

PROJETO DE UM SISTEMA FOTOVOLTAICO DE 2,16 kWp CONECTADO À REDE ELÉTRICA

Robson Ruiz Spaduto, Fernando C. Melo, Rafael A. S. de Carvalho, Luiz C. G. Freitas

Núcleo de Pesquisa em Eletrônica de Potência (NUPEP). Faculdade de Engenharia Elétrica (FEELT).

Universidade Federal de Uberlândia (UFU). Av. João Naves de Ávila, 2160 - Bloco 3N - Uberlândia - MG – Brasil.

rspaduto@hotmail.com; fernandocardoso101@gmail.com; rafael.eletrica.ufu@gmail.com; lcgfreitas@yahoo.com.br

Resumo - A geração de energia solar com conexão à rede elétrica no Brasil é um assunto recente e sua aplicação pode ser um desafio devido à escassa mão de obra especializada. Neste contexto, o principal objetivo deste trabalho é apresentar um roteiro de projeto de um sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica em conformidade com a Resolução Normativa 482 da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) que estabelece as condições gerais para o acesso de microgeração (até 100 kW) e minigeração (até 1 MW) dividido aos sistemas de distribuição de energia elétrica e o sistema de compensação de energia elétrica gerada. Critérios de projeto e especificação de componentes do sistema são apresentados neste trabalho.

Palavras-Chave - Conexão à Rede Elétrica, Geração Distribuída, Inversor, Sistema Fotovoltaico.

PROJECT OF A 2.16 kWp PHOTOVOLTAIC SYSTEM CONNECTED TO ELECTRICAL NETWORK

Abstract - The grid-connected solar energy generation in Brazil is a recent subject and its application can be a challenge due to the scarce skilled labor. In this context, the main purpose of this paper to present step by step the design of a grid-connected photovoltaic system in accordance with ANEEL Normative Resolution 482, which establishes the general conditions for microgeneration (up to 100 kW) and minigeneration (up to 1 MW) access to the electric power distribution systems and the compensation system of the power generated. Design criteria and specifications of the system components are also presented.

Keywords - Connecting to the Electric Network, Distributed Generation, Inverter, Photovoltaic System.

I. INTRODUÇÃO

A inserção da energia fotovoltaica como fonte de energia alternativa na matriz energética brasileira ganhou destaque considerável nos anos de 2011 e 2012 no cenário nacional e internacional. Um fato que contribuiu para isso foi chamada de projeto estratégico 013/2011 da Agência Nacional de

Energia Elétrica (ANEEL) intitulada “Arranjos Técnicos e Comerciais para Inserção da Geração Solar Fotovoltaica na Matriz Energética Brasileira” [1], que proporcionará a instalação de algo em torno de 20 MWp de plantas fotovoltaicas espalhadas por todo o Brasil até 2015.

Além disso, merecem destaque as regulamentações 481 [2] e 482 [3] da ANEEL, de 17 de abril de 2012. Estas últimas vieram a regulamentar, respectivamente, descontos na TUSD (Tarifa de Uso dos Sistemas Elétricos de Distribuição) e TUST (Tarifa de Uso dos Sistemas Elétricos de Transmissão) para a geração solar de grande porte e o sistema de compensação para a microgeração (até 100 kW) e minigeração (até 1 MW), possibilitando inserção da geração descentralizada distribuída no país, utilizando diferentes fontes de energia alternativa.

Vale destacar a recente implantação das usinas solares fotovoltaicas em: Tauá-CE (MPX - 1 MWp), no estádio Pituçu, Salvador-BA (COELBA - 400 kWp), o estádio do Mineirão em Belo Horizonte-MG (1,6 MWp), assim como a usina Sette Solar em Sete Lagoas-MG (CEMIG - 3MWp).

O Brasil, se comparado ao continente europeu, apresenta praticamente o dobro de insolação média ao ano, com base nas informações divulgadas no Atlas Brasileiro de Energia Solar [4]. Isso prova a grande capacidade que o país tem de gerar energia elétrica através da captação da radiação solar e, mesmo ainda com elevados custos de implantação, a energia fotovoltaica começa a ser inserida na matriz energética, como alternativa às fontes de energia elétrica conectadas ao sistema elétrico nacional já existentes. Analisando a Figura 1 [5-6], verifica-se que a região do Triângulo Mineiro, na qual se situa a cidade de Uberlândia, apresenta elevada insolação e as temperaturas amenas, que favorecem a produção energética anual final. A média anual da irradiação solar em Uberlândia é de 1,82 MWh/m².

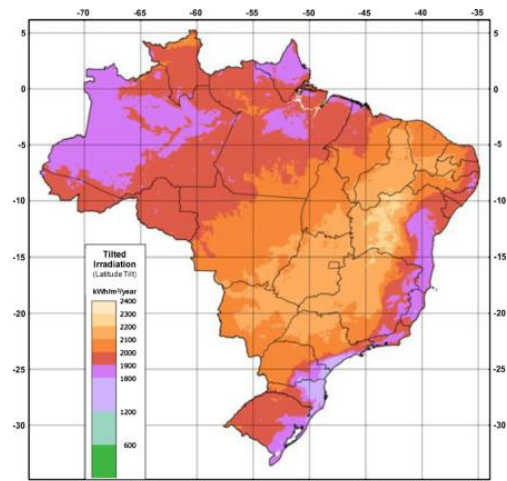


Fig. 1. Irradiação solar total kWh/m².ano [5-6].



XI CEEL – ISSN 2178-8308

25 a 29 de novembro de 2013

Universidade Federal de Uberlândia – UFU

Uberlândia – Minas Gerais – Brasil

Diante deste cenário, esta proposta de artigo apresenta os resultados decorrentes da execução de um pioneiro projeto voltado para a implantação de um Sistema Fotovoltaico de 2,16 kWp Conectada à Rede Elétrica de Baixa Tensão. Este se encontra instalado nas dependências do Núcleo de Pesquisa em Eletrônica de Potência (NUPEP) da Faculdade de Engenharia Elétrica (FEELT) da Universidade Federal de Uberlândia (UFU). Neste documento serão apresentados dados do projeto, enfatizando o dimensionamento e implantação do sistema fotovoltaico em pauta.

II. SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CONECTADOS À REDE ELÉTRICA DE BAIXA TENSÃO - SFVCR

Os sistemas autônomos são os mais utilizados atualmente no país. Eles operam desconectados da rede elétrica e constituem-se em um agrupamento de equipamentos interconectados com a finalidade de gerar energia elétrica para suprir a demanda por energia elétrica em localidades que não são atendidas pela rede elétrica convencional. Para tanto se torna necessária a utilização de acumuladores de energia para armazenamento da energia elétrica gerada durante o dia para consumo durante a noite.

Por outro lado, Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede Elétrica (SFVCR), são aqueles em que o excedente de energia elétrica gerada é injetado na rede elétrica da concessionária local e, portanto, elementos acumuladores de energia elétrica, tal como baterias, não são utilizados. A eliminação do banco de baterias é vantajosa, pois as mesmas apresentam tempo de vida útil relativamente curto e custo elevado. A título de ilustração, a Figura 2 mostra um exemplo de SFVCR.

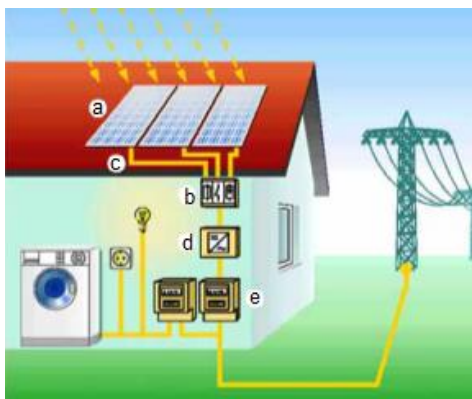


Fig. 2. Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede Elétrica; a) Módulos Fotovoltaicos; b) Caixa de Junção; c) Cabos; d) Inversor; e) Medidor de Energia.

III. SISTEMA FOTOVOLTAICO DE 2160 Wp CONECTADO À REDE ELÉTRICA – NUPEP – UFU

O estudo de caso desenvolvido no NUPEP se trata de um SFVCR com capacidade de 2160 Wp (Watt Pico). Para este projeto foram considerados os índices de irradiação solar e de temperatura do local em que será feita a instalação. Para aquisição dos dados de irradiação, consultou-se o Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais (INPE) [7]. O SFVCR instalado, conforme a ilustração na Figura 2 é constituído de:

Item a) Módulos Fotovoltaicos. No NUPEP encontram-se duas strings de dois painéis, uma string de quatro painéis fotovoltaicos de 135 Wp cada e uma string de oito painéis fotovoltaicos de 140 Wp cada. Os módulos fotovoltaicos são constituídos de células de silício policristalino (p-Si) do fabricante Kyocera (25°C, 1000 W/m²).

Esta configuração permite uma maior flexibilidade nos arranjos finais dos painéis, destinados a outros estudos realizados no Laboratório em questão.

Item b) Caixa de Junção. Nesta caixa estão os disjuntores de cada conjunto de painéis, como citado anteriormente, a possibilitar diferentes arranjos (série e paralelo) dependendo a necessidade nas pesquisas do laboratório e instalação de dispositivos de proteção.

Item c) Cabos. São usados para conexão dos módulos solares em CC à caixa de Junção.

Item d) Inversor. O inversor que será usado nas pesquisas é da marca FRONIUS e modelo IG 2000. Observando que a configuração dos painéis a ser conectado no inversor é de todos os módulos solares em série.

Item e) Medidor de Energia. Este equipamento tem a função de mostrar os valores gerados pelo sistema.

Chave seccionadora ca. Esta chave (disjuntor) conecta o inversor ao quadro geral de distribuição de baixa tensão.

A região de Uberlândia está situada na Latitude 18°55'11.50'' Sul e Longitude 48°15'31.06'' Oeste, à 887 metros acima do nível do mar. Além disso, a temperatura média e a velocidade do vento são parâmetros a serem considerados, já que os módulos fotovoltaicos devem ser instalados em um ambiente que tenha uma velocidade de vento razoável, permitindo certa redução da temperatura nos módulos, aumentando, assim, a eficiência do sistema.

Todos os componentes utilizados nesse projeto foram projetados para que se tenha a máxima extração de energia solar com o mínimo de perdas seguindo-se as normas nacionais, tais como a NBR 5410 – 2004 – Instalações Elétricas de Baixa Tensão [8], ND 5.30 e Seção 3.7 do Módulo 3 do Prodist (2012) [9]; assim como normas internacionais, tais como a IEC 62446 – 2009 – *Grid Connected Photovoltaic Systems – Minimum Requirements for System Documentation, Commissioning Tests and Inspection*, IEC 61724 – 1998 – *Photovoltaic System Performance Monitoring – Guidelines for Measurement, Data Exchange and Analysis*, IEC 61727 – 2004 – *Photovoltaic (PV) Systems – Characteristics of the Utility Interface*, IEC 60364-7-712 – *Electrical Installations of Buildings – Part 7-712: Requirements for Special Installations or Locations – Solar Photovoltaic (PV) Power Supply Systems* e IEEE 1547 – *Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems* [10-11].

Os módulos devem ser orientados para o Norte e a inclinação pode ser a mesma que a Latitude da região considerada. O sistema fotovoltaico em pauta é composto de 16 módulos fotovoltaicos fornecendo 2160 Wp. Estes são utilizados na alimentação do inversor FRONIUS IG 2000, o qual permite a conexão com a rede elétrica. A Figura 3 mostra o local físico onde as instalações e os estudos supramencionados estão sendo realizados.

Para uma estimativa inicial do número de módulos requeridos, dividindo a Potência de pico do sistema

(2160 Wp) pela Potência de pico de cada módulo (135 Wp) conclui-se que 16 módulos fotovoltaicos são necessários para alimentação do Inversor [12].



(a)



(b)



(c)

Fig. 3. Local onde as instalações foram feitas; a) Em vermelho está destacada a posição em que foram instalados os painéis; b) foto dos 16 painéis instalados; c) foto da caixa de combinação, do sistema de medição de irradiação e do inversor utilizado no SFVCR.

IV. ESPECIFICAÇÕES DE PROJETO E DIMENSIONAMENTO DOS EQUIPAMENTOS

A. Inversor

Em um sistema fotovoltaico com conexão à rede elétrica, os painéis são ligados em série formando-se as fileiras (strings), devido ao fato de os inversores requerem elevadas tensões de entrada em cc. Isso mantém a corrente em baixos níveis, minimizando o custo dos cabos elétricos já que as seções transversais são menores. Estes inversores são projetados para a conexão de fileiras com 8 a 16 painéis. Na maioria dos casos, dependendo da potência instalada, as fileiras podem ser conectadas em paralelo antes de serem ligadas à entrada do inversor.

Nesse sentido, o número de módulos fotovoltaicos ligados em série será determinado pela tensão na qual o inversor deve operar. Na Tabela I são apresentados os principais parâmetros encontrados na folha de dados do Inversor em pauta.

O inversor efetua o paralelismo e o sincronismo com a rede elétrica automaticamente, já contendo as proteções anti-

ilhamento (anti-islanding), que detectam eventuais falhas na tensão de suprimento e desconecta, por consequência, o Sistema Fotovoltaico (SFV) de geração de energia.

Tabela I. Dados técnicos do inversor FRONIUS IG 2000

Entrada de Dados DC	
Potência do Painel recomendada	1500 a 2500 Wp
Máxima tensão de entrada DC	500 V
Faixa de tensão de operação DC	150 a 450 V
Máxima corrente de entrada DC	13,6 A
Dados de saída AC	
Máxima potência de saída a 40°C	2000 W
Tensão nominal de saída AC	240 V
Faixa de tensão da rede elétrica AC	212 a 264 V
Máxima corrente AC	8,35 A
Máxima corrente de retorno	0 A
Faixa de frequência de operação	59,3 a 60,5 Hz
Distorção harmônica total THD	< 5 %
Fator de potência	1
Dados gerais	
Máxima eficiência	95,2 %
Consumo durante a operação	7 W
Faixa de temperatura ambiente	- 25 a 50 °C

B. Determinação do Arranjo de Módulos Fotovoltaicos

Os valores de tensão e corrente para o ponto de máxima potência são fornecidos levando em consideração as condições padrão de testes (1000 W/m² de irradiação e temperatura de 25°C). Nesse sentido, o valor da tensão de circuito aberto deve ser calculado levando-se em consideração a faixa de temperatura no local da instalação, de acordo com o coeficiente de temperatura dado na folha de dados, conforme ilustra a Figura 4.

Condições Padrões de Teste (*CPT)	
Máxima Potência	135 Watts
Tolerância	+5% / -5%
Voltagem de Máxima Potência	17.7 Volts
Corrente de Máxima Potência	7.63 Amps
Voltagem de Circuito Aberto	22.1 Volts
Corrente de Curto-Circuito	8.37 Amps
Voltagem Máxima do Sistema	600 Volts
Coefficiente de Temperatura da Corrente (Icc)	[5.02 x 10 ⁻³] A/°C
Coefficiente de Temperatura da Voltagem (Vca)	[-8.0 x 10 ⁻²] V/°C

*CPT: Irradiação de 1000W / m², Espectro de Massa de Ar 1.5 e Temperatura de Célula de 25°C.

Teste com 800W/m ² , TNOC, Espectro de Massa de ar 1.5	
Máxima Potência	95 Watts
Voltagem de Máxima Potência	15.7 Volts
Corrente de Máxima Potência	6.10 Amps
Voltagem de Circuito Aberto	20.0 Volts
Corrente de Curto-Circuito	6.79 Amps

*TNOC [Temperatura Nominal de Operação da Célula]: 47.9°C

Fig. 4. Principais informações obtidas na folha de dados dos módulos fotovoltaicos utilizados.

Para o cálculo do coeficiente do módulo em %/°C, caso esteja em V/°C ou A/°C basta substituir X na expressão:

$$CX_{ac} = \frac{\text{Coeficiente}(X/^{\circ}C)}{X_{oc}} \cdot 100\% \quad (1)$$

Dessa forma, obtém-se um CVac = -0,36199 %/°C e um CIcc = 0,05997 %/°C. A faixa de temperatura utilizada para análise de acordo com as normas europeias está entre -10°C e

70°C. Dessa forma, o desvio das Condições de Testes (25°C) para 70°C é de 45°C e para -10°C é de 35°C.

Assim, atribuindo as mudanças adequadas aos valores de U_{OC} (tensão de circuito aberto), U_{MPP} (tensão no ponto de máxima potência) I_{CC} (corrente de curto circuito), I_{MPP} (corrente no ponto de máxima potência), obtém-se:

$$U_{OC}(-10^\circ C) = 22,1 + 35(C_{Vac} \times 22,1) = 24,89999 V \quad (2)$$

$$U_{OC}(+70^\circ C) = 22,1 - 45(C_{Vac} \times 22,1) = 18,50001 V \quad (3)$$

$$U_{MPP}(-10^\circ C) = 17,7 + 35(C_{Vac} \times 22,1) = 20,49999 V \quad (4)$$

$$U_{MPP}(+70^\circ C) = 17,7 - 45(C_{Vac} \times 22,1) = 14,10001 V \quad (5)$$

$$I_{CC}(-10^\circ C) = 8,37 - 35(C_{Icc} \times 8,37) = 8,19432 A \quad (6)$$

$$I_{CC}(+70^\circ C) = 8,37 + 45(C_{Icc} \times 8,37) = 8,59587 A \quad (7)$$

$$I_{MPP}(-10^\circ C) = 7,63 - 35(C_{Icc} \times 8,37) = 7,45432 A \quad (8)$$

$$I_{MPP}(+70^\circ C) = 7,63 + 45(C_{Icc} \times 8,37) = 7,85588 A \quad (9)$$

C. Limites de tensão e configuração do módulo

O número mínimo de módulos por fileira pode ser determinado por (10). O número de módulos deve ser escolhido e, de forma nenhuma, a tensão na fileira deve ser maior que a faixa de tensão de entrada cc do inversor, caso contrário o inversor será danificado. O número máximo de módulos por fileiras, então, pode ser obtido por (11).

$$n_{\min} = \frac{U_{mpp(inv\ min)}}{U_{mpp(módulo\ 70^\circ C)}} = \frac{150}{14,10001} = 10,63829 \quad (10)$$

$$n_{\max} = \frac{U_{\max(inv)}}{U_{oc(módulo\ -10^\circ C)}} = \frac{500}{24,89999} = 20,08033 \quad (11)$$

Assim, poderão ser instalados no mínimo 11 módulos por fileira e no máximo 20. O número máximo de fileiras conectadas ao inversor pode ser expresso por (12)

$$N_{fileiras} \leq \frac{I_{\max(inv)}}{I_{cc(módulo\ +70^\circ C)}} \leq \frac{13,6 A}{8,59587} \leq 1,58215 \quad (12)$$

Portanto, podem ser ligados a esse inversor no máximo uma fileira (strings). Assim o número de módulos instalados no arranjo fotovoltaico para alimentação do inversor é de 16 módulos, estando este número entre os 11 e 20 mostrados anteriormente.

D. Configuração do Sistema

Para confirmar a compatibilidade do arranjo fotovoltaico definido anteriormente, com o inversor, deve-se checar se as tensões das fileiras (Strings) estão operando na faixa da tensão MPP, não excedendo a máxima tensão de entrada do inversor e que a corrente MPP das fileiras não excedam a máxima corrente CC do inversor.

$$U_{mpp(70^\circ C)} = 16 \times 14,10001 = 225,60016 V \quad (13)$$

$$U_{mpp(-10^\circ C)} = 16 \times 20,49999 = 327,99984 V \quad (14)$$

$$U_{oc(-10^\circ C)} = 16 \times 24,89999 = 398,39984 V \quad (15)$$

O valor de U_{MPP} em 70°C está acima do valor da tensão limite mínima MPP V_{mpp} (inversor mínimo) que é igual a 150 V, o que é aceitável. Em -10°C a tensão está abaixo do valor da tensão limite máxima MPP V_{mpp} (inversor máximo) que é igual a 450 V, sendo um parâmetro aceitável.

A tensão $U_{OC(-10^\circ C)}$ é menor que o valor máximo aceitável de tensão de entrada do inversor U_{\max} (inversor) que é igual a 500V, sendo um valor aceitável. A $I_{CC(+70^\circ C)}$ de uma fileira tem valor igual a 8,596A que é menor que a corrente I_{\max} (inversor) que é igual a 13,6A.

Então, pode-se observar que quanto maior o número de módulos conectados em uma fileira, maior será a tensão e quanto maior a tensão, menores serão as perdas nos cabos devido à redução da corrente.

E. Dimensionamento dos Cabos

Os cabos deverão suportar a tensão de circuito aberto dos módulos das fileiras no pior caso, em -10°C, em que a tensão apresenta o maior valor. Os cabos a serem selecionados suportam no máximo 750 V sendo maior que a tensão $U_{OC(-10^\circ C)}$ para 1 fileira que é igual a 398,39984 V. O cabo a ser utilizado será o modelo “Cabo Superastic Flex Dupla camada – BWF Antiflam® 750V” do fabricante Prysmian e instalados em eletrodutos de PVC rígidos roscável do fabricante Tigre. Além disso, os cabos devem ser separados por polos positivos e negativos.

O método de instalação para esse tipo de cabo pode ser obtido através da norma NBR 5410 para “Condutores isolados ou cabos unipolares em eletroduto aparente de seção circular sobre parede”, sendo o tipo “B1”. Com isso, pode-se definir a capacidade de corrente desse cabo de acordo com as condições de instalação.

O cabo pode ser dimensionado em função do valor de intensidade da corrente máxima, ou então pode ser instalado um aparelho contra sobre corrente em cada fileira, considerando-se que I_{\max} terá de ser menor ou igual à corrente máxima admissível do cabo I_z , ou à corrente de não funcionamento do dispositivo protetor Inf.

Conforme a norma europeia IEC 60364-7-712, o cabo da fileira deve ser capaz de suportar cerca de 1,25 vezes a corrente de curto-circuito do gerador fotovoltaico na temperatura de +70°C. E ainda estar protegido contra falhas de terra e curtos circuitos, incrementando-se um fator de tolerância de 10%, totalizando 1,35 vezes a corrente nominal. Essa faixa de tolerância deverá ser utilizada para proteger os módulos e os condutores de correntes externas, provindas de ligações de módulos em paralelo e de baterias, que não são utilizadas em sistemas fotovoltaicos conectados à rede.

Deste modo, serão empregados dispositivos de proteção contra sobre corrente como fusíveis e disjuntores cc (corrente contínua) evitando que correntes reversas sejam forçadas através dos módulos, devido a uma falta interna ou externa, maiores que a máxima corrente do fusível indicado. A corrente máxima suportada pelo cabo em uma fileira, com coeficiente de temperatura igual a +0,05997 %/°C será então:

$$I_{fileira} = 1,35 \times I_{cc\ da\ fileira\ (70^\circ C)} \quad (16)$$

$$I_{fileira} = 1,35 \times 8,5957 = 11,60442 \text{ A} \quad (17)$$

A corrente admissível dos condutores é influenciada pela temperatura ambiente, pelo agrupamento de condutores e de cabos, e pelo encaminhamento dos cabos (exemplos, pelo interior de tubos, entre vigas, enterrados, etc.).

O fabricante PRYSMIAN oferece tabelas da capacidade de condução de corrente para os métodos de referência (B1 neste caso) e também os fatores de correção que devem ser multiplicados entre si. Considerando-se a Norma Brasileira (NBR 5410) observa-se que a capacidade de condução de corrente é limitada a 50% aproximadamente, do valor da corrente em 30°C (para cabos no ambiente, de acordo com a temperatura de referência), quando as temperaturas estão acima de 50°C [13].

Os cabos da fileira são normalmente agrupados até a caixa de junção do gerador fotovoltaico, sendo que a disposição e o afastamento entre os cabos e os condutores também devem ser considerados através do equivalente fator de correção.

A distância percorrida pelos cabos dos painéis até os disjuntores na caixa de junção (cada polo) é de: $L_m = 32\text{m}$.

Ao encontrar a seção transversal do cabo da fileira, que foi determinado de acordo com a corrente máxima admissível, deve-se verificar que esse resultado apresentará um limite de queda de tensão de 1% admissível na linha, com o objetivo, também, de evitar ao máximo as perdas nos cabos.

O coeficiente de condutividade do cabo de cobre é $k = 48$ para 70°C. De acordo com (18), pode-se calcular a área da seção transversal do cabo de cobre cc da fileira. Atribuindo o fator de 0,50 para a corrente, devido à temperatura 70°C.

$$A_m = \frac{2 \times L_m \times (I_{fileira})}{1\% U_{mpp70^\circ C} \times k} \quad (18)$$

$$A_m = \frac{2 \times 32 \times 11,60442}{0,01 \times 225,60016 \times 48} = 6,85839 \text{ mm}^2 \quad (19)$$

O resultado obtido deve ser arredondado para o maior valor aproximado das seções nominais dos cabos (4,0 mm², 6,0 mm² e 10,0 mm²). O fator de correção para a temperatura 70°C foi aplicado aos condutores. O resultado obtido pela equação anterior leva ao uso de condutores de 10,0 mm² para as fileiras de acordo com a capacidade de condução de corrente para o cobre.

Assim, o comprimento total de cabeamento (polos positivo e negativo) da fileira deverá ser de 64m.

As perdas totais nos cabos do sistema fotovoltaico, para a seção escolhida pode ser determinada por (20).

$$P_m = \frac{2 \times N \times L_m \times I_{fileira}^2}{A_m k} \quad (20)$$

$$P_m = \frac{2 \times 1 \times 32 \times (11,60442)^2}{10,0 \times 48} = 17,95501 \text{ W} \quad (21)$$

Considerando a potência gerada pelos módulos fotovoltaicos nominal, igual a 2160 Wp, as perdas nos cabos das fileiras correspondem a, aproximadamente, 0,83125 %

atribuindo a seção transversal de 10,0 mm². Atribuindo um cabo de 6,0 mm² tem-se uma perda de 1,38542 %.

F. Dimensionamento do Interruptor CC

Para a proteção de todos os condutores de fase de cada fileira, devem-se instalar disjuntores. A corrente nominal do disjuntor deverá ser, pelo menos 1,25 vezes maior que a corrente nominal da fileira, que é maior que a corrente de dois módulos em série. A corrente nominal do disjuntor deverá ser igual ou maior que I_n .

Assim, podem-se selecionar disjuntores cuja corrente nominal é igual a 16A. Outra condição que deve ser obedecida é que a $I_{máx}$ deverá ser menor ou igual à corrente máxima admissível do cabo, I_z . A corrente máxima admissível pelo cabo de 2,5 mm² com um fator de correção igual a 0,50 tem-se que $I_{z \text{ corrigida}}$ é de 12A. Assim a relação de $I_{máx}$ e I_z corrigida é válida com cabo se seção transversal acima de 2,5 mm².

$$I_{n \text{ disjuntor}} \geq 1,25 \times I_{fileira} \quad (22)$$

$$I_{n \text{ disjuntor}} \geq 1,25 \times 11,6044 \geq 14,5055 \text{ A} \quad (23)$$

$$I_{máx} \leq I_{z \text{ corrigida}} \quad (24)$$

$$11,60442 \text{ A} \leq 12 \text{ A} \quad (25)$$

G. Dimensionamento do Cabo de Alimentação CA

Os cabos que realizarão a condução de ca (corrente alternada) devem ser dimensionados de acordo com a NBR 5410 que é voltada às instalações elétricas de baixa tensão. A distância do inversor até o painel que efetua o ponto de conexão de ca para a rede da concessionária apresenta uma distância em torno de 10m.

A ligação para as duas fases, ou seja, serão dois condutores para as duas fases. Para que se tenha a corrente nominal I_n ca , deve-se obedecer (26). Os cabos deverão ser dimensionados para uma corrente 1,25 vezes maior que a corrente nominal I_n ca (27).

A seção transversal do cabo ca para uma instalação será calculada da seguinte maneira, com uma condutividade no cobre $k = 48$ para temperatura igual a 70°C (29).

$$I_{nCA} = \frac{P_{nsaída}}{U_n} = \frac{2160 \text{ W}}{220 \text{ V}} = 9,8181 \text{ A} \quad (26)$$

$$I_{máxCA} = 1,25 \times I_{nCA} \quad (27)$$

$$I_{máxCA} = 1,25 \times 9,8181 = 12,2727 \text{ A} \quad (28)$$

$$A_{caboCA} = \frac{L_{CA} \times I_{máxCA} \times \cos \varphi}{1\% U_n \cdot k} \quad (29)$$

$$A_{caboCA} = \frac{10 \times 12,2727 \times 0,99}{0,01 \times 220 \times 48} = 1,15057 \text{ mm}^2 \quad (30)$$

A área da seção transversal do cabo ca deverá ter no mínimo 2,5mm². O dimensionamento do condutor neutro é calculado de acordo com a seção transversal do condutor de fase. Se a seção dos condutores de fase for menor ou igual a 25mm², tem-se que a seção mínima do condutor neutro será igual à seção da fase. Logo, a seção do neutro será igual a 2,5mm².

O cálculo das perdas nos cabos para uma instalação pode ser feito através de (31). Dessa maneira, as perdas considerando-se uma potência nominal de saída igual a 2160 W são iguais a 0,57528 %, portanto, menores que 1%, para a seção transversal do cabo selecionada de 2,5mm². O comprimento total dos cabos *ca* a serem utilizados é de 20m.

$$P_{cabo\ CA} = \frac{L_{CA} \times I_{nCA}^2 \times \cos \varphi}{A_{CA} \cdot k} \quad (31)$$

$$P_{cabo\ CA} = \frac{10 \times 12,2727^2 \times 0,99}{2,5 \times 48} = 12,42608W \quad (32)$$

H. Sistema de Medição

No Brasil foi adotado o sistema de compensação de energia elétrica, também conhecido como Netmetering. Nesse sistema, o disco do medidor de energia deve ter dois sentidos de rotação: sentido horário indicando que o consumidor compra energia da concessionária; sentido anti-horário indicando que o consumidor injeta energia elétrica na rede de distribuição da concessionária.

Para aderir ao sistema de compensação, o consumidor deverá seguir as recomendações da Resolução Normativa 482 [3] e da ND 5.30 da CEMIG, onde está disposto que “o consumo a ser faturado, referente à energia elétrica ativa, é a diferença entre a energia consumida e a injetada, por posto horário, quando for o caso, devendo a distribuidora utilizar o excedente que não tenha sido compensado no ciclo de faturamento corrente para abater o consumo medido em meses subsequentes”.

V. RESULTADOS

O sistema em questão foi iniciado no dia 28 de Maio de 2013. Com a utilização do inversor da FRONIUS foi injetado na rede elétrica um total de 872 kWh durante os meses de Junho, Julho e Agosto. No qual em Junho houve uma participação de 266 kWh com um tempo de trabalho de 309 horas, 285 kWh em 322 horas em Julho e 321 kWh em 336 horas em Agosto. Observa-se que não há uma linearidade entre o tempo trabalhado e a quantidade de energia gerada. As participações foram diferentes em cada período devido vários fatores, tais como: irradiância, sombra, temperatura diária, estações do ano, até a limpeza dos módulos.

VI. CONCLUSÃO

Este documento apresenta um roteiro de projeto de um sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica em conformidade com a Resolução Normativa 482 da ANEEL que estabelece as condições gerais para o acesso de microgeração (até 100 kW) e minigeração (até 1 MW) distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica e o sistema de compensação de energia elétrica gerada. Critérios de dimensionamento e especificação dos painéis fotovoltaicos, caixa de combinação *cc*, chave seccionadora *cc*, cabos e o conversor *cc-ca* foram apresentados.

AGRADECIMENTOS

Os autores gostariam de agradecer à FRONIUS Brasil pela doação do Inversor IG 2000 utilizado, e aos programas PIBITI/CNPq/UFU e CAPES pelas bolsas fornecidas aos alunos envolvidos.

REFERÊNCIAS

- [1] Chamada Nº 013/2011 - Projeto Estratégico: “Arranjos técnicos e comerciais para inserção da geração solar fotovoltaica na matriz energética brasileira”. Acedido em 18 de Dezembro de 2012 em: http://www.aneel.gov.br/arquivos/PDF/PeD_2011-ChamadaPE13-2011.pdf.
- [2] Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL. “Resolução Normativa Nº 481, de 17 de Abril de 2012”. Acedido em 18 de Dezembro de 2012 em: <http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2012481.pdf>.
- [3] Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL. “Resolução Normativa Nº 482, de 17 de Abril de 2012”. Acedido em 18 de Dezembro de 2012 em: <http://www.aneel.gov.br/cedoc/bren2012482.pdf>.
- [4] E. B. Pereira, F. R. Martins, S. de Abreu, R. Rütther, “Atlas Brasileiro de Energia Solar”. Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais, INPE, 1ª Edição, 2006.
- [5] T. S. Viana, R. Rütther, F. R. Martins, E. B. Pereira, “Assessing the Potential of Concentrating Solar Photovoltaic Generation in Brazil with Satellite-Derived Direct Normal Irradiation”, Solar Energy, Volume 85, Issue 3, pp. 486-495, March 2011.
- [6] F. R. Martins, E. B. Pereira, S. L. Abreu, “Satellite-Derived Solar Resource Maps for Brazil under SWERA Project”, Solar Energy, Volume 81, pp. 517-528, 2007.
- [7] INPE – Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais. Acedido em 18 de Dezembro de 2012 em: <http://http://www.inpe.br/>.
- [8] ABNT-NBR 5410 - Instalações elétricas de baixa tensão (versão de setembro de 2004)
- [9] Prodinst. “Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional”, Seção 3.7 do Módulo 3: Acesso de Micro e Minigeração Distribuída. Acedido em 18 de Dezembro de 2012 em: http://www.aneel.gov.br/arquivos/PDF/Modulo3_Revisao_5.pdf.
- [10] “IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources With Electric Power Systems,” IEEE Std 1547-2003, pp.0_1-16, 2003.
- [11] M. P. Almeida, “Qualificação de Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede Elétrica”, Dissertação de Mestrado, Programa de Pós-Graduação em Energia, Universidade de São Paulo, 161 p., 2012.
- [12] CEMIG - Manual de Distribuição - ND-4.51 - Sinalização de segurança para serviços de distribuição (versão de janeiro de 1986).
- [13] O. L. Júnior, “Sistemas fotovoltaicos conectados à rede: Estudo de caso – 3 kWp instalados no estacionamento do IEE-USP”, USP, 2005, Tese – Programa Interunidades de Pós-Graduação em Energia, Universidade de São Paulo, 2005.