



**XXII SNTPEE  
SEMINÁRIO NACIONAL  
DE PRODUÇÃO E  
TRANSMISSÃO DE  
ENERGIA ELÉTRICA**

BR/GPT/10  
13 a 16 de Outubro de 2013  
Brasília - DF

**GRUPO – II**

**GRUPO DE ESTUDO DE PRODUÇÃO TÉRMICA E FONTES NÃO CONVENCIONAIS - GPT**

**AVALIAÇÃO DO IMPACTO DO AUMENTO DA PENETRAÇÃO DE GERADORES FOTOVOLTAICOS EM  
MICROGRIDS ISOLADAS NA AMAZÔNIA**

**Cláudio Gonçalves (\*)      João P. Abreu Vieira (\*)      Dione J. Abreu Vieira (\*)  
Maria E. Lima Tostes (\*)      Bernard C. Bernardes (\*)      Ubiratan H. Bezerra (\*).**

**Laboratório de Simulação de Sistemas Elétricos de Potência (UFPA)**

**RESUMO**

O uso de recursos renováveis, como a geração fotovoltaica (GFV), desponta como solução para o atendimento de localidades na Amazônia. Assim, diante do uso da GFV conectada à rede, este trabalho apresenta uma metodologia de avaliação do impacto do aumento da penetração da GFV em redes primárias isoladas e supridas por usinas a diesel, considerando altos níveis de penetração. Com a integração da GFV na rede, em função da radiação solar e temperatura ambiente, será avaliado o perfil de tensão, a perda ativa, a potência gerada pela usina a diesel, o consumo de combustível e o nível de CO<sub>2</sub>.

**PALAVRAS-CHAVE**

Geração distribuída (GD), Alocação e dimensionamento de GD, Geração fotovoltaica (GFV), Perdas de potência ativa, Desvio de tensão.

**1.0 - INTRODUÇÃO**

Fontes alternativas, com base em energia renovável, vêm despontando como aplicação na GD, haja vista o crescente aumento do consumo de energia elétrica [1] e, ainda, em virtude do esgotamento gradual da geração de energia elétrica a partir de combustíveis fósseis, tendo-se o trio carvão, óleo e gás natural como responsável por mais de 80% da energia produzida no mundo [2]. No Brasil, a principal fonte de energia é a hidráulica, que no ano de 2010 representou 74% do total de energia elétrica ofertada no País [3] e, como nos demais países, a geração é centralizada. Especificamente na Região Amazônica, ainda falta ser explorada, por exemplo, a energia solar fotovoltaica, haja vista os níveis adequados de radiação solar nessa região [4], o que impulsionaria o uso dessa modalidade de geração [5] e o desenvolvimento da GD [6], pela utilização de pequenas unidades geradoras na rede do consumidor, as quais podem ser integradas ao sistema de distribuição da concessionária.

Apesar das mudanças que vêm ocorrendo no setor elétrico brasileiro [7], tanto no aspecto da regulamentação com o estabelecimento de condições de acesso e potências para micro e minigeração distribuída [8], quanto na expansão da matriz energética, o fornecimento de energia elétrica em algumas cidades da Amazônia, é realizado apenas por usinas termelétricas a diesel, principalmente devido à dificuldade de acesso e a baixa densidade populacional nessa região e, ainda, em virtude do elevado investimento financeiro necessário para a construção de extensas linhas de transmissão para integração das redes dessas cidades ao Sistema Interligado Nacional (SIN). Por outro lado, apesar do baixo investimento financeiro inicial e reduzido tempo de implantação de usinas a diesel [9], as mesmas apresentam custos elevados, associados à operação e manutenção dos motores acionadores a diesel e à logística de transporte do combustível, aliados à poluição ambiental provocada pela emissão de CO<sub>2</sub> [10]. O mercado de GFV está crescendo mundialmente [11] e no Brasil espera-se que, por meio de subsídios e incentivos governamentais ou por iniciativa privada, um crescimento na integração FV nas redes elétricas, estabelecendo um novo marco regulatório do setor, o que requer novos modelos, métodos, estudos e análises, os

quais podem auxiliar na tomada de decisão para o planejamento da integração da GFV em redes de distribuição. Neste trabalho, uma unidade de GD fotovoltaica para conexão à rede é definida como composta por gerador um FV acoplado a um inversor CC/CA (FVI), conforme esquema ilustrativo mostrado na Figura 1.

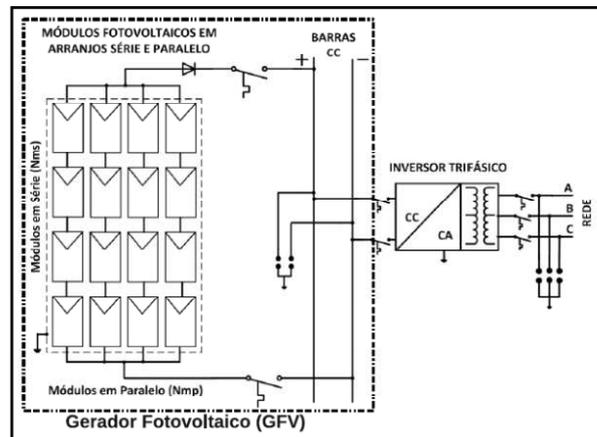


Figura 1 - Unidade para geração fotovoltaica (FVI).

Geradores distribuídos, quando integrados em um sistema elétrico, provocam modificações nos parâmetros operacionais da rede [12], [13], provocando alterações na magnitude e direção dos fluxos de potência, no perfil de tensão e nas perdas, o que requer maior atenção dos engenheiros planejadores quanto as implicações técnico-econômicas. Considerando a integração de unidades FVI, uma vez que a potência injetada na rede depende de condições ambientais, como radiação solar e temperatura ambiente, podem ocorrer sobretensão em determinado nó da rede ou fluxo de potência ativa reversa, ou seja, a GD da rede suprindo potência para os geradores da usina térmica. Assim, a inserção de GD no sistema elétrico implica no estabelecimento de uma nova configuração de rede, sendo mandatória a necessidade de controlar e supervisionar a operação dos GDs e das cargas, o que leva à necessidade do estabelecimento de rede inteligente ou smart grid [5], [14]. Neste sentido, o aumento da penetração da GFV em um sistema elétrico torna-se um problema complexo e, ainda, torna-se mais desafiador quando se leva em consideração a intermitência da fonte primária. Para tratar questões relativas ao dimensionamento da potência ótima da GD com energia firme (ou convencional), para alocação concentrada, na barra ótima, vários trabalhos vêm sendo publicados, os quais aplicam técnicas analíticas ou meta-heurísticas [12], [15], [16], [17], [18]. No trabalho [19] é desenvolvida uma metodologia, baseada em expressões analíticas, as quais são aplicadas para determinar as potências ativa e reativa e o fator de potência, todos ótimos, de quatro tipos de GD, dentre elas o gerador FV. Com o intuito de avaliar altos níveis de penetração, em [20] são estabelecidos cenários de alocação concentrada e dispersa de GD. Nesses trabalhos, além das simulações serem direcionadas para a análise da integração concentrada, a função objetivo busca a redução máxima da perda de potência total da rede.

No que diz respeito a análise da alta penetração da GFV em redes de distribuição, várias técnicas e metodologias foram propostas, como em [21] que realiza avaliação de altos níveis de penetração concentrada de geradores fotovoltaicos (GFVs) com foco na sobretensão nas barras e capacidade dos condutores do sistema elétrico. Em [22] foi proposto um processo para determinar o nível ótimo de penetração concentrada da GFV em um alimentador de distribuição de energia elétrica, maximizando o valor líquido dessa geração, de modo a obter melhor relação custo x benefício do projeto e melhor utilização da energia solar. Porém, nessas pesquisas relevantes, não são consideradas a alocação dispersa de GFVs em vários pontos da rede elétrica e, além disso, não são tratados sistemas elétricos supridos por usinas a diesel e nem a redução da potência de geração a diesel, em função do aumento da penetração da GFV como parte do problema [23], [24]. Assim, este artigo propõe uma metodologia que permite avaliar o aumento da penetração da GFV em rede primárias de microgrids isoladas e supridas por usina a diesel, considerando a integração concentrada ou dispersa de unidades FVI em cenários de potência consumida com variação horária, assim como a potência ativa gerada pelos GDs, em função da intermitência da fonte primária, objetivando-se melhorar o perfil global de tensão, reduzir a perda ativa, reduzir a potência de geração a diesel e o consumo de óleo diesel, assim como o nível de emissão de CO<sub>2</sub>. Demais assuntos deste trabalho estão organizados como a seguir: na seção II apresenta-se uma descrição de GFVs. A seção III apresenta a descrição da metodologia e os indicadores para avaliação do aumento da penetração da GFV e na seção IV apresenta os resultados e discussões das simulações realizadas em dois sistemas elétricos radiais. Finalmente, a seção V é destinada para a conclusão e principais contribuições deste trabalho.

## 2.0 – GERADORES FOTOVOLTAICOS

O GFV pode ser definido como um dispositivo composto por determinada quantidade de módulos solares [25], os quais têm a célula FV como unidade básica de geração e, de acordo com arranjos de conexões série e/ou paralela, em função da necessidade de valores de tensão e corrente CC (corrente contínua) pré-definidos, supre potência

ativa para determinado consumidor. Algumas das vantagens do GFV: fonte modular, sem peças móveis, com baixo custo de manutenção, baixo impacto ambiental e pode ser instalado próximo aos consumidores. A potência produzida por um GFV depende de alguns fatores, tais como perda de tensão nos cabos elétricos de saída, diferenças entre as células dos módulos solares, mas, os dois fatores principais que afetam a potência de saída do GFV são [26]:

- Radiação solar incidente no plano dos módulos solares;
- Temperatura de operação das células que compõem os módulos solares.

No dimensionamento da potência ativa dos GFVs [27] foram usados os dados do módulo solar modelo PLUTO245- $W_{DE}$ , cujas especificações técnicas principais são apresentadas na Tabela I. Para a determinação da potência de saída horária, foram consideradas a radiação solar e temperatura ambiente, cujos valores foram obtidos do *site* do Instituto Nacional de Meteorologia (INMET) [28]. A potência nominal de um GFV, sob condições de referência,  $P_{FV}^0$ , pode ser obtida a partir da expressão

$$P_{FV}^0 = N_{ms} V_{mp} N_{mp} I_{mp}, \quad (1)$$

na qual,  $N_{ms}$  é a quantidade de módulos solares em série,  $N_{mp}$  é quantidade de módulos solares em paralelo,  $V_{mp}$  (V) é a tensão do módulo no ponto de máxima potência e  $I_{mp}$  (A) é a corrente do módulo no ponto de máxima potência. A potência ativa entregue ao inversor no ponto de máxima potência,  $P_{mp}$ , pode ser obtida, para determinada condição operacional [29], [30], a partir da expressão:

$$P_{mp} = P_{FV}^0 \frac{G_i}{G_0} \left[ 1 + \gamma_{mp} (T_C - T_{ref}) \right] \quad (2)$$

na qual,  $G_i$  é a radiação solar incidente no plano dos módulos solares,  $G_0=1000 \text{ W/m}^2$  é a radiação solar de referência,  $\gamma_{mp}$  é o coeficiente que relaciona a variação da potência no ponto de máxima potência com a temperatura do módulo,  $T_C$  ( $^{\circ}\text{C}$ ) é a temperatura das células do módulo solar e  $T_{ref}=25 \text{ }^{\circ}\text{C}$  é a temperatura de referência. A temperatura das células do módulo solar pode ser obtida pela aplicação da expressão abaixo [31], em função da temperatura ambiente,  $T_a$ , e da radiação solar incidente,

$$T_C = T_a + (\text{NOCT} - 20) \frac{G_i}{800}, \quad (3)$$

na qual,  $\text{NOCT}$  refere-se a temperatura de operação nominal da célula ou *nominal operating cell temperature*. Substituindo (3) em (2) e considerando  $\gamma_{mp} = -0,0040/^{\circ}\text{C}$ ,  $\text{NOCT} = 45 \text{ }^{\circ}\text{C}$  e  $T_{ref} = 25 \text{ }^{\circ}\text{C}$ , a potência ativa de saída (W) do gerador fotovoltaico pode ser obtida em função da radiação solar incidente ( $\text{W/m}^2$ ) e temperatura ambiente ( $^{\circ}\text{C}$ ), a partir da expressão:

$$P_{mp} = 1,1 \times 10^{-3} P_{FV}^0 G_i - 1,25 \times 10^{-7} P_{FV}^0 G_i^2 - 4,0 \times 10^{-6} P_{FV}^0 G_i T_a. \quad (4)$$

A potência ativa (W) de saída do inversor, considerando o seu rendimento  $\eta_{inv}$ , pode ser obtida a partir da expressão

$$PS_{INV} = \eta_{inv} P_{mp}. \quad (5)$$

Na Figura 2 mostra-se a curva de potência ativa de saída de uma unidade FVI com potência nominal de 30kW, em função da radiação solar incidente e temperatura ambiente.

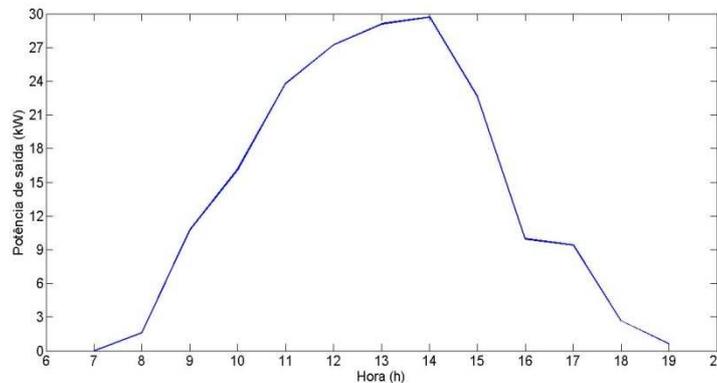


Figura 2 - Potência de saída de unidade FVI de 30 kW.

Tabela I – Características elétricas do módulo PLUTO 245-W<sub>DE</sub>

Parâmetro	Variável	Valor
Potência Máxima (W)	$P_{mp}$	245
Tensão no $P_{mp}$ (V)	$V_{mp}$	29,80
Corrente no $P_{mp}$ (A)	$I_{mp}$	8,23
Coefficiente de Temperatura $P_{mp}$	$\gamma$	-0,0040/°C
Temperatura NOCT	$NOCT$	$45 \pm 2$

### 3.0 – INDICADORES PARA AVALIAR OS EFEITOS DA PENETRAÇÃO DA GFV

Os indicadores técnicos descritos a seguir permitem quantificar os efeitos da integração à rede de unidades FVI, através da comparação de grandezas de interesse antes e após a integração do geradores. Assim, com a finalidade de se obter a melhoria do perfil de tensão em determinado nó do sistema,  $MV_i$ , aplica-se a expressão 6:

$$MV_i = \left( \frac{V_{CGD} - V_{SGD}}{V_{SGD}} \right) 100, \quad (6)$$

na qual,  $V_{SGD}$  é o valor da tensão do caso base e  $V_{CGD}$  é o valor da tensão após a integração da GFV na rede. Para se avaliar a redução obtida da perda ativa total da rede,  $RPS$ , pode ser aplicada a expressão

$$RPS = \left( \frac{PS_{SGD} - PS_{CGD}}{PS_{SGD}} \right) 100, \quad (7)$$

na qual,  $PS_{SGD}$  é a perda ativa total do caso base e  $PS_{CGD}$  é a perda ativa total após a integração de unidades FVI. A integração FV em um sistema elétrico, o qual é provido por usina a diesel, reduz a potência ativa de geração da usina,  $RPD$ , que pode ser determinada pela expressão

$$RPD = \left( \frac{PD_{SGD} - PD_{CGD}}{PD_{SGD}} \right) 100, \quad (8)$$

na qual,  $PD_{SGD}$  é a potência ativa total gerada pela usina a diesel antes da GFV e  $PD_{CGD}$  é a potência ativa total gerada pela usina após a integração da GFV. A redução da potência gerada pela usina leva a uma redução no consumo de óleo diesel,  $RCD$ , a qual será obtida pela expressão

$$RCD = \left( \frac{CD_{SGD} - CD_{CGD}}{CD_{SGD}} \right) 100, \quad (9)$$

na qual,  $CD_{SGD}$  e  $CD_{CGD}$  referem-se ao consumo de óleo diesel antes e após a integração à rede das unidades FVI. O consumo de óleo diesel (l/h), em função da potência nominal do gerador (kW),  $P_G$ , e da potência consumida pela carga (kW),  $P_C$ , pode ser obtido a partir da expressão [32], [33]

$$F_C = 0.246P_C + 0.08415P_G \quad (10)$$

Por outro lado, a redução da potência de geração da usina a diesel também reduz a emissão de dióxido de carbono ( $CO_2$ ), a qual pode ser obtida pela expressão

$$RCO_2 = \left( \frac{CO_{2SGD} - CO_{2CGD}}{CO_{2SGD}} \right) 100, \quad (11)$$

na qual,  $CO_{2SGD}$  e  $CO_{2CGD}$  são os valores de  $CO_2$  (kg/kWh) antes e após a integração das unidades FVI na rede. Valores de referência de  $CO_2$ , usados neste trabalho, foram obtidos de [33].

#### 4.0 - RESULTADOS E DISCUSSÕES

Nas simulações realizadas foram utilizadas, a rede elétrica de 69 barras do IEEE [34], a qual foi modificada para uma curva de carga horária, e uma rede elétrica real isolada, provida por grupos-geradores a diesel, da cidade de Aveiro, no estado do Pará. Nas modelagens dessas redes as barras de geração foram modeladas como PV e as de carga como PQ. Para execução das simulações foi utilizado o *software* ANAREDE e um aplicativo construído em C++, o qual permite executar em *loop* as linhas de comando do ANAREDE, para automatizar o processo, considerando cenários de carga e GFV com variação horária, tendo-se unidades FVI dispersas alocadas em nós estratégicos da rede.

##### 4.1 - REDE DE 69 BARRAS

A seleção dos nós da rede de 69 barras, nos quais foram alocadas as unidades FVI, foi a partir de desvios de tensão dos nós de carga, em relação à tensão nominal (pu), a partir do caso base e considerando-se valores de tensão igual ou menor do que 0,95 pu. A potência ativa das unidades FVI foi obtida em função da potência consumida em cada nó de carga. Assim, a potência ativa total de 1,50 MW para GFV foi obtida. A potência total obtida será distribuída por unidades FVI dispersas, com potência ativa nominal de 0,200 MW e alocadas de forma dispersas de acordo com ilustração mostrada na Figura 3. Na Figura 4 são mostradas as curvas de consumo horário e de geração FV. Nas simulações realizadas foram considerados vários níveis de penetração, obtidos em relação ao consumo da respectiva hora.

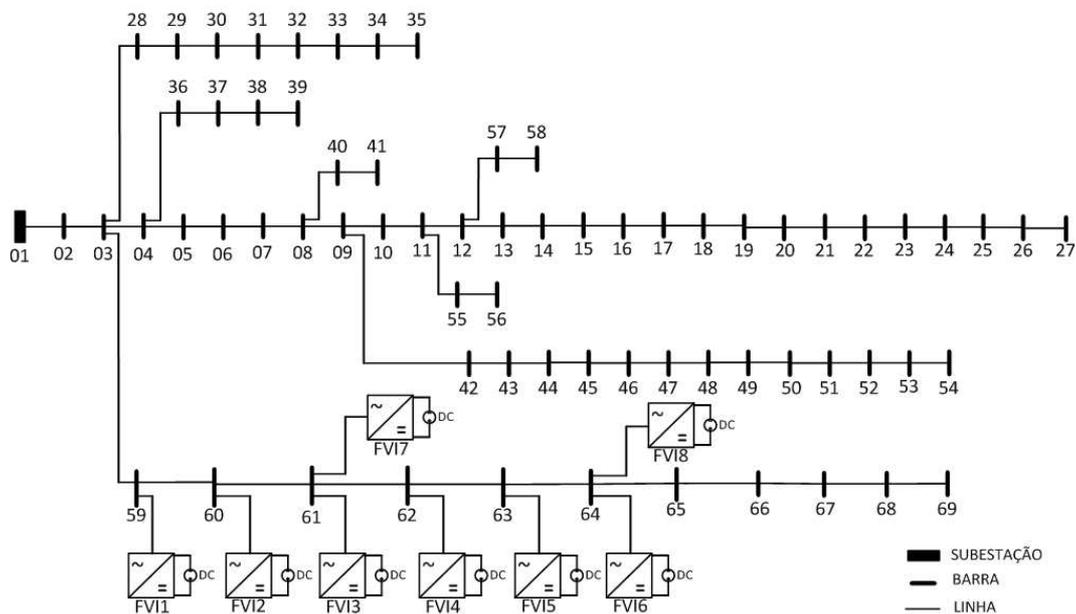


Figura 3 - Rede de 69 barras com unidades FVI dispersas

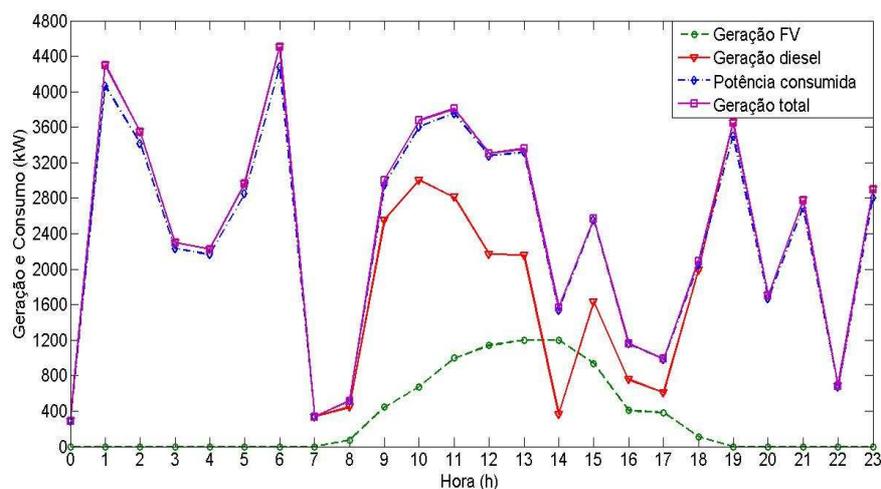


Figura 4 - Demanda e geração ativa com variação horária na rede de 69 barras.

Deste modo, a Figura 5 apresenta as curvas de perdas ativas no horário de 10h às 14h, sendo que o período de 13 às 14 horas corresponde aos valores de radiação solar máxima, com níveis de penetração variando de 24% a 60% às 13h e de 52% a 130% às 14h. Simulações com níveis de penetração elevados são importantes, pois permitem a avaliação dos seus efeitos nos parâmetros operacionais da rede [21], tais como magnitude da tensão e fluxo de potência ativa. Neste sentido, o período de 13h às 14h será considerado para avaliação e análise dos seus efeitos. Para níveis de penetração de 104% e 130%, os quais ocorrem às 14h (ver Figura 5), as perdas ativas na rede tiveram aumentos significativos, em torno de 170% e 428%, respectivamente, em relação à perda de potência ativa obtida com nível de penetração de 78% (perda de 26,94 kW) e, no caso de perdas ativas nas linhas, as mesmas superam as do caso base, quando o nível de penetração é superior a 100%, conforme mostra a Figura 6.

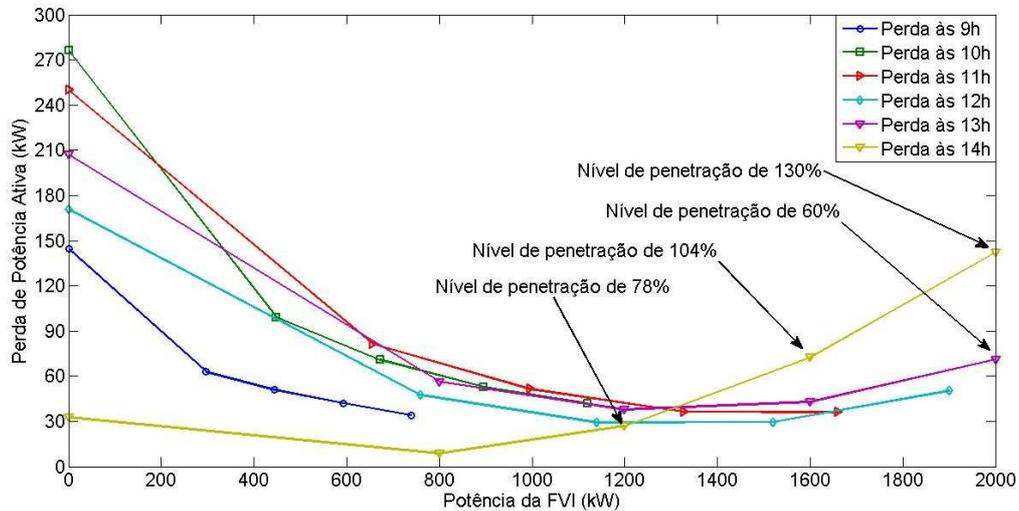


Figura 5 - Curva U do SE de 69 barras com unidades FVI dispersas.

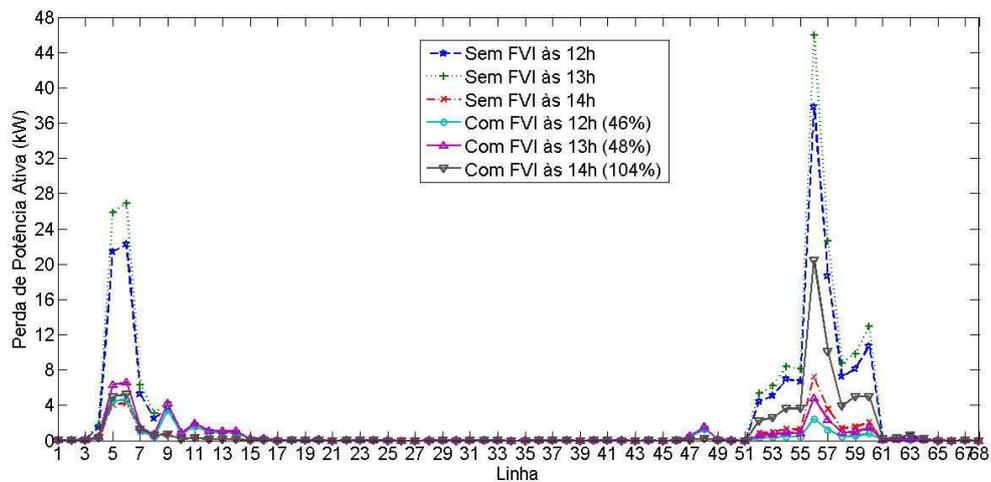


Figura 6 - Perda nas linhas do SE de 69 barras às 12h, 13h e 14h com unidades FVI dispersas.

No caso do fluxo de potência ativa, ocorre potência ativa reversa da rede para os geradores da usina quando o nível de penetração é de aproximadamente 104% e, ainda nesta situação, há tendência de violação do limite superior de tensão na barra 65, conforme mostra a Figura 7. Assim, os resultados apresentados a seguir são os obtidos às 13h e 14h para níveis de penetração de 36% e 52%, respectivamente. Para esses níveis de penetração as potências ativas ótimas das unidades FVI são de 1200kW às 13h e 800kW às 14h, com perdas ativas de 37,8kW e 8,7kW, obtendo-se reduções de perdas ativas  $RLT = 81,75\%$  e  $RLT = 73,42\%$ , em relação as perdas do caso base de 207kW e 32,72kW, respectivamente. No caso das reduções da geração da usina a diesel e no consumo de combustível, considerando a injeção da potência ótima de 1200kW às 13 horas, as reduções de potência diesel e no consumo de diesel são  $RPD = 38,8\%$  e  $RCD = 21,3\%$ , considerando-se 4 horas de sol pleno (HSP) diário, pode-se obter uma economia anual de aproximadamente 431 mil litros de diesel. Quanto à poluição ambiental, houve redução na emissão de  $CO_2$  de  $RCO_2 = 29,6\%$ .

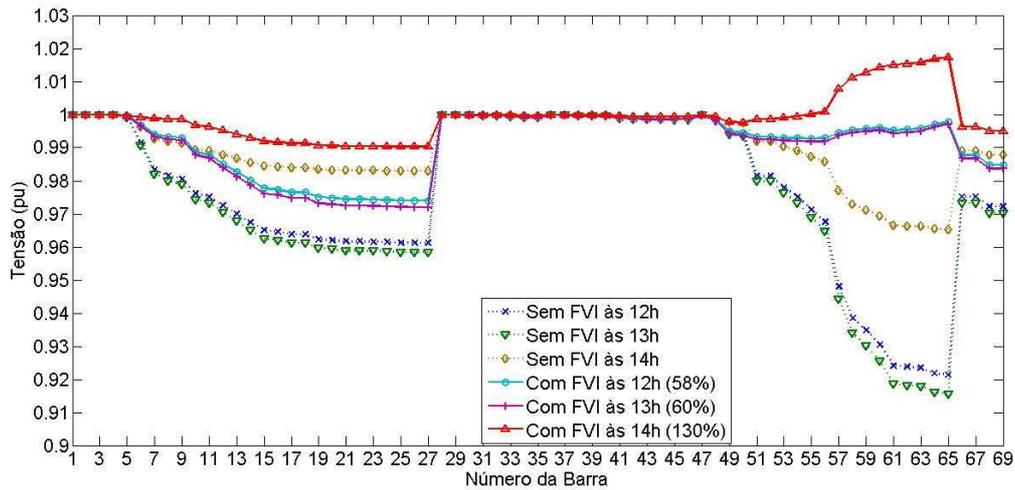


Figura 7 - Perfil de tensão no SE de 69 barras com unidades FVI dispersas.

Agora, com a finalidade de se obter maiores reduções na potência de geração da usina diesel e no consumo de combustível, serão avaliados os resultados referentes às potências ativas não ótimas da GFV, as quais são de 2MW às 13h e de 1,20MW às 14h, com níveis de penetração máximos nesses horários de 60% e 78%, respectivamente. As perdas ativas e as respectivas reduções obtidas foram de 71,1kW e 26,94kW, com  $RLT = 65,66\%$  às 13h e  $RLT = 17,68\%$  às 14h. Quanto às reduções nas potências da usina diesel e no consumo do combustível, obteve-se  $RPD = 60,58\%$  e  $RCD = 35,4\%$  e  $RCO_2 = 45,2\%$  às 13 horas; às 14 horas obteve-se  $RPD = 76,9\%$ ,  $RCD = 31\%$  e  $RCO_2 = 56\%$ . Se considerarmos apenas o nível de penetração às 13h (FVI de 2MW), a economia anual obtida no consumo de óleo diesel corresponde a 718 mil litros, considerando-se 4 HSP. No caso do perfil de tensão da rede, a melhoria é considerável para esses níveis de penetração, conforme gráficos mostrados na Figura 7, sendo que às 13h a melhoria de tensão no nó 65 foi  $MV_{65} = 6,2\%$ , cujo valor de tensão no caso base era de 0,915528 pu e, após a integração das unidades FVI, a tensão registrada foi de 0,997058 pu; e às 14 horas, a tensão no nó 65 antes da GFV era de 0,933962 pu e, após a integração das unidades FVI, a tensão ficou em 1,005942 pu, melhoria  $MV_{65} = 7,7\%$ .

#### 4.2 – REDE ELÉTRICA DE AVEIRO

A rede elétrica da cidade de Aveiro foi simulada considerando-se o consumo e a geração das unidades FVI com variação horária, conforme mostra a Figura 8. Para um cenário considerado ideal [20], todos os nós de carga foram selecionados para alocação de unidades de FVI e, assim, nos nós da rede primária 7, 9, 11, 13, 15, 17, 19, 21, 23 e 25 foram alocadas unidades FVI com potência nominal de 30kW, conforme ilustração mostrada na Figura 9. As simulações foram realizadas para níveis de penetração de 5% a 75%, em função do consumo horário, estabelecendo-se um nível de penetração máximo de 75% às 12h.

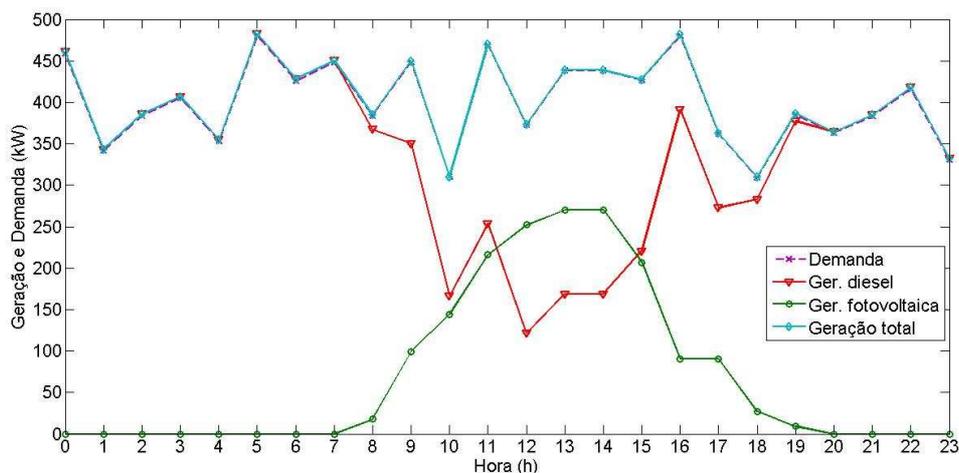


Figura 8 - Geração versus consumo horário na rede de Aveiro.

Na rede de Aveiro, durante o período de geração máxima das unidades FVI (ver Figura 8), as perdas ativas são mínimas e, de acordo com os gráficos mostrados na Figura 10, pode-se obter as potências ativas ótimas por hora das unidades FVI. Se considerarmos o período de 12h e 13h, as potências ativas ótimas das unidades FVI são de 280kW e 300kW, respectivamente, para perdas ativas de 0,36kW e 0,52kW, com reduções nessas perdas  $RLT =$

79,1% e  $RLT = 78,1\%$ , comparando-se com perdas ativas base de 1,71kW e 2,38kW, nessas horas. Às 12 horas, com penetração máxima de 75% (FVI de 280kW), as reduções da potência ativa usina a diesel e no consumo de combustível são, respectivamente,  $RPD = 75\%$  e  $RCD = 50,5\%$ , proporcionando economia anual de aproximadamente 100 mil litros de óleo diesel, considerando 4 HSP. A redução na emissão de  $CO_2$  foi  $RCO_2 = 54,7\%$ . Para o caso de perdas ativas nas linhas da rede mostradas na Figura 11, observa-se reduções obtidas às 11h, 12h e 13h. Quanto ao perfil de tensão na rede, mostra-se na Figura 12 as tensões nos nós de carga às 12 horas para diversos níveis penetração (entre parênteses). Tomando como exemplo o nó 24 no final da rede, cuja tensão era a menor do sistema com valor de 0,958443 pu no caso base e que, após a integração das unidades de FVI, a tensão nesse nó ficou em 0,965688 pu, obtendo-se melhoria  $MV_{24} = 0,76\%$ ; no caso da melhoria média do perfil de tensão da rede, a mesma foi de 0,60%.

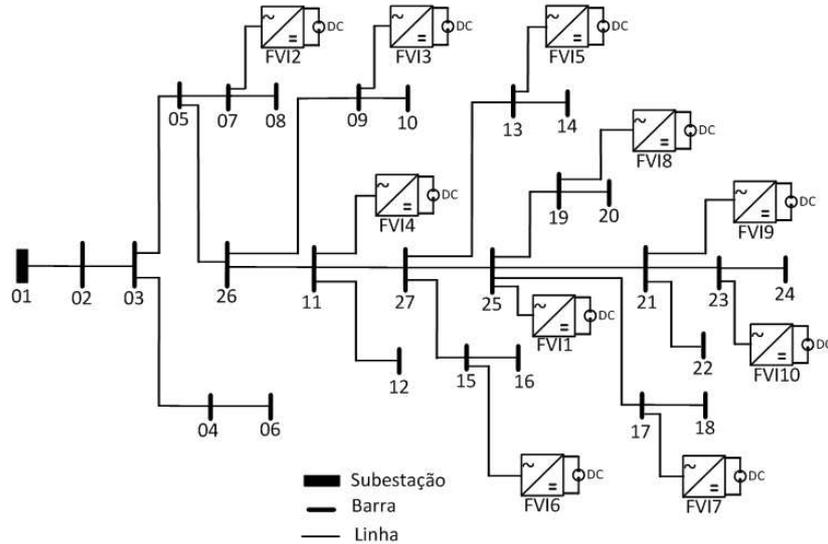


Figura 9 - Rede de Aveiro com unidades FVI dispersas.

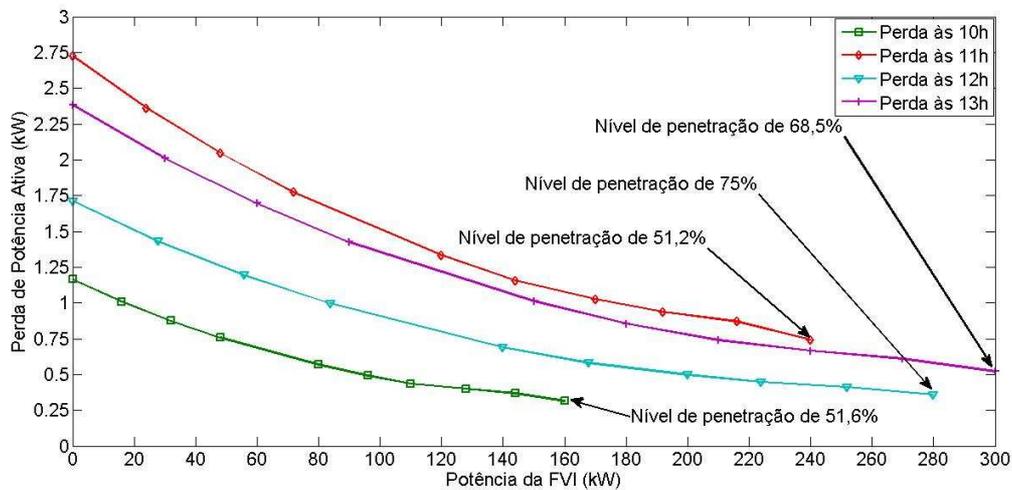


Figura 10 - Perda de potência ativa horária na rede de Aveiro.

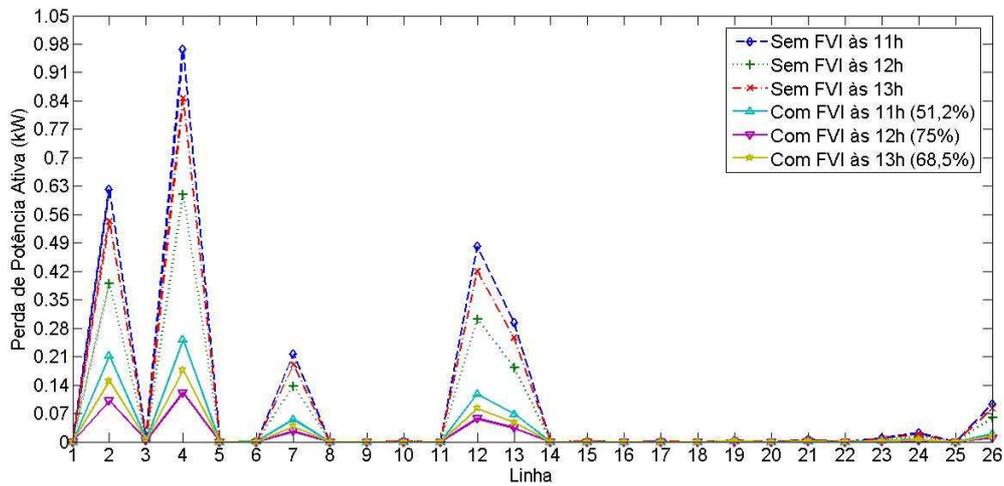


Figura 11 - Perda de potência ativa nas linhas da rede de Aveiro.

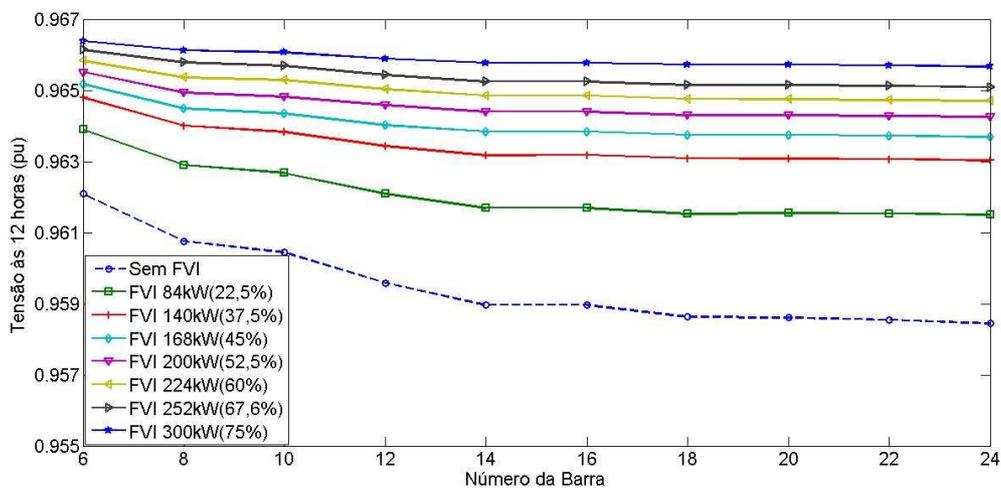


Figura 12 - Perfil de tensão na rede de Aveiro às 12 horas.

## 5.0 – CONCLUSÃO

Este artigo propõe uma metodologia com indicadores analíticos para avaliar os impactos causados pelo aumento da penetração da GFV, tendo-se unidades FVI alocadas de forma dispersa em redes elétricas primárias isoladas e supridas por usinas a diesel. A metodologia foi aplicada nas redes de 69 barras do IEEE e na rede elétrica da cidade de Aveiro, isolada e suprida por usina a diesel, considerando-se cenários com variação horária do consumo e da potência de GFV através das curvas de radiação solar e da temperatura ambiente. Os resultados apresentados mostram que, nesses sistemas elétricos, os níveis de penetração superiores a 80% são prejudiciais para o sistema, haja vista que os geradores a diesel precisam de uma carga mínima de 20% da potência ativa total consumida, pois do contrário ocorre um aumento vertiginoso no consumo de combustível e, além disso, as perdas ativas podem aumentar muito e, conforme vai aumentando o nível de penetração, outras violações podem ocorrer, tais como potência reversa e sobretensão em determinados nós da rede. Deste modo, levando-se em consideração os resultados obtidos, a metodologia proposta é importante para o planejamento da integração da GFV nos sistemas elétricos isolados, sendo indispensável a modelagem, simulação e análise criteriosa de cada rede em particular, visando identificar e quantificar os impactos provocados nos parâmetros da rede devido ao aumento da penetração da GFV.

## 6.0 – REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] IEA, *Key World Energy Statistics*. France: IEA, 2011.
- [2] G. Boyle, B. Everett, and G. Alexander, *Introducing Renewable Energy*, 3rd ed. United Kingdom: Oxford University Press, 2012, ch. 1, pp. 1–20.
- [3] MME, *Balanço Energético Nacional 2010: Ano base 2010*. Brasil: MME, 2011.
- [4] E. B. Pereira, *A Variabilidade Climática no Brasil e o Recurso Solar*. Brasil: UFSC, 2000, ch. 10, pp. 149–158.
- [5] S.Chowdhury, S.P.Chowdhury, and P.Crossley, *Microgrids an Active Distribution Networks*. UK: IET, 2009.
- [6] T. Ackermann, G. Andersson, and L. Söder, “Distributed generation: a definition,” *Electric Power Syst. Research*, vol. 57, pp. 195–204, 2001.
- [7] F. F.C.Rodrigues, C. L.T.Borges, and D. M.Falcão, “Programação da contratação de energia considerando geração e incertezas na previsão na previsão de demanda,” *Revista Controle & Automação*, vol. 18, no. 3, pp. 361–371, 2007.
- [8] ANEEL, *Resolução 482*. Brasil: ANEEL, 2012.
- [9] Z. de Souza, R. D. Fuchs, and A. H. M. Santos, *Centrais Hidro e Termelétricas*. Brasil: Edgard Blücher, 1983.
- [10] B. Everett and G. Boyle, *Integrating renewable energy*, 3rd ed. United Kingdom: Oxford University Press, 2012, ch. 10, pp. 461–526.
- [11] G. Boyle, *Solar photovoltaics*, 3rd ed. United Kingdom: Oxford University Press, 2012, ch. 3, pp. 75–115.
- [12] C. Wang and M. H. Nehrir, “Analytical approaches for optimal of distributed generation sources in power systems,” *IEEE Trans. On Power Systems*, vol. 19, pp. 2068–2076, 2004.
- [13] E. J. Coster, J. M. A. Myrzik, B. Kruimer, and W. L. Kling, “Integration issues of distributed generation in distribution grids,” *Proceedings of the IEEE*, vol. 99, pp. 28–39, 2011.
- [14] X. Fang, S. Misra, G. Xue, and D. Yang, “Smart grid - the new and improved power grid: A survey,” *IEEE Commun.Surveys & Tut.*, vol. 14, no. 4, pp. 944–949, 2012.
- [15] N. Mithulananthan, T. Oo, and L. V. Phu, “Distributed generator placement in power distribution system using genetic algorithm to reduce losses,” *Thammasat Int. J. Sc. Tech.*, vol. 9, no. 3, pp. 55–62, 2004.
- [16] N.Acharya, P. Mahat, and N. Mithulananthan, “An analytical approach for dg allocation in primary distribution network,” *Electrical Power and Energy Syst.*, vol. 28, no. 10, pp. 669–678, 2006.
- [17] C. L.T.Borges and D. M.Falcão, “Optimal distributed generation allocation for reliability, losses, and voltage improvement,” *Electr.Power and Energy Syst.*, vol. 28, pp. 413–420, 2006.
- [18] A. Afraz, F.Malekinezhad, S. J. S. Shenava, and A. Jlili, “Optimal sizing and sitting in radial standard system using pso,” *American Journal of Scient. Res.*, vol. 67, pp. 50–58, 2012.
- [19] D. Q. Hung, N. Mithulananthan, and R. C. Bansal, “Analytical expressions for dg allocation in primary distribution networks,” *IEEE Trans. On Energy Conv.*, vol. 25, no. 3, pp. 814–820, 2010.
- [20] V. H. M. Quezada, J. R. Abbad, and T. G. S. Román, “Assessment of energy distribution losses for increasing penetration of distributed generation,” *IEEE Trans. On Power Syst.*, vol. 21, pp. 533–540, 2006.
- [21] R. A. Shayani and M. A. G. de Oliveira, “Photovoltaic generation penetration limits in radial distribution systems,” *IEEE - Trans. On Power Syst.*, vol. 26, no. 3, pp. 1625–1631, 2011.
- [22] C. H. Lin, W. L. Hsieh, C. S. Chen, C. T. Hsu, and T. T. Ku, “Optimization of photovoltaic penetration in distribution systems considering annual duration curve of solar irradiation,” *IEEE - Trans. On Power Syst.*, vol. 27, no. 2, pp. 1090–1097, 2012.
- [23] M. A.Eltawil and Z. Zhao, “Grid-connected photovoltaic power systems: Technical and potential problems - a review,” *Renewable and Sustainable Energy*, vol. 14, pp. 112–129, 2010.
- [24] R.Shah, N.Mithulananthan, R.Bansal, K.Y.Lee, and A.Lomi, “Influence of large-scale pv on voltage stability of sub-transmission system,” *Int. Journal On Electr. Eng. and Inform.*, vol. 4, no. 1, pp. 148–161, 2012.

- [25] R. Zilles, W.N.Macêdo, M. Galhardo, and S. de Oliveira, *Sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica*. Brasil: Oficina de Textos, 2012.
- [26] W. N. Macêdo, "Análise do fator de dimensionamento do inversor aplicado a sistemas fotovoltaicos conectados à rede," Doutorado em Energia, Universidade de São Paulo, 2006.
- [27] X.Wang, P.Yan, and L.Yang, "An engineering design model of multi-cell series-parallel photovoltaic array and mppt control," in *Int. Conf. Model. Ident. Control*. Japão: Proceedings of the Conference, 2010, pp. 140–144.
- [28] "Inmet," 2012. [Online]. Available: <http://inmet.gov.br>
- [29] C. M. Whitaker, H. J. Wenger, A. Iliceto, G. Chimento, and F. Paletta, "Effects of irradiance and other factors on pv temperature coefficients," in *14<sup>th</sup> Photovoltaic Solar Energy Conference*. USA: IEEE, 1991, pp. 608–613.
- [30] W. N. Macedo and R. Zilles, "Operational results of grid-connected photovoltaic system with different inverter's sizing factors (isf)," *Prog. Photovolt.: Res. Appl.*, vol. 15, pp. 337–352, 2007.
- [31] R. A. Messenger and J. Ventre, *Photovoltaic Systems Engineering*, 2nd ed. USA: CRC Press, 2003.
- [32] O. Skarstein and K. Ulhen, "Design considerations with respect to long-term diesel saving in wind/diesel plants," *Wind engineering*, vol. 13, no. 2, pp. 72–87, 1989.
- [33] Y. A. Katsigiannis and P. S. Georgilakis, "A multiobjective evolutionary algorithm approach for the optimum economic and environmental performance of an off-grid power system containing renewable energy sources," *Optoelectronics and Adv. Mat.*, vol. 10, no. 5, pp. 1233–1240, 2008.
- [34] J. S. Savier and D. Das, "Impact of network reconfiguration on loss allocation of radial distribution systems," *IEEE Trans. on Power Deliv.*, vol. 22, no. 4, pp. 2473–2480, 2007.