

Coordenação e Otimização de Carregamento de Veículos Elétricos e Despacho Econômico de Geradores Distribuídos Utilizando Algoritmos Genéticos

Lucas C. de Rezende * Augusto C. Rueda-Medina **

* Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica (PPGEE), Universidade Federal do Espírito Santo (UFES), ES, (e-mail: lucas.c.rezende@edu.ufes.br).

** Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica (PPGEE), Universidade Federal do Espírito Santo (UFES), ES, (e-mail: augusto.rueda@ufes.br).

Abstract: In recent years, the concern regarding the use of energy from clean sources has increased considerably, resulting in several new technologies and system models in order to alleviate the greenhouse effect related to the burning of fossil fuels. Electric vehicles and distributed generators from renewable sources are pointed out as solutions to the problem; however, its implementation in the system can cause adversity in the power system, if done in an uncoordinated way. In this study, the objective was to develop a solution using the Genetic Algorithms Method, with the aid of the A Mathematical Programming Language (AMPL) software to obtain an algorithm that optimally coordinates both the loading of the electric vehicles, as the power supplied by each distributed generator in each period of time, in order to respect the operational and safety limits of the electric energy distribution system, of the electric vehicles and of the distributed generators. The method showed satisfactory results in its application and reduced the system cost by approximately 12.19% compared to the system without distributed generators and electric vehicles.

Resumo: Nos últimos anos, a preocupação em relação ao uso da energia de fontes limpas aumentou consideravelmente, resultando em diversas novas tecnologias e modelos de sistemas a fim de amenizar o efeito estufa relacionado à queima de combustíveis fósseis. Os veículos elétricos (VEs) e os geradores distribuídos (GDs) a partir de fontes renováveis são apontados como soluções para o problema; entretanto, a sua implementação no sistema pode causar adversidades no sistema de potência, caso feito de forma descoordenada. Neste presente estudo, teve-se o objetivo de elaborar uma solução a partir do uso do Método de Algoritmos Genéticos (AG), com auxílio do software A Mathematical Programming Language (AMPL) para obter um algoritmo que coordene de forma otimizada, tanto o carregamento dos VEs, quanto a potência fornecida de cada GD em cada período de tempo, de forma a respeitar os limites operativos e de segurança do sistema de distribuição de energia elétrica, dos VEs e dos GDs. O método mostrou resultados satisfatórios em sua aplicação e reduziu o custo do sistema em aproximadamente 12,19% em relação ao sistema sem GDs e VEs.

Keywords: Genetic Algorithm; Coordinated Charge; Distributed Generation; Evolutive Programming; Electric Vehicles.

Palavras-chaves: Algoritmos Genéticos; Carregamento Coordenado; Geração Distribuída; Programação Evolutiva; Veículos Elétricos.

NOMENCLATURA

t – Instante de tempo – (h)	F_{PenV} – Fator penalidade para a tensão dos nós
T – Total de horas considerado – (h)	N_{busses} – Número total de nós
Δt – Variação do instante de tempo – (h)	$N_{branches}$ – Número total de ramos do sistema
$C_{ss}(t)$ – Custo da potência ativa da subestação – (R\$/kW)	OL_V – Valor da tensão que ultrapassa o permitido – (kV)
$P_{ss}(t)$ – Potência ativa fornecida da subestação – (kW)	F_{PenI} – Fator penalidade para corrente do ramo
$Q_{ss}(t)$ – Potência reativa fornecida da subestação – (kvar)	OL_I – Valor da corrente que ultrapassa o permitido – (A)
dg – Número da GD	F_{PenVE} – Fator de penalidade da carga do VE
DG – Número máximo de GDs	VE – Número do veículo elétrico
$C_{dg}(dg, t)$ – Custo da potência ativa da GD – (R\$/kW)	N_{VE} – Número total de VEs
$Pdg(dg, t)$ – Potência ativa fornecida pela GD – (kW)	OL_{NC} – Valor da potência que não alcança ou ultrapassa os limites de carregamento – (kW)
$Pdg_{m\acute{a}x}(dg, t)$ – Potência ativa máxima fornecida pela GD – (kW)	$P(j, i, t)$ – Potência ativa fluindo no ramo – (kW)
$Qdg(dg, t)$ – Potência reativa fornecida pela GD – (kvar)	$Q(j, i, t)$ – Potência reativa fluindo no ramo – (kvar)
$F_{Pen_{ss}}$ – Fator penalidade para subestação	$R(i, j)$ – Resistência no ramo – (k Ω)
OL_{ss} – Valor do fator de potência que ultrapassa o permitido	

$X(i, j)$ – Reatância no ramo – ($k\Omega$)
 $Z(i, j)$ – Impedância no ramo – ($k\Omega$)
 $I(i, j, t)$ – Corrente fluindo no ramo – (A)
 $I_{m\acute{a}x}(i, j)$ – Corrente máxima no ramo – (A)
 $V(j, t)$ – Tensão no nó j – (kV)
 $V_{m\acute{a}x}(j, t)$ – Tensão máxima no nó – (kV)
 $V_{m\acute{i}n}(j, t)$ – Tensão mínima no nó – (kV)
 $P_d(i)$ – Potência ativa demandada no nó – (kW)
 $Q_d(i)$ – Potência reativa demandada no nó – (kvar)
 $fd(t)$ – Fator de demanda no tempo
 $c(VE, j, t)$ – Estado de conexão do VE no nó e no tempo
 fp_{min} – Fator de potência mínimo
 $fp_{m\acute{a}x}$ – Fator de potência máximo
 $PEV(bus, VE, t)$ – Potência ativa de carregamento do VE – (kWh)
 $PEV_{m\acute{a}x}$ – Potência ativa máxima de carregamento do VE – (kWh)
 ΔPEV – Variação de potência ativa de carregamento do VE – (kWh)
 $\Delta PEV_{m\acute{a}x}$ – Variação máxima de potência ativa de carregamento do VE – (kWh)
 $EV(VE, t)$ – Carga do VE no instante de tempo – (kW)
 $EV_{nom}(VE)$ – Carga nominal do VE – (kW)
 η – Eficiência de carregamento
 t_{conn} – Instante de tempo que o VE é conectado à rede – (h)
 $Si(VE)$ – Estado inicial de carga do VE

1. INTRODUÇÃO

Segundo [Yan et al. (2019) e Wang et al. (2018)], nos últimos anos, houve um aumento no interesse em produzir energia elétrica advinda dos geradores distribuídos (GDs) do tipo eólico e solar, de forma a reduzir os custos de grandes centrais de geração convencionais, obtendo uma maior confiabilidade e eficiência no sistema. Além disso, o veículo elétrico (VE) é apresentado como uma alternativa dos veículos a combustível fóssil, uma vez que utiliza da energia elétrica para sua locomoção, em vez da queima de derivados do petróleo.

Considerando as alternativas mencionadas para solucionar o problema das emissões de gases poluidores, o aumento dos VEs e de GDs na rede distribuição podem ocasionar o surgimento de problemas relacionados à rede elétrica. De acordo com o estudo de [Fang et al. (2018)], é previsto que o aumento de VEs de uma determinada área possa alterar o perfil de consumo e possivelmente gerar um grande impacto na rede elétrica, especialmente em horários de ponta ou em determinadas estações do ano.

Em [Hajforoosh et al. (2015)], o autor cita que é necessário propor técnicas de coordenação de carregamento de VEs, que sejam compreensíveis e aplicáveis ao mercado de energia. Dentre esses algoritmos, é citado os algoritmos *Fuzzy genetic algorithm* e *Fuzzy discrete particle swarm optimization* para carregar as baterias dos VEs. Em ambas as pesquisas, a coordenação do carregamento de VEs mostra uma redução no custo total e nas perdas do sistema.

Em conformidade com os métodos e conceitos previamente citados, os trabalhos de [Osorio-Garcia et al. (2013), Álvez et al. (2018)] apresentam soluções para problemas de coordenação

de carregamento de VEs, sendo que os utilizam técnicas de otimização linear e *Enhanced Artificial Bee*, respectivamente. Em [Álvez et al. (2018)], são apresentadas duas principais estratégias para o gerenciamento de carga dos VEs. A primeira é a descentralizada ou distribuída, que fornece grande flexibilidade para o proprietário do VE, permitindo a escolha do tempo e maneira de como esse veículo pode ser carregado. Entretanto, essa abordagem pode levar a problemas de sobrecarga na rede elétrica e dificilmente o custo do sistema seria ótimo. A outra estratégia apresentada em [Álvez et al. (2018)], é a forma centralizada, em que uma central toma as decisões relacionadas ao planejamento de carregamento dos VEs de uma determinada área. Essa opção é mais recomendada em relação à primeira, em grande parte das pesquisas atuais.

O estudo de [Silva e Rueda-Medina (2020)] propõe uma solução utilizando uma otimização híbrida para alocação de estações de carregamento de VEs e dos GDs síncronos, em que é utilizado os AG para realizar a alocação e o método dos Pontos Interiores para solucionar o problema de despacho econômico de energia dos GDs. Nos trabalhos de [Osorio-Garcia et al. (2013)], são utilizados métodos de programação linear para solucionar os possíveis problemas relacionados ao carregamento dos VEs de forma descontrolada.

A pesquisa de [Hajforoosh et al. (2015)] propõe dois métodos meta-heurísticos, *fuzzy genetic algorithm* e *fuzzy discrete particle swarm optimization*, para minimizar os custos associados ao fornecimento de energia e as perdas da rede, enquanto maximiza a potência fornecida para os VEs. Contudo, o autor considera que a taxa de carregamento dos VEs é constante, o que pode gerar uma diminuição da vida útil das baterias precocemente, em caso de valores elevados de carga.

Considerando tais informações, o objetivo deste artigo é propor uma solução para otimizar o custo do sistema elétrico de distribuição a partir da coordenação do carregamento de VEs e da geração de potência ativa e reativa dos GDs presentes na rede. O sistema de teste utilizado é uma parte do sistema radial IEEE 37 nós, que consiste nas 15 primeiras barras do sistema, cujos parâmetros são expostos na Tabela 2. Os detalhes do sistema original IEEE 37 nós podem ser encontrados em [Baran e Wu (1989)]. O método escolhido para realizar tal otimização do despacho econômico dos GDs e da potência de carregamento foram os AG. Para resolver o problema de fluxo de potência, foi utilizada a ferramenta *A Mathematical Programming Language (AMPL)*, pois apresenta uma forma rápida de modelar problemas de otimização através de equações matemática, sendo essa linguagem de alto nível [Fourer et al. (2003)]. O AMPL é um sistema integrador que une o modelo matemático, os dados e um pacote de otimização, entregando um resultado ótimo. O pacote de otimização utilizado nesse estudo foi o *Interior Point Optimizer (Ipopt)* para resolver as igualdades do fluxo de potência. O método do Ipopt é apresentado em [Lesaja (2009)].

Esse trabalho possui o diferencial de utilizar tanto o despacho econômico dos GDs e de obter a potência de carregamento otimizado dos VEs a cada hora em um período de 24 horas, utilizando os AG, enquanto que o AMPL é utilizado para resolução do fluxo de potência, fazendo com que o tempo executando o algoritmo seja reduzido. Além disso, são utilizados 4 casos da

rede de distribuição, analisando-se os custos totais e as perdas a cada hora, em um período de 24 horas.

No tópico seguinte é apresentada a metodologia que foi utilizada para solucionar o problema em questão, indicando também os métodos utilizados e as equações do modelo. Além disso, evidenciam-se os resultados obtidos a partir das simulações propostas e as respectivas discussões. Por fim, conclui-se o trabalho e são realizadas sugestões para trabalhos futuros.

2. METODOLOGIA

Os AG são um método da computação evolutiva que toma como base a teoria evolutiva de Charles Darwin. Esse método busca, em sua população de soluções, os indivíduos mais bem adaptados, ou seja, com o melhor valor obtido através de suas funções de avaliação (*fitness function*). A partir desses melhores resultados, esses indivíduos são classificados, sendo realizada seleção natural, descartando os indivíduos menos adaptados e mantendo os melhores. Em seguida, os melhores indivíduos são separados em pares para que haja o cruzamento (*crossover*) dessas soluções de forma a gerar melhores indivíduos [Wang et al. (2018)].

Após o cruzamento, ocorre a mutação, gerando assim variações aleatórias nos indivíduos. Por fim, todos esses indivíduos compõem a nova população de soluções. De acordo com [Wang et al. (2018)], os AG não necessariamente fornecem a solução ótima para o problema, mas apresentam uma solução de ótima qualidade.

Para resolver o problema proposto, inicialmente, foi definido seu escopo, juntamente com suas considerações e seguida do modelo de AG. São também apresentadas as funções *fitness* e penalidade dos AG, além das restrições aplicadas ao problema. As restrições têm como base as equações apresentadas por [Rueda-Medina et al. (2013)].

2.1. Considerações do problema

Para este problema, é suposto que:

- É considerado que o sistema de distribuição é equilibrado e sua otimização é realizada em seu equivalente monofásico.
- Os VEs são conectados e desconectados ao sistema em horários pré-definidos.
- A função *fitness* engloba o custo do sistema e penalidades em caso de não cumprimento dos requisitos do sistema. A função *fitness* deve ser minimizada e sua saída, ao final da análise deve ser igual ao custo total do sistema.
- O tipo de carregamento dos VEs considerado é a carga lenta, que consiste no fornecimento de potências de até 4 kWh.
- O GDs considerado nessa pesquisa são síncronas, obedecendo à curvas de capacidade apresentada na Figura 2.

As penalidades da função *fitness* são aplicadas, nos casos que não forem atendidos os seguintes itens:

- Ao final do ciclo de 24h, os VEs deve estar com pelo menos 95% de suas cargas.

- A qualquer hora, que a subestação deve ter um fator de potência superior ao pré-estabelecido.
- A qualquer hora, a tensão ou corrente devem estar dentro do limite pré-estabelecido.
- Em todos os períodos de tempo, o balanço de potência deve ser respeitado, garantido pelo fluxo de potência e pelos limites pré-estabelecidos.
- Em cada instante, o fator de potência da subestação deve estar dentro dos limites propostos.

2.2. Solução do problema utilizando Algoritmos Genéticos

Para a implementação do método de AG, foi utilizada a linguagem de programação C++, enquanto que, para resolver o problema de fluxo de potência e garantir o balanço de potência nodal do sistema, foi utilizada a ferramenta AMPL, uma vez que esse balanço possui maior complexidade para ser implementado em C++.

Na Figura 1, é apresentada a estrutura utilizada para codificar os AG. As soluções são compostas por um vetor, que contém os valores gerados pelos AG. O vetor é composto inicialmente pelas potências de carregamento dos VEs por barra por unidade de tempo ($PEV(bus, VE, t)$), seguido das potências ativas e reativas de cada GD, também por unidade de tempo ($Pdg_{i,t}$ e $Qdg_{i,t}$). Na Tabela 1, é apresentado esse vetor, onde cada linha da tabela corresponde a uma parte do vetor solução.

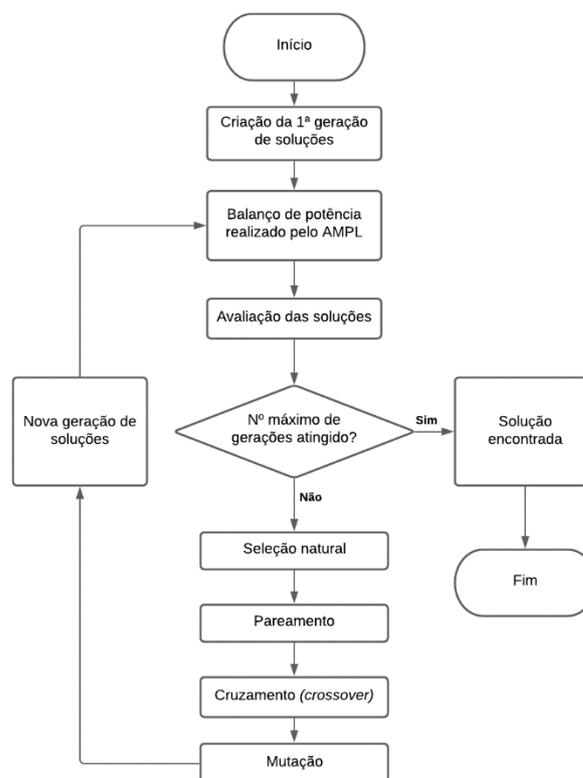


Figura 1. Diagrama do processo de otimização do Algoritmo Genético [Autor].

Tabela 1. Vetor solução do cromossomo.

PEV_{b_1, e_1, t_1}	PEV_{b_2, e_2, t_2}	...	PEV_{b_n, e_n, t_n}
Pdg_{i_1, t_1}	Pdg_{i_2, t_2}	...	Pdg_{i_n, t_n}
Qdg_{i_1, t_1}	Qdg_{i_2, t_2}	...	Qdg_{i_n, t_n}

2.3. Formulação Matemática

2.3.1. Função fitness do problema de otimização

A função *fitness*, contendo os custos operacionais e as penalidades são mostradas em (1).

$$\begin{aligned} \sum_{t=1}^T [C_{ss}(t) \cdot P_{ss}(t)] + \sum_{t=1}^T \sum_{dg=1}^{DG} [C_{dg}(dg, t) \cdot Pdg(dg, t)] + F_{pen_{ss}} \\ \cdot |OL_{ss}| + F_{pen_V} \sum_{i=1}^{N_{busses}} OL_V(i) \\ + F_{pen_I} \sum_{i=1}^{N_{branches}} OL_I(i) \\ + F_{pen_{VE}} \sum_{VE=1}^{N_{VE}} |OL_{NC}(VE)| \end{aligned} \quad (1)$$

Na equação, é possível ver que o custo operacional é dado pelo somatório no tempo do custo da subestação multiplicada pela potência ativa e do somatório no tempo dos custos dos GDs, multiplicada também por sua potência ativa fornecida. O somatório das penalidades é calculado e multiplicado pelo fator de penalidade (F_{pen}) correspondente de cada um.

2.3.2. Balanço de potência

De forma a garantir o balanço de potência, foi calculado o fluxo de potência do sistema, fazendo com que as potências ativas e reativa injetadas fossem iguais às potências de saída somadas à demanda do sistema. Em (2) e (3) [Céspedes (1990)] mostram a representação convencional do balanço de potência, onde a carga do nó é a somatória da demanda e do carregamento dos VEs.

$$\begin{aligned} \sum_{j=1}^{N_{busses}} P(j, i, t) - \sum_{j=1}^{N_{busses}} [P(i, j, t) + R(i, j) \cdot I(i, j, t)^2] + P_{ss}(t) \\ + \sum_{dg=1}^{DG} [Pdg(dg, t)] \\ = P_d(i) \cdot fd(t) \\ + \sum_{VE=1}^{N_{VE}} \sum_{j=1}^{N_{busses}} c(j, VE, t) \cdot PEV(j, VE, t) \end{aligned} \quad (2)$$

$$\begin{aligned} \sum_{j=1}^{N_{busses}} Q(j, i, t) - \sum_{j=1}^{N_{busses}} [Q(i, j, t) + X(i, j) \cdot I(i, j, t)^2] + Q_{ss}(t) \\ + \sum_{dg=1}^{DG} [Qdg(dg, t)] = Q_d(i) \cdot fd(t) \end{aligned} \quad (3)$$

Em seguida, por (4) e (5) [Céspedes (1990)], é possível obter os níveis de tensão e corrente do último nó, a partir dos valores

de tensão do primeiro nó, fluxo de potência ativa, reativa, magnitude da corrente e parâmetros elétricos de cada ramo que conecta os nós.

$$V(i, t)^2 - 2 \cdot [R(i, j) \cdot P(i, j, t) + X(i, j) \cdot Q(i, j, t)] - Z(i, j) \cdot (I(i, j, t))^2 - (V(j, t))^2 = 0 \quad (4)$$

$$(I(i, j, t))^2 \cdot (V(j, t))^2 = (P(i, j, t))^2 + (Q(i, j, t))^2 \quad (5)$$

2.3.3. Penalizações

Considerando que os dados dos AG são fornecidos ao AMPL para que esse ele forneça o resultado do fluxo de potência, é necessário aplicar penalidade aos resultados que não correspondem aos limites regulatórios ou especificados. Em (6) e (7) correspondem à positividade do fornecimento da subestação e do fator de potência a partir das potências ativas e reativas da subestação.

$$P_{ss}(t) \geq 0 \quad (6)$$

$$\begin{aligned} -P_{ss}(t) \cdot \tan(\cos^{-1}(fp_{min})) \leq Q_{ss}(t) \\ \leq P_{ss}(t) \cdot \tan(\cos^{-1}(fp_{max})); \end{aligned} \quad (7)$$

Também, são aplicadas penalidades às correntes em cada ramo do sistema e a tensão em cada nó, em caso de descumprimento dos limites regulatórios. São mostrados esses limites nas equações (8) e (9).

$$0 \leq (I(i, j, t))^2 \leq (I_{max}(i, j))^2 \quad (8)$$

$$V_{min}^2 \leq (V(i, t))^2 \leq (V_{max}(i, t))^2 \quad (9)$$

Por fim, foi adicionada uma penalização para as variáveis de carregamento dos VEs, nos AG. Essa penalização ocorre quando os VEs não alcançam o carregamento mínimo previamente definido, fazendo com que os AG procure soluções que possuam o carregamento previsto. Essa penalização é proporcional à quantidade de energia que for menor do que o carregamento mínimo.

2.3.4. Restrições de limite de geração de potência dos geradores síncronos e fator de potência

Para esta pesquisa, é considerado que os GDs são do tipo síncrono. Dessa forma, os GDs podem absorver ou fornecer potência reativa para a rede e devem fornecer potência ativa para o sistema. Para obedecer a esses limites, foi limitada a variação dos valores do vetor solução para que essa permanecesse dentro de sua curva de capacidade de geração. A Figura 2 mostra os limites de geração que devem ser respeitados.

Nota-se que a capacidade de fornecer ou absorver potência reativa é dada pela corrente de campo do gerador. Mesmo possuindo uma característica não linear, é possível delimitar a curva em retas, facilitando o processamento das restrições e mantendo-se um resultado satisfatório.

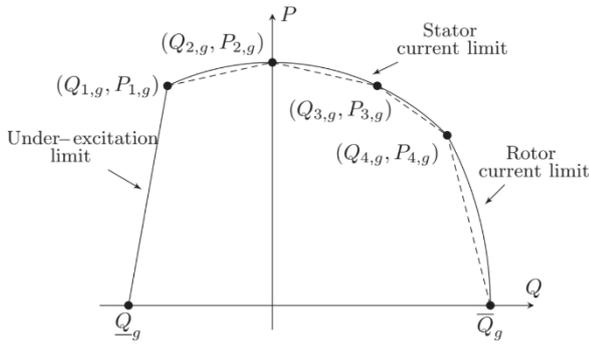


Figura 2. Curva de capacidade de geração do gerador [Rueda-Medina et al.(2013)].

A restrição apresentada em (10) garante que a potência ativa fornecida pelos GDs seja sempre positiva e dentro do seu limite máximo de fornecimento. As restrições relativas às retas de linearização das curvas de capacidade dos GDs são apresentadas em (11) à (15)

$$0 \leq Pdg(dg, t) \leq Pdg_{m\acute{a}x}(dg, t) \quad (10)$$

$$Pdg(dg, t) \leq \left(\frac{Pdg_1(dg)}{Qdg_1(dg) - Q(dg)_{min}(dg)} \right) \cdot [Qdg(dg, t) - Qdg_{min}(dg)] \quad (11)$$

$$Pdg(dg, t) \leq \left(\frac{Pdg_2(dg) - Pdg_1(dg)}{Qdg_2(dg) - Q(dg)_1(dg)} \right) \cdot [Qdg(dg, t) - Qdg_2(dg)] + Pdg_2(dg) \quad (12)$$

$$Pdg(dg, t) \leq \left(\frac{Pdg_3(dg) - Pdg_2(dg)}{Qdg_3(dg) - Q(dg)_2(dg)} \right) \cdot [Qdg(dg, t) - Qdg_3(dg)] + Pdg_3(dg) \quad (13)$$

$$Pdg(dg, t) \leq \left(\frac{Pdg_4(dg) - Pdg_3(dg)}{Qdg_4(dg) - Q(dg)_3(dg)} \right) \cdot [Qdg(dg, t) - Qdg_4(dg)] + Pdg_4(dg) \quad (14)$$

$$Pdg(dg, t) \leq \left(\frac{Pdg_4(dg)}{Qdg_4(dg) - Q(dg)_{m\acute{a}x}(dg)} \right) \cdot [Qdg(dg, t) - Qdg_{m\acute{a}x}(dg)] \quad (15)$$

Onde, os valores de $Pdg_1(dg)$ a $Pdg_4(dg)$ e $Qdg_1(dg)$ a $Qdg_4(dg)$, $Qdg_{min}(dg)$ e $Qdg_{m\acute{a}x}(dg)$, corresponde aos respectivos limites da curva de geração.

2.3.5. Demanda de potência de carregamento dos VEs

O carregamento dos VEs é limitado pela quantidade de energia fornecida pela estação de carregamento e, por isso, é necessária uma restrição que englobe a positividade do fornecimento, além da máxima potência fornecida ao VE. Assim como no

caso da limitação da variação das potências nos GDs, o vetor solução dos AG limita esse valor de potência de carga dos VEs. Essas limitações são mostradas nas seguintes equações. Em (16) garante que ambas as restrições sejam atendidas.

$$0 \leq PEV(bus, VE, t) \leq PEV_{m\acute{a}x} \quad (16)$$

Na equação (17), é apresentada a restrição que limita a variação máxima permitida pela estação de carregamento em qualquer intervalo de tempo. A variação de um intervalo de tempo $t - 1$ e t deve ser de no máximo $\Delta PEV_{m\acute{a}x}$.

$$\Delta PEV \leq \Delta PEV_{m\acute{a}x} \quad (17)$$

Por fim, as restrições apresentadas nas equações (18) a (20) são relativas ao estado de carga das baterias dos VEs. As equações mostram respectivamente que o estado inicial deve ser igual à carga da bateria quando o VE é conectado ao sistema; a carga da bateria no estado t deve ser igual a carga do estado $t - 1$ soma da multiplicação do PEV com a eficiência de carregamento; e que o estado de carga da bateria seja menor ou igual a potência nominal da bateria e não nulo.

$$c(j, VE, t_{conn}) \cdot EV(VE, t_{conn}) = c(j, VE, t_{conn}) \cdot EV_{nom}(VE) \cdot \frac{Si(VE)}{100} \quad (18)$$

$$c(j, VE, t) \cdot EV(VE, t) = c(j, VE, t) \cdot EV(VE, t - 1) + c(j, VE, t) \cdot PEV(j, VE, t) \cdot \eta \quad (19)$$

$$0 \leq c(j, VE, t) \cdot EV(VE, t) \leq c(j, VE, t) \cdot EV_{nom}(VE) \quad (20)$$

3. RESULTADOS E DISCUSSÕES

A partir da metodologia apresentada, foram realizados testes e simulações para validar o método de coordenação e otimização do carregamento dos VEs. As simulações foram realizadas utilizando um sistema de distribuição radial de média tensão (13,8 kV), com 15 barras, adaptado do sistema IEEE 37 nós, cujos parâmetros são mostrados na Tabela 2. O nó de número 1 é considerado a referência do sistema, logo a tensão deste possui valor nominal e um ângulo de zero graus.

Nessa rede, foram alocados 2 GDs nos nós de números 3 e 10, sendo que esses possuem capacidade de potência ativa máxima de 250 kW e potência reativa entre -250 kvar a 188,75 kvar e -147 kvar e 222,625 kvar, respectivamente.

Em relação aos VEs, foram selecionados, de forma aleatória, 7 nós, para fornecer energia a 5 VEs em cada um deles, totalizando 35 VEs no sistema. A potência nominal de cada VE é considerada 20 kW, que é um valor típico para VEs, enquanto a taxa de carregamento (ΔPEV) e a sua variação máxima de carregamento ($PEV_{m\acute{a}x}$) são iguais a 4 kW e 1 kW, respectivamente. Os intervalos de tempos considerados são de uma hora em um período de 24 horas. O estado inicial das baterias dos VEs, quando conectados, foram escolhidos de forma aleatória, entre 5% e 20% e foi definido que os VEs devem estar carregados em, no mínimo, 90% do seu valor nominal até o momento de sua desconexão.

Tabela 2. Parâmetros do sistema

B_i	B_j	$R(\Omega)$	$X(\Omega)$	$I_{m\acute{a}x}$	P_j	Q_j
1	2	1,19392	1,22615	800	210	105
2	3	0,86346	0,89846	800	0	0
3	4	1,80447	0,58011	800	0	0
3	6	0,83753	0,47759	800	0	0
3	5	1,18726	1,23539	800	28,33	13,33
5	9	1,08265	0,34806	800	81	44,67
5	10	1,39586	0,79598	800	78,33	43,33
11	14	0,36084	0,116	800	144	74
11	15	1,86114	1,0613	800	28,33	13,33
4	7	1,44364	0,46411	800	0	0
4	8	1,08265	0,34806	800	14	7
6	11	1,20977	0,68986	800	0	0
9	12	0,65137	0,37144	800	12,67	6
10	13	0,46529	0,26533	800	128,33	63,33

A partir dos dados apresentados, foram ensaiados 4 casos da rede elétrica apresentada, de forma a comparar a eficiência da técnica proposta. Os casos são:

- Caso 1: sem GDs ou VEs;
- Caso 2: sem GDs, mas com VEs;
- Caso 3: com GDs, mas sem VEs;
- Caso 4: com GDs e VEs.

Os valores de potência de carregamento de cada VE, as potências ativas e reativas dos GDs foram obtidas através dos AG, enquanto, o resultado do fluxo de potência foi obtido pelo AMPL, fornecendo os valores de potências ativa e reativa da subestação, além da tensão de cada nó e corrente nos ramos, a cada hora do dia. Os resultados de cada caso são apresentados na Tabela 3.

Tabela 3. Custo operacional e perdas

Casos	Custo (R\$)	Custo relativo	Perdas (kWh)
Caso 1	204.442	---	107,56
Caso 2	213.237	4,30%	116,71
Caso 3	164.742	-19,42%	35,74
Caso 4	179.512	-12,19%	39,05

O custo operacional do sistema completo otimizado foi de R\$ 179.512, reduzindo o custo do sistema 12,19% em relação ao sistema original.

Observando as Figuras 2 e 3, é possível notar que todos os veículos obtiveram um carregamento maior ou igual ao proposto e, ao final, alguns já haviam se desconectado da rede. Na Figura 5, são mostrados os valores de perdas hora a hora nos 4 casos. Nota-se que ao incluir os GDs, há uma queda significativa nas perdas da rede, mesmo com a inserção dos VEs.

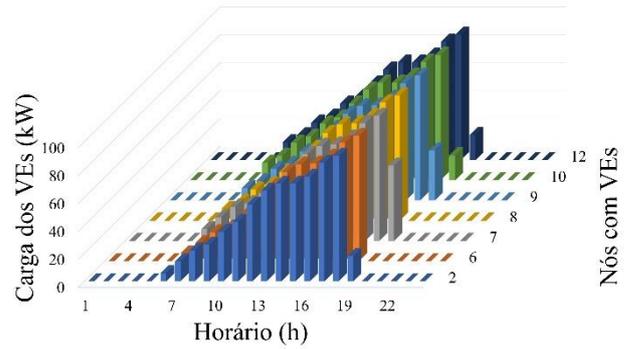


Figura 3. Carregamento dos VEs no Caso 2 [Autor].

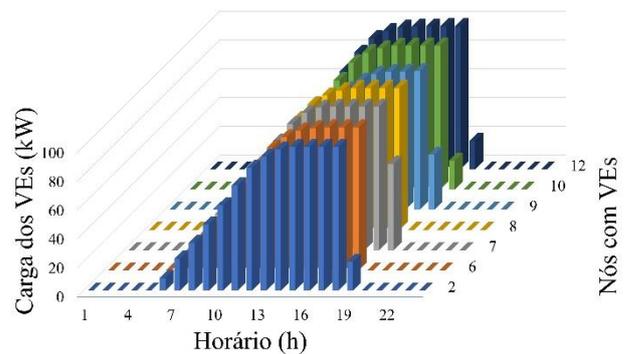


Figura 4. Carregamento dos VEs no Caso 4 [Autor].

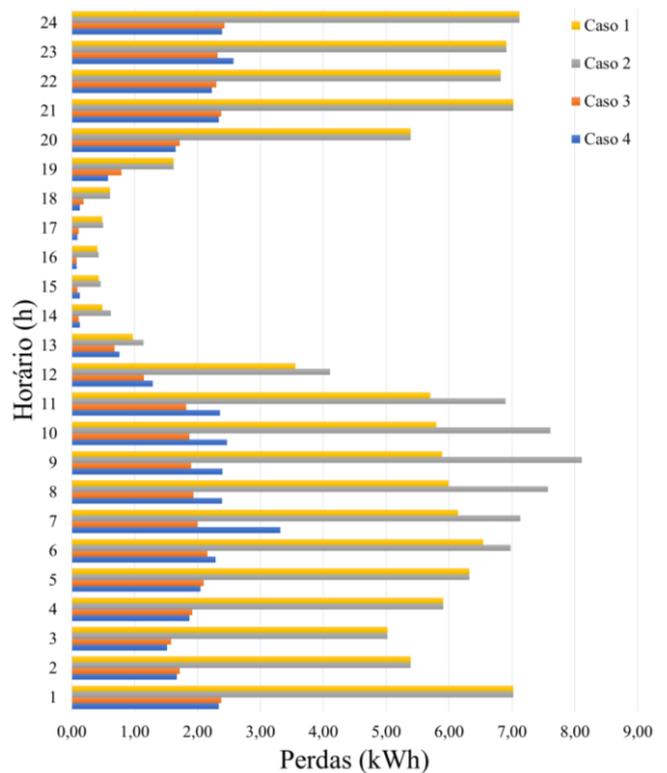


Figura 5. Perdas do sistema a cada hora [Autor].

Nas Tabelas 4 e 5, são mostrados os valores de potência ativa e reativa e seus custos de geração, respectivamente, da subestação (P_{ss}) e dos GDs, em cada período. Em ambos os casos apresentados nas Tabelas 4 e 5, nota-se que mesmo com os GDs, que possuem custo menor que as subestações, ainda foi necessário utilizar energia provida do alimentador. Isso ocorre, pois para que fosse respeitado o balanço de potência, era necessário que a subestações também fornecesse potência reativa e, conseqüentemente, potência ativa, para que também fosse respeitada as restrições de fator de potência. Também é contabilizado a potência ativa e reativa dos GDs, porém esses são limitados pela sua curva de capacidade de geração.

Em alguns momentos, nota-se que o algoritmo levou a solução que fornece potência ativa apenas do GD 2, uma vez que essa era suficiente para abastecer o sistema, já que nesses períodos de tempo, as baterias dos VEs já se encontravam em um estado de carga relativamente alto, e reduzindo seus consumos, como também é possível observar nas Figuras 3, 4 e 5.

Tabela 4. Geração de potência ativa – Caso 3

t	P_{ss}	R\$/h	P_{dg1}	R\$/h	P_{dg2}	R\$/h
1	304,90	15,88	176,25	12,89	234,63	10,47
2	221,55	16,1	175,00	12,55	231,55	10,45
3	200,73	15,57	175,00	12,73	230,50	10,66
4	249,35	16,03	175,00	12,44	232,96	10,41
5	270,91	15,71	175,00	12,86	234,04	10,82
6	281,35	15,14	175,00	12,7	234,57	10,72
7	260,48	15,23	175,00	12,56	233,52	10,61
8	253,52	15,75	175,00	12,63	233,17	10,55
9	247,96	16,54	175,00	12,65	232,89	10,51
10	243,09	15,63	175,00	12,64	232,64	10,36
11	237,53	16,35	175,00	12,96	232,36	10,63
12	110,63	15,73	175,00	12,44	225,90	10,34
13	0,00	15,43	28,11	12,57	239,38	10,34
14	0,00	16,33	0,00	12,44	193,69	10,69
15	0,00	16,89	0,00	12,55	180,62	10,66
16	0,00	16,45	0,00	12,54	175,54	10,32
17	0,00	15,42	0,00	12,47	195,15	10,74
18	0,00	16,33	0,00	12,89	213,33	10,8
19	0,00	16,53	110,04	12,99	235,83	10,38
20	221,55	15,81	175,00	12,64	231,55	10,83
21	304,90	16,14	176,25	12,51	234,63	10,5
22	296,59	15,52	175,79	12,78	234,63	10,69
23	299,36	15,08	175,94	12,52	234,63	10,77
24	309,06	16,51	176,48	12,57	234,63	10,79

CONCLUSÃO

Analisando-se os resultados obtidos, conclui-se que a inserção de GDs e VEs na rede elétrica de distribuição de 15 barras pode causar impacto na mesma. Nota-se que houve um aumento tanto no custo de 4,3% e nas perdas, de 8,5%, quando analisados os casos 1 e 2. Em contrapartida, a adição de GDs reduziu o custo do sistema em 19,42% e de suas perdas em 66,7%, no

caso 3, enquanto que no caso 4, houve um aumento de 12,19% no custo e uma redução de 63,7% das perdas, com a adição de VEs, em relação ao caso 1. É importante ressaltar que a otimização do despacho econômico dos GDs e do carregamento dos VEs devem levar em consideração não só os limites da rede, previsto em normas, mas também das limitações desses componentes, de forma a preservá-los.

Assim, nota-se que a aplicação de técnicas de otimização, tais como os AG, podem resultar em diminuição de custos e perdas no sistema elétrico. Para continuidade dessa pesquisa, pretende-se, no futuro, realizar melhorias no algoritmo proposto, como melhorar seu tempo de convergência e adaptá-lo para receber uma rede de maior complexidade. Além disso, pretende-se reduzir a variação de tempo que foi aplicada nesse estudo e assim aplicar um simulador em tempo real. O simulador possuiria a vantagem de se adaptar a mudanças de cargas instantâneas, como novas conexões de VEs não previstas.

Tabela 5. Geração de potência ativa – Caso 4

t	P_{ss}	R\$/h	P_{dg1}	R\$/h	P_{dg2}	R\$/h
1	330,82	15,88	209,79	12,89	175,12	10,47
2	242,32	16,1	214,93	12,55	170,81	10,45
3	208,17	15,57	206,45	12,73	191,54	10,66
4	266,99	16,03	210,98	12,44	179,29	10,41
5	302,3	15,71	203,22	12,86	174,4	10,82
6	328,81	15,14	219,79	12,7	169,42	10,72
7	451,87	15,23	71,01	12,56	207,28	10,61
8	356,54	15,75	210,05	12,63	167,82	10,55
9	352,78	16,54	218,35	12,65	171,62	10,51
10	371,72	15,63	209,21	12,64	169,86	10,36
11	352,4	16,35	211,18	12,96	177,6	10,63
12	198,95	15,73	210,1	12,44	181,68	10,34
13	17,79	15,43	219,17	12,57	79,44	10,34
14	42,03	16,33	0	12,44	179,33	10,69
15	20,13	16,89	77,57	12,55	96,11	10,66
16	3,4	16,45	38,97	12,54	135,54	10,32
17	25,61	15,42	0	12,47	169,8	10,74
18	3,35	16,33	30,56	12,89	179,72	10,8
19	176,31	16,53	0	12,99	169,61	10,38
20	232	15,81	225,04	12,64	171,01	10,83
21	321,63	16,14	211,04	12,51	183,07	10,5
22	303,32	15,52	214,84	12,78	188,77	10,69
23	342,23	15,08	210,35	12,52	157,59	10,77
24	339,52	16,51	209,44	12,57	171,16	10,79

AGRADECIMENTOS

O presente trabalho foi realizado com apoio do Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico - Brasil (CNPq).

REFERÊNCIAS

- Álvez, G. A., González, M. Á., Vela, C. R., Varela, R., *Electric Vehicle Charging Scheduling by an Enhanced Artificial Bee Colony Algorithm*. Energies, 2018.
- Baran, M. E., Wu, F. F., *Network reconfiguration in distribution systems for loss reduction and load balancing*, IEEE Transactions on Power Delivery, 1989.
- Cespedes, R. G., *New method for the analysis of distribution networks*. IEEE Transactions on Power Delivery, 1990.
- Fang, C., Zhuhua, C., Hanbing, D., Zili, Y., Yan, W., Juan L., *Research on the influence of electric vehicle multi factor charging load on a regional power grid*, International Conference on Measuring Technology and Mechatronics Automation (ICMTMA), 2018.
- Fourer, R., Gay, D. M., Kernighan, B. W., *AMPL A Modeling Language for Mathematical Programming*, 2003.
- Hajforoosh, S., Masoum, M. A. S., Islam, S. M., *Real-time charging coordination of plug-in electric vehicles based on hybrid fuzzy discrete particle swarm optimization*. Curtin University of Technology. Elsevier, 2015.
- Lesaja, G. (2009) *Introducing Interior-Point Methods for Introductory Operations Research Courses and/or Linear Programming Courses*. The Open Operational Research Journal, 3, 1-12.
- Osorio-Garcia; V. A., Rueda-medina, A. C., Melo, J. D., Padilha-Feltrin, A., *Optimal Charging of Electric Vehicles Considering Constraints of the Medium Voltage*, IEEE, 2013.
- Rueda-Medina, A. C., Franco, J. F., Rider, M. J., Padilha-Feltrin, A., Romero, R., *A mixed-integer linear programming approach for optimal type, size and allocation of distributed generation in radial distribution systems*. Elsevier *Electric Power Systems Research*, 2013.
- Silva, F. Z., Rueda-Medina, A. C., Um método híbrido de otimização para despacho econômico e alocação de GDs e estações de carregamento de veículos elétricos. Universidade Federal do Espírito Santo. SBAI, 2020.
- Silva, M. F., Guimarães, G. C., Moura, F. A. M., Oliveira, T. L., Silva, L. R. C., Rezende, J. O., Algoritmo genético aplicado ao problema de fluxo de potência ótimo em sistemas elétricos de potência. Universidade Federal de Uberlândia. CEEL, 2019.
- Wang, Y., Huang, Y., Wang, Y., Zeng, M., Li, F., Wang, Y., Zhang, Y., *Energy management of smart micro-grid with response loads and distributed generation considering demand response*. Energies, 2018.
- Yan, L., Xinshou, T., Juan, H., Zhankui, Z., Hui, Y., Xiong, X., Ming, W., Wenyuan, M. *Study on Distributed Generation to Improve Stability of Distribution Network Based on Virtual Synchronous Generator Technology*", IEEE 8th International Conference on Advanced Power System Automation and Protection (APAP), 2019.