



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

BR/GPL/12
13 a 16 de Outubro de 2013
Brasília - DF

GRUPO – VII

GRUPO DE ESTUDO DE PLANEJAMENTO DE SISTEMAS ELÉTRICOS - GPL

METODOLOGIA BASEADA EM EXPRESSÕES ANALÍTICAS PARA ALOCAÇÃO E DIMENSIONAMENTO DE GERADORES DISTRIBUÍDOS EM MICROGRIDS ISOLADAS

**Cláudio Gonçalves (*)
Maria E. Lima Tostes (*)**

**João P. Abreu Vieira (*)
Bernard C. Bernardes (*)**

**Dione J. Abreu Vieira (*)
Ubiratan H. Bezerra (*)**

Laboratório de Simulação de Sistemas Elétricos de Potência (UFPA)

RESUMO

No Brasil, particularmente na Região Amazônica, muitas cidades são supridas com energia elétrica proveniente de usinas a diesel. Uma alternativa energética que hoje se vislumbra, é o uso da geração distribuída (GD) através de fonte renovável. Neste contexto, este trabalho propõe uma metodologia para alocação e dimensionamento de GDs em microgrids isoladas de média tensão e providas por usinas a diesel. A metodologia consiste na determinação dos nós estratégicos para a alocação dos GDs, baseada em indicadores de desvios de tensão e o dimensionamento da potência ativa dos GDs, a partir de expressões analíticas, de acordo com a potência consumida.

PALAVRAS-CHAVE

Alocação e dimensionamento de GD, geração distribuída, geração fotovoltaica, perdas de potência ativa, desvio de tensão.

1.0 - INTRODUÇÃO

Mundialmente, vem crescendo o consumo de energia elétrica [1], mas, de modo antagônico, o sistema de geração de energia elétrica convencional e centralizado está enfrentando o problema de esgotamento gradual de fontes de combustíveis de origem fóssil, as quais se caracterizam pela baixa eficiência e emissão de poluentes. Atualmente, o trio de combustíveis fósseis, carvão, óleo e gás natural, são responsáveis por mais de 80% da energia produzida no mundo [2]. No Brasil, a principal fonte de energia é a hidráulica, fonte renovável que no ano de 2010 representou cerca de 74 % do total de energia elétrica ofertada no País[3] e, como nos demais países, a geração é centralizada, com o fornecimento de grandes blocos de energia elétrica através de linhas de transmissão que interligam a quase totalidade do território brasileiro. No caso específico da Região Amazônica, ainda faltam ser exploradas as milhares de pequenas quedas d'água, o grande potencial de energia da biomassa, a energia eólica, fotovoltaica e sistemas de cogeração, o qual pode combinar aquecimento com a produção de energia elétrica, o que permitiria um maior uso de fontes renováveis. Assim, devido a esses e outros problemas específicos de cada país, vem ocorrendo uma nova modalidade de geração de eletricidade próxima ao consumidor, conhecida como geração distribuída (GD) [4], o que eleva as perspectivas de utilização de fontes de energia renováveis, pela utilização de pequenas unidades geradoras na rede do consumidor, integrada ou não ao sistema de distribuição, ou como usina de geração complementar ao sistema convencional, ou ainda, tendo-se um *mix* de diversos tipos de fontes distribuídas, geralmente de pequenas capacidades, para suprir alimentação de sistemas elétricos isolados tipo *microgrids*, no contexto das *smart grids*.

Fontes distribuídas podem ser do tipo não renováveis, a exemplo das providas por combustíveis fósseis ou renováveis tais como o biogás, eólica, fotovoltaica e sistema de energia que combina aquecimento e produção de

energia elétrica ou *combined heat and power* (CHP) [5]. O modelo do setor elétrico brasileiro vem sofrendo mudanças em razão de novas políticas regulatórias [6] e, recentemente, a Agência Nacional de Energia Elétrica, emitiu a Resolução 482/2012 [7], a qual estabelece definições, condições de acesso e potências para micro e minigeração distribuída, com o suprimento através de fontes renováveis, e que podem ser integradas ao sistema de distribuição brasileiro. O fornecimento de energia elétrica em algumas cidades da Amazônia é realizado apenas por usinas térmicas 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 [8], 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 CO₂ [9].

Os problemas da geração a diesel têm levado a necessidade urgente do uso de fontes renováveis de energia, com destaques para a geração eólica e geração fotovoltaica (GFV). No caso da GFV, devem-se considerar os níveis adequados de radiação solar na Amazônia [10] e, também, algumas vantagens dessa modalidade de geração, tais como fonte modular, sem peças móveis, baixo custo de manutenção, baixo impacto ambiental e possibilidade de instalação próxima ao consumidor. 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 dessa modalidade de geração 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 conexão de unidades de GFV em redes de distribuição. Neste trabalho, uma unidade de GD fotovoltaica para integração à rede é definida como composta por módulos fotovoltaicos (gerador FV) em conjunto com um inversor CC/CA (FVI).

De um modo geral, a integração de GDs no sistema elétrico provoca impactos nos parâmetros operacionais da rede [12], [13], provocando modificações na magnitude e direção dos fluxos de potência na rede, no perfil de tensão e nas perdas ativas e reativas, o que demanda um planejamento adequado por parte das empresas de redes de distribuição com implicações técnicas e econômicas. Considerando a GFV, uma vez que a potência injetada depende de condições ambientais tais como, radiação solar e temperatura ambiente, pode ocorrer sobretensão em determinado nó da rede ou fluxo de potência ativa reversa, ou seja, potência oriunda da rede para os geradores da usina a diesel. Assim, a inserção da GD no sistema elétrico implica no estabelecimento de uma nova modalidade de rede, tornando mandatória a necessidade de controlar e supervisionar a operação do sistema elétrico, com interfaces adequadas para comunicação entre GDs e cargas com um centro de operação na usina principal, o que leva à necessidade do estabelecimento de rede inteligente ou *smart grid* [5], [14]. Neste sentido, a alocação e o dimensionamento da potência da GD é um problema complexo e, ainda, torna-se mais desafiador quando se leva em consideração a intermitência da fonte primária.

Recentemente, vários métodos baseados em técnicas analíticas ou meta-heurísticas foram propostos para dimensionar a potência ótima e alocação concentrada da GD [12], [15], [16] ou, em um cenário ideal, com alocação dispersa da GD em cada nó de carga [17], porém, todos com o objetivo de maximizar a redução da perda de potência ativa total. No trabalho de [18] 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. Nos trabalhos [19], [20], [21] são empregadas técnicas de inteligência computacional, como algoritmos genéticos (GA) e enxame de partículas (PSO), para alocação e dimensionamento da potência ativa de GD convencional, ambos ótimos. Contudo, a maioria dos trabalhos propõe metodologia para dimensionar a potência e alocação de GD convencional de forma concentrada em um ponto ótimo da rede, sem considerar a intermitência da fonte primária de energia, a exemplo da GFV.

Para solução do problema específico da alocação e dimensionamento de geradores fotovoltaicos (GFVs), várias técnicas foram propostas. Em [22] foi proposta uma abordagem teórica para definição dos limites da penetração concentrada da GFV em sistemas de distribuição de energia elétrica, com foco na análise da sobretensão e capacidade do condutor e, no trabalho de [23], foi proposta uma abordagem probabilística para o dimensionamento ótimo do gerador FV em sistemas elétricos de distribuição, a fim de minimizar as perdas ativas, considerando restrições de regulação de tensão e distorção harmônica. No trabalho de [24] 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 a melhor relação custo x benefício do projeto e melhor utilização da energia solar. No entanto, nessas pesquisas relevantes não são consideradas a alocação dispersa de GFVs em vários pontos da rede elétrica, com seus respectivos dimensionamentos adequados de potência. Além disso, nesses trabalhos, não são tratados sistemas elétricos supridos por usinas a diesel e nem a redução da potência de geração a diesel, em função do incremento da penetração da GFV como parte do problema [25], [26].

Geralmente, os maiores problemas em redes de distribuição são devidos a quedas de tensão em determinados nós de carga, incorrendo, conforme a magnitude da tensão, em mau funcionamento de máquinas, equipamentos ou cargas digitais. Este artigo propõe uma metodologia analítica para alocar e dimensionar a potência ativa de GDs ou unidades de FVI, seja para integração concentrada ou dispersa, considerando cenários de potência consumida constante ou para variações horárias das cargas e da potência ativa gerada, com o objetivo de melhorar o perfil

global de tensão nos pontos de carga, reduzir as perdas ativas, reduzir a potência de geração a diesel e, consequentemente, reduzir o consumo de óleo diesel e o nível de poluição ambiental, em função do aumento adequado dos níveis de penetração da GFV, em sistemas elétricos isolados. Demais assuntos deste trabalho estão organizados como a seguir: na seção II apresenta-se uma descrição da metodologia proposta, com os fundamentos matemáticos para alocação e as expressões analíticas para o dimensionamento de unidades de GD, assim como uma breve descrição da GFV e o dimensionamento de unidades FVI. A seção III apresenta a descrição das simulações e os resultados obtidos, pela aplicação da metodologia proposta em dois sistemas elétricos radiais, com comentários e comparações dos resultados, quando possível, com os resultados apresentados em outros trabalhos. Finalmente, a seção IV é destinada para a conclusão e principais contribuições deste trabalho.

2.0 - METODOLOGIA PARA ALOCAÇÃO E DIMENSIONAMENTO DA GD

Neste trabalho, a metodologia analítica proposta consiste, inicialmente, na determinação dos nós estratégicos para a alocação de GDs em redes de média tensão, baseada em indicadores de desvios de tensão; e o dimensionamento das potências ativas dos geradores, a partir de expressões analíticas para o estabelecimento de novos índices e na potência ativa demandada em cada nó, em relação ao caso base. O método foi proposto para aplicação em sistemas elétricos isolados, supridos por usinas de geração a diesel, considerando-se múltiplos objetivos, por vezes conflitantes, e objetivando-se melhorar o perfil global de tensão da rede, reduzir as perdas de potência ativa e a potência de geração a diesel. Os valores de 0,95 e 1,05 por unidade (pu) são definidos como limite mínimo e máximo de tensão, respectivamente. Os nós prioritários para alocação dos GDs são determinados em função do desvio de tensão em cada nó, através da expressão

$$\mathcal{E}_V = \frac{|V_{nom}| - |V_i|}{|V_{nom}|}, \quad (1)$$

na qual, V_i é o valor da tensão em cada nó, V_{nom} é o valor da tensão nominal, ambos em pu, e $i = 2, \dots, n$ indica a quantidade de nós da rede. A princípio, os nós selecionados como prioritários são os que apresentam valores de tensão igual ou menor do que 0,95 pu. A expressão a seguir estabelece um índice de ajuste, V_{CT} , em relação ao valor nominal da tensão,

$$V_{CT} = \frac{V_{nom} + \Delta V}{V_{nom}}, \quad (2)$$

na qual, ΔV é um fator, em decimais, escolhido para cada nó do sistema elétrico de acordo com o ajuste desejado. O fator obtido de (2) é usado para determinar um novo índice, DV_i , a ser aplicado no nó de interesse, a partir de (3) e de (4), obtém-se um fator de acerto adimensional, AC_{DV} , para cada nó de interesse do sistema elétrico.

$$DV_i = \frac{|V_{CT}| - |V_i|}{|V_{CT}|}, \quad (3)$$

$$AC_{DV} = 1 - DV_i, \quad (4)$$

A partir de (5) é obtida a potência ativa de cada unidade de GD e para cada nó de interesse,

$$GD_i = AC_{DV} P_{nom}, \quad (5)$$

na qual, P_{nom} é a potência ativa consumida no nó. Para se obter a potência total da GD, GD_T , aplica-se a expressão:

$$GD_T = \sum_{i=1}^n GD_i \quad (6)$$

Para o caso de unidade FVI, Figura 1, um gerador FV fornece potência ativa para um inversor CC/CA, de acordo com ligações série e paralela de módulos solares e a intermitência da fonte primária deve-se, principalmente, a radiação solar e temperatura ambiente ou temperatura de operação das células dos módulos solares [27]. A potência ativa entregue ao inversor no ponto de máxima potência, P_{mp} , pode ser obtida para determinada condição operacional [28], [29], a partir da expressão

$$P_{mp} = P_{FV}^0 \frac{G_i}{G_0} [1 + \gamma_{mp} (T_c - T_{ref})], \quad (7)$$

sendo P_{FV}^0 a potência nominal do gerador FV sob condições de referência, G_i a radiação solar incidente no plano dos módulos solares, $G_0=1000 \text{ W/m}^2$ é a radiação solar de referência, γ_{mp} é o coeficiente que relaciona a variação da potência no ponto de máxima potência com a temperatura do módulo e $T_{ref}=25^\circ\text{C}$ é a temperatura de referência. A temperatura para cada módulo, T_c ($^\circ\text{C}$), sob determinada temperatura ambiente, T_a , e radiação solar incidente, pode ser obtida [30] através da expressão

$$P_{mp} = P_{FV}^0 \frac{G_i}{G_0} [1 + \gamma_{mp} (T_c - T_{ref})] \quad (8)$$

na qual, *NOCT* refere-se a temperatura de operação nominal da célula ou *nominal operating cell temperature*.

3.0 - RESULTADOS E DISCUSSÕES

A metodologia proposta neste trabalho foi aplicada à rede elétrica de 33 [31] do IEEE e em uma rede elétrica real isolada, provida por grupos-geradores a diesel, da cidade de Aveiro (PA). 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 os seguintes cenários de carga e de potência da GD:

- Rede de 33 barras: Essa rede foi simulada com demanda constante e provida por GD com potência máxima constante;
- Rede de Aveiro: A rede elétrica de Aveiro foi simulada considerando-se o sistema com variação horária, tanto a potência consumida como a potência ativa gerada pelas unidades de GFV.

3.1 - REDE DE 33 BARRAS COM GD CONCENTRADA

A rede elétrica de 33 barras tem demanda nominal total de 3,71MW e 2,3MVar. Considerando-se a tensão base de 2,66kV e a potência base de 100MVA, a fim de se obter a barra ótima e a potência ativa ótima da GD, a qual será injetada de forma concentrada na rede, utilizou-se um aplicativo desenvolvido em C++ que executa em *loop* o *software* ANAREDE. Assim, para um incremento de potência de 0,01MW, a cada execução do fluxo de carga, até a potência máxima de 4MW, determinou-se a barra 6 como ponto ótimo e a potência de 2,48MW como o dimensionamento ótimo. Ressalta-se que a GD, neste caso, pode ser tanto uma unidade de FVI, cujo dimensionamento da potência ativa corresponda ao período de máxima radiação solar, quanto uma unidade de GD convencional despachável. A Figura 2 ilustra o comportamento das perdas ativas totais da rede em função do aumento da potência ativa da GD, denominada de curva U, cujos resultados obtidos concordam com os apresentados em [16], [18]. O ponto mínimo da curva corresponde a perda de potência ativa total mínima de 67,65kW para uma potência ativa de 2,48MW injetada pela GD concentrada no nó 6. Para esse nível de penetração da GD (66,85% em relação à demanda ativa total), a redução da perda ativa total da rede foi de 67,87%. Por outro lado, embora tal nível de penetração da GD concentrada no nó 6 propicie uma melhoria do perfil de tensão da rede, quando comparado com a rede sem GD, verifica-se que as magnitudes de tensões em alguns nós ficam muito próximos do limite inferior de 0,95 pu, operando com pequena margem de segurança de tensão, principalmente nos nós 16, 17 e 18, como mostrado na Figura 3.

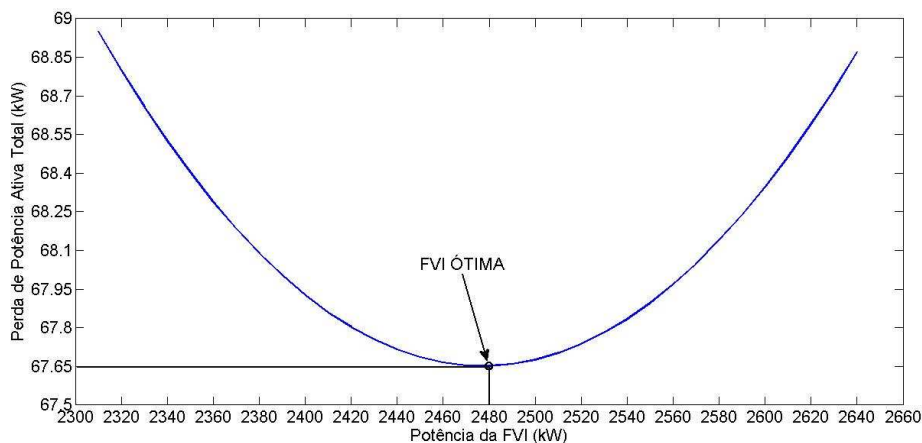


Figura 2 - Curva U do SE de 33 barras com FVI ótima concentrada no nó 6.

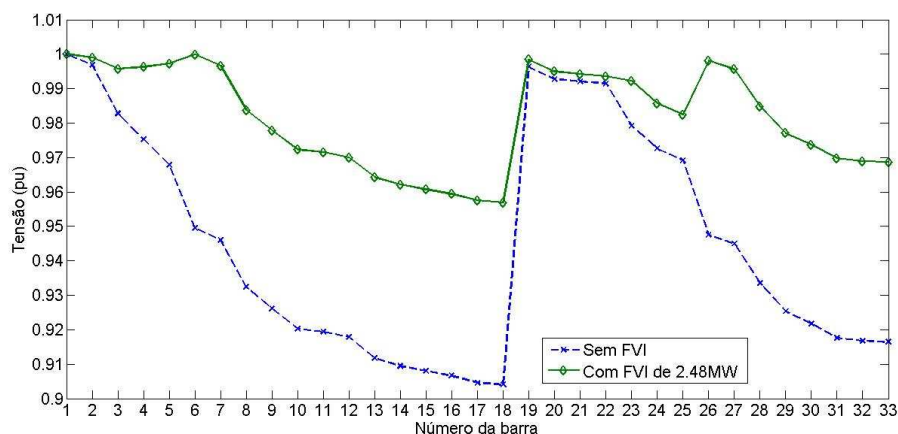


Figura 3 - Perfil de tensão no SE de 33 barras com FVI ótima concentrada no nó 6.

3.2 - REDE DE 33 BARRAS COM GD DISPERSA

A metodologia proposta foi aplicada no sentido de mostrar que o procedimento de alocação dispersa em nós estratégicos da rede, com o dimensionamento adequado de GDs, pode contribuir para reduzir as perdas ativas totais e melhorar o perfil global de tensão da rede, quando comparados com a alocação concentrada da GD no nó ótimo. Assim, foram executadas simulações com níveis de penetração variando de 20% a 70%, o que possibilita a comparação desses resultados com os encontrados nos trabalhos [16], [18]. As potências ativas dimensionadas das unidades de FVI correspondem ao período de radiação solar máxima, o que significa que a GD neste estudo pode ser tanto unidades FVI quanto geradores convencionais. Para seleção dos nós da rede para alocação das unidades de FVI e para o dimensionamento de potência ativa das mesmas, a partir do caso base, aplica-se (1) a (6), obtendo-se as potências mostradas na Tabela I. Para a potência ativa total da FVI de 1,80MW pode-se utilizar 18 geradores com potência ativa nominal de 0,100MW, os quais serão alocados em nós estratégicos da rede, Figura 4.

Tabela I - Alocação e dimensionamento de unidades FVI para SE de 33 barras

Número de Ordem	Nós Selecionados	Potência GD (MW)
01	06,09,10,12,13,15,16,17	0,05
02	07, 08, 30, 32	0,18
03	11	0,04
04	14	0,10
05	18	0,08
06	26, 27, 28, 33	0,05
07	29	0,11
08	31	0,13
Total	21	1,80

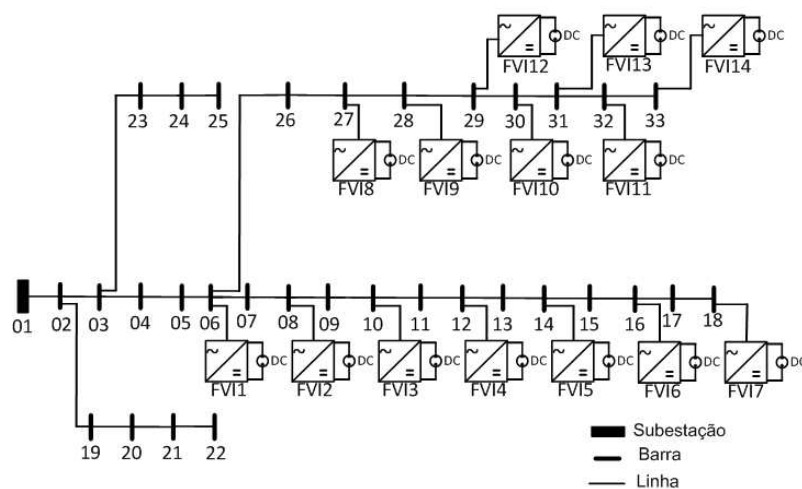


Figura 4 - Rede de 33 barras com unidades FVI dispersas.

Os resultados a seguir correspondem a um nível de penetração de aproximadamente 49%. As unidades de FVI dispersas quando integradas à rede proporcionam uma perda ativa total de 32,91kW, com redução de 84,46% na perda, contra uma redução de 66,87% na perda com FVI de 2,48MW concentrada no nó 6. Para efeito de comparação, considerando-se unidades de FVI dispersas versus FVI alocada de forma concentrada no nó ótimo, são mostradas, na Figura 5, as curvas de perdas ativas, em função de potências ativas de FVI. Com a integração à rede de unidades dispersas de FVI, foram obtidas reduções de 50% na potência de geração diesel e 35,6% no consumo de combustível. Com FVI de 2,48MW concentrada no nó 6, obteve-se reduções de 66,9% na potência diesel e de 49% no consumo de combustível. Quanto ao perfil de tensão, obteve-se uma melhoria média de 4,4% com geradores dispersos, contra uma melhoria média de 3,86% com FVI concentrada, de acordo com os gráficos mostrados na Figura 6, em função de vários níveis de penetração (entre parênteses).

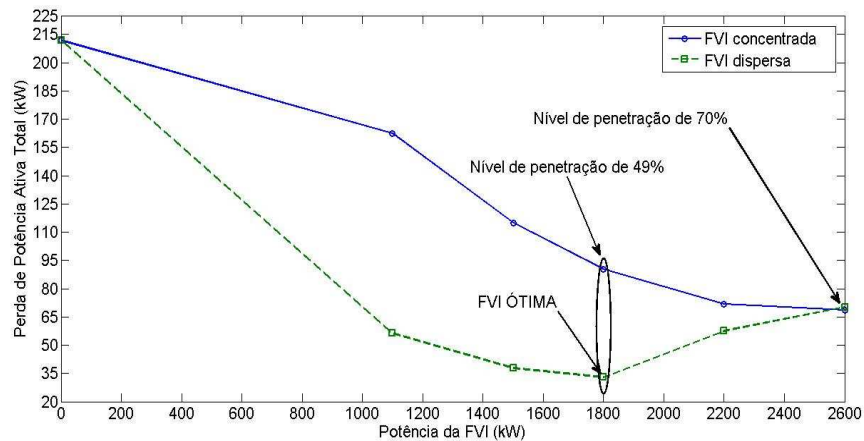


Figure 5 - Perda ativa na rede de 33 barras com unidades FVI dispersas vs. FVI concentrada.

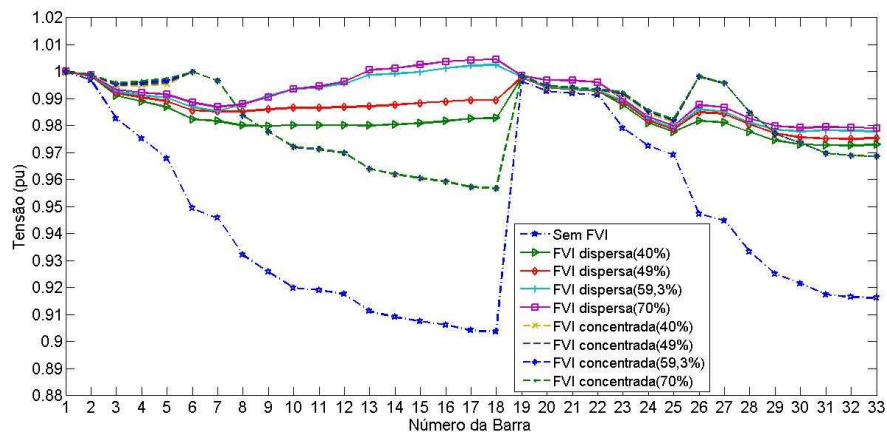


Figure 6 - Perfil de tensão no SE de 33 barras com FVI dispersa vs. FVI concentrada.

3.3 - REDE ELÉTRICA DE AVEIRO COM GD DISPERSA

A rede elétrica da cidade de Aveiro (PA) foi simulada considerando-se, ambos, demanda e geração, com variação horária, conforme mostra a Figura 7. Na aplicação da metodologia proposta, para um cenário considerado ideal [17], todos os nós de carga foram selecionados para alocação de unidades FVI e, assim, nos nós da rede primária 7, 9, 11, 13, 15, 17, 19, 21, 23 e 25 serão alocados os GDs, conforme ilustração mostrada na Figura 8. Para o dimensionamento da potência ativa das unidades FVI foram aplicadas (1) a (6) e, a partir do caso base para carga nominal, serão utilizadas unidades de FVI com potência nominal de 30 kW, as quais foram integradas à rede, considerando-se níveis de penetração variando de 5% a 75%, em função da demanda horária. Durante o período de máxima GFV, mostrado na Figura 7, as perdas ativas são mínimas e, de acordo com os gráficos mostrados na Figura 9, pode-se obter as potências ativas ótimas por hora das unidades FVI.

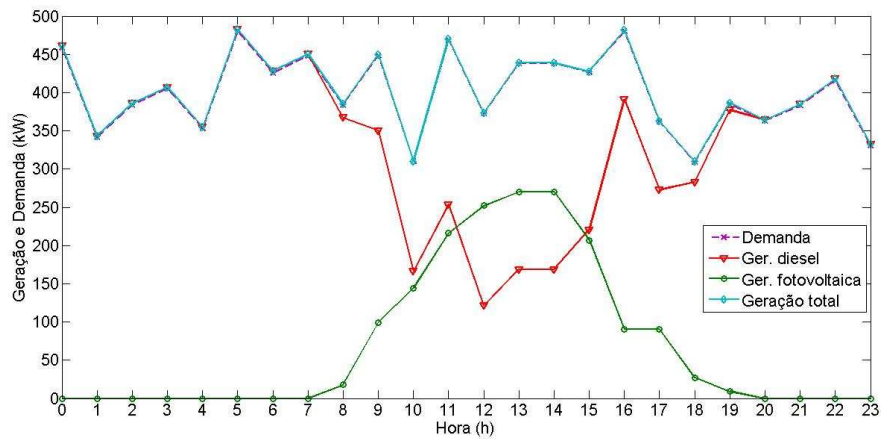


Figura 7 - Geração versus demanda horária na rede de Aveiro.

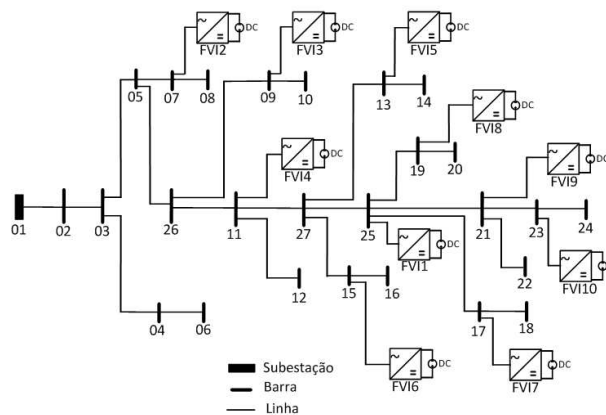


Figure 8 - Rede de Aveiro com unidades FVI dispersas.

Considerando os horários de 12h e 13h, as potências ativas ótimas das unidades FVI são 280 kW e 300 kW, respectivamente, obtendo-se perdas ativas de 0,36 kW e 0,52 kW, reduções de 79,1% e 78,1% em relação as perdas base de 1,71 kW e 2,38 kW. Às 12 horas, com penetração máxima de 75%, as reduções de potência ativa gerada pela usina térmica e do consumo de diesel são, respectivamente, de 75% e 50,5%. Quanto ao perfil de tensão na rede, mostra-se na Figura 10 as magnitudes das tensões nos nós de carga à 12 horas para diversos níveis de penetração (entre parênteses). Analisando-se o nó 24 (final da rede), cuja magnitude de tensão era 0,958443 pu no caso base e, após a integração de unidades dispersas de FVI, a tensão nesse nó ficou em 0,965688 pu, melhoria de 0,76%. No caso da melhoria média do perfil de tensão da rede, a mesma foi de 0,60%.

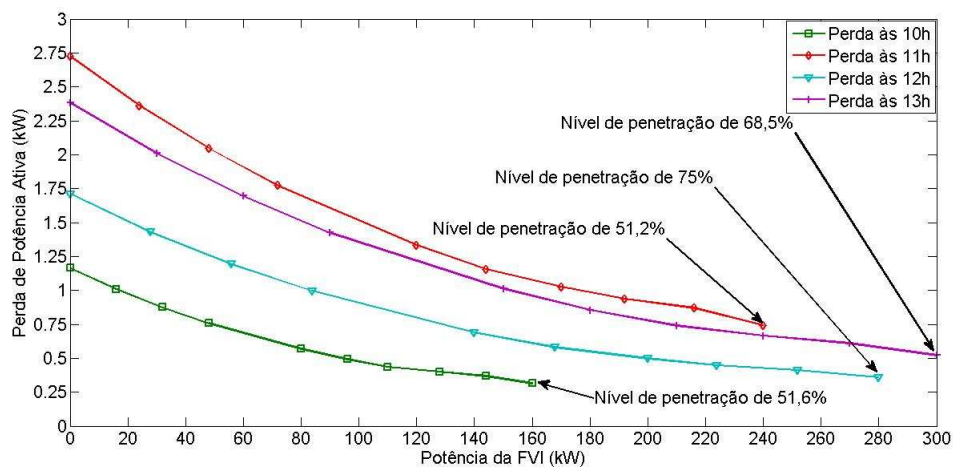


Figure 9 - Perdas de potência ativa horária na rede de Aveiro.

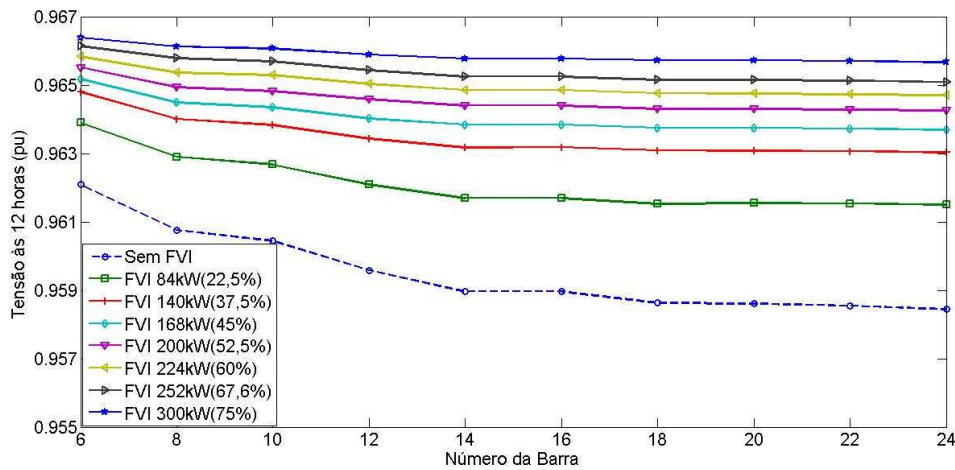


Figura 10 - Perfil de tensão na rede de Aveiro às 12 horas.

4.0 - CONCLUSÃO

Este artigo propõe uma metodologia, baseada em expressões analíticas, para a alocação concentrada ou dispersa e o dimensionamento da potência ativa de GD ou unidades FVI, considerando nós críticos em relação aos desvios de tensão, selecionados no caso base. Além de melhorar o perfil global de tensão da rede, os geradores dispersos, quando alocados adequadamente, proporcionam significativa redução na perda de potência ativa, na potência de geração a diesel e no consumo de óleo diesel. A metodologia foi aplicada na rede de 33 barras do IEEE e na rede de Aveiro (PA), cujos resultados indicam a importância de se determinar a potência ótima da GD, assim como o nó ótimo, quando a integração da GD à rede é de forma concentrada. Porém, com geradores dispersos, quando alocados em nós estratégicos da rede, pode-se obter GD ótima com menor potência ativa e, ainda assim, obtêm-se vários ganhos para o sistema elétrico. Deve-se observar que, com unidades de GD dispersas, pode-se atingir níveis de penetração superiores a 70%, o que proporciona maior melhoria no perfil global de tensão da rede, consideráveis reduções na potência gerada pela usina, no consumo de diesel e redução da poluição ambiental. Neste sentido, a metodologia proposta é importante para o planejamento da integração de GD nos sistemas elétricos isolados a diesel, sendo fundamental a análise criteriosa de cada rede em particular para identificar e quantificar os impactos provocados nos parâmetros da rede e, ainda, é primordial para a operacionalidade da rede, a implantação de sistema de supervisão e controle dos GDs e dos geradores da usina a diesel.

5.0 - 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] T. Ackermann, G. Andersson and L. Söder, “Distributed generation: a definition,” *Electric Power Syst. Research*, vol. 57, pp. 195–204, 2001.
- [5] S. Chowdhury, S. P. Chowdhury and P. Crossley, *Microgrids an Active Distribution Networks*. UK: IET, 2009.
- [6] F. F. C. Rodrigues, C. L. T. Borges e D. M. Falcão, “Programação da contratação de energia considerando geração e incertezas na previsão de demanda,” *Revista Controle & Automação*, vol. 18, no. 3, pp. 361–371, 2007.
- [7] ANEEL, *Resolução 482*. Brasil: ANEEL, 2012.
- [8] Z. de Souza, R. D. Fuchs e A. H. M. Santos, *Centrais Hidro e Termelétricas*. Brasil: Edgard Blücher, 1983.
- [9] B. Everett and G. Boyle, *Integrating renewable energy*, 3rd ed. United Kingdom: Oxford University Press, 2012, ch. 10, pp. 461–526.
- [10] E. B. Pereira, *A Variabilidade Climática no Brasil e o Recurso Solar*. Brasil: UFSC, 2000, ch. 10, pp. 149–158.
- [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] 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.
- [18] 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.
- [19] 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.
- [20] K. Varesi, "Optimal Allocation of DG Units for Power Loss Reduction and Voltage Profile Improvement of Distribution Networks using PSO Algorithm," *World Academy of Science, Eng. and Tech.*, 2011.
- [21] 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.
- [22] 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.
- [23] V. Hengsrutawat, T. Tayjasanant and N. Nimpitiwan, "Optimal sizing of photovoltaic distributed generators in a distribution system with consideration of solar radiation and harmonic distortion," *Electr. Power and Energy Systems.*, vol. 39, pp. 36–47, 2012.
- [24] 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.
- [25] 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.
- [26] 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.
- [27] 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.
- [28] C. M. Whitaker, H. J. Wenger, A. Iliceto, G. Chimento, and F. Paletta, "Effects of irradiance and other factors on pv temperature coefficients," in *14th Photovoltaic Solar Energy Conference*. USA: IEEE, 1991, pp. 608–613.
- [29] 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.
- [30] R. A. Messenger and J. Ventre, *Photovoltaic Systems Engineering*, 2nd ed. USA: CRC Press, 2003.
- [31] A. Arunagiri, S. K., B. Venkatesh, R. R. Kumar and M. A. Khan, "Artificial neural network approach: An application to harmonic load flow radial systems," *Yanbu Journal of Eng. and Science.*, vol. 1, no. 1658-5321, pp. 1–10, 2010.