

# Optimization of Wind-Thermal Economic-Emission Dispatch Problem using NSGA-III

E. A. Amorim and C. Rocha, *Member, IEEE*

**Abstract**— Economic-emission dispatch (EED) of an electric power system can be considered as one of the most popular constrained multi-objective problems. In this paper the EED is formulated as a many-objective optimization problem with that consider the minimization of cost of thermal fuels, wind generation, greenhouse gas emission, and active power losses in transmission lines, satisfying physical and operational constraints of the system. To solve the EED problem with incorporate renewable power generations, a version of constrained many-objective optimization algorithm called non-dominated sorting genetic algorithm-III (NSGA-III) is proposed. The NSGA-III is based on reference points and explores the dominance relation criterion based on the constraints violation to select the new generation. To validate the efficiency and robustness of the proposed EED model and solution technique, results and analysis of the simulations with the IEEE-30 test system are presented.

**Index Terms**—Economic-emission dispatch, Many-objective optimization, Wind power.

## I. INTRODUÇÃO

DEVIDO à crise energética mundial e a grande pressão para que as emissões de gases poluentes sejam reduzidas, muitos países têm buscado alternativas para manter o abastecimento de energia, mitigando as questões ambientais. Em função deste contexto, nas últimas décadas, a energia eólica vem sendo utilizada por vários países, no entanto, embora este tipo de energia apresente vantagens como a redução da poluição e conservação dos recursos, a variabilidade em sua produção tem causado grandes desafios nos que diz respeito à operação do sistema elétrico de potência (SEP). Sendo assim, o gerenciamento adequado dessa fonte de energia é essencial para preservar a qualidade da energia e a estabilidade do sistema.

O despacho econômico e ambiental (DEA) é uma das principais ferramentas de otimização da operação de SEP. Essa ferramenta visa minimizar tanto o custo de produção de energia elétrica quanto a emissão de poluentes decorrentes da geração de eletricidade, atendendo às restrições do problema [1]-[2]. A integração da energia eólica na rede aumenta a complexidade do DEA e requer a incorporação de sua função de custo e a modelagem das características aleatórias da velocidade do vento.

Os autores agradecem ao PNPd/CAPES (Processo 1752551) pelo financiamento do projeto de pesquisa.

E. A. Amorim, Universidade Estadual do Oeste do Paraná (UNIOESTE), Foz do Iguaçu-PR, Brasil, elizete.amorim@gmail.com.

C. Rocha, Universidade Estadual do Oeste do Paraná (UNIOESTE), Foz do Iguaçu-PR, Brasil, c.rocha@ieee.org.

Vários modelos de DEA, com representação da variabilidade do vento, já foram propostos dando ênfase na minimização de funções compostas pelo custo da geração termoeletrica e custo de penalidade pelo não uso de toda a potência eólica disponível, ou custo de reserva, associado à interrupção deste tipo de geração [2]-[9]. Os modelos propostos nesses artigos representam o caráter aleatório da velocidade do vento através da função de distribuição de probabilidade de *Weibull*. Quanto a modelagem, em [3]-[4] o DEA é tratado como um problema de otimização monobjetivo que privilegia um objetivo em detrimento de outro, já em [5]-[9] é formulado como um problema de otimização multiobjetivo.

Diversos métodos foram propostos na literatura para a resolução do DEA com geração eólica, tratado como um problema de otimização multiobjetivo, entre eles destacam-se: *Non-dominated Sorting Algorithm-III* (NSGA-III) [5]; Evolução Diferencial Multiobjetivo baseada em somatórios (SMODE) [6]; Otimização por enxame de partículas e busca gravitacional [7]; NSGA-II [8]; Algoritmo Evolutivo Multiobjetivo baseado em Decomposição (AEMO/D) [9]. Nesses trabalhos, as variáveis de controle do problema são a potência ativa dos geradores térmicos e a potência ativa programada para os geradores eólicos, que são tratadas como variáveis contínuas.

Em [5]-[7] a função de custo de produção das unidades térmicas é modelada como uma função quadrática, desprezando o efeito do ponto de carregamento de válvula, enquanto que em [8]-[9] essa função é expressa como a soma de uma função quadrática e uma função sinusoidal para incluir o efeito do ponto de carregamento de válvula. Yuan et al. [5] aplicaram o NSGA-III, uma abordagem proposta para problemas com muitos objetivos, no intuito de resolver o problema de DEA, porém, nesse trabalho a função de custo de produção é representada pela soma dos custos de geração térmica e eólica resultando em um problema biobjetivo.

Neste trabalho, o DEA é modelado como um problema de otimização com muitos objetivos (*Many objective optimization problem* - MaOP), não linear, restrito e com variáveis de controle contínuas e discretas. A solução do modelo de DEA proposto determina o ponto ótimo de operação do sistema de potência em função da minimização de quatro funções objetivo conflitantes: o custo da geração termoeletrica com representação do efeito de ponto de carregamento de válvula; o custo da geração eólica; os impactos ambientais por emissões de gases poluentes; as perdas de potência ativa na rede.

Quando os efeitos do ponto de carregamento de válvula são incorporados à função de custo de produção, transformam-na

em não-diferenciável neste ponto, além de não-convexa, impossibilitando que métodos clássicos de otimização sejam empregados na solução do problema. Dessa forma, para a resolução do modelo de DEA propõe-se uma abordagem baseada no algoritmo NSGA-III para problemas de otimização restrita [10].

A escolha por uma abordagem baseada nos algoritmos evolutivos é justificada devido ao fato de que esses métodos são capazes de identificar diversas soluções eficientes em uma única execução, ademais, eles tratam de forma natural a presença de variáveis discretas e funções não-diferenciáveis. As principais contribuições deste trabalho são:

- i. Caracterização do problema considerando a minimização das perdas de potência ativa na rede de transmissão;
- ii. Incorporação das variáveis de controle discretas;
- iii. Incorporação do efeito do ponto de carregamento de válvula à função de custo de produção das unidades termoeletrônica;
- iv. Codificação das variáveis de controle em base real.

A implementação computacional desenvolvida para a solução do DEA é simulada e testada utilizando o sistema testes IEEE-30 barras [11]-[12]. Os resultados das simulações demonstram o desempenho e a robustez da técnica de solução adotada.

O restante desse artigo está organizado da seguinte forma: na Seção II é apresentado a modelagem da energia eólica; a Seção III apresenta a formulação matemática do DEA; na Seção IV é apresentado a técnica otimização adotada para a resolução do DEA; a seção V mostra os resultados obtidos, e por fim, na Seção VI as principais conclusões são apresentadas.

## II. MODELAGEM DA ENERGIA EÓLICA

A velocidade do vento é uma grandeza aleatória que afeta a potência fornecida ao eixo rotor da turbina eólica (WT) e pode ser representada através da função de densidade de probabilidade de *Weibull* [2]-[9]. Matematicamente, em qualquer intervalo de tempo, a probabilidade da velocidade do vento para a turbina eólica conectada na barra  $i$  é definida como em (1):

$$f\left(\frac{v_i}{c}\right) = \left(\frac{k}{c}\right) \left(\frac{v_i}{c}\right)^{(k-1)} e^{-\left(v_i/c\right)^k}, \quad \forall v_i > 0. \quad (1)$$

Sendo:  $i$  o índice das barras do sistema;  $f\left(\frac{v_i}{c}\right)$  a função de densidade de probabilidade de *Weibull*;  $k$  o parâmetro de forma (adimensional);  $c$  o parâmetro de escala ( $m/s$ );  $v_i$  a velocidade do vento para a WT conectada na barra  $i$ .

De acordo com [2]-[9], a potência fornecida ao eixo do gerador, considerando os limites operativos da WT, pode ser definida como em (2):

$$\hat{P}_{Gi}^W = \begin{cases} 0, & \text{se } 0 \leq \hat{v}_i \leq v_{in} \text{ ou se } \hat{v}_i \geq v_o \\ P_G^{Wr} \left( \frac{\hat{v}_i - v_{in}}{v_r - v_{in}} \right), & \text{se } v_{in} < \hat{v}_i < v_r \\ P_G^{Wr}, & \text{se } v_r \leq \hat{v}_i < v_o \end{cases}. \quad (2)$$

Sendo:  $v_{in}$  a velocidade de corte inferior da WT;  $v_o$  a velocidade de corte superior da WT;  $v_r$  a velocidade nominal do vento para a WT;  $P_G^{Wr}$  a potência máxima extraída do vento para a WT.

Em (2) observa-se que em alguns cenários de velocidade do vento a potência de saída da WT é uma variável discreta. Nesses cenários, as funções de densidade de probabilidade da potência de saída eólica  $\left(f\left(\hat{P}_{Gi}^W\right)\right)$  são representadas como em (3) e (4):

$$f\left(\hat{P}_{Gi}^W\right) \left\{ \hat{P}_{Gi}^W = 0 \right\} = 1 - e^{-\left(v_{in}/c\right)^k} + e^{-\left(v_o/c\right)^k}; \quad (3)$$

$$f\left(\hat{P}_{Gi}^W\right) \left\{ \hat{P}_{Gi}^W = P_G^{Wr} \right\} = e^{-\left(v_r/c\right)^k} - e^{-\left(v_o/c\right)^k}. \quad (4)$$

Para as velocidades entre  $v_{in}$  e  $v_r$  a potência de saída eólica é uma variável contínua e sua probabilidade é definida em (5):

$$f\left(\hat{P}_{Gi}^W\right) = \frac{k l v_i}{c} \left( \left( \frac{(1+\rho l) v_m}{c} \right)^{k-1} \right) e^{-\left( \frac{(1+\rho l) v_m}{c} \right)^k}. \quad (5)$$

$$\text{Em (5), } \rho = \hat{P}_{Gi}^W / P_G^{Wr} \text{ e } l = (v_r - v_{in}) / v_{in}.$$

## III. PROBLEMA DE DEA COM ENERGIA EÓLICA

O principal objetivo do problema de DEA proposto é a minimização das seguintes funções objetivo: o custo da geração termoeletrônica; o custo da geração eólica; o custo de emissão de gases poluentes na atmosfera. No entanto, a otimização da potência reativa do sistema de potência influencia diretamente na estabilidade do sistema e na qualidade da energia, requerendo a minimização das perdas de potência ativa da rede.

O modelo matemático do DEA incorporando a geração eólica é expresso como um MaOP de acordo com as funções objetivo e restrições apresentadas nas Seções A e B, respectivamente. As variáveis de controle do modelo são apresentadas na Seção C.

### A. Funções Objetivo

- *Minimização do custo de combustível das turbinas a gás (GT) considerando o efeito de ponto de carregamento de válvula*

A função de minimização do custo de combustível das GT (em \$/h), considerando o efeito de ponto de carregamento de válvula [2], é modelada de acordo com (6):

$$F_T = \sum_{i \in \Omega_N} a_i + b_i P_{Gi}^T + c_i \left( P_{Gi}^T \right)^2 + \left| d_i \text{sen} \left[ e_i \left( P_{Gi}^{T, \min} - P_{Gi}^T \right) \right] \right|. \quad (6)$$

Em que:  $a_i, b_i$  e  $c_i$  são os coeficientes de custo para a GT na barra  $i$ ;  $d_i$  e  $e_i$  são os coeficientes que representam o efeito do ponto de válvula para a GT na barra  $i$ ;  $P_{Gi}^T$  é a potência ativa gerada pela GT na barra  $i$ ;  $P_{Gi}^{T, \min}$  é o limite inferior da potência ativa gerada pela GT na barra  $i$ ;  $\Omega_N$  é o conjunto de barras do sistema de potência.

- *Minimização do custo de emissão de gases poluentes produzido pela GT*

A geração de energia elétrica a partir de fontes convencionais de energia emite gases nocivos ao meio ambiente. A função de emissão é representada pela soma das emissões de óxido de enxofre ( $\text{SO}_x$ ) e óxido de nitrogênio ( $\text{NO}_x$ ) em toneladas por hora (ton/h) [2] como apresentada em (7):

$$F_E = \sum_{i \in \Omega_N} 10^{-2} \times \left( \alpha_i + \beta_i P_{Gi}^T + \gamma_i (P_{Gi}^T)^2 \right) + \omega_i e^{(\mu_i P_{Gi}^T)}. \quad (7)$$

Na qual  $\alpha_i, \beta_i, \gamma_i, \omega_i$  e  $\mu_i$  representam os coeficientes de emissão para a GT na barra  $i$ .

- *Minimização do custo total da geração de energia eólica*

De acordo com [2]-[9] a função de custo da geração de energia eólica é composta por três termos e definida como em (8):

$$F_W = \sum_{i \in \Omega_N} g_i (P_{Gi}^W) f(\tilde{P}_G^W) + \sum_{i \in \Omega_N} k_{Pi} (\tilde{P}_{Gi}^W - P_{Gi}^W) + \sum_{i \in \Omega_N} k_{Ri} (P_{Gi}^W - \tilde{P}_{Gi}^W). \quad (8)$$

Sendo:  $g_i$  o coeficiente de custo direto para a WT na barra  $i$ ;  $k_{Pi}$  e  $k_{Ri}$  os coeficientes custos de penalidade e reserva para a WT na barra  $i$ ;  $P_{Gi}^W$  a potência ativa planejada na barra  $i$ ;  $\tilde{P}_{Gi}^W$  a potência ativa de saída para a WT na barra  $i$ ;  $f(\tilde{P}_G^W)$  a probabilidade de ocorrência da potência eólica disponível para a WT.

O primeiro termo em (8) representa a função de custo ponderado estocástico. Essa função é baseada no perfil de velocidade do vento [2]-[9] e sua existência depende de quem é o proprietário da planta eólica. Quando o Operador Independente do Sistema (OIS) é o proprietário, esta função de custo pode não existir, devido ao fato desse tipo de geração não requerer combustíveis [2]. Entretanto o OIS, pode atribuir um custo de retorno de investimento para as instalações das plantas eólicas, ou atribuir um custo de manutenção e renovação.

O segundo termo em (8) é denominado custo de penalidade e é aplicado quando a geração de potência eólica em função do vento é maior do que a potência eólica planejada. Nessas condições, a energia excedente é desperdiçada caso não seja possível utilizá-la. Se o OIS é o proprietário da WT esse custo pode não existir. O custo de penalidade é formulado de acordo com (9):

$$k_{Pi} \int_{\tilde{P}_{Gi}^W}^{P_{Gi}^W} (\tilde{P}_{Gi}^W - P_{Gi}^W) f(\tilde{P}_G^W) d\tilde{P}_{Gi}^W. \quad (9)$$

O terceiro termo em (8) é denominado custo de reserva ou de sobrestimação e representado em (10):

$$k_{Ri} \int_0^{\tilde{P}_{Gi}^W} (P_{Gi}^W - \tilde{P}_{Gi}^W) f(\tilde{P}_G^W) d\tilde{P}_{Gi}^W. \quad (10)$$

Neste cenário, o OIS deve dispor de reservas para possibilitar o fornecimento ininterrupto aos consumidores. Independente de quem é o proprietário da WT, este custo sempre deve ser considerado.

- *Minimização das perdas de potência ativa no sistema de transmissão*

As perdas de potência ativa no sistema de transmissão são calculadas como a soma das perdas em todas as linhas  $ij$  de acordo com (11):

$$F_L = \sum_{\substack{j \in \Omega_N \\ j \neq i}} G_{ij} \cdot (V_i^2 + V_j^2 - 2|V_i||V_j| \cos(\delta_{ij})). \quad (11)$$

Sendo:  $i$  e  $j$  os índices das barras do sistema;  $V_i$  a magnitude de tensão na barra  $i$ ;  $G_{ij}$  e  $\delta_{ij}$  a condutância e a abertura angular na linha  $ij$ , respectivamente.

## B. Restrições Físicas e Operacionais

- *Restrições de igualdade*

As restrições de igualdade são representadas pelas equações não lineares do fluxo de potência correspondentes aos balanços de potências ativa e reativa, em cada barra da rede. Essas equações são resolvidas através do método de Newton Rapshon [13] e relacionam as condições de operação da rede elétrica com a capacidade de geração e o atendimento da demanda. As equações do balanço de potências ativa e reativa são definidas em (12) e (13), respectivamente:

$$P_{Gi}^T + P_{Gi}^W - P_{Di} - V_i \sum_{j=1}^{NB} V_j [G_{ij} \cos(\delta_{ij}) + B_{ij} \text{sen}(\delta_{ij})] = 0, \quad \forall ij \in \Omega_N; \quad (12)$$

$$Q_{Gi}^T - Q_{Di} - V_i \sum_{j=1}^{NB} V_j [G_{ij} \text{sen}(\delta_{ij}) - B_{ij} \cos(\delta_{ij})] = 0, \quad \forall ij \in \Omega_N. \quad (13)$$

Sendo:  $B_{ij}$  a susceptância na linha  $ij$ ;  $P_{Di}$  a demanda de potência ativa na barra  $i$ ;  $P_{Gi}^T$  a potência ativa gerada pela GT na barra  $i$ ;  $P_{Gi}^W$  a potência ativa planejada para WT conectada na barra  $i$ ;  $Q_{Di}$  a demanda de potência reativa na barra  $i$ ;  $Q_{Gi}^T$  a potência reativa gerada pela GT na barra  $i$ .

- *Restrições de desigualdade*

As restrições de desigualdade representam os limites operacionais dos equipamentos presentes no sistema de potência e os limites relacionados com os aspectos de segurança da operação. As restrições do problema de DEA são formuladas em (14)-(20):

$$P_{Gi}^{T, \min} \leq P_{Gi}^T \leq P_{Gi}^{T, \max}, \quad \forall i \in \Omega_N; \quad (14)$$

$$Q_{Gi}^{T, \min} \leq Q_{Gi}^T \leq Q_{Gi}^{T, \max}, \quad \forall i \in \Omega_N; \quad (15)$$

$$V_i^{\min} \leq V_i \leq V_i^{\max}, \quad \forall i \in \Omega_N; \quad (16)$$

$$|S_{ij}| \leq S_{ij}^{\max}, \quad \forall ij \in \Omega_N; \quad (17)$$

$$0 \leq P_{Gi}^W \leq P_{Gi}^{Wr}, \quad \forall i \in \Omega_N; \quad (18)$$

$$T_{ij} \in \Omega_T, \quad \forall ij \in \Omega_N; \quad (19)$$

$$Sh_i \in \Omega_{Sh}, \quad \forall i \in \Omega_N. \quad (20)$$

Sendo:  $P_{Gi}^{T,\min}$  e  $P_{Gi}^{T,\max}$  os limites inferior e superior da potência ativa gerada pela GT na barra  $i$ ;  $\tilde{P}_{Gi}^W$  a potência ativa de saída em função da velocidade do vento, para a WT conectada na barra  $i$ ;  $P_{Gi}^{Wr}$  a potência máxima extraída do vento pela WT, na barra  $i$ ;  $Q_{Gi}^{T,\min}$  e  $Q_{Gi}^{T,\max}$  os limite inferior e superior de potência reativa gerada pela GT na barra  $i$ ;  $T_{ij}$  o *taps* do transformador na linha  $ij$ ;  $S_{ij}$  a potência aparente na linha  $ij$ ;  $S_{ij}^{\max}$  a capacidade máxima de potência aparente na linha  $ij$ ;  $Sh_i$  a susceptância *shunt* dos bancos de fontes reativa na barra  $i$ ;  $V_i^{\min}$  e  $V_i^{\max}$  os limites inferior e superior da magnitude de tensão na barra  $i$ ;  $\Omega_T$  e  $\Omega_{SH}$  os conjuntos de valores discretos para os *taps* dos transformadores e as susceptâncias *shunts* dos bancos de fontes reativa.

As equações (14) e (15) definem os limites de geração das potências ativa e reativa das unidades térmicas, respectivamente. As equações (16) e (17) garantem os limites operacionais das magnitudes das tensões e o carregamento das linhas de transmissão, respectivamente. A capacidade máxima de produção de potência ativa das unidades eólicas é representada através da equação (18). As equações (19) e (20) fornecem os conjuntos de valores discretos para os *taps* dos transformadores e susceptância *shunts* dos bancos de fontes reativa.

### C. Variáveis de Controle

As variáveis de controle do problema (6)-(20) são representadas por cinco subconjuntos de variáveis listados abaixo:

- (i) Potência ativa gerada pelas unidades termoeletricas nas barras geração, exceto na barra *slack*;
- (ii) Potência ativa programada para as WT;
- (iii) Magnitudes de tensão nas barras de geração;
- (iv) *Taps* dos transformadores nas linhas de transmissão;
- (v) Susceptâncias *shunt* dos bancos de capacitores e indutores.

O vetor de variáveis de controle ( $u$ ) é determinado através da solução do modelo e representado em (21):

$$u = [P_{G1}^T \dots P_{GN1}^T, P_{G1}^W \dots P_{GN2}^W, V_1 \dots V_{N3}, T_1 \dots T_{N4}, Sh_1 \dots Sh_{N5}]. \quad (21)$$

Sendo:  $N1$  o número de geradores termoeletrico;  $N2$  o número de parques eólicos;  $N3$  o número de barras de geração;  $N4$  o número de transformadores com controle automático de *taps*;  $N5$  o número de bancos de fontes reativas capacitivas e indutivas.

Na modelagem do DEA proposto, as variáveis dos subconjuntos (i)-(iii) são tratadas como variáveis contínuas, enquanto as variáveis dos subconjuntos (iv)-(v) são tratadas como variáveis discretas.

Os valores discretos ( $u_{D_i}$ ) para as variáveis dos subconjuntos (iv)-(v) são determinados de acordo com (22):

$$u_{D_i} = u_{D_i}^{\min} + x_i (\Delta u_D), \quad \forall (i \in \Omega_N). \quad (22)$$

Em (22)  $\Delta u_D$  representa o tamanho do passo de discretização e  $x_i$  um número pseudoaleatório tal que  $0 \leq x_i \leq M_i$  e  $M_i = \text{int} \left[ \frac{(u_{D_i}^{\max} - u_{D_i}^{\min})}{\Delta u_D} \right]$ . Os limites inferiores e superiores das variáveis discretas são representados por  $u_{D_i}^{\min}$  e  $u_{D_i}^{\max}$ , respectivamente. Os limites mínimo e máximo para as susceptância *shunts* dos bancos de capacitores e indutores são representados em (23) e (24), respectivamente:

$$u_{D_i}^{\min} = Sh_i \text{ e } u_{D_i}^{\max} = 0, \quad \forall Sh_i < 0 \text{ e } \forall i \in \Omega_N; \quad (23)$$

$$u_{D_i}^{\max} = Sh_i \text{ e } u_{D_i}^{\min} = 0, \quad \forall Sh_i > 0 \text{ e } \forall i \in \Omega_N. \quad (24)$$

## IV. SOLUÇÃO DO PROBLEMA DE DEA COM GERAÇÃO EÓLICA

O algoritmo NSGA-III ([5], [14]) utiliza um conjunto de pontos de referência para estabelecer uma pressão de convergência para a Frente de Pareto e distribuir as soluções (indivíduos) de maneira aproximadamente uniforme ao longo desta. Esse algoritmo mantém a estrutura básica do NSGA-II [15], seu predecessor, com mudanças significativas no mecanismo de seleção. O algoritmo ao invés de usar a distância de aglomeração (*crowding distance*) para diferenciar as soluções em uma mesma fronteira, utiliza um método de agrupamento, em que os indivíduos são divididos em nichos de acordo com suas proximidades em relação aos pontos de referência.

Nesse trabalho, os procedimentos para gerar o conjunto de pontos de referência e o mecanismo de seleção foram implementados de acordo com [14]. O desempenho de um indivíduo é avaliado através da medida da distância de Chebychev [14], e para alcançar a convergência o algoritmo implementado combina os operadores genéticos de recombinação linear e mutação aleatória [15]. A escolha por esses operadores genéticos se deve à utilização da codificação em base de numeração real.

O critério adotado para finalizar a busca por uma solução do problema consiste em verificar se um número máximo de gerações  $t_{\max}$  foi atingido.

Nas próximas seções são apresentados os principais aspectos do algoritmo NSGA-III implementado para a solução do problema.

### A. População Inicial e Codificação

A população inicial  $P(t)$  é formada por  $NP$  indivíduos que representam uma possível solução para o problema de DEA, cada indivíduo  $X$  da população é representado pelos valores das variáveis de controle do problema, como definido em (21).

As variáveis de controle são geradas aleatoriamente e codificadas em base real, de modo que suas respectivas regiões de factibilidade sejam satisfeitas. Essas variáveis são os dados de entrada para se obter o estado da rede através do método de Newton Raphson [13].

### B. Critério de Dominância

Quando o problema de otimização é restrito não existe a garantia de que a factibilidade seja mantida após a recombinação ou mutação. Desta forma, para atender as restrições físicas e operacionais sem comprometer a qualidade das soluções encontradas ao invés do critério de dominância padrão, foi utilizado um algoritmo baseado no critério de dominância restrita [10].

O critério de dominância restrita permite a comparação entre dois indivíduos inactíveis, assim como a comparação entre um indivíduo factível e outro inactível.

Seja  $F_V$  a soma das violações de todas as restrições de um indivíduo  $X$  e  $F_n$  o valor da  $n$ -ésima função objetivo. Para dois indivíduos  $X_1$  e  $X_2$ , diz-se que o indivíduo  $X_1$  apresenta uma dominância restrita sobre o indivíduo  $X_2$  se, e somente se, uma das condições abaixo for satisfeita:

1.  $F_V(X_1) = 0$  e  $F_V(X_2) > 0$ ;
2.  $F_V(X_2) > F_V(X_1) > 0$ ;
3.  $F_V(X_1) = F_V(X_2) = 0$ , e para todas as funções objetivo  $F_n(X_1) < F_n(X_2)$ ,  $n = 1, 2, K, NF$ , é satisfeito.

Na qual  $NF$  representa o número de funções objetivo e o valor das violações  $F_V$  é determinado através de (25).

$$F_V = \sum_{m=1}^M \Delta h_m, \quad \Delta h_m = \begin{cases} h_m^{\min} - h_m, & \text{se } h_m < h_m^{\min} \\ h_m - h_m^{\max}, & \text{se } h_m > h_m^{\max} \\ 0, & \text{caso contrário} \end{cases}. \quad (25)$$

Sendo:  $m$  o índice da restrição de desigualdade;  $M$  o número de restrição de desigualdade;  $h_m^{\min}$  e  $h_m^{\max}$  os limites inferior e superior das restrições (14)-(17).

### C. Pontos de Referência

Os pontos de referência  $R(t)$  são gerados a partir de informações fornecidas pelos indivíduos nas fronteiras não dominadas, e com base em [15].

Seja  $S(t) = P(t) \cup Q(t)$  a população formada pela união da população pai  $P(t)$  com a população de descendentes  $Q(t)$ , então, o conjunto de pontos de referências  $R(t)$  é determinado através do procedimentos descritos a seguir:

1. Classificar todos os indivíduos não dominados em  $S(t)$  com base na distância de aglomeração, em cada espaço objetivo dimensional (para cada objetivo);
2. Selecionar  $\lceil \alpha \cdot NP \rceil$  ( $\alpha \in [1/NF, 1]$ ) indivíduos com as maiores distâncias de aglomeração e armazená-los em  $R'(t)$ ;
3. Reduzir os valores das funções objetivo dos indivíduos armazenados em  $R'(t)$ , de acordo com (26), para gerar os pontos de referências.

$$Z_n^p = F_n(X) - \varepsilon_n, \quad n = 1, 2, \dots, NF. \quad (26)$$

Sendo:  $Z_n^p$  os pontos de referência gerados para  $n$ -ésima função objetivo do indivíduo  $p$ ;  $\varepsilon_n = \delta(\overline{F_n} - \underline{F_n})$  e  $\delta \in (0, 1)$  um parâmetro;  $\overline{F_n}$  e  $\underline{F_n}$  os valores máximo e mínimo da  $n$ -ésima função objetivo;

4. Classificar os pontos de referência gerados, com base nas distâncias de aglomeração, espaço objetivo de alta dimensão (considerando as quatro funções objetivo);
5. Selecionar  $NR$  ( $NR \leq NP$ ) pontos de referência não dominados e armazenar em  $R(t)$ . Se  $NR > NP$ , então excluir os pontos de referências com as menores distâncias de aglomeração no espaço objetivo  $n$ -dimensional até que a dimensão de  $R(t)$  seja no máximo  $NP$ .

### D. Taxas de Recombinação e Mutação

As taxas de recombinação ( $P_r$ ) e mutação ( $P_m$ ) são atualizadas de forma adaptativa de acordo com (27) e (28), respectivamente.

$$P_r = \overline{P_r} - t \cdot \left[ \left( \overline{P_r} - \underline{P_r} \right) / t_{\max} \right] \quad (27)$$

$$P_m = \underline{P_m} + t \cdot \left[ \left( \overline{P_m} - \underline{P_m} \right) / t_{\max} \right] \quad (28)$$

Sendo:  $\underline{P_m}$  e  $\overline{P_m}$  os limites inferior e superior para a taxa de mutação, respectivamente;  $\underline{P_r}$  e  $\overline{P_r}$  os limites inferior e superior para a taxa de recombinação, respectivamente;  $t$  o índice das gerações;  $t_{\max}$  o número máximo de gerações, respectivamente.

### E. Melhor Solução Compromisso

A melhor solução compromisso é extraída do conjunto de soluções não dominadas da primeira fronteira ( $FP_1$ ) utilizando a técnica de tomada de decisão *fuzzy* [16]. O valor da função de pertinência de cada objetivo é calculado como em (29).

$$\mu_n^p = \begin{cases} 1, & \text{se } F_n^s \leq \underline{F_n} \\ \frac{\overline{F_n} - F_n^s}{\overline{F_n} - \underline{F_n}}, & \text{se } \underline{F_n} < F_n^s < \overline{F_n} \\ \frac{F_n^s - \underline{F_n}}{\overline{F_n} - \underline{F_n}}, & \text{se } F_n^s \geq \overline{F_n} \\ 0, & \text{se } F_n^s \geq \overline{F_n} \end{cases} \quad \forall (n \in \Omega_F, s \in FP_1) \quad (29)$$

Sendo:  $\mu_n^s$  a função de pertinência da  $n$ -ésima função objetivo para a  $s$ -ésima solução não dominada;  $F_n^s$  o valor da  $n$ -ésima função objetivo para a  $s$ -ésima solução não dominada;  $\underline{F_n}$  e  $\overline{F_n}$  os valores mínimos e máximo da  $n$ -ésima função objetivo;  $\Omega_F$  o conjunto de todas as funções objetivos.

Seja  $NDF$  o número de soluções não dominadas da primeira fronteira então, para cada solução não dominada  $s$  a função de pertinência é normalizada de acordo com (30).

$$\mu^s = \left( \sum_{n=1}^{NF} \mu_n^s \right) / \left( \sum_s^{NDF} \sum_{n=1}^{NF} \mu_n^s \right) \quad (30)$$

A melhor solução compromisso é determinada através do valor máximo de  $\mu^s$ .

#### F. Descrição da Técnica de Solução

A descrição do algoritmo implementado é apresentada a seguir:

Entrada: Sistema de potência com fontes de energia eólica; valores dos limites das variáveis de controle; parâmetros dos geradores eólicos e do NSGA-III, tais como: tamanho da população ( $NP$ ), número máximo de gerações ( $t_{max}$ ), limites inferior e superior das taxas de recombinação ( $P_r$ ) e mutação ( $P_m$ ), parâmetros do conjunto de pontos de referência ( $\alpha$  e  $\delta$ ).

Saída: Soluções não dominadas e a melhor solução compromisso.

1. Faça  $t=0$ ;
2. Gerar aleatoriamente a população inicial  $P(t) = \{X_1, X_2, \dots, X_{NP}\}$ ;
3. Enquanto  $t < t_{max}$  faça;
4. Determinar o estado da rede para cada indivíduo  $X$  da população  $P(t)$ ;
5. Para cada indivíduo  $X$ , calcular os valores das funções objetivo  $F_i(X)$  e a soma das violações nas restrições  $F_v(X)$ .
6. Executar os operadores genéticos em  $P(t)$  para gerar a população de descendentes  $Q(t)$  de dimensão  $NP$ ;
7. Avaliar os indivíduos de  $Q(t)$  e determinar as violações das restrições de desigualdade;
8. Gerar a população geral,  $S(t) = P(t) \cup Q(t)$ ;
9. Classificar  $S(t)$  em fronteiras não dominadas;
10. Gerar o conjunto de pontos de referência  $R(t)$ ;
11. Selecionar os indivíduos de  $S(t)$ , com base em  $R(t)$ , para compor a nova população  $P(t+1)$ ;
12.  $t = t+1$ ;
13. Fim enquanto
14. Apresentar o conjunto de soluções não dominadas e a melhor solução compromisso.

#### RESULTADOS E DISCUSSÕES

Para avaliar a eficiência e robustez da metodologia proposta são apresentados os resultados obtidos através de simulações considerando a inserção de parques eólicos com unidade de 2 MW ao sistema teste IEEE 30 barras [11]. Os parques eólicos foram instalados em barras do tipo PQ escolhidas

arbitrariamente. Os parâmetros relevantes para a geração eólica são apresentados na Tabela I.

TABELA I  
PARÂMETROS PARA A GERAÇÃO EÓLICA

Barra	$P_G^{Wr}$ (MW)	$K$	$c$ (m/s)	Coefficientes de custos (\$/MWh)
22	40	2	6,234	$k_p = k_R = 6,00$ ; $g = 1,35$
26	40	3	5,000	$k_p = k_R = 6,00$ ; $g = 1,35$
30	30	3	5,000	$k_p = k_R = 6,00$ ; $g = 1,35$

Os parâmetros de forma e escala apresentados na Tabela I, são obtidos a partir de séries de dados históricos no período de 02/2018 a 02/2019. As medidas de velocidade do vento para o parque eólico conectado na barra 22 foram obtidos no site do INMET [17] para a cidade de Natal (RN). Para os parques eólicos instalados nas barras 26 e 30, os dados coletados em [17] são da cidade de Macau (RN). As velocidades de corte inferior e superior são  $v_{in} = 2 \text{ m/s}$  e  $v_o = 25 \text{ m/s}$ , respectivamente. A velocidade nominal das WT é igual a 12,5 m/s.

Todos os coeficientes, zonas proibidas e limites das termoeletricas são apresentados em [18]. A demanda total do

TABELA II  
PARÂMETROS PARA O NSGA-III

$t_{max}$	$NP$	$\alpha$	$\delta$	$\overline{Pr}$	$\overline{Pr}$	$\overline{Pm}$	$\overline{Pm}$
420	160	0,25	0,05	0,6	0,9	0,02	0,08

sistema é  $(2,834 + 1,262j)$  p.u na base de 100 MVA.

Os parâmetros relevantes para o NSGA-III foram calibrados através de testes exaustivos e são apresentados na Tabela II.

A metodologia proposta foi testada considerando seis estudos de casos. Nos dois primeiros estudos de casos tem-se por objetivo analisar o desempenho do NSGA-III na resolução do problema de DEA proposto, mas desconsiderando a geração eólica. Nos demais estudos de casos, o objetivo principal do problema de DEA, considerando a energia eólica, é determinar de forma eficiente o nível de potência de saída das unidades geradoras consideradas, para atender a demanda de carga prevista com o mínimo custo de produção e de emissão.

*Casos 1 e 2:* No caso 1 o modelo de DEA, considera apenas os geradores térmicos e despreza o efeito do ponto de válvula, enquanto no caso 2 este efeito é considerado.

*Casos 3 e 4:* Nesses casos, os geradores eólicos são instalados na barra 22. A diferença entre eles é que no caso 3 o efeito do ponto de válvula é desprezado.

*Casos 5 e 6:* Nesses casos, considerou-se a instalação de dois parques eólicos na rede, sendo estes instalados nas barras 26 e 30. No caso 5 o efeito do ponto de válvula é desprezado enquanto no caso 6 este efeito foi incorporado.

Nos casos 3 a 6 a velocidade do vento adotado é igual a média da distribuição de *Weibull*. Nos casos 5 e 6, ao aumentar o número de parques eólicos o número de variáveis de controle também aumentou, todavia, este aumento não interferiu na convergência do NSGA-III.

Os valores obtidos para o conjunto de funções objetivo são apresentados na Tabela III, enquanto que na Tabela IV são mostrados os valores ótimos para a potência ativa dos geradores térmicos e eólicos. Esses resultados referem-se a melhor solução compromisso determinada através do mecanismo baseado nas regras *Fuzzy* e escolhida após várias execuções com a metodologia proposta.

TABELA IV  
 POTÊNCIA DE SAÍDA DOS GERADORES TÉRMICOS E EÓLICOS (MW)

Gerador		Caso 1	Caso 2	Caso 3	Caso 4	Caso 5	Caso 6
Tipo	<i>i</i>						
GT	1	66,041	64,307	67,097	63,199	55,952	50,751
GT	2	68,846	68,457	55,231	55,911	52,480	52,594
GT	5	49,867	49,867	49,652	39,217	47,120	49,113
GT	8	34,875	34,944	34,675	34,616	32,246	34,833
GT	11	29,966	29,796	29,954	29,882	29,872	29,957
GT	13	37,402	39,809	32,118	35,552	35,121	35,372
WT	22	-	-	17,864	28,251	-	-
WT	26	-	-	-	-	11,673	11,188
WT	30	-	-	-	-	19,877	22,568
TOTAL		286,997	287,180	286,591	286,628	286,341	286,376

Analisando os custos de geração térmica e eólica expostos nas colunas 2 e 4 da Tabela III, observa-se que o Caso 5 é o que possui o menor custo total de geração. Nesse caso, a soma das gerações eólica e térmica é igual a 850,330 \$/h, e se comparado com o custo de produção do Caso 1, tem-se uma redução de aproximadamente 12%. Ao comparar os custos de produção de energia dos casos em que o efeito de válvula é considerado, verifica-se que o Caso 6 é o que apresenta a menor redução. A redução do custo total de produção do Caso 6 é de aproximadamente 4,35% quando comparado com o Caso 2, entretanto, esse é o caso que apresenta a maior redução no valor das emissões de gases de efeito estufa.

Comparando os custos de emissão de gases apresentados na Tabela III fica evidente que a inserção da potência eólica contribui para a redução das emissões de gases de efeito estufa na atmosfera. A maior redução é de aproximadamente 3,3% e ocorre no Caso 6. Conforme apresentado na Tabela IV, tal caso é o que apresenta a maior inserção de energia eólica. A redução média é de aproximadamente 1,78%.

Considerando os resultados apresentados na quinta coluna da Tabela III e tomando os Casos 1 e 2 como base, verifica-se que as perdas de potência ativa nas linhas de transmissão foram reduzidas em todos os casos. O Caso 5 é o que apresenta a maior redução, sendo que as reduções são de aproximadamente 18,2% e 22,2% quando comparadas com os Casos 1 e 2, respectivamente. Averiguando-se os casos em que o efeito do ponto de carregamento de válvula é desprezado constata-se que a redução média das perdas nos casos em que há participação da geração eólica é aproximadamente 13,2%. Nos casos em que

TABELA III  
 VALOR ESPERADO PARA AS FUNÇÕES OBJETIVOS

Função Objetivo	$F_r$ (\$/MWh)	$F_E$ (ton/h)	$F_{tr}$ (\$/MWh)	$F_L$ (MWh)
Caso 1	952,169	0,2063	0	3,600
Caso 2	957,601	0,2053	0	3,781
Caso 3	862,018	0,2046	17,833	3,195
Caso 4	869,107	0,2038	21,279	3,247
Caso 5	818,780	0,2008	29,789	2,948
Caso 6	885,337	0,1997	32,322	2,986

o efeito do ponto de carregamento de válvula é considerado houve uma redução média de aproximadamente 10,3% quando há inserção da geração eólica.

Em todos os estudos de casos as restrições físicas e operacionais foram devidamente atendidas. O perfil de tensão médio manteve-se em torno de 1,00 p.u, e seus valores ótimos são ilustrados nas Fig. 1 e Fig. 2.

Na Fig. 1 são representados os perfis de tensão obtidos para a melhor solução compromisso nos estudos de casos em que o efeito do ponto de carregamento de válvula é desprezado, enquanto na Fig. 2 são representados os valores ótimos obtidos para a melhor solução compromisso nos estudos de casos na qual esse efeito é considerado.

Analisando as Fig. 1 e Fig. 2, é possível verificar que a barra 11 apresenta os maiores níveis de tensão. O limite máximo permitido para essa barra é igual a 1,10 p.u e o maior valor encontrado é igual a 1,082 p.u. Esse valor ocorre no Caso 5 ilustrado na Fig. 1.

O menor perfil de tensão ocorre no Caso 6 representado na Fig. 2. Nesse estudo de caso, o módulo da tensão na barra 19 é igual a 0,952 p.u, entretanto, o limite mínimo permitido para essa barra é igual a 0,95 p.u. Quanto aos níveis de tensão nas barras de carga tem-se que a barra 3, no Caso 4 (Fig. 2), é a que apresenta o maior nível de tensão. O módulo da tensão nessa barra encontra-se em seu limite máximo estabelecido.

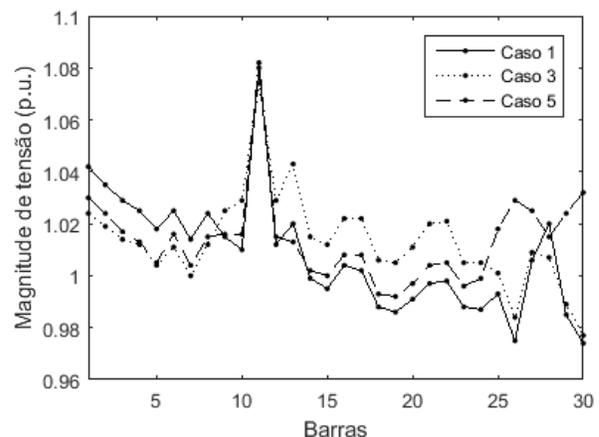


Fig. 1. Perfis das magnitudes de tensão determinados pela melhor solução compromisso, nos estudos de casos desconsiderando o efeito do ponto de carregamento de válvula.

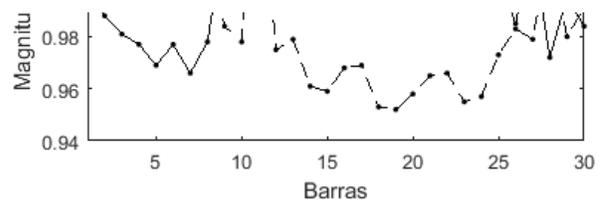


Fig. 2. Perfis das magnitudes de tensão determinados pela melhor solução compromisso, nos estudos de casos considerando o efeito do ponto de carregamento de válvula.

Na modelagem das variáveis discretas, considerou-se que o tamanho do passo entre dois valores consecutivos dos *taps* dos transformadores é igual a 0,01 p.u e seus limites mínimo e máximo são 0,90 p.u e 1,10 p.u, respectivamente. Por fim,

considerou-se que o tamanho do passo de discretização para as susceptâncias *shunts* dos bancos de capacitores e indutores é igual a 0,0125 p.u.

De acordo com (24) o limite máximo para os bancos de capacitores nas barras 10 e 24 são 0,190 p.u e 0,043 p.u, respectivamente e o limite mínimo, para essas barras, é igual a zero.

Nas Tabelas V e VI são apresentados os valores otimizados dos *taps* dos transformadores e das susceptâncias *shunts* dos bancos de capacitores e indutores, respectivamente. O ajuste ótimo desses equipamentos contribui para a compensação de potência reativa e minimização das perdas do sistema de potência.

TABELA V  
TAPS DOS TRANSFORMADORES (p.u)

Linha	Caso 1	Caso 2	Caso 3	Caso 4	Caso 5	Caso 6
6 - 9	0,94	0,98	0,98	0,96	0,94	0,91
6 - 10	1,01	1,10	1,08	1,01	1,06	1,05
4 - 12	1,01	1,07	1,03	1,00	1,04	0,99
27 - 28	0,98	0,92	0,97	0,98	0,97	1,02

TABELA VI  
BANCOS DE CAPACITORES/REACTORES SHUNTS (p.u)

Barra	Caso 1	Caso 2	Caso 3	Caso 4	Caso 5	Caso 6
10	0,1900	0,1900	0,1125	0,1900	0,1900	0,1250
24	0,0430	0,0430	0,0375	0,0125	0,0430	0,0430

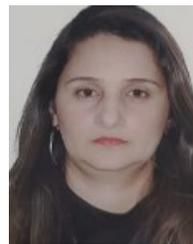
## V. CONCLUSÃO

Neste trabalho, o algoritmo NSGA-III foi aplicado com sucesso para resolver o problema DEA com inserção de geradores eólicos. Os resultados de simulações com o sistema teste IEEE-30 barras demonstram que a técnica de solução é capaz de tratar com robustez problemas com diferentes características de curva de custos de combustível, como funções de custo quadrática, não convexas e não diferenciáveis, além disso, trata com habilidade problemas restritos e a presença das variáveis de controle discretas. Os resultados apresentados ainda demonstram que a inserção de fontes eólicas contribui para a redução de emissão de gases de efeito estufa, e que o ajuste ótimo das variáveis discretas contribui para a minimização das perdas do sistema de potência.

## REFERÊNCIAS

- [1] B. Y. Qu, Y. S. Zhu, Y. C. Jiao, M. Y. Wu, P. N. Suganthan, J. J. Liang, "A survey on multi-objective evolutionary algorithm for the solution on the environmental/economic dispatch problem." *Swarm and Evolutionary Computation*, vol. 38, pp. 1-11, 2018.
- [2] P. P. Biswas, "Evolutionary algorithms for solving power system optimization problems," Doctoral thesis, Nanyang Technological University, Singapore, 2019.
- [3] H. T. Jadhav and R. Roy, "Gbest guided artificial bee colony algorithm for environmental/economic dispatch considering wind power," *Expert Syst. Appl.*, vol. 40, pp. 6385-6399, 2013.
- [4] N. A. Khan, A. B. Awan, A. Mahmood, S. Razzaq, A. Zafar, and G. A. S. Sidhu, "Combined emission economic dispatch of power system including solar photovoltaic generation." *Energy Conversion and Management*, vol. 92, pp. 82-91, 2015.
- [5] X. Yuan, H. Tian, Y. Yuan, Y. Huang, R. M. Ikram, "An extended NSGA-III for solution multi-objective hydro-thermal-wind scheduling considering power cost," algorithm," *Energy Convers Manage*, vol. 96, pp. 568-578, 2015.
- [6] B. Y. Qu, J. J. Liang, Y. S. Zhu, Z. Y. Wang, P. N. Suganthan, "Economic emission dispatch problems with stochastic wind power

- using summation based multi-objective evolutionary algorithm," *Inf. Sci.*, vol. 351, pp. 48-66, Jul. 2016.
- [7] S. Jiang, C. Zhang, W. Wu, and S. Chen, "Combined economic and emission problem of wind-thermal power system using gravitational particle swarm optimization algorithm," *Hindawi Mathematical Problems in Engineering*; vol. 2019, Article ID. 5679361, pp.1-19, 2019.
- [8] R. Ahmed and Abul'Wafa, "Optimization of economic/emission load dispatch for hybrid generating systems using controlled Elitist NSGA-II," *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 105, pp.142-151, Dec. 2013.
- [9] P. P. Biswas, P. N. Suganthan, B. Y. Qu and G. A. J. Amaratunga, "Multiobjective economic-environmental power dispatch with stochastic wind-solar-small hydro power," *Energy* vol. 150, pp, 1039-1057, May. 2018.
- [10] Deb K, Jain H. An evolutionary many-objective optimization algorithm using reference-point-based non-dominated sorting approach, Part II: handling constraints and extending to an adaptive approach. *IEEE Trans Evol. Comput.*, vol. 18, no. 4, pp. 602-622, 2014.
- [11] *Power System Test Case Archive*, [online] Available: <http://www.ee.washington.edu/research/pstca/>. Acessado em Nov. 2019.
- [12] M. R. Chen, G. Q. Zeng and K. D. Lu, "Constrained multi-objective population extremal optimization based economic-emission dispatch incorporating renewable energy resources," *Renewable Energy*; vol. 143, pp. 277-294, 2019.
- [13] J. D. Glover, T. Overbye, M. S. Sarma, "Power System Analysis and Design," Cengage Learning, Ed. 6, 2016.
- [14] Y. Liu, D. Gong, X. Sun, Y. Zhang, "Many-Objective evolutionary optimization based on reference points." *Applies Soft Computing*, vol. 50, pp. 344-3555, May 2017.
- [15] K. Deb, "Multi-objective optimization using evolutionary algorithm," Chichester: John Woley & Sons, 2009.
- [16] H. Pulluri, R. Naresh, and V. Sharma, "An enhanced self-adaptive differential evolution-based solution methodology for multiobjective optimal power flow." *Applies Soft Computing*, vol. 54, pp. 229-245, May 2017.
- [17] Instituto Nacional de Meteorologia (INMET). Disponível em: <http://www.inmet.gov.br/projetos/rede/pesquisa/>. Acessado em Fev. 2019.
- [18] M., Ghasemi, S. Ghavidel, M. Gitizadeh, and E. Akbari, "An improved teaching-learning-based optimization algorithm using Lévy mutation strategy for non-smooth optimal power flow," *Electrical Power and Energy Systems*, vol. 65, pp. 375-384, 2015.



**E.A. Amorim** possui graduação em Matemática pela Universidade Federal de Mato Grosso do Sul, campus de Três Lagoas (1997), Mestrado e Doutorado em Engenharia Elétrica (2001 e 2006) pela Universidade Estadual Paulista Júlio de Mesquita Filho (UNESP), campus de Ilha Solteira (FEIS). Possui experiência nas áreas de Planejamento e Controle de

Sistemas de Energia Elétrica. Atua principalmente nos seguintes temas: desenvolvimento de modelos matemáticos e aplicação de técnicas de otimização clássicas e metaheurísticas em problemas de planejamento e operação de SEP.



**C. Rocha** (M'09) possui graduação (1996), mestrado e doutorado (1999 e 2004) em Engenharia Elétrica, pela Universidade Estadual Paulista Júlio de Mesquita Filho (UNESP), campus de Ilha Solteira, Brasil. Atualmente é Professor Associado da Universidade Estadual do Oeste do Paraná (UNIOESTE), campus de

Foz do Iguaçu, Brasil. Atua principalmente nos seguintes temas: Otimização, Técnicas de Otimização, Planejamento de Sistemas Elétricos.