



revista científica

LINKSCIENCEPLACE
interdisciplinar



Revista Científica Interdisciplinar. ISSN: 2358-8411

Nº 1, volume 3, artigo nº 6, Janeiro/Março 2016

D.O.I: <http://dx.doi.org/10.17115/2358-8411/v3n1a6>

APLICAÇÃO DE ALGORITMOS GENÉTICOS PARA O PLANEJAMENTO DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO

Leonardo Willer Oliveira¹

Doutor em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ-COPPE)

Ângelo Rocha Oliveira²

Centro Federal de Educação Tecnológica de Minas Gerais (CEFET-MG)

Flávio Vanderson Gomes³

Universidade Federal de Juiz de Fora (UFJF)

Bruno Henriques Dias⁴

Universidade Federal de Juiz de Fora (UFJF)

Ivo Chaves Silva Junior⁵

Universidade Federal de Juiz de Fora (UFJF)

Resumo

Este artigo apresenta uma nova metodologia para planejamento de fontes de geração distribuída (GD) em sistemas elétricos de distribuição, envolvendo energia térmica baseada em biomassa e eólica. Esta metodologia determina a localização ótima para a instalação destas modalidades de geração visando minimizar perdas de energia, emissões e os custos

¹ professor dos cursos de Engenharia Elétrica da UFJF e coordenador do curso de Engenharia Elétrica-Energia da UFJF. Doutor em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ-COPPE)., leonardo.willer@ufjf.edu.br

² professor do curso de Engenharia de Controle e Automação e do curso técnico de Eletrotécnica do CEFET-MG, Campus III – Leopoldina, angelo@leopoldina.cefetmg.br

³ professor dos cursos de Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Juiz de Fora (UFJF). Doutor em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ-COPPE), flavio.gomes@ufjf.edu.br

⁴ professor dos cursos de Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Juiz de Fora (UFJF). Doutor em Engenharia Elétrica pela Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro (PUC-Rio), bruno.dias@ufjf.edu.br

⁵ professor dos cursos de Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Juiz de Fora (UFJF). Doutor em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ-COPPE)., ivo.junior@ufjf.edu.br

de investimento e operação, além da melhoria da regulação de tensão e qualidade de energia. Os custos de compra de energia da rede e de geração a partir de recursos de biomassa são considerados. A potência proveniente da modalidade eólica é dada em função de valores de capacidade e fator de capacidade pré-estabelecidos. Para a solução deste problema de otimização, propõe-se a utilização de algoritmo genético (AG) combinado com fluxo de potência ótimo (FPO), que determina o tamanho ótimo dos geradores termoeletrônicos a biomassa. Resultados apresentados para um sistema conhecido da literatura permitem avaliar a aplicabilidade do método de otimização proposto.

Palavras-chave: geração a biomassa ; geração eólica ; geração distribuída ; alocação ótima; algoritmo genético.

Abstract

This paper presents an approach for the planning of distributed generation (DG) resources in electrical distribution systems, comprising biomass-based thermal and wind energy. The approach determines the optimal location for placement of such generation resources aiming at minimizing energy loss, emission, investment and operation costs, in addition to the increasing of the voltage regulation and energy quality. The costs of purchasing energy from the grid and of generation from biomass are considered. The power from wind generator is given by the rated power and pre-established capacity factor. For solving the optimization problem, a genetic algorithm (GA) with embedded optimal power flow (OPF) tool to determine the optimum size of the biomass-based generators is proposed. The presented results for a system of the literature allow assess the proposed optimization approach.

Keywords: biomass generation; wind generation ; distributed generation ; optimal allocation; genetic algorithm.

INTRODUÇÃO

A inserção de geração distribuída em sistemas de distribuição de energia elétrica (SDE) tem aumentado como resposta ao crescimento da demanda de potência. Adicionalmente, outros aspectos têm contribuído para este aumento, como a desregulamentação dos sistemas de potência, avanços tecnológicos associados ao desenvolvimento de pequenas unidades de geração eficientes e a necessidade de redução de perdas técnicas (DIAS et al., 2012), (OLAMAIE; NIKNAM, 2006), (ACKERMANN; ANDERSSON; SÖDER, 2001), (CHIRADEJA; RAMAKUMAR, 2004). Restrições econômicas e ambientais para a construção de novas linhas de

transmissão de longa distância também têm contribuído para o crescimento da GD. Os benefícios ambientais aumentam quando a GD é baseada em fontes renováveis de energia, como as provenientes de biomassa e regimes de ventos. Em um cenário de risco de racionamento de energia elétrica, é fundamental que as fontes alternativas sejam introduzidas a fim de se aumentar a oferta de energia e garantir o abastecimento de um insumo indispensável para o desenvolvimento de qualquer país.

As vantagens da GD dependem de sua correta localização no SDE distribuição (DIAS et al., 2012), (KAYAL; CHANDA, 2013). A escolha de pontos inadequados para a conexão de GD pode reduzir suas potenciais vantagens, anulá-las ou até mesmo afetar negativamente a operação do sistema. Como exemplo, a GD pode implicar em aumento das perdas técnicas se não alocada corretamente (KAYAL; CHANDA, 2013).

Quando o planejamento de geração distribuída considera a possibilidade de investimento em múltiplas fontes, a alocação ótima torna-se um problema de otimização inteira mista, não linear e não convexo (DIAS et al., 2012). Para solucionar este tipo de problema, uma classe de métodos conhecidos como heurísticos tem sido desenvolvida. Entre estes métodos, destacam-se os algoritmos genéticos (EVANGELOPOULOS; GEORGILAKIS, 2014), (CELLI et al., 2005), métodos evolutivos (KHATOD; PANT; SHARMA, 2013), (ARYA; KOSHTI; CHOUBE, 2012) e enxame de partículas (GOMEZ-GONZALEZ; LÓPEZ; JURADO, 2012).

A referência (ZOU et al., 2012) propõe a utilização de enxame de partículas para a alocação ótima de fontes renováveis de GD incluindo eólica com a incorporação de restrições de capacidade. A técnica de enxame de partículas também é utilizada em (SHEEN; TSAI; WU, 2013) para selecionar os locais apropriados para a instalação de turbinas eólicas considerando uma faixa pré-especificada de potência de saída e fator de potência, e em (JAIN; SINGH; SRIVASTAVA, 2013) para localização ótima de GD com otimização da capacidade e fator de potência unitário. Em (MOKRYANI; SIANO, 2013) e (SIANO; MOKRYANI, 2013), algoritmo genético e enxame de partículas são aplicados para definir a

capacidade ótima de turbinas eólicas considerando os custos de investimento.

Algoritmos genéticos têm sido propostos recentemente para a alocação ótima de GD (EVANGELOPOULOS; GEORGILAKIS, 2014), (MORADI; ABEDINI, 2012). De acordo com a referência (KAYAL; CHANDA, 2013), a escolha dos objetivos relacionados com o planejamento de GD impacta na localização dos recursos e as premissas relativas a este assunto ainda são alvo de estudo e investigação.

Seguindo as linhas de pesquisa sobre o assunto previamente introduzido, o presente artigo propõe uma metodologia para alocação ótima de geração distribuída baseada em energia térmica proveniente de biomassa e energia eólica. Esta metodologia combina algoritmo genético, para localização ótima dos recursos, com fluxo de potência ótimo (GRANVILLE, 1994) para determinação da capacidade das unidades termoeletricas. A capacidade e o fator de capacidade das unidades eólicas de geração são parâmetros pré-especificados. Os objetivos são minimizar perdas de energia, emissões e os custos totais de investimento e operação, com melhoria da regulação de tensão e qualidade de energia. O custo para a energia comprada da rede é incluído entre os custos operacionais. Um sistema radial de distribuição da literatura, de 33 barras, é utilizado para apresentar e avaliar os resultados.

DESENVOLVIMENTO

1. Modelo proposto

O problema de otimização para planejamento de GD em sistemas de distribuição visa à minimização de perdas de energia, emissões e do custo total de investimento e operação, com melhoria dos perfis de tensão e qualidade de energia, sujeito às restrições da rede elétrica. A função objetivo utilizada neste artigo foi baseada em (ZOU et al., 2012), sendo formulada como

$$\text{Min} \left[\sum_{t=1}^{N_{th}} (c_{th} \cdot S_{th} + OC_{th}) + \sum_{wd=1}^{N_{wd}} (c_{wd} \cdot S_{wd} + OC_{wd}) \right. \\ \left. + c_{pl} \cdot T \cdot L_{pl} + c_{gr} \cdot T \cdot P_{gr} + c_{em} \cdot e_{gr} \cdot T \cdot P_{gr} \right] \quad (1)$$

Em que:

N_{Th} e N_{Wd}	Números de geradores térmicos a biomassa e eólicos, respectivamente;
C_{th} e C_{wd}	Fatores de custo (\$/kVA) para cálculo dos investimentos em geração térmica a biomassa e eólica, respectivamente;
S_{th} e S_{wd}	Capacidades instaladas (kVA) das unidades térmicas e eólicas, respectivamente;
OC_{th} e OC_{wd}	Custos operacionais (\$) dos geradores térmicos a biomassa e eólicos, respectivamente;
L_{pl}	Perda total de potência ativa (kW);
C_{pl}	Custo (\$/kWh) associado à perda de potência ativa;
T	Número de horas de operação do sistema;
P_{gr}	Potência proveniente da rede de transmissão, importada a partir da subestação;
C_{gr}	Fator de custo (\$/kWh) para a energia proveniente da rede de transmissão;
C_{em}	Fator de custo (\$/kg) para emissões;
e_{gr}	Fator de emissão (kg/kWh) associado com P_{gr} .

O custo de operação e manutenção (O&M) para a geração eólica (OC_{wd}) é dado por $c_{ow} \cdot T \cdot P_{wd}$, em que:

c_{ow}	Fator de custo (\$/kW) para a geração eólica;
P_{wd}	Potência ativa de saída (kW) da unidade eólica.

O custo operacional para a geração térmica a biomassa envolve uma parcela associada com operação e manutenção, que inclui os custos com combustíveis, e outra parcela associada com as emissões decorrentes da queima de biomassa, conforme formulado a seguir

$$OC_{th} = c_{ot} \cdot T \cdot P_{th} + c_{em} \cdot e_{fu} \cdot T \cdot P_{th}. \quad (2)$$

Em que:

c_{ot}	Fator de custo (\$/kWh) para a geração térmica a biomassa;
----------	--

P_{th}	Potência ativa de saída (kW) das unidades térmicas a biomassa;
e_{fu}	Fator de emissão (kg/kWh) para as unidades térmicas a biomassa.

A perda total de potência ativa (L_{pl} , pu-kW) é dada por

$$L_{pl} = \sum_{b=1}^{Nbr} g_b \cdot \left[V_{fb}^2 + V_{tb}^2 - 2 \cdot V_{fb} \cdot V_{tb} \cdot \cos(\theta_{fb} - \theta_{tb}) \right]. \quad (3)$$

Em que:

Nbr	Número de trechos de distribuição;
g_b	Condutância do trecho de distribuição b;
V_{fb}, V_{tb}	Módulos de tensão (pu) nas barras terminais do trecho b;
θ_{fb}, θ_{tb}	Ângulos de fase (radianos) nas barras terminais do trecho b.

A função objetivo formulada em (1) é sujeita às seguintes restrições

$$x_{th,k} \cdot P_{th,k} + x_{wd,k} \cdot P_{wd,k} - PL_k + \sum_{m \in \Omega_k} P_{km} = 0, \quad (4)$$

$$x_{th,k} \cdot Q_{th,k} + x_{wd,k} \cdot Q_{wd,k} - QL_k + \sum_{m \in \Omega_k} Q_{km} = 0, \quad (5)$$

$$P_{wd,k} = cf_{wd} \cdot P_{wdr}, \quad (6)$$

$$Q_{wd,k} = pf_{wd} \cdot P_{wd,k}, \quad (7)$$

$$\sqrt{P_{th,k}^2 + Q_{th,k}^2} \leq S_{th,max}, \quad (8)$$

$$V_{fb}, V_{tb} \geq V_{min}, \quad (9)$$

$$x_{th,k} + x_{wd,k} < 2, \quad (10)$$

$$NT_h + NW_d \leq NDG_{max}. \quad (11)$$

Em que:

$x_{th,k}$, $x_{wd,k}$	Valores inteiros associados com as decisões de alocação termelétrica e eólica, respectivamente, na barra k ('1' para alocação e '0' caso contrário);
$P_{th,k}$, $P_{wd,k}$	Potências ativas de saída (kW) de unidades térmicas e eólicas, respectivamente, na barra k;
$Q_{th,k}$, $Q_{wd,k}$	Potências reativas de saída (kW) de unidades térmicas e eólicas, respectivamente, na barra k;
PL_k , QL_k	Demandas de potência ativa (kW) e reativa (kVAr), respectivamente, na barra k;
Ω_k	Conjunto de barras diretamente conectadas, através de trechos de distribuição, à barra k;
P_{km} , Q_{km}	Fluxos de potências ativa (kW) e reativa (kVAr) no trecho que conecta as barras k e m;
cf_{wd}	Fator de capacidade das unidades eólicas de geração;
pf_{wd}	Fator de potência das unidades eólicas de geração;
$S_{th,max}$	Capacidade máxima das unidades termoeletricas de geração (kVA);
V_{min}	Limite inferior de tensão do sistema (pu);
NDG_{max}	Número máximo de unidades de geração distribuída.

As Equações (4) e (5) consistem nas restrições de balanço de potência ativa e reativa, respectivamente, definidas para cada barra da rede. A potência ativa de saída das unidades eólicas é dada pelo seu fator de capacidade e classe de potência como formulado em (6). O fator de capacidade dos geradores termoeletricos é unitário. As potências reativas de saída das unidades de GD eólicas, $Q_{wd,k}$, são obtidas das respectivas potências ativas e fatores de potência assim como em (7). As potências reativas das unidades térmicas a biomassa, $Q_{th,k}$, são variáveis do FPO, assim como as potências ativas $P_{th,k}$, respeitando-se o limite de capacidade de GD em cada barra dado pela restrição formulada em (8), devido a restrições de rede e geográficas (ZOU et al., 2012).

A restrição formulada em (9) garante que todas as barras tenham suas tensões acima de um valor mínimo enquanto que a restrição em (10) estabelece que

uma mesma barra não pode receber alocações de geradores termoelétricos e eólicos, respectivamente, devido a restrições geográficas (ZOU et al., 2012). A restrição modelada em (11) limita a inserção de GD e deve ser planejada previamente (ZOU et al., 2012). Destaca-se que a restrição de limite de tensão (9) conduz a uma melhor regulação de tensão e qualidade de energia.

2. Metodologia proposta

A metodologia proposta para planejamento de geração distribuída em sistemas de distribuição combina algoritmo genético com fluxo de potência ótimo. O algoritmo genético trata da característica combinatória do problema devido às variáveis inteiras ($x_{th,k}$, $x_{wd,k}$) associadas com as decisões de localização da geração distribuída.

Cada elemento do algoritmo genético (cromossomo) codifica uma solução candidata para a localização das unidades distribuídas através de um vetor (Ind) que tem Nbc posições, em que Nbc é o número de barras candidatas a receber GD. Cada posição deste vetor (gene) pode receber um valor inteiro de '0' a '2'. A Equação (12) apresenta esta codificação em que bc é uma barra candidata à alocação.

$$\text{Ind}(bc) = \begin{cases} 0, & \text{se não existe GD na barra } bc \\ 1, & \text{se existe uma GD térmica na barra } bc . \\ 2, & \text{se existe uma GD eólica na barra } bc \end{cases} \quad (12)$$

A codificação do indivíduo do algoritmo genético na Equação (12) permite o atendimento da restrição (10) para as variáveis binárias $x_{th,k}$ e $x_{wd,k}$, pois tanto em (10) como em (12), não são possíveis alocações de geração termoelétrica e eólica em uma mesma barra.

A solução em que não há alocações em nenhuma barra denomina-se caso base. Primeiramente, a população inicial do AG é formada por soluções candidatas geradas aleatoriamente, e depois o caso base é incluído nesta população. Este procedimento auxilia o processo de busca apenas por soluções em que o investimento em GD é atrativo. O processo de geração da população inicial atende à

restrição (11) associada ao número máximo de unidades de GDs.

Cada cromossomo da população atual é decodificado em uma solução correspondente para a localização das unidades de GDs. O FPO otimiza as saídas de potência ativa e reativa, $P_{th,k}$ e $Q_{th,k}$, dos geradores termoelétricos a biomassa e a energia adquirida da rede de transmissão, P_{gr} , para cada solução de localização. Este FPO consiste no modelo apresentado em (1)-(9), em que as variáveis discretas $x_{th,k}$ e $x_{wd,k}$ são fixadas nos valores definidos pelo respectivo cromossomo do AG. Não é necessário incluir as restrições (10) e (11) no FPO, pois estas restrições são automaticamente atendidas na solução codificada pelo cromossomo.

No FPO (1)-(9), as saídas de potência ativa dos geradores eólicos, $P_{wd,k}$, são parâmetros calculados em função dos respectivos valores pré-especificados de capacidade de potência e fator de capacidade. Este fator é associado com a disponibilidade e regime de ventos nas regiões em que as unidades eólicas são instaladas (ZOU et al., 2012). A potência reativa destas unidades é calculada utilizando-se os valores pré-especificados de potência ativa e fator de potência.

A partir da solução do problema de FPO (1)-(9), os valores contínuos de potência aparente dos geradores térmicos são calculados como

$$S_{th,k} = \sqrt{P_{th,k}^2 + Q_{th,k}^2} . \quad (13)$$

Em que $S_{th,k}$ é o valor contínuo de potência aparente (kVA) da unidade de GD termoelétrica a biomassa alocada na barra k. O tamanho discreto desta unidade é calculado com base no resultado da Equação (13), no limite $S_{th,max}$ e no intervalo discreto de capacidades d_{th} (kVA), como

$$S_{th,k} = \sqrt{P_{th,k}^2 + Q_{th,k}^2} . \quad (14)$$

Em que $\text{ceil}(x)$ é uma função que arredonda 'x' para o valor discreto imediatamente superior. Portanto, o valor discreto $S_{th,k}$ (14) é usado para calcular a função objetivo da Equação (1). A Figura 1 resume os passos do algoritmo proposto que serão sucintamente descritos na sequência.

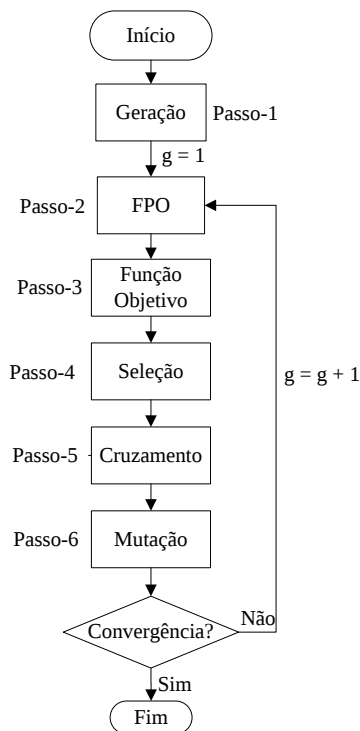


Figura 01 – Algoritmo proposto

Fonte: OLIVEIRA et al. (2015).

O Passo-1 gera a população inicial, que inclui o caso base, de forma que as restrições (10)-(11) são atendidas. Os indivíduos desta população são decodificados como localizações de GD térmica a biomassa e/ou eólica e o FPO do Passo-2 otimiza as gerações das unidades térmicas visando minimizar a função objetivo em (1) sujeito às restrições (2)-(9). Após isto, as gerações de potência aparente são arredondadas conforme Equação (14) para calcular a função objetivo (1) no Passo-3. Os Passos-4 a 6 aplicam os operadores genéticos:

(i) ‘seleção’, usando o método de roleta para selecionar dois cromossomos progenitores da população de acordo com suas aptidões;

(ii) ‘cruzamento’, em que um ponto de corte é aplicado aos pontos médios de pares aleatórios entre os cromossomos previamente selecionados para formar um cromossomo descendente, até que o número de novos indivíduos seja igual ao tamanho da população;

(iii) ‘mutação’, que consiste em adicionar ou subtrair o valor ‘1’ de uma posição aleatória de um pequeno conjunto de cromossomos aleatoriamente

selecionado.

Os processos de cruzamento e mutação foram desenvolvidos especificamente para atender as restrições (10)-(11) considerando a estrutura de cromossomo retratada na Equação (12).

Após o Passo-6, se o processo de convergência é alcançado, o algoritmo termina; caso contrário, o contador de gerações é incrementado e o algoritmo retorna para o Passo-2 com a população atualizada. A convergência é alcançada quando o número de gerações excede um valor máximo ou quando nenhuma solução melhor que a corrente é encontrada durante um dado número de gerações.

Os parâmetros do AG foram obtidos da literatura (EVANGELOPOULOS; GEORGILAKIS, 2014) também para o problema de alocação ótima de GD: (i) tamanho da população 50; (ii) taxa de cruzamento 90%; (iii) taxa de mutação 20%; (iv) elitismo 1 cromossomo; (v) número máximo de gerações 200; (vi) número de gerações consecutivas sem melhoria da solução corrente 25.

3. Resultados

Os resultados obtidos para um sistema radial de distribuição de 12,66 kV e 33 barras (BARAN; WU, 1989) são apresentados nesta seção. Este sistema tem carga total de 3715 kW e a estrutura ilustrada na Figura 2.

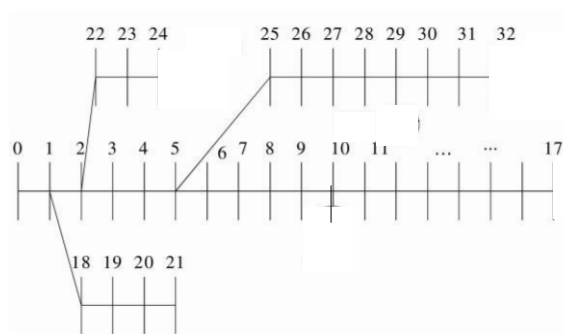


Figura 02 – Sistema teste de 33 barras

Fonte: Adaptado de Chen, Zhong e Gan (2006).

O horizonte de planejamento foi de 30 anos assim como na referência (ZOU et al., 2012) e os fatores de custo e de emissões foram obtidos de (ZOU et al., 2012). Assim como na referência (CHEN; ZHONG; GAN, 2006), a potência nominal das unidades eólicas foi de 700 kW e o respectivo fator de potência 0,875, próximo do valor 0,9 utilizado em (CHEN; ZHONG; GAN, 2006). Para o fator de potência considerado 0,875, a potência aparente nominal das unidades eólicas foi 800 kVA. As capacidades mínima e máxima das unidades térmicas a biomassa foi 100 kVA e 1500 kVA, respectivamente, com intervalo discreto de capacidade de 100 kVA (15 níveis discretos de capacidade) (ZOU et al., 2012). Diferentes valores para fator de capacidade das unidades eólicas, limite de tensão e número máximo de unidades de GD são utilizados para avaliar os resultados. Três análises são realizadas para este sistema a seguir.

Análise 1: Na primeira análise, o fator de capacidade das unidades de GD eólicas é 18,8%, o que é um valor considerado relativamente elevado para esta modalidade de geração (ZOU et al., 2012). Ainda de acordo com a referência (ZOU et al., 2012), no máximo duas barras podem ser selecionadas para a instalação de unidades de GD ($NDG_{max} = 2$). O limite de tensão considerado é 0,90 pu. A Tabela 1 apresenta os resultados para esta análise, incluindo todos os custos envolvidos e o valor mínimo de tensão no sistema, para o caso base, em que não há alocações, e para a solução obtida pelo método proposto. A diferença entre os custos totais é \$ 5.561.000,00 e o método proposto conduziu à melhoria dos perfis de tensão e a um menor custo total de emissões.

Análise 2: Esta análise considera o limite de tensão 0,95 pu enquanto que as demais condições são as mesmas da análise anterior. Para esta restrição de tensão, o caso base, em que não há alocações de GD, não é viável. Portanto, o planejamento de GD viabiliza a operação do sistema mesmo com esta restrição severa de tensão. Os resultados do método proposto para esta análise são apresentados na Tabela 2.

Tabela 01 – Resultados para o sistema teste de 33 barras – Análise 1

Solução	Caso Base	Método Proposto
Alocação	--	Barra 14 (eólica) Barra 30 (eólica)
Custo de investimento em geração eólica (\$)	--	5,66e05
Custo de operação em geração eólica (\$)	--	6,92e05
Custo de energia proveniente da rede (\$)	6,07e07	5,60e07
Custo de perdas (\$)	3,14e06	2,46e06
Custo de emissões da energia da rede (\$)	1,85e07	1,71e07
Custo total (\$)	8,23e07	7,68e07
Tensão mínima (pu)	0,913	0,927

Fonte: OLIVEIRA et al. (2015)

Tabela 02 – Resultados para o sistema teste de 33 barras – Análise 2

Solução	Método Proposto
Alocação	Barra 16 (eólica) Barra 28 (biomassa)
Custo de investimento em geração eólica (\$)	2,83e05
Custo de operação em geração eólica (\$)	3,46e05
Custo de investimento em geração a biomassa (\$)	3,44e06
Custo de operação em geração a biomassa (\$)	1,96e08
Custo de energia proveniente da rede (\$)	3,86e07
Custo de perdas (\$)	9,25e05
Custo de emissões da energia da rede (\$)	1,17e07
Custo de emissões da geração a biomassa (\$)	1,83e04
Custo total (\$)	2,51e08
Tensão mínima (pu)	0,954

Fonte: OLIVEIRA et al. (2015)

A partir das Tabelas 1 e 2, pode-se observar que não há alocações de geração termoeletrica a biomassa na Análise 1, enquanto que na Análise 2 há alocação de uma unidade térmica na barra 28. Isto se deve à restrição mais severa de tensão considerada na Análise 2, que requer maior investimento em GD. Como o fator de capacidade das unidades térmicas é maior que o das unidades eólicas e apenas duas unidades de GD podem ser alocadas, uma unidade térmica é alocada na Análise 2 apesar de seu custo maior em relação à eólica, devido ao montante maior de potência requerido na Análise 2. Como consequência, o custo total da Análise 2 é maior que o mesmo custo na Análise 1. Entretanto, como o fator de emissões das unidades termoeletricas a biomassa é menor que o fator associado à energia proveniente da rede de transmissão, o custo total de emissões da Análise 2,

dado pelo somatório dos respectivos custos para a energia da rede e para as unidades a biomassa, é menor que o custo de emissões da Análise 1.

Análise 3: Conforme visto nos resultados anteriores, o fator de capacidade das unidades de GD é um parâmetro que afeta o planejamento destas fontes de geração. Portanto, a Análise 3 considera um fator de capacidade menor para a geração eólica, 5,0%, para melhor avaliar este aspecto. Este baixo fator de capacidade deve-se a recursos eólicos limitados pelo regime de ventos na região de instalação. As demais condições de planejamento são as mesmas da Análise 2. A Tabela 3 apresenta os resultados para a Análise 3.

Tabela 01 – Resultados para o sistema teste de 33 barras – Análise 3

Solução	Método Proposto
Alocação	Barra 16 (biomassa) Barra 31 (biomassa)
Custo de investimento em geração eólica (\$)	5,04e06
Custo de operação em geração eólica (\$)	2,92e08
Custo de energia proveniente da rede (\$)	3,14e07
Custo de perdas (\$)	6,47e05
Custo de emissões da energia da rede (\$)	9,58e06
Custo total (\$)	2,73e04
Tensão mínima (pu)	3,39e08

Fonte: OLIVEIRA et al. (2015)

Conforme Tabela 3, não houve alocação de geração eólica na Análise 3 devido aos baixos fatores de capacidade considerados nesta análise para esta modalidade de geração e, concomitantemente, ao requisito elevado por energia proveniente de geração distribuída dada a restrição severa de tensão, 0,95 pu.

CONSIDERAÇÕES FINAIS

Este artigo apresentou um modelo de otimização para o planejamento de fontes de geração distribuída baseadas em energia térmica a biomassa e eólicas em sistemas de distribuição. Este modelo visa à minimização de perdas técnicas de energia, emissões, e custos de investimento e operação, incluindo o custo da energia adquirida da rede de transmissão. Adicionalmente, a alocação de fontes de geração distribuída promove melhoria da regulação de tensão. Para esta tarefa, um algoritmo genético associado a um modelo fluxo de potência ótimo foi proposto. O algoritmo genético trata as variáveis binárias que representam as localizações da geração distribuída, enquanto que o fluxo de potência ótimo otimiza o montante de geração termoeletrica distribuída a ser investido. A potência eólica é dada em função de valores pré-especificados de potência nominal e fator de capacidade. As análises apresentadas através de um estudo de caso demonstram a aplicabilidade do modelo proposto, que conduz a uma redução dos custos totais, bem como das emissões e dos custos de perdas técnicas, o que contribui para a segurança no abastecimento de energia do país.

Os autores deste artigo agradecem o apoio da FAPEMIG e do grupo de pesquisa “Otimização Heurística e Bio-inspirada” da UFJF.

REFERÊNCIAS

ACKERMANN, Thomas; ANDERSSON, Göran; SÖDER, Lennart. Distributed generation: a definition. **Electric Power Systems Research**, v. 57, n. 3, p.195-204, abr. 2001.

ARYA, L.d.; KOSHTI, Atul; CHOUBE, S.c.. Distributed generation planning using differential evolution accounting voltage stability consideration. **International Journal Of Electrical Power & Energy Systems**, v. 42, n. 1, p.196-207, nov. 2012.

BARAN, M.e.; WU, F.f.. Network reconfiguration in distribution systems for loss reduction and load balancing. **Ieee Transactions On Power Delivery**, v. 4, n. 2, p.1401-1407, abr. 1989.

CELLI, G. et al. A Multiobjective Evolutionary Algorithm for the Sizing and Siting of Distributed Generation. **Ieee Trans. Power Syst.**, v. 20, n. 2, p.750-757, maio 2005.

CHEN, Lin; ZHONG, Jin; GAN, Deqiang. Reactive power planning and its cost allocation for distribution systems with distributed generation. **2006 Ieee Power**

Engineering Society General Meeting, [montreal], p.1-6, 2006.

CHIRADEJA, P.; RAMAKUMAR, R.. An Approach to Quantify the Technical Benefits of Distributed Generation. **Ieee Transactions On Energy Conversion**, v. 19, n. 4, p.764-773, dez. 2004.

DIAS, B. H. et al. Hybrid heuristic optimization approach for optimal Distributed Generation placement and sizing. **2012 Ieee Power And Energy Society General Meeting**, [san Diego], p.1-6, jul. 2012.

EVANGELOPOULOS, Vasileios A.; GEORGILAKIS, Pavlos S.. Optimal distributed generation placement under uncertainties based on point estimate method embedded genetic algorithm. **Iet Generation, Transmission And Distribution**, p.389-400, 1 mar. 2014.

GOMEZ-GONZALEZ, M.; LÓPEZ, A.; JURADO, F.. Optimization of distributed generation systems using a new discrete PSO and OPF. **Electric Power Systems Research**, v. 84, n. 1, p.174-180, mar. 2012.

GRANVILLE, S.. Optimal reactive dispatch through interior point methods. **Ieee Trans. Power Syst.**, v. 9, n. 1, p.136-146, 1994.

JAIN, Naveen; SINGH, S. N.; SRIVASTAVA, S. C.. A Generalized Approach for DG Planning and Viability Analysis Under Market Scenario. **Ieee Trans. Ind. Electron.**, v. 60, n. 11, p.5075-5085, nov. 2013.

KAYAL, Partha; CHANDA, C.k.. Placement of wind and solar based DGs in distribution system for power loss minimization and voltage stability improvement. **International Journal Of Electrical Power & Energy Systems**, v. 53, p.795-809, dez. 2013.

KHATOD, Dheeraj K.; PANT, Vinay; SHARMA, Jaydev. Evolutionary programming based optimal placement of renewable distributed generators. **Ieee Trans. Power Syst.**, v. 28, n. 2, p.683-695, maio 2013.

MOKRYANI, Geev; SIANO, Pierluigi. Optimal wind turbines placement within a distribution market environment. **Applied Soft Computing**, v. 13, n. 10, p.4038-4046, out. 2013.

MORADI, M.h.; ABEDINI, M.. A combination of genetic algorithm and particle swarm optimization for optimal DG location and sizing in distribution systems. **International Journal Of Electrical Power & Energy Systems**, v. 34, n. 1, p.66-74, jan. 2012.

OLAMAIE, J.; NIKNAM, T.. Daily Volt/Var Control in Distribution Networks with Regard to DGs: A Comparison of Evolutionary Methods. **2006 Ieee Power India Conference**, [New Delhi], p.1-6, 2006.

OLIVEIRA, Leonardo Willer de et al. Aplicação de Algoritmos Genéticos para o Planejamento de Geração Distribuída em Sistemas de Distribuição. In: ENCONTRO INTERESTADUAL DE ENGENHARIA DE PRODUÇÃO (EINEPRO), 1., 2015, São João da Barra, RJ. **Anais...** . São João da Barra, RJ: Fmepro, 2015. p. 1 - 11.

SHEEN, Jen-nan; TSAI, Ming-tang; WU, Szu-wzi. A benefits analysis for wind turbine allocation in a power distribution system. **Energy Conversion And Management**, v. 68, p.305-312, abr. 2013.

SIANO, Pierluigi; MOKRYANI, Geev. Assessing Wind Turbines Placement in a Distribution Market Environment by Using Particle Swarm Optimization. **Ieee Trans. Power Syst.**, v. 28, n. 4, p.3852-3864, nov. 2013.

ZOU, Kai et al. Distribution System Planning With Incorporating DG Reactive Capability and System Uncertainties. **Ieee Trans. Sustain. Energy**, v. 3, n. 1, p.112-123, jan. 2012.

Sobre os Autores

Autor 1: professor dos cursos de Engenharia Elétrica da UFJF e coordenador do curso de Engenharia Elétrica-Energia da UFJF. Doutor em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ-COPPE). Atua na área de planejamento, operação e otimização de sistemas elétricos de potência. Líder do grupo de pesquisa “Otimização Heurística e Bio-inspirada” da UFJF, leonardo.willer@ufjf.edu.br

Autor 2: professor do curso de Engenharia de Controle e Automação e do curso técnico de Eletrotécnica do CEFET-MG, Campus III – Leopoldina. Atua no departamento de Elétrica/Eletrônica do CEFET-MG. Mestre e doutorando em Engenharia Elétrica pela UFJF. Possui interesse nas seguintes linhas de pesquisa: otimização, operação e proteção de sistemas de potência e energia, redes neurais artificiais e automação industrial, angelo@leopoldina.cefetmg.br

Autor 3: professor dos cursos de Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Juiz de Fora (UFJF). Doutor em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ-COPPE). Tem experiência na área de Transmissão e Distribuição de Energia Elétrica, atuando principalmente no desenvolvimento de modelos e técnicas para análise de sistemas elétricos: fluxo de potência, curto-circuito, otimização e reconfiguração/planejamento de sistemas de distribuição, flavio.gomes@ufjf.edu.br

Autor 4: professor dos cursos de Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Juiz de Fora (UFJF). Doutor em Engenharia Elétrica pela Pontifícia Universidade

Católica do Rio de Janeiro (PUC-Rio). Tem interesse em pesquisa nos temas: otimização aplicada, inteligência computacional aplicada, sistemas de potência e economia de sistemas de energia, bruno.dias@ufjf.edu.br

Autor 5: professor dos cursos de Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Juiz de Fora (UFJF). Doutor em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ-COPPE). Possui interesse nas seguintes linhas de pesquisa: estudo e aperfeiçoamento de técnicas de otimização bioinspirada, desenvolvimento de heurísticas construtivas, análise de sensibilidade, programação linear, não linear e dinâmica, ivo.junior@ufjf.edu.br