupo de Trabalho de Energia Solar – GTES. Edição Revisada e Atualizada. Rio de Janeiro.
- Figueira, F. F., 2014. Dimensionamento de um sistema fotovoltaico conectado à rede para alimentar a sala de computação da Escola Municipal Tenente Antônio João. 2014. 54f. Projeto de Graduação em Engenharia Elétrica. UFRJ, Rio de Janeiro.
- Longo, V. A. M. Produção biológica de hidrogênio. Departamento de engenharia química e engenharia de alimentos. Artigo. Universidade Federal de Santa Catarina. Florianópolis, 2008.
- Medeiros, W. B., Botton, J. P., 2015. Métodos e eletrólitos utilizados na produção de hidrogênio. Artigo. Universidade Federal de Integração Latino-Americana.
- Sørensen, B., 2005. Hydrogen and Fuel Cell: emerging technologies and applications hydrogen and fuel cells emerging technologies and applications. 2nd ed. Amsterdam, Boston: Elsevier Academic Press.
- Sundata. Disponível em: <<http://www.cresesb.cepel.br/index.php?section=sundata&>>. Acesso em abril de 2017.
- Viola, L., 2014. Estudo da produção de hidrogênio eletrolítico a partir de fontes eólica, solar e hidrelétrica. 68f. Trabalho de Graduação em Engenharia Elétrica – Universidade Estadual Paulista, Faculdade de Engenharia de Guaratinguetá.

MEASURING OF A PHOTOVOLTAIC SYSTEM FOR FEEDING A SYSTEM FOR PRODUCTION OF ELECTROLYTIC HYDROGEN

Abstract. *This paper presents the study and sizing of a solar energy capture system that is being installed in the Laboratory of Renewable Energy Sources (LABFREN) of the Federal University of Campina Grande (UFCG). This is an isolated photovoltaic system (SFVI) and it aims to feed an electrolytic hydrogen production system. This paper evaluates the use of an SFVI as a source of electricity, which represents one of the main inputs of the electrolytic hydrogen production process. The results obtained by the adopted methodology were validated comparing them with those provided by the PVsyst software.*

Key words: *Photovoltaic System, Hydrogen Production, Electrolysis.*