

DIMENSIONAMENTO E VIABILIDADE ECONÔMICA DE UM SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO À REDE PARA UMA UNIDADE EDUCACIONAL PÚBLICA DO MUNICÍPIO DE PAULO AFONSO - BA

Murilo Ribeiro da Silva – muriloribeiro71@yahoo.com

Michelle Melo Cavalcante – michellemelo.c@ifba.edu.br

João Lucas de Souza Silva – jlucas.silva@ifba.edu.br

Rodrigo Machado – rodrigomch@hotmail.com

Danielle Bandeira de Mello Delgado – danielle.delgado@ifba.edu.br
Instituto Federal da Bahia (IFBA), Departamento de Engenharia Elétrica

Resumo. *A atual crise energética torna indispensável a adoção de novas alternativas de produção de energia capazes de suprir a crescente demanda. No Brasil, a energia solar surge como uma fonte energética alternativa bastante promissora, uma vez que o país possui grande potencial para o aproveitamento deste tipo de recurso em razão dos elevados índices de irradiação solar. A regulamentação apresentada no módulo 3 dos Procedimentos de Distribuição (PRODIST) e na Resolução Normativa 482/2012 da ANEEL, formalizaram o uso das fontes renováveis na geração distribuída, incluindo a geração fotovoltaica, de modo que, seja viável a transformação da unidade consumidora em uma unidade de produção. Neste contexto, este trabalho apresenta um estudo do dimensionamento de um sistema fotovoltaico conectado à rede para o Centro Educacional Municipal de Paulo Afonso (CEMPA) levando em conta requisitos técnicos, de segurança e de qualidade exigidos pelas normas aplicáveis, além de apresentar um estudo quanto viabilidade econômica de forma que é possível avaliar a rentabilidade dessa tecnologia para o município de Paulo Afonso-BA. Quanto a realização do projeto do sistema, utilizou-se principalmente das normas da COELBA, NBR5410, Resolução Normativa 482/2012 e Módulo 3 do PRODIST; além de softwares como RADIASOL 2 para análise de intensidade da radiação solar, PVsyst para simulação do sistema fotovoltaico, SunData para cálculo da irradiação solar, além do auxílio do Microsoft Excel. Como resultados principais, dimensionou-se um sistema de 37,4 kWp com geração estimada de 54993,56 kWh/ano. O valor do sistema foi orçamentado em R\$ 195.988,80 com retorno do investimento em aproximadamente sete anos e sete meses.*

Palavras-chave: *Sistema fotovoltaico conectado à rede, Payback, Dimensionamento.*

1. INTRODUÇÃO

Conforme o estudo mais recente realizado pela Empresa de Pesquisa Energética, para o período de 2013-2050, há uma projeção de crescimento de aproximadamente 200% na demanda de eletricidade a ser atendida pelo Sistema Elétrico Nacional (EPE, p.154, 2016b). Nesta perspectiva, se faz necessário, além do aumento da geração, uma diversificação da matriz energética brasileira.

Além disto, vale ressaltar que, de acordo com o Relatório Final do Balanço Energético Nacional (EPE, 2016b), o setor elétrico nacional caracteriza-se pela grande incidência de energia elétrica proveniente de hidroelétricas. Logo, torna-se notório que uma crise hídrica também seria responsável pelo comprometimento do fornecimento de energia elétrica do país.

Deste modo, a energia solar surge como uma fonte energética alternativa bastante promissora para o abastecimento de energia, uma vez que o Brasil possui grande potencial para o aproveitamento deste tipo de recurso em razão dos elevados índices de irradiação solar. Assim, a geração fotovoltaica consiste na conversão direta da energia eletromagnética presente na radiação solar em energia elétrica.

A regulamentação apresentada no módulo 3 dos Procedimentos de Distribuição (PRODIST) da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), e na Resolução Normativa 482/2012 da ANEEL, sendo que esta foi aprimorada pela Resolução Normativa 687/2015, formalizaram o uso das fontes renováveis na geração distribuída, incluindo a geração fotovoltaica, de modo que seja viável a transformação da unidade consumidora em uma unidade de produção.

No Brasil, quase 45% da energia elétrica consumida é utilizada por edificações residenciais, comerciais e públicas; sendo o setor residencial responsável por 21,3% do total do consumo nacional e os setores comercial e público responsáveis por 23,4% (EPE, 2016a). Pegando como base o período de maior demanda de energia elétrica desses tipos de edifícios, ela ocorre simultaneamente ao período de maior radiação solar. Dessa forma, sistemas solares fotovoltaicos integrados a edifícios públicos, com conexão à rede, podem ser soluções viáveis que resultariam, através da geração distribuída, em benefícios socioeconômicos para toda a sociedade.

Dentro desse panorama, o presente trabalho pretende expor o dimensionamento de um sistema fotovoltaico conectado à rede para o Centro Educacional Municipal de Paulo Afonso (CEMPA), realizando um estudo de viabilidade

econômica, de forma que seja analisada a rentabilidade dessa tecnologia, bem como os possíveis benefícios socioeconômicos para a sociedade do município de Paulo Afonso-BA.

2. METODOLOGIA

O presente estudo foi implementado em várias etapas. A primeira consistiu-se na obtenção das informações necessárias por meio da técnica de pesquisa bibliográfica, de modo que foi possível o embasamento necessário. Para isso, utilizou-se de informações, principalmente, dos Módulo 3 dos Procedimentos de Distribuição (PRODIST) e regulamentações elaborados pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), além de normas VR01.01-00.12 e NOR.DISTRIBU-ENGE-0002 da concessionária distribuição de energia local - a Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia (COELBA), normativas internacionais, NBR 5410, Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos do CRESESB (2014) e Resolução Normativa 482/2012.

A segunda etapa do estudo consistiu na realização do estudo de caso e da pesquisa de campo, tendo em vista a necessidade de investigação empírica e de coleta sistemática de dados para o acréscimo de valor a este projeto. Neste contexto realizou-se o levantamento de informações no Centro Educacional de Paulo Afonso (CEMPA), localizado na travessa Luiz Viana Filho - Zona Urbana - Centro, Paulo Afonso – BA, como se segue.

A terceira etapa condiz com a utilização de softwares para contribuir com o desenvolvimento do projeto: RADIASOL 2 para análise de intensidade da radiação solar em superfícies inclinadas, PVsyst para simulação do sistema fotovoltaico, SunData para cálculo da irradiação solar diária média mensal em qualquer ponto do território nacional, além do auxílio de planilhas do Microsoft Excel.

Por fim, a quarta etapa consistiu na abordagem dos resultados, bem como as conclusões conseguidas através destes, no qual, inclui todo o estudo de dimensionamento do sistema fotovoltaico conectado à rede no CEMPA e uma análise de viabilidade econômica simplificada através do cálculo do payback simples.

No que tange a forma de abordagem, o tipo de pesquisa empregado foi qualitativo, isto é, metodologia relacionada com a ideia de levantamento de dados com base no estudo sobre pessoas, grupos ou lugares. No que concernem os objetivos da pesquisa, foi utilizado o tipo exploratório de forma a obter maior familiaridade com o problema.

3. RESULTADOS

Nesta seção abordar-se-ão os resultados para o correto dimensionamento do Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede (SFCR) para o CEMPA. Para isso, abordou-se a geração de energia elétrica anual e recurso energético solar disponível para instalação; o dimensionamento do sistema em si; e, uma análise do orçamento/investimento do sistema e da viabilidade simplificada por meio do tempo de retorno do investimento (*payback*).

Vale destacar que o CEMPA possui cerca de 2.440m² sem utilização, espaço ideal para instalação dos módulos fotovoltaicos, uma vez que o local não apresenta sombreamento e a instalação será mais prática tendo em vista o fato de que os módulos serão instalados no chão.

3.1 Geração de energia elétrica anual e recurso energético solar disponível para instalação

O local se enquadra na classe “Poder Público - Municipal Trifásico”, unidade consumidora de baixa tensão (Grupo B), com tensão padronizada de 220/127 V. A partir de dados do histórico de consumo de energia elétrica referente ao período de julho de 2016 a junho de 2017, totalizando 12 meses, foi possível verificar a média e o total do consumo em kWh/mês, sendo estas faixas de valores entre 4263 e 51165.

Diante dos dados de consumo e considerando a taxa mínima de disponibilidade – aquela que para os consumidores do grupo B trifásico equivale a 100 kWh/mês (conforme as disposições da alínea I do artigo 7º da REN nº 482/2012), o SFCR deve ser projetado para gerar cerca de aproximadamente 4163 kWh/mês ou 49965 kWh/ano. Pensando em uma futura expansão da instituição e na possibilidade da energia excedente ser utilizada por outras unidades previamente cadastradas e dentro da mesma área de concessão, utilizou-se um fator de crescimento de 110% (cento e dez por cento) na energia ideal gerada. Sendo assim, o SFCR foi projetado para gerar cerca de 4580 kWh/mês ou 54962 kWh/ano.

Para estimar a produção de energia elétrica deve-se considerar a energia total diária incidente sobre a superfície dos painéis fotovoltaicos. Assim, uma forma bastante conveniente de expressar o valor acumulado de energia solar ao longo do dia é através do número de Horas de Sol Pleno (HSP). Esta grandeza representa o número de horas em que a radiação solar permanece constante ou igual a 1.000W/m².

Desta forma, para obter-se a irradiação do local utiliza-se a ferramenta SunData, fornecido pelo CRESESB. De acordo com o ponto de interesse, que neste caso são as coordenadas do CEMPA (9,400761°S/38,22738°O), o valor de irradiação solar utilizado para o dimensionamento será de 5,37 kWh/m²*dia, o que equivale a 5,37 h/dia (HSP).

3.2 Dimensionamento

A princípio, pensando em maximizar a quantidade de radiação captada pelos módulos fotovoltaicos, verifica-se a orientação dos mesmos. Segundo Villalva (2015, p.48), a melhor maneira para instalar um módulo fotovoltaico é

orienta-lo com a face voltada para o norte. Conforme CRESEB (2014, p.367), outra observação importante é a inclinação dos módulos fotovoltaicos que, para obter a geração máxima de energia durante o ano, o ângulo de inclinação deve ser igual à latitude do local onde o sistema será instalado. No presente projeto o ângulo utilizado será de 10° , tendo em vista que a latitude local é de aproximadamente $9,4^\circ$.

Para a potência instalada do painel (P_{FV}), tem-se que a razão entre a produtividade (kWh/kWp) e a quantidade de horas de sol a 1.000W/m^2 forma a Taxa de desempenho (TD) (Araújo *et al.*, 2016), que conforme Almeida (2012), um sistema FV com ótimo desempenho apresenta uma TD de 75% (perda total de 25%). Assim, adotou-se esse valor para o cálculo de acordo com a literatura, apesar da possibilidade de existir sistemas com TD maior. Com todos os valores definidos e considerando o consumo diário médio anual da edificação (E) como os $54961,5$ kWh/ano da seção anterior pelos 365 dias do ano, a Eq. (1) apresenta que a potência instalada do sistema FV será de $37,4$ kWp.

$$P_{FV} = \left[\frac{E}{(TD \times HSP)} \right] = \left[\frac{(54961,15/365)}{(0,75 \times 5,37)} \right] = 37,4 \text{ kWp} \quad (1)$$

Quanto aos módulos fotovoltaicos, foram escolhidos os da PERLIGHT SOLAR modelo CORAL 260 P-60, homologados pelo INMETRO com classificação “A” de eficiência energética. Possuem potência de pico de 260Wp e são de tecnologia de silício policristalino com vida útil de pelo menos 25 anos, em que 90% da potência nominal pode ser extraída ao longo de 10 anos e 80% após 25 anos.

A quantidade de módulos para a instalação é dada pela Eq. (2). Através desta, obtém-se uma quantidade de 144 módulos.

$$N^{\circ} \text{módulos} = \left[\frac{P_{FV}}{P_p} \right] = \left[\frac{37,4 \text{ kWp}}{260 \text{ Wp}} \right] = 144 \quad (2)$$

Ainda quanto aos módulos, a Tab. 1 apresenta as especificações do modelo de painel escolhido.

Tabela 1 - Especificações do Módulo Fotovoltaico escolhido no projeto.

ESPECIFICAÇÕES DO MÓDULO FOTOVOLTAICO	
Modelo de módulo fotovoltaico	Coral 260 P-60
Potência	260 Wp
Tensão de MPPT (V_{MPP})	32,1 V
Corrente de MPPT (I_{MPP})	8,1 A
Tensão de Circuito Aberto (V_{OC})	37,92 V
Corrente de Curto Circuito (I_{SC})	8,64 A
Corrente Reversa	15 A
Comprimento	1,64 m
Largura	0,992 m
Área	1,63 m ²
Eficiência	15,98%
Coeficientes de temperatura (%/°C)	
Circuito Aberto (β)	-0,3
Tensão de Potência de Pico (β')	-0,35
Curto Circuito (α)	0,06
Potência de Pico (γ)	-0,4
Garantia em 25 anos	80%

Vale destacar que os principais parâmetros elétricos de um módulo fotovoltaico (V_{OC} , V_{MPP} , I_{SC} e I_{MPP}) sofrem influência da temperatura, o que se faz necessário a correção de tais valores para as temperaturas máxima e mínima do local onde o sistema será instalado. Desta forma, segundo os dados do software RADIASOL 2, o município de Paulo Afonso - BA apresenta uma temperatura ambiente (T_{AMB}) mínima de 19°C e máxima de $34,6^\circ\text{C}$, o que faz com que a temperatura de operação dos módulos seja determinada a partir da Eq. (3). Considerando K_t ($^\circ\text{C/W} \cdot \text{m}^2$) o coeficiente térmico para o módulo (valor padrão de 0,03), a irradiância (G) de 1000 W/m^2 para o período em que a temperatura é máxima e a irradiância (G) com valor zero no período em que a temperatura é mínima, tem-se que a temperatura mínima do módulo (T_{MODmin}) será de 19°C e a temperatura máxima do módulo (T_{MODmax}) de $64,6^\circ\text{C}$.

$$T_{MOD} = T_{AMB} + (K_t G) \quad (3)$$

Para representar o efeito da temperatura nas características dos módulos, utilizam-se os coeficientes de temperatura presente nas folhas de dados dos fabricantes. Tais efeitos são calculados conforme as Eq. (4) a Eq. (8), sendo T ($^{\circ}\text{C}$) a temperatura do módulo, β ($\%/^{\circ}\text{C}$) o coeficiente de variação da tensão de circuito aberto, β' ($\%/^{\circ}\text{C}$) o coeficiente de variação da tensão de máxima potência, α ($\%/^{\circ}\text{C}$) o coeficiente de variação da corrente de curto-circuito e γ ($\%/^{\circ}\text{C}$) o coeficiente de variação da potência máxima.

$$V_{OC}(T) = V_{OCstc} [1 + \beta(T - 25)] \quad (4)$$

$$V_{MPP}(T) = V_{MPPstc} [1 + \beta'(T - 25)] \quad (5)$$

$$I_{SC}(T) = I_{SCstc} [1 + \alpha(T - 25)] \quad (6)$$

$$I_{MPP}(T) = I_{MPPstc} [1 + \alpha(T - 25)] \quad (7)$$

$$P_{MPP}(T) = V_{MPPstc} I_{MPPstc} [1 + \gamma(T - 25)] \quad (8)$$

Os resultados destes cálculos são apresentados na Tab. 2.

Tabela 2 - Parâmetros elétricos dos módulos fotovoltaicos corrigidos em função das temperaturas máxima e mínima do ambiente.

PARÂMETROS	T. Mínima 19,00 $^{\circ}\text{C}$	T. Máxima 64,60 $^{\circ}\text{C}$
Tensão de Circuito Aberto (V_{OC})	38,60 V	33,42 V
Tensão de MPPT (V_{MPP})	32,77 V	27,65 V
Corrente de Curto Circuito (I_{SC})	8,62 A	8,85 A
Corrente de MPPT (I_{MPP})	8,07 A	8,29 A
Potência de MPPT (P_{MPP})	266,24 W_p	218,82 W_p

No que se segue, a escolha do inversor foi realizada de acordo com as especificações do sistema FV ao qual está conectado. O inversor deve ser dimensionado para que não trabalhe por muito tempo em potências demasiadamente abaixo da nominal nem seja sobrecarregado (CRESESB, p.331, 2014). Segundo Da Costa (2010), a faixa de potência de operação do inversor é de 0,75 a 1,2 da potência nominal do gerador FV. Desta forma, neste projeto, optou-se pela configuração com um inversor central (módulos ligados a ele) com potência nominal de 33kW e, consequentemente, um FDI de 0,88, pois o FDI é a razão entre a potência nominal do inversor (P_{INV}) e a potência nominal do gerador FV (P_{FV}).

Tabela 3 - Especificações elétricas do inversor.

DADOS DO INVERSOR	DADOS DO INVERSOR
Inversor	Cabernet 33000 27L
Número de Fases	Trifásico
ENTRADA	
Potência máx. DC (P_{NCC})	33000 W
Tensão Máxima (V_{CCMAX})	1000 V
Tensão Mínima (V_{CCMIN})	200 V
Corrente Máx. Curto Circuito (I_{CCMAX})	21A
Corrente de MPPT Máx. (I_{MPPMAX})	23A
Tensão MPPT Mín. (V_{MPPMIN})	480 V
Tensão MPPT Máx. (V_{MPPMAX})	900 V
Quantidade de MPPT:	3
SAÍDA	
Potência Nominal (P_{NAC})	33000 VA
Tensão Nominal da Rede Elétrica	380/220 V
Corrente Máx. (I_{ACMAX})	41,7A
Tensão Nominal Fase	220V
Frequência	60 Hz
Eficiência	98,6 %

Portanto, na Tab. 3 são apresentadas as especificações elétricas do inversor trifásico escolhido para este trabalho. Na escolha do inversor levou-se em consideração, além da potência nominal, a tensão de entrada do inversor, a faixa de tensão MPPT do inversor, a corrente máxima de entrada CC e os requisitos de segurança e de qualidade definidos pela

concessionária de energia. Além disso, é importante destacar que o inversor selecionado efetua o paralelismo e o sincronismo com a rede elétrica automaticamente, já contendo as proteções anti-ilhamento.

No que tange os limites de tensão e configuração dos módulos, verifica-se, primeiramente, o número máximo de módulos por fileira. Este é determinado de modo que a tensão na fileira seja inferior à faixa de tensão da entrada CC do inversor. No caso da tensão máxima da entrada do inversor, a mesma ocorrerá durante a operação de circuito aberto na temperatura de 19°C, como pode ser observado na Tab. 2. Desta forma, e conforme Eq. (9), o número máximo de módulos é de 25 módulos.

$$N^{\circ}_{\max} = \left[\frac{V_{MAXinv}}{V_{OC19^{\circ}C}} \right] = \left[\frac{1000}{38,6} \right] = 25,91 \quad (9)$$

O número de módulos conectados em série pode ser encontrado conforme a Eq. (10). Percebe-se que são necessários no mínimo 18 módulos ligados em série na entrada do inversor e no máximo, de acordo com a faixa de tensão MPPT do inversor, 27 módulos por fileira para que o sistema FV opere de forma correta. Todavia, este número excede o limite suportado pela máxima tensão de entrada do inversor, de forma que o número máximo de módulos conectados em série deve ser igual a 26 módulos, atendendo ao critério da faixa de tensão MPPT e ao critério da máxima tensão de entrada do inverso.

$$\left[\frac{V_{MPPINV\min}}{V_{MPP64,4^{\circ}C}} \right] \leq N^{\circ}_{MODsérie} \leq \left[\frac{V_{MPPINV\max}}{V_{MPP19^{\circ}C}} \right] \quad (10)$$

$$\left[\frac{480}{27,65} \right] \leq N^{\circ}_{MODsérie} \leq \left[\frac{900}{32,77} \right] \rightarrow 17,36 \leq N^{\circ}_{MODsérie} \leq 27,46$$

Para encontrar o número máximo de fileiras conectadas em paralelo, basta encontrar a razão entre a corrente máxima CC nominal do inversor ($I_{MAXinv-cc}$) e a corrente nominal CC da fileira corrigida ($I_{SC64,4^{\circ}C}$) segundo da Eq. (11). Como resultado, considera-se 2 fileiras conectadas em paralelo.

$$N^{\circ}_{paralelo} = \left[\frac{I_{MAXinv-cc}}{I_{SC64,4^{\circ}C}} \right] = \left[\frac{21}{8,85} \right] = 2,37 \quad (11)$$

Para verificar se o arranjo FV é compatível com o inversor é necessário analisar se as tensões de cada fileira estão respeitando os limites máximo e mínimo da faixa de operação da tensão MPPT e que a corrente das fileiras não exceda a máxima corrente CC do inversor. Para os cálculos, considera-se valores da Tab. 2, 24 módulos por fileira, 2 fileiras e Eq. (12) à Eq. (16).

$$V_{MPP19^{\circ}C} = 24 \times 32,77 = 786,49V \quad (12)$$

$$V_{MPP64,4^{\circ}C} = 24 \times 27,65 = 663,60V \quad (13)$$

$$V_{OC19^{\circ}C} = 24 \times 38,6 = 926,40V \quad (14)$$

$$I_{SC64,4^{\circ}C} = 2 \times 8,85 = 17,70A \quad (15)$$

$$I_{MPP64,4^{\circ}C} = 2 \times 8,29 = 16,58A \quad (16)$$

Através da Tab. 4 é possível comparar os parâmetros e concluir que o arranjo FV é compatível com o inversor.

Tabela 4 - Especificações elétricas do inversor.

FILEIRA		INVERSOR		COMPATIBILIDADE
PARÂMETROS	VALORES	PARÂMETROS	VALORES	
$V_{MPP\min}$ (64,6°C)	663,60 V	$V_{MPP\min}$	480 V	Atende
$V_{MPP\max}$ (19°C)	786,50 V	$V_{MPP\max}$	900 V	Atende
$V_{OC\max}$ (19°C)	926,40 V	$V_{CC\max}$	1000 V	Atende
$I_{SC\max}$ (64,6°C)	17,70 A	$I_{CC\max}$	21 A	Atende
$I_{MPP\max}$ (64,6°C)	16,58 A	$I_{MPP\max}$	23 A	Atende

* Tensão dos 24 módulos em série;

** Corrente das 2 fileiras em paralelo.

Portanto, tem-se de posse do número total de módulos, isto é, 144 módulos; 24 módulos por fileira e 2 fileiras para cada entrada do inversor (3 entradas com MTTP e em cada uma será conectado 2 fileiras em paralelo) totalizando 6 fileiras. Desta forma, é possível montar o arranjo do sistema fotovoltaico conforme apresenta a Fig. 1.

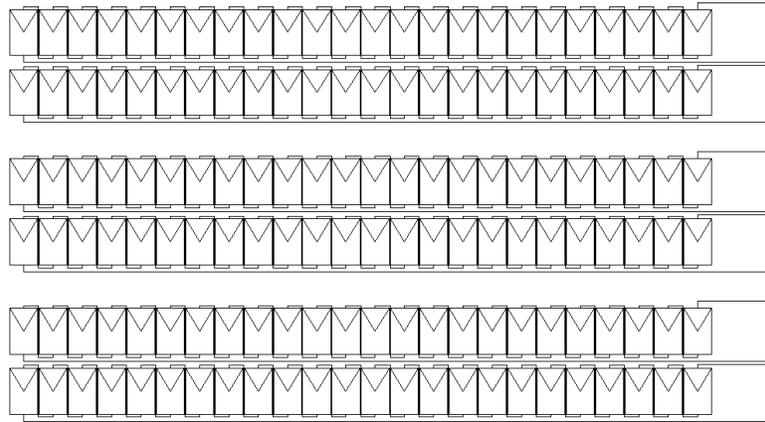


Figura 1- Arranjo do sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica projetado para o CEMPA.

Para o dimensionamento dos condutores foi utilizado o critério da queda de tensão. Deve-se, primeiramente, encontrar a corrente corrigida (suportar no mínimo 1,25 vezes a corrente máxima de curto circuito) conforme Eq. (17).

$$I_{CORRIGIDO_{CC-FILEIRAS}} \geq 1,25 \times 8,85 \geq 11,07 A \quad (17)$$

$$I_{CORRIGIDO_{CC-PRINCIPAL}} \geq 2 \times 1,25 \times 8,85 \geq 22,13 A$$

Com os valores das correntes corrigidas, pode-se utilizar a Eq. (18) para determinar a seção dos condutores pelo critério da queda de tensão para encontrar a seção dos condutores. O coeficiente de resistividade (ρ) do cobre para $64,6^\circ C$ é de $0,02024 \Omega \cdot mm^2/m$, a queda de tensão admissível (ΔV) será de 1% e L é o comprimento do cabo. Portanto, conforme resultados da Eq. (18), considerou-se a seção dos cabos CC das fileiras de $4mm^2$ e do cabo CC principal de $6mm^2$.

$$S_{CC_{fileira}} = \left[\frac{2xLx\rho x I_{CORRIGIDO_{CC-FILEIRAS}}^2}{\Delta V x (P_{MPP_{TOD_{max}}}) x (N^{o_{MODsérie}})} \right] = \left[\frac{2x40x0,02024x11,07^2}{0,01x218,82x24} \right] \cong 3,8mm^2 \rightarrow 4mm^2 \quad (18)$$

$$S_{CC_{principal}} = \left[\frac{2xLx\rho x I_{CORRIGIDO_{CC-PRINCIPAL}}^2}{\Delta V x (P_{MPP_{TOD_{max}}}) x (N^{o_{MODsérie}})} \right] = \left[\frac{2x40x0,02024x22,13^2}{0,01x218,82x24} \right] \cong 5,7mm^2 \rightarrow 6mm^2$$

Abordando agora o dimensionamento dos cabos CA, estes são divididos em dois trechos: o primeiro trecho liga o inversor ao transformador com a tensão 380/220 e uma corrente máxima de 41,7 A e o segundo trecho é a ligação entre o transformador e a rede elétrica local com a tensão de 220/127 e um corrente máxima de 72,24 A.

Pelo critério da capacidade máxima de condução de corrente, verifica-se que os cabos principais são agrupados em eletrodutos da caixa de junção até a entrada do inversor, classificado segundo a NBR 5410 como método B1, a temperatura de operação máxima é de $35^\circ C$, sendo seu fator de correção de 0,94, e conforme a Tabela 40 encontrada da NBR 5410, o fator de correção de agrupamento presente na Tabela 42 (NBR 5410) é de 1,0.

Sendo assim, com base na Tabela 36 da NBR 5410 e com a aplicação dos fatores de correção determinou-se que a seção dos condutores para o critério capacidade máxima de condução de corrente no primeiro e segundo trecho serão de $16 mm^2$ e $25 mm^2$, respectivamente.

Mencionam-se ainda os dispositivos de seccionamento que devem interromper efetivamente todos os condutores vivos de alimentação de um circuito. Estes dispositivos serão utilizados nos cabos CC das fileiras, nos cabos CC principais e no lado CA. Segundo a NBR 5410, os disjuntores devem ser dimensionados de forma que a corrente nominal do disjuntor (I_d) deve possuir valor maior que a corrente nominal do circuito (I_N) e menor que a corrente máxima permitida no condutor ($I_{máx}$).

Para dimensionar o dispositivo de seccionamento de uma fileira considera-se um valor entre a corrente corrigida da fileira que é igual a 11,07 A e a corrente máxima suportada pelo condutor de $4 mm^2$ que segundo a Tabela 36 da NBR 5410 é igual a 32 A. Portanto, o disjuntor utilizado para seccionamento das fileiras será de 16 A.

No caso do dimensionamento do dispositivo de seccionamento que tem como função interromper a conexão entre o gerador FV e a entrada do inversor, leva em consideração a corrente corrigida das fileiras em paralelo que é igual a

22,13 A e a corrente máxima suportada pelo condutor de 6 mm² é de 41 A. Portanto, o disjuntor utilizado para seccionamento do conjunto de fileiras será de 25 A.

Para o dimensionamento do dispositivo de seccionamento do lado CA utilizou-se como corrente nominal do circuito a máxima corrente de saída do inversor, corrigida pelo fator de 0,94, que é igual a 44,36A, e a corrente máxima suportada pelo condutor de 16 mm² que é igual a 76 A. Portanto, o disjuntor utilizado no lado CA será de 50 A.

No caso do dimensionamento dos fusíveis CC, considera-se uma corrente tal maior que 110% da corrente de curto ($I_{SC} = 1,1 \times 8,85 = 9,73A$) para 64,4°C e menor que a corrente reversa do módulo ($I_{reversa} = 15A$), sendo, portanto, de 10 A.

Acrescenta-se ainda o diodo de bloqueio ligado em série (V_D) com o conjunto de módulos fotovoltaicos que deve suportar o dobro da tensão da fileira para 19°C ($V_{oc19°C}$). Conforme Eq. (14), $V_{oc19°C}$ foi de 926,40V. Logo, V_D é igual a 1852,8V.

O aterramento foi feito utilizando uma haste de cobre, interligando toda a instalação elétrica, incluindo a parte metálica dos módulos fotovoltaicos, a estrutura de fixação dos mesmos e o inversor. A haste de aterramento do sistema FV deve estar conectada com a haste de aterramento já existente na unidade consumidora objeto deste estudo.

3.3 Geração de energia esperada

A estimação da geração de energia se dá através da análise dos parâmetros que envolvem a energia solar que incide sobre o local em que os módulos FV serão instalados, isto é, calcula-se o produto entre a energia ideal gerada e a taxa de desempenho do sistema. A energia ideal gerada é o produto entre Potência do SFCR (P_{FV}), o número de dias no mês e a quantidade de horas de sol pleno (HSP (h/dia)). Sendo assim, na Tab. 5 são apresentados os valores de energia ideal e real estimados para cada mês do ano.

Tabela 5 - Geração de energia elétrica estimada.

MÊS	CONSUMO ATIVO (kWh)	GERAÇÃO MENSAL C/ PERDAS (kWh/mês)	GERAÇÃO TOTAL MENSAL (kWh/mês)
Janeiro	1700	4778,94	6371,91
Fevereiro	3638	4316,46	5755,28
Março	5317	4979,15	6638,86
Abril	5804	4329,15	5773,25
Mai	5391	3882,34	5176,45
Junho	5260	3605,47	4807,30
Julho	2572	3821,41	5095,21
Agosto	3536	4735,41	6313,88
Setembro	4487	4616,35	6155,14
Outubro	4760	5492,73	7323,64
Novembro	4308	5273,42	7031,23
Dezembro	4392	5161,95	6882,60
TOTAL	51165	54993,56	73324,74

Nota-se que a geração anual com perdas atende ao critério estabelecido na seção 3.1, gerando anualmente cerca de 54993,56 kWh/ano, ou seja, a energia consumida anualmente será totalmente compensada, além de gerar um excedente de 10% que pode ser utilizado por outras unidades consumidoras ou em caso de uma possível expansão.

3.4 Viabilidade econômica: Orçamento e Payback

Para realizar a análise de viabilidade do projeto é preciso determinar os custos envolvidos para a implantação do sistema FV proposto. Sendo assim é necessário realizar uma pesquisa comercial com os valores atuais dos painéis fotovoltaicos e do inversor.

Contudo, segundo Dassi et al. (2015 apud Ferreira, 2016), para determinar o valor total do investimento, é preciso levar em consideração, além dos painéis e inversor, o valor do projeto elétrico, os encargos da empresa responsável pela instalação, o valor da interligação com a rede elétrica já existente, os equipamentos de proteção, o custo da instalação e o custo da Anotação de Responsabilidade Técnica (ART) do CREA, conforme apresenta a Tab. 6.

Tabela 6 - Levantamento do custo inicial da instalação.

EQUIPAMENTOS E SERVIÇOS	PESQUISA DE PREÇO	CUSTOS
Inversor / Cabernet 33000 27L	Pesquisa de Mercado	R\$ 18.960,00
Módulos FV / Coral 260 P-60*	Pesquisa de Mercado	R\$ 84.240,00
Suporte de Fixação	Pesquisa de Mercado	R\$ 9.300,00
Projeto elétrico, encargos da empresa de instalação	20,0 % do valor (painéis + inversor)	R\$ 20.640,00
Interligação com a rede existente	2,0 % do valor (painéis + inversor)	R\$ 2.064,00
Painel de proteção	2,5 % do valor (painéis + inversor)	R\$ 2.580,00
Instalação elétrica dos painéis	16,4 % do valor (painéis + inversor)	R\$ 16.924,80
ART	40,0 % do valor (painéis + inversor)	R\$ 41.280,00
Valor do Investimento Inicial		R\$ 195.988,80

* Valor dos 144 módulos utilizados no projeto (R\$ 585,00 a unidade).

Quanto ao *payback*, este é um indicador econômico simples, utilizado para avaliar a atratividade de um investimento, uma vez que determina o prazo de recuperação do mesmo (Marquezan e Brondani, 2006). Portanto, conforme Eq. (19) e considerando a tarifa para o consumidor “Grupo B”, subgrupo B3 Poder Público – Municipal, cujo o valor é de R\$/kWh 0,46995539 já com os tributos, PIS/COFINS inclusos, tem-se um *payback* de aproximadamente 7 anos e 7 meses.

$$Payback_{\text{simples}} = \left[\frac{V_{\text{INVinicial}}}{0,46995539 \times E_{\text{GERADA ANO}}} \right] = \left[\frac{195.988,80}{0,46995539 \times 54.993,56} \right] = 7,58 \text{ anos} \quad (19)$$

4. CONCLUSÃO

Na perspectiva do uso de fontes alternativas de energia - com foco na energia solar fotovoltaica - de forma a contribuir com o desenvolvimento sustentável, com o suprimento de energia elétrica e, também, no intuito de apresentar os benefícios socioeconômicos da instalação dos sistemas fotovoltaicos pelo órgão público municipal, o presente trabalho teve como objetivo realizar e estudar o dimensionamento e a viabilidade econômica (*payback*) de um sistema fotovoltaico conectado à rede de energia elétrica para compensação do consumo ativo no Centro Educacional de Paulo Afonso (CEMPA).

O município de Paulo Afonso – BA, local onde o estudo proposto foi realizado, apresentou ótimas condições para a instalação de sistemas de geração solar fotovoltaica devido aos seus ótimos valores de radiação solar ao longo de todo ano, que, conforme o programa SunData do CRESESB, é de 5,37 kWh/m²*dia.

O estudo do dimensionamento de um SFCR tomou como base os requisitos técnicos, de qualidade e de segurança exigidos nas normas da concessionária local baseadas no módulo 3 do PRODIST. Como resultado, determinou-se o arranjo fotovoltaico composto por 144 módulos modelo Coral 260 P-60 de 260Wp divididos em 6 fileiras cada uma contendo 24 módulos. Considerou-se uma faixa de temperatura de operação de 19 a 64,6°C - uma vez que, a temperatura de operação dos módulos FV afeta a eficiência do SFCR - para verificar a compatibilidade do arranjo FV com o inversor modelo Cabernet 33000 27L de 33 kW com 3 entradas com MTTP e em cada uma será conectado 2 fileiras em paralelo. Além disso, através da NBR 5410 e dos critérios de queda de tensão e da capacidade máxima de condução de corrente, determinou-se a seção dos cabos, dos dispositivos de proteções CA/CC e aterramento.

Dentro do estudo da viabilidade, realizou-se o mesmo de forma simplificada no presente projeto, um indicador econômico: o *payback*. O tempo de retorno (*payback*) do investimento está em aproximadamente 7 anos e 7 meses, o que representa um tempo de retorno pequeno em relação à vida útil dos painéis fotovoltaicos, de 25 anos. O cálculo ainda pode levar em consideração o aumento médio anual do custo da energia da rede, o custo de acesso à rede e a depreciação média anual do sistema, obtendo um valor mais coerente para cada região.

Vale ressaltar que a vida útil de um inversor varia de 10 a 15 anos em média, portanto, qualquer retorno acima da vida útil do inversor resultaria em um sistema inviável, o que não foi o caso. Com todas essas análises, fica evidente que o projeto é viável, portanto, conclui-se que é recomendável a execução do projeto de implantação de um SFCR no Centro Educacional de Paulo Afonso (CEMPA).

Caso seja implantado pelo Poder Público Municipal, o SFCR irá gerar um bom retorno financeiro, que poderá ser utilizado para outros fins, tais como saúde, educação, lazer e segurança, beneficiando a população de um modo geral. Vale ressaltar que o SFCR também possui fins educacionais, auxiliando os professores e os demais profissionais do sistema de ensino, despertando nos alunos um sentimento de preservação do meio ambiente através da geração de energia elétrica através de fontes renováveis.

No mais, tal sistema serviria como um excelente incentivo para a sociedade em geral, demonstrando a tecnologia para a população de Paulo Afonso – BA e mostrando que é viável investir em microgeradores fotovoltaicos conectados à rede.

REFERÊNCIAS

- Almeida, M. P., 2012. Qualificação de sistemas fotovoltaicos conectados à rede, Tese de Doutorado, Universidade de São Paulo, São Paulo.
- Araújo, A. J. N., Rank, N. I., Bueno, T. B. A., 2016. Análise dos fatores de perdas nos sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica em Curitiba, Trabalho de Conclusão de Curso, Universidade Tecnológica Federal do Paraná, Curitiba.
- CRESESB, 2014. Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos. Rio de Janeiro: CEPEL.
- Da costa, H. J. S., 2010. Avaliação do fator de dimensionamento do inversor em sistemas fotovoltaicos conectados à rede, Monografia (Graduação em Engenharia Elétrica), Universidade Federal do Ceará, Fortaleza.
- Dassi, J. A., Zanin, A., Bagatini, F. M., Tibola, A., Barichello, R., & DE MOURA, G. D., 2015. Análise da viabilidade econômico-financeira da energia solar fotovoltaica em uma Instituição de Ensino Superior do Sul do Brasil. In Anais do Congresso Brasileiro de Custos-ABC.
- EPE, 2016a. NOTA TÉCNICA. Demanda de Energia 2050. Nota Técnica da EPE, Rio de Janeiro.
- EPE, 2016b. Balanço Energético Nacional 2017, Ano Base 2016. Rio de Janeiro.
- Ferreira, R. M., 2016. Estudo de Viabilidade Econômica para Implantação de Geração Fotovoltaica em Escola Municipal de Abaeté/MG, Monografia (Graduação em Engenharia Elétrica), Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Minas Gerais – IFMG, Formiga.
- Marquezan, L. H. F., Brondani, G., 2006. Análise de investimentos. Revista Eletrônica de Contabilidade (Descontinuada), v. 3, n. 1, p. 35.
- Villalva, M. G., 2015. Energia Solar Fotovoltaica Conceitos e Aplicações. 2 ed. São Paulo: Saraiva.

DESIGN AND ECONOMIC FEASIBILITY OF A GRID-CONNECTED PHOTOVOLTAIC SYSTEM FOR A PUBLIC EDUCATIONAL UNIT OF THE MUNICIPALITY OF PAULO AFONSO - BA

Abstract. *The current energy crisis makes it imperative to adopt new energy production alternatives capable of meeting growing demand. In Brazil, solar energy appears as a very promising alternative energy source, since the country has great potential for the use of this type of resource due to the high solar irradiation rates. The regulations presented in module 3 of the Distribution Procedures (PRODIST) and ANEEL's Normative Resolution 482/2012, formalized the use of renewable sources in distributed generation, including photovoltaic generation, so that it is feasible to transform the consumer unit into production unit. In this context, this work presents a study of the design of a grid-connected photovoltaic system for the Paulo Afonso Municipal Educational Center (CEMPA), taking into account the technical, safety and quality requirements of the applicable standards, and also an analysis of economic feasibility, so that it is possible to evaluate the profitability of this technology for the city of Paulo Afonso-BA. As for the realization of the system design, the standards of COELBA, NBR5410, Normative Resolution 482/2012 and Module 3 of PRODIST were used; in addition to software such as RADIASOL 2, for analysis of solar radiation intensity, PVSyst for simulation of the photovoltaic system, SunData for solar irradiation calculation, and Microsoft Excel for further analysis. The main results were a 37.4 kWp system with an estimated generation of 54993.56 kWh / year. The value of the system was budgeted at R\$ 195,988.80 with return on investment in approximately seven years and seven months.*

Key words: *Grid-connected photovoltaic system, Payback, Design.*