

Heuristic Procedure for The Centralized Control of EV Charging in LV Networks

H. de Faria Jr., *Member, IEEE*, and H. Voos

Abstract—High penetration levels of electric vehicles (EVs) in distribution networks will create significant operational challenges to distribution system operators and demand robust methods to optimize the charging problem. This work addresses the problem of controlling the charging of electric vehicles in low voltage distribution systems using an optimization framework formulated as a scheduling problem. A computationally efficient procedure with a detailed modeling of the network is sought. The objective is to obtain a charging schedule for all the EVs connected to the network satisfying a set of network operational constraints. The approach uses a complete AC three-phase modeling of the network and deploys a time-series power flow coupled with a greedy heuristic to obtain a smart charging procedure over a fixed planning period considering the variable behavior of loads and EV connection patterns. Distribution network constraints consider phase unbalance, transformer and line limitations, and node voltage limits. The approach is tested on an IEEE low voltage distribution test feeder.

Index Terms—Electric power distribution systems, Electric vehicles, Heuristics, Optimization, Smart charging.

I. INTRODUCTION

AS transformações mais recentes na indústria de energia elétrica têm como origem as preocupações ambientais e o grande desenvolvimento tecnológico que caracterizam o século XXI. Os sistemas de distribuição de energia elétrica estão passando por mudanças na forma de operação devido à conexão de recursos distribuídos na rede e ao desenvolvimento das redes inteligentes. Esses desafios serão ainda maiores com o aumento da quantidade de veículos elétricos (VEs) na rede, os quais serão instrumentos para a redução das emissões de gases de efeito estufa [1]. Como na indústria de geração de eletricidade, um setor de transportes com baixas emissões de carbono é almejado por vários países e muitos incentivos têm sido propostos [2][3]. A escassez de combustíveis fósseis no futuro e, conseqüentemente, os preços elevados, são aspectos que tornarão a adoção dos VEs irreversível. A energia elétrica fornecida por uma companhia distribuidora para os VEs será disponível em pontos de conexão em residências ou em estações de carregamento estrategicamente localizadas nas cidades [4].

Essa demanda adicional de eletricidade certamente resulta em um carregamento maior nos circuitos de distribuição e poderá elevar as perdas de potência, diminuir os níveis de tensão, reduzir a eficiência, e aumentar o carregamento dos equipamentos, reduzindo seus tempos de vida [5]. Conseqüentemente, muitos estudos têm sido desenvolvidos nos últimos anos para analisar os efeitos da conexão de VEs nos circuitos de distribuição [6],[20-22]. Um consenso é que o carregamento de VEs sem coordenação ou controle pode causar situações de vulnerabilidade operacional para o sistema elétrico, como níveis baixos de tensão ou sobrecargas térmicas nos equipamentos. Essa situação pode acontecer se, por exemplo, uma quantidade significativa de VEs se conectar na rede elétrica durante um período de pico de consumo por cargas residenciais ou comerciais. Portanto, alguma forma de coordenação do carregamento é necessária para evitar problemas operacionais. Em um mercado de energia elétrica, essa coordenação técnica deve fazer parte de um ambiente regulatório que incentive os usuários a conectarem seus VEs durante períodos de baixo consumo de energia, visando maximizar a eficiência operacional. O preço da energia elétrica também deve ter um papel importante no carregamento dos VEs e servir como um instrumento de regulação.

Vários estudos têm sido publicados sobre a otimização da integração de VEs em redes de sub-transmissão e distribuição. A maioria destes estudos aplica técnicas de otimização para a determinação de um esquema ótimo de carregamento para os VEs de forma que um dado modelo da rede elétrica não apresente violações operativas quando os veículos são a ela conectados. Esquemas de controle centralizados e descentralizados [5] têm sido propostos. Os esquemas centralizados são utilizados pelos operadores do sistema para otimizar a operação da rede elétrica durante um período de planejamento usando informações do sistema. Os esquemas descentralizados, por outro lado, deixam os VEs decidirem quando carregar, baseados em medições locais de certas variáveis do sistema.

O controle da taxa de carregamento dos VEs pode levar a uma melhor utilização das redes elétricas. Uma técnica baseada em programação linear é empregada em [7] para determinar a taxa de carregamento ótima para cada veículo, de forma a maximizar a potência total entregue aos VEs sem violar os limites operativos da rede. O trabalho apresentado em [8] desenvolve uma modelagem para a integração de VEs em redes de distribuição desequilibradas. É utilizada uma solução para um fluxo de potência não-linear para determinar cronogramas de carregamento para várias funções objetivo. As variáveis de decisão no fluxo de potência para a distribuição são a potência demandada pela carga agregada de VEs em cada nó e fase, e os taps e decisões de chaveamento para os capacitores, enquanto

Haroldo de Faria Jr. is with the Interdisciplinary Centre for Security, Reliability and Trust, University of Luxembourg, Luxembourg, L-1855 Luxembourg, on leave from the Federal University of ABC, Santo André, São Paulo, Brasil (e-mail: haroldo.faria@ufabc.edu.br).

Holger Voos is with the Interdisciplinary Centre for Security, Reliability and Trust, University of Luxembourg, Luxembourg, L-1855 (e-mail: holger.voos@uni.lu).

as tensões nodais e as correntes dos alimentadores são as variáveis de estado. Como o método não determina cronogramas de carregamento individuais para os VEs, ele é usado para analisar a operação da rede sob uma perspectiva dos alimentadores. Em [9], um algoritmo é proposto para controlar o carregamento de VEs de forma a mitigar problemas térmicos e de tensão em redes de baixa tensão. O algoritmo é baseado em conexões e reconexões de VEs para controlar problemas operativos e requer uma infra-estrutura que não dependa de tecnologias avançadas de redes inteligentes. A infra-estrutura requerida pela estratégia de controle inclui pontos de conexão para VEs controláveis, links de comunicação, sensores de subestação e um controlador de subestação baseado em CLP. O objetivo do trabalho apresentado em [10] é projetar uma sistema de coordenação de carregamento de VEs de alto desempenho para empresas de distribuição para melhorar a estabilidade da rede sob condições de demanda alta de carregamento de VEs em um futuro próximo. São consideradas múltiplas restrições para a rede de distribuição, como restrições de tensão nos nós do alimentador, de desbalanço trifásico de tensão, de capacidade das linhas de distribuição e de capacidade de transformadores de baixa tensão. Cada VE tem o seu cronograma de carregamento determinado baseado na previsão de carga, nos preços da eletricidade e satisfazendo restrições de magnitude de tensão nodal nos alimentadores, capacidade de fluxo nas linhas e capacidades de transformação de média para baixa tensão ao longo do dia. Os preços da eletricidade para cada intervalo de tempo são modelados como preços fixos e discretos. O trabalho apresentado em [11] usa a inversa de uma matriz jacobiana que é inerente a um fluxo de potência trifásico desequilibrado contido em [12] para obter sensibilidades de rede que permitem prever variações de tensão nos nós para mudanças específicas de corrente em todos os nós da rede. Essas sensibilidades são usadas em um método de otimização que é reexecutado dentro de janelas de tempo fixas, que foca no controle da taxa e do tempo em que cada VE carrega em um horizonte de 24h., com mínimo custo e sujeito a certas restrições. A reexecução do método é realizada para considerar as incertezas associadas com o comportamento do consumidor, e pode ser implementada por um agente do sistema que represente a demanda. A referência [13] considera restrições importantes da rede de distribuição dentro de um método de otimização a horizonte recuado para determinar uma estratégia de carregamento ótima para os VEs dentro de um horizonte de planejamento. O trabalho utiliza aproximações lineares para restrições de rede. O artigo apresentado em [14] introduz um algoritmo para programação simultânea de reserva primária e energia para sistemas de potência com VEs, que são utilizados como fontes de reserva primária. Todas as restrições não-lineares incluídas na programação de reserva primária são linearizadas para permitir a utilização de um método de programação linear inteiro misto.

A modelagem da incerteza em esquemas de controle centralizados se refere à imprevisibilidade do comportamento individual do consumidor. Previsões de cargas residenciais, disponibilidade de carregamento de VEs e requisitos de carga para as baterias são dados necessários para a elaboração de cronogramas de carregamento para VEs, e desvios dos valores previstos podem levar a erros. Os trabalhos [11] e [13] tratam desse problema, mas não usam um método escalável, aplicável

a redes com grandes quantidades de VEs que, ao mesmo tempo, use um modelo AC e desequilibrado da rede. Isso porque problemas de convergência e de escala afetam técnicas de otimização clássicas, devido à natureza não-convexa do problema.

Técnicas heurísticas e metaheurísticas são escaláveis e também têm sido usadas para resolver o problema de controle de carregamento de VEs [15], mas a maioria aplica modelos simplificados de rede e não considera as incertezas para obter boas soluções em tempos computacionais aceitáveis. Uma técnica de solução que considera uma formulação não-linear trifásica, restrições importantes da rede de distribuição e as incertezas na carga e no comportamento dos VEs deve ser elaborada. Este trabalho propõe uma heurística gulosa construtiva multi-partida para programar os períodos de carregamento de veículos conectados na rede em um período de 24h. usando um fluxo de potência trifásico multi-período para analisar o comportamento da rede. Um algoritmo guloso sempre considera a opção que parece mais favorável no momento presente, isto é, ele faz uma escolha local ótima a cada passo na expectativa de obter o ponto ótimo. Algoritmos gulosos não encontram o ponto ótimo sempre, mas para muitos problemas eles encontram [16]. As principais vantagens da aplicação de métodos heurísticos ao problema de controle de carregamento de VEs são: 1) A rede pode ser modelada usando uma formulação AC, sem simplificações ou linearizações das restrições; 2) O conhecimento das especificidades do problema em questão pode ser usado para melhorar a eficiência e o tempo de solução do algoritmo; e 3) Pontos ótimos ou ótimos locais podem ser obtidos para sistemas com grandes quantidades de VEs. O algoritmo apresentado neste trabalho usa uma formulação AC para a rede elétrica, as restrições operativas mais importantes para uma rede de distribuição, sem simplificações, e uma heurística para a otimização da função objetivo proposta em tempos computacionais aceitáveis. O método usa previsões para as cargas residenciais, horários de disponibilidade de carregamento dos VEs e requisitos de carregamento para as baterias. Logo, deve ser utilizado dentro de um esquema que atualiza o estado do sistema sempre que houver grandes variações entre o comportamento previsto e o realizado dos agentes. Três testes são elaborados para verificar o desempenho do algoritmo. O primeiro teste realiza uma análise multi-cenário para verificar a capacidade do algoritmo em alocar os VEs para carregamento. O segundo e o terceiro teste analisam instâncias particulares para o problema. A instância utilizada no terceiro teste é mais difícil e também é solucionada com a versão multi-partida do algoritmo.

O restante do artigo está organizado como descrito a seguir. A seção 2 apresenta a modelagem do problema. As premissas e os dados de entrada são apresentados na Seção 3. O algoritmo de controle coordenado é analisado na Seção 4. A implementação e os resultados são apresentados na Seção 5 e as conclusões são fornecidas na Seção 6.

II. MODELAGEM DO PROBLEMA

O controle do carregamento de VEs é formulado como um problema de otimização da programação de carga. O objetivo é otimizar uma função objetivo relacionada a um padrão de carga de VEs ao longo de um período de planejamento, satisfazendo

restrições de carregamento e operativas da rede elétrica. Os períodos nos quais um VE está disponível para carga são chamados períodos de carregamento. Cada período é composto de vários intervalos de tempo de duração fixa. Por exemplo, um período de planejamento de 24h. contém 288 intervalos de tempo com 5 min. de duração cada. Esses intervalos permitem a absorção de uma certa quantidade de energia, que vem de uma tomada de energia residencial padrão. Essa quantidade de energia suprida aos VEs em cada intervalo de tempo pode ser variável ou fixa, dependendo dos limites, por fase elétrica, do consumo instantâneo de potência. A Fig. 1 ilustra um período de carregamento para um VE. O período de 0 a 6 horas contém 72 intervalos de tempo, para uma série temporal com resolução de 5 minutos.

O horizonte de tempo de planejamento é discretizado em S intervalos de tempo uniformes, que podem ser minutos ou horas, dependendo da granularidade da série temporal de dados usada no problema. Esses intervalos, para cada $VE \in \mathcal{V}$, são denotados por $p \in [1 \dots n_i]$, onde n_i é o número de períodos de carregamento para um VE particular no período de planejamento. Com uma duração definida para cada intervalo de tempo, d^s , a quantidade de energia e_{vp}^s que pode ser absorvida no período de carregamento p de um veículo v durante o intervalo de tempo s é fixa. Portanto, dadas previsões para a demanda residencial, disponibilidade dos VEs e requisitos de carga para as baterias de cada VE em uma rede de distribuição, o objetivo é construir uma programação de carregamento para os VEs. A programação deve indicar quais intervalos de tempo de um período de planejamento devem ser usados para carregar completamente cada VE, considerando suas disponibilidades, para minimizar uma dada função objetivo, sem permitir violações operativas da rede elétrica.

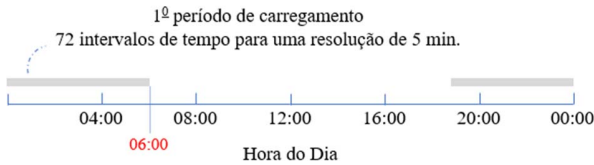


Fig. 1. Períodos de carregamento para um VE em um período de 24h.

A. Função Objetivo

A estrutura do problema de programação do carregamento visa minimizar a duração do carregamento (DDC) da programação obtida, que é equivalente à maximização da satisfação do consumidor. O DDC é definido como o tempo total requerido para carregar todos os VEs da rede. Idealmente, a solução seria começar a carregar os VEs assim que eles se conectarem à rede, por um período de tempo suficiente para a carga completa da bateria. Como cada veículo conecta em um intervalo de tempo dado $slt_v \in [1 \dots n_i]$ e termina de carregar em um intervalo de tempo calculado $fslt_v \in [1 \dots n_i]$, a função objetivo pode ser formulada como:

$$\text{Min} \sum_{v=1}^{nev} d^s (fslt_v - slt_v + 1) \quad (1)$$

B. Restrições

1) Restrições de Carregamento

Essas restrições asseguram que a energia alocada ao VE v satisfaz ao seu requisito de carregamento completo. τ é um fator de eficiência igual a 0.9 que leva em conta a energia perdida devido à conversão AC/DC e ao resfriamento. Essa restrição pode ser relaxada e permitir que qualquer VE carregue parcialmente se o carregamento total não for possível devido a restrições operativas da rede.

$$\sum_{p=1}^n \sum_{s=1}^m \tau e_{vp}^s = E_v \quad \forall v \quad (2)$$

Os limites de energia garantem que a energia alocada no período de carregamento p para o VE v em qualquer intervalo de tempo s pertence ao intervalo $[\underline{p}_{vp}, \overline{p}_{vp}]$.

$$\underline{p}_{vp} x_{vp}^s \leq p_{vp}^s \leq \overline{p}_{vp} x_{vp}^s \quad \forall v, p, \forall s \quad (3)$$

2) Restrições Operativas de Rede

A potência aparente total que flui pelo transformador de rede a cada intervalo de tempo não pode exceder a potência nominal S_{Trated} . Em uma análise por fase:

$$S_{\varphi}^s \leq \frac{1}{3} S_{Trated} \quad \forall \varphi, \forall s \quad (4)$$

Os limites para os valores nominais de corrente dos cabos de serviço monofásicos e cabo trifásico principal são considerados através das restrições:

$$\begin{array}{ll} \text{Cabos trifásicos} & i_{\varphi}^s \leq i_{\varphi}^{max} \quad \forall \varphi, \forall s \\ \text{Cabos de serviço} & i_r^s \leq i_r^{max} \quad \forall r \in \mathcal{R}, \forall s \end{array} \quad (5)$$

Tensões em todos os nós da rede devem ser mantidas dentro de limites superiores e inferiores determinados pelo operador do sistema de distribuição para garantir qualidade no suprimento de energia elétrica. Essas restrições são definidas como:

$$U^{min} \leq U_{r\varphi}^s \leq U^{max} \quad \forall r \in \mathcal{R}, \forall s, \forall \varphi \quad (6)$$

O desbalanço de fase é altamente indesejável em redes de distribuição de potência. Ele pode causar danos nos equipamentos e degradar o desempenho do sistema. A definição verdadeira de desbalanço é a razão da componente de sequência negativa da tensão para a componente de sequência positiva [13] no ponto de rede. Um limite para ub igual a 2% é usado neste trabalho.

$$\frac{U_2^s}{U_1^s} < ub \quad \forall s \quad (7)$$

III. PREMISSAS E DADOS DE ENTRADA

Essa seção descreve os dados de entrada usados neste trabalho e as premissas consideradas.

A. Cargas

As cargas foram modeladas como potência constante com fator de potência de 0.95. Um conjunto de 100 curvas de carga, representadas por séries temporais para um período de 24h., com resolução de 1min., é disponibilizado para o sistema teste do IEEE utilizado neste trabalho. A Fig. 2 apresenta duas curvas de carga típicas para o sistema. As simulações também utilizaram séries temporais com 15min. de resolução, obtidas das séries de 1min.

Os VEs foram modelados como cargas ativas com potência constante de 4 kW quando conectadas ao sistema. A taxa de carregamento de 4 kW é coerente com a capacidade de entrega de potência das redes europeias de distribuição de baixa tensão e consistente com a tensão de fase de 240 V do sistema teste. A Fig. 3 mostra curvas de carga para 3 VEs.

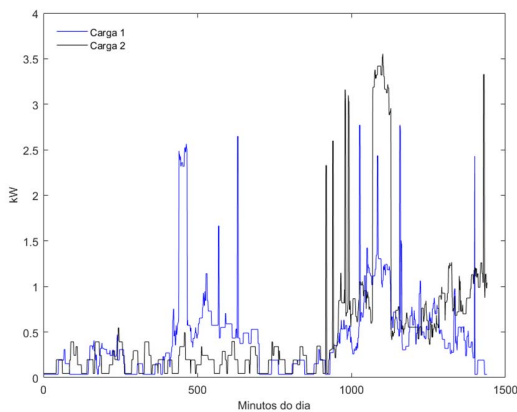


Fig. 2. Curvas de carga para um período de 24h.

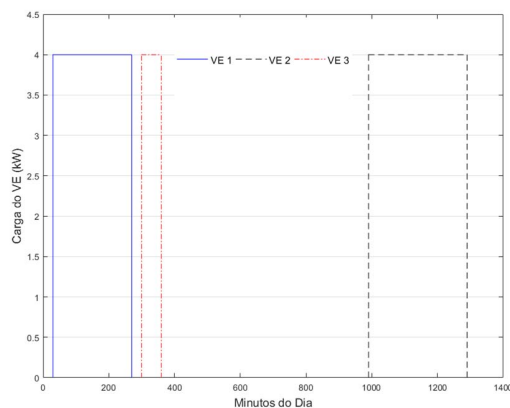


Fig. 3. Curvas de carga de VEs para um período de 24h.

B. Conjunto de Dados Para os VEs

Um conjunto de 1000 perfis de carga para VEs foi criado usando dados obtidos de um estudo sobre padrões de uso de VEs na Irlanda descrito em [17]. O estudo fornece funções de distribuição de probabilidade para os horários de conexão e requisitos diários de energia dos VEs. Essas informações são usadas para se determinar o instante inicial e a duração das

curvas apresentadas na Fig. 3. Logo, foi considerado que cada carro conecta a um certo horário e possui uma disponibilidade máxima de tempo para carregar de 6 horas. Esse período de tempo é necessário para se carregar uma bateria descarregada com capacidade nominal de 24 kWh, recebendo uma potência constante de 4 kW.

Os horários de conexão e a energia requerida em kWh por cada veículo para carregar totalmente sua bateria foram utilizados para construir os perfis de carga. A energia requerida quando o VE conecta é utilizada no cálculo do intervalo de tempo inicial e do estado de carga da bateria (ECB) no momento da conexão. Com essa informação, o número de intervalos de tempo necessários para cada VE carregar completamente é calculado.

IV. ALGORITMO DE CONTROLE COORDENADO

O algoritmo de controle coordenado é especificamente elaborado para minimizar a DDC da programação de carregamento dos VEs da rede elétrica. A Fig. 4 mostra o fluxograma do algoritmo. Uma versão multi-partida do algoritmo não ordena os VEs por ordem decrescente de ECB, mas executa o algoritmo por um número fixo de iterações (partidas) com ordem de carregamento dos VEs aleatória.

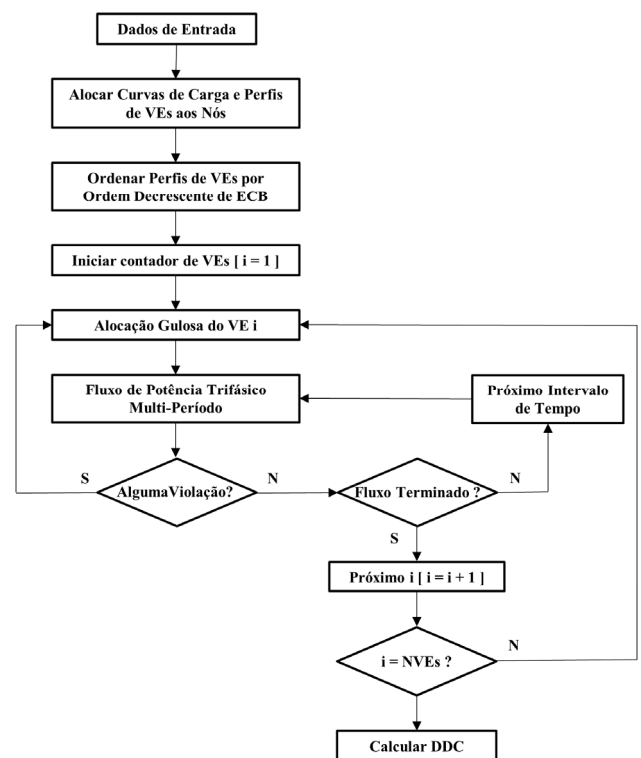


Fig. 4. Fluxograma do algoritmo de controle coordenado.

O fluxo de potência trifásico multi-período é executado um passo por vez. Assim que uma violação de rede é detectada, a sua execução é interrompida e uma outra programação de carregamento é construída. Isso evita a execução do fluxo de potência para todo o período de planejamento a cada iteração da construção da programação para todos os VEs. A alocação

gulosa dos períodos de carregamento dos VEs é executada um veículo por vez. O primeiro intervalo de tempo disponível para cada período de carregamento é sempre escolhido antes dos demais, que são alocados sequencialmente. Se uma violação é detectada em um certo intervalo de tempo, o próximo disponível é selecionado, e a alocação prossegue. Devido a restrições de carregamento, nem todos os intervalos de tempo disponíveis precisam ser testados para verificação de violações operativas.

O algoritmo pode ser usado como parte de um esquema de rede inteligente mostrado na Fig. 5.

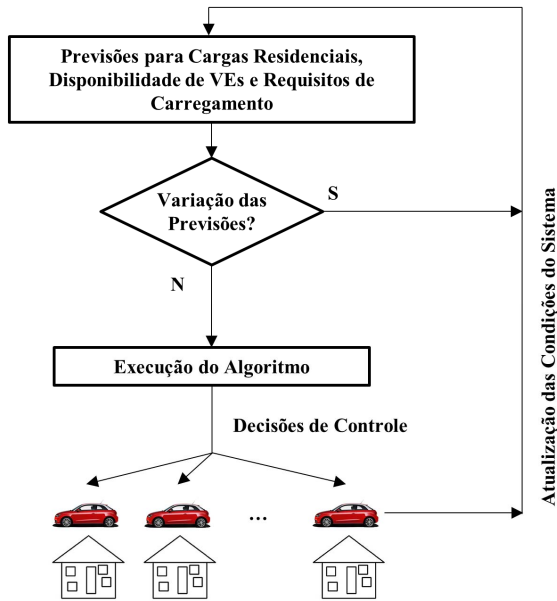


Fig. 5. Estrutura de operação em ambiente de rede inteligente.

V. IMPLEMENTAÇÃO E RESULTADOS

O algoritmo foi desenvolvido em Matlab em conjunto com o software OpenDSS [18]. As simulações foram realizadas em um PC com processador Intel Core i7-6700HQ @2.6 GHz com 16GB de RAM.

A. Sistema Teste

O sistema de distribuição usado nos experimentos é o alimentador de baixa tensão Europeu do IEEE [19]. O sistema é um alimentador radial de baixa tensão com frequência base de 50 Hz. O alimentador é conectado na média tensão (MT) através de um transformador de subestação. O transformador reduz a tensão de 11 kV para 416 V entre linhas. O alimentador principal e os laterais operam com 416 V. O alimentador serve 55 cargas com fator de potência 0.95 e uma potência base nominal de 1 kW. Para a obtenção das séries temporais de carga, são utilizados fatores multiplicativos sobre a potência base a cada intervalo de tempo, resultando em curvas de carga como as mostradas na Fig. 2. Existem 21 consumidores conectados na fase 1(A), 19 na fase 2(B) e 15 na fase 3(C). O sistema teste é mostrado na Fig. 6, onde o triângulo vermelho representa o transformador de distribuição que possui potência aparente nominal de 800kVA e conexão delta/estrela aterrada. Os pontos azuis escuros representam as cargas.

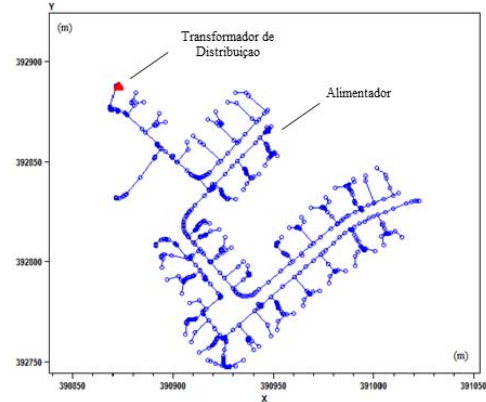


Fig. 6. Topologia do alimentador teste do IEEE em baixa tensão.

B. Carregamento Sem Coordenação

Em um primeiro conjunto de simulações, foi feita uma análise de integração de VEs sem coordenação, para o pior cenário operativo. Os VEs foram inseridos no sistema a partir dos barramentos de carga mais distantes até os mais próximos com respeito à subestação. Os VEs iniciam o carregamento quando conectam na rede e permanecem conectados até a carga completa da bateria. Um fluxo de potência trifásico multi-período usando dados de carga com 1min. de resolução foi executado para um período de 24h. a cada nova conexão de VE para testar a ocorrência de violações operativas. Assumiu-se que todos os veículos estavam com suas baterias descarregadas no momento da conexão, com início às 17:00h. e fim às 23:00h., resultando em um período de carregamento de 6 horas. Essa consideração coincidiu o período de carregamento com o pico de carga da maior parte das curvas de carga disponíveis. Inicialmente, as curvas de carga atribuídas a cada barramento no caso teste original (caso base) fornecido pelo IEEE foram mantidas fixas durante as simulações. Em um segundo teste (caso estocástico), 100 simulações foram executadas com a alocação aleatória de curvas de carga distintas a cada barramento da rede elétrica para cada simulação.

Para o caso base, verificou-se que um máximo de 37 veículos podem ser conectados ao sistema sem violações operativas. A Fig. 7 mostra perfis de tensão para um período de 24h. para três cargas quando o 38º carro é conectado na rede, resultando em uma violação de tensão no barramento 886, que está conectado na fase B. O barramento 886 pode ser visto na Fig. 6 nas coordenadas x: 391005 e y: 392808. As tensões mínima e máxima consideradas foram 0.93 e 1.07 p.u., respectivamente. A Fig. 8 mostra a potência aparente por fase no transformador de distribuição. Pode-se verificar o pico de potência às 17:00h., quando todos os VEs iniciam o carregamento. Para o caso teste estocástico verificou-se a existência de um cenário no qual ocorre o carregamento de no máximo 17 veículos.

A versão do algoritmo sem controle de carregamento, usada para comparação com a versão com controle, inicia o carregamento dos veículos assim que eles se conectam na rede e interrompe a execução quando encontra uma violação operativa.

C. Carregamento Com Coordenação

Essa seção apresenta resultados obtidos pelas simulações dos casos teste utilizando o algoritmo de controle coordenado.

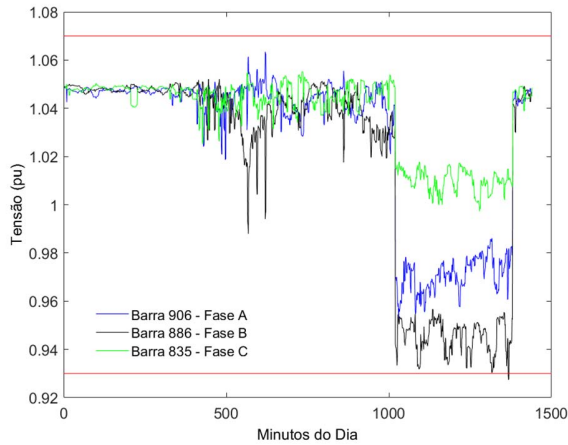


Fig. 7. Perfis de tensão para três cargas do sistema.

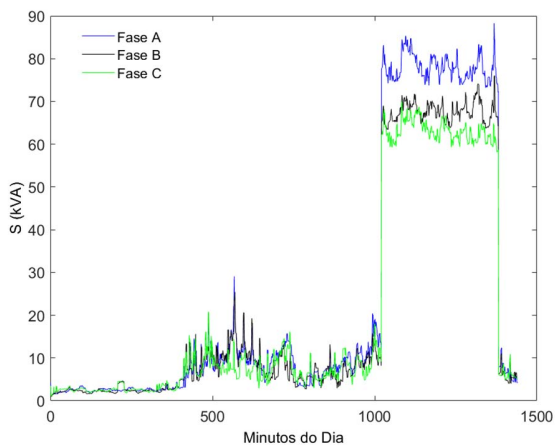


Fig. 8. Fluxo de potência aparente no transformador da subestação.

Os valores das curvas de carga foram aumentados em 40% para sobrecarregar um pouco mais o sistema e testar a eficiência do algoritmo. Os valores mínimos e máximos para os limites de tensão foram fixados em 0.94 e 1.1 p.u., respectivamente. Os testes utilizaram séries temporais de dados com intervalos de 15 min. para as curvas de carga.

1) Cenários Múltiplos

Uma programação é considerada viável se ela permite o carregamento completo do VE. Logo, VEs que não carregam completamente são removidos da programação final. Em um primeiro teste, 10 execuções independentes dos algoritmos sem coordenação e coordenado foram executadas. Para cada execução do algoritmo, perfis de carga residenciais e de VEs foram aleatoriamente atribuídas a cada barra de carga da rede. A Tabela I mostra os resultados das simulações.

TABELA I
RESULTADOS PARA 10 EXECUÇÕES INDEPENDENTES DOS ALGORITMOS

	Sem Coordenação	Coordenado
Número mínimo de VES	18	54
Número médio de VEs	40.9 (74.36%)	54.9 (99.81%)

Os resultados mostram que o algoritmo coordenado pode obter soluções de alta qualidade quando comparado ao sem coordenação. O tempo médio para a obtenção de uma solução foi de 420.07s.

2) Caso Teste 1

Para este caso, a Tabela II mostra quais curvas de carga foram alocadas em cada barra de carga do sistema. Esse conjunto de dados se encontra na referência [17]. As Figs. 9 e 11 mostram os perfis de tensão e as curvas de carregamento para uma barra com VE. A Fig. 10 mostra a tensão de sequência positiva no primário do transformador de distribuição quando não há controle de carregamento. A conexão de um VE na fase A da barra de carga 898 causa uma subtensão quando não há controle de carregamento, como mostra a Fig. 9. Devido a esta violação operacional, somente 22 veículos são carregados. O algoritmo de controle de carregamento, por outro lado, separa o período de carregamento em dois intervalos de tempo, como mostrado na Fig. 11, e aloca 55 veículos. O índice DDC obtido é de 8130 min. O DDC para carregar todos os veículos, sem considerar violações na rede, é de 8115 min. A Fig. 12 mostra curvas de desbalanço de fase para todas as barras de carga do sistema. Pode ser visto da Fig. 12 que o desbalanço permanece abaixo de 1.5% para todo o período de planejamento.

TABELA II
PARES (PERFIL DE CARGA/BARRA DE CARGA) PARA O CASO TESTE I

Par (Perfil de Carga / Número da barra)						
78/34	3/406	77/896	83/906	87/813	41/629	84/73
55/387	20/327	88/249	27/349	35/701	45/178	53/899
70/861	29/835	67/898	23/314	73/860	48/248	80/74
54/639	16/337	66/225	71/502	72/619	96/539	81/563
61/289	24/264	13/208	89/611	69/556	46/676	43/276
6/320	10/342	19/47	30/70	33/780	11/785	7/817
95/688	5/702	1/755	97/522	49/458	12/562	92/83
65/682	34/614	39/900	2/778	44/886	60/388	

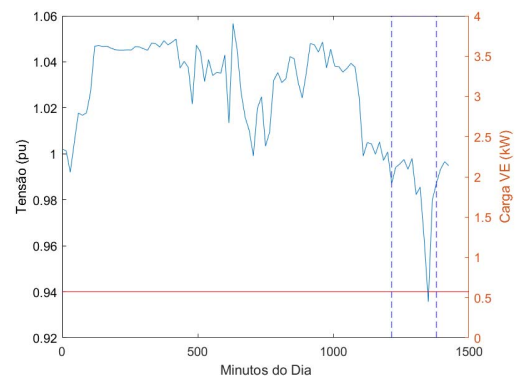


Fig. 9. Perfil de tensão e curva de carregamento para o VE 52 sem coordenação de carregamento.

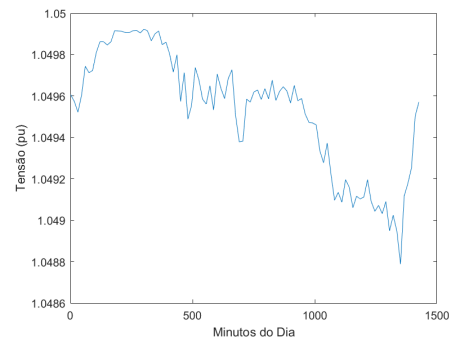


Fig. 10. Tensão de sequência positiva no primário do transformador de distribuição sem coordenação de carregamento.

3) Versão Multi-Partida

Para este caso teste, a tabela 3 mostra quais perfis de carga foram atribuídos a cada barra de carga do sistema. Para se verificar a qualidade das soluções obtidas pelo algoritmo, uma versão multi-partida foi implementada. Um cenário com curvas de carga residenciais e de VEs fixas em cada barra de carga, para uma instância difícil do problema, foi escolhido. Para esse cenário, o algoritmo obteve uma solução com DDC de 59715 min. e 49 VEs completamente carregados. Os carros com carregamento parcial não foram considerados na solução, de acordo com as premissas. A versão multi-partida não encontrou uma solução melhor depois de 100 partidas, demonstrando a qualidade da solução encontrada pelo algoritmo guloso com ordenação do ECB.

Para o sistema teste, foi verificado que subtensões são o principal problema quando o nível de penetração de VEs é aumentado. O transformador da subestação opera sem violação de capacidade e nenhuma violação de fluxo em linha foi detectada com a conexão de todos os VEs.

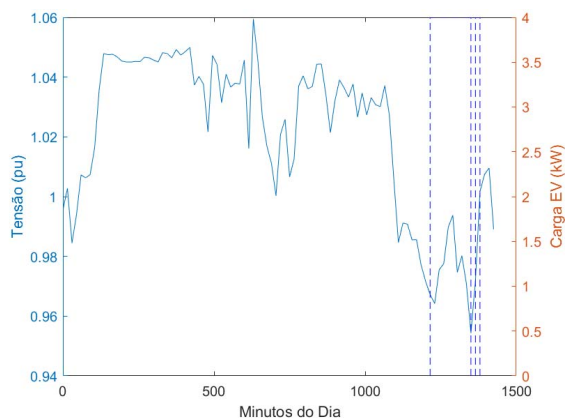


Fig. 11. Perfil de tensão e curva de carregamento para o VE 52 com coordenação de carregamento.

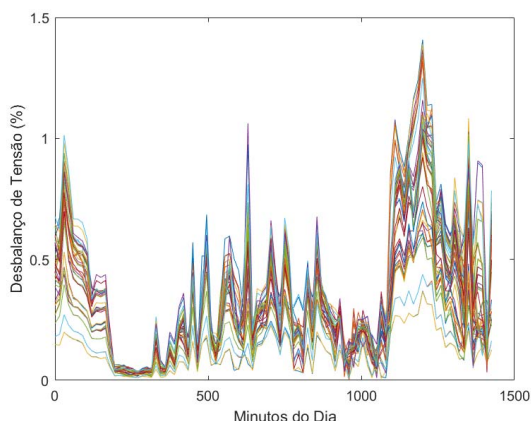


Fig. 12. Desbalanço de tensão para todas as barras de carga do sistema.

VI. CONCLUSÕES

O problema de controle de carregamento precisa ser abordado pelos operadores de sistemas de distribuição para evitar problemas operativos devido à integração em larga escala de VEs. Esquemas de controle centralizados ou descentralizados precisam ser implementados, os quais dependerão de

algoritmos de carregamento. Este trabalho implementa um algoritmo de controle centralizado baseado em uma heurística gulosa, acoplada a um fluxo de potência trifásico multi-período, para produzir uma programação de carregamento para um período de planejamento de 24h. O problema é formulado com o objetivo de obter uma programação com a mínima duração de carga. A modelagem de otimização é geral e pode ser integrada com metaheurísticas e outras funções objetivo. O sistema teste utilizado foi o alimentador de baixa tensão Europeu do IEEE, que contém séries temporais com resolução de 1 min. para cargas residenciais. As séries temporais foram convertidas para uma resolução de 15 min. para reduzir os tempos computacionais e seguir um padrão de granularidade utilizado em outros estudos de integração de VEs. Os dados de carga residenciais foram combinados com dados de carga para VEs obtidos de um estudo de caso real.

TABELA III
PARES (PERFIL DE CARGA/BARRA DE CARGA) PARA O CASO MULTI-PARTIDA

Par (Perfil de Carga / Número da barra)						
33/34	72/388	40/387	91/249	75/780	38/639	27/349
88/614	17/563	96/898	99/813	20/755	34/619	36/337
10/314	93/264	50/886	66/861	70/208	42/860	25/289
82/899	68/785	5/676	80/701	57/327	6/225	87/688
69/522	49/47	62/248	85/778	60/896	77/702	13/682
16/458	11/73	23/70	26/74	84/342	83/320	47/906
37/611	22/835	32/502	30/406	95/83	46/629	74/556
55/276	3/817	98/562	65/539	2/178	41/900	

Os resultados mostram que o principal problema da rede elétrica utilizada é a ocorrência de subtensões à medida que os VEs são conectados na rede. O algoritmo de controle foi capaz de obter soluções de alta qualidade quando as cargas residenciais foram aumentadas em 40%. Essa análise foi feita com 10 execuções independentes do algoritmo com a alocação aleatória de curvas de demanda e perfis de carga de VEs aos nós da rede. Uma instância difícil do problema foi utilizada para comparar o algoritmo com uma versão multi-partida que aleatoriamente alterna a ordem na qual os VEs têm sua programação de carga construída. A versão multi-período não obteve uma solução melhor do que a versão que ordena os VEs por ordem decrescente de ECB. Como padrões de conexão de VEs são incertos, se mudanças ocorrerem na disponibilidade de conexão dos veículos em um certo intervalo de tempo, essas mudanças podem ser comunicadas ao operador central do sistema para realizar uma nova execução do algoritmo. Essa hipótese é válida para redes inteligentes ou micro-redes com sistemas de controle avançados. Trabalhos futuros irão considerar outras funções objetivo e procedimentos de busca aleatórios, gulosos e adaptativos com busca local para se obter um método mais geral, aplicável a diferentes instâncias. A mesma estrutura de otimização pode ser utilizada.

APÊNDICE

Símbolos

$\varphi = \{a, b, c\}$	Conjunto de fases para a rede de distribuição trifásica.
\mathcal{R}	Conjunto de residências na rede $\{1 \dots R\}$.
\mathcal{V}	Conjunto de veículos elétricos, cada um associado com uma residência $\mathcal{V} \subset \mathcal{R}$.

S	Conjunto de intervalos de tempo no horizonte de planejamento $\{1 \dots S\}$.
d^s	Duração do intervalo de tempo s .
nev	Número de veículos elétricos.
slt_v	Intervalo de tempo inicial de conexão do veículo v .
$fslt_v$	Intervalo de tempo final de conexão do veículo v .
τ	Eficiência de carregamento.
e_{vp}^s	Quantidade de energia atribuída ao veículo v , durante uma fase de carregamento p , em um intervalo de tempo s .
E_v	Total de energia requerida para carregamento do veículo v .
p_{vp}^s	Potência de entrada para o veículo v , durante uma fase de carregamento p , em um intervalo de tempo s .
$U_{r\varphi}^s$	Tensão na fase φ da residência r durante o intervalo de tempo s .
U^{max}	Limite superior para os níveis de tensão nas barras da rede.
U^{min}	Limite inferior para os níveis de tensão nas barras da rede.
i_{φ}^{max}	Limite superior para a corrente na fase φ do cabo trifásico principal.
i_r^{max}	Limite superior para a corrente nos cabos monofásicos de serviço.
x_{vp}^s	Variável binária que indica se o veículo v está carregando na fase p , no intervalo de tempo s .
ub	Porcentagem de desequilíbrio de tensão.
U_2^s	Componente de sequência negativa da tensão de barra no intervalo de tempo s .
U_1^s	Componente de sequência positiva da tensão de barra no intervalo de tempo s .

REFERÊNCIAS

- [1] J. D. Sanchez Arango, A. Arias Londono, and M. Granada Echeverri, "Electric vehicles for merchandise transportation: Integrated planning taking into account the electrical distribution system," *IEEE Lat. Am. Trans.*, vol. 16, no. 8, pp. 2192–2198, Aug. 2018.
- [2] D. of Transport, "A Sustainable Transport Future," 2009.
- [3] J. Heywood and L. Cheah, *An Action Plan for Cars*, no. 1, December 2009.
- [4] Y. Zheng, Z. Y. Dong, Y. Xu, K. Meng, J. H. Zhao, and J. Qiu, "Electric vehicle battery charging/swap stations in distribution systems: Comparison study and optimal planning," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 29, no. 1, pp. 221–229, 2014.
- [5] R. D'Hulst, F. De Ridder, B. Claessens, L. Knapen, and D. Janssens, "Decentralized coordinated charging of electric vehicles considering locational and temporal flexibility," *Int. Trans. Electr. Energy Syst.*, vol. 25, no. 10, pp. 2562–2575, 2015.
- [6] W. Braga Pereira, L. A. Pecorelli Peres, and J. F. Moreira Pessanha, "Stochastic model for simulation of transformers supplying the recharge of electric vehicles," *IEEE Lat. Am. Trans.*, vol. 15, no. 10, pp. 1908–1916, Oct. 2017.
- [7] P. Richardson, D. Flynn, and A. Keane, "Optimal charging of electric vehicles in low-voltage distribution systems," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 27, no. 1, pp. 268–279, Feb. 2012, DOI: 10.1109/TPWRS.2011.2158247.
- [8] I. Sharma, C. Canizares, and K. Bhattacharya, "Smart charging of PEVs penetrating into residential distribution systems," *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 5, no. 3, pp. 1196–1209, 2014.
- [9] J. Quirós-Tortós, L. F. Ochoa, S. W. Alnaser, and T. Butler, "Control of EV charging points for thermal and voltage management of LV Networks," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 31, no. 4, pp. 3028–3039, 2016.
- [10] Lunci Hua, Jia Wang, and Chi Zhou, "Adaptive electric vehicle charging coordination on distribution network," *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 5, no. 6, pp. 2666–2675, Nov. 2014.
- [11] A. O'Connell, D. Flynn, and A. Keane, "Rolling multi-period optimization to control electric vehicle charging in distribution networks," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 29, no. 1, pp. 340–348, 2014.
- [12] D. R. R. Penido, L. R. De Araujo, S. Carneiro, J. L. R. Pereira, and P. A. N. Garcia, "Three-Phase power flow based on four-conductor current injection method for unbalanced distribution networks," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 23, no. 2, pp. 494–503, 2008.
- [13] J. De Hoog, T. Alpcan, M. Brazil, D. A. Thomas, and I. Mareels, "Optimal charging of electric vehicles taking distribution network constraints into account," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 30, no. 1, pp. 365–375, 2015.
- [14] S. Zaltar, M. A. Shafiyi, A. Yousefi-Talouki, and M. S. Ghazizadeh, "A smart charging algorithm for integration of EVs in providing primary reserve as manageable demand-side resources," *Int. Trans. Electr. Energy Syst.*, vol. 27, no. 4, pp. 2017.
- [15] N. B. Arias, J. F. Franco, M. Lavorato, and R. Romero, "Metaheuristic optimization algorithms for the optimal coordination of plug-in electric vehicle charging in distribution systems with distributed generation," *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 142, pp. 351–361, 2017.
- [16] T. H. Cormen, *Introduction to algorithms*. MIT Press, 2009.
- [17] P. Richardson and J. Taylor, "Impact of Electric Vehicle Charging on Residential Distribution Networks : An Irish Demonstration Initiative," in *Proc. CIRE2013*, Stockholm, Sweden, 2013, pp. 10–13.
- [18] EPRI, "Open Distribution System Simulator." 2017.
- [19] IEEE, "PES Test Feeder | IEEE PES AMPS DSAS Test Feeder Working Group." [Online]. Available: <http://sites.ieee.org/pes-testfeeders/>. [Accessed: 06-Sep-2018].
- [20] N. Rotering, and M. Ilic, "Optimal charge control of plug-in hybrid electric vehicles in deregulated electricity markets," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 26, no. 3, pp. 1021–1029, 2011.
- [21] H. Shareef, Md. M. Islam, and A. Mohamed, "A review of the state-of-the-art charging technologies, placement methodologies, and impacts of electric vehicles," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 64, pp. 403–420, 2016.
- [22] E. L. Karfopoulos, K. A. Panourgias, and N. D. Hatzigiorgiariou, "Distributed coordination of electric vehicles providing V2G regulation services," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 31, no. 4, pp. 2834–2846, 2016.



Haroldo de Faria Junior Possui graduação em Engenharia Elétrica (1996) pela Universidade Federal de Juiz de Fora e Mestrado (1998) e Doutorado (2005) pela COPPE/UFRJ em Engenharia Elétrica. Possui experiência como pesquisador no CEPTEL e consultor na área de energia na empresa Andrade&Canellas.

Atualmente ele é professor adjunto na UFABC e pesquisador visitante na Universidade de Luxemburgo. Seus interesses de pesquisa são na área de otimização de sistemas elétricos de potência, metaheurísticas, e integração de recursos distribuídos e renováveis em sistemas de distribuição de energia elétrica.



Holger Voos Possui graduação em Engenharia Elétrica e Tecnologia da Informação (1996) pela Universidade Saarland, Saarbrücken, Alemanha e doutorado em Engenharia Elétrica (2000) pela Universidade Kaiserslautern, Alemanha.

Ele possui experiência como engenheiro de sistemas e gerente de projetos no departamento de pesquisa e desenvolvimento da empresa Diehl-BGT-Defence GmbH, Alemanha e como professor na Universidade de Ciências Aplicadas Ravensburg-Weingarten, Alemanha como diretor do laboratório de mecatrônica e robótica móvel. Atualmente é professor na Universidade de Luxemburgo e diretor do laboratório de controle automático.