



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

GPT - 17
16 a 21 Outubro de 2005
Curitiba - Paraná

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

**CÁLCULO DE UM ÍNDICE MULTI OBJETIVO DE DESEMPENHO PARA
SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO COM GERAÇÃO DISTRIBUÍDA**

Luis F. OCHOA*

Antonio PADILHA-FELTRIN

UNESP – Campus de Ilha Solteira

UNESP – Campus de Ilha Solteira

RESUMO

Neste trabalho é proposto um índice multiobjetivo para avaliar o desempenho de sistemas de distribuição com geração distribuída, considerando o regime permanente da rede. Este índice quantifica os impactos da geração distribuída nas perdas totais de energia, perfil de tensão e correntes de curto circuito, e será utilizado como função objetivo de um algoritmo evolutivo, visando a busca dos melhores pontos de conexão para as unidades geradoras. Além disso, o método Zbus, de alocação de perdas, é utilizado para caracterizar nós de boa qualidade que possam formar parte da população inicial no algoritmo evolutivo. Duas redes de média tensão são analisadas, e seus resultados são apresentados e discutidos.

PALAVRAS-CHAVE

Geração distribuída, redes de distribuição, índice multiobjetivo, algoritmos evolutivos.

1.0 - INTRODUÇÃO

A geração distribuída (GD) pode ser definida como a geração de energia elétrica conectada nas redes de distribuição ou no lado do medidor de energia do consumidor (1), as tecnologias da geração distribuída incluem células fotovoltaicas, turbinas eólicas, microturbinas e células combustíveis, entre outros. Devido a interesses econômicos e ambientais, estas tecnologias estão sendo fomentadas por políticas do setor elétrico em muitos países, portanto, espera-se que a GD tenha um rol importante crescente na infraestrutura e no mercado dos sistemas de potência. No entanto, vários estudos têm demonstrado que a integração da GD nas redes de distribuição pode criar problemas técnicos e de segurança (2)-(5). Desta maneira tornam-se importantes os estudos relacionados com a adequada alocação e operação da GD visando minimizar os impactos negativos que podem surgir. Adicionalmente, é necessário pesquisar se a capacidade e o ponto de alocação da GD poderia ser utilizado no melhoramento do planejamento e operação da rede de distribuição (6)-(10). Conseqüentemente, é importante mensurar os impactos técnicos da GD nos sistemas de potência, para poder inserir os geradores de uma maneira tal que evite causar a degradação da qualidade e confiabilidade do fornecimento da energia.

2.0 - MÉTODO PROPOSTO

Neste artigo serão avaliados os impactos técnicos em redes de distribuição de média tensão com uma perspectiva de qualidade e confiabilidade do fornecimento da energia. Um índice multiobjetivo de desempenho para sistemas de distribuição com geração distribuída baseado na análise em regime permanente da rede é proposto. Este índice quantificará os impactos da geração distribuída nas perdas elétricas totais, no perfil de tensão e nos níveis de curto circuito. Dependendo do tamanho da rede e do número de geradores a serem conectados, o problema

* Av. Brasil Norte, 364 - Caixa Postal 31 CEP: 15385-000 - Ilha Solteira - SP - Brasil
Tel.: (18) 3743-1150 - Fax: (18) 3743-1163 - e-mail: luis_ochoa@ieeee.org

apresenta natureza combinatorial sendo necessária uma técnica de otimização (7), (8). Portanto, foi escolhido um algoritmo evolutivo (AE) que será utilizado na busca dos melhores pontos de conexão para as unidades geradoras. O algoritmo possui como função objetivo o índice multiobjetivo proposto. Além disso, uma técnica de alocação de perdas, baseada no método Zbus (11), é aplicada na configuração original do sistema de distribuição visando caracterizar nós de boa qualidade que possam formar parte da população inicial no algoritmo evolutivo.

A determinação da localização dos geradores distribuídos apresenta, na prática, algumas limitações para os engenheiros da distribuição. Conseqüentemente, a existência de um índice baseado nos impactos técnicos poderia auxiliar na indicação de onde a geração distribuída poderia ser mais benéfica para a rede de distribuição, ajudando os engenheiros de distribuição na tomada de decisões e ainda na definição de contrato (com incentivos ou penalidades) a ser estabelecido entre a concessionária e o proprietário do gerador distribuído.

2.1 Índices de Impacto

Os seguintes índices serão calculados para poder descrever os impactos na rede devido a presença da GD considerando sua máxima geração. A demanda máxima da rede será utilizada em todos os índices. Devido ao fato das redes de distribuição serem inerentemente desequilibradas por causa das cargas e da topologia, os índices considerarão as fases *a*, *b*, *c* e o cabo neutro (*n*).

Para a *k*-ésima configuração da rede de distribuição considerando GD os índices analisados serão:

2.1.1 Perdas ativas de energia

Em geral, as perdas representam a maior preocupação das concessionárias em termos técnicos e econômicos. Conseqüentemente, o primeiro índice (*ILp*) expressa as perdas ativas de linha. Desta maneira, uma boa localização da GD sugere a diminuição das perdas totais da rede, o que significa valores perto da unidade para *ILp*.

$$ILp^k = 1 - \frac{\operatorname{Re}\left\{\sum_{m=1}^{NL} \bar{Z}a_m |\bar{J}a_m^k|^2 + \bar{Z}b_m |\bar{J}b_m^k|^2 + \sum_{m=1}^{NL} \bar{Z}c_m |\bar{J}c_m^k|^2 + \bar{Z}n_m |\bar{J}n_m^k|^2\right\}}{\operatorname{Re}\{Perdas^0\}} \quad (i)$$

sendo: $\bar{Z}a_m$, $\bar{Z}b_m$, $\bar{Z}c_m$ e $\bar{Z}n_m$ as impedâncias próprias do trecho *m*; $\bar{J}a_m^k$, $\bar{J}b_m^k$, $\bar{J}c_m^k$ e $\bar{J}n_m^k$ os fluxos de correntes através do trecho *m* para a *k*-ésima configuração da rede de distribuição; *NL* o número de linhas da rede; e, $Perdas^0$ as perdas complexas totais da rede de distribuição sem GD.

2.1.2 Máxima queda de tensão

Uma outra vantagem que apresenta a GD bem localizada é o melhoramento do perfil de tensão. Assim, o segundo índice (*IVD*) está relacionado com a máxima queda de tensão. Portanto, de acordo com a equação (ii), quanto maior o índice *IVD* (perto da unidade), melhor o desempenho da rede.

$$IVD^k = 1 - \max_{i=1} \left(\frac{|\bar{V}a_0| - |\bar{V}a_i^k|}{|\bar{V}a_0|}, \frac{|\bar{V}b_0| - |\bar{V}b_i^k|}{|\bar{V}b_0|}, \frac{|\bar{V}c_0| - |\bar{V}c_i^k|}{|\bar{V}c_0|} \right)_{i=1}^{NN-1} \quad (ii)$$

sendo: $\bar{V}a_0$, $\bar{V}b_0$ e $\bar{V}c_0$ as tensões no nó de referencia (igual em magnitude para as três fases); $\bar{V}a_i^k$, $\bar{V}b_i^k$ e $\bar{V}c_i^k$ as tensões no nó *i* para a *k*-ésima configuração da rede de distribuição; e, *NN* o número de nós da rede.

2.1.3 Corrente de curto circuito para faltas trifásica e monofásica à terra

O terceiro e quarto índices (*ISC3* e *ISC1*) estão relacionados com os problemas da proteção e a seletividade já que avaliam a máxima variação da corrente de curto circuito entre os cenários da rede com e sem GD. Estes índices dão ao engenheiro da distribuição uma noção de como o GD está tendo impacto nos dispositivos da proteção que foram planejados para uma rede sem aquelas unidades geradoras. Portanto, de acordo com as equações (iii) e (iv), um baixo impacto neste aspecto significa valores perto da unidade para os índices *ISC3* e *ISC1*.

$$ISC3^k = 1 - \frac{\max\left(\frac{SCabc_i^k}{SCabc_i^0}\right)}{\frac{SCabc_s^k}{SCabc_s^0}} \quad (iii)$$

$$ISCI^k = 1 - \frac{\max\left(\frac{SCa_i^k}{SCa_i^0}, \frac{SCb_i^k}{SCb_i^0}, \frac{SCc_i^k}{SCc_i^0}\right)}{\frac{SC_*^k}{SC_*^0}} \quad (iv)$$

sendo: $SCabc_i^k$ o valor da corrente de curto circuito para uma falta trifásica no nó i para a k -ésima configuração da rede de distribuição; $SCabc_i^0$ o valor da corrente de curto circuito para uma falta trifásica no nó i para rede de distribuição sem GD; $SCabc_*^k$ e $SCabc_*^0$ os maiores valores de corrente de curto circuito trifásico na rede para a k -ésima configuração da rede de distribuição e sua correspondente para a rede sem GD; SCa_i^k , SCb_i^k e SCc_i^k os valores de corrente de curto circuito para faltas fase-terra no nó i para a k -ésima configuração de rede de distribuição; SCa_i^0 , SCb_i^0 e SCc_i^0 os valores de corrente de curto circuito para faltas fase-terra no nó i para a rede de distribuição sem GD; e, SC_*^k e SC_*^0 os maiores valores de corrente para faltas fase-terra para a k -ésima configuração da rede de distribuição e sua correspondente para a rede sem GD.

2.2 Índice Multiobjetivo

Visando vincular os índices mencionados, é proposto o índice multiobjetivo (IMO) o qual proporciona estrategicamente um fator de relevância a cada um deles. Isto pode ser realizado já que todos os índices de impacto têm sido normalizados, isto é, apresentam valores não dimensionais na faixa de zero a um.

$$IMO^k = \{w_1 ILp^k + w_2 IVD^k + w_3 ISC3^k + w_4 ISCI^k\} \quad (v)$$

sendo: $\sum_{i=1}^4 w_i = 1.0 \quad \forall w_i \in [0,1]$

Pretende-se que estes fatores de relevância outorguem a correspondente importância a cada aspecto técnico (índices de impacto) devido a presença da GD e dependendo da análise requerida (e.g. planejamento, operação normal, operação de emergência). A Tabela 1 mostra os valores dos fatores de relevância utilizados neste trabalho, considerando uma análise na operação normal do sistema. No entanto, estes fatores podem ser ajustados para considerar interesses diferentes sobre perdas, tensões, esquemas de proteção, etc. Assim, o índice multiobjetivo descreverá numericamente o impacto da GD, considerando localização e potência a ser injetada. Valores próximos da unidade para o índice multiobjetivo de desempenho significam maiores benefícios da GD.

TABELA 1 – Fatores de Relevância

ILp	IVD	$ISC3$	$ISC1$
w_1	w_2	w_3	w_4
0,50	0,20	0,10	0,20

2.3 Algoritmo Evolutivo

Devido a natureza combinatorial do problema para a busca dos melhores pontos de inserção da GD, é utilizado um algoritmo evolutivo. Esta técnica metaheurística é eficiente e adequada para o problema proposto (7) e (8).

As características do AE utilizado são:

- codificação:** cada configuração é descrita por um vetor (cromossomo) cujo tamanho é igual ao número de nós. Se uma unidade de GD é inserida num nó, este elemento recebe um número relacionado a capacidade do gerador, caso contrário é zero. Os elementos do cromossomo para a subestação e os nós alimentados por trechos mono ou bifásicos são fixados em zero;
- população inicial:** é criada usando um conjunto reduzido de barras proporcionadas pelo método de alocação de perdas Zbus (11) (conjunto de barras que apresentam grande influência nas perdas totais da rede) e um conjunto selecionado aleatoriamente de barras factíveis;
- operadores genéticos:** a seleção é realizada por torneio, recombinação de único ponto e mutação com probabilidades de 0,7 e 0,005, respectivamente, são utilizadas;
- função objetivo:** o AE visa maximizar o IMO , o qual é calculado para cada configuração usando os índices de impacto descritos e os fatores de relevância apresentados (Tabela 1);
- configurações infactíveis:** de acordo com o número de unidade de GD a serem inseridas, algumas configurações poderiam ser infactíveis após aplicar os operadores genéticos, portanto aquelas configurações serão penalizadas;
- elitismo:** as melhores configurações de cada população serão armazenadas num conjunto elite que será utilizado como parte do processo de seleção para a seguinte geração; e,

- g) *critério de parada*: quando o conjunto elite não é mais atualizado após um número determinado de gerações.

3.0 - APLICAÇÕES

Neste trabalho são analisadas as seguintes redes de distribuição de média tensão trifásicas a quatro fios:

- **IEEE-34**: rede de 34 nós (12). Demanda total de 1770 kW sendo que 72% das cargas estão concentradas a 56 km do nó raiz (o nó mais distante esta a 59 km da subestação). A tensão base linha-linha é $V_b = 24,9$ kV. Para simplificar, o autotransformador de 24,9 kV/4,16 kV no alimentador original IEEE-34 foi substituído por uma linha. O regulador automático de tensão tampouco é representado.
- **MV-475**: rede de 475 nós da cidade de Assis, SP (Empresa de Eletricidade Vale Paranapanema). Rede com predominância de consumidores rurais com uma demanda total de 6248,8 kW. Quase 75% das cargas estão concentradas num raio de 10 km desde o nó raiz (o nó mais distante está a 16,5 km da subestação). A tensão linha-linha é $V_b = 13,8$ kV.

O fluxo de potência é calculado utilizando um algoritmo trifásico a quatro fios, baseado na técnica de soma de correntes *backward-forward*, descrito em (13). As cargas foram modeladas como potencia constante, e representam a demanda máxima. Duas unidades de GD com capacidade de 300 kW e 600 kW (fator de potencia unitário, isto é, só injeção de potencia ativa) serão utilizadas para a análise multiobjetivo visando achar os melhores pontos de inserção nas redes apresentadas. A análise de curto circuito foi realizada baseada nas componentes simétricas e considerando as seqüências zero e positiva do sistema na subestação AT/MT $Z_{sys}^0 = 0,048 + j1,0071 \Omega$ e $Z_{sys}^1 = 0,144 + j1,4022 \Omega$, respectivamente; e as impedâncias zero, positiva e negativa do gerador $Z_{gen}^0 = j1,6758 \Omega$, $Z_{gen}^1 = j6,2972 \Omega$ e $Z_{gen}^2 = j3,7837 \Omega$, respectivamente.

3.1 Análise da Rede IEEE-34

A Tabela 2 mostra as 25 barras factíveis (uma unidade de GD precisa das três fases no ponto de inserção) em ordem decrescente de acordo com o valor de alocação de perdas obtido utilizando o método Zbus e considerando a configuração inicial (sem GD) da rede IEEE-34. Os nós com maiores valores de alocação de perdas são usados na geração da população inicial no AE. Após executar o AE proposto, foi encontrado que os melhores pontos de inserção para os geradores analisados usando o índice multiobjetivo como função objetivo são os nós 12 e 19, para as unidades de GD com capacidade de 300 kW e 600 kW, respectivamente (ver Figura 1). A Tabela 3 apresenta as 20 configurações com os maiores valores do índice multiobjetivo (*IMO*). Observa-se que nenhum dos nós, 12 ou 19, apresentaram altos valores de alocação de perdas, no entanto devido aos índices *ISC3* e *ISC1* relacionados com os níveis de curto circuito, as barras com altos valores de alocação de perdas e ao mesmo tempo afastadas da subestação tornam-se soluções não ótimas de acordo com os fatores de relevância especificados. Uma comparação entre as configurações 1 e 20, apresentadas na Tabela 3, é feita na Tabela 4. Pode-se verificar que a seleção dos nós 10 e 22 (maiores valores de alocação de perdas do que os nós 12 e 19) proporciona um melhor desempenho em termos de perdas e queda de tensão, no entanto, considerando os níveis de curto circuito o *IMO* é menor.

TABELA 2 – IEEE-34 Barras factíveis em ordem decrescente de acordo com os valores de alocação de perdas considerando a rede original (sem GD).

posição	nó	posição	nó	posição	nó
1	22	11	10	21	5
2	28	12	29	22	6
3	25	13	19	23	7
4	23	14	26	24	17
5	27	15	12	25	20
6	30	16	8		
7	15	17	3		
8	33	18	16		
9	31	19	2		
10	21	20	1		

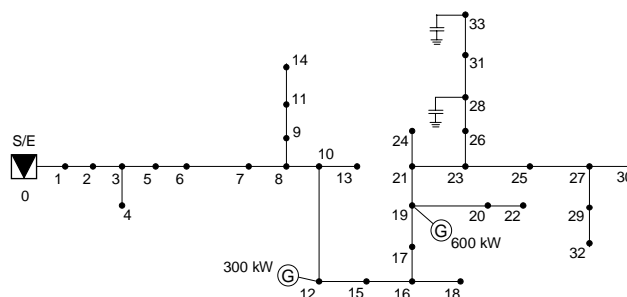


FIGURA 1 – Alimentador IEEE-34 com duas unidades de GD otimamente alocadas usando a metodologia proposta.

TABELA 3 – Melhores 20 configurações para a rede IEEE-34 considerando duas unidades de GD de diferente capacidade e usando o AE proposto.

configuração	nós com GD		IMO	configuração	nós com GD		IMO
	300 kW	600 kW			300 kW	600 kW	
1	12	19	0,73585	11	7	19	0,73336
2	15	19	0,73584	12	6	19	0,73336
3	12	17	0,73576	13	7	17	0,73328
4	15	17	0,73575	14	6	17	0,73327
5	10	19	0,73572	15	15	23	0,72543
6	16	19	0,73571	16	15	21	0,72542
7	10	17	0,73563	17	16	23	0,72539
8	16	17	0,73562	18	16	21	0,72534
9	8	19	0,73346	19	12	21	0,72474
10	8	17	0,73338	20	10	21	0,7246

TABELA 4 – Comparação dos índices de impacto não normalizados para a duas configurações da rede IEEE-34 considerando duas unidades de GD.

Índice de Impacto	Sistema sem GD	Configuração no. 1	Configuração no. 20
IL_p (kW)	397,32	95,40	92,48
IVD (%)	21,21	10,40	10,19
$ISC3$ $\frac{\text{com DG}}{\text{sem DG}}$	---	11,21 (2451,1 A / 218,7 A)	12,13 (2407,7 A / 198,5 A)
$ISC1$ $\frac{\text{com DG}}{\text{sem DG}}$	---	21,77 (3786,1 A / 173,9 A)	24,97 (3616,5 A / 144,8 A)
<i>IMO</i>		0,73585	0,72460
<i>Nós com GD (300 ; 600 kW)</i>		12 ; 19	10 ; 21

A alocação ótima destes geradores, seguindo as considerações mencionadas, apresenta uma redução de 76% das perdas totais da rede e de 52% na queda de tensão (Tabela 4). No entanto, a melhor solução aumentou as correntes de curto circuito para faltas monofásica e trifásica obtidas na configuração original em 11,21 e 21,77 vezes, respectivamente (maiores valores encontrados no nó 17 para ambos dos casos). Estes valores sugerem que se deve dar uma especial atenção aos níveis de curto circuito já que os equipamentos de proteção poderiam ser seriamente danificados.

3.2 Análise da Rede MV-475

Sessenta barras factíveis, com a maior alocação de perdas calculadas para a configuração inicial (sem GD) do sistema MV-475, são mostradas na Tabela 5. O AE encontrou o maior *IMO* (função objetivo) inserindo os geradores de 300 kW e 600 kW nos nós 318 e 327, respectivamente (ver Figura 2).

TABELA 5 – Barras factíveis em ordem decrescente de acordo com os valores de alocação de perdas considerando a rede original (sem GD) MV-475.

posição	nó	posição	nó	posição	nó	posição	nó
1	401	16	318	31	402	46	426
2	177	17	389	32	457	47	384
3	455	18	242	33	458	48	399
4	430	19	212	34	450	49	383
5	289	20	184	35	387	50	346
6	447	21	463	36	385	51	235
7	403	22	462	37	393	52	306
8	367	23	471	38	349	53	352
9	440	24	439	39	329	54	155
10	416	25	473	40	267	55	395
11	388	26	472	41	316	56	287
12	428	27	474	42	315	57	294
13	271	28	469	43	445	58	265
14	413	29	431	44	446	59	237
15	327	30	465	45	436	60	459

A Tabela 6 apresenta as melhores 20 configurações considerando os *IMOs* obtidos com o AE proposto. Destaca-se que os nós utilizados por estas configurações encontram-se entre os primeiros 31 nós da Tabela 5. Portanto, pode-se concluir que quando o impacto das perdas é considerado com um fator de relevância expressivo (neste trabalho foi utilizado $w_1=0.50$), os nós que apresentam maiores valores de alocação de perdas definirão as melhores configurações possíveis. No entanto, os índices relacionados com os valores de curto circuito serão os limitantes para que nós com altos valores de alocação e ao mesmo tempo topologicamente críticos em termos dos níveis do curto circuito (e.g. distantes da subestação), não sejam avaliados só pelas vantagens que apresentam na diminuição das perdas totais, e sim pelo conjunto de fatores que envolve a inserção de geradores distribuídos. Uma comparação entre as configurações 1 e 20 da Tabela 6, é feita na Tabela 7. Pode-se verificar que a seleção dos nós 318 e 327 proporciona uma diminuição de 44% das perdas totais e de 55% de queda de tensão no ponto mais crítico. Ao mesmo tempo, os níveis de curto circuito aumentaram 3,81 e 4,29 vezes, para faltas trifásicas e monofásicas, respectivamente. A configuração 20 apresenta maiores índices de curto circuito principalmente por causa do maior distanciamento dos nós 389 e 367 da subestação.

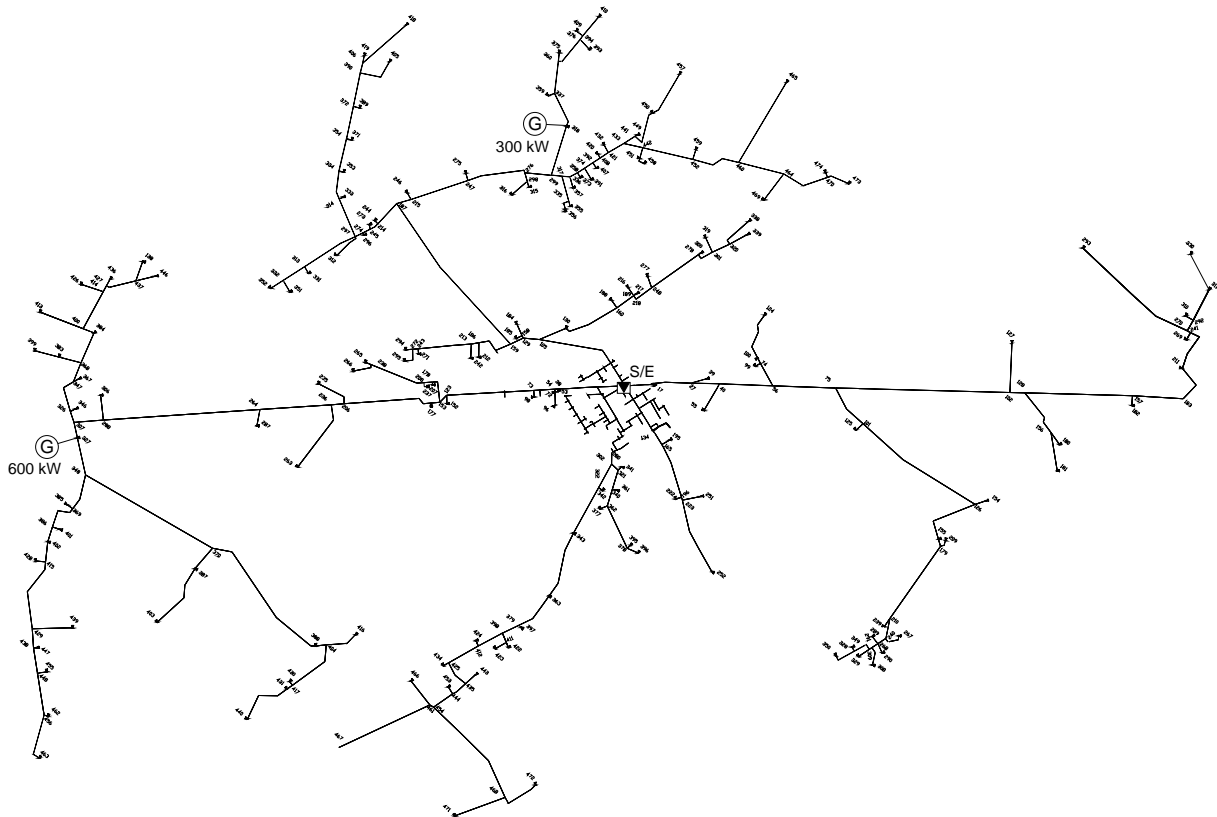


FIGURA 2 – Rede MV-475 com duas unidades de GD de diferente capacidade otimizadas usando a proposta metodologia.

TABELA 6 – Melhores 20 configurações para a rede MV-475 considerando duas unidades de GD de diferente capacidade e usando o AE proposto.

configuração	nós com GD		IMO	configuração	nós com GD		IMO
	300 kW	600 kW			300 kW	600 kW	
1	318	327	0,61987	11	242	327	0,59736
2	389	327	0,61094	12	212	327	0,59733
3	474	327	0,60531	13	271	327	0,5972
4	318	401	0,60293	14	474	367	0,59608
5	473	327	0,60291	15	473	367	0,59431
6	474	401	0,60148	16	184	327	0,59361
7	473	401	0,60106	17	389	401	0,59352
8	318	402	0,6001	18	289	327	0,59228
9	473	402	0,59823	19	389	402	0,5907
10	318	367	0,59806	20	389	367	0,58912

TABELA 7 – Comparação dos índices de impacto não normalizados para a duas configurações da rede MV-475 considerando duas unidades de GD.

Índice de Impacto	Sistema sem GD	Configuração no. 1	Configuração no. 20
<i>ILp</i> (kW)	254,60	141,61	150,18
<i>IVD</i> (%)	13,66	6,04	6,31
<i>ISC3</i> com DG	---	3,81	4,29
<i>ISC3</i> sem DG	---	1290,4 A / 338,7 A	1357,3 A / 315,9 A
<i>ISC1</i> com DG	---	6,45	7,48
<i>ISC1</i> sem DG	---	2160,0 A / 334,8 A	2124,2 A / 283,9 A
<i>IMO</i>		0,61987	0,58912
<i>Nós com GD (300 ; 600 kW)</i>		318 ; 327	389 ; 367

As Tabelas 3 e 6 apresentam diferentes opções de pontos de inserção para os dois geradores analisados, levando em consideração os impactos técnicos descritos e os respectivos fatores de relevância assumidos neste trabalho. No entanto, na prática, a decisão de onde inserir as unidades de GD tem várias limitações. De fato, muitas vezes a fonte de energia primária utilizada na GD é que define o local da instalação (por exemplo: co-geração). Portanto, os resultados apresentados devem ser utilizados para serem comparados com os pontos de inserção reais (ou planejados) de uma determinada rede de distribuição na qual serão inseridas unidades de GD. Desta maneira, o conhecimento de onde a GD poderia ser mais benéfica ajudará aos engenheiros da distribuição na tomada de decisões ou ainda na delimitação do contrato que seria estabelecido entre a concessionária e o proprietário do gerador distribuído.

4.0 - CONCLUSÃO

Quatro índices de impacto que visam caracterizar os benefícios e aspectos negativos da GD nas redes de distribuição foram estrategicamente relacionados através da utilização de fatores de relevância para assim poder obter o índice multiobjetivo de desempenho. Os valores dos fatores de relevância dependem da experiência dos engenheiros da distribuição e dos diferentes interesses das concessionárias (e.g. perdas, perfil de tensão, esquemas de proteção, etc.), conseqüentemente, a metodologia proposta é flexível a qualquer mudança destes valores. Outras questões técnicas, tais como as perdas reativas, regulação da tensão, fluxo reverso, etc., poderiam ser incorporados nesta abordagem. Da mesma maneira, uma análise baseada na variação diária, semanal ou mensal da demanda e da geração poderia ser incluída.

O índice multiobjetivo foi utilizado como função objetivo do Algoritmo Evolutivo proposto, visando achar as melhores configurações (conjunto de pontos de inserção) para uma determinada rede de distribuição com GD. Além disso, comprovou-se que a caracterização dos nós de acordo com seu valor de alocação de perdas, obtido com o método Zbus, é um excelente procedimento para avaliar o potencial que tem cada nó na diminuição das perdas totais do sistema, caso um gerador seja alocado naquela posição. Finalmente, é importante salientar que estes resultados são para auxiliar os engenheiros da distribuição na tomada de decisões ou ainda na definição de incentivos ou penalidades que possam constar no contrato que seria estabelecido entre a concessionária e o proprietário do gerador distribuído.

5.0 - AGRADECIMENTOS

O primeiro autor agradece o apoio financeiro fornecido pela FEPISA (Ilha Solteira – SP) e pelo Programa Alban, Programa de Bolsas de Alto Nível da União Européia para América Latina, bolsa no. E04D046001BR.

6.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- (1) INVERNIZZI, A., BUCHHOLZ, B., STUBBE, M., JENKINS, N., DOWD, B., CERAOLO, M. Distribution Systems and Dispersed Generation: a New Focus for CIGRE; *Electra*, no. 213, 17-21, 2004. França.
- (2) JENKINS, N., ALLAN, R., CROSSLEY, P., KIRSCHEN, D., STRBAC, G. Embedded Generation; *IEE Power and Energy Series* 31, 2000. Reino Unido.
- (3) BARKER, P. P., DE MELLO, R. W. Determining the impact of distributed generation on power systems: Part 1 – Radial Distribution Systems; *Proceedings IEEE/PES Summer Meeting*, 1645-1656, 2000. EUA.
- (4) LOPES, J. A. P. Integration of dispersed generation on distribution networks-impact studies; *Proceedings IEEE/PES Winter Meeting*, vol. 1, 323-328, 2002. EUA.
- (5) DOYLE, M. T. Reviewing the impacts of distributed generation on distribution system protection; *Proceedings IEEE/PES Summer Meeting*, vol. 1, 103-105, 2002. EUA.
- (6) ESPIE, P., AULT, G. W., BURT, G. M., MCDONALD, J. R. Multiple criteria decision making techniques applied to electricity distribution system planning; *IEE Proc. – Gen., Trans. and Dist.*, vol. 150, no. 5, 527-535, 2003. Reino Unido.
- (7) SILVESTRI, A., BERIZZI, A., BUONANNO, S. Distributed generation planning using genetic algorithms; *Proceedings IEEE PowerTech*, 257, 1999. Hungria.
- (8) CELLI, G., PILO, F. MV network planning under uncertainties on distributed generation penetration; *Proceedings IEEE/PES Summer Meeting*, vol. 1, 485-490, 2001. EUA.
- (9) BROWN, R. E., PAN, J., FENG, X., KOUTLEV, K. Siting distributed generation to defer T&D expansion; *Proceedings IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exposition*, vol. 2, 622-627, 2001. EUA.
- (10) AULT, G. W., MCDONALD, J. R. Planning for distributed generation within distribution networks in restructured electricity markets; *IEEE Power Engineering Review*, vol. 20, no. 2, 52-54, 2000. EUA.
- (11) DENIS, I. F. E. D. Métodos de Alocação de Perdas em Sistemas de Distribuição com Geradores Distribuídos; Tese de Doutorado, UNESP – Campus de Ilha Solteira, Departamento de Engenharia Elétrica, 2003. Brasil.
- (12) KERSTING, W. H. Radial distribution test feeders; *IEEE Trans. on Power Systems*, vol. 6, no. 3, 975-985, 1991. EUA.
- (13) CIRIC, R. M., PADILHA-FELTRIN, A., OCHOA, L. F. Power flow in four-wire distribution networks-general approach; *IEEE Trans. on Power Systems*, vol. 18, no. 4, 1283-1290, 2003. EUA.