



UNIVERSIDADE ESTADUAL PAULISTA
“ JÚLIO DE MESQUITA FILHO”
Campus de Ilha Solteira

**UNIVERSIDADE ESTADUAL PAULISTA “JÚLIO DE MESQUITA
FILHO” FACULDADE DE ENGENHARIA
CAMPUS ILHA SOLTEIRA**

Dissertação de Mestrado

Carregamento Ótimo de Veículos Elétricos
Considerando as Restrições das Redes de Distribuição de
Média Tensão

Victor Alberto Garcia Osorio

Ilha Solteira – SP

Junho – 2013



UNIVERSIDADE ESTADUAL PAULISTA
“ JÚLIO DE MESQUITA FILHO”
Campus de Ilha Solteira

PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

**“Carregamento Ótimo de Veículos Elétricos
Considerando as Restrições das Redes de Distribuição de
Média Tensão”**

Victor Alberto Garcia Osorio

Orientador: Prof. Dr. Antonio Padilha Feltrin

Co-orientador: Dr. Augusto César Rueda Medina

Dissertação apresentada à Faculdade de Engenharia – UNESP – Campus de Ilha Solteira, como parte dos requisitos para obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica.
Área de Conhecimento: Automação.

Ilha Solteira – SP

Junho – 2013

FICHA CATALOGRÁFICA

Elaborada pela Seção Técnica de Aquisição e Tratamento da Informação
Serviço Técnico de Biblioteca e Documentação da UNESP - Ilha Solteira.

G216c Garcia Osorio, Victor Alberto.
Carregamento ótimo de veículos elétricos considerando as restrições das redes de distribuição de média tensão / Victor Alberto Garcia Osorio. – Ilha Solteira : [s.n.], 2013.
166 f. : il.

Dissertação (mestrado) - Universidade Estadual Paulista. Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira. Área de Conhecimento: Automação, 2013

Orientador: Antonio Padilha Feltrin
Co-orientador: Augusto César Rueda Medina

1. Otimização linear. 2. Energia elétrica – Distribuição. 3. Sistemas de energia elétrica. 4. Taxa de carregamento ótimo. 5. Veículos elétricos.



UNIVERSIDADE ESTADUAL PAULISTA
CAMPUS DE ILHA SOLTEIRA
FACULDADE DE ENGENHARIA DE ILHA SOLTEIRA

CERTIFICADO DE APROVAÇÃO

TÍTULO: Carregamento Ótimo de Veículos Elétricos Considerando as Restrições das Redes de Distribuição de Média Tensão

AUTOR: VICTOR ALBERTO GARCIA OSORIO

ORIENTADOR: Prof. Dr. ANTONIO PADILHA FELTRIN

CO-ORIENTADOR: Prof. Dr. AUGUSTO CESAR RUEDA MEDINA

Aprovado como parte das exigências para obtenção do Título de Mestre em Engenharia Elétrica ,
Área: AUTOMAÇÃO, pela Comissão Examinadora:

Prof. Dr. AUGUSTO CESAR RUEDA MEDINA
Departamento de Engenharia Elétrica / Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira

Prof. Dr. FÁBIO BERTEQUINI LEÃO
Departamento de Engenharia Elétrica / Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira

Prof. Dr. GELSON ANTONIO ANDRÊA BRIGATTO
Escola de Engenharia Elétrica, Mecânica e de Computação / Universidade Federal de Goiás

Data da realização: 24 de junho de 2013.

AGRADECIMENTOS

Agradeço a Deus pela força e paciência que tem me proporcionado até o presente momento, a os meus pais por me apoiarem e acompanhar-me nos momentos mais difíceis mesmo estando longe.

Agradeço ao meu orientador professor Dr. Padilha Feltrin pela oportunidade que me proporcionou, ajudando-me a subir mais um degrau na minha carreira profissional.

Agradeço ao meu co-orientador Dr. Augusto pela grande contribuição durante a elaboração deste trabalho.

Agradeço também a os meus grandes amigos (a) Elson Batista e Esleyra Guerrero pelo incondicional apoio que ofereceram desde o principio até agora deste difícil processo.

Agradeço a toda a equipe de pesquisadores do LaPSEE e a todos os professores da pós graduação que contribuíram de forma direta ou indireta na minha formação.

Agradeço a CNPq pelo apoio financeiro, pois sem o mesmo talvez seria impossível a realização deste trabalho.

Dedico este trabalho ao meu
Pai Alberto, minha Mãe Miriam
e minhas irmãs Claudia e Liliana

RESUMO

O escopo deste trabalho é a otimização do carregamento dos veículos elétricos (VEs) em um ambiente controlado, considerando-se uma infraestrutura de medição avançada. O método desenvolvido utiliza uma técnica de otimização linear, a qual determina a potência elétrica que será entregue a cada VE considerando como restrições os níveis de operação da rede elétrica de média tensão. Essa potência será chamada neste trabalho como taxa de carregamento ótimo. Para a aplicação da metodologia proposta neste trabalho, é necessário conhecer a distribuição espacial dos veículos elétricos híbridos plug-in (PHEVs) na cidade e a distância percorrida por cada um deles. Para isto, foi utilizado o modelo espaço-temporal que utiliza um sistema multiagente e um enfoque de percolação o qual permite estimar a localização de cada PHEV e o estado de carga inicial (SOC) para a conexão no sistema. Estes dados são considerados como dados de entrada para a metodologia apresentada neste trabalho. O método foi testado no sistema teste IEEE 34 considerando níveis de penetração de 15%, 30% e 50% e o algoritmo desenvolvido foi implementado em linguagem de programação MATLAB 7.9.0 (R2009a). Os resultados mostram que com uma porcentagem de penetração de 15%, é possível atender a demanda adicional, representada pela conexão dos PHEVs, sem violar as restrições de operação do sistema; com uma porcentagem de penetração de 30%, os resultados mostram que, preservando os limites de operação do sistema, uma porcentagem de 20,66% dos PHEVs consegue carregar totalmente suas baterias. Também, com uma porcentagem de penetração de 50% os resultados mostram que 8,56% dos PHEVs consegue ficar dentro de um nível de energia aceitável. Porém, gerando cenários de recarga onde os níveis de tensão do sistema são aumentados e, além disso, o tempo de recarga é estendido, as baterias de todos os PHEVs, que representam uma porcentagem de penetração de 30%, ficam no final do período de recarga dentro de um nível aceitável e, para 50%, uma porcentagem de 40,61% dos PHEVs consegue atingir um nível de energia aceitável nas baterias, e finalmente, no cenário onde o período de recarga é estendido, uma porcentagem de 10,22%, consegue ficar dentro de um nível aceitável. O que mostra que, mesmo considerando um carregamento controlado e uma alta porcentagem de penetração, as necessidades de todos os usuários donos de PHEVs não serão satisfeitas.

Palavras-chave: Otimização linear. Sistemas de distribuição de energia elétrica. Taxa de carregamento ótimo. Veículos elétricos.

ABSTRACT

The scope of this work is to optimize the charging of electric vehicles (EVs) in a controlled environment, considering an advanced metering infrastructure. The method uses a linear optimization technique, which determines the electrical power that will be delivered to each EV considering the levels of operating constraints in a medium-voltage distribution network. In this work, such power is called the optimal charging rate. For the application of the methodology proposed in this work, it is necessary to know the spatial distribution of the hybrid electric vehicles (PHEVs) and the distance traveled by each of them. For this, this work used the spatial-temporal model formed by a multi-agent system with a percolation approach to estimate the location of each PHEV, and the initial state of charge (SOC) in the beginning of recharge. These data are considered as inputs of the presented methodology in this work. The method was tested in the IEEE 34 test system considering penetration levels of 15%, 30% and 50% and the developed algorithm was implemented in the MATLAB programming language 7.9.0 (R2009a). The results show that with 15% of penetration, it is possible to meet the additional demand, represented by the connection of PHEVs without violating the operation system constraints; with a percentage of 30% penetration, the results show that while preserving the operating limits of the system, a percentage of 20.66% of PHEVs can fully charge their batteries. Also, with a percentage of 50% penetration results show that 8.56% of PHEVs can stay within an acceptable power level. However, creating scenarios where the system voltage levels are increased and, moreover, the charging time is extended, the batteries of all PHEVs, representing a rate of penetration of 30% are in the end of the clearance within an acceptable level and, for 50%, a percentage of 40.61% of PHEVs can achieve an acceptable energy level for the batteries, and eventually the scenario where the charging period is extended, a percentage of 10.22%, can stay within an acceptable level. This shows that, considering a controlled loading and a high rate of penetration, the needs of the PHEVs' owners will not be met.

Keywords: Linear optimization. Distribution systems. Electric vehicles. Optimal charging rate.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 — Taxi elétrico	25
Figura 2 — Arquitetura híbrida série	27
Figura 3 — Arquitetura híbrido paralelo	28
Figura 4 — Arquitetura híbrida série-paralelo	28
Figura 5 — Arquitetura PHEV série	30
Figura 6 — Arquitetura PHEV paralelo	31
Figura 7 — Arquitetura PHEV com potência dividida	32
Figura 8 — Operação do PHEV	33
Figura 9 — Arquitetura BEV	35
Figura 10 — Deslocamento vs capacidade da bateria de tecnologia atual	36
Figura 11 — Deslocamento vs capacidade da bateria na tecnologia de 2035	37
Figura 12 — Exemplo de uma bateria	40
Figura 13 — Energia específica e potência específica para diferentes tipos de baterias	43
Figura 14 — Diminuição da capacidade da bateria de lítio-íon	46
Figura 15 — Carga de uma bateria comum de lítio-íon	46
Figura 16 — Investimentos totais em tecnologia EV por regiões	48
Figura 17 — Futuros VEs em milhões	49
Figura 18 — Etapas de carga de uma bateria de chumbo-acido	52
Figura 19 — Perfil de carregamento típico de VE plug-in	53
Figura 20 — Tomada normalizada	55
Figura 21 — Estação de controle de serviço	56
Figura 22 — Equipamento carga rápida	57
Figura 23 — Estrutura tarifária de eletricidade	62
Figura 24 — Metodologia	65
Figura 25 — Sistema de baixa tensão com conexão de PHEV considerado no modelo inicial	68
Figura 26 — Representação do sistema de média tensão com alocação de PHEVs	73
Figura 27 — Alimentador teste IEEE 34	79
Figura 28 — Curvas de carga diárias sazonais	79
Figura 29 — Curva de carga no horário de carregamento dos PHEVs	80
Figura 30 — Distribuição espacial dos PHEVs para 15% de penetração	84

Figura 31 — Carregamento do PHEV 3 conectado na barra 8 sem considerar o Δ_{phev}	86
Figura 32 — Taxa de carregamento e evolução do SOC do PHEV 3 considerando o Δ_{phev}	86
Figura 33 — Nível de SOC após três horas do início do período de recarga	88
Figura 34 — Evolução do SOC e taxa de carregamento do PHEV 3	89
Figura 35 — Evolução do SOC e taxa de carregamento do PHEV 28	90
Figura 36 — Ilustração da atuação de restrições no carregamento de um grupo de PHEVs	91
Figura 37 — Evolução do SOC e taxa de carregamento do PHEV 53	91
Figura 38 — Nível de SOC no final do período de recarga	92
Figura 39 — Evolução do SOC para todo o período de recarga de todos os PHEVs	92
Figura 40 — Evolução da carga em transformadores.	93
Figura 41 — Evolução da carga em transformadores	95
Figura 42 — Porcentagem de carga máxima em transformadores	95
Figura 43 — Níveis de tensão (a) sem PHEVs e (b) com PHEVs	96
Figura 44 — Demanda na subestação principal	97
Figura 45 — SOC no final do período de recarga para um horário estendido	98
Figura 46 — Demanda adicional para dois períodos de recarga (a) noturno de 9h e (b) estendido de 11h	99
Figura 47 — Comparação de carga (a) Controlada e (b) Não controlada	100
Figura 48 — Comparação de carga máxima (a) controlada e (b) não controlada	101
Figura 49 — Níveis de tensão para um cenário de recarga (a) controlado e (b) não controlado	102
Figura 50 — Demanda adicional em um cenário de recarga (a) controlado	103
Figura 51 — Distribuição espacial dos PHEVs para o 30% de penetração	104
Figura 52 — Nível do SOC após três horas do início do período de recarga	107
Figura 53 — Evolução do SOC e taxa de carregamento do PHEV 6	108
Figura 54 — Evolução do SOC e taxa de carregamento do PHEV 7	109
Figura 55 — Evolução do SOC e taxa de carregamento do PHEV 33	110
Figura 56 — Evolução do SOC e taxa de carregamento do PHEV 96	110
Figura 57 — Nível do SOC para todos os PHEVs no final do período de recarga	111
Figura 58 — (a) Níveis de Tensão (b) nível de SOC	112
Figura 59 — SOC no final do período de recarga (a) sem aumento de 5%	113
Figura 60 — Níveis e tensão com um aumento de 5% na tensão da subestação principal (a) sem presença de PHEVs (b) com presença de PHEVs	114

Figura 61 — (a) demanda adicional na presença de PHEVs (b) demanda adicional na presença de PHEVs e aumento da tensão na subestação	115
Figura 62 — Comparação do nível de SOC (a) horário normal (b) horário estendido	116
Figura 63 — Comparação da tensão (a) sem PHEVs (b) com PHEVs	117
Figura 64 — Demanda adicional (a) período estendido comparado com o aumento da tensão (b) período estendido comparado com período controlado de 9 h	119
Figura 65 — (a) demanda no período estendido, (b) potências por barra após à otimização	121
Figura 66 — Evolução da carga de transformadores em um cenário de recarga controlado	122
Figura 67 — Evolução de carga de transformadores em um cenário de recarga não controlado	122
Figura 68 — Porcentagem de carga máxima em transformadores (a) cenário de recarga controlado (b) cenário de recarga não controlado	123
Figura 69 — Evolução da tensão no cenário de (a) recarga controlada (b) não controlada	125
Figura 70 — Porcentagens de queda de tensão para cada cenário	127
Figura 71 — Distribuição espacial dos PHEVs para o 50% de penetração	128
Figura 72 — Nível de SOC após três horas do início do período de recarga	132
Figura 73 — Evolução do SOC e taxa de carregamento do PHEV 3	133
Figura 74 — Taxa de carregamento e evolução do SOC dos PHEVs 1 e 2	134
Figura 75 — Evolução do SOC e taxa de carregamento do PHEV 53	134
Figura 76 — Evolução do SOC e taxa de carregamento do PHEV 160	135
Figura 77 — Evolução do SOC e taxa de carregamento do PHEV 162	136
Figura 78 — Nível de SOC em todos os PHEVs no final do período de recarga	136
Figura 79 — Evolução do SOC em todos os PHEVs conectados para todo	137
Figura 80 — Evolução de carga em transformadores de distribuição	138
Figura 81 — Porcentagem de carga máxima em transformadores de distribuição	139
Figura 82 — Comparação (a) níveis de tensão do sistema (b) nível de SOC dos PHEVs	140
Figura 83 — Evolução da Tensão do sistema (a) sem PHEVs (b) com PHEVs	140
Figura 84 — Comparação do nível de SOC (a) sem aumento na tensão de referencia	141
Figura 85 — Carga máxima em transformadores de distribuição (a) com aumento da tensão (b) sem aumento da tensão	142
Figura 86 — Níveis de tensão considerando um aumento de tensão de 5% na	143
Figura 87 — Demanda adicional com e sem aumento na tensão da subestação	145

Figura 88 — Comparação do nível de SOC (a) período noturno (b) período estendido	146
Figura 89 — Comparação demanda adicional de PHEVs (a) no horário noturno	147
Figura 90 — Evolução do SOC até o final do período de recarga	148
Figura 91 — Carga máxima em transformadores de distribuição	149
Figura 92 — Níveis de tensão em um cenário de recarga (a) controlado (b) não controlado	151
Figura 93 — Demanda adicional (a) cenário de recarga noturno controlado e não controlado (b) cenário de recarga estendido controlado e não controlado	153
Figura 94 — Fluxograma do algoritmo	164
Figura 95 — Localização inicial do agente móbil	165
Figura 96 — Localização final do agente móbil	166
Figura 97 — Localização nova do agente móvel	166
Figura 98 — Critério de parada	166

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 — Comparação rendimento energético PHEV	34
Tabela 2 — Requisitos de potência e energia para duas categorias de baterias	38
Tabela 3 — Requisitos finais das baterias dos PHEVs	39
Tabela 4 — Baterias comercialmente disponíveis e suas especificações	44
Tabela 5 — Investimentos em tecnologia de VE	49
Tabela 6 — Tempos de carga segundo a capacidade	52
Tabela 7 — Taxa de carregamento entregue por horas	52
Tabela 8 — Tarifas de eletricidade	61
Tabela 9 — Número de usuários e dimensão dos transformadores de média tensão	81
Tabela 10 — Probabilidade de carga	82
Tabela 11 — Características elétricas da conexão dos PHEVs	83
Tabela 12 — PHEVs e SOC inicial com 15% de penetração	85
Tabela 13 — PHEVs e SOC inicial para uma porcentagem de penetração de 30%	105
Tabela 14 — Carga máxima e sobrecarga em transformadores de distribuição	124
Tabela 15 — Comparação de porcentagens de queda de tensão	125
Tabela 16 — PHEVs e SOC inicial para 50% de penetração	130
Tabela 17 — PHEVs e SOC inicial para 50% de penetração	131
Tabela 18 — Valores de carga máxima e tempo de sobrecarga em transformadores de distribuição	150
Tabela 19 — Porcentagens das máximas quedas de tensão por barra	152
Tabela 20 — Dados de autonomia dos PEVs	164

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

AESC	Association of Executive Search Consultants
AMR	Automatic Meter Reading
AMI	Advanced Metering Infrastructure
ANL	National Laboratory Argonne
BEV	Battery Electric Vehicle
CD	Charge-Depleting mode
CS	Charge-Sustaining mode
DOD	Depth of Discharge
DOE	Department of Energy
DONG	Dansk Olie og Naturgas
EPA	Environment Protection Agency
EPRI	Electric Power Research Institute
EUA	Estados Unidos de America
EU	Europa
FTP	Federal Test Procedure
HFWET	Highway Fuel Economy Test Driving
HEV	Hybrid Electric Vehicle
ICEV	Internal Combustion Engine Vehicles
ICE	Internal Combustion Engine
JCS	Johnston Controls Saft
MIT	Massachusetts Institute of Technology
NEC	National Electrical Code

NREL	National Renewable Energy Laboratory
NEDC	New European Drive Cycle
ORNL	Oak Ridge National Laboratory
PEV	Plug-in Electric Vehicle
PHEV	Plug-in Hybrid Electric Vehicle
USABC	United States Advanced Battery Consortium
SBI	Specialists in Business Information
SBI Energy	Specialists in Business Information Energy
SFTP-US06	Supplemental Federal Test Procedure
SOC	State of Charge
US06	Alta Velocidade, Alta Aceleração, Procedimento Teste para Medir Emissões Fora do Ciclo de Condução não Capturadas no Teste SFTP
UDDS	Urban Dynamometer Driving Schedule
VE	Veículos Elétricos

LISTA DE SÍMBOLOS

nve_{total}	Número de veículos elétricos total no sistema
nve	Número de veículos elétricos por barra
N	Número de barras do sistema

Variáveis

PEV_i^t	Taxa de carregamento entregue no ponto de conexão i , no instante de tempo atual t em kW
X_i	Variável binária
$BSOC_i$	Estado de carga da bateria no ponto de conexão i em kWh
V_{init_i}	Tensão inicial do ponto de conexão i em pu
μ_i	Sensibilidade de tensão pela variação da demanda ativa na própria barra ou ponto de conexão i em $\frac{V}{kW}$
μ_{ji}	Sensibilidade de tensão no ponto de conexão i pela variação da demanda ativa no ponto de conexão j em $\frac{V}{kW}$
μ_{li}	Sensibilidade de tensão da barra i pela variação da demanda ativa na barra l
$LT_{TX_{init}}$	Nível de carga inicial do transformador principal em kVA
δ_k	Sensibilidade de tensão pela variação da demanda ativa no próprio ponto k em $\frac{kVA}{kW}$
PEV_{ij}^t	Taxa de carregamento entregue no ponto de conexão j na barra i , no instante de tempo atual t em kW
X_{ij}	Variável binária de conexão ou desconexão no ponto de conexão j
$BSOC_{ij}$	Estado de carga da bateria no ponto de conexão j na barra i em kWh
LT_i^{init}	Carga inicial do transformador i em kVA

δ_i Sensibilidade de tensão pela variação da demanda ativa na própria barra i em $\frac{kVA}{kW}$

p_n Demanda de potência ativa na barra n em kW

Constantes

E_k Estado de carga inicial da bateria do PHEV k

$SOC_{1(k)}$ Estado de carga antes da última viagem

$d_{(k)}$ Distância percorrida por cada veículo na última viagem

d_R Máxima distância que pode percorrer o PHEV até ficar completamente sem carga

$BSOC_{\max}$ Estado de carga máximo da bateria

PEV_i^{\max} Taxa de carregamento máxima no ponto de conexão i

Δ_{phev} Limite de mudança da taxa de carregamento entre dois passos de tempo consecutivos para a potência entregue em um PHEV

Δ Limite de mudança da taxa de carregamento entre dois passos de tempo consecutivos para a potência entregue em uma barra

Z_{nn} Impedância total desde o alimentador principal até a barra n

V_{\min_i} Tensão mínima no ponto de conexão i

V_{\max_i} Tensão máxima no ponto de conexão i

V_i^{\min} Tensão mínima na barra i

V_i^{\max} Tensão máxima na barra i

$L_{TX_{\max}}$ Carga máxima do transformador principal

PEV_{ij}^{\max} Taxa de carregamento máxima no ponto de conexão j na barra i

LT_i^{\max} Carga máxima do Transformador Associado à barra i

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	20
1.1	Motivação	20
1.2	Objetivo	22
1.3	Metodologia	22
1.4	Estrutura do Trabalho	23
2	CONSIDERAÇÕES GERAIS DOS VEÍCULOS ELÉTRICOS	25
2.1	Introdução	25
2.2	Veículos Elétricos no Mercado Atual	26
2.2.1	<i>Veículo Elétrico Híbrido</i>	26
2.2.2	<i>Veículo Híbrido Elétrico plug in</i>	29
2.2.3	<i>Veículo Elétrico a Bateria</i>	34
2.3	Avaliação das Características de Potência e Energia nos VEs.	36
2.4	Baterias	39
2.4.1	<i>Tipos de Baterias</i>	41
2.4.2	<i>Especificações das Baterias</i>	43
2.4.3	<i>Consideração da Vida Útil nas Baterias dos PHEVs</i>	45
2.5	Penetração no Mercado	46
3	CARGA DE VEÍCULOS ELÉTRICOS	50
3.1	Introdução	50
3.2	Perfis de Carga dos PEVs	51
3.3	Métodos de Carregamento dos PEVs	54
3.3.1	<i>Nível 1 de Carga</i>	55
3.3.2	<i>Nível 2 de Carga</i>	56
3.3.3	<i>Nível 3 de Carga</i>	56
3.3.4	<i>Troca de Bateria</i>	58

4	CARREGAMENTO ÓTIMO DE VES	59
4.1	Introdução	59
4.2	Definição do Problema	59
4.3	Aspectos Gerais Considerados no Carregamento Ótimo dos VEs	60
4.3.1	<i>Infraestrutura de Medição Avançada AMI</i>	<i>60</i>
4.3.2	<i>Curva Tarifária e Período de Recarga</i>	<i>61</i>
4.3.3	<i>Tipos de VEs e Suas Características Elétricas</i>	<i>62</i>
4.3.4	<i>Tipo de Recarga</i>	<i>63</i>
4.4	Metodologia	64
4.4.1	<i>Deslocamento, Alocação e SOC Inicial dos PHEVs</i>	<i>65</i>
4.4.2	<i>Atualização do Cenário de Demanda</i>	<i>67</i>
4.4.3	<i>Execução do Fluxo de Potência</i>	<i>67</i>
4.4.4	<i>Formulação do Modelo de Otimização</i>	<i>67</i>
4.4.5	<i>Obtenção da Taxa de Carregamento Ótima para cada PHEV</i>	<i>77</i>
5	TESTES E RESULTADOS	78
5.1	Introdução	78
5.2	Rede Teste e Curvas de Carga	78
5.3	Consumidores e Capacidades de Transformadores	80
5.4	Consumidores e Porcentagens de Carga em Transformadores	80
5.5	Veículos Elétricos	82
5.6	Simulações de Carregamento Controlado Considerando um Período de Recarga de 9 h com 15% de Penetração no Mercado	83
5.6.1	<i>Localização e SOC inicial</i>	<i>83</i>
5.6.2	<i>Evolução do SOC e a Taxa de Carregamento</i>	<i>87</i>
5.6.3	<i>Carga nos Transformadores de Distribuição</i>	<i>93</i>
5.6.4	<i>Níveis de Tensão do Sistema</i>	<i>96</i>
5.6.5	<i>Demanda Adicional na Subestação Principal</i>	<i>97</i>
5.7	Simulações de Carregamento Controlado Considerando um Período de Recarga Estendido até 11 h com 15% de Penetração	97
5.7.1	<i>Evolução do SOC</i>	<i>98</i>

5.7.2	<i>Demanda Adicional na Subestação Principal</i>	98
5.8	Simulações para um Cenário de Recarga não Controlado Considerando um Período de Recarga de 9 h e uma Porcentagem de Penetração de 15%	99
5.8.1	<i>Carga em Transformadores de Distribuição</i>	99
5.8.2	<i>Níveis de Tensão</i>	101
5.8.3	<i>Demanda Adicional na Subestação Principal</i>	102
5.9	Simulações de Carregamento Controlado Considerando um Período de Recarga de 9 h com 30% de Penetração	104
5.9.1	<i>Localização e SOC inicial</i>	104
5.9.2	<i>Evolução do SOC e a Taxa de Carregamento</i>	106
5.9.3	<i>Níveis de Tensão do Sistema</i>	111
5.9.4	<i>Comportamento do Sistema Considerando um Aumento de 5% na Tensão da Subestação Principal</i>	112
5.9.5	<i>Demanda Adicional com Aumento na tensão da Subestação</i>	114
5.9.6	<i>Simulações de Carregamento Controlado Considerando um Período de Recarga Estendido até 11 h com 30% de Penetração</i>	115
5.9.7	<i>Demanda Adicional na Subestação Principal</i>	118
5.9.8	<i>Simulações para um Cenário de Recarga não Controlado Considerando um Período de Recarga de 9 h e uma Porcentagem de Penetração de 30%</i>	120
5.10	Simulações de Carregamento Controlado Considerando um Período de Recarga de 9 h com 50% de Penetração	128
5.10.1	<i>Localização e SOC inicial</i>	128
5.10.2	<i>Evolução do SOC e a Taxa de Carregamento</i>	129
5.10.3	<i>Carga nos Transformadores de Distribuição</i>	137
5.10.4	<i>Níveis de Tensão do Sistema</i>	139
5.10.5	<i>Níveis de Tensão Considerando um Aumento de 5% na Tensão da Subestação</i>	141
5.10.6	<i>Simulações de Carregamento Controlado Considerando um Período de Recarga Estendido de 11 h com 50% de Penetração</i>	144
5.10.7	<i>Simulações para um Cenário de Recarga não Controlado Considerando um Período de Recarga de 9 h com uma Porcentagem de Penetração de 50%</i>	148
5.10.8	Demanda Adicional na Subestação	151

6	CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS	155
	REFERÊNCIAS	158
	APÊNDICE A - SISTEMA MULTIAGENTE COM UM ENFOQUE DE PERCOLAÇÃO	162

CAPITULO 1

INTRODUÇÃO

Desde o início do século XXI, a penetração no mercado de veículos elétricos (VEs) vem crescendo rapidamente, pois são mais eficientes e emitem menos gases poluentes que os veículos convencionais. A carga adicional destes VEs pode ser significativa. Além disso, trata-se de uma carga interrompível, com características muito especiais devido à elevada capacidade de acumular energia. Neste capítulo, apresenta-se uma introdução sobre o trabalho desenvolvido contendo a motivação do trabalho, os objetivos, a metodologia utilizada e a estrutura do documento.

1.1 Motivação

Por mais de um século, a nossa mobilidade tem dependido completamente do petróleo e do motor de combustão interna. Há aproximadamente 900 milhões de transportes, que incluem veículos e caminhões circulando pelo planeta, e 90% consomem derivados do petróleo para o seu funcionamento. O próprio setor veicular reconhece que o motor de combustão (*Internal Combustion Engine*, ICE) está sendo obsoleto, pois os índices de eficiência são muito baixos: um pouco menos que 30% da energia contida no combustível chega realmente na força de tração do veículo e as emissões continuam sendo muito altas mesmo que as tecnologias sejam melhoradas. Então, sendo assim, o veículo de motor de combustão interna (*Internal Combustion Engine Vehicles*, ICEV) é um agente ativo nas discussões internacionais acerca das consequências para a humanidade do chamado efeito estufa provocado pelas crescentes emissões na atmosfera de gases, tais como CO_2 , Óxido nítrico e cloro-fluorcarbonatos, os quais refletem a necessidade de uma ação concertada pela comunidade internacional para extinguir os efeitos do aquecimento global. A grande contribuição do setor de transporte nos gases de efeito estufa, converte-se então em um foco de desenvolvimento da tecnologia que esta em torno do seu funcionamento.^{5,6}

Aliado à expansão da oferta de eletricidade por fontes renováveis surge então a necessidade de substituir o meio de transporte atual pelo transporte elétrico, já que cumpre com características tecnológicas suficientemente desenvolvidas para sua implementação e, como consequência, tem uma considerável redução dos gases de efeito estufa no meio ambiente. Com eles vêm diferentes consequências no nosso sistema elétrico ou sistemas de energia elétrica, pois é a fonte principal de fornecimento para seu funcionamento como meio

de transporte. Uma das características dos VEs é que eles têm a capacidade de consumir e armazenar energia do sistema quando convém. Como consequência, é necessário analisar e avaliar como afetará o sistema elétrico a entrada em massa dos VEs.

As principais características a serem observadas em relação à conexão dos VEs para carregar suas baterias no sistema elétrico estão associadas à localização na rede em um tempo determinado do dia ou da noite, os níveis de potência que serão consumidos pelas baterias dos VEs, o tipo de carregamento em função do tipo e características da tecnologia da bateria utilizada, o tempo que demora em ser carregado totalmente ao menor custo possível para a satisfação do usuário. Sem contar com as consequências que podem deixar os dispositivos que controlam os modos de carregamento que podem-se tornar cargas eletrônicas para a rede. Torna-se, então, um problema difícil de ser controlado sem afetar os limites de operação do sistema atual. Portanto, o principal objeto de estudo em profundidade é a avaliação da capacidade de operação da rede atual de alocar a maior quantidade de VEs esperados a entrar no sistema sem violar os limites seguros de operação determinados pelo órgão regulador.

O novo auge da entrada dos VEs tem motivado diversos tipos de pesquisa, os quais incluem o estudo do impacto na rede em termos de perdas, níveis de tensão, qualidade da energia e confiabilidade, entre outros. Diferentes estudos têm sido realizados para analisar o impacto desses veículos nas redes de distribuição a fim de preservar a operação do sistema elétrico dentro de seus níveis normais de segurança.^{3,4}

Neste trabalho, é proposto um modelo de carregamento ótimo de VEs baseado em uma técnica de otimização linear, a qual determina a quantidade máxima de potência que pode ser entregue a cada VE em diferentes instantes de tempo, considerando as restrições de operação de uma rede de distribuição de média tensão. Como anteriormente descrito, apresenta-se um cenário onde os VEs, após serem conectados em um ponto da rede de baixa tensão, iniciam um período de recarga com um estado de carga (*State of Charge, SOC*) inicial da bateria diferente para cada VE. A potência entregue a cada VE, ou taxa de carregamento, será controlada assumindo no sistema a infraestrutura de medição avançada (*Advanced Metering Infrastructure, AMI*). O sistema de controle por operação remota contido na AMI mudará a taxa de carregamento entregue em cada bateria do VE em função das restrições de operação e segurança do sistema de média tensão. O método foi testado no sistema teste IEEE 34 e considerando 362 usuários, onde em três cenários diferentes de penetração 55, 106 e 181 usuários são proprietários de VEs, o qual representa níveis de penetração de VEs de 15%, 30% e 50%, respectivamente.

1.2 Objetivo

O objetivo deste trabalho é otimizar o carregamento de VEs simulando um ambiente controlado, para determinar a energia elétrica que vai ser entregue a cada VE, considerando como restrições os níveis de operação de uma rede de distribuição de média tensão.

1.3 Metodologia

No desenvolvimento deste trabalho, é considerado inicialmente uma metodologia de carga ótima de VEs conectados em redes de distribuição de baixa tensão mediante um modelo de otimização linear.² Propõe-se um modelo de otimização linear estendido para uma rede de média tensão, considerando restrições de nível de tensão nas barras do sistema, capacidade de carga dos transformadores de média tensão, nível de potência ativa entregue por barra do sistema de média tensão, com o objetivo de maximizar a taxa de carregamento de uma alta porcentagem de VEs conectados na rede de distribuição de baixa tensão e, assim, visualizar o impacto que poderia causar a conexão dos VEs no sistema avaliado.

Neste trabalho, foram utilizadas curvas de carga diárias que representam o consumo em uma estação do ano, construída com valores médios de demanda máxima no verão em pu.³ Escolhe-se o sistema teste IEEE 34 como rede de média tensão, considerando níveis de penetração de 15%, 30% e 50%. Considera-se a conexão dos VEs na rede de distribuição de baixa tensão após um deslocamento de natureza estocástica em um dia comum, iniciando o período de recarga dos veículos com um SOC inicial diferente para cada veículo como dados de entrada de Melo, Carreno e Feltrin,¹ o qual é normalmente determinado por funções de distribuição de probabilidade baseadas em padrões de condução dos ICEV.

Os programas avançados de medição e resposta em demanda têm aumentado significativamente nos últimos dois anos. A Leitura Automática de Medição (*Automatic Meter Reading*, AMR) foi o primeiro passo para realizar comunicações remotas a partir de medidores. Hoje, muitas concessionárias adotam a Infraestrutura AMI que permite a comunicação bidirecional entre medidores. Além da leitura do medidor, a AMI tem vários recursos tais como leitura automática e remota (telemetria), faturamento preciso, controle remoto do corte e religação do fornecimento, funcionalidades em tempo real e tarifação horosazonal, detecção de faltas de energia, entre outras. Assume-se então, para o caso da análise da conexão dos VEs, a infraestrutura AMI no sistema de distribuição com o objetivo de controlar remotamente o fornecimento da taxa de carregamento que pode ser entregue pelo

carregador segundo as condições do sistema, o cenário de carga de consumidores típicos e a necessidade de energia nas baterias.

Para as simulações realizadas neste trabalho, foi utilizado o fluxo de carga de varredura de Shirmohammadi, com o objetivo de conhecer dados de tensão em barras e carga em transformadores de baixa tensão, onde essas informações são utilizadas para calcular uma matriz de sensibilidades com a metodologia apresentada por Kumar et al.,⁴ a qual permite conhecer a variação da tensão de cada barra do sistema e a variação da carga de cada transformador de baixa tensão com a demanda adicional que representa a conexão dos VEs. A informação da matriz de sensibilidades é utilizada para a implementação de um modelo de otimização linear estendido com o objetivo de maximizar a taxa de carregamento entregue em cada VE conectado à rede de baixa tensão e restringir a operação do sistema aos limites de segurança estabelecidos pela agência reguladora.

1.4 Estrutura do Trabalho

Este trabalho está organizado da seguinte maneira:

Capítulo 2

Revisão dos tipos de veículos elétricos existentes no mercado atual e suas características elétricas básicas de operação.

Especificações dos tipos de tecnologias de baterias que atualmente estão sendo utilizadas na propulsão dos veículos elétricos.

Capítulo 3

Teoria referente ao gerenciamento da energia na estrutura do veículo elétrico *Plug in* (*Plug-in Electric Vehicle*, PEV).

Perfis de consumo de energia dos PEVs após uma conexão na rede.

Tipos de recarga que até o momento tem-se desenvolvido para a conexão dos PEVs, em função da infraestrutura do sistema atual.

Capítulo 4

Considerações gerais que integram a metodologia utilizada.

A descrição da metodologia para carregamento ótimo de VEs considerando as restrições de operação de uma rede de distribuição de média tensão, incluído o modelo estendido proposto.

Capítulo 5

Testes e resultados, obtidos após avaliação do sistema teste de média tensão considerado pela conexão dos PHEVs na rede de baixa tensão.

Capítulo 6

Considerações finais, baseadas nos resultados obtidos com a metodologia proposta neste trabalho.

Sugestões para trabalhos futuros.

CAPITULO 2

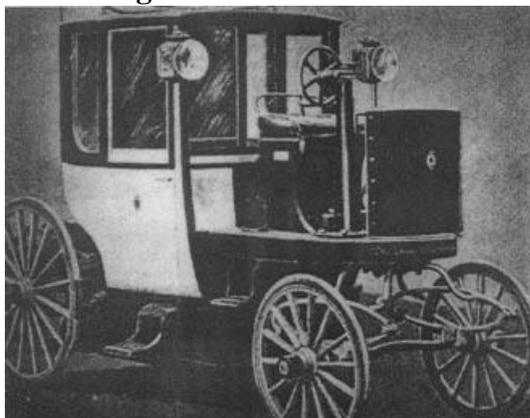
CONSIDERAÇÕES GERAIS DOS VEÍCULOS ELÉTRICOS

2.1 Introdução

Os primeiros VEs apareceram no início do século XX onde certo número de empresas produziam VEs nos Estados Unidos da América (EUA), Grand Bretanha e França. A Figura 1, apresenta um taxi da companhia de taxis elétricos de Londres, os quais foram desaparecendo à medida que os ICEVs mostraram um melhor desempenho comparado com as limitações que tinham os VEs associados principalmente com as baterias. Os VEs quase desapareceram no ano 1930.

Alguns países na década de 1970 reviveram a idéia dos VEs, e em 1976 os EUA iniciaram a pesquisa dos VEs e híbridos em diferentes laboratórios, até que no ano 1998 testaram o primeiro VE sem detectar nenhuma falha com um deslocamento desde Los Angeles até Detroit. Hoje em dia alguns fabricantes já oferecem VEs para a venda e aluguel.⁵

Figura 1 — Taxi elétrico



Fonte: Chan⁶

Um dos principais elementos que caracterizam o VE é a bateria. As tecnologias das baterias desde o século passado avançaram significativamente com relação às características químicas, as quais estão representadas no desempenho do VE. As principais tecnologias implementadas nos VEs que estão entrando no mercado atual são de Nikel Metal-Hidreto (*Ni-MH*) e Lithium-Ion (*Li-Ion*), pois têm um grande potencial em satisfazer a demanda do consumidor em questão de potência, energia, durabilidade, segurança e tamanho.

Existem diferentes tipos de VEs no mercado atual os quais têm sido a representação da evolução até o tipo de VE mais recente. Estes estão compostos por diferentes características, configurações e modos de operação.

2.2 Veículos Elétricos no Mercado Atual

2.2.1 Veículo Elétrico Híbrido (HEV)

É um veículo composto por mais de uma fonte de energia. Tem propulsão alternativa: combina um motor movimentado por energia elétrica proveniente da bateria e um ICE que movimenta um gerador que pode fornecer energia para o motor elétrico ou pode estar conectado diretamente na tração do HEV.

Neste tipo de veículo, a fonte de energia térmica é a última opção para utilizar e é um sistema eletrônico quem decide em que instante se deve utilizar a fonte elétrica ou a térmica.

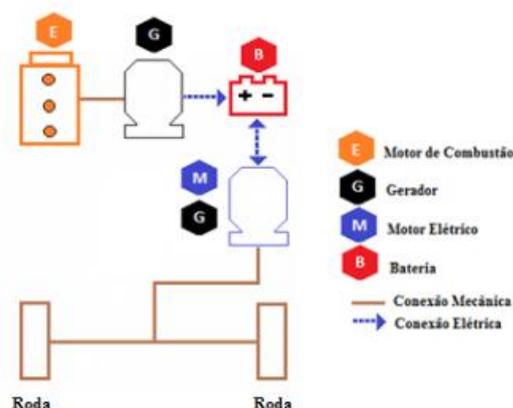
Nos HEVs pode se recuperar a energia cinética ao frear convertendo-a em energia elétrica, então, a combinação de um motor ICE operando sempre na sua máxima eficiência e a recuperação da energia ao frear faz com que os HEVs atinjam um melhor rendimento que os veículos convencionais. Hoje em dia, o veículo *Ford Fusion* e *Toyota Prius* são exemplos de HEVs.

Existem dois tipos de classificação para a arquitetura de seu sistema de potência: configuração série e configuração em paralelo ou combinada. Esta classificação depende de como o acoplamento de energia é realizado para movimentar o veículo.^{7,8}

2.2.1.1 Arquitetura Híbrida Série

Na configuração híbrida série mostrada na Figura 2, observa-se que não existe uma conexão entre o ICE e as rodas; só o motor elétrico está conectado a estas. O ICE é usado para gerar eletricidade através de um gerador para carregar as baterias. A eletricidade do gerador pode ser usada para carregar as baterias ou para fornecer potência para a propulsão das rodas através do motor elétrico. Devido ao desacoplamento entre o ICE e as rodas, o ICE pode ser operado na região de maior eficiência.^{6,9}

Figura 2 — Arquitetura híbrida série



Fonte: Esposito¹⁰

2.2.1.2 Arquitetura Híbrida Paralelo

Na configuração híbrida paralelo mostrada na Figura 3, observa-se que a potência de propulsão pode ser fornecida pelas duas fontes de energia, (ICE e motor elétrico) para as rodas do HEV, devido ao acoplamento dos dois tipos de motores com as rodas. O ICE pode fornecer potência ao veículo e pode carregar as baterias usando o motor elétrico como gerador, pois uma parcela de potência é dirigida às rodas e a outra para a bateria.^{6,9} A geração de energia durante as freadas é conseguida no motor elétrico operando como gerador, pois de outro modo esta energia seria desperdiçada, tal como acontece na configuração híbrida série.

As principais vantagens da configuração híbrida paralelo sobre a configuração híbrida série são:

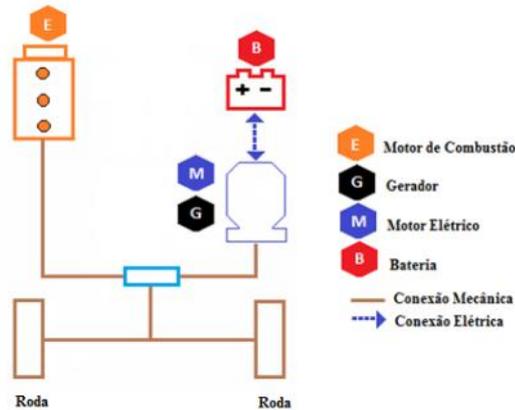
- A eficiência da conversão de energia devido à conexão mecânica entre o ICE e as rodas reduz a quantidade de geração de potência das fontes de energia.
- A redução das dimensões do ICE e do motor elétrico devido à capacidade de coexistência em termos de geração de potência de propulsão, resulta em economia de combustível e diminuição de emissões poluentes.

2.2.1.3 Arquitetura Híbrida Série-Paralelo

A configuração mostrada na Figura 4 é uma combinação entre a configuração híbrida paralelo e a configuração híbrida série. Este tipo de híbrido tem diferentes possíveis formas de operar inclusive tem a combinação das duas configurações para diferentes condições de carga aproveitando as vantagens que tem cada configuração, dependendo da necessidade do veículo

no percurso de deslocamento. Porém, este tipo de híbrido tem uma configuração mais complexa e um alto custo de implementação, comparado com as configurações individuais do híbrido (série e paralelo).

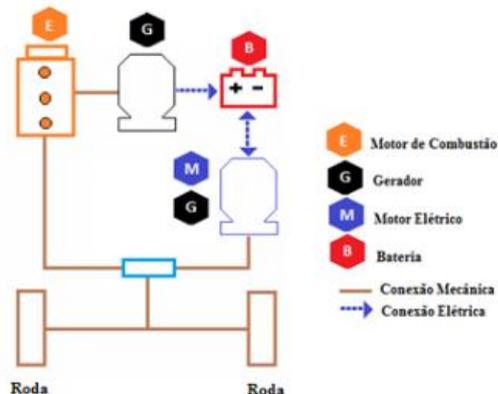
Figura 3 — Arquitetura híbrido paralelo



Fonte: Esposito¹⁰

Este tipo de sistema garante um alto nível de autonomia, reduz o consumo de combustível em viagens de longa distância e diminui o nível de emissões devido ao sistema de freios regenerativos e à integração do torque, o que permite melhorar o gerenciamento do ICE. Este tipo de HEV foi o modelo mais bem visto pelos fabricantes, pois é a evolução mais natural do ICE.⁹

Figura 4 — Arquitetura híbrida série-paralelo



Fonte: Esposito¹⁰

2.2.2 Veículo Híbrido Elétrico plug in (PHEV)

O PHEV é um veículo composto por um motor elétrico e um ICE. É uma extensão do HEV, pois a sua diferença está nas dimensões dos motores e suas características associadas junto com a conexão na rede elétrica onde carrega suas baterias. Sua bateria é um pouco maior do que a bateria do HEV e o ICE é menor comparado com o ICE do HEV ou de um veículo de combustão comum.

Tanto o HEV quanto o PHEV, combinam o ICE com o motor elétrico e a bateria com o objetivo de aumentar a eficiência do combustível utilizado no veículo. A principal diferença está na conexão que tem o PHEV com a opção de ser conectado à rede elétrica.¹¹

O PHEV pode funcionar com energia elétrica em torno de 64 ou 37 quilômetros por hora (km/h); ultrapassando este valor, o veículo liga o ICE. Dentro de uma cidade pequena é possível que o ICE não seja ligado, mas nas rodovias de longas distâncias ou de alta velocidade, este necessariamente deve ser ligado.

As baterias podem ser carregadas pelo freio regenerativo (capturando a energia cinética quando o veículo freia) e também em períodos de carga definidos, dependendo do tipo de bateria que tem mais entrada no mercado, sua capacidade e pontos de conexão na rede de energia elétrica.^{11,12}

Neste sentido, com este tipo de veículo surge a necessidade de se ter uma infraestrutura da rede com a capacidade de fornecer energia suficiente, obtendo um baixo impacto e a satisfação do cliente. Este tipo de veículo representa uma barreira de entrada menor no mercado pelas suas características técnicas. Como consequência, laboratórios de pesquisa de energia e tecnologia de veículos dos EUA desenvolveram um plano para potencializar a entrada deste tipo de veículo no mercado. Existem propostas de pesquisa para desenvolver mais ainda a tecnologia da bateria e eletrônicas de potência referentes ao PHEV com o objetivo de melhorar a sua eficiência.

No entanto, além das boas características do PHEV, existe uma barreira na sua comercialização relacionada com sua bateria em termos de custo, dimensão, ciclo de vida, segurança, entre outras. Portanto, o Departamento de Energia (*Department of Energy*, DOE) e as empresas de veículos através do Consórcio Avançado de Bateria dos Estados Unidos (*United States Advanced Battery Consortium*, USABC), estão trabalhando em sua potencialização para desenvolver de maneira ótima as características que compõem o PHEV. Também participaram destes estudos o Laboratório Nacional de Energia Renovável (*National Renewable Energy Laboratory*, NREL), com simulações dos efeitos dos tamanhos e custos

dos componentes (potência do motor e energia da bateria) no atendimento das restrições de rendimento e características de consumo dos PHEVs, através de diferentes perfis de condução em função da capacidade elétrica e hibridação; o Laboratório Nacional Argonne (*National Laboratory Argonne, ANL*), com análises para avaliar os requerimentos das baterias e dimensionamento dos sistemas de armazenamento de energia com aplicações *Plug In*.^{13,14}

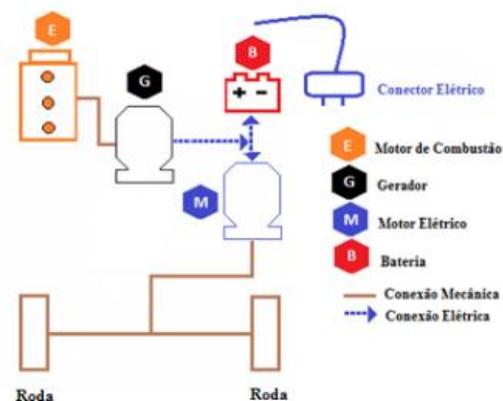
O PHEV tem a flexibilidade de ser operado com duas configurações em função de um padrão de gerenciamento de energia no veículo o qual apresenta vantagens e desvantagens na operação do veículo. Isto tem como objetivo atingir a maior eficiência possível do ICE que está operando no PHEV.

A seguir, apresentam-se as principais configurações dos PHEV e modos de operação ou gerenciamento de energia.

2.2.2.1 Arquitetura PHEV Série

Este tipo de configuração do PHEV, apresentada na Figura 5, é a configuração mais próxima de operar como um veículo totalmente elétrico do que os outros tipos de configurações do HEV, mas precisa de uma alta componente de potência no modo de taxa de descarga (*Charge-Depleting mode, CD*), ou mais conhecido na literatura como modo totalmente elétrico.¹⁵ Esta configuração é a mais apropriada para todo PHEV, pois tem um controle simples e uma capacidade maior do que a configuração em paralelo de operar o veículo em uma alta velocidade em modo de taxa de descarga.

Figura 5 — Arquitetura PHEV série

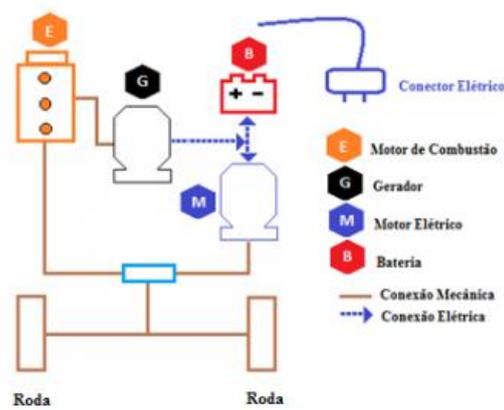


Fonte: Esposito¹⁰

2.2.2.2 Arquitetura PHEV Paralelo

Este tipo de configuração, apresentada na Figura 6, tornou-se mais eficiente no modo carga sustentável (*Charge-Sustaining mode*, CS), pois proporciona uma melhor eficiência para o ICE. Porém, desenvolve uma baixa força de tração para as rodas do PHEV.^{16,17}

Figura 6 — Arquitetura PHEV paralelo



Fonte: Esposito¹⁰

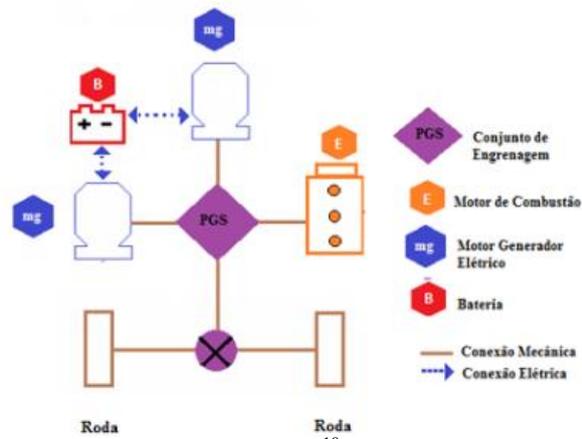
2.2.2.3 Arquitetura PHEV com Potência Dividida

Esta configuração, apresentada na Figura 7, torna-se mais eficiente no consumo de combustível e o dimensionamento das peças do PHEV. Também reúne as vantagens das configurações em série e em paralelo, pois tem um melhor desempenho em modo CD, modo CS, e em modo misturado ou mais conhecido na literatura como *BLENDED*. Onde o *BLENDED* é um modo de operação que é selecionado quando o PHEV no modo CD, na ausência de potência de tração para diferentes trajetórias, é sustentado pelo ICE.¹⁸

2.2.2.4 Gerenciamento de Energia e Modos de Operação dos PHEV

Devido às configurações do PHEV, esse tem como consequência uma dinâmica dos modos de operação, portanto no momento de ser movimentado a interação destes modos é muito importante para seu ótimo funcionamento. Isto em função da utilização da energia disponível e a eficiência do combustível.

Figura 7 — Arquitetura PHEV com potência dividida



Para qualquer arquitetura composta, um PHEV pode operar em um dos seguintes modos:

- Modo CS: Neste modo o SOC é controlado para permanecer em uma faixa estreita de funcionamento. Dependendo do tipo de bateria, é o tipo de modo onde a maioria dos veículos convencionais operam.
- Modo CD: Neste modo de carga, utiliza-se a bateria como fonte de propulsão para o veículo, diminuindo assim sua carga.
- Modo VE: Neste modo, o veículo opera só com a fonte de energia elétrica ou a bateria, não permitindo a entrada do ICE.
- Modo ICEV: Neste modo, o sistema de tração elétrica não fornece potência para o veículo. O PHEV fica funcionando como um veículo convencional.¹⁹

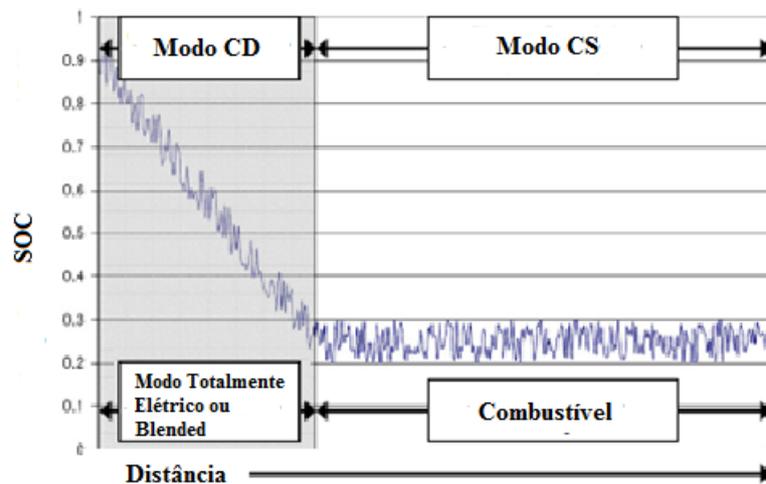
Para qualquer arquitetura proposta, o PHEV pode funcionar nos modos anteriormente mencionados. Na Figura 8, ilustra-se o modo de operação de um PHEV. Nesta Figura está descrita a faixa de operação onde o objetivo principal é conservar os limites de segurança de operação da bateria, onde a região, fora dos limites é chamada de profundidade de descarga (*Depth of Discharge, DOD*), a qual varia com o tipo de bateria e de veículo.

Na Figura 8, pode-se observar o ciclo de operação do PHEV em função da descarga da bateria, o ciclo começa com um SOC igual a 90% da carga máxima onde é claro o início do ciclo no modo CD ou totalmente elétrico. Na região onde o PHEV opera no modo CD, o ICE pode operar dependendo da necessidade de potência do veículo, aqui com o ICE participando o modo seria chamado de misturado ou tipicamente encontrado na literatura como *BLENDED*.

A bateria se descarrega até chegar a um pouco mais de 25% do SOC mínimo, pois o PHEV fica em uma faixa de funcionamento no modo de CS e as vezes assistido pelo motor elétrico ou freio regenerativo, com o objetivo de melhorar a eficiência do ICE e diminuir as emissões.

O PHEV é tipicamente caracterizado pela notação PHEV (X), onde X representa a autonomia elétrica que o automóvel pode percorrer em milhas só utilizando o modo totalmente elétrico ou CD. Nem todos os fabricantes especificam a notação de X com o percurso em modo totalmente elétrico, pois existem PHEVs que podem ser controlados manualmente para mudar a um modo sustentável ou *BLENDED*, enquanto estão operando no modo CD. Deste modo o conceito da notação PHEV (X) torna-se uma grande discussão.

Figura 8 — Operação do PHEV



Fonte: Axsen, Burke e Kurani¹⁹

Diferentes centros de pesquisa como USABC, Instituto de Tecnologia de Massachusetts (*Massachusetts Institute of Technology*, MIT) e Instituto de Pesquisa em Energia Elétrica (*Electric Power Research Institute*, EPRI) realizam testes com diferentes ciclos de condução baseados em padrões reais como, por exemplo, dinamômetro programado de condução urbana (*Urban Dynamometer Driving Schedule*, UDDS), teste de condução para economia de combustível em rodovia (*Highway Fuel Economy Test Driving*, HFWET) e procedimento de teste suplementar federal (*Supplemental Federal Test Procedure*, SFTP-US06), onde o (US06 - Procedimento Teste para Medir Emissões Fora do Ciclo de Condução não Capturadas no Teste) é o ciclo mais agressivo com alta velocidade, alta aceleração, e rápidas flutuações de velocidade para o modo elétrico. Segundo os estudos comparativos dos laboratórios baseados nos padrões emitidos pela Agência de Proteção Ambiental (*Environment*

Protection Agency, EPA), a operação do PHEV em modo *BLENDED* proporciona um melhor aproveitamento do combustível na potência fornecida ao veículo, menos emissões ao meio ambiente e uma eficiência maior do ICE no modo CS. Observa-se então na Tabela 1 um estudo comparativo dos principais laboratórios de EUA com os diferentes elementos que definem o ótimo comportamento do PHEV, tais como o intervalo de operação no modo CD, o modo de operação no mesmo intervalo CD que também pode ser *BLENDED* ou assistido pelo ICE, quantidade de eletricidade utilizada em kWh/milha, porcentagem de descarga da bateria e tipo de padrão de condução, o qual está estreitamente relacionado com o horário do dia.¹⁹⁻²¹

Tabela 1 — Comparação rendimento energético PHEV

Unidades		OBJETIVOS DE DESEMPENHO				
		USABC		MIT	EPRI	
Modo CD	Milhas	10	40	30	20	60
Operação no modo CD	Tipo	Totalmente Elétrico	Totalmente Elétrico	<i>BLENDED</i>	Totalmente Elétrico	Totalmente Elétrico
Tipos de Dimensões	Tipo	Combinado	Veículo de tamanho médio			
Energia Utilizada	kWh/milha	0.42	0.30	0.19	0.24	0.24
DOD	%	70%	70%	70%	80%	80%
Padrões de Condução	Tipo	UDDS	UDDS	UDDS, HFWET, US06	UDDS HFWET	UDDS HFWET
Massa das Baterias	Kg	60	120	60	159	302
Massa do Veículo	Kg	195	1600	1350	1664	1782

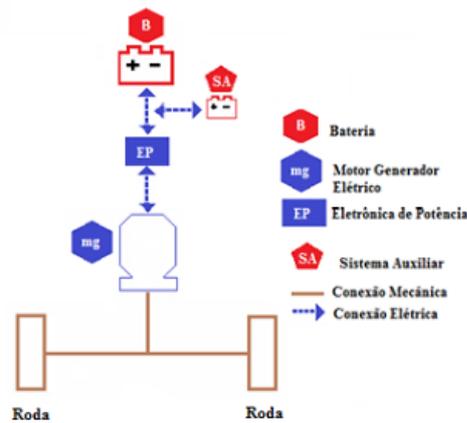
Fonte: Axsen, Burke e Kurani¹⁹

2.2.3 Veículo Elétrico a Bateria

Alguns dos importantes benefícios esperados pela mudança do sistema de propulsão do meio de transporte são as reduções do consumo dos combustíveis fósseis e da poluição causada pelo transporte com ICE. Neste tipo de veículo, apresenta-se uma configuração interna composta só pelo motor elétrico e a bateria do veículo. Este tipo de veículo, chamado de veículo elétrico a bateria (*Battery Electric Vehicle, BEV*),²² é totalmente elétrico e depende sempre da conexão na tomada elétrica o que implica ter uma autonomia elétrica menor e dimensões da bateria maiores, comparadas com as baterias dos PHEVs, o que representa desvantagens para o ótimo desempenho do BEV. Os PEVs que seriam a base dos BEVs e PHEVs, são considerados os tipos de veículos com maiores vantagens para entrar no mercado

pelo nível de emissões, quando comparado com os HEVs e os ICEVs. Na Figura 9, mostra-se a configuração do BEV.

Figura 9 — Arquitetura BEV



Fonte: Esposito¹⁰

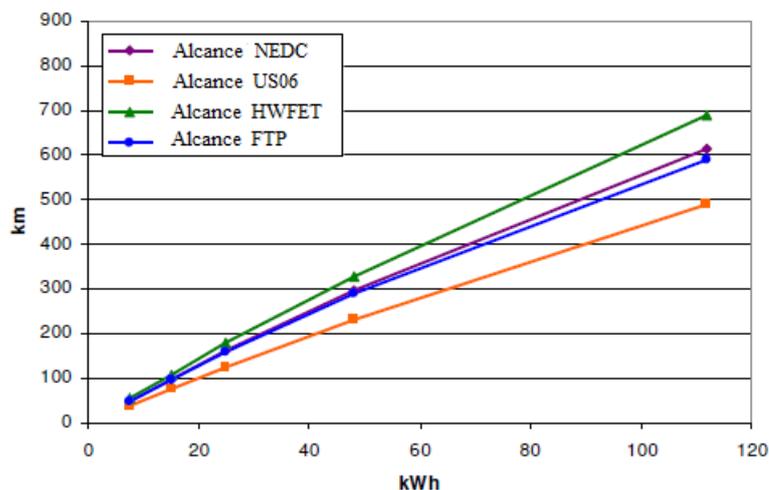
O BEV tem também a possibilidade de frenagem regenerativa definida por Sisternes,²³ tornando-se maior a eficiência deste tipo de veículo, comparada com os outros modelos. Para auxiliar o sistema de regeneração (onde o motor elétrico passa a atuar como gerador elétrico nos momentos de desaceleração ou frenagem), alguns modelos utilizam ultra capacitores com o objetivo de absorver rapidamente a energia regenerada, pois nem sempre a bateria consegue armazenar energia em curtos períodos de tempo.

No PHEV, são feitas avaliações dos padrões de condução pelos diferentes laboratórios dos EUA, assim como também no BEV, onde se verifica o estado de carga da bateria com os padrões utilizados.

A ISO/TR 8713,²² apresenta alguns gráficos que mostram o efeito do peso e dimensões da bateria, as quais são características relacionadas com a energia específica ou energia por unidade de peso e a densidade de energia, que é a quantidade de energia armazenada em relação ao volume e massa da bateria. Para este tipo de prova foi utilizado o ciclo mais agressivo em questão de velocidade, aceleração e frenagem, SFTP-US06 entre outros. A Figura 10, mostra os valores das características de energia específica na bateria de 150 Wh/kg para a tecnologia atual, e 300 Wh/kg, para uma tecnologia que supõe ser desenvolvida aproximadamente no ano 2035, estas características de energia específica são encontradas a partir de padrões de condução tais como US06, HWFET, novo ciclo de condução europeu (*New European Drive Cycle*, NEDC) e procedimento teste federal (*Federal Test Procedure*, FTP), com diferentes características de velocidade e aceleração. Nota-se que

o consumo de energia varia de acordo com a escala elétrica de cada bateria, e a relação muda com uma tendência a diminuir, dependendo do padrão de condução ou ciclo de condução utilizado.

Figura 10 — Deslocamento vs capacidade da bateria de tecnologia atual

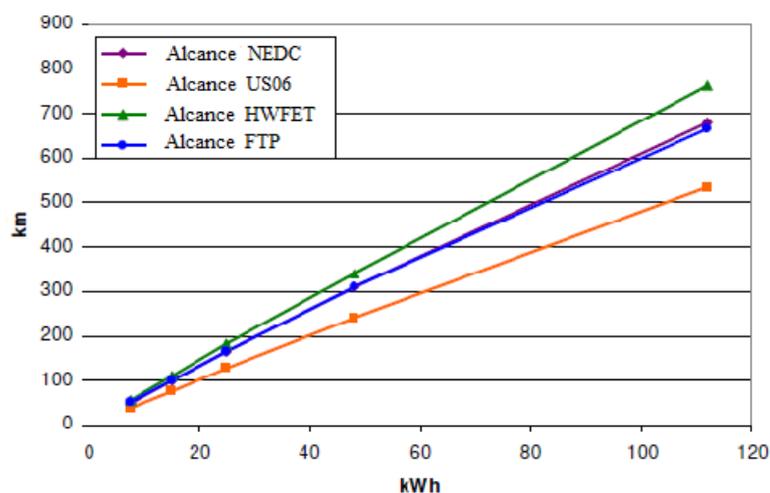


Fonte: International Organization for Standardization – ISO²²

Na Figura 11, são mostradas as diferentes evoluções de consumo de energia para diferentes capacidades de bateria e ciclos de condução para a bateria de 300 Wh/kg, que é o valor que supõem para o ano 2035.²² Nesta figura, também é observado que a capacidade da bateria tem uma tendência a diminuir menos do que a capacidade das baterias apresentadas na Figura 10. A diminuição é mais significativa com um padrão de condução mais agressivo US06, em questão de aceleração e velocidade.

2.3 Avaliação das Características de Potência e Energia nos VEs

Prévias avaliações foram feitas pelos laboratórios como NREL e ANL indicando a potência e energia que deveria ter o dispositivo de armazenamento ou bateria para o ótimo rendimento do VE no seu deslocamento de natureza aleatória. Características como: plataforma do veículo, atributos de rendimento, configuração dependendo se é um HEV, PHEV ou BEV, ciclo de condução utilizado, intervalo elétrico de deslocamento, estratégia de operação e nível de rendimento só no modo CD sem *BLENDED* para vários ciclos de condução ou padrões de condução. Atribui-se então as características de potência e energia como a componente mais importante da bateria de um VE, já que define em diferentes aspectos seu correto *design*.

Figura 11 — Deslocamento vs capacidade da bateria na tecnologia de 2035

Fonte: ISO²²

A capacidade de armazenamento de energia (kWh) é muito importante já que determina diretamente a distância que o veículo pode se deslocar no modo CD, assim como a massa da bateria. Para um PHEV, a quantidade de energia armazenada encontrada na literatura varia de 6 a 30 kWh, para um HEV de 1 a 2 kWh; e, para um BEV de 30 a 50 kWh, portanto a capacidade de armazenamento de energia representa a capacidade disponível ou total de energia dependendo do estado do SOC. Por exemplo, para uma capacidade de 10 kWh, a capacidade total de energia operando com 65% de carga oscilante, deveria ter só 6.5kWh de energia disponível.

Também se tem em conta a relação de potência-energia como parte fundamental do desenho do VE, com variáveis como energia específica (Wh/kg) que seria a energia por unidade de peso e a densidade de energia (Wh/l) que seria a quantidade de energia contida na bateria em relação ao volume, para atingir uma capacidade máxima de armazenamento de energia sem uma massa significativa no VE que afete seu rendimento.^{14,24}

Tendo em conta a relação potência-energia, foram feitas simulações em diferentes laboratórios, apresentadas por Pesaran et al.¹⁴

Na Tabela 2, mostra-se um exemplo de diferentes picos de potência de descarga, medidos em baterias previstas para 2012 e 2016 com capacidades de 4 kWh e 12 kWh respectivamente. O qual tem como objetivo prever a margem de degradação da capacidade da bateria em kWh, para todo o período de vida útil.

A degradação que normalmente varia entre 20% e 30 % da capacidade da bateria, também depende do fabricante e tecnologia avaliada. Laboratórios como, por exemplo, USABC tem um padrão de temperatura de 30°C para determinar os requisitos de vida de

HEVs e 35°C para PHEVs, e estimam que a vida média esperada deste tipo de tecnologia veicular está em torno de 14 anos.^{14,19}

Tabela 2 — Requisitos de potência e energia para duas categorias de baterias

Características de Previsão dos Requisitos de Vida para a Bateria		Relação de Potência / Energia	Relação de Potência /Energia
Previsão da Tecnologia	Ano	2012	2016
Autonomia Equivalente ao Intervalo Elétrico da Bateria	Milhas	10 (4 kWh)	40 (12 kWh)
Pulsos de Potência Pico de Descarga - 2 s	kW	50	46
Pulsos de Potência Pico de Descarga - 10 s	kW	45	38
Regeneração do pulso de Potência Pico -10s	kW	30	25
Energia disponível para modo CD, com taxa de 10kw	kWh	3.4	11.6

Fonte: Pesaran et al.¹⁴

Grupos de trabalho, formados por USABC, que tem como objetivo focar-se no desenvolvimento de tecnologias para baterias de VEs estabelecem comunicação com diferentes organizações que trabalham com o mesmo foco, com o objetivo de criar espaços de discussão e debate. Rigorosas análises são propostas por estes grupos, para definir um padrão e esclarecer a tendência dos requisitos de vida da tecnologia das baterias de VEs.

Na Tabela 3, apresenta-se a versão final dos requisitos de baterias PHEV, apresentados por um dos grupos de trabalho, informação reportada pela USABC e *FreedomCAR Technical Teams*.¹⁴

Tabela 3 — Requisitos finais das baterias dos PHEVs

Características de Previsão dos Requisitos de Vida para a Bateria	Unidades	Relação de Potência / Energia	Relação de Potência / Energia
Autonomia equivalente ao intervalo elétrico da bateria	Milhas	10	40
Pulso de potência pico de descarga 2 seg / 10 seg	kW	50 /45	46 / 38
Regeneração do pulso de potência pico 10 seg	kW	30	25
Energia disponível para o modo CD, com taxa de 10 kW	kWh	3.4	11.6
Energia disponível para o modo CS	kWh	0.5	0.3
Eficiência energética mínima de ida e volta (USABC ciclo HEV)	%	90	90
Potência de arranque a frio em-30 ° C, 2 seg, 3 pulsos	kW	7	7
Ciclos de vida no Modo CD / rendimento de descarga	Ciclos / MWh	5000/17	5000/58
Ciclos de vida para o HEV no modo CS	ciclos	300 000	300 000
Calendário de vida, 35 ° C	ano	15	15
Máximo peso do sistema	kg	60	120
Máximo volume do sistema	litro	40	80
Máxima tensão de operação	Vdc	400	400
Mínima tensão de operação	Vdc	>0.55 x Vmax	>0.55 x Vmax
Auto descarga máxima	Wh / dia	50	50
Taxa de sistema de recarga a 30 ° C	kW	1.4(120V/15A)	1.4(120V/15A)
Faixa de temperatura operacional sem assistência do ICE e Intervalo de temperatura de carregamento	°C	-30° + 52	-30° + 52
Faixa de temperatura de sobrevivência	°C	-46° + 66	-46° + 66
Máximo Preço do sistema de produção, 100k unidades / ano	\$	\$1700	\$3400

Fonte: Pesaran et al.¹⁴

2.4 Baterias

Nos próximos anos, muitos tipos de VEs emergirão no mercado, os quais são impulsionados pela bateria recarregável. Laboratórios como USABC e o consórcio de fabricantes de baterias dos EUA trabalham em equipe para obter cada vez mais melhoras na evolução da tecnologia das baterias dos VEs, pois com o êxito na comercialização destes tipos de veículos, os resultados poderiam ser uma contribuição significativa no desenvolvimento sustentável do setor de transporte e melhoras ambientais, diminuindo o impacto do nível de poluição.

Além de ter êxito na comercialização do VE, a entrada das energias renováveis tem um papel muito importante na entrada do VE no mercado, já que devido à natureza aleatória que tem o início da recarga dos VEs e o nível de energia adicional que estes representam para a capacidade do sistema elétrico atual, são criadas grandes questões sobre como será aliviado o incremento da demanda, pois, pode-se refletir em um aumento da dependência dos combustíveis e da geração baseada em carvão, petróleo e gás, o que tem como consequência

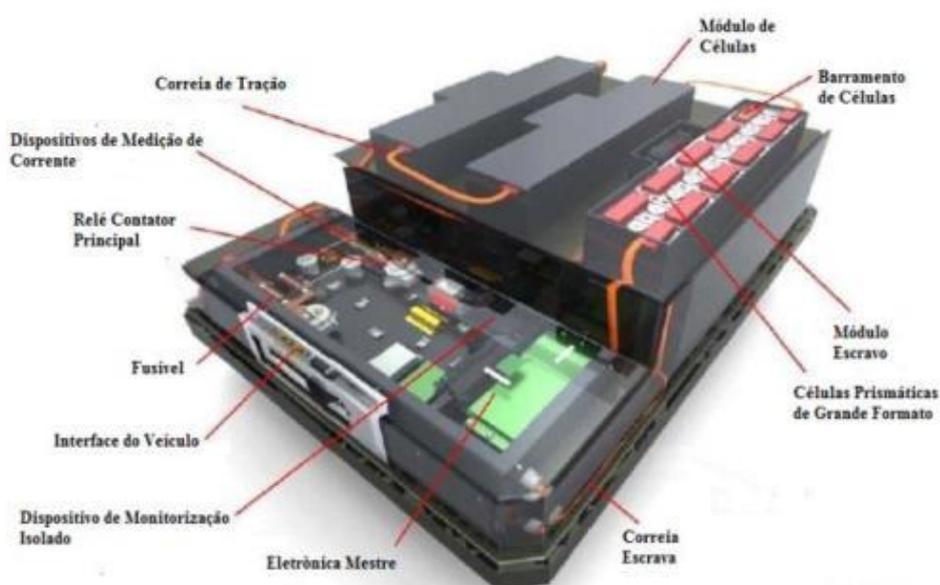
um nível de contaminação igual ao nível que os ICEVs representam. Assim, a entrada de energias renováveis e sua característica intermitente ajudarão os sistemas elétricos por meio da nova filosofia de *Smart Grids*, a encontrar uma sinergia com o carregamento controlado dos VEs. Isto com o objetivo de ter uma adoção da tecnologia destes sem representar uma sobrecarga para o sistema.²⁵

A bateria é um elemento fundamental no desenvolvimento e comercialização do VE justamente com as diferentes implicações que tem sua entrada no mercado: impacto nas redes elétricas, preços e capacidade de aquisição do cliente.

Uma bateria típica é composta por duas ou mais células eletroquímicas unidas entre si. A bateria converte a energia química armazenada em energia elétrica. Uma célula de bateria é composta por um eletrodo negativo e um eletrodo positivo que estão conectados por um eletrólito. A reação química entre os eletrodos e o eletrólito gera eletricidade.

As baterias recarregáveis podem inverter a reação química por inversão da corrente. Desta forma, a bateria pode ser carregada. O tipo de material utilizado para os eletrodos e os eletrólitos determina as especificações da bateria. A bateria tem três características básicas: energia específica que consiste na quantidade de energia armazenada na bateria por unidade de massa; a potência específica, que é a potência fornecida por unidade de massa; e o tempo de vida útil que, corresponde ao número de ciclos de carga/descarga a que pode ser sujeita. Um exemplo da bateria é apresentado na Figura 12.²⁶

Figura 12 — Exemplo de uma bateria



Fonte: Element Energy²⁷

As células da bateria têm uma tensão relativamente baixa (entre 1.5 e 4 V) e uma capacidade limitada. Estas células são agrupadas em série ou em paralelo com o objetivo de aumentar a tensão total e a corrente máxima para um nível utilizável, e segundo os requerimentos do sistema de transmissão do veículo.

As células são os blocos de construção das baterias. Uma bateria é uma fonte de energia fechada na qual a energia é armazenada quimicamente. Essa energia é liberada através de reações químicas internas com o fluxo de elétrons que passam por um circuito externo.²⁸

As baterias são implementadas nos VEs segundo suas características, pois em veículos puramente elétricos a densidade de energia deverá ser maior, já que a única fonte de potência do veículo é a bateria e tem um nível de descarga maior do que os PHEV ou HEV. Em veículos híbridos podem ser implementadas baterias com menor energia específica, mas com maior potência específica, já que precisam de um nível de potência maior.

2.4.1 Tipos de Baterias

2.4.1.1 Chumbo / Ácido (PB/A)

É o composto utilizado nas baterias mais antigas para VE. Os eletrodos negativos da bateria têm chumbo elementar (Pb) enquanto que as placas positivas têm dióxido de chumbo (PbO_2), como material ativo no estado carregado, os eletrodos estão imersos em um eletrólito de ácido sulfúrico (H_2SO_4), ao ser descarregado o chumbo dos eletrodos negativos e o dióxido de chumbo do eletrodo positivo, tem uma reação com o ácido sulfúrico. Forma-se sulfato de chumbo nos eletrodos e o eletrólito perde seu ácido sulfúrico dissolvido, o qual se converte em água, onde a energia é liberada na reação química, e quando se adiciona energia ao processo inverso a reação é global.

Esta tecnologia é mais antiga das baterias dos VEs e os preços são os mais baixos. Sua energia específica também é muito baixa comparada com as outras tecnologias.

2.4.1.2 Hidreto de Metal de Níquel

Existem quatro tipos de baterias baseados em níquel: ferro-níquel (Ni-Fe), (a qual não é considerada uma opção para os VEs, pois tem um ciclo de vida muito curto e potência específica baixa), zinco-níquel (Ni-Zn), cádmio-níquel (Ni-Ca) e hidreto de metal de níquel

(Ni-MH). Esta última é o tipo de bateria considerado para a implementação no BEV. A bateria Ni-MH utiliza hidrogênio absorvido em um nitrato no eletrodo positivo. O oxihidróxido de níquel torna-se hidróxido de níquel durante a descarga e no eletrodo negativo é liberado hidrogênio a partir da água do metal produzindo elétrons durante a descarga.

Este composto está sendo utilizado em veículos híbridos como o Honda Civic e o Toyota Prius, por causa de sua alta potência específica, o que significa um maior desempenho no modo totalmente elétrico. É encontrada comercialmente em 2000 W/kg, com uma energia específica de 75 Wh/kg. A vida útil de uma bateria de Ni-MH pode ser de até 3000 ciclos, onde um ciclo representa uma carga e descarga completa da bateria. Considera-se então uma tecnologia que poderia atender a demanda dos HEVs, PHEVs, e BEVs.

2.4.1.3 *Lítio-íon*

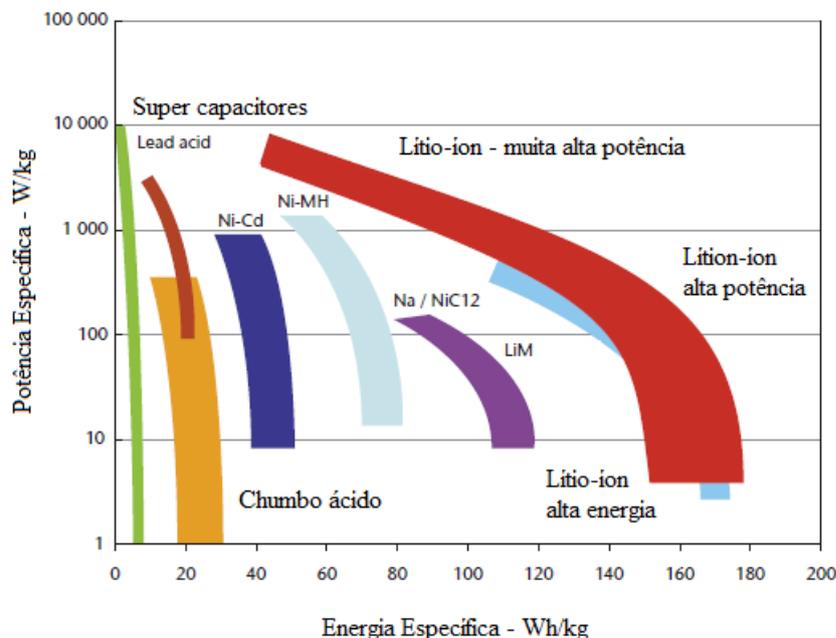
Este tipo de bateria tem o potencial de se tornar a tecnologia dominante no mercado dos VEs. Foi desenvolvida rapidamente nos últimos anos para equipamentos pequenos como notebooks, telefones e celulares. São baterias de alto desempenho devido às características principais do metal de lítio, pois têm maior potencial de energia específica (Wh/kg), uma maior densidade de energia (Wh/l). Todos os materiais que a compõem são muito leves. Este tipo de bateria pode ser recarregado rapidamente e tem um ciclo de vida maior do que as outras tecnologias. Suas especificações podem variar dependendo dos materiais que são usados no ânodo e cátodo. Atualmente existe uma série de baterias comercialmente disponíveis que utilizam carbono litiado como ânodo e as mais comuns tem um cátodo constituído de óxido de cobalto e lítio.

Este tipo de baterias tem processos químicos diferentes, o que as tornam mais adequadas ou menos adequadas para o tipo de veículo onde possa ser implementada. Atualmente, as baterias mais desenvolvidas aptas para todos os tipos de veículos elétricos são as de lítio, pois as características de seus materiais atendem a demanda da tecnologia do veículo em questão de potência necessária, massa, volume etc.^{19,26,27} A seguir apresenta-se na Figura 13, a evolução das características principais de uma bateria, considerando a energia específica e a potência específica.

A bateria de chumbo-ácido é das mais conhecidas e tiveram até 2012 uma maior aplicação. Estas baterias são as mais baratas encontradas no mercado e requerem pouca manutenção, no entanto apresentam reduzidas energia e potências específicas.

As baterias de Níquel-cádmio apresentam energias e potências específicas maiores às das baterias chumbo-ácido.

Figura 13 — Energia específica e potência específica para diferentes tipos de baterias



Fonte: International Energy Agency – IEA²⁹

As baterias de Hidreto de metal de níquel têm sido usadas nos veículos HEVs devido às suas características e manutenção em relação às outras, mas estas apresentam um custo muito alto em relação às outras.

A bateria de Lítio-íon é o tipo de bateria mais importante. Apresentam uma energia e potência específicas superiores a todas as outras baterias, como também o número de ciclos carga/descarga, torna-se como desvantagens ainda o preço e o cuidado no sistema de carga, pois tem uma baixa tolerância a picos de potência.²⁹

2.4.2 Especificações das Baterias

Diferentes fabricantes em diferentes países fornecem baterias comercialmente disponíveis para VE. Existem alguns tipos de baterias tais como Ni-MH e Pb-A que na atualidade estão se aproximando ao seu potencial limite e, portanto, sua previsão para os anos futuros será limitada.

Existem diferentes especificações das baterias, as quais são geradas segundo os requerimentos do VE. De forma geral na Tabela 4 são apresentadas as especificações das

baterias comercialmente disponíveis na atualidade no mercado, tais como potência específica, densidade de energia, energia específica, ciclos de vida e tempo de carga.

O custo da bateria é uma das especificações mais importantes que afetam a entrada das novas tecnologias das baterias. No entanto, a previsão dos custos é feita mediante duas curvas conhecidas nos laboratórios e aceitas na indústria: a curva de aprendizado ou experiência e a curva de custo-volume; onde o custo das baterias é medido em dólares por kWh. Um custo razoável das baterias é crítico para o êxito dos PHEVs. Atualmente, o PHEV é o tipo de VE que tem mais expectativa de entrada no mercado pelas suas características de funcionamento em questão de autonomia no modo totalmente elétrico e a contribuição com o meio ambiente comparado com a tecnologia previa do HEV.

Para a penetração em massa no mercado o custo inicial incremental do PHEV deve ser compensado pela economia do combustível em uma quantidade de tempo razoável.

Tabela 4 — Baterias comercialmente disponíveis e suas especificações

Tipo de Bateria	Fabricante	Potência Específica (W/kg)	Densidade de Energia (Wh/l)	Energia Específica (Wh/kg)	Vida (Anos)	Ciclo de Vida (Ciclos profundos)	Tempo de Recarga Normal (h)
Objetivos Mínimos USABC		300	230	150	10	1000	6
Hidreto de Metal De Niquel (Ni-MH)	SAFT	150	137	66	NA	>2000	NA
Cloreto de Nique de Sodio (Zebra) (NaNiCl ₂)	MES Dea	150-180	150	100-120	>10	1000-2000	6-8
Lítio-íon	Lilhiu m Energy Japan	360	218	80	NA	>1000	6

Fonte: Bakker²⁶

A relação de progresso de uma bateria pode ajudar a fazer previsões sobre os preços futuros. No entanto, as proporções dos progressos dos diferentes tipos de baterias são difíceis de calcular. Por exemplo, o preço da tecnologia Pb não vai diminuir na próxima década já que está quase no seu limite de evolução; a tecnologia de lítio-íon tem uma estimativa mais ajustada na sua evolução e está próxima do intervalo de 800 e 1000 dólares por kWh, com um volume de produção de 100.000 unidades por ano.^{19,27,26}

A segurança é outro fator importante, já que as baterias armazenam energia e os componentes químicos podem ser perigosos quando as baterias são descarregadas de forma

incontrolada, com situações de curto circuito, excesso de carga ou a temperatura elevada. Para as aplicações nos VE, os fabricantes implementam uma unidade de gestão nas baterias que fornece uma alta segurança nos diferentes níveis de consumo típico nos VEs, ou seja um constante monitoramento da temperatura, nível de carga e níveis de tensão através dos diferentes ciclos de condução dos VEs.

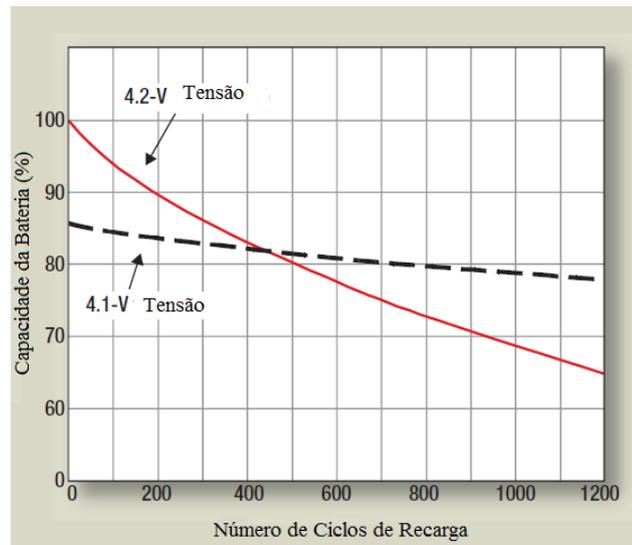
2.4.3 Consideração Sobre a Vida Útil nas Baterias dos PHEVs

As baterias dos PHEVs consideradas neste trabalho são de Lítio-Íon, estas baterias apresentam diferentes desvantagens em questão de custo frente ao custo do petróleo e o cuidado de sua vida útil em função dos ciclos de recarga. Um ciclo de recarga é um carregamento e uma descarga completa da bateria.

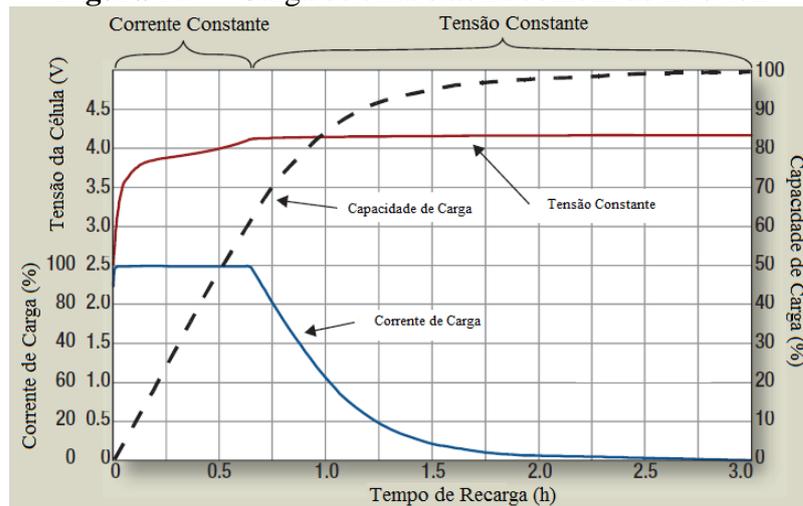
A bateria de lítio oferece uma densidade de energia maior comparada com baterias híbridas de níquel e metal, já que uma bateria de lítio-íon de mesmo peso e volume aumentara três vezes a densidade de energia. O lítio é misturado a outros materiais no polo negativo da bateria, os materiais usados determinam a voltagem da célula e a quantidade de lítio que o polo consegue reter, assim a elevação desses dois fatores aumenta a densidade de energia.

A vida útil da bateria depende dos ciclos de recarga durante toda sua longevidade. Assim, as variações bruscas em corrente de carga e tensão da célula durante a recarga também podem afetar sua vida útil já que estas variações estão relacionadas com o aumento de temperatura na bateria.⁴⁶ Na Figura 14, apresenta-se o comportamento da capacidade da bateria em função dos ciclos de recarga, onde existe uma diminuição considerável de sua capacidade pelo aumento do nível de tensão nas células. Na Figura 15, apresenta-se o comportamento de corrente e tensão para um carregamento comum de uma bateria de lítio-íon, alguns carregadores utilizam termístores para monitorar a temperatura da bateria onde o principal objetivo é parar de fornecer energia quando a bateria está operando a um nível de temperatura fora do intervalo permitido, já que quando a bateria não é projetada para cargas o descargas rápidas de energia pode ocorrer um curto circuito fazendo com que a bateria continue operando a temperatura instável.

Neste trabalho, com o objetivo de preservar a vida útil das baterias, considera-se um Δ_{phev} (em kW) o qual não permite uma mudança brusca da taxa de carregamento entregue no PHEV entre dois instantes consecutivos de tempo.

Figura 14 — Diminuição da capacidade da bateria de lítio-íon

Fonte: Hoffart⁴⁶

Figura 15 — Carga de uma bateria comum de lítio-íon

Fonte: Hoffart⁴⁶

2.5 Penetração no Mercado

Historicamente, no setor de transporte a mudança do tipo de propulsão dos veículos teve grandes obstáculos que incluem limitações no alcance, segurança, e durabilidade das baterias. A complexidade nas áreas de mercados de energia, eletrificação do transporte e a avaliação da infraestrutura têm gerado grandes desafios sobre a estruturação de modelos de mercado para que a entrada destas tecnologias seja integrada corretamente no setor elétrico.

Entre as diferentes preocupações, diferentes modelos criativos estão se desenvolvendo pelos diferentes laboratórios e fabricantes do mundo para superar os desafios em relação ao custo da tecnologia e à gestão da rede com uma distribuição diferente das

funções, responsabilidades e relações através das indústrias, criando novas oportunidades para os operadores tradicionais e os novos participantes no mercado.

Uma grande variedade de fabricantes atualmente já têm desenvolvido diferentes tipos de VEs observando um futuro potencial de mercado nos diferentes países do mundo. Este tipo de tecnologia no setor de transporte é visto como um passo chave para a descarbonização do setor e a redução da dependência dos combustíveis fósseis. Países como EUA, Japão e Espanha têm estabelecido objetivos ambiciosos para a futura adoção dos VEs com o objetivo de apoiar os esforços dos diferentes laboratórios de pesquisa e políticas internacionais na luta contra as mudanças climáticas.

O HEV é aceito atualmente como um excelente tipo de VE com diferentes propósitos práticos. Pesquisas feitas por especialistas em negócios e informação de energia (*Specialists in Business Information Energy*, SBI Energy) mostram que 99% das vendas mundiais de todos os tipos de VEs foram do tipo HEV em 2009. Os EUA e Japão têm sido os países com maiores possibilidades de adotar este tipo de tecnologia, pois desde 2004 estes dois países representam mais do que 84% do total de vendas de VEs no mundo. Hoje em dia existem diferentes possibilidades para diferentes países da América e Europa, pois a evolução da economia junto com os sistemas elétricos que têm a capacidade de receber este tipo de tecnologia têm aumentado bastante no mundo. Atualmente espera-se o início da entrada do VE tipo PHEV e BEV com uma porcentagem baixa. Portanto o combustível continuará desempenhando um papel importante no mercado do setor de transporte por vários anos.

Pesquisas afirmam que as vendas realizadas da geração de PHEVs são devidas à confiança das empresas conhecidas pelo consumidor, (empresas com grande atuação no mercado como Toyota e Honda). Portanto espera-se um aumento de 20% nas vendas dos PHEV para 2015.³⁰

Tornam-se então as vendas e a entrada dos VEs no mercado processos de evolução em função das especificações, preferências e, principalmente, economia que oferecem os VEs. Porém cada país tem características de economia e evolução no mercado elétrico em diferentes proporções, e cada um tem características atrativas para o mercado como, por exemplo, o tipo de infraestrutura, o número de habitantes e o nível de penetração de energias renováveis, entre outros.

Os VEs são uma tecnologia promissora para reduzir fortemente o impacto ambiental do setor de transporte. Porém, é ainda uma tecnologia não provada, pois existem questões importantes a serem estudadas como a tecnologia da bateria, a capacidade de energia em relação aos tipos de VEs, a taxa de carregamento em kW, a durabilidade, a disponibilidade no

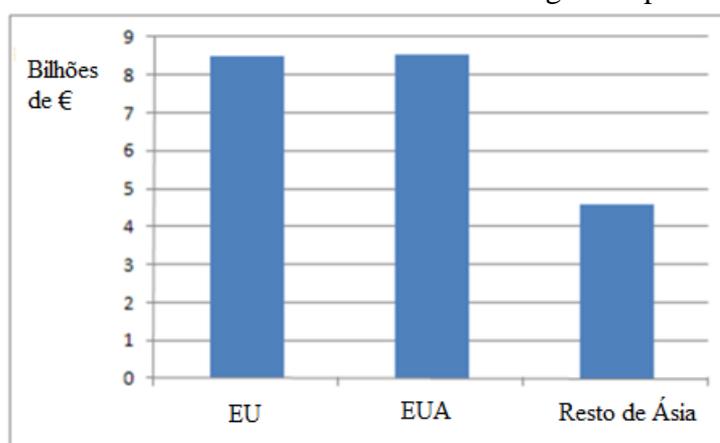
mercado, a segurança e o impacto ambiental dos materiais das baterias. É importante então conhecer o nível de penetração no mercado dos tipos de VE e suas implicações, já que seu impacto vai ser visualizado em diferentes aspectos, como são os setores energéticos, econômicos, ambientais, etc.

Os investimentos em pesquisa sobre a penetração da tecnologia de VEs no mercado têm sido bastante grandes. Na Tabela 5, apresentam-se alguns dos valores mais significativos de investimentos, por parte de diferentes países em Europa, parte da Ásia e EUA, das tecnologias mais significativas de VEs.

Na Figura 16, observa-se o nível de investimentos total na EU (Europa), EUA e o resto de Ásia, para a tecnologia VE.

Estimativas feitas recentemente indicam que nos próximos três anos, até 2015, mais de cinco milhões de VEs poderiam entrar no mercado mundial, a maioria deles na Europa. A partir de 2016, espera-se o aumento dos VEs em 1,7 milhões e, em 2020, espera-se que o total de VEs seja até 7,2 milhões.

Figura 16 — Investimentos totais em tecnologia EV por regiões



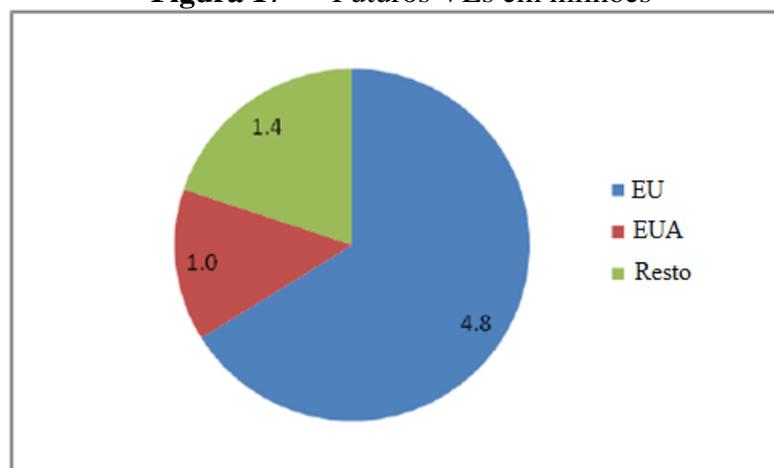
Fonte: IEEE Power Engineering Society³¹

Tabela 5 — Investimentos em tecnologia de VE

País	Custo (mil€)	Ano de Início do Investimento	Fonte
Bélgica	2,0	Atualmente	Ministro do Transporte
Dinamarca	100,0	2009	DONG (Empresa de Energia) e Better Place
França	400,0	2008	Governo Francês
	1494,0	2009	AESC (com Japão)
	1500,0	2010	Governo Francês
Alemanha	360,0	2008	Governo Alemão
	500,0	2009	Governo Alemão
	2000,0	2010	Daimler(Companhia Fabricante de Veículos)
	385,0	2011	SB LiMotive (Fabrica de Baterias de Lítio-íon) com Coreia do Sul
Suécia	1,5	Atualmente	Governo Sueco
UK	440,4	Comprometido	Governo Britânico
Países Baixos	65	2010	Amsterdam (Instituições de Pesquisa)
EU	1000,0	2009	European Green Cars initiative
EUA	3,275,6	2009	DOE
Japão	1025,3	2010	DOE
	144,0	2008	Lithium Energy Japão
	769,0	2009	Sony
	351	2010	Toshiba
Coreia do Sul	846,0	2009	LG Chem
China	1,357,0	2009	China

Fonte: IEEE Power Engineering Society³¹

Na Figura 17, apresenta-se a proporção da quantidade de VEs no mundo. A maioria com um investimento de 5,1 milhões de dólares, ou 71% do total de VEs estarão na Europa; enquanto que nos EUA há um milhão de VEs ou 14% do total de VEs, e 1,4 milhões, ou 15% do total de VEs serão produzidos no resto do mundo, Ásia, extremo oriente, de Israel, Japão, Coreia do Sul, entre outros.^{30,31}

Figura 17 — Futuros VEs em milhões

Fonte: IEEE Power Engineering Society³¹

CAPITULO 3

CARGA DE VEÍCULOS ELÉTRICOS

3.1 Introdução

Os PHEVs podem ser conectados em tomadas para carregar a bateria com a energia fornecida pela rede; tomadas que atualmente já têm um padrão segundo o nível de recarga estabelecido em casas, estações de serviço e no estacionamento das empresas. A carga elétrica adicional pela conexão dos PEVs tem um impacto de forma geral na rede de distribuição de energia elétrica, principalmente em termos de perdas de energia e as quedas de tensão.

O carregamento não controlado dos PEVs pode adicionar grandes restrições regionais e locais, pois a rede de baixa tensão não consegue lidar com situações onde tudo mundo está carregando os veículos simultaneamente. A demanda local muda significativamente por causa destas novas cargas. Os elementos tais como alimentadores, subestações e transformadores tornam-se sobrecarregados sem causar uma falta imediata, mas sim reduzindo a vida útil de cada elemento. Com estas observações, é clara a necessidade de avaliar a rede junto com seus elementos principais.³²

A maior parte da infraestrutura da rede de distribuição foi instalada nos anos 1960 e 1970. Inicialmente a rede foi construída com uma capacidade maior do que a necessária para atender o nível de carga na época. Hoje em dia, a rede opera muito próxima de seu limite de carga total.

O objetivo das concessionárias é superar os níveis de sobrecarga planejando uma utilização muito mais eficiente. Portanto, a carga pode ser coordenada em função dos horários do dia. Esta gestão da demanda está de acordo com muitos caminhos já planejados pelas novas tecnologias emergentes na atualidade, tais como *Smart Grid* e, como parte disso, os PEVs. O gerenciamento da carga fornece a possibilidade de usar a rede mais eficientemente com o objetivo de transportar e distribuir mais energia utilizando a mesma infraestrutura, pois um dos elementos mais importantes da *Smart Grid* será a nova infraestrutura de medida AMI com a possibilidade de exercer uma coordenação remota da demanda em tempo real.

Neste capítulo, apresenta-se uma visão geral sobre as características de carga dos PEVs depois de serem conectados nas tomadas, assim como dos elementos existentes em questão da infraestrutura para possibilitar a carga depois da conexão do veículo na rede. Assim, mediante avaliações do impacto da conexão dos PEVs feitas pelos laboratórios de

pesquisa focados no setor de transporte, serão apresentadas as tendências mais comuns identificadas por estas instituições de pesquisa e suas implicações na rede, principalmente nos cenários de carga propostos onde será visualizado, qualificado e quantificado o nível de impacto.

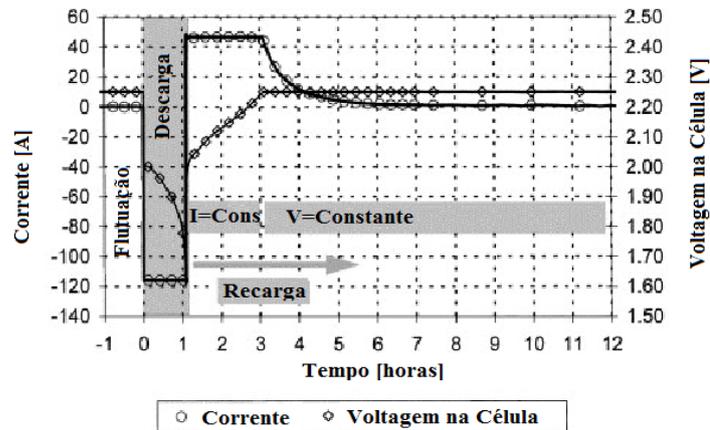
3.2 Perfis de Carga dos PEVs

Deve-se entender como fator chave que a potência de carga dos PHEV será uma função da tensão e corrente da conexão à rede, onde a capacidade da bateria determinará o tempo requerido para carregá-la completamente.

No laboratório de pesquisa EPRI, foram estudadas as condições em que pode se avaliar o impacto da conexão dos PEVs na rede. Com uma tensão de 120 VAC, a 15 A, a taxa de carregamento média entregue ao PEV seria de 1,4 kW de carga, enquanto que em um circuito de 20 A, a taxa de carregamento média deveria estar próxima de 2kW. Usando uma conexão com uma tensão de 208/240 e um circuito de 30 A, a taxa de carregamento média deveria ser 6 kW.³³

A carga é muito parecida para todos os tipos de bateria e pode se dividir em certas etapas. Na Figura 18, pode-se observar a carga de uma bateria de Pb/A. Na primeira etapa, na hora 1, a bateria está carregando com uma corrente constante até que o nível de tensão das células atinge o limite de tensão superior, daí em diante, na hora 3 as baterias são carregadas a um nível de tensão constante enquanto a corrente diminui em um intervalo de 3 a 5% do valor nominal. Finalmente, a taxa de carregamento entregue diminui no final do período de carga e, depois de ter carregado completamente, continua com uma porcentagem de variação muito pequena, onde existe uma componente de auto descarga e para isto a bateria é carregada para compensar o efeito.

Na Tabela 6, apresenta-se um exemplo extraído de Hadley e Tsvetkova,³⁴ onde comparam-se os tempos necessários de carga segundo a capacidade da bateria, para carregar desde 20% do SOC inicial até 100% para uma autonomia de 20 milhas ou PHEV20. Nesta tabela, pode-se observar que para tipos de bateria com maiores dimensões existe uma tendência a aumentar o tempo de carga previsto.

Figura 18 — Etapas de carga de uma bateria de chumbo-acido

Fonte: Clement-Nyns³²

Tabela 6 — Tempos de carga segundo a capacidade

Tipo de PHEV20	Capacidade (kwh)	Caraterísticas do Circuito de carga (VAC/15A)	Tempo de carga (horas)
Compac-Sedan	5,1	120	3,9 – 5,4
Mid-Size Sedan	5,9	120	4,4 – 5,9
Mid Size SUV	7,7	120	5,4 – 7,1
Full-Size SUV	9,3	120	6,3 – 8,2

Fonte: Hadley e Tsvetkova³⁴

Com os dados da tabela anterior, pode-se carregar os mesmos tipos de veículos com uma taxa de carregamento de 1,4 kW e um nível de perda de 15%. Este exemplo de recarga é mostrado na Tabela 7.

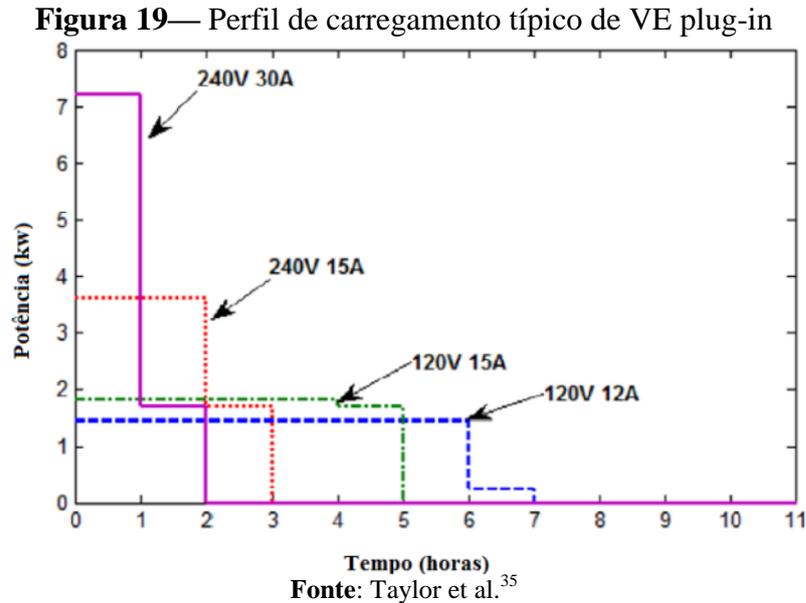
Tabela 7 — Taxa de carregamento entregue por horas

Tipo de PHEV20	Horas de Carga								Demanda (kWh)
	1	2	3	4	5	6	7	8	
	Requisitos de potência (kW)								
Compac-Sedan	1,4	1,4	1,4	1,4	0,4	0	0	0	6
Mid-Size Sedan	1,4	1,4	1,4	1,4	1,3	0	0	0	6,9
Mid Size SUV	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	0,7	0	9,1
Full-Size SUV	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,1	10,9

Fonte: Hadley e Tsvetkova³⁴

Baseados nos dados apresentados nas tabelas 6 e 7, gerados pelo laboratório nacional de ciência e tecnologia (*Oak Ridge National Laboratory, ORNL*),³⁴ representa-se o processo

de carga do tipo de bateria comum nos EUA apresentado por Taylor et al.,³⁵ com o suposto de que a energia entregue a bateria é constante, como também a corrente e tensão. Com este tipo de hipótese, apresenta-se na Figura 19 um perfil de carga de um PEV com taxas de carregamento constantes, o que causa um menor tempo de carga estimado.



Idealmente, pode-se esperar um comportamento da carga dos PEVs, ou no nosso caso PHEVs, com as características de tensão e corrente constantes, já que o tempo de carregamento poderia ser menor do que o previsto segundo as características do carregador utilizado na recarga. Porém, com este nível de energia constante, o carregamento de alguns PEVs poderia causar o não carregamento de outros PEVs que estejam conectados na mesma rede ou circuito, pois o nível de capacidade poderia não ser suficiente em alguns pontos específicos da rede.

Existem diferentes cenários de demanda na rede devido à conexão de consumidores típicos. Isto indica que talvez o sistema nem sempre terá a disponibilidade de assumir a demanda adicional que representa a conexão dos PHEVs, assim o responsável pela operação estável do sistema está obrigado a buscar soluções que procuram o melhor aproveitamento da capacidade total do sistema durante as 24 horas do dia. Além disso, existe uma questão importante de natureza aleatória que é o horário em que o consumidor quer ou precisa conectar seu veículo, pois na ausência de incentivos para utilizar o sistema em horários onde a energia tem um menor custo, ou uma coordenação da demanda adicional gerada pela conexão dos PEVs, o impacto da conexão poderia atingir, além do sistema de distribuição, o sistema de transmissão e geração. Um contexto de utilização da infraestrutura atual está sendo

estudado para que as consequências da demanda adicional sejam superadas pela gestão da demanda do sistema, junto com a entrada de conceitos emergentes como é o caso da *Smart Grid*.³⁴

3.3 Métodos de Carregamento dos PEVs

Em 1991, toda a estrutura do conselho de trabalho da EPRI reuniu-se com o objetivo de convidar as partes interessadas da indústria de VE para estabelecer elementos de consenso sobre os métodos e requisitos de carga dos PEVs. Partes como representantes de grandes empresas automobilísticas, companhias de energia elétrica, fornecedores de componentes, fabricantes de equipamentos e organizações nacionais de normatividade. Três níveis de carga foram definidos pela EPRI e cadastrados no Código Elétrico Nacional (NEC) junto com os requisitos de funcionamento e sistemas de segurança correspondentes.

A EPRI publicou um documento em 1994 que descreve os elementos de consenso da infraestrutura de trabalho formada.³⁶

As baterias dos PEVs poderiam ser carregadas a partir da rede elétrica conectando o PEV na tomada disponível. Para isto, é necessário ter a infraestrutura adequada com as características de carga estabelecidas.

Atualmente, duas diferentes técnicas de conexão estão disponíveis comercialmente: a conexão condutiva e a conexão indutiva. Esta última também chamada de conexão sem fio utiliza campo magnético para o acoplamento sem um contato direto. Ainda é muito cedo para saber se a tecnologia sem fio poderá ser comercializada em grande escala, pois tem ainda alguns obstáculos para sua implementação, como as perdas de 10%. Na conexão condutiva, a energia é transferida por meio de uma conexão direta entre o PEV e o carregador por meio de um fio, e um esquema já desenvolvido e normalizado pela EPRI com a estrutura física necessária para atingir as necessidades do consumidor e a indústria elétrica. Este último tipo de conexão é muito mais popular que a conexão indutiva. Existem três diferentes métodos na conexão condutiva níveis de carga 1, 2 e 3 que podem ser identificados, os quais estão cadastrados na norma do NEC dos EUA.³³ A seguir apresentam-se os níveis de recarga.

3.3.1 *Nível 1 de Carga*

Este modo de carga das baterias dos PEVs é chamado de modo lento, onde a taxa de carregamento entregue no VE conectado é baixa (com baixos níveis de corrente e tensão). Este tipo de carga é efetuado normalmente em áreas residenciais por meio de uma tomada típica de uma instalação de uso final ou à rede de baixa tensão que faz parte da rede de distribuição. Na área residencial, a tomada normalmente está localizada nas garagens das casas e normalmente o veículo é conectado no horário da noite. Este modo de carga também funciona no estacionamento das empresas de grande porte, onde existem as mesmas condições de instalação para sua conexão, e pode ser carregado durante o dia. Geralmente, nenhum equipamento especial precisa ser instalado para efetuar este tipo de carregamento.

Neste modo de carregamento, é usada uma tensão padrão de 120 VAC, com corrente de 15 A (onde também podem ser utilizados 12 A) ou 20A (onde também podem ser utilizados 16A). Estes níveis de tensão são os mais baixos encontrados comercialmente no modo de carregamento de PEVs e estas características de carga são normalmente encontradas em edifícios residenciais e nas garagens das casas.

Este modo de carregamento fornece uma taxa de potência máxima de 3,44 kW, o que tem como consequência um aumento no tempo de carregamento de baterias de maior capacidade. Inicialmente, foi um modo de carregamento pensado para adotar enquanto a tecnologia de baterias tinha uma posição estável no mercado, mas atualmente é pensado como uma boa solução em casos de emergência, mesmo tendo um nível de taxa de carregamento baixo e tempo longo de carga.

Para este modo de carga é usado uma tomada normalizada (apresentada na Figura 20), que pode ser a tomada doméstica existente ou tomada industrial a 16A, e o j1772, um padrão do conector no PEV. O exemplo da Figura 20 é de um conector de 5 pinos, sendo fase, neutro, terra, selector de inserção e piloto de controle.

Figura 20 — Tomada normalizada



Fonte: Morrow, Karner e Francfort³⁶

3.3.2 *Nível 2 de Carga*

Este é o modo de carga mais apropriado para ser utilizado pelo usuário, pois existe nas instalações públicas e privadas e é baseada em uma tensão de 240 VAC com uma tomada monofásica e corrente de 40 A. Este modo de carga utiliza um equipamento especial que proporciona a maior segurança exigida pela NEC.

O equipamento mais utilizado para este modo de carga é o “*tipe Butt*” ou “*pin and Sleeve*”, apresentado na Figura 21.

Figura 21 — Estação de controle de serviço



Fonte: Morrow, Karner e Francfort³⁶

Neste modo de carga não se espera utilizar o modo de conexão indutivo, devido a que cada equipamento instalado requer um circuito ramal independente, tipicamente limitado a 15 A, com pequenas baterias de até 10kWh, onde este valor está sujeito às variações. Dependendo de onde for aplicada a normatividade e o nível de tensão fornecido pela concessionária também pode fornecer uma taxa de carregamento ou potência de carga de até 3.3kW.^{36,34}

3.3.3 *Nível 3 de Carga*

Este modo é também chamado de carga rápida. Uma das desvantagens dos VEs é sua autonomia limitada em modo totalmente elétrico e o tempo elevado que demora carregando suas baterias pelas suas características próprias de energia e dimensões. Este tipo de carga é desenvolvido para carregar o PEV com uma taxa de carregamento maior do que 20 kW e um

alto nível de corrente de carga. Desta forma, o PEV pode ser carregado até atingir um SOC de 80% em menos de uma hora.

Infelizmente, o alto nível de corrente causa um aquecimento da bateria, reduzindo sua vida útil e eficiência. Portanto, incrementa-se o nível de segurança com as baterias instaladas nos PEVs quando se usam este tipo de carregamento.

Este modo de carga rápida é destinado para ser instalado em estações de serviço com aplicações comerciais e públicas, semelhante aos postos de combustíveis. Geralmente, usa um sistema de carga *offboard* com uma tensão de 480-VAC com circuito trifásico. Dependendo da aplicação, o fornecimento da taxa de carregamento varia de 60 até 150 kW, e como resultado obtém-se cargas de baterias até 50% só com 15 minutos de recarga.

Na Figura 22, observa-se um equipamento de grande porte. Este tipo de recarga ainda não é uma prioridade nos possíveis investimentos que serão feitos na nova infraestrutura de modos de recarga, mas prevê-se que terá influência sobre as vendas dos VEs no futuro, já que o avanço na capacidade das baterias terá um lugar bastante forte no setor de transporte. Com um modo de recarga rápido, a barreira da entrada dos VEs com maior autonomia elétrica no mercado é cada vez menor.^{36,37}

Figura 22 — Equipamento carga rápida



Fonte: Kumar et al.⁴

Existe outro modo de carga, mas é pouco comum e depende de cada fabricante. Porém, está consolidado na NEC e, embora não seja comum, os fabricantes podem incorporar um *off-Board DC*, o qual pode ser utilizado para todos os modos de carga. Neste caso, o PEV

teria só um conector DC ou porto DC, o que implica que talvez não se encontre na infraestrutura de carga típica a forma de carregar o PEV.³⁷

3.3.4 Troca de Bateria

Define-se como a troca de uma bateria que está descarregada por uma bateria que está totalmente carregada. Em uma estação de troca, este tipo de carga da bateria do VE tem uma grande vantagem que é a diminuição do tempo que demora o PEV para carregar sua bateria por meio de uma comutação da mesma. Tendo em conta considerações como o peso da bateria, pois não pode ser subestimado já que tem baterias que pesam desde 100 até 200 kg, é necessária uma automatização completa da troca da bateria, o que requer uma infraestrutura de custo elevado e uma diminuição na vida útil da bateria pela constante mudança.

CAPITULO 4

CARREGAMENTO ÓTIMO DE VEs

4.1 Introdução

Neste capítulo, apresenta-se a metodologia utilizada para modelar o carregamento ótimo de VEs considerando as restrições de operação de uma rede de distribuição de média tensão, onde o modelo linear proposto é chamado de estendido, que parte de um modelo de otimização linear, o qual considera as restrições de operação de uma rede de baixa tensão.² É considerada a localização inicial dos VEs na rede de distribuição com um SOC inicial, depois de ter um deslocamento de natureza estocástica baseado em padrões de condução como dados de entrada.¹ É considerado o VE tipo PHEV, por ser a geração de VEs mais próxima e com mais possibilidades de entrar no mercado atual. Em função das características de carga e os tipos de bateria dos VEs considerados neste trabalho, são feitas hipóteses baseadas na tecnologia emergente atual, como é o caso da infraestrutura de medida avançada AMI, a qual permite uma operação remota da ativação de fornecimento ou não da taxa de carregamento entregue às baterias do PHEV e também informa para o sistema quando um PHEV termina sua carga em um período de tempo determinado. O período de carga foi escolhido pelo incentivo ao baixo custo da energia elétrica.³⁹ As simulações foram realizadas em diferentes cenários de demanda nos horários estabelecidos pelo período de carga escolhido.

4.2 Definição do Problema

O VE como novo elemento do sistema elétrico e a complexidade de sua implementação está gerando novas análises para avaliar, de forma mais adequada, o impacto nos diferentes aspectos afetados, tais como: investimento na infraestrutura da rede, ampliação da geração instalada, operação estável do sistema, continuidade do serviço, qualidade da energia, custo da energia, confiabilidade do sistema, entre outros. O grau do impacto depende da densidade de penetração no sistema pelo VE, dos requisitos de carga, do horário de recarga, da quantidade de energia requerida e do índice de simultaneidade durante a recarga.

Os PHEVs estão adquirindo interesse comercial rapidamente no mercado. Atualmente, a geração dos BEV ainda tem limitações no desenvolvimento das principais características da bateria, o que indica uma previsão de entrada no mercado em longo prazo.

Então, nas expectativas de avaliação do impacto no sistema elétrico, a maioria dos laboratórios de pesquisa supõem o PHEV como o principal tipo de VE que será introduzido no sistema de energia elétrica.^{31,32}

4.3 Aspectos Gerais Considerados no Carregamento Ótimo dos VEs

Neste trabalho, são feitas diferentes hipóteses considerando os diferentes parâmetros que a indústria e os diferentes laboratórios de pesquisa em VEs têm desenvolvido. A ideia é representar os parâmetros adequados da conexão desta nova tecnologia nas instalações do usuário final na rede de baixa tensão. A seguir, apresentam-se aspectos gerais no carregamento dos VEs considerados neste trabalho.

4.3.1 Infraestrutura de Medição Avançada AMI

Nos últimos anos, as companhias de distribuição de energia elétrica vêm instalando projetos pilotos para a gestão remota de medição de energia elétrica, o que supõe um grande desafio tecnológico devido aos diferentes elementos e tecnologias que devem ser integradas. Por outro lado, supõe um grande número de oportunidades do ponto de vista das possíveis novas ofertas que poderão ser realizadas a seus clientes com as melhorias na operação do sistema ao ter uma infraestrutura como, por exemplo, a AMI implantada.⁴² A nova geração de medidores eletrônicos, além das tradicionais funções de medição de energia elétrica, registro e tarifação de acordo com os distintos critérios de especificação diária e em distintos segmentos horários, terão sistemas de comunicação bidirecional que proporciona uma medição em tempo real dos dados do medidor de cada usuário. Além disso, esta tecnologia permitiria a gestão remota desde o operador da rede com o objetivo de proceder com a conexão ou desconexão de cargas.

Neste trabalho, considera-se a infraestrutura de medição avançada AMI para monitorar a taxa de carregamento entregue que varia desde zero até a máxima potência que pode fornecer o ponto de conexão do cliente para a bateria do veículo na rede de baixa tensão.

4.3.2 Curva Tarifária e Período de Recarga

Neste trabalho, o período de carga foi escolhido em função das tarifas da eletricidade, pois é o melhor incentivo para determinar os horários de carga previstos para ter uma utilização mais eficiente na infraestrutura atual.

O aumento contínuo do preço da eletricidade pode influenciar a vontade de compra dos PEVs, mas, mediante a escolha certa das tarifas horárias, os usuários podem ser beneficiados com a eletricidade no tempo adequado. Normalmente, a parte do dia onde a eletricidade é mais econômica é no horário noturno.

Recentemente o governo espanhol implementou as tarifas de eletricidade chamadas de tarifas supervale, as quais são tarifas nas horas fora de pico. Estas tarifas que existem entre 1 e 7 da manhã estão orientadas especificamente à recarga dos PEVs, onde a média de consumo está em torno de 19-20 kWh. Isto equivale a ter uma recarga de aproximadamente 5-6 h com uma taxa de carregamento máxima de 3,3 kW, o que significa, na Espanha, 0,056 €/kWh. Na Tabela 9, apresentam-se os horários e tarifas adotadas pela Espanha.⁴³

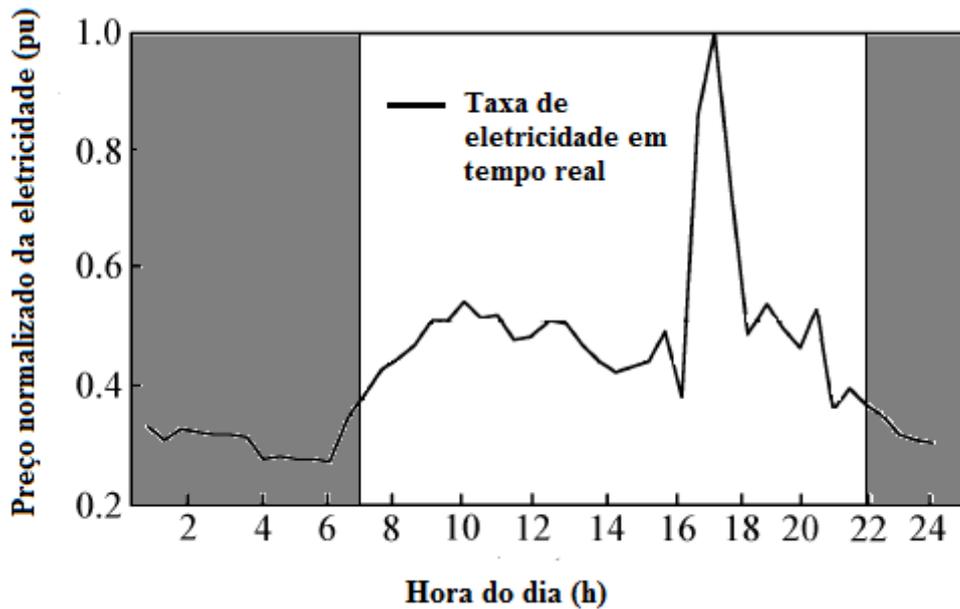
Tabela 8 — Tarifas de eletricidade

Período	Horário	Tarifa
P1	13:00-23:00	0,167056€/kWh
P2	0:00 - 1:00, 7:00 - 13:00 23:00 - 24:00	0,080880 €/kWh
P3	1:00 - 7:00	0,055744 €/kWh

Fonte: Muñiz⁴³

Neste trabalho, apresenta-se uma estrutura tarifária similar adotada pela Espanha, mas dando o início ao período de carga de acordo com a estrutura tarifária apresentada na Figura 23 no horário 22-7 h. Deste modo, o outro objetivo de dar início ao período de carga mais cedo do que o horário adotado pela Espanha é considerar a possibilidade de um número maior de PEVs e diminuir o índice de simultaneidade na rede.⁴³ Assim, o horário de recarga a considerar neste trabalho é desde as 22h até às 7h.

Figura 23 — Estrutura tarifária de eletricidade



Fonte: Qian et al.³⁹

4.3.3 Tipos de VEs e Suas Características Elétricas

A geração de VEs que atualmente estão entrando no mercado, segundo estudos do EPRI, é de tipo HEV, pois suas características de propulsão são quase iguais às características do motor de combustão interna (*Vehicle Internal Combustion Engine*, VICE) e, além disso, têm uma componente de contribuição favorável e significativa com o meio ambiente.

O outro tipo de VE, mas com a característica *plug-in*, está previsto para ter nos próximos anos um crescimento considerável no mercado, já que atualmente o limitado desenvolvimento da bateria representa uma baixa autonomia no modo totalmente elétrico. Deste modo, o modelo *plug-in* é visto com maior potencial de atingir as características de eficiência similares às do veículo tipo ICE do que o BEV.

O tipo PHEV tem uma contribuição maior de desempenho com um menor grau de contaminação no meio ambiente do que o HEV. Porém, a limitação da autonomia da bateria no modo totalmente elétrico faz dele um VE menos atrativo do que o HEV, já que representa uma constante recarga para o sistema elétrico com um alto custo para o usuário, quando comparado com o combustível normalmente utilizado no VICE ou no HEV.

Na atualidade, está previsto obter um avanço na autonomia no modo totalmente elétrico do PHEV, o que causaria uma diminuição do preço no mercado. Assim, com o PHEV comercialmente disponível em grande escala, espera-se um impacto considerável no sistema

elétrico. É por isso que neste trabalho é considerado o PHEV como principal tipo de VE que será conectado à rede de baixa tensão nos próximos anos.

Assume-se que os PHEVs têm baterias de Lítio-Íon de 20 kWh de capacidade com uma autonomia de 100 km, em modo totalmente elétrico, e com uma taxa de variação de potência na entrada da bateria de 0,25 kW. Assume-se também uma máxima taxa de carregamento entregue pela rede de 4 kW, o que concorda com o tipo de recarga assumido neste trabalho.

As baterias, modeladas como cargas de potência constante e fator de potência unitário, são desconectadas quando estão em torno de 100% do SOC total, mas acima 90% do SOC total considera-se um nível de carga aceitável para o usuário.

4.3.4 Tipo de Recarga

Um dos itens essenciais para a implantação do veículo elétrico é o investimento em infraestrutura nas redes elétricas, para que a recarga das baterias seja realizada de forma fácil e eficaz, tanto nas residências, quanto em shoppings, estacionamentos ou em qualquer ponto de tomada disponível, independente do nível de recarga. Mas, se muitos veículos estiverem recarregando suas baterias ao mesmo tempo em recarga rápida (onde o tempo de recarga é de aproximadamente 30 minutos, com potência de 50 kW), a demanda fatalmente irá superar a capacidade da rede.

Quando se discutem as diferentes formas que existem de carregar um veículo elétrico surge sempre a questão de qual a diferença entre carregar um veículo elétrico ou alimentar qualquer outro equipamento. Dois fatores determinam que o ponto de tomada para recarregar um veículo elétrico deve ser exclusivo: o equipamento pode solicitar uma corrente elevada, equivalente a uma casa inteira, durante muito tempo (cerca de 5 a 7 h). Em caso de falha na instalação elétrica, o risco de choque elétrico é maior, por sua maior dimensão e exposição.

Hoje em dia abordam-se as normas técnicas para instalação e funcionamento dos postos de recarga em edifícios e demais construções.

A IEC foi feita em parte para concordar ou ter compatibilidade com a norma Norte Americana, pois a comunicação comercial de fabricantes entre países exigirá uma compatibilidade elétrica com o objetivo de avançar na implantação da melhor normatividade em função das condições de carga e demais fatores que influem na recarga de um PHEV.

Neste trabalho, concordando com a tendência atual dos níveis de potência utilizados em pontos de recarga, assume-se o tipo de carga 1, o qual representa a conexão dos PHEVs à

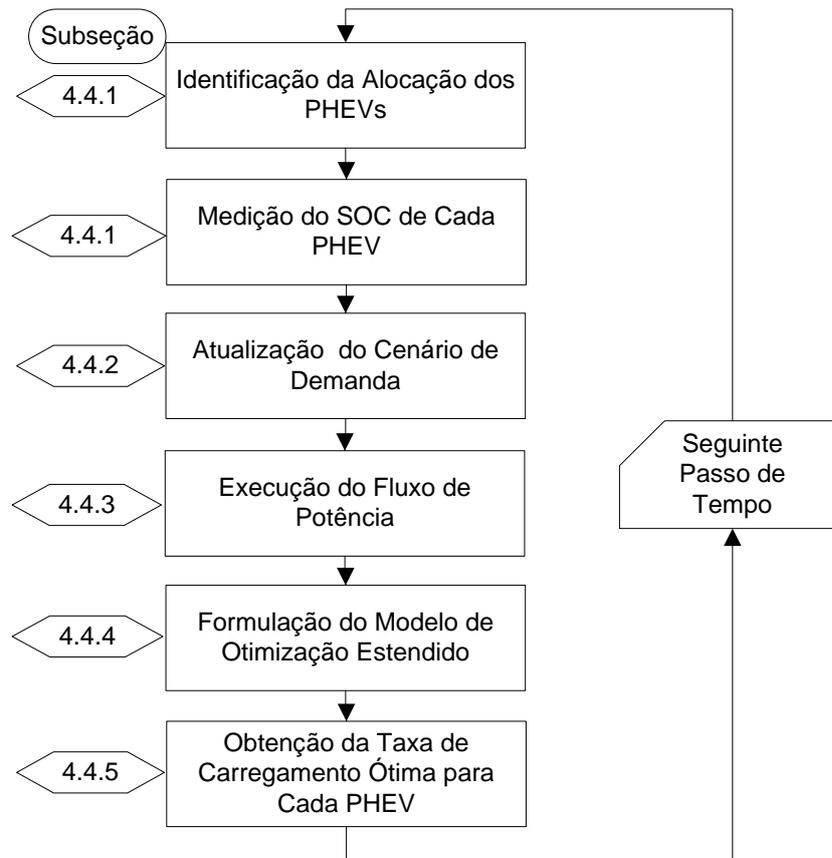
rede utilizando tomadas normalizadas de corrente de até 16 A de conexão monofásica com condutores de fase, neutro e terra de proteção. Este tipo de carga de VEs exige a presença de um disjuntor diferencial no lado da rede, além de proteção de sobrecorrente, com uma potência máxima entregue que varia entre 0 e 4 kW (intervalo de potência que está dentro dos limites estimados na atualidade para carregar uma bateria em um tempo estimado de 5 a 6 h com carga total).

4.4 Metodologia

Com todos os elementos já discutidos em capítulos anteriores, e com as considerações para a recarga de PHEVs, nesta subseção, apresenta-se a abordagem utilizada para o carregamento ótimo de VEs considerando as restrições da rede de distribuição de média tensão. Neste trabalho, o modelo proposto será chamado como modelo estendido, obtido a partir do modelo apresentado por Wakefield.² Os tópicos principais da metodologia considerada são descritos como segue.

Neste trabalho, é simulada a recarga dos PHEVs em um ambiente controlado em uma rede de distribuição de baixa tensão, visando o impacto em uma rede de média tensão. Supõe-se então, que os proprietários de PHEVs são incentivados para conectar seus veículos no ponto do usuário, fora de um horário de pico. Depois de terem conectados os PHEVs no início do período de recarga, nenhum PHEV adicional pode ser conectado e também não pode ser desconectado até terminar o período completo. A tecnologia AMI é assumida, com o objetivo de monitorar a taxa de carregamento (em kW) de cada PHEV na rede de baixa tensão, sem a possibilidade de ter uma conexão bidirecional, já que a tecnologia de veículo V2G não é considerada.

A Figura 24 representa os passos da metodologia utilizada neste trabalho. Pode-se observar que o processo é atualizado em cada instante de tempo, com intervalos de 15 minutos. Nas seguintes subseções, são apresentadas as descrições de cada um dos blocos deste diagrama.

Figura 24 — Metodologia

Fonte: Elaboração do próprio autor

4.4.1 Deslocamento, Alocação e SOC Inicial dos PHEVs

Atualmente, existe uma grande questão nos laboratórios de pesquisa e nos maiores fabricantes da indústria que têm contribuído ao desenvolvimento dos VEs, como é a previsão do percurso dos VEs antes de sua recarga, já que para que esses veículos tenham real autonomia são necessários postos de recarga nas ruas, empresas e casas, o que aumentará a demanda de energia elétrica nas cidades. Isso tem gerado dúvidas se os sistemas elétricos poderão suportar a demanda adicional de potência.

Neste contexto, a bateria será um elemento conectado à rede elétrica que se comportará como uma carga adicional para o sistema atual. Em função disso, os principais fatores que influenciam de forma direta a forma em que esta nova carga vai se comportar serão o deslocamento do VE típico, o consumo de energia que terá neste deslocamento, o lugar em que a energia da bateria será esgotada e, como consequência disto, o início da recarga. Outro fator a considerar é a quantidade de energia necessária mesmo sem ter se esgotado totalmente a bateria em determinado momento, dependendo da decisão do

consumidor influenciada por diferentes situações da vida cotidiana como, por exemplo, longas viagens onde precisaria de uma quantidade de energia significativa.

Surgem então questões de capacidade da rede para conseguir alocar a quantidade de energia necessária pelos VEs. Em resposta a estas questões, pesquisadores a nível mundial tentam identificar a medida de como, em que horário, em que ponto de carga e a que nível de energia serão carregados os VEs, através do trabalho em conjunto da comunidade científica com a indústria dos VEs.

Variáveis de natureza estocástica como deslocamento do VE com sua localização final e nível de energia final da bateria ou o SOC antes de ser conectado ao sistema, são parte fundamental para indentificar áreas do sistema onde a carga será incrementada e a que nível será exigida sua capacidade.

Na maioria de pesquisas, são utilizadas funções de distribuição de probabilidade construídas usando as distâncias percorridas pelos veículos tipo ICE, com o objetivo de determinar a localização aleatória e o estado inicial de carga antes do PEV ser conectado à rede.

Para a aplicação da metodologia proposta neste trabalho, é necessário conhecer a distribuição espacial dos PHEVs na cidade e a distância percorrida por cada um deles. A distribuição espacial permite determinar o ponto de conexão à rede elétrica de baixa tensão dos PHEVs. Desta forma, pode-se determinar o número de veículos conectados aos transformadores de distribuição. Por outro lado, a distância percorrida pode ajudar a estimar o estado de carga da bateria para cada um desses veículos, considerando que o estado e carga têm um decaimento linear com a distância percorrida. Essas informações são consideradas como dados de entrada para o modelo proposto.

Para determinar a distribuição espacial dos veículos elétricos, foi utilizado o modelo espaço-temporal apresentado por Melo, Carreno e Feltrin,¹ que utiliza um sistema multiagente e um enfoque de percolação. O enfoque de percolação que foi apresentado nesse trabalho permite estimar a distância percorrida por cada PHEV.

A equação (1) permite estimar o estado de carga inicial da bateria para cada veículo antes de ser recarregada:

$$E_k = \left(SOC_{1(k)} - \frac{d_{(k)}}{d_R} \right) 100\% \quad (1)$$

Na qual E_k representa o estado de carga inicial da bateria do PHEV k , $SOC_{1(k)}$ é o

estado de carga antes da última viagem, $d_{(k)}$ é a distância percorrida por cada veículo na última viagem e d_R é a máxima distância que pode percorrer o PHEV até ficar completamente sem carga. Os valores de $SOC_{1(k)}$ e $d_{(k)}$ são saídas do modelo espaço-temporal apresentadas por Melo, Carreno e Feltrin¹ e são considerados como dados de entrada para a metodologia apresentada neste trabalho.

4.4.2 Atualização do Cenário de Demanda

Para as análises, foram empregadas curvas de carga diárias sazonais que representam o comportamento típico dos consumidores. O intervalo horário foi escolhido de modo que fosse possível fazer uma avaliação entre intervalos curtos de demanda e ter uma mudança da taxa de carregamento entregue à bateria dos PHEVs em tempo real, de acordo com a informação obtida por Ochoa Pizzalli.³

4.4.3 Execução do Fluxo de Potência

Neste trabalho, é utilizado o método de fluxo de potência monofásico proposto por Shirmohammadi et al.,⁴⁵ como uma ferramenta auxiliar para o processo de otimização.

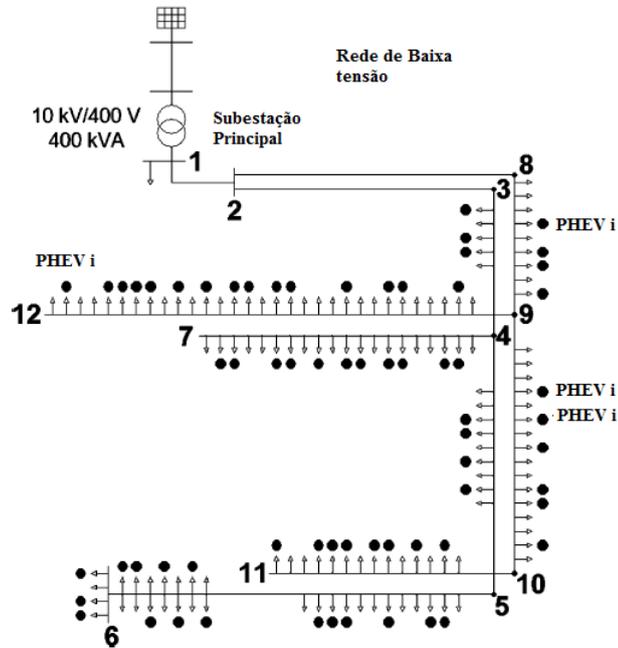
4.4.4 Formulação do Modelo de Otimização

4.4.4.1 Modelo Inicial

Richardson, Flynn e Keane² desenvolveram uma técnica baseada em programação linear que determina a taxa de carregamento ótima para cada VE, enquanto a rede elétrica de baixa tensão apresentada na Figura 25 está operando dentro de seus limites. Este modelo é composto por uma função objetivo que busca maximizar o total de potência que será entregue a cada VE e um conjunto de restrições que preservam a operação do sistema dentro de seus níveis normais de segurança. A metodologia é baseada na entrega de um valor ótimo de potência em função das restrições do sistema de baixa tensão, sendo estas: os níveis de tensão, a capacidade de carregamento de um único transformador de média tensão, restrição da mudança da taxa de carregamento entregue em cada VE (em kW), entre passos de tempo consecutivos, e a restrição da máxima taxa de carregamento que pode atingir cada VE (em

kW). Aqui, todas as baterias dos PHEVs considerados têm uma capacidade máxima de 20 kWh.

Figura 25 — Sistema de baixa tensão com conexão de PHEV considerado no modelo inicial



Fonte: Richardson, Flynn e Keane²

A seguir será descrito o modelo matemático inicial.

4.4.4.1.1 Função Objetivo

O objetivo é maximizar a quantidade de potência ativa que pode ser fornecida para cada PHEV em um período de recarga estabelecido.

$$\text{Max} \sum_{i=1}^N \left(1 - \left(\frac{BSOC_i}{BSOC_{\max}} \right) \right) PEV_i^t X_i \quad (1)$$

Onde $BSOC_i$ é o estado de carga da bateria (em kWh) do PHEV conectado no i -ésimo ponto de conexão; $BSOC_{\max}$ é a capacidade máxima da bateria (em kWh) igual para todos os veículos; PEV_i^t é a taxa de potência fornecida (em kW) ao PHEV conectado no i -ésimo ponto de conexão i , t é o passo de tempo atual ou instante de tempo onde está

representado um cenário de demanda de todo o período de recarga; X_i é uma variável binária com valor zero quando o PHEV não está conectado, ou quando PHEV já terminou sua recarga, e 1 quando o PHEV está conectado no i -ésimo ponto de conexão do cliente, ou quando a bateria não está totalmente carregada e, por último, N é o número total de PHEVs conectados à rede de baixa tensão.

Na rede de baixa tensão, existem pontos de conexão do PHEV afastados do alimentador principal, o que causa, em determinados cenários de demanda do dia ou da noite, níveis de tensão menores do que nos pontos de conexão que estão mais próximos da subestação principal. Isto demonstra que a característica radial tem um efeito sobre o carregamento dos PHEV ou sobre o fornecimento da taxa de potência do carregador à bateria. Desta forma, há uma tendência a carregar mais rápido os PHEVs que estão mais próximos da subestação principal ou entregar um nível de potência maior, do que aos PHEVs que estão mais afastados da subestação principal. Assim, a função objetivo está acompanhada do termo $\left(1 - \left(\frac{BSOC_i}{BSOC_{\max}}\right)\right)$ que tem a finalidade de tentar equilibrar o nível de taxa de carregamento entregue a cada PHEV conectado ao sistema, em função da necessidade de carga que ele tenha, mesmo estando afastado ou próximo da subestação principal.

4.4.4.1.2 Restrições de Máxima Taxa de Carregamento

$$0 \leq PEV_i^t \leq PEV_i^{\max} \quad \forall i = 1, 2, \dots, N \quad (2)$$

PEV_i^{\max} é a potência máxima que o carregador pode fornecer para a bateria do PHEV.

A finalidade desta restrição é que a demanda do PHEV não ultrapasse a demanda de potência que o sistema pode entregar.

4.4.4.1.3 Restrição de Mudança da Taxa de carregamento em cada Cenário do Período de Recarga

$$PEV_i^{t-1} - \Delta \leq PEV_i^t \leq PEV_i^{t-1} + \Delta \quad \forall i = 1, 2, \dots, N \quad (3)$$

Aqui, Δ é um valor constante que subtraído ou somado à taxa de carregamento entregue PEV_i^{t-1} no cenário de demanda anterior, representa o limite da mudança da taxa de carregamento de um cenário de demanda a outro. Deste modo PEV_i^t está na faixa dos valores da taxa de carregamento no cenário de demanda atual que a rede pode entregar à bateria do PHEV conectado no ponto de conexão i . Portanto PEV_i^t depende do valor da taxa de carregamento entregue no passo de tempo anterior PEV_i^{t-1} .

4.4.4.1.4 Restrições de Nível de Tensão

$$V_{\min_i} \leq V_{\text{init}_i} + \mu_i PEV_i^t + \sum_{j=1}^N \mu_{ji} PEV_j^t \leq V_{\max_i} \quad i \forall N, i \neq j \quad (4)$$

Onde V_{init_i} é a tensão inicial do ponto de conexão i do usuário à rede de baixa tensão sem adicionar a demanda dos PHEV; μ_i (em V/kW) é a sensibilidade da tensão no i -ésimo ponto de conexão do usuário devido à potência demandada pelo PHEV no mesmo ponto de conexão, μ_{ji} (em V/kW) é a sensibilidade da tensão no i -ésimo ponto de conexão do usuário devido à potência demandada por um PHEV conectado no j -ésimo ponto de conexão; e, finalmente, V_{\min_i} e V_{\max_i} são os limites de operação da tensão no ponto de conexão do usuário estabelecidos pela atual normatividade consolidada para instalações de usuário final.

Aqui, as sensibilidades de tensão são calculadas para cada terminal, conectando um PHEV nesse ponto e observando quanto é a variação da tensão para este mesmo ponto, e posteriormente observa-se como é a variação da tensão desse mesmo ponto com a adição de carga (PHEVs) nos demais pontos de conexão. Assim, com um histórico de dados, são calculadas as sensibilidades para cada cenário de demanda aqui considerado em diferentes instantes de tempo.

4.4.4.1.5 Restrição da Carga do Transformador

A carga térmica é interpretada como a potência aparente que passa através do elemento em relação a sua capacidade nominal, neste caso o transformador de média tensão ou transformador principal.

$$L_{TX_{ini}} + \sum_{k=1}^N \delta_k PEV_k^t \leq L_{TX_{max}} \quad \forall k = 1, 2, \dots, N \quad (5)$$

Onde $L_{TX_{ini}}$ é o nível de carga inicial sem presença de PHEVs (em kW) do transformador principal ou transformador de média tensão da rede de baixa tensão no cenário de demanda correspondente ao passo de tempo t , $L_{TX_{max}}$ é a capacidade de carga (em kW) máxima do transformador de média tensão em relação a sua capacidade nominal de carga (em kVA), e δ_k (em kVA/kW) é a sensibilidade da carga térmica do transformador que varia conforme a taxa de potência demandada pelo PHEV muda em função do cenário de demanda no instante de tempo t . Aqui, a capacidade do transformador de media tensão na presença de PHEVs varia de acordo com o cenário de demanda apresentado no instante de tempo t , já que $L_{TX_{ini}}$ representa um valor diferente em cada cenário.

4.4.4.2 Modelo Estendido Proposto

Propõe-se este modelo como uma extensão do modelo inicial, apresentado na subseção 4.4.4.1. O objetivo é maximizar a potência ativa entregue a cada PHEV conectado ao sistema de baixa tensão, visto desde uma rede de média tensão, considerando as restrições do sistema.

Este modelo é composto por uma função objetivo que busca maximizar o total de potência que será entregue a cada VE e um conjunto de restrições que preservam a operação do sistema de média tensão dentro de seus níveis normais de segurança. A metodologia é baseada na entrega de um valor ótimo de potência em função das restrições do sistema de média tensão, sendo estas:

- Níveis de tensão de todas as barras do sistema, a capacidade de carregamento dos transformadores de média tensão.
- Restrição da máxima mudança da taxa de carregamento entregue em cada barra do sistema de média tensão, entre passos de tempo consecutivos.
- Restrição da máxima mudança da taxa de carregamento entregue em cada PHEV (em kW) conectado na rede de baixa tensão, entre passos de tempo consecutivos.
- Restrição da máxima potência (em kW) que pode ser fornecida por cada barra do sistema de media tensão a um conjunto de PHEVs conectados nessa mesma barra,

a qual é interpretada como a potência nominal dos carregadores que podem alocar um número determinado de PHEVs na rede de baixa tensão.

- Restrição da máxima potência (em kW), que pode ser fornecida através de uma conexão monofásica a cada PHEV considerado como conectado, a qual é interpretada como a potência nominal que pode ser entregue só em um PHEV.

As características elétricas dos PHEVs são:

- A máxima da taxa de carregamento que pode ser entregue ao PHEV por cada carregador localizado na rede de baixa tensão.
- O nível de carga total das baterias (em kWh) ou SOC (em %).
- A porcentagem de eficiência de carga da bateria e a mudança de potência entregue à bateria entre cenários de demanda consecutivos ou passos de tempo consecutivos para todo o período de carga estabelecido.

Através do modelo estendido, pode-se simular o carregamento ótimo de PHEVs conectados em uma rede de baixa tensão preservando as restrições de operação da rede de média tensão dentro de seus níveis normais de segurança.

Com objetivo de esclarecer o modelo aqui proposto, apresenta-se a Figura 26, a qual mostra o sistema de distribuição de média tensão com a presença de PHEVs na rede de baixa tensão.

4.4.4.2.1 Função Objetivo do Modelo Estendido Proposto

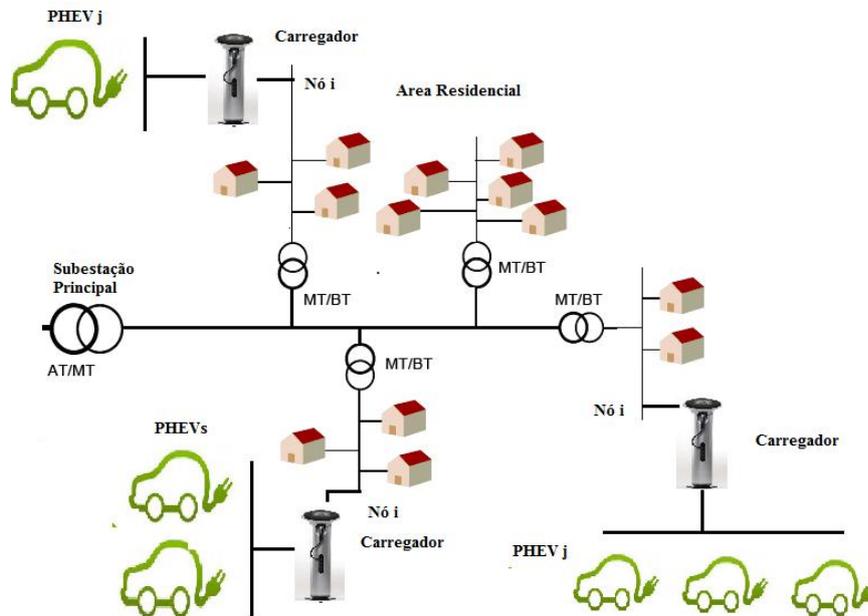
$$Max \sum_{i=1}^N \sum_{j=1}^{nve} \left(1 - \left(\frac{BSOC_{ij}}{BSOC_{ij}^{\max}} \right) \right) PEV_{ij}^t X_{ij} \quad (6)$$

Sendo $BSOC_{ij}$ o estado de carga da bateria do PHEV conectado no ponto de conexão do j do cliente da rede de baixa tensão da barra i da rede de média tensão, $BSOC_{ij}^{\max}$ é capacidade máxima da bateria do PHEV que está no ponto de conexão j na rede de baixa tensão da barra i da rede de média tensão, PEV_{ij}^t é a taxa de carregamento fornecida no ponto j da rede de baixa tensão, visto da barra i da rede de média tensão, X_{ij} é zero quando na barra i da rede de média tensão o PHEV não está conectado no ponto j da rede de baixa tensão ou o PHEV já terminou sua recarga, e é 1 quando o PHEV está conectado no ponto j do cliente na rede de baixa tensão associado ao ponto i correspondente à rede de média

tensão, e quando a bateria está menos do que totalmente carregada. N é o número total de barras da rede de média tensão, e nve é o número de PHEVs conectados na rede de baixa tensão associados com a barra i da rede de média tensão correspondente.

Na função objetivo do modelo estendido, aplica-se o termo $\left(1 - \left(\frac{BSOC_{ij}}{BSOC_{ij}^{\max}}\right)\right)$ para priorizar a taxa de carregamento que será entregue aos PHEVs que estão afastados da subestação principal com um nível de carga baixo na bateria, já que a rede tende a ter, na barra mais afastada da subestação principal, o menor valor de tensão, o que facilita atingir o limite mínimo de tensão com a demanda adicional que representa a conexão dos PHEVs.

Figura 26 — Representação do sistema de média tensão com alocação de PHEVs na rede de baixa tensão



Fonte: Elaboração do próprio autor

4.4.4.2.2 Restrição da Máxima Potência que Pode Ser Fornecida a Cada PHEV Conectado na Rede de Baixa Tensão

$$0 \leq PEV_j^t \leq PEV_j^{\max} \quad \forall j = 1, 2, \dots, nve_{total} \quad (7)$$

PEV_j^{\max} é a potência máxima que pode ser fornecida no ponto de conexão j , nve_{total} é o número total de PHEVs conectados no sistema. Esta restrição atende as limitações do

ponto de conexão j com respeito à taxa máxima de carregamento que pode ser entregue à bateria de cada PHEV. O valor máximo é definido em 4kW e o mínimo em zero.

4.4.4.2.3 Restrições Máxima Potência que Pode ser Fornecida por Cada Barra do Sistema de Média Tensão a um Conjunto de PHEVs

$$0 \leq \sum_{j=1}^{nve} PEV_{ij}^t \leq \sum_{j=1}^{nve} PEV_{ij}^{\max} \quad \begin{array}{l} \forall i = 1, 2, \dots, N \\ \forall j = 1, 2, \dots, nve \end{array} \quad (8)$$

A finalidade destas restrições é não permitir que a demanda de energia do grupo de baterias dos PHEVs na barra i ultrapasse o nível de potência que o sistema de média tensão pode entregar, ou seja, não seja ultrapassada a potência nominal do carregador. O valor máximo foi definido em função da potência nominal de carregadores existentes de 50kW e o mínimo em zero.

4.4.4.2.4 Restrições da Máxima Mudança da Taxa de Carregamento Entregue em Cada Barra do Sistema de Média Tensão Entre Passos de Tempo Consecutivos

$$\sum_{j=1}^{nve} PEV_{ij}^{t-1} - \Delta \leq \sum_{j=1}^{nve} PEV_{ij}^t \leq \sum_{j=1}^{nve} PEV_{ij}^{t-1} + \Delta \quad \begin{array}{l} \forall i = 1, 2, \dots, N \\ \forall j = 1, 2, \dots, nve \end{array} \quad (9)$$

Em cada barra i existe uma quantidade diferente de PHEVs conectados, A restrição da mudança da taxa de carregamento entre instantes de tempo consecutivos, limita uma mudança brusca da potência entre o instante de tempo $t-1$ e t na entrada do carregador de baixa tensão onde estão conectados os PHEVs. Aqui Δ é uma constante definida (em kW) em função da potência nominal do carregador de baixa tensão, a qual aqui é definida em 3 kW. Para cada cenário de demanda no instante de tempo t , a potência entregue na barra i não deve ser maior do que $\sum_{j=1}^{nve} PEV_{ij}^{t-1} + \Delta$, ou menor do que $\sum_{j=1}^{nve} PEV_{ij}^{t-1} - \Delta$. Assim será entregue uma taxa de carregamento necessária ao grupo de PHEVs da barra i em um instante de tempo atual t .

4.4.4.2.5 Restrições da Máxima Mudança da Taxa de Carregamento Entregue em Cada PHEV Conectado na Rede de Baixa Tensão Entre Passos de Tempo Consecutivos

$$PEV_j^{t-1} - \Delta_{phev} \leq PEV_j^t \leq PEV_j^{t-1} + \Delta_{phev} \quad \forall j = 1, 2, \dots, nve_{total} \quad (10)$$

A restrição da mudança da taxa de carregamento entre instantes de tempo consecutivos, limita uma mudança brusca da potência otimizada entre o instante de tempo $t-1$ e t na conexão monofásica de cada PHEV. Aqui Δ_{phev} é uma constante definida em função do pico de potência nas baterias dos PHEVs, a qual cuida da eficiência e a vida útil da bateria.

As baterias utilizadas atualmente pelos fabricantes de PHEVs são sensíveis às mudanças bruscas já que sua vida útil e o número de recargas total durante todo o tempo de utilização dependem diretamente da forma em que sejam carregadas. A temperatura é a principal causa da redução da vida útil e, com o objetivo de diminuir este efeito sobre a operação das baterias durante seu carregamento, têm sido desenvolvidos diferentes estudos sobre o comportamento da corrente de carga e os níveis de tensão da bateria.⁴⁸ Assim, a potência entregue no PHEV j no instante de tempo t não deve ser maior do que $PEV_j^{t-1} + \Delta_{phev}$, ou menor do que $PEV_j^{t-1} - \Delta_{phev}$.

4.4.4.2.6 Restrições de Tensão no Sistema de Média Tensão

$$V_i^{\min} \leq V_{init} + \mu_i \sum_{j=1}^{nve} PEV_{ij}^t + \sum_{l=1}^N \mu_{il} \sum_{j=1}^{nve} PEV_{ij}^t \leq V_i^{\max} \quad \forall i \in N; i \neq l \quad (11)$$

A restrição (11) é utilizada para representar os limites de tensão no sistema de média tensão. Onde cada barra i tem seu nível de tensão limitado em função das sensibilidades, tais como μ_i e μ_{il} . Sendo que a primeira é a sensibilidade de variação da tensão da barra i com respeito à variação da demanda na propria barra e a segunda é a sensibilidade da variação de tensão na barra i em relação à variação da demanda nas outras barras do sistema ou barra l ,

com a condição $i \neq l$, V_i^{\min} , V_i^{\max} são os limites de tensão mínima e máxima respectivamente segundo ANEEL,⁴² utilizados na simulação.

4.4.4.2.7 Sensibilidades de Tensão

Para encontrar as sensibilidades de tensão em função da variação da demanda em uma rede de distribuição de energia elétrica radial, utiliza-se o método proposto por Kumar et al.⁴ Expressões de sensibilidades de primeira ordem de tensão e corrente, em diferentes ramos e barras, foram desenvolvidas em termos da mudança na tensão das barras e correntes nos ramos com respeito à mudança da potência demandada em cada barra com carga.

O método desenvolvido por Kumar et al.⁴ mostra que estas sensibilidades podem ser aplicadas em problemas de otimização linear com o objetivo de determinar a carga ótima em problemas associados à previsão de demanda.

A Equação 12, representa a expressão da sensibilidade de tensão na barra i com respeito à variação de carga na mesma barra.

$$\frac{\partial |V_i|}{\partial |P_i|} = \frac{-|Z_{ii}||V_i|}{|V_i|^2 - |Z_{ii}||P_i|} \quad i=l \quad (12)$$

Na Equação 13, mostra-se a expressão para encontrar o valor das sensibilidades de tensão da barra i com respeito à variação de carga na barra l . Aqui m e n são barras diferentes.

$$\frac{\partial |V_i|}{\partial |P_l|} = -|Z_{ll}| \left[\frac{1}{|V_l|} + \frac{|P_l|}{|V_l|} \frac{|Z_{ll}|}{(|V_l|^2 - |Z_{ll}||P_l|)} \right] \quad i \neq l \quad (13)$$

4.4.4.3 Restrições de Carga dos Transformadores de Baixa Tensão

$$LT_i^{\text{init}} + \delta_i \sum_{j=1}^{nve} PEV_{ij}^t \leq LT_i^{\text{max}} \quad \forall i \in N \quad (14)$$

A restrição (14) é utilizada para representar os limites de carga dos transformadores de baixa tensão, onde LT_i^{init} (em kVA) é a carga inicial de cada transformador para cada cenário de demanda ou instante de tempo t instalado na barra i com um limite máximo LT_i^{max} , δ_i dado (em kVA/kW) é a sensibilidade da variação de carga térmica do transformador da barra i e PEV_{ij} é a taxa de carregamento fornecido para cada PHEV conectado no ponto j na rede de baixa tensão em relação à barra i .

Aqui, as sensibilidades são determinadas multiplicando-se o conjugado da corrente de carga de cada barra do sistema de média tensão pela sensibilidade de tensão da mesma barra.

4.4.5 Obtenção da Taxa de Carregamento Ótima para cada PHEV

As taxas de carregamento dos PHEVs são obtidos após aplicar uma técnica de otimização linear ao modelo apresentado na subsecção anterior. Estes valores correspondem ao carregamento de cada bateria dos PHEVs. Para resolver o problema de otimização da subsecção anterior foi usado o *toolbox linprog* de Matlab.

CAPITULO 5

TESTES E RESULTADOS

5.1 Introdução

Neste capítulo, serão apresentados os testes feitos para o carregamento ótimo de PHEVs considerando as restrições das redes de distribuição de média tensão mediante uma técnica de otimização linear.

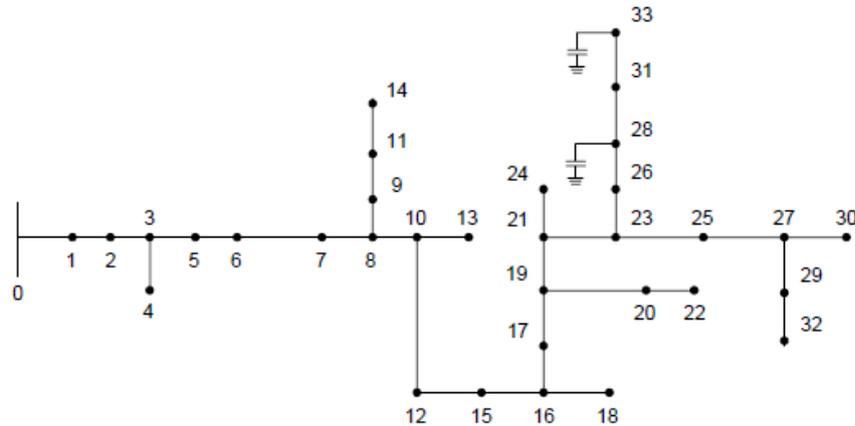
A metodologia aqui apresentada foi implementada na linguagem de programação *Matlab 7.9.0 (R2009a)* mediante um *Toolbox* chamado *Linprog*, que serve para implementar problemas de otimização linear e não linear. O problema linear apresentado neste trabalho foi resolvido por meio do método de pontos interiores.

Como anteriormente descrito, apresenta-se um cenário onde os PHEVs, após serem conectados em um ponto da rede de baixa tensão, iniciam um período de recarga com um estado de carga (SOC) inicial da bateria diferente para cada PHEV. A potência entregue a cada PHEV, ou taxa de carregamento, será controlada em função das restrições de operação e segurança do sistema de média tensão.

O método foi testado no sistema teste IEEE 34⁴⁷. Aqui são considerados três cenários de penetração. Onde, de 362 consumidores 55 são proprietários de PHEVs, o qual representa um nível de penetração de PHEVs igual a 15%, 106 usuários são proprietários de PHEVs, o qual representa um nível de penetração de PHEVs igual a 30%, e 181 usuários são proprietários de PHEVs, o qual representa um nível de penetração de PHEVs igual a 50%.

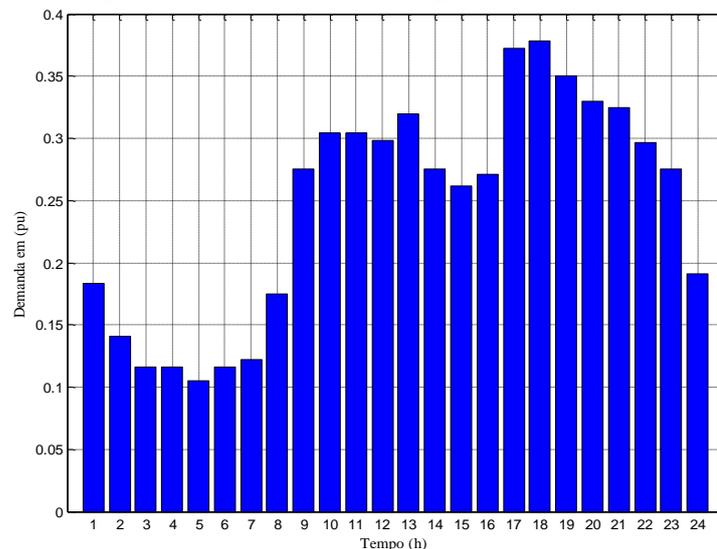
5.2 Rede Teste e Curvas de Carga

Neste trabalho, foram considerados os dados correspondentes ao equivalente monofásico do alimentador radial de média tensão IEEE 34⁴⁷ apresentado na Figura 27, onde os reguladores de tensão não são considerados, mas sim capacitores shunt de compensação devido às longas distâncias dos trechos. Nesta rede, a tensão do alimentador principal é de 14.4 kV fase-neutro. E 72% das cargas estão concentradas a 52 km da subestação. O transformador abaixador no trecho 19-20 é substituído por uma linha igual à do trecho 20-22.⁴⁰

Figura 27 — Alimentador teste IEEE 34

Fonte: IEEE Power Engineering Society⁴⁷

Para as análises, foi empregada a curva de carga diária sazonal apresentada na Figura 28 que representa o comportamento típico dos consumidores. O intervalo horário de carregamento dos PHEVs foi escolhido de modo que fosse possível fazer uma avaliação entre intervalos curtos de demanda, apresentados na Figura 29, e ter uma mudança da taxa de carregamento entregue à bateria dos PHEVs em tempo real, de acordo com a informação obtida no trabalho de Ochoa Pizzalli.³

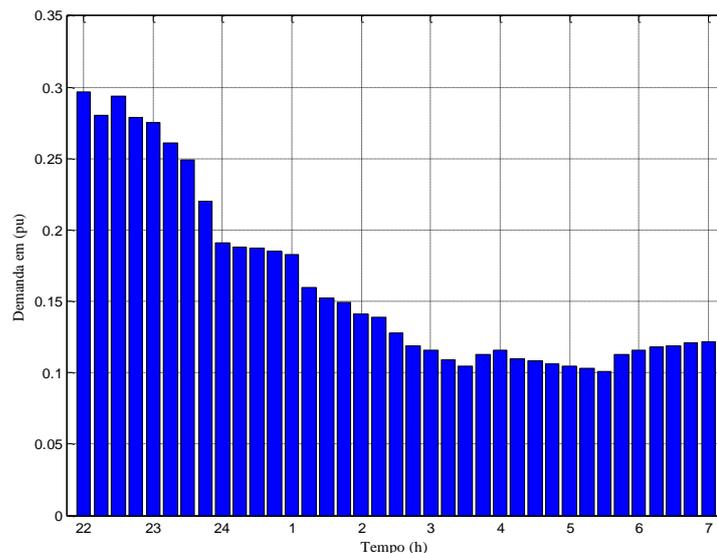
Figura 28 — Curvas de carga diárias sazonais

Fonte: Ochoa Pizzalli³

O período de recarga foi escolhido em função das tarifas da eletricidade e o principal horário onde os veículos não estão sendo utilizados,³⁹ pois é o melhor incentivo para determinar os horários de recarga de PHEVs. Assim, é possível ter uma utilização mais

eficiente da infraestrutura do sistema. Como foi mencionado nas considerações gerais (subseção 4.3), o aumento contínuo do preço da eletricidade pode influenciar a vontade de compra dos PHEVs, mas, mediante a escolha certa das tarifas horárias, os usuários podem ser beneficiados com o consumo de eletricidade no tempo adequado e, além disso, normalmente a parte do dia onde a eletricidade é mais econômica, o nível de demanda é menor e os veículos não estão sendo utilizados é no horário noturno.

Figura 29 — Curva de carga no horário de carregamento dos PHEVs



Fonte: Ochoa Pizzalli³

5.3 Consumidores e Capacidades de Transformadores

Na Tabela 9, apresentam-se o número de consumidores considerados por transformador neste trabalho e a dimensão dos transformadores de distribuição de média tensão segundo a norma ABNT NBR 5440.

5.4 Consumidores e Porcentagens de Carga em Transformadores

Neste trabalho, 15%, 30% e 50% do total de usuários considerados são donos de PHEVs. Na Tabela 10, apresenta-se o número de usuários por barra e a quantidade de PHEVs que corresponde a um grupo de consumidores para cada porcentagem de penetração. Adicionalmente, apresenta-se nesta tabela uma porcentagem de probabilidade a qual é calculada em função da capacidade de carga dos transformadores de média tensão.

Tabela 9 — Número de usuários e dimensão dos transformadores de média tensão

Barra inicial	Barra final	Valor Máximo de Demanda barra final em (kVA)	Transformador Dimensionado (kVA)	Consumidores	Fases
0	1	4,9481	15	6	3
1	2	4,9481	15	6	3
2	3	0,8850	5	2	1
3	4	0,8850	5	2	1
7	8	0,2653	5	2	1
8	9	1,8794	5	2	1
8	10	4,0512	15	6	3
9	11	9,4071	45	20	3
10	12	0,8972	15	6	3
10	13	6,6411	45	20	3
11	14	7,5265	45	20	3
12	15	5,4724	45	20	3
15	16	0,2209	5	2	1
16	18	0,2209	5	2	1
17	19	0,8185	5	2	1
19	21	2,7303	15	6	3
20	22	49,8084	150	50	3
21	23	9,8556	45	20	3
21	24	0,1019	5	2	1
23	25	20,1656	112,5	40	3
23	26	0,5092	5	2	1
25	27	6,7958	45	20	3
26	28	53,7645	225	60	3
27	29	1,5474	5	2	1
27	30	5,5817	45	20	3
29	32	1,5434	5	2	1
31	33	8,8393	45	20	3

Fonte: Elaboração do próprio autor

Para cada transformador de média tensão é medida a demanda máxima que apresenta em um período de 24 h; assim, todos os transformadores apresentam o pico máximo no horário do dia. Com este comportamento, o valor de pico máximo é subtraído do valor de carga nominal (em kVA) de cada transformador, e o resultado da resta é considerado como capacidade de carga dos transformadores fora do horário de pico, ou seja, no horário noturno, o qual foi escolhido para o período de recarga dos PHEVs. Esta capacidade de carga encontrada de cada transformador é dividida pela somatória das capacidades de todos os transformadores e este valor resultante representa a probabilidade de carga para cada transformador, a qual é representada na Tabela 10 como uma porcentagem.

Esta probabilidade tem como objetivo mostrar para os PHEVs, em que barra do sistema ou no nosso caso em que carregador tem maior possibilidade de conectar-se após seu

deslocamento, e assim iniciar o período de recarga. Este valor de probabilidade é considerado por Melo, Carreno e Feltrin¹ para gerar como dados de entrada a localização e o valor de SOC inicial para cada PHEV antes de ser conectado na rede de baixa tensão.

Tabela 10 — Probabilidade de carga

Barra	Consumidores	Probabilidade (%)	Penetração de PHEVs		
			15%	30%	50%
1	6	1,310	2	1	3
2	6	1,310	0	1	1
3	2	0,536	0	1	1
4	2	0,536	0	1	1
8	2	0,617	1	1	3
9	2	0,406	0	1	2
10	6	1,427	2	3	3
11	20	4,639	4	4	9
12	6	1,839	2	3	4
13	20	4,999	1	4	9
14	20	4,884	2	5	6
15	20	5,152	3	6	9
16	2	0,622	0	1	2
18	2	0,622	0	2	2
19	2	0,545	0	2	2
21	6	1,599	1	6	3
22	50	13,059	10	16	32
23	20	4,580	3	4	8
24	2	0,638	1	2	2
25	40	12,035	4	10	12
26	2	0,585	1	3	1
27	20	4,979	1	3	11
28	60	22,319	10	19	37
29	2	0,451	2	2	2
30	20	5,138	3	4	5
32	2	0,450	0	0	2
33	20	4,713	2	4	9

Fonte: Elaboração do próprio autor

5.5 Veículos Elétricos

Três níveis de recarga para os PHEVs foram definidos pela EPRI e cadastrados no NEC nos EUA, junto com os requisitos de funcionamento e sistemas de segurança

correspondentes, definidos previamente pela comunidade automobilística, incluindo pesquisadores e grandes representantes da indústria.

Neste trabalho, o tipo de recarga suposto é o tipo 1, o qual representa a conexão à rede dos PHEVs modelados como carga de potência constante com fator de potência unitário, utilizando tomadas normalizadas de corrente de até 16 A de conexão monofásica com condutores de fase, neutro e terra de proteção.³⁶

Na Tabela 11, são apresentadas as características elétricas dos PHEVs utilizados na simulação.

Tabela 11 — Características elétricas da conexão dos PHEVs

Característica	Dado
Tipo de Veículo Elétrico	PHEV
Capacidade da Bateria	20 kWh
Potência nominal	4kW
Tensão	120 V
Fator de potencia (fp)	Unitário
Tipo de recarga	Tipol

Fonte: Elaboração do próprio autor

5.6 Simulações de Carregamento Controlado Considerando um Período de Recarga de 9 h com 15% de Penetração no Mercado

5.6.1 Localização e SOC inicial

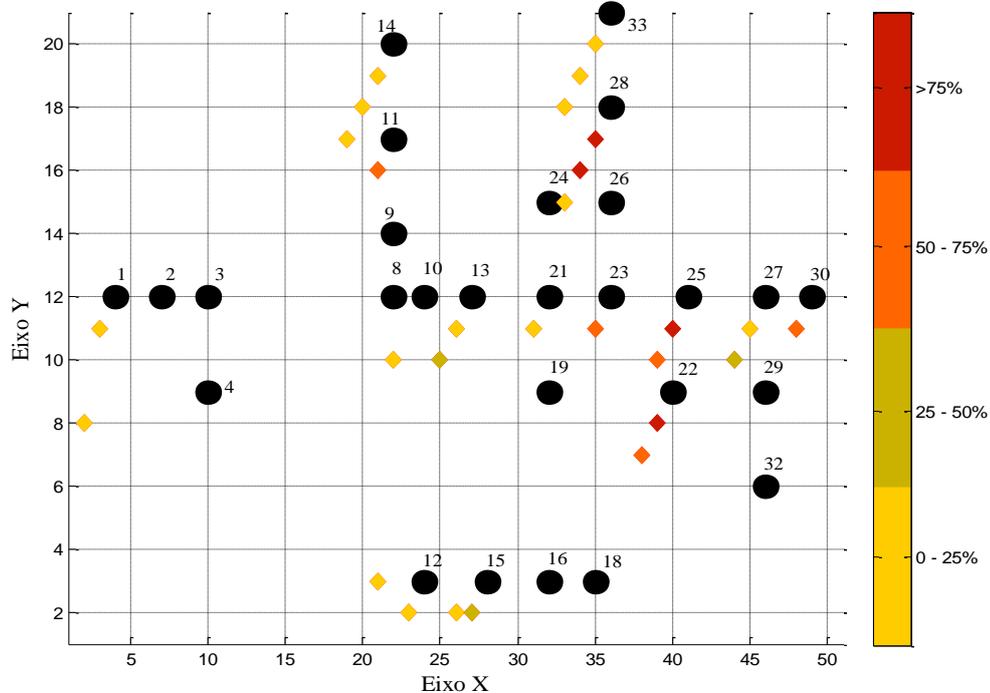
Na Figura 30, apresenta-se a distribuição espacial dos PHEVs na área do sistema elétrico, as cores representam o número máximo de PHEVs concentrados em diferentes pontos do sistema.

Na aplicação da metodologia proposta neste trabalho, a distribuição espacial permite determinar o ponto de conexão à rede elétrica de baixa tensão dos PHEVs. Desta forma, pode-se determinar o número de veículos conectados aos transformadores de distribuição. Aqui, nível de penetração faz referência a uma porcentagem que representa o número de usuários que atualmente são donos de PHEVs. Nesta simulação, com uma porcentagem de penetração de 15% do total de usuários considerados, foram obtidos como dados de entrada a localização de um total de 55 PHEVs.

O modelo de percolação estima as localidades onde se pode encontrar uma maior concentração de veículos elétricos. Este modelo considera que a área de estudo é dividida por uma grade regular. Na Figura 30, encontra-se o mapa da área de serviço na qual o eixo X

representa a posição na linha da grade utilizada, e o eixo Y representa a posição na coluna da grade utilizada.

Figura 30 — Distribuição espacial dos PHEVs para 15% de penetração



Fonte: Elaboração do próprio autor

Na Figura 30, cada barra do sistema é representada por um círculo de cor preto. A escala de cores representa a concentração local de PHEVs para cada posição da grade utilizada no sistema de agentes, conforme explicado na subseção 4.4.1. Desta forma, as cores mais escuras representam as posições com maior concentração de PHEVs determinada pelo modelo de agentes. Por exemplo: a cor amarela representa uma faixa de concentração entre 0% e 25% do valor máximo de PHEVs simulados, assim como, a cor vermelha representa uma faixa entre 75% e 100%. A porcentagem é calcula em relação ao valor máximo de veículos simulados devido a que esse número pode ser diferente do número de veículos considerados na porcentagem de 15% de PHEVs. Essa consideração será aplicada nas figuras que representam a distribuição espacial das porcentagens de 30% e 50% de PHEVs, respectivamente, as quais serão mostradas neste capítulo. Maiores informações sobre a metodologia seguida para determinação da distribuição espacial podem ser encontradas no Apêndice A deste trabalho.

Apresenta-se na Tabela 12 o número de PHEVs e as barras da rede de média tensão onde estão localizados, além do SOC inicial deles.

Tabela 12 — PHEVs e SOC inicial com 15% de penetração

Barra	SOC inicial (%)	PHEV	Barra	SOC inicial (%)	PHEV	Barra	SOC inicial (%)	PHEV
1	36,05	1	22	21,55	19	26	61,21	37
	76,81	2		66,64	20	27	2,48	38
8	36,15	3		69,89	21	28	40,68	39
10	33,4	4		62,68	22		75,37	40
	57,92	5		27,19	23		12,06	41
11	22,94	6		14,31	24		40,68	42
	29,38	7		40,49	25		16,23	43
	84,43	8		62,53	26		32,1	44
	52,28	9		32,87	27		34,78	45
12	72,83	10		27,8	28		39,25	46
	18,84	11	23	19,07	29		50,2	47
13	29,11	12		9	30		53,47	48
14	20,77	13	24	85,71	31	29	34,46	49
	39,95	14		51,42	32		60,55	50
15	17,51	15	25	7,43	33	30	4,68	51
	3,45	16		1	34		1,54	52
	47,05	17		15,89	35		3,43	53
21	21,59	18		15,94	36	33	57,74	54
							27,15	55

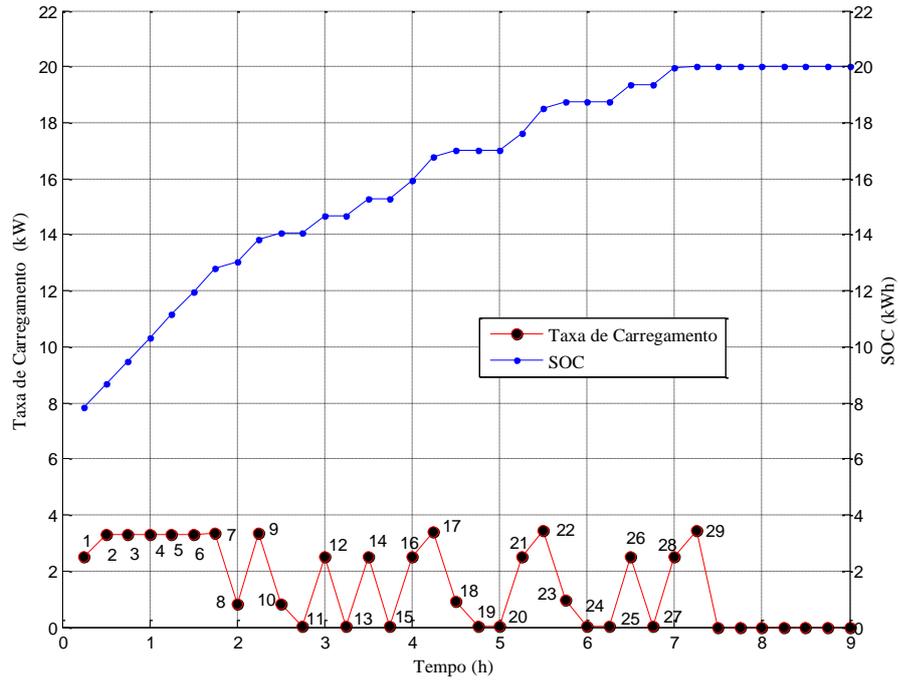
Fonte: Elaboração do próprio autor

Com o objetivo de observar o comportamento de recarga do PHEV 3, conectado na barra 8 sem e com Δ_{phev} , foram feitas simulações que resultaram nos valores apresentados nas Figuras 31 e 32.

No comportamento de recarga correspondente à Figura 31, observa-se que a taxa de carregamento apresenta variações bruscas entre instantes de tempo consecutivos já que o carregador está entregando potência até um limite máximo de 4 kW, o qual é assumido neste trabalho como o limite de potência entregue na tomada monofásica. Além disso, nos resultados da Figura 31 não foi considerado o Δ_{phev} da restrição representada pela inequação (10).

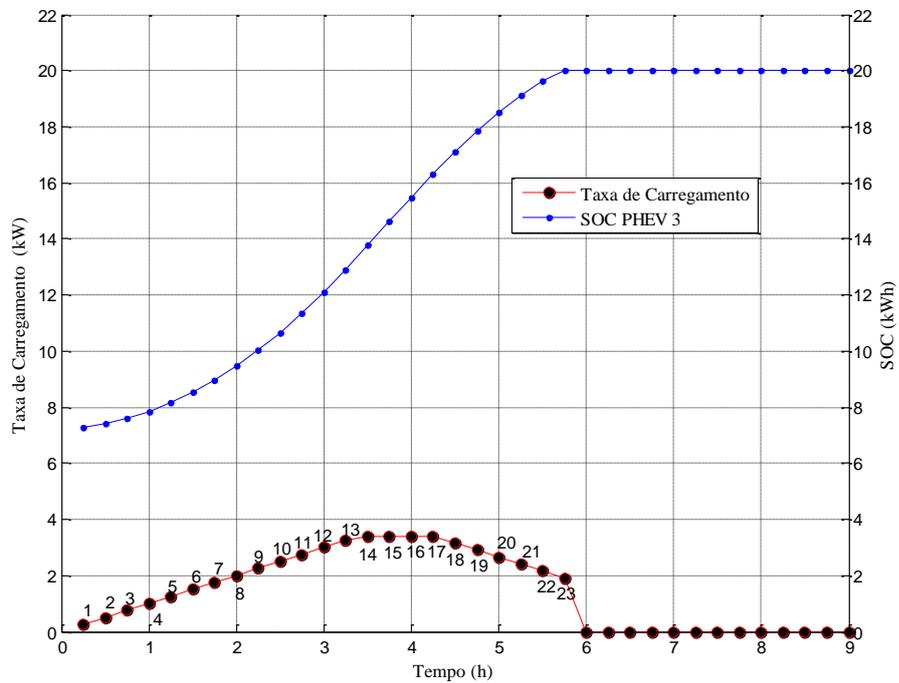
Na Figura 32, observa-se que a taxa de carregamento entregue neste PHEV apresenta um comportamento mais suave sem mudanças bruscas e, além disso, a taxa de carregamento foi entregue um número de vezes menor do que no carregamento apresentado na Figura 31, onde também é atingido um nível de carga aceitável para o cliente no final do período de recarga. No comportamento de recarga correspondente à Figura 32 é considerado o Δ_{phev} , com o objetivo de preservar a vida útil da bateria.

Figura 31 — Carregamento do PHEV 3 conectado na barra 8 sem considerar o Δ_{phev}



Fonte: Elaboração do próprio autor

Figura 32 — Taxa de carregamento e evolução do SOC do PHEV 3 considerando o Δ_{phev}



Fonte: Elaboração do próprio autor

5.6.2 Evolução do SOC e a Taxa de Carregamento

Nesta subseção, apresenta-se o comportamento de carga dos PHEVs aqui considerados, onde é apresentado para cada PHEV principalmente a taxa de carregamento entregue e a evolução do SOC.

Os PHEVs aqui observados são os PHEVs 3, 28 e 53 os quais estão localizados nas barras 8, 22 e 30 respectivamente. A evolução de recarga do PHEV 3 é observada já que na barra 8, este é o único PHEV conectado, e com esta característica observa-se com mais clareza o comportamento dos níveis de potência entregue em relação às demais barras.

Também é observado o comportamento da evolução de recarga do PHEV 28, sendo que este PHEV está carregando entre um grupo de PHEVs conectados à mesma barra. Isto permite mostrar o comportamento da taxa de carregamento entregue em função do nível de prioridade que tem cada PHEV para receber potência do sistema.

Com o carregamento do PHEV 53 é possível observar qual é o impacto nos níveis da taxa de carregamento entregue em um PHEV que está conectado a uma distância considerável da subestação principal.

Na Figura 33, apresenta-se a evolução SOC dos PHEVs conectados, após três horas do início do período de recarga. Nesta figura, observa-se que o PHEV 2 com SOC inicial igual a 76,81% da capacidade total da bateria consegue carregar sua bateria totalmente.

Observa-se também que o PHEV 3, associado à barra 8, tem um SOC inicial de 7,23 kWh o que representa 36,15% da carga total da bateria, após três horas do início do período de recarga chega até um nível de energia de 12 kWh, o que indica que teve um aumento de 23,27% no nível de carga da bateria.

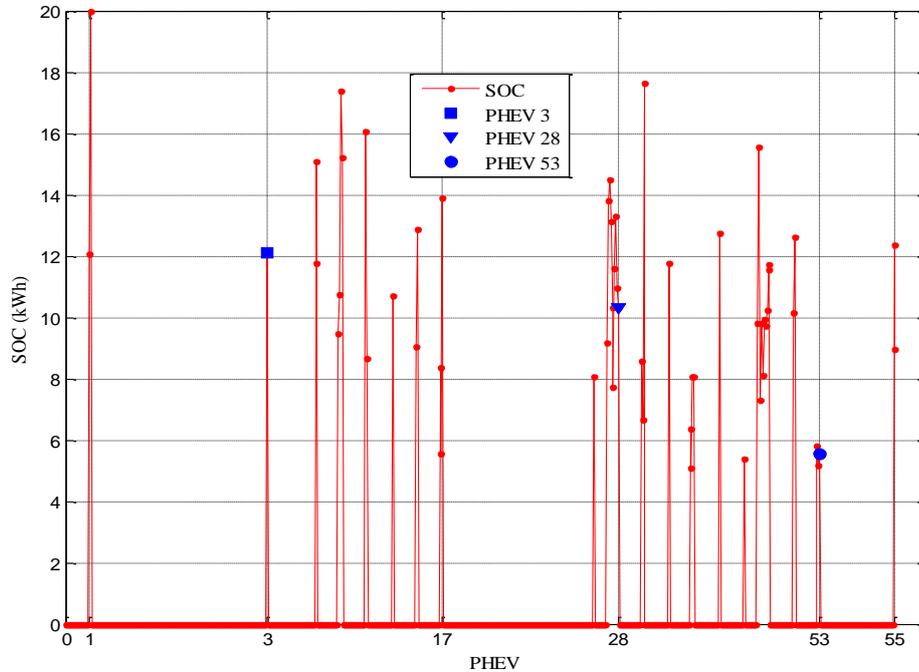
O PHEV 28 localizado na barra 22 inicia o período de recarga com um SOC de 5,56 kWh o que representa uma porcentagem de carga de 27,8 % da carga total da bateria, e após três horas do início do período de recarga chega até um valor de energia igual a 10,3 kWh, o que indica que teve um aumento de 23,7 % no nível de carga da bateria.

Observa-se no comportamento de recarga do PHEV 3 e do PHEV 28 com níveis de SOC inicial diferentes, que eles conseguem carregar uma porcentagem muito parecida após três horas do início do período de recarga.

O PHEV 53, que está mais afastado da subestação principal, inicia o período de recarga com um SOC inicial de 0,68 kWh, o que representa uma porcentagem de carga inicial de 3,43% da carga total da bateria. Esta recarga começa somente após três horas do início do

período de recarga, este PHEV atinge um nível de energia na bateria de 5,56 kWh, o que indica que teve um aumento de energia na bateria de 24,61%.

Figura 33 — Nível de SOC após três horas do início do período de recarga

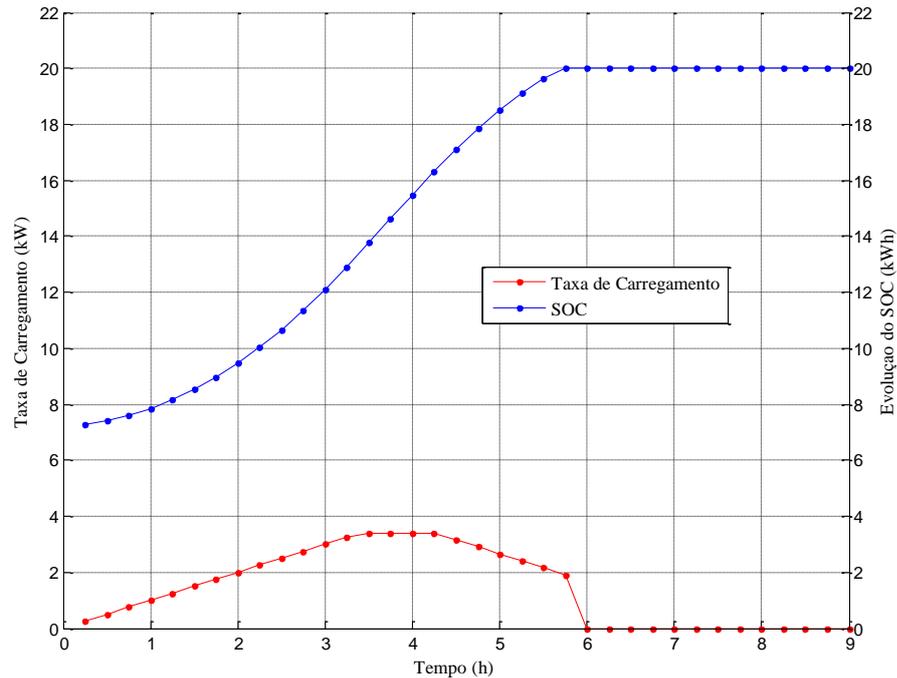


Fonte: Elaboração do próprio autor

Observa-se na Figura 33 que, após três horas do início do período de recarga, o PHEV 3 aumenta seu nível de energia na bateria em 23,27% , o PHEV 28 em 23,7% e o PHEV 53 em 24,61%. Isto mostra que, mesmo os PHEVs terem condições de SOC inicial diferentes e localização diferente a metodologia se torna eficiente na hora de entregar a potência adequada a cada bateria. Este comportamento de recarga acontece sem ultrapassar os limites que cuidam da vida útil da bateria.

Na Figura 34, apresenta-se a taxa de carregamento e a evolução do SOC do PHEV 3. Nesta Figura, observa-se que o PHEV inicia o período de recarga com um SOC inicial igual a 36,15 % da capacidade total da bateria aqui considerada. Observa-se também que a taxa de carregamento tem continuidade com pequenas mudanças de potência entre instantes de tempo consecutivos para todo o período de recarga, porém os valores de potência entregue são menores do que o máximo de 4 kW como foi definido neste trabalho.

A bateria não atingiu o maior valor de potência (em kW) permitido, devido às restrições representadas pela equação (14), que limitam o carregamento na terceira e quarta hora em função de demanda típica de consumidores.

Figura 34 — Evolução do SOC e taxa de carregamento do PHEV 3

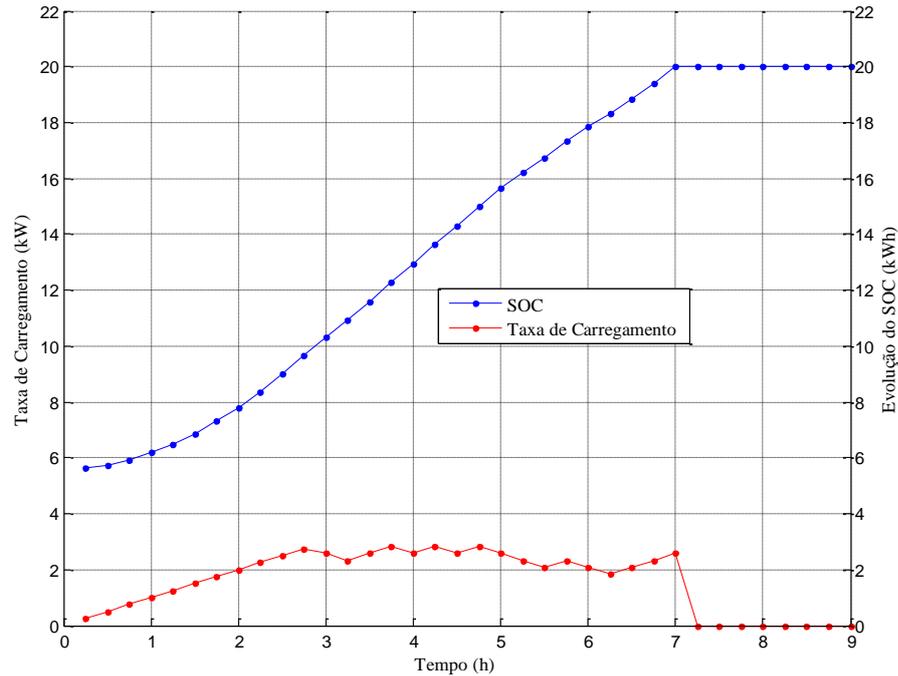
Fonte: Elaboração do próprio autor

Na Figura 35, apresenta-se a taxa de carregamento e a evolução SOC do PHEV número 28, este PHEV está localizado na barra 22 da rede de média tensão e no final do período de recarga fica totalmente carregado. É observado que o PHEV 28 no início do período de recarga tem um SOC inicial de 27,8 % da capacidade total da bateria aqui considerada.

No comportamento de recarga apresentado na Figura 35, observam-se valores menores de potência entregue em relação aos valores do PHEV 3, já que estão atuando as restrições correspondentes às inequações (9) e (10) apresentadas na formulação do modelo na subseção 4.4.4.2.

As restrições representadas pela inequação (9) representam a limitação da máxima mudança de potência entregue por cada barra do sistema, isto acontece para o grupo de PHEVs conectados em uma mesma barra.

No caso do carregamento do PHEV 28, esta restrição participa limitando a quantidade de potência que será entregue ao grupo de PHEVs onde está conectado o PHEV 28 e, depende do nível de energia que tenha cada PHEV. nesses instantes de tempo. Os PHEVs que têm um menor nível de carga terão prioridade de fornecimento de potência em suas baterias, isto é decidido pela função objetivo representada pela equação (6), mas ainda assim a recarga dos PHEVs pode estar restrita pelas restrições correspondentes à inequação (10).

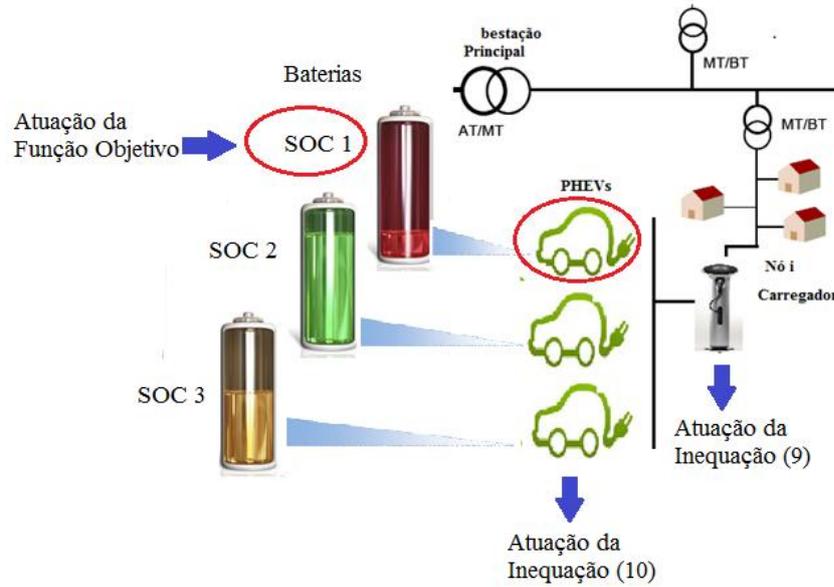
Figura 35 — Evolução do SOC e taxa de carregamento do PHEV 28

Fonte: Elaboração do próprio autor

Na Figura 36, apresenta-se um desenho que ilustra, onde e como atuam as restrições correspondentes às inequações (9) e (10). Aqui, a inequação (9) permite fornecer uma quantidade de potência (em kW) ao grupo de PHEVs, esta quantidade de potência varia para cada instante de tempo dependendo da quantidade da potência que foi entregue em um instante de tempo anterior. Esta quantidade de potência é dividida entre o grupo de PHEVs dependendo da prioridade que a função objetivo da para cada PHEV. Assim, o PHEV com menor nível de energia tem prioridade e aproveita um valor maior de potência que foi permitido pela inequação (9), que no caso da Figura 36 seria o PHEV correspondente ao SOC1, mas esse maior valor será restringido pela inequação (10), já que não podem existir mudanças de potência bruscas, pois a vida útil da bateria seria comprometida. Além disso, se com o valor de potência que aproveita o PHEV, a taxa de carregamento atinge o limite de 4 kW, a restrição representada pela inequação (7) atua.

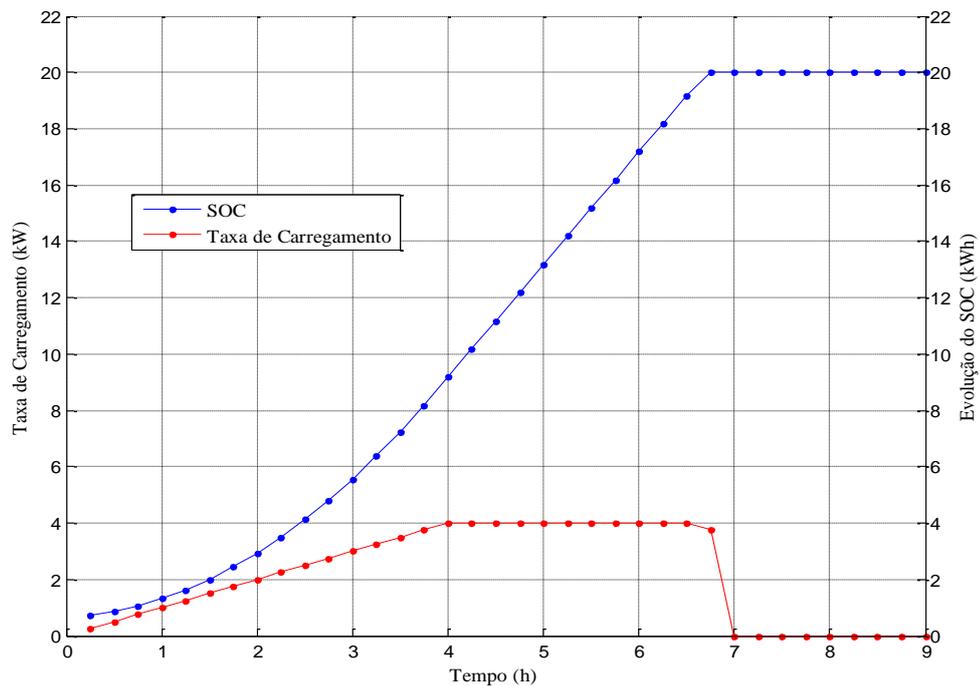
Na Figura 37, apresenta-se a evolução da taxa de carregamento e do SOC do PHEV 53 que está conectada na barra 30. Este PHEV carrega totalmente ao final do período. Nesta Figura, considerando que o PHEV 53 está mais afastado da subestação principal em relação ao PHEV número 28, observa-se que teve mais prioridade na entrega da taxa de carregamento do que o PHEV 28, já que carregou primeiro suas baterias com maiores valores de taxa de carregamento.

Figura 36 — Ilustração da atuação de restrições no carregamento de um grupo de PHEVs



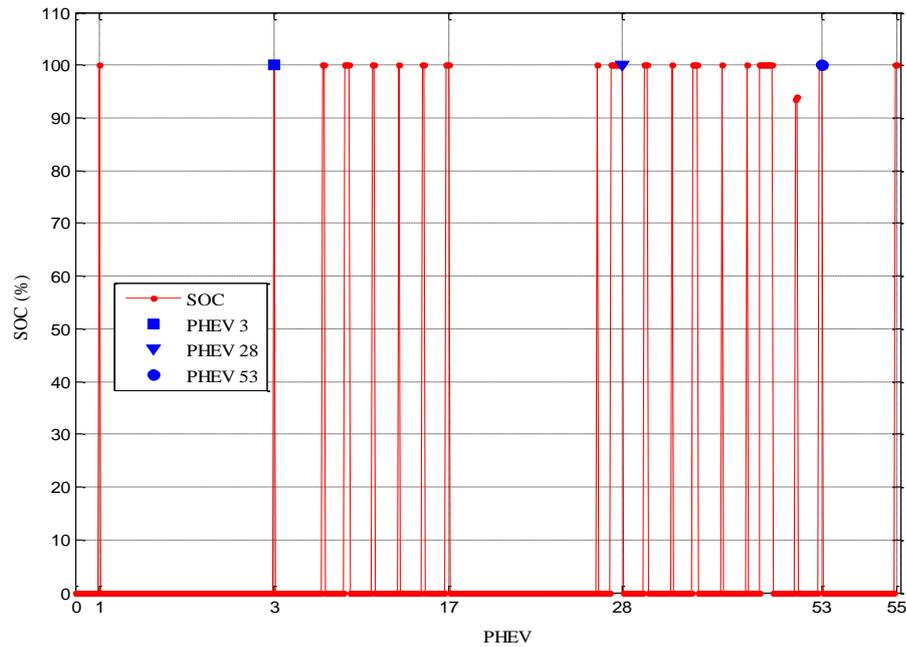
Fonte: Elaboração do próprio autor

Figura 37 — Evolução do SOC e taxa de carregamento do PHEV 53



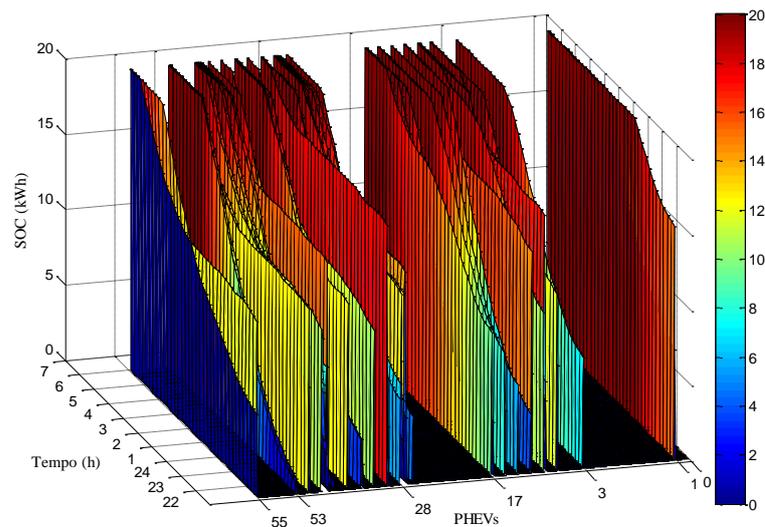
Fonte: Elaboração do próprio autor

Na Figura 38, apresenta-se o nível de SOC dos PHEVs conectados no sistema de baixa tensão no final do período de recarga. Aqui é observado que todos os PHEVs conectados no sistema ficam no final do período de recarga com um nível de carga dentro dos níveis aceitáveis, ou seja, maiores do que 90% da capacidade total da bateria.

Figura 38 — Nível de SOC no final do período de recarga

Fonte: Elaboração do próprio autor

Na Figura 39, apresenta-se a evolução do carregamento de todos os PHEVs conectados e do lado uma barra com as cores que indicam o nível de carga (em kWh) de cada PHEV. Aqui 55 PHEVs são conectados para iniciar sua recarga com um SOC inicial diferente. Nestas simulações todos os PHEVs conseguem carregar totalmente suas baterias.

Figura 39 — Evolução do SOC para todo o período de recarga de todos os PHEVs

Fonte: Elaboração do próprio autor

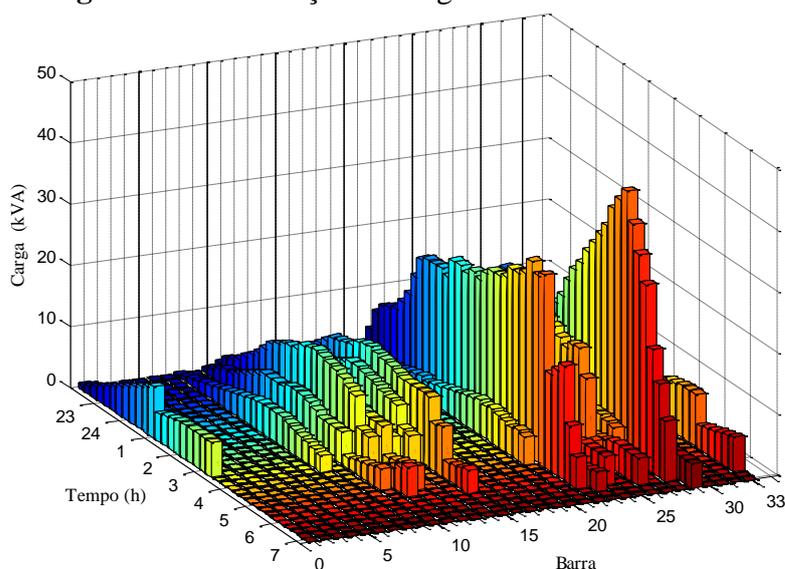
5.6.3 Carga nos Transformadores de Distribuição

Nesta subsecção, apresenta-se a evolução da carga nos diferentes transformadores de distribuição de baixa tensão.

Na Figura 40, apresenta-se a evolução de carga (em kVA), que ilustra unicamente a demanda relativa aos PHEVs conectados em cada transformador sem considerar a demanda de consumidores típicos. Nesta figura, através de barras de diferentes cores que representam um cenário de demanda mostra-se a evolução de carga de cada transformador, por exemplo, às 6:00 h a barra que representa o nível de carga para o transformador 33 tem uma cor vermelha mais tênue do que as demais, pois essa barra vermelha representa o mesmo cenário de demanda para o transformador associado à barra 33 e os demais transformadores nesse mesmo horário.

Na Figura 40, observa-se também que alguns transformadores já terminaram seu período de carga pela presença de PHEVs, então a barra que representa o nível de carga apresenta um valor zero, como é o caso do transformador associado à barra 1 de rede de media tensão, já que este termino seu período de carga com presença de PHEVs saindo da cor amarela ou seja próximo das 3:30 h, e no caso do transformador 29 termina seu período de carga com a presença de PHEVs às 7:00 o qual é indicado pela cor vermelha.

Figura 40 — Evolução da carga em transformadores.



Fonte: Elaboração do próprio autor

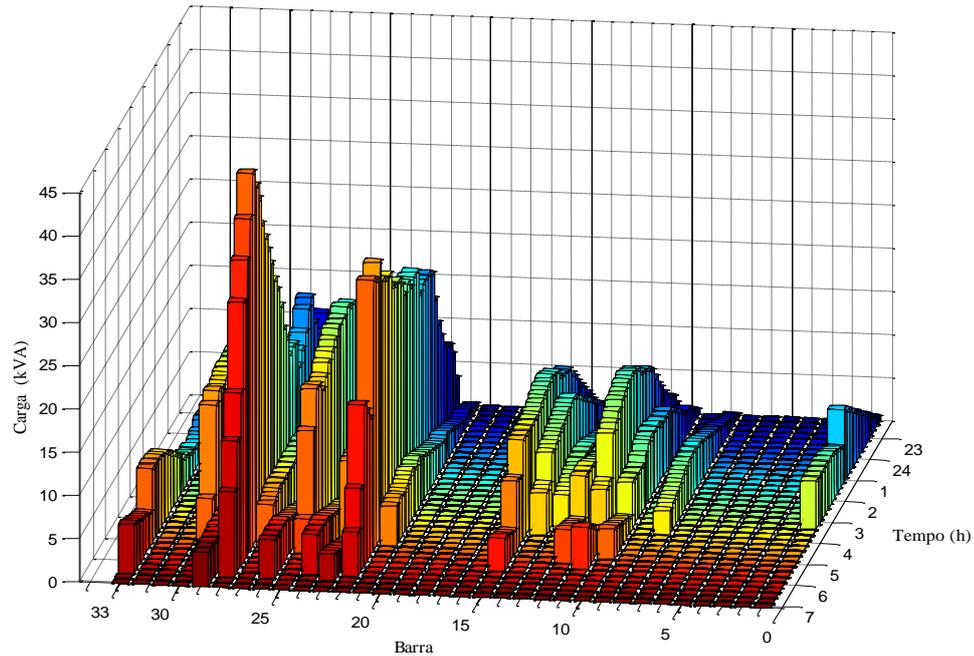
A Figura 41, possui as mesmas informações da Figura 40, mas permite observar a evolução do carregamento.

Observa-se, na Tabela 9, que os transformadores que estão mais afastados da subestação principal apresentam uma capacidade maior do que os que estão mais próximos, e segundo a Tabela 12 esses transformadores de menor capacidade têm alocado um número menor de PHEVs e os mais afastados um número maior de PHEVs.

Na Figura 41, é possível observar que a carga que representa a conexão dos PHEVs nos transformadores próximos da subestação principal termina mais rápido do que a carga nos transformadores afastados da subestação principal. Este comportamento pode ser explicado através da comparação entre a barra 1, localizada próxima da subestação principal com pouca quantidade de PHEVs conectados, e a barra 28, afastada da subestação principal com uma grande quantidade de PHEVs conectados. Adicionalmente o carregamento dos PHEVs é efetuado através das mesmas condições as quais são valores nominais de potência por tomadas e por barra, também níveis de tensão mínimos e valores máximos de taxa de carregamento que pode ser entregue para cada bateria, porém a capacidade dos transformadores é considerada diferente para cada transformador. Com isto, observa-se que a barra 1 tem mais vantagens em relação ao carregamento dos PHEVs do que a barra 28, já que seus níveis de tensão em todo o período de recarga são maiores do que os níveis da barra 28, o que indica uma possibilidade menor de atingir os limites mínimos da restrição representada pela inequação (11), a qual está associada aos níveis de tensão da barra. Este comportamento da tensão é benéfico para os PHEVs conectados na barra 1, já que tem a possibilidade de ter um fornecimento de potência maior em função das restrições consideradas.

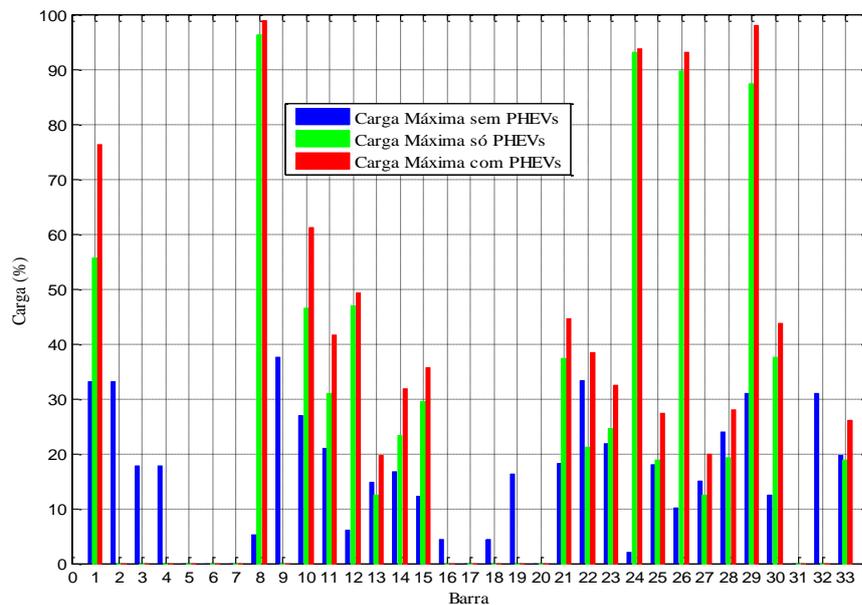
Outra vantagem que tem a barra 1, é que devido ao pouco número de PHEVs conectados, o sistema através da operação remota possibilita mais continuidade no fornecimento de potência ao pequeno grupo de PHEVs já que não existem PHEVs além do pequeno grupo, os quais representam mais prioridade de carregamento pelo seu baixo nível de carga na bateria. Assim neste caso os PHEVs conectados em uma barra afastada da subestação apresentam um carregamento mais tardio.

Na Figura 42, através de uma representação de três barras de cores diferentes para cada transformador, observa-se a porcentagem de carga máxima que cada um deles apresenta. Assim, a barra de cor azul representa a porcentagem de carga máxima devido à conexão unicamente de consumidores típicos, a barra de cor verde a porcentagem de carga máxima devido à conexão unicamente dos PHEVs, e a barra de cor vermelha a porcentagem de carga máxima devido à conexão de consumidores típicos e de PHEVs. Os três tipos de porcentagem de carga máxima acontecem em horários diferentes. Nesta figura, observa-se que nenhum transformador apresenta uma porcentagem de carga máxima maior a sua capacidade nominal.

Figura 41 — Evolução da carga em transformadores

Fonte: Elaboração do próprio autor

Também, na Figura 42, se observou que os transformadores de menor capacidade apresentam a maior porcentagem de carga máxima. Esses transformadores, segundo a Tabela 9, têm uma capacidade nominal de 5 kVA. Isto indica que os transformadores de menor capacidade no sistema têm um maior impacto com a conexão dos PHEVs, já que correm o risco de operar sobrecarregados, o qual causaria uma redução da vida útil.

Figura 42 — Porcentagem de carga máxima em transformadores

Fonte: Elaboração do próprio autor

5.6.4 Níveis de Tensão do Sistema

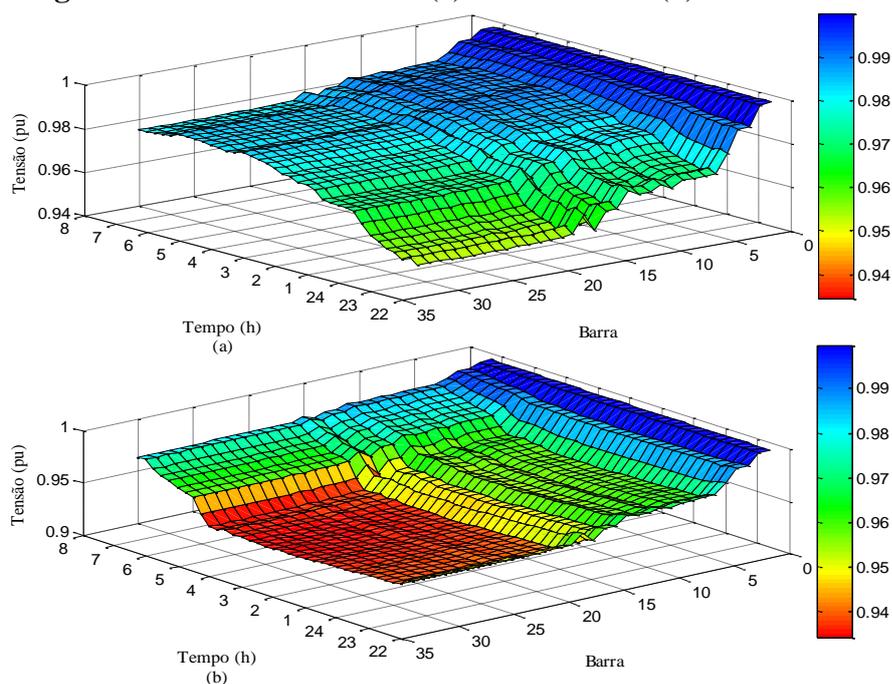
Nesta subsecção, apresenta-se o impacto da presença de PHEVs sobre os níveis de tensão do sistema para uma percentagem de penetração de 15%.

Na Figura 43 (a), apresenta-se a evolução dos perfis de tensão para todo o período de recarga sem PHEVs, e na Figura 43 (b), apresenta-se a evolução do perfil de tensão para todo o período de recarga com PHEVs conectados no sistema. No lado direito da Figura 43, apresentam-se as barras com cores que indicam o nível de tensão para cada figura. As Figuras 43 (a) e (b) ilustram os valores de tensão na rede sem e com a presença de PHEVs, as cores são indicativos dos valores de tensão conforme a barra de cores colocada no lado direito das figuras. O limite inferior assumido aqui é de 0,93 pu.

Neste trabalho, com a técnica de otimização utilizada, mostra-se que é possível carregar totalmente de uma forma controlada o número de PHEVs conectados que representam 15% de penetração, sem ultrapassar as restrições de operação segura do sistema.

Na Figura 43 (b), observa-se como a conexão dos PHEVs impacta sobre os níveis de tensão do sistema, já que é visível uma considerável queda de tensão, principalmente nas barras mais afastadas da subestação principal. Também, pode-se observar na Figura 43 (b), que os níveis de tensão se estabilizam aproximadamente 7 h após o início do período de recarga, o que indica que os PHEVs já não representam uma carga para o sistema.

Figura 43 — Níveis de tensão (a) sem PHEVs e (b) com PHEVs



Fonte: Elaboração do próprio autor

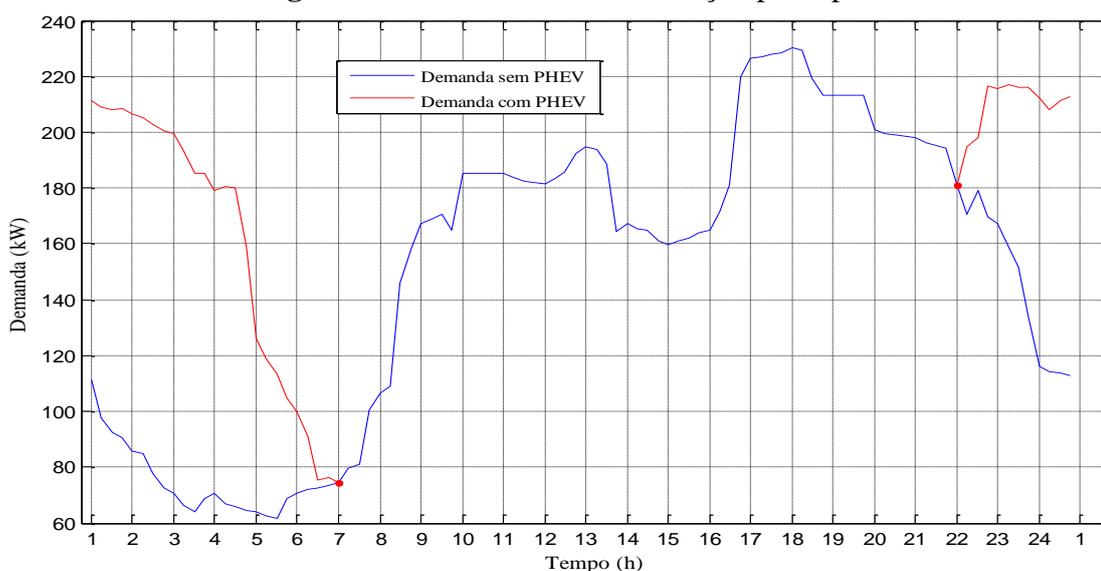
5.6.5 Demanda Adicional na Subestação Principal

Nesta subseção, é apresentada a curva de demanda na subestação principal utilizada neste trabalho, comparada com a demanda adicional que representa a conexão dos PHEVs.

Na Figura 44, apresenta-se a demanda adicional para a subestação para um cenário de 15% de penetração. Os resultados mostram que 20,13 % do total da demanda nominal do sistema é entregue aos PHEVs considerados. Observa-se que, do total da energia contida nas baterias para o final do período de recarga, 34,9% representa o SOC inicial de todos os PHEVs conectados, o resto foi fornecida pela rede.

Nestas simulações, para 15% de penetração de PHEVs, todos eles conseguem carregar totalmente suas baterias num cenário controlado sem ultrapassar os limites de operação do sistema.

Figura 44 — Demanda na subestação principal



Fonte: Elaboração do próprio autor

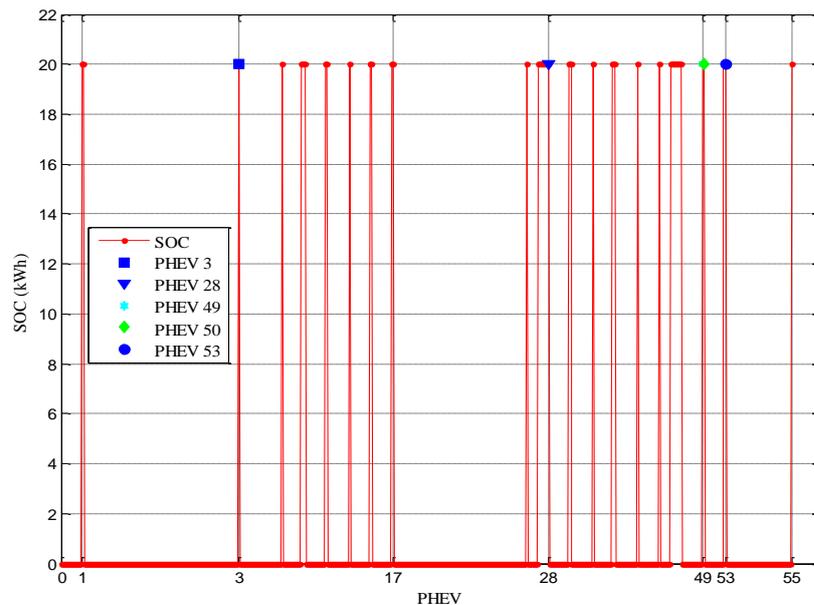
5.7 Simulações de Carregamento Controlado Considerando um Período de Recarga Estendido até 11 h com 15% de Penetração

Nesta subseção, são apresentados os resultados das simulações para a mesma distribuição espacial e porcentagem de penetração apresentadas na subseção 5.6. Adicionalmente, é considerado um período de recarga de 11 h, o qual é comparado com um período de 9 h.

5.7.1 Evolução do SOC

Na Figura 45, apresenta-se o nível de SOC no final do período de recarga para um período de recarga estendido de 9h até 11h. Observa-se que todos os PHEVs conseguem atingir um nível de 100% de carga nas baterias no final do período de recarga, inclusive os PHEVs 49 e 50 da barra 29. Aqui, a restrição representada pela inequação (14) do modelo está atuando, mas para a demanda total dos dois PHEVs ali conectados (PHEV 49 e 50) o sistema não consegue fornecer o total de potência demandada para os dois PHEVs, ou seja, o sistema fornece o equivalente em potência só a um PHEV. Isto indica que a pouca potência que está sendo entregue no período estendido é dividida entre os dois PHEVs segundo seu nível de prioridade. O nível de prioridade foi discutido na subseção 5.6.3.

Figura 45 — SOC no final do período de recarga para um horário estendido

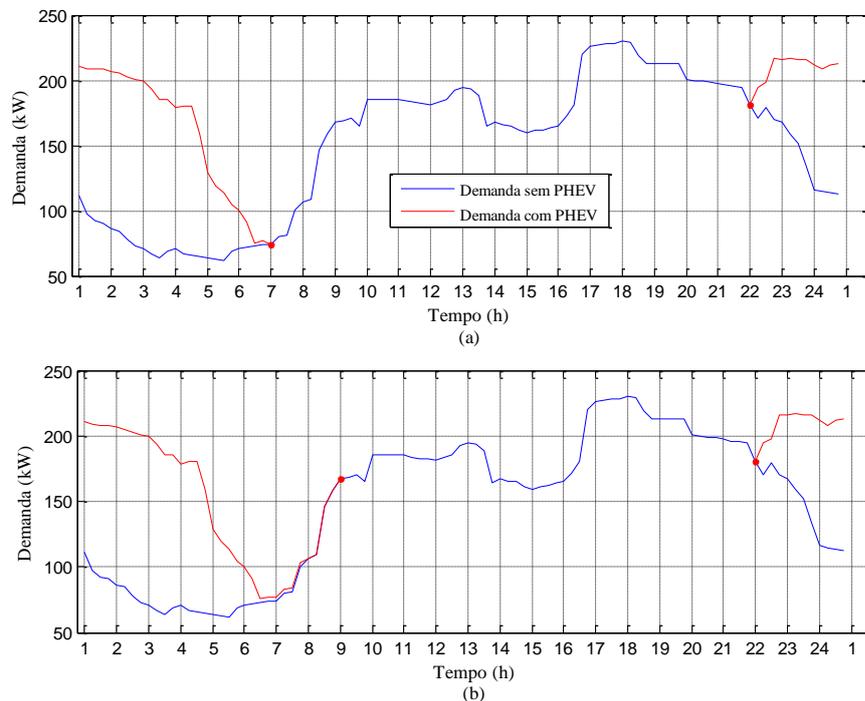


Fonte: Elaboração do próprio autor

5.7.2 Demanda Adicional na Subestação Principal

Na Figura 46, são apresentadas as curvas de demanda para dois períodos de recarga, com duração de 9 e 11 h. Observa-se na Figura 46 (b) que os PHEVs consomem um pouco mais após as 7h, isto é apenas o equivalente a 0,082 da demanda nominal total do sistema.

Figura 46 — Demanda adicional para dois períodos de recarga (a) noturno de 9h e (b) estendido de 11h



Fonte: Elaboração do próprio autor

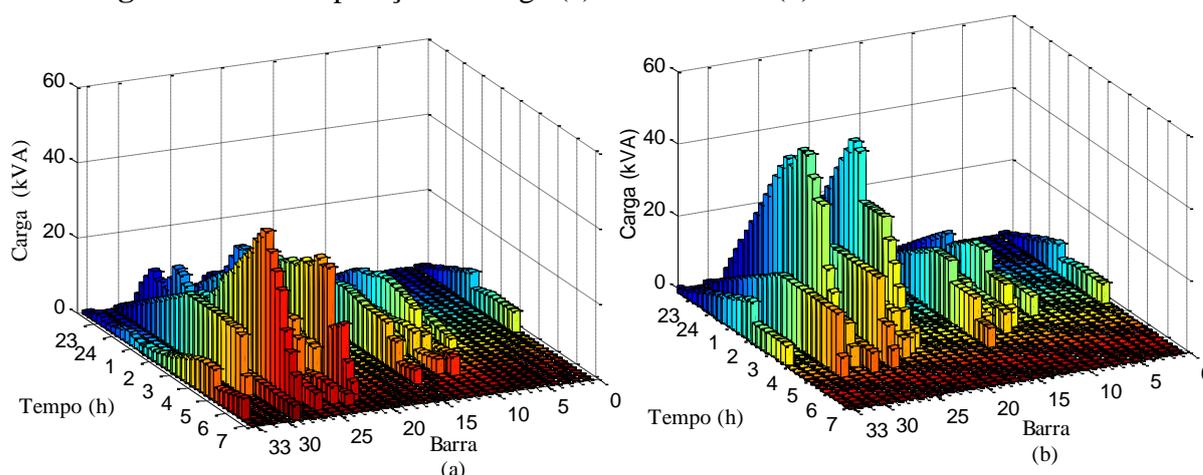
5.8 Simulações para um Cenário de Recarga não Controlado Considerando um Período de Recarga de 9 h e uma Porcentagem de Penetração de 15%

Para efeito de comparação, analisa-se aqui a resposta do sistema se o carregamento de PHEVs fosse realizado sem controle.

5.8.1 Carga em Transformadores de Distribuição

Na Figura 47, apresenta-se uma comparação da evolução de carga para todos os transformadores em um período de recarga controlado e não controlado. A Figura 47 (a) e (b) representa a evolução de carga nos transformadores de forma controlada e não controlada respectivamente. Isto sem considerar a carga típica dos consumidores. Observa-se que no cenário de recarga não controlado a carga se incrementa consideravelmente durante um período de tempo menor comparado com o período de tempo da recarga controlada.

Figura 47 — Comparação de carga (a) Controlada e (b) Não controlada

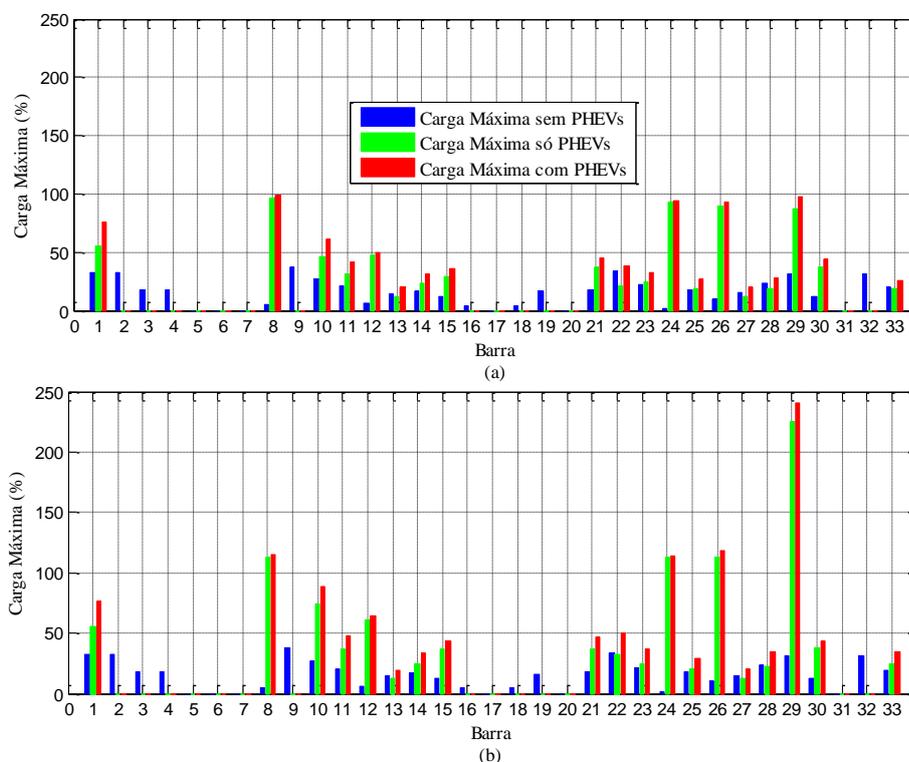


Fonte: Elaboração do próprio autor

Na Figura 48, ilustra-se uma comparação da carga máxima que apresenta cada transformador em um cenário de recarga controlado e não controlado. Nesta figura, a carga máxima de cada transformador está identificada por 3 barras; uma barra de cor azul a qual representa a carga máxima do consumidor sem presença de PHEVs, uma barra de cor verde a qual representa a carga máxima que apresenta o transformador devido à conexão dos PHEVs sem considerar carga típica do consumidor e uma barra vermelha a qual representa a carga máxima considerando a presença de PHEVs e do consumidor típico no transformador.

Na Figura 48 (a), observa-se que os níveis de carregamento máximo dos transformadores são controlados através da técnica de otimização utilizada neste trabalho, onde está atuando principalmente a restrição correspondente à inequação (5), apresentada na subseção (4.4), o que evidencia a eficiência da técnica para preservar a operação segura dos transformadores considerados no sistema através de um carregamento controlado.

Observa-se na Figura 48 (b), que o transformador associado à barra 8 apresenta uma porcentagem de sobrecarga de 12% durante 1h e 30 min, o transformador 24 apresenta uma porcentagem de 14,12% durante 45 min e o transformador 29 apresenta uma porcentagem e sobrecarga de 141% durante 4h. Assim, os resultados do carregamento não controlado mostram que, além de que os transformadores podem estar operando a carga nominal também podem estar operando com altas porcentagens de sobrecarga o que causaria uma operação crítica e insegura para o sistema.

Figura 48 — Comparação de carga máxima (a) controlada e (b) não controlada

Fonte: Elaboração do próprio autor

5.8.2 Níveis de Tensão

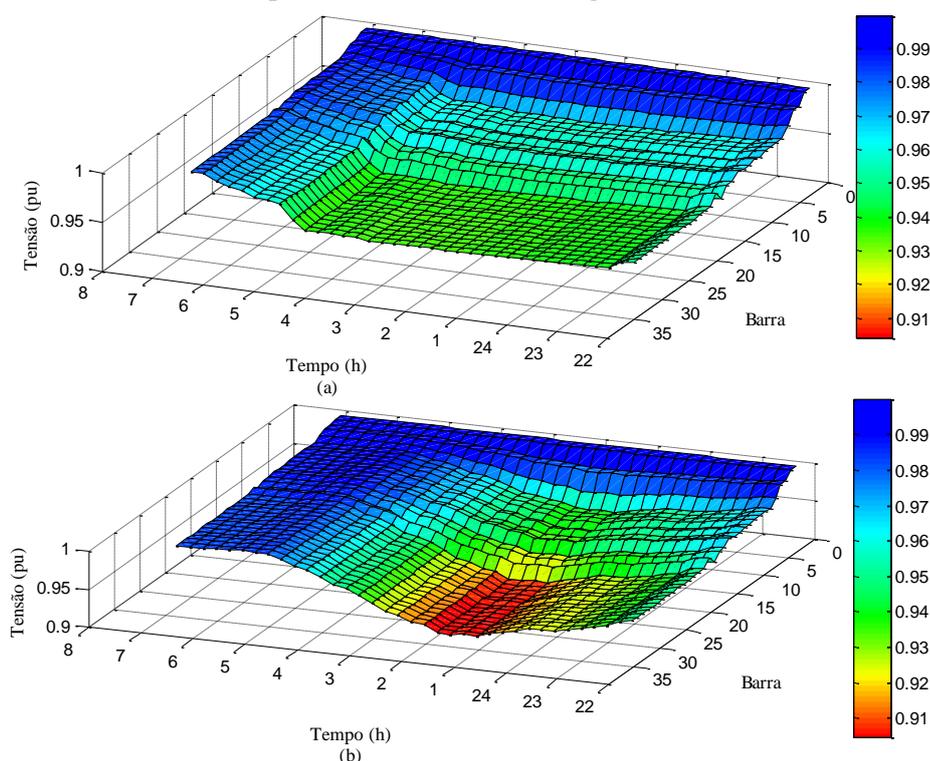
O sistema teste IEEE 34 utilizado neste trabalho, geralmente apresenta níveis de tensão baixos nas barras mais afastadas da subestação principal, como foi descrito na subseção 5.2, e para este caso a concentração da carga que representam os PHEVs também é maior em diferentes barras que estão afastadas da subestação o qual influencia bastante os baixos níveis de tensão apresentados na Figura 49 (a).

Através da Figura 49 (a), observa-se que os níveis de tensão nas barras mais afastadas apresentam valores de tensão acima do limite mínimo permitido, e duas horas antes de terminar o período de recarga o nível de tensão se estabiliza em um valor próximo de 0,97pu. Isto indica que esses níveis não ultrapassam o limite mínimo permitido.

Na Figura 49 (b), apresentam-se os níveis de tensão sem restrições de segurança na operação do sistema, o qual faz parte da representação de um cenário de carregamento não controlado. Nesta figura apresenta-se a evolução dos perfis de tensão para todo o período de recarga. Observa-se um comportamento mais claro sobre como a carga no cenário de carregamento não controlado se concentra nas primeiras horas do período de recarga. Isto

pode ser benéfico para os clientes donos de PHEVs, já que as baterias de seus veículos carregam em curto tempo, mas aqui as barras que estão mais afastadas da subestação principal, têm um impacto maior do que com carregamento controlado, já que ficam entre valores de 0,9 e 0,91 (em pu), por tanto está sendo violado o limite inferior de tensão, e como já foi mencionado na subseção 4.4.4.2, esses níveis de tensão são qualificados pela ANEEL como de atendimento crítico.

Figura 49 — Níveis de tensão para um cenário de recarga (a) controlado e (b) não controlado



Fonte: Elaboração do próprio autor

5.8.3 Demanda Adicional na Subestação Principal

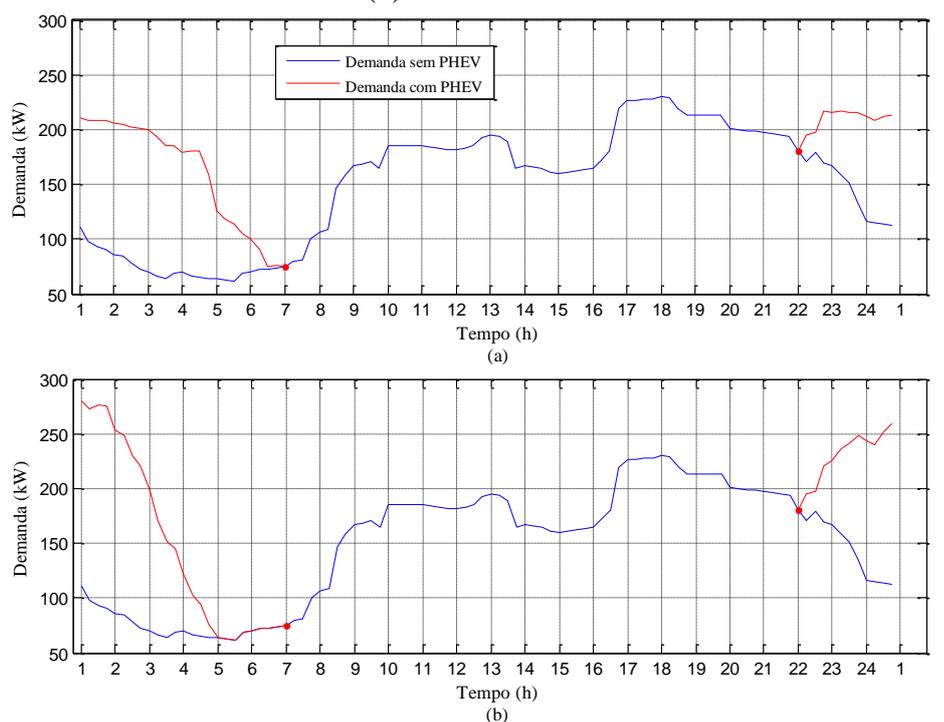
Na Figura 50, apresentam-se as curvas de demanda adicional que representa a conexão dos PHEVs no sistema considerado neste trabalho. Isto é mostrado em um cenário de carregamento controlado e não controlado das baterias dos PHEVs considerados.

Na Figura 50 (a), apresenta-se na cor azul a curva de demanda considerada para um cenário de demanda sem PHEVs, e na Figura 50 (b) apresenta-se na cor vermelha a curva de demanda adicional que representa o carregamento dos PHEVs em um cenário de recarga não controlado.

Na Figura 50 (a), observa-se que o pico máximo que apresenta a curva de demanda sem presença de PHEVs chega até 230,15 kW às 18:00 h, e o valor máximo que apresenta a curva de demanda que representa o carregamento controlado de PHEVs, é 5,8% menor do que o pico da demanda máximo sem PHEVs. Então o pico máximo que apresenta a demanda com PHEVs, em um cenário de carregamento não controlado representa uma porcentagem de 21,84% a mais do que o pico máximo de demanda sem PHEVs. Isto mostra que com o carregamento controlado e um nível de penetração de 15% de PHEVs, as necessidades dos clientes serão satisfeitas sem gerar um esforço prejudicial para a operação segura do sistema.

O carregamento não controlado causa uma considerável concentração de demanda, deixando como consequência excessivos níveis de quedas de tensão e sobrecarga em diferentes transformadores (subseção 5.8.1).

Figura 50 — Demanda adicional em um cenário de recarga (a) controlado e (b) não controlado



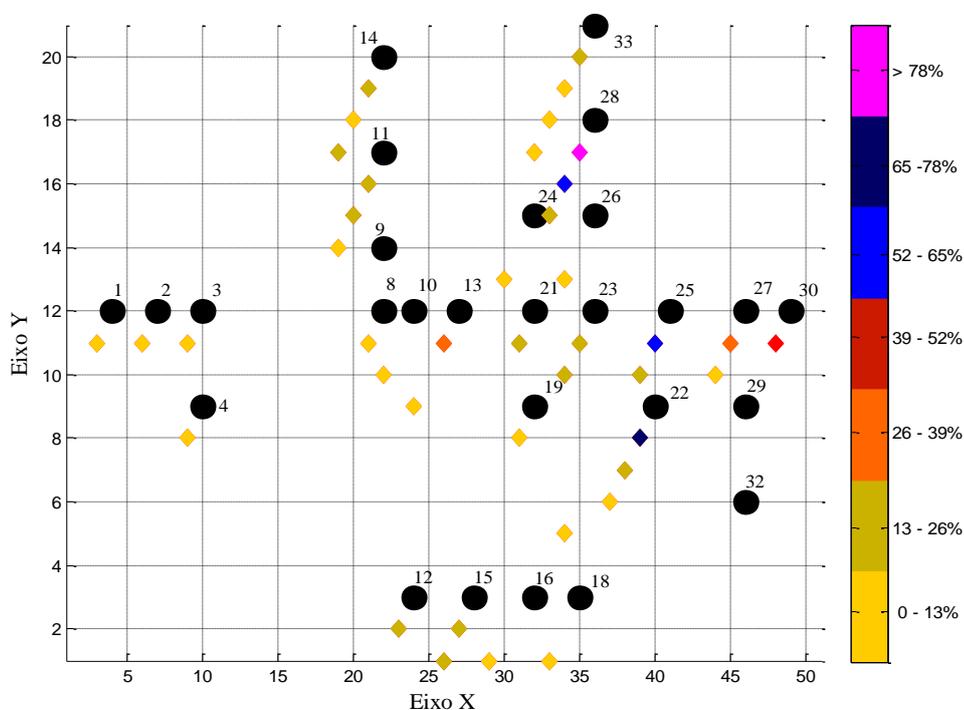
Fonte: Elaboração do próprio autor

5.9 Simulações de Carregamento Controlado Considerando um Período de Recarga de 9 h com 30% de Penetração

5.9.1 Localização e SOC inicial

Na Figura 51, apresenta-se a distribuição espacial dos PHEVs na rede de média tensão IEEE 34. Aqui as simulações são feitas onde uma porcentagem de 30% do total de usuários conectados são donos de PHEVs, o que representa uma quantidade de 106 veículos.

Figura 51 — Distribuição espacial dos PHEVs para o 30% de penetração



Fonte: Elaboração do próprio autor

Na Tabela 13, apresentam-se os dados de SOC inicial e a barra onde serão conectados os PHEVs considerados nesta subseção do trabalho, os quais representam uma porcentagem de penetração igual a 30%.

Através dos dados apresentados na Tabela 13, observa-se que todos os PHEVs têm um nível de energia final diferente após um deslocamento, onde de Melo, Carreno e Feltrin,¹ esses dados são considerados como dados de entrada para a metodologia proposta neste trabalho, os quais representam o nível de energia final após o deslocamento, o qual é

considerado neste trabalho como o SOC inicial com que os veículos são conectados para dar início ao período de recarga.

Tabela 13 — PHEVs e SOC inicial para uma porcentagem de penetração de 30%

Barra	SOC inicial (%)	PHEV	Barra	SOC inicial (%)	PHEV	Barra	SOC inicial (%)	PHEV
1	49,68	1	21	86,57	37	27	59,77	73
	1	2		12,7	38		17,54	74
2	73,05	3		61,16	39		11,15	75
3	86,58	4	22	39,15	40	28	81,19	76
4	21,3	5		65,83	41		2,91	77
8	28,64	6		39,78	42		47,29	78
	27,52	7		79,35	43		69,38	79
9	51,79	8		25,04	44		69,87	80
10	28,5	9		95,04	45		61,32	81
	38,34	10		1	46		35,48	82
11	64,34	11		88,27	47		28,36	83
	64,44	12		95,28	48		31,03	84
	90,89	13		81,59	49		68,54	85
	18,53	14	25,04	50	36,46	86		
	38,94	15	79,73	51	84,71	87		
	52,77	16	1	52	10,07	88		
12	31,43	17	23	60,73	53	0,2549	89	
	53,07	18		63,56	54	0,0986	90	
	9,55	19		28,53	55	90,43	91	
13	13,15	20	24	0,07	56	76,79	92	
	28,16	21		4,87	57	0,38	93	
	80,33	22		84,14	58	26,87	94	
	17,27	23		51,3	59	1,41	95	
14	73,08	24	25	53,44	60	20,82	96	
	20,99	25		83,4	61	91,12	97	
	42,98	26		89,21	62	18,97	98	
15	39,8	27	25	4,93	63	39,41	99	
	30,59	28		94,66	64	94,72	100	
	51,8	29		7,23	65	66,96	101	
	88,31	30		74,29	66	20,7	102	
	92,11	31		16,95	67	19,61	103	
	54,17	32		88,61	68	38,49	104	
	1	33		24,49	69	52,15	105	
16	28,81	34	32,32	70	5,76	106		
18	38,37	35	30,46	71				
19	10,27	36	30,57	72				

Fonte: Elaboração do próprio autor

5.9.2 Evolução do SOC e a Taxa de Carregamento

Nesta subseção, apresenta-se o comportamento de recarga de cada PHEV principalmente a evolução da taxa de carregamento entregue e a evolução do SOC em função das características de operação do sistema.

Os PHEVs aqui observados são os PHEVs 7, 33 e 96 os quais estão localizados nas barras 8, 15 e 28 respectivamente. A evolução da recarga do PHEV 7 é observada já que a barra 8 tem um máximo de dois PHEVs conectados, onde pode ser observado como é distribuída a potência fornecida pela barra a esses dois PHEVs, além de como influi a localização dentro do sistema no comportamento da taxa de potência entregue.

Também é observado o comportamento da evolução de recarga do PHEV 33, já que este PHEV está carregando entre uma quantidade de PHEVs maior do que o PHEV 7 os quais estão conectados à mesma barra e, além disso, estão localizados em um ponto central dentro da área do sistema.

Na Figura 52, apresenta-se a evolução do SOC de todos os PHEVs conectados, após três horas do início do período de recarga.

Observa-se que o PHEV 7 associado à barra 8, tem um SOC inicial igual a 5,5 kWh o que representa 27, 52% da carga total da bateria. Após três horas do início do período de recarga chega até um nível de energia de 9,63 kWh, o que indica que teve um aumento para 20,63% do nível de carga da bateria.

O PHEV 33 localizado na barra 15 inicia o período de recarga com um SOC inicial de 0,2 kWh o que representa uma porcentagem de carga de 1 % da carga total da bateria, e após três horas do início do período de recarga chega até um valor de energia igual a 5,07 kWh, o que indica que teve um aumento para 24,35 % do nível de carga da bateria.

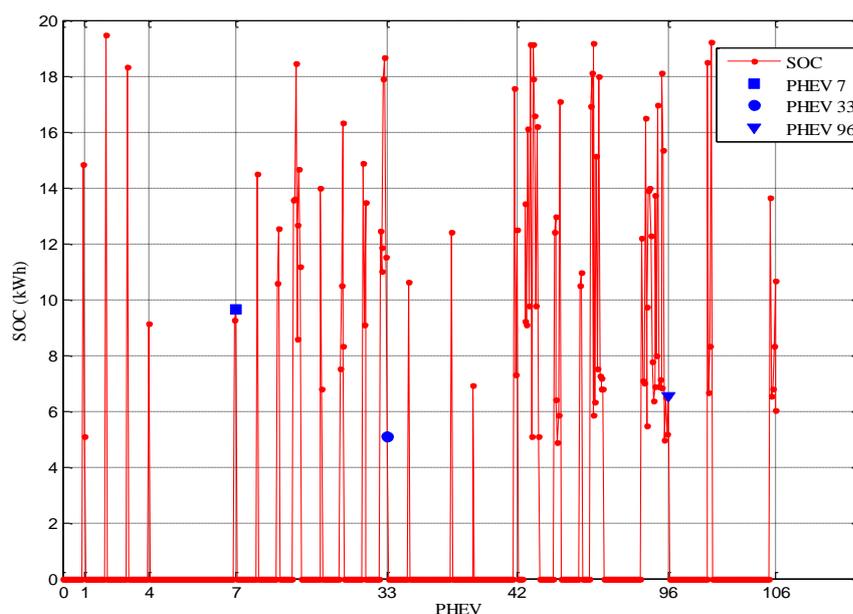
O PHEV 96 localizado na barra 28 inicia o período de recarga com um SOC inicial de 4,16 kWh o que representa uma porcentagem de carga de 20,82 % da carga total da bateria, e após três horas do início do período de recarga chega até um valor de energia igual a 6,53 kWh, o que indica que teve um aumento de 11,83 % no nível de carga da bateria.

Observa-se o comportamento de recarga do PHEV 7 e do PHEV 33, os quais apresentam níveis de SOC's iniciais diferentes, que eles conseguem aumentar seu nível de carga a uma porcentagem muito parecida após três horas do início do período de recarga.

O PHEV 96, o qual está mais afastado da subestação principal e também está conectado junto com um grande número de PHEVs, aumenta seu nível de carga a uma porcentagem mais baixa do que o PHEV 7 e 33. Isto indica, que a potência total entregue

nessa barra restrita pela inequação (9), apresentada na subseção 4.4.4.2, está sendo mais controlada pela prioridade da função objetivo, já que nem sempre este PHEV tem prioridade de recarga em relação aos PHEVs do mesmo grupo e, além disso, a parcela de potência que deixa fornecer a restrição representada pela inequação (10) no instante de tempo t (atual) é 0,25 kW vezes maior em relação à parcela de potência ou taxa de carregamento que foi entregue no instante de tempo $t-1$ (anterior). Ou seja, a taxa de potência entregue continua sendo baixa até atingir prioridade dependendo do seu nível de carga na bateria, já que esta deve ser menor em relação aos demais níveis de carga dos outros PHEVs, ou continua sendo baixa até que a restrição representada pela inequação (9) aumente seus limites, para fornecer mais potência ao grupo de PHEVs e assim deixar uma parcela de potência ou taxa de carregamento maior ao grupo.

Figura 52 — Nível do SOC após três horas do início do período de recarga



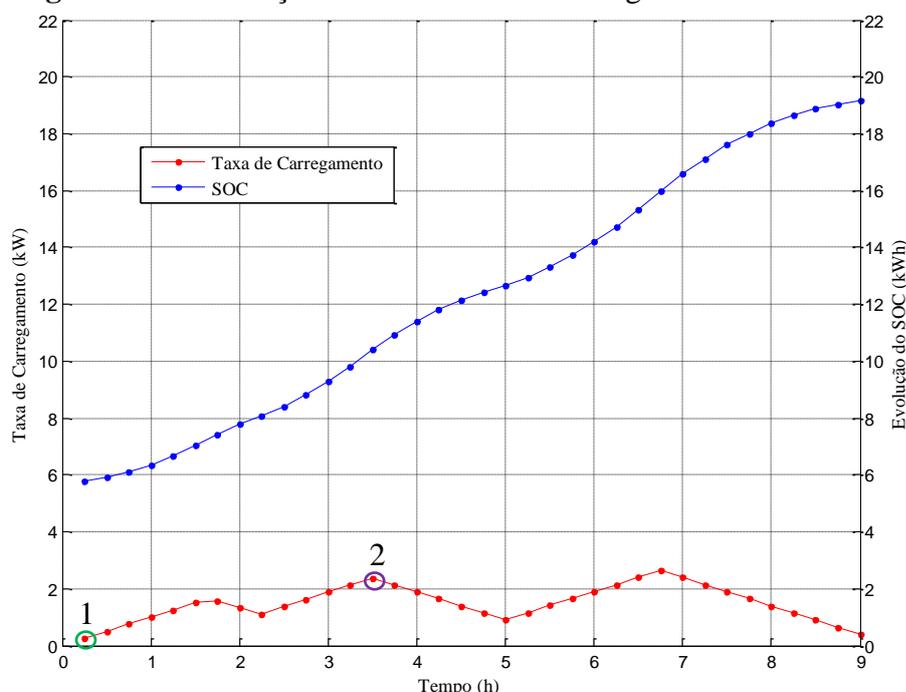
Fonte: Elaboração do próprio autor

Nas Figuras 53 e 54, apresentam-se a evolução do SOC e a taxa de carregamento entregue aos PHEVs 6 e 7 respectivamente, localizados na barra 8 do sistema de média tensão. Observa-se nessas figuras, que nenhum dos dois PHEVs atinge a taxa de carregamento limite definida neste trabalho a qual é de 4kW em cada tomada monofásica onde foram conectados os PHEVs.

Observa-se que na Figura 53, o primeiro ponto da taxa de carregamento entregue marcado como 1 no círculo de cor verde, representa o primeiro valor de potência entregue na

bateria do PHEV 6, o qual está sendo limitado com a restrição representada pela inequação (10). Esta restrição em relação a esse primeiro ponto chega até um valor máximo de 0,25 kW como foi definido na subseção 4.4.4.2.

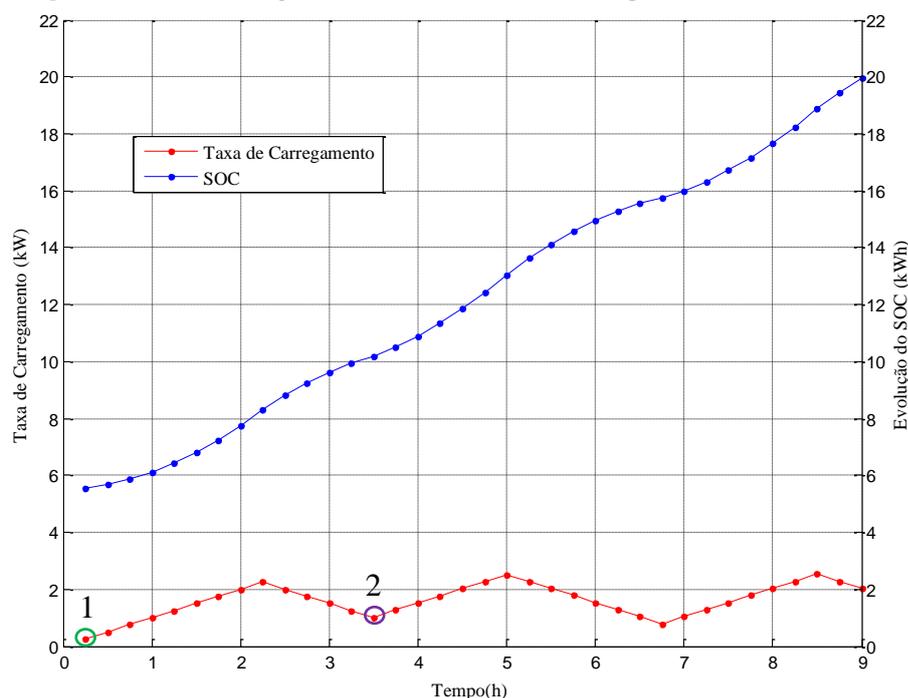
Figura 53 — Evolução do SOC e taxa de carregamento do PHEV 6



Fonte: Elaboração do próprio autor

Na Figura 54, o primeiro ponto da taxa de carregamento entregue marcado como 1 em um círculo também de cor verde, representa o primeiro valor de potência entregue na bateria do PHEV 7, onde também chega até 0,25 kW. Aqui a somatória desses dois valores iniciais foi a potência total fornecida pela barra 8 a esses PHEVs aqui conectados.

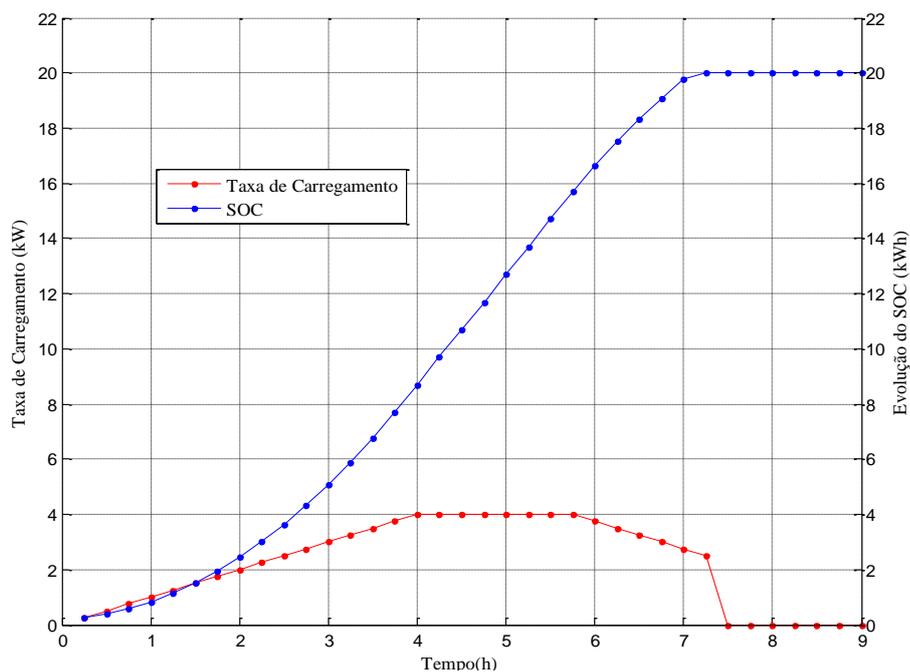
O ponto 2 marcado nas figuras 53 e 54 de cor rosa representa o valor entregue de potência aos dois PHEVs às 3h:30 minutos. Aqui está atuando a restrição representada pela inequação (7) a qual chega até um valor máximo de potência de 4 kW. Este valor está sendo dividido entre os dois PHEVs pela função objetivo segundo o nível de carga de cada bateria o que também foi chamado neste trabalho como nível de prioridade. Neste caso, a restrição representada pela inequação (9), não está atuando e a somatória do valor que foi entregue em cada PHEV no ponto 2 nas duas figuras, mais o valor de demanda dos consumidores correntes nesse horário é igual a 4kW.

Figura 54 — Evolução do SOC e taxa de carregamento do PHEV 7

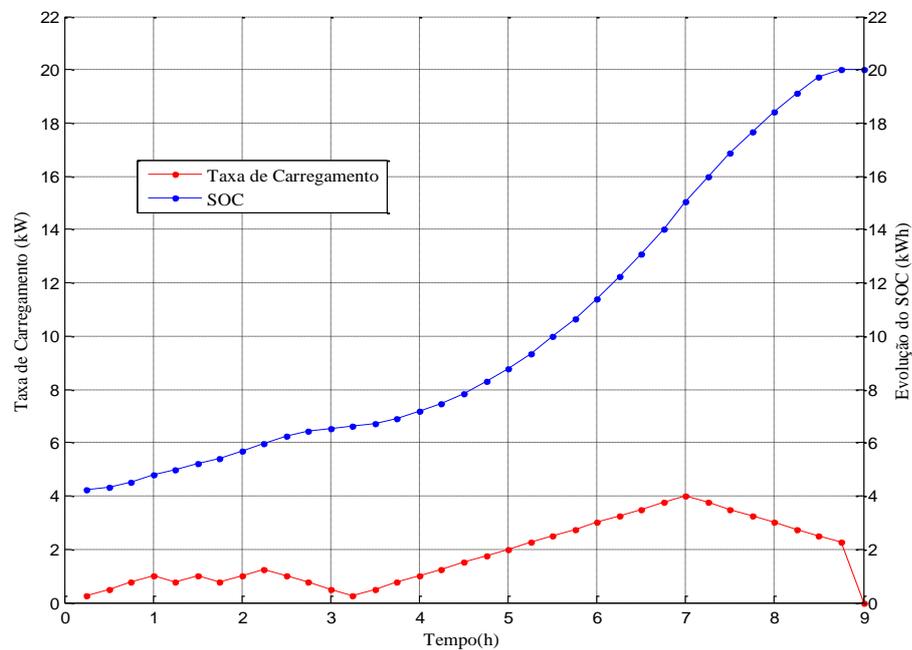
Fonte: Elaboração do próprio autor

Na Figura 55, apresenta-se a evolução da taxa de carregamento e o SOC do PHEV 33, o qual está localizado na barra 15. Nessa figura observa-se que o PHEV não perde a prioridade até 15 minutos antes das 6 h do período de recarga, já que seu SOC inicial é muito baixo e antes de ele perder a prioridade atinge o limite estabelecido pela restrição representada com a inequação (7), a qual chega até 4 kW. Após a hora 6, esta bateria começa a perder sua prioridade e a potência total fornecida pela barra é dividida entre outras baterias que têm um nível de SOC, o qual é mais baixo do que a bateria do PHEV 33. Mesmo que a taxa de carregamento chegue ao limite de 4 kW, outras baterias também estão carregando com um menor valor de potência.

Na Figura 56, apresenta-se a evolução do SOC e a taxa de carregamento do PHEV 96 localizado na barra 28, aqui essa barra tem o maior número de PHEVs conectados. Seu comportamento de recarga tem a mesma análise feita para as figuras 53 e 54. Porém, como será observado em figuras posteriores, as restrições de níveis de tensão também estão atuando.

Figura 55 — Evolução do SOC e taxa de carregamento do PHEV 33

Fonte: Elaboração do próprio autor

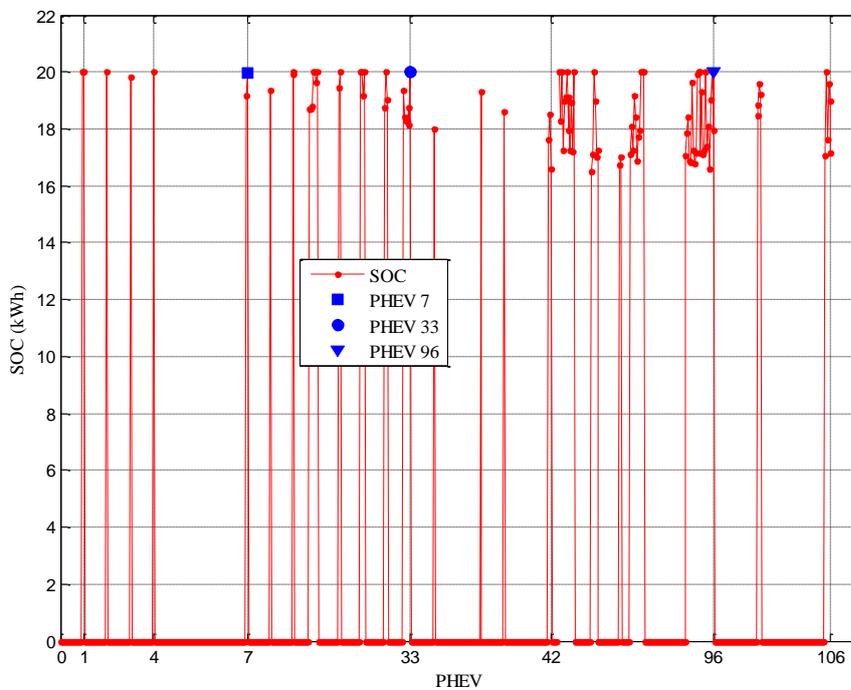
Figura 56 — Evolução do SOC e taxa de carregamento do PHEV 96

Fonte: Elaboração do próprio autor

Na Figura 57, apresenta-se o nível de SOC de todos os PHEVs no final do período de recarga. Aqui é observado que 33 de 106 PHEVs não conseguem carregar completamente as baterias, ou seja, 9,33% do total da percentagem de penetração (30%) não atingem um nível

de carga aceitável nas baterias o qual foi definido neste trabalho como maior que 90% do total da capacidade da bateria.

Figura 57 — Nível do SOC para todos os PHEVs no final do período de recarga



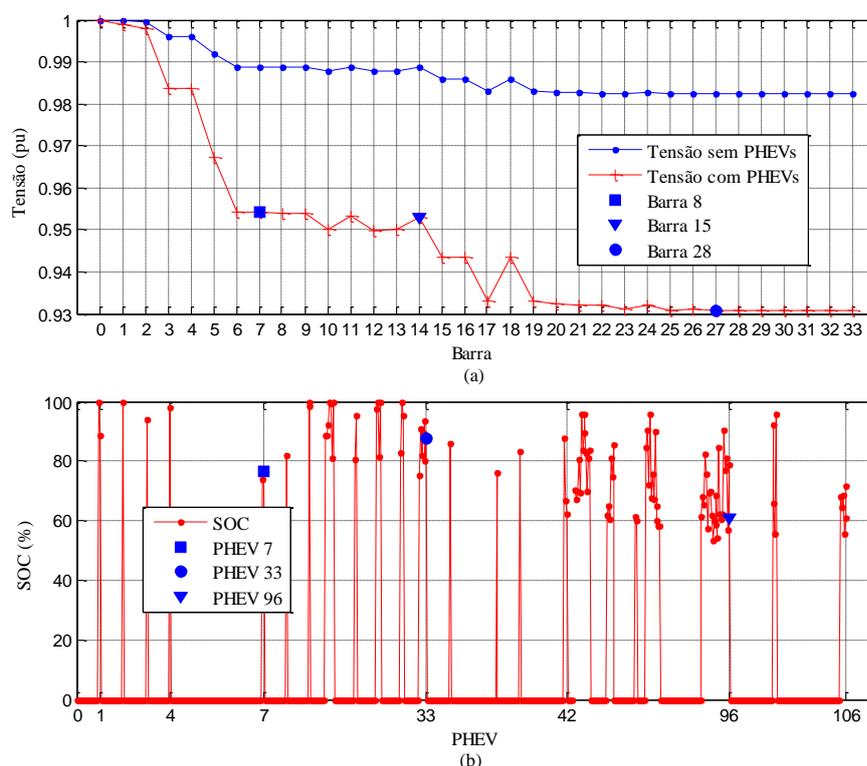
Fonte: Elaboração do próprio autor

5.9.3 Níveis de Tensão do Sistema

Nesta subseção, apresenta-se o comportamento dos níveis de tensão do sistema considerando a presença dos PHEVs em um cenário de recarga controlado.

Na Figura 58 (a) apresentam-se os níveis de tensão do sistema após 3 h do início do período de recarga. Isto é comparado com a Figura 58 (b) onde é mostrado os níveis de SOC para todos os PHEVs considerados no mesmo horário. Através de uma comparação entre as Figuras 58 (a) e 58 (b), observa-se como o carregamento dos PHEVs é limitado pelo nível mínimo permitido de tensão. Isto acontece principalmente nas barras mais afastadas da subestação principal os quais apresentam um nível de tensão menor em relação às demais barras do sistema.

No comportamento do sistema apresentado na Figura 58 (a), estão atuando principalmente as restrições representadas pela inequação (11), apresentada na subseção 4.4.4.2, as quais estão limitando os níveis de tensão até o nível mínimo permitido assumido neste trabalho (0,93 pu).

Figura 58 — (a) Níveis de Tensão (b) nível de SOC

Fonte: Elaboração do próprio autor

5.9.4 Comportamento do Sistema Considerando um Aumento de 5% na Tensão da Subestação Principal

Nesta subseção, apresentam-se testes que simulam o carregamento ótimo de PHEVs considerando as restrições da rede de distribuição de média tensão IEEE 34 e também considerando um aumento de 5% na tensão de referência da subestação (operação de transformador com controle de taps).

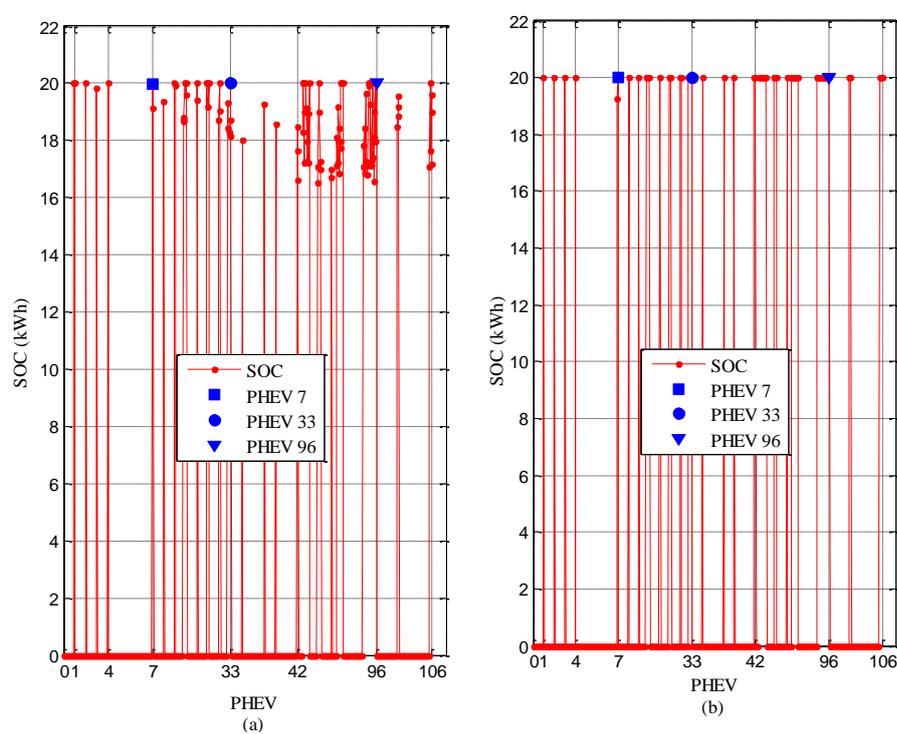
5.9.4.1 Evolução do SOC

Na Figura 59, apresentam-se as evoluções do SOC no final do período de recarga para os dois cenários propostos de tensão de referência.

Na Figura 59 (a), apresenta-se os níveis de SOC para todos os PHEVs no final do período de recarga com uma tensão de referência na subestação de 1 pu, e na Figura 59 (b), apresenta-se os níveis de SOC dos PHEVs no final do período de recarga considerando um aumento do 5% na tensão da subestação principal.

Observa-se através da comparação entre as Figuras 59 (a) e 59 (b), que com o aumento da tensão da subestação as baterias dos PHEVs conseguem ficar dentro dos níveis aceitáveis de SOC no final do período de recarga, isto sem ultrapassar os limites de segurança na operação do sistema. No cenário com o aumento da tensão da subestação não atuam as restrições dos níveis de tensão. Porém, alguns transformadores de distribuição continuam operando a carga nominal.

Figura 59 — SOC no final do período de recarga (a) sem aumento de 5%
(b) com aumento de 5%



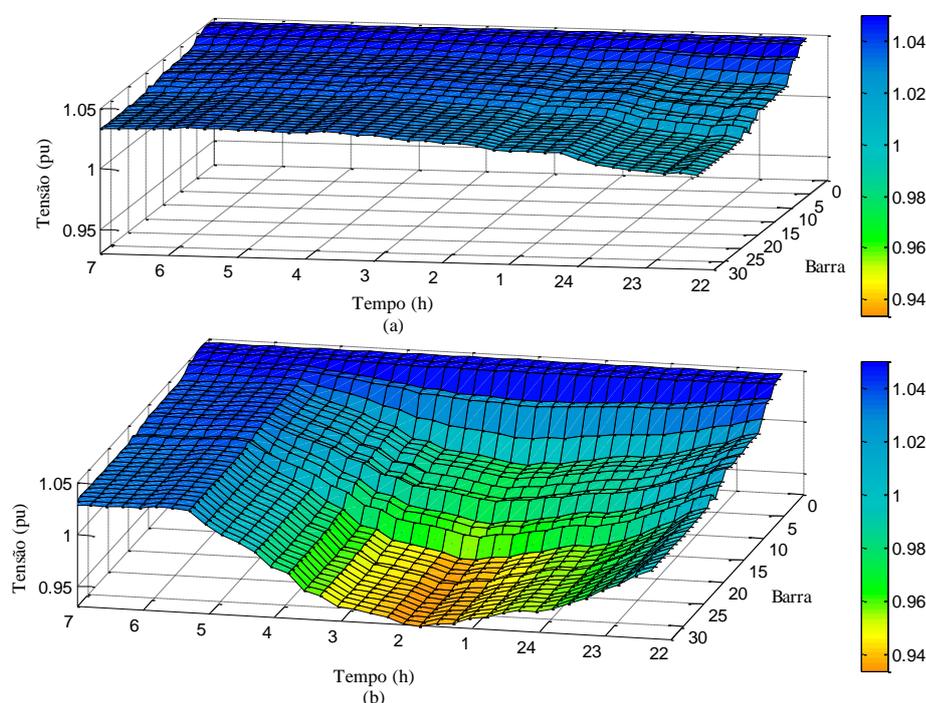
Fonte: Elaboração do próprio autor

5.9.4.2 Níveis de tensão

Na Figura 60 (a), apresenta-se a evolução da tensão sem a presença de PHEVs no sistema em todo o período de recarga. Na Figura 60 (b), apresenta-se a evolução da tensão com a presença de PHEVs no sistema em todo o período de recarga. Estas simulações foram feitas considerando um aumento de 5% na tensão de referência da subestação do sistema.

Observa-se na Figura 60 (b), uma concentração da queda de tensão até um horário próximo das 4h após do início do período de recarga. Nestas simulações, o nível de tensão mínima com presença de PHEVs fica em 0,936 pu.

Figura 60 — Níveis e tensão com um aumento de 5% na tensão da subestação principal (a) sem presença de PHEVs (b) com presença de PHEVs



Fonte: Elaboração do próprio autor

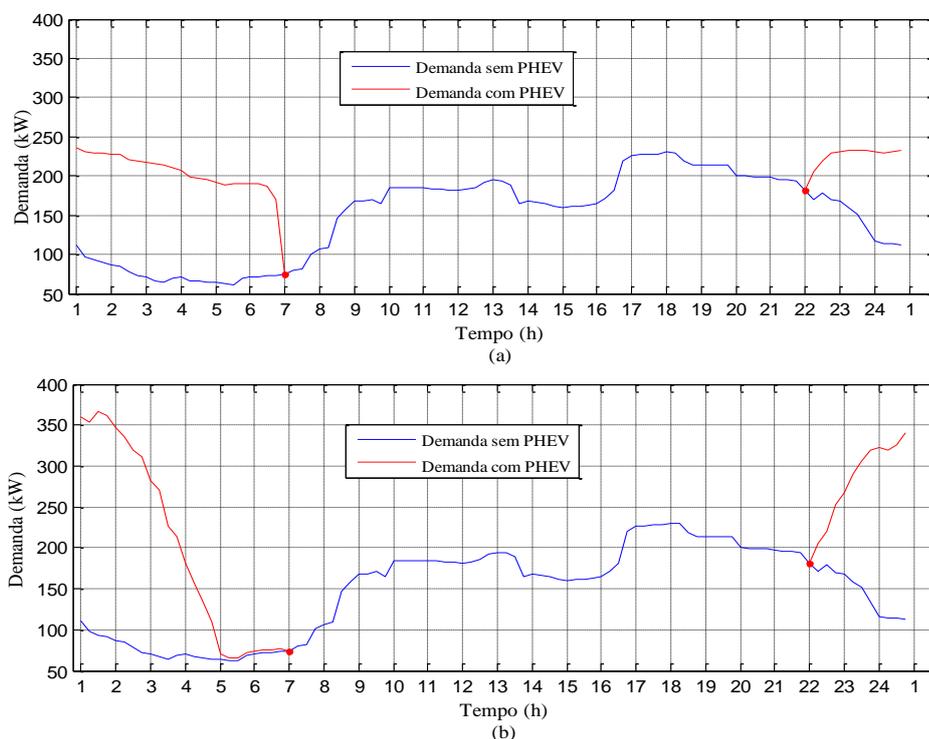
5.9.5 Demanda Adicional com Aumento na tensão da Subestação

Na Figura 61, apresenta-se através da linha de cor vermelha o comportamento da demanda adicional que representam os PHEVs conectados, considerando que a tensão da subestação foi aumentada em uma porcentagem de 5% .

Na Figura 61 (a), apresenta-se a demanda adicional na subestação que representa o carregamento de PHEVs, no cenário onde uma porcentagem de 30% do total de usuários são donos de PHEVs e, além disso, não é considerado um aumento na tensão. Os resultados mostram que 32,14% do total da demanda nominal do sistema é entregue aos PHEVs considerados. Observa-se que do total da energia contida nas baterias para o final do período de recarga, 41,8% representa o SOC inicial de todos os PHEVs conectados, 53,8% representa a carga fornecida pela rede, e 6,51% da capacidade total das baterias fica sem carregar.

Neste trabalho, sem o aumento de 5% na tensão de referência, 20,66% do total da porcentagem de penetração (30%) consegue atingir um nível de SOC aceitável no final do período de recarga. E as baterias atingem um carregamento de 93,48%.

Figura 61 — (a) demanda adicional na presença de PHEVs (b) demanda adicional na presença de PHEVs e aumento da tensão na subestação



Fonte: Elaboração do próprio autor

Na Figura 61 (b), apresenta-se a demanda adicional na subestação que representa o carregamento de PHEVs. Aqui para um cenário onde uma porcentagem de 30% do total de usuários são donos de PHEVs e, além disso, a subestação tem um aumento de 5% na tensão. Os resultados mostram que 36% do total da demanda nominal do sistema é entregue aos PHEVs. Adicionalmente, observa-se que do total da energia contida nas baterias no final do período de recarga, 42,53% representa o SOC inicial de todos os PHEVs conectados, e 57,47% representa a carga fornecida pela rede.

Com as considerações já mencionadas do nível de penetração de PHEVs e nível de tensão na subestação, observa-se que todas as baterias dos PHEVs conectados conseguem carregar completamente até o final do período de recarga.

5.9.6 Simulações de Carregamento Controlado Considerando um Período de Recarga Estendido até 11 h com 30% de Penetração

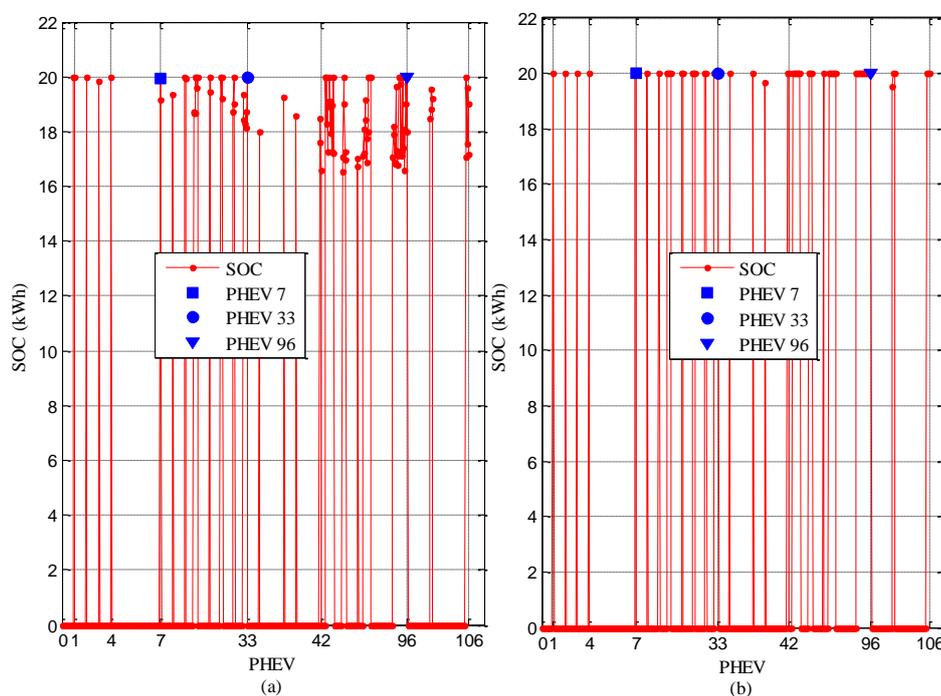
Nesta subseção, são apresentados os resultados das simulações considerando que há uma porcentagem de penetração de PHEVs de 30 % do total de usuários aqui considerados e,

além disso, considera-se um período de recarga de 11 h, o qual é comparado com um período de recarga de 9h.

5.9.6.1 Evolução do SOC No Horário Estendido

Na Figura 62 (a), é apresentada a evolução do SOC para um período de recarga de 9 h, o qual finaliza as 7:00 h, e, na Figura 62 (b), apresenta-se a evolução do SOC e a taxa de carregamento para um período de recarga de 11 h, onde o período de recarga finaliza as 9:00 h. Para os dois cenários de recarga é observada a evolução do SOC dos PHEVs 7, 33 e 96. Comparando estas figuras, nota-se que todos os PHEVs considerados conseguem carregar até chegar a um nível aceitável de SOC no final do período de recarga. Porém isto tem um maior custo. Isto indica que no período de recarga estendido o sistema fornece mais energia para as baterias dos PHEVs, mas esta energia é mais cara para o usuário dono de PHEV, já que o horário após as 7h pode ter preço diferenciado.

Figura 62 — Comparação do nível de SOC (a) horário normal (b) horário estendido



Fonte: Elaboração do próprio autor

5.9.6.2 Níveis de tensão No Horário Estendido

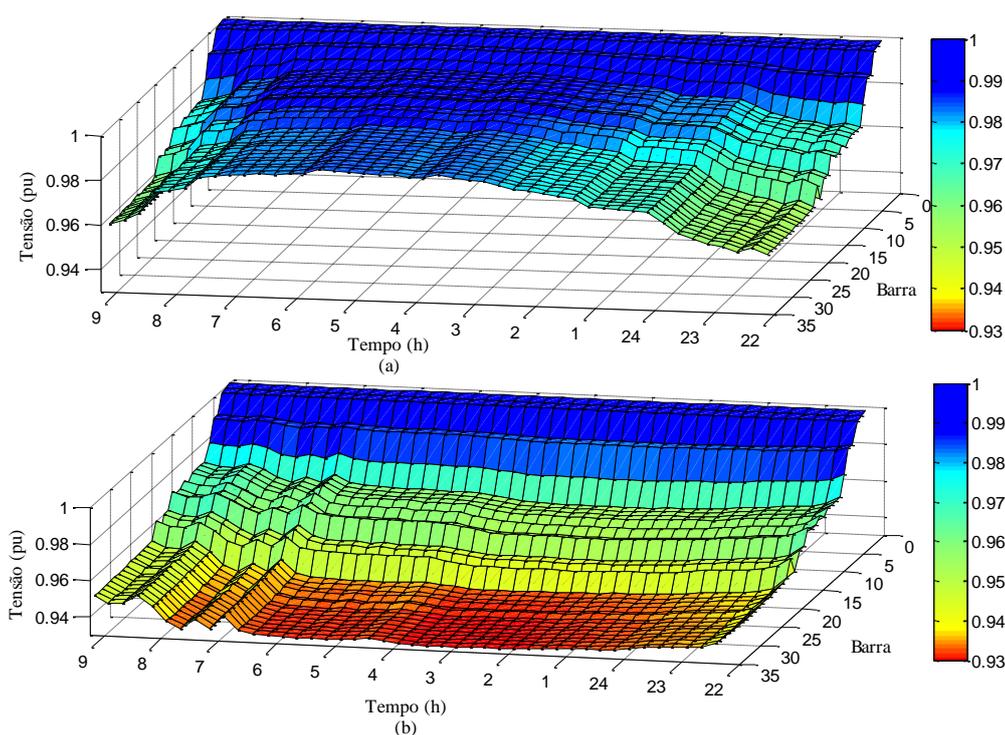
Na Figura 63, apresenta-se o comportamento dos níveis de tensão durante todo o período de recarga em todas as barras do sistema. Na Figura 63 (a), apresenta-se os níveis de

tensão do sistema sem a presença de PHEVs e, na Figura 63 (b), mostra-se os níveis de tensão do sistema com a presença de PHEVs.

Observa-se, na Figura 63 (b), que a evolução das tensões principalmente nas barras mais afastadas da subestação, o nível de tensão está próximo de 0,93 pu, o que indica que está muito próximo do nível mínimo permitido. Observa-se que a barra 28, a qual está consideravelmente afastada da subestação, tem uma grande quantidade de veículos em relação às demais barras do sistema, o que causa uma maior queda de tensão.

Através de uma comparação entre as figuras 63 (a) e 63 (b), as barras que estão da barra 15 em diante apresentam uma queda de tensão aproximadamente de 5% da máxima tensão apresentada na Figura 63 (a). Isto sem ultrapassar os limites de tensão mínimos aqui propostos o que mostra a eficiência da técnica no controle do carregamento dos PHEVs.

Figura 63 — Comparação da tensão (a) sem PHEVs (b) com PHEVs e horários estendido de recarga



Fonte: Elaboração do próprio autor

5.9.7 Demanda Adicional na Subestação Principal

Nesta subseção, é apresentada a curva de demanda da subestação utilizada neste trabalho, comparada com a demanda adicional que representa a conexão dos PHEVs, em dois períodos de recarga. A recarga em um período de 9 h e a recarga em um período de 11 h.

Na Figura 64 (a), apresenta-se a demanda adicional na subestação principal que representa o carregamento de PHEVs, com um aumento na tensão de referência da subestação comparado com o comportamento da curva de demanda dos PHEVs devido ao carregamento em um período estendido. Aqui, os resultados mostram que o pico de consumo de potência com o aumento da tensão é 59,11% maior do que o pico que apresenta a demanda sem PHEV. Isto acontece em diferentes horários, já que o pico da demanda de PHEVs é apresentado à 1:00 h da manhã e o pico da demanda sem PHEVs acontece às 18:00. O pico de consumo para um período de recarga controlado e estendido é 2,41% maior do que o pico da demanda sem PHEVs. Aqui com um pico de demanda maior no horário normal da noite onde o preço da eletricidade é baixo, as necessidades dos usuários donos de PHEVs são atendidas. No horário estendido o pico da demanda é muito menor em relação ao cenário do aumento da tensão na subestação, e também as necessidades dos usuários donos de PHEVs são atendidas, mas o preço da eletricidade é mais caro.

Na Figura 64 (b), apresenta-se uma comparação da demanda adicional que representam os PHEVs com um cenário onde o período de recarga é estendido e um cenário de recarga chamado neste trabalho de noturno. Aqui a demanda pela conexão dos PHEVs nos dois cenários apresenta o mesmo pico de potência. Aqui no cenário estendido são atendidas as necessidades dos clientes donos de PHEVs, e no cenário noturno não são carregadas as baterias completamente.

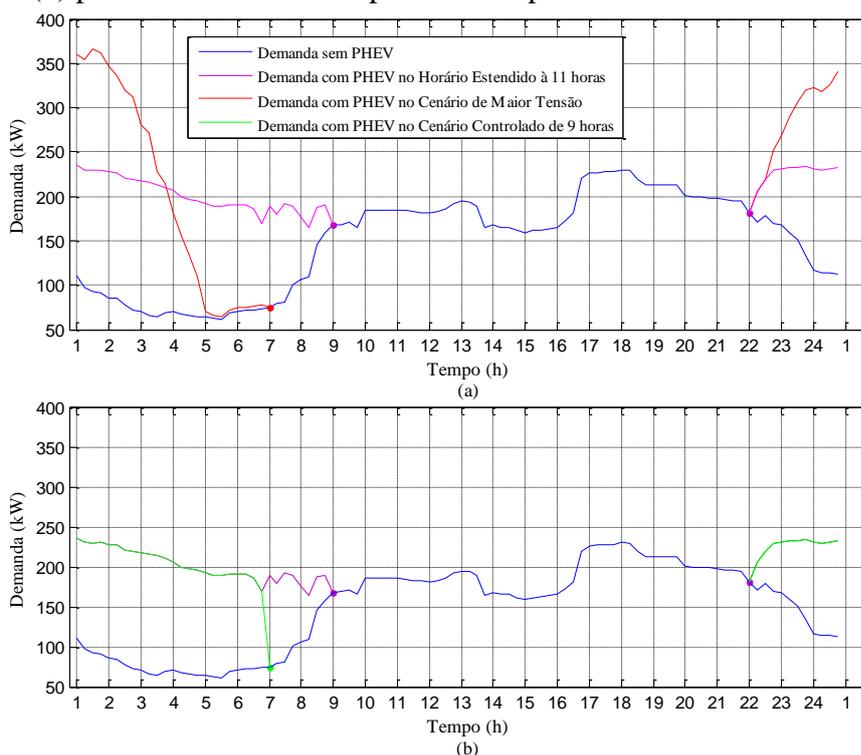
Em um cenário onde o período de recarga é estendido a 11 h, os resultados mostram que 35,97% do total da demanda nominal do sistema é entregue aos PHEVs considerados. Em um cenário onde a tensão da subestação é aumentada em 5% do valor de referência os resultados mostram que 36% do total da demanda nominal do sistema é entregue aos PHEVs. Em um cenário de recarga noturno os resultados mostram que 32,14% do total da demanda nominal do sistema é entregue aos PHEVs.

Na Figura 64, no cenário onde o período de recarga é estendido até 11 h, o comportamento da demanda após as 7:00h, observa-se uma variação brusca da potência demandada pelas baterias dos PHEVs. Esse comportamento da demanda é criado pelas restrições da potência máxima que pode ser fornecida por uma barra a um grupo de PHEVs

conectados, ou seja, as restrições representadas pela inequação (9) apresentadas na subseção 4.4.4.2, já que às 7:00 h há uma grande quantidade de PHEVs que terminaram sua recarga. Isto pode ser observado na Figura 54 com o PHEV 7, Figura 55 com o PHEV 33 e Figura 56 com o PHEV 97. Além disso a Figura 57 mostra que principalmente as barras onde ficaram mais PHEVs sem carregar foram as barras mais afastadas da subestação como são as barras 22, 23, 25, 27, 28 e 33, e portanto são as barras com o maior número de PHEVs conectados em relação às demais barras do sistema.

Na Figura 65, apresenta-se uma comparação do comportamento da demanda em um cenário onde o período de recarga é estendido até 11h, com o comportamento da potência otimizada em cada barra através da técnica aqui proposta e especificamente onde atua principalmente a restrição representada pela inequação (9) do modelo.

Figura 64 — Demanda adicional (a) período estendido comparado com o aumento da tensão (b) período estendido comparado com período controlado de 9 h



Fonte: Elaboração do próprio autor

Na Figura 65 (a), observa-se que após às 7:00h da manhã a potência demandada pelas baterias dos PHEVs aqui considerados apresenta um comportamento onde as variações são bruscas em comparação com variações de potência em horários anteriores.

Na Figura 65 (b), considerando as características da recarga mencionadas no parágrafo anterior, a barra com o nível de potência otimizada mais representativa é a barra 28 já que esta barra tem alocada a maior quantidade de PHEVs em relação às demais barras.

No caso da barra 28, observa-se que após às 7:00h a potência otimizada cai no limite mínimo da restrição representada pela inequação (9), já que nesse instante de tempo muitos PHEVs tinham prioridade de recarga. No seguinte instante de tempo, o resto de PHEVs, que não tiveram prioridade em outros instantes pelo nível de SOC inicial, iniciam um carregamento mais constante e com prioridade, o qual explica a subida de potência otimizada 15 minutos após às 7:00h. Com essa potência fornecida, outros PHEVs terminam de carregar suas baterias e deixam a prioridade para o resto o qual representa um valor de demanda menor, como pode ser observado no ponto de 25 kW entre as 7:45 e às 8:00 h. Isto acontece em diferentes níveis de potência nas diferentes barras que alocaram uma quantidade considerável de PHEVs.

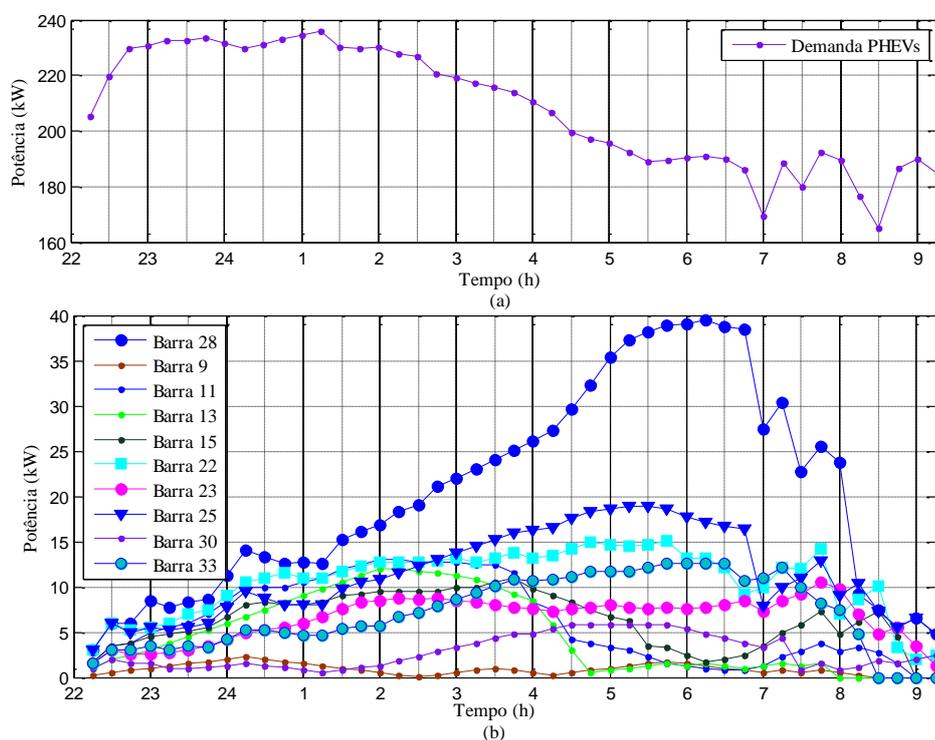
Também deve ser destacado que o limite mínimo e máximo das restrições representadas pela inequação (9) pode mudar, já que se, por exemplo, a quantidade de potência que foi entregue em um instante de tempo atual (t) foi baixa para o grupo de PHEVs conectados em uma barra, então a potência que será entregue no instante de tempo posterior ($t+1$) pela mesma barra está limitada pela potência entregue no instante de tempo (t) mais o valor de Δ . O que indica que o limite máximo da restrição mencionada depende da potência que já foi otimizada anteriormente em uma barra específica. Isto acontece também com o limite mínimo.

Com o comportamento da demanda dos PHEVs com mudanças bruscas a vida útil das baterias não é afetada já que as restrições representadas pela inequação (10) restringem um fornecimento de potência em excesso o que poderia alterar os níveis da taxa de carregamento entregue para cada instante de tempo.

5.9.8 Simulações para um Cenário de Recarga não Controlado Considerando um Período de Recarga de 9 h e uma Porcentagem de Penetração de 30%

Nesta subseção, apresentam-se simulações que mostram o comportamento do sistema no caso em que os PHEVs após sua conexão carregam suas baterias sem restrições de segurança na operação do sistema.

Figura 65 — (a) demanda no período estendido, (b) potências por barra após à otimização



Fonte: Elaboração do próprio autor

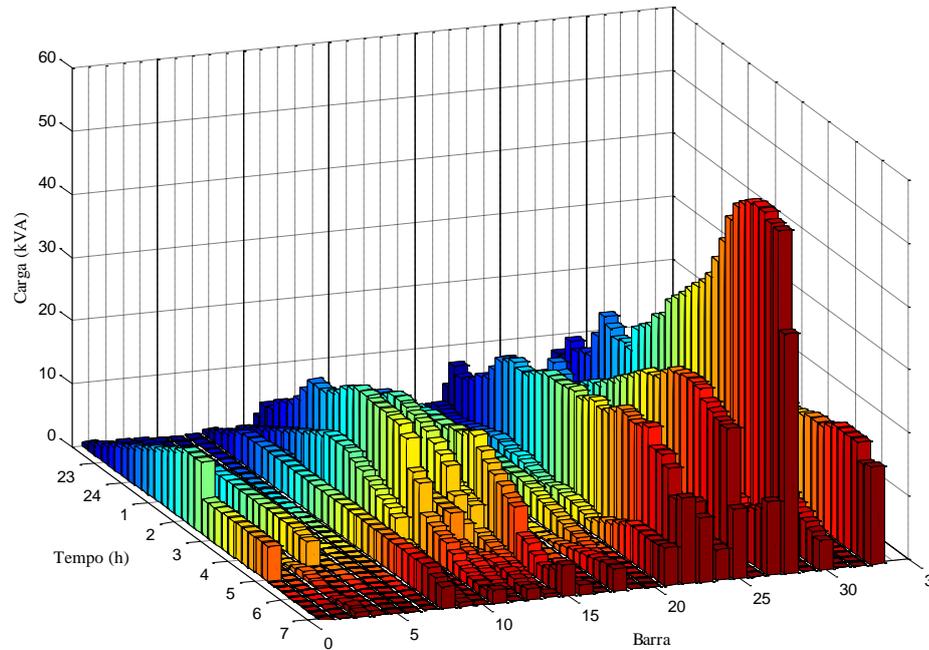
5.9.8.1 Carga nos Transformadores de Distribuição

O comportamento da evolução de carga dos transformadores de distribuição em um cenário de recarga controlado é mostrado na Figura 66, e os resultados podem ser comparados com a Figura 67 (cenário não controlado). Nestas figuras a cor representa um cenário de demanda que a metodologia avalia com o objetivo de aproveitar a capacidade do sistema e entregar energia aos PHEVs que estão carregando, e o retângulos com diferentes cores representam o valor de carga (kVA) de cada instante de tempo para cada transformador. No caso da Figura 70, às 7:00h, a cor vermelha representa o último cenário de demanda onde está se efetuando o carregamento em todas os barras com PHEVs conectados.

Observa-se que o carregamento não controlado apresentado na Figura 67, termina mais cedo do que o carregamento controlado, isto em relação à carga de transformadores, o que indica uma considerável concentração de carga em pouco tempo o qual compromete a vida útil dos transformadores que talvez estão operando sobrecarregados. Aqui, os transformadores que apresentam o maior pico de carga são os que têm uma maior capacidade e um maior número de PHEVs conectados em relação aos demais transformadores do sistema, como é o caso claro do transformador associado à barra 28, o qual é diferenciado nas figuras

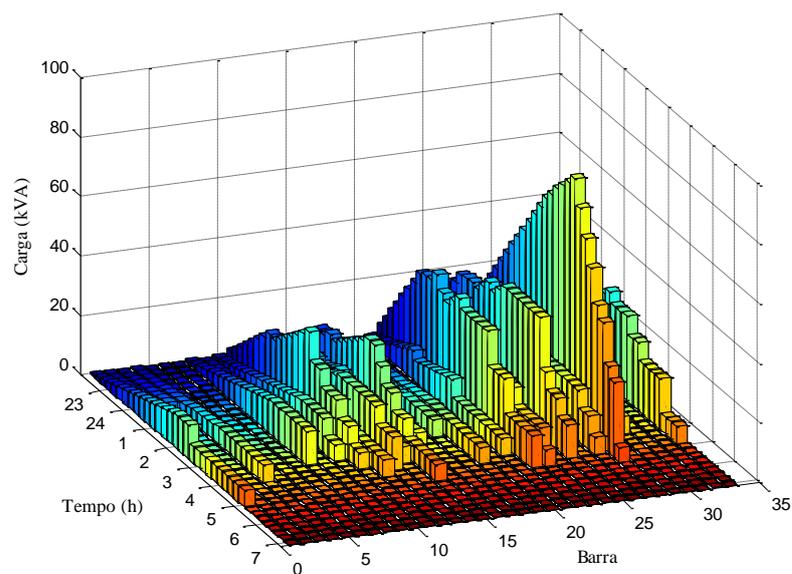
66 e 67 pela sua evolução com um pico maior de carga. Porém, têm transformadores dimensionados com uma capacidade menor que estão operando a carga nominal com um número de PHEVs menor.

Figura 66 — Evolução da carga de transformadores em um cenário de recarga controlado



Fonte: Elaboração do próprio autor

Figura 67 — Evolução de carga de transformadores em um cenário de recarga não controlado

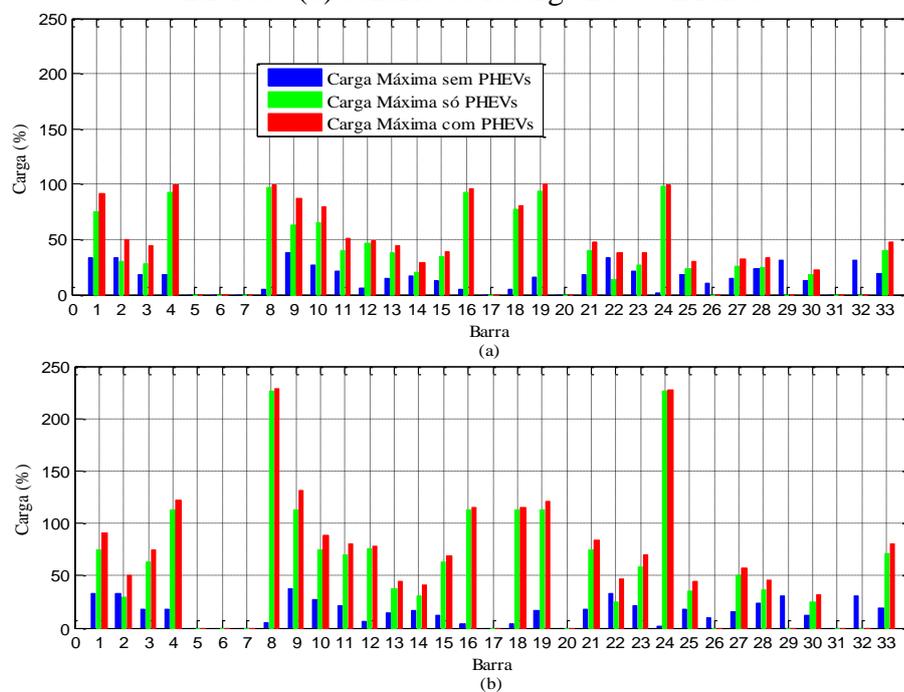


Fonte: Elaboração do próprio autor

Na Figura 68, apresenta-se uma comparação da carga máxima que apresentam os transformadores, em (a) um cenário de recarga controlado e (b) um cenário de recarga não controlado.

Na Figura 68, observa-se que os transformadores que apresentam o máximo valor de sobrecarga são os que têm uma capacidade baixa segundo a tabela 9 apresentada na subseção (5.3), neste caso de 5 kVA. Na Tabela 14, mostram-se as porcentagens de carga máxima que apresentou cada transformador, a porcentagem de sobrecarga e o tempo de duração da sobrecarga.

Figura 68 — Porcentagem de carga máxima em transformadores (a) cenário de recarga controlado (b) cenário de recarga não controlado



Fonte: Elaboração do próprio autor

Segundo a tabela 14, diferentes transformadores estão operando com uma porcentagem de sobrecarga muito alta em relação a sua capacidade nominal, o que influencia diretamente sobre sua vida útil. Aqui, é possível observar a eficiência da técnica já que efetua-se o carregamento dos PHEVs preservando os limites de operação desses elementos do sistema.

Tabela 14 — Carga máxima e sobrecarga em transformadores de distribuição

Transformador	Carga Máxima de Usuários (%)	Carga máxima de PHEVs (%)	Carga Máxima de Usuários e PHEVs (%)	Sobrecarga (%)	Tempo de Sobrecarga (h)
1	32,99	74,71	91,22	0	0
2	32,99	29,96	50,28	0	0
3	17,70	63,14	74,52	0	0
4	17,70	112,83	121,59	21,59	3,00
5	0	0	0	0	0
6	0	0	0	0	0
7	0	0	0	0	0
8	5,31	226,12	228,72	128,72	2,75
9	37,59	112,35	131,16	31,16	1,75
10	27,01	74,91	88,35	0	0
11	20,90	70,27	80,97	0	0
12	5,98	75,25	78,24	0	0
13	14,76	37,47	44,80	0	0
14	16,73	30,28	40,58	0	0
15	12,16	62,50	68,59	0	0
16	4,42	113,05	115,24	15,24	2,25
17	0	0	0	0	0
18	4,42	113,05	115,24	15,24	2
19	16,37	112,80	120,88	20,88	3,50
20	0	0	0	0	0
21	18,14	75,03	84,13	0	0
22	33,21	25,33	47,04	0	0
23	21,90	58,46	69,67	0	0
24	2,04	226,24	227,26	127,26	3,50
25	17,93	35,04	43,99	0	0
26	10,18	0,00	0	0	0
27	15,10	49,97	57,55	0	0
28	23,90	36,70	46,04	0	0
29	30,95	0	0	0	0
30	12,40	25,06	31,26	0	0
31	0	0	0	0	0
32	30,87	0	0	0	0
33	19,64	70,62	80,67	0	0

Fonte: Elaboração do próprio autor

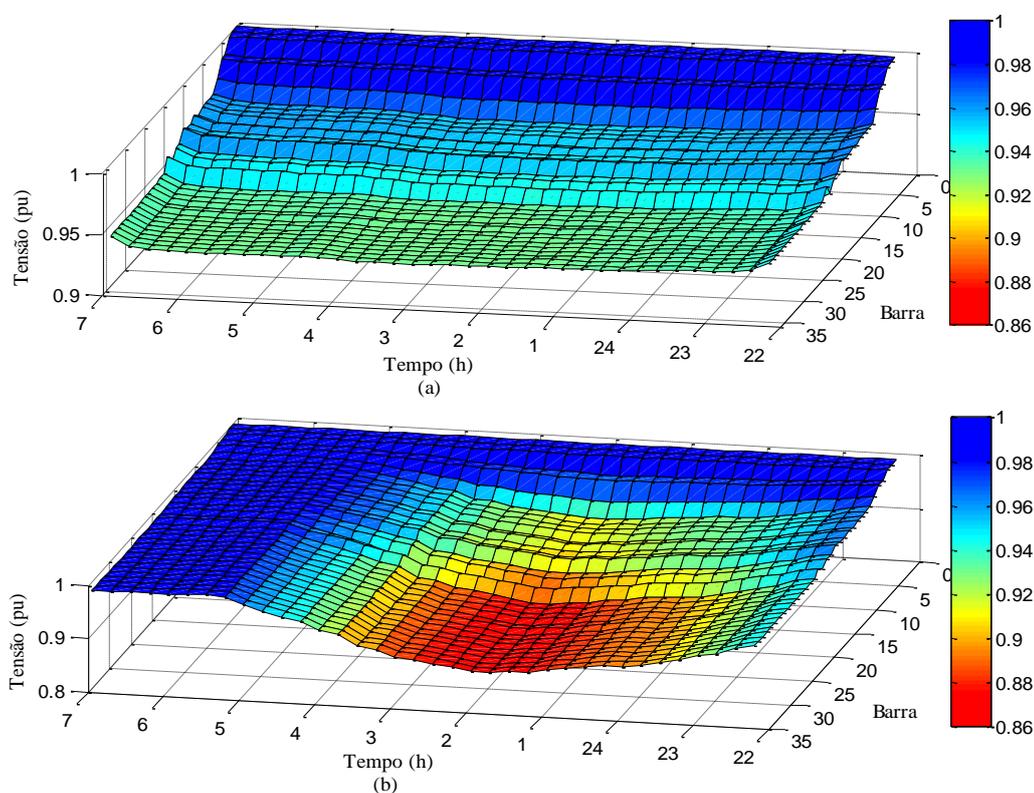
5.9.8.2 Níveis de Tensão do Sistema

Nesta subseção, apresentam-se a comparação dos níveis de tensão do sistema em um cenário de carregamento controlado e não controlado. No cenário controlado, para um período de recarga de 9 h, 9,33% de 30% de penetração aqui considerada não consegue carregar suas

baterias totalmente, mas no cenário onde o horário é estendido ou o nível da tensão da subestação é aumentado, todos os PHEVs conseguem carregar totalmente suas baterias.

Na Figura 69 (a), apresenta-se a evolução das tensões nas barras do sistema para todo o período de recarga em um período de recarga de 9 h. Nesta figura, observa-se que os níveis de tensão do sistema representados pela evolução de pontos azuis em um cenário controlado, são mantidos dentro dos limites, enquanto a Figura 69 (b) mostra que os níveis de tensão com todos os PHEVs totalmente carregados em um cenário não controlado viola o limite inferior de tensão com valores de até 0.86 pu, onde este nível de tensão é qualificado pela ANEEL⁴⁰ como de atendimento crítico.

Figura 69 — Evolução da tensão no cenário de (a) recarga controlada (b) não controlada



Fonte: Elaboração do próprio autor

Apresenta-se na Tabela 15 uma comparação das porcentagens de queda de tensão dos cenários de recarga de PHEVs propostos neste trabalho.

Tabela 15 — Comparação de porcentagens de queda de tensão

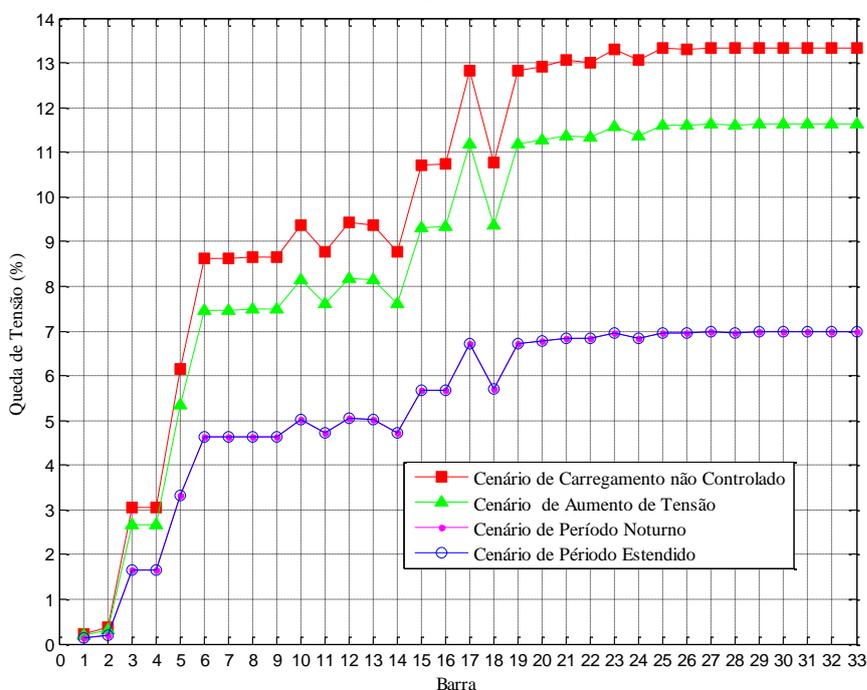
barra	Cenário de Recarga não Controlado	Cenário de Recarga Controlado			Cenário de Demanda sem Presença de PHEVs
	Com Presença de PHEVs				Máxima Queda de Tensão (%)
	Máxima Queda de Tensão (%)	Máxima Queda de Tensão no Horário Noturno (%)	Máxima Queda de Tensão no Horário Estendido (%)	Máxima Queda de Tensão com Aumento da Tensão da Subestação (%)	
1	0,222	0,123	0,123	0,193	0,078
2	0,368	0,202	0,202	0,319	0,128
3	3,064	1,653	1,653	2,658	1,044
4	3,066	1,655	1,655	2,659	1,044
5	6,161	3,310	3,310	5,346	2,098
6	8,613	4,623	4,623	7,476	2,932
7	8,614	4,624	4,624	7,476	2,932
8	8,639	4,637	4,637	7,499	2,941
9	8,644	4,640	4,640	7,503	2,942
10	9,363	5,017	5,017	8,135	3,195
11	8,762	4,720	4,720	7,609	2,974
12	9,418	5,044	5,044	8,184	3,214
13	9,366	5,020	5,020	8,138	3,196
14	8,771	4,728	4,728	7,618	2,978
15	10,718	5,675	5,675	9,323	3,682
16	10,748	5,689	5,689	9,350	3,693
17	12,835	6,720	6,720	11,181	4,499
18	10,755	5,692	5,692	9,355	3,694
19	12,836	6,721	6,721	11,181	4,499
20	12,924	6,772	6,772	11,261	4,564
21	13,053	6,828	6,828	11,372	4,564
22	13,013	6,825	6,825	11,341	4,630
23	13,289	6,952	6,952	11,583	4,638
24	13,054	6,829	6,829	11,372	4,564
25	13,321	6,970	6,970	11,611	4,650
26	13,295	6,955	6,955	11,588	4,639
27	13,339	6,980	6,980	11,628	4,657
28	13,321	6,969	6,969	11,612	4,646
29	13,339	6,980	6,980	11,628	4,657
30	13,341	6,981	6,981	11,630	4,658
31	13,337	6,976	6,976	11,626	4,639
32	13,340	6,980	6,980	11,628	4,658
33	13,340	6,977	6,977	11,629	4,638

Fonte: Elaboração do próprio autor

Observa-se que no cenário de demanda sem presença de PHEVs, o sistema apresenta as menores porcentagens de máxima queda de tensão em relação aos demais cenários onde é considerada a presença dos PHEVs. Nos cenários de recarga controlada propostos os quais são o horário noturno e o horário estendido apresentam as menores porcentagens de queda de tensão, porém os níveis de tensão nesses cenários ficam muito próximos do nível mínimo aqui considerado. Enquanto o cenário onde o nível da tensão da subestação é aumentado em 5% do valor nominal, tem uma porcentagem de queda máxima maior, porém os níveis de tensão ficam mais longe do valor mínimo. O pior caso de atendimento com níveis de tensão baixos é o cenário de recarga não controlado já que apresenta as maiores quedas de tensão em relação aos demais cenários e, além disso, são ultrapassados os níveis de tensão mínima permitidos.

Na Figura 70, apresenta-se através de um gráfico o comportamento das máximas porcentagens de queda de tensão no sistema, onde é observada a porcentagem de queda de tensão para cada barra do sistema nos quatro cenários propostos neste trabalho. Aqui, o cenário de carregamento não controlado apresenta os maiores valores da máxima porcentagem de queda de tensão.

Figura 70 — Porcentagens de queda de tensão para cada cenário



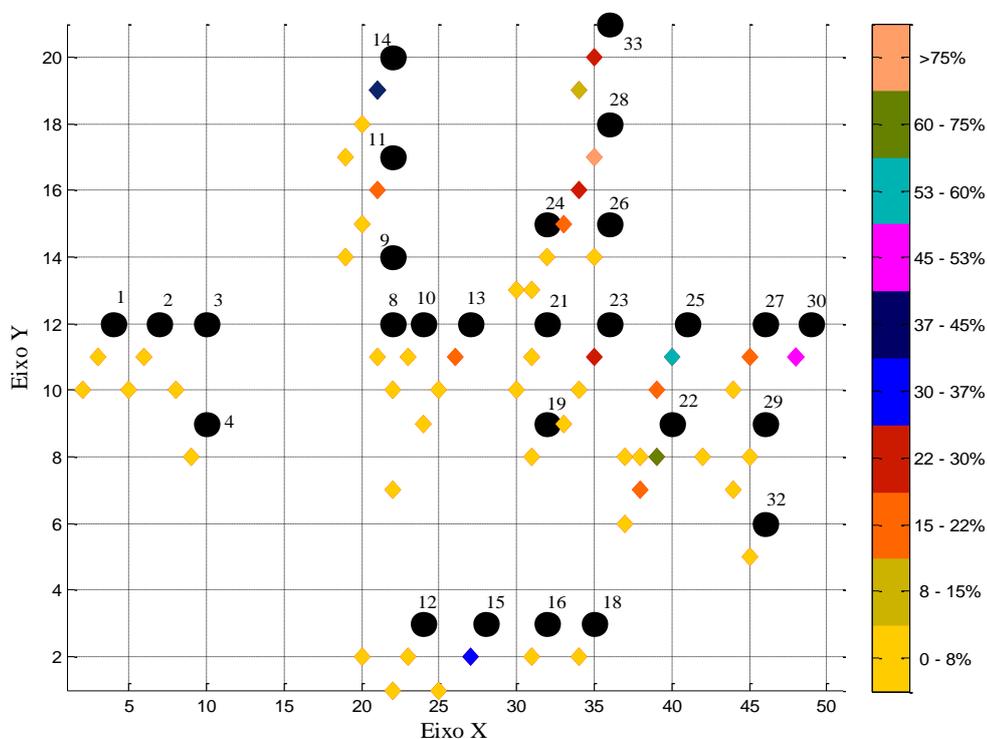
Fonte: Elaboração do próprio autor

5.10 Simulações de Carregamento Controlado Considerando um Período de Recarga de 9 h com 50% de Penetração

5.10.1 Localização e SOC inicial

Na Figura 71, apresenta-se a distribuição espacial dos PHEVs na rede de média tensão IEEE 34. Nestas simulações, onde uma porcentagem de 50% do total de usuários são donos de PHEVs, foi obtido como dados de entrada a localização de um total de 181 PHEVs.

Figura 71 — Distribuição espacial dos PHEVs para o 50% de penetração



Fonte: Elaboração do próprio autor

Nas Tabelas 16 e 17, apresentam-se os dados de SOC inicial e a barra onde serão conectados os PHEVs considerados nesta subseção do trabalho, os quais representam uma porcentagem de penetração de 50%. Aqui, todos os PHEVs têm um nível de energia final diferente após um deslocamento.

5.10.2 Evolução do SOC e a Taxa de Carregamento

Nesta subsecção, apresentam-se simulações que mostram o comportamento da recarga dos PHEVs aqui considerados, onde é apresentado para cada PHEV principalmente a taxa de carregamento entregue e a evolução do SOC.

Nestas simulações, é observado o comportamento da recarga dos PHEVs 3, 53, e 160 os quais estão localizados nas barras 1, 16 e 28 respectivamente.

Observa-se na Tabela 16 a informação da quantidade de PHEVs conectados por barra. Com esta informação é possível observar nessas tabelas que só o PHEV 53 está conectado na barra 16, e com isto pode ser observada a evolução do carregamento de um PHEV sem que a potência entregue pela barra seja dividida para mais PHEVs. Além disso, a barra 16 está localizado em uma área mais afastada da subestação do que a barra 1. E finalmente observa-se na Tabela 16 que a barra 28 é a barra com maior número de PHEVs conectados, a qual representa para o sistema um nível de demanda excessivo em relação às demais barras, e com este número de veículos conectados é possível observar como a quantidade de PHEVs conectados em uma única barra, influenciam a recarga do PHEV avaliado, neste caso PHEV 160.

Na Figura 72, apresenta-se a evolução do SOC dos PHEVs conectados, após três horas do início do período de recarga. Observa-se na tabela 16 que o PHEV 3, associado à barra 1 tem um SOC inicial igual a 10,94 kWh o que representa 54,74% da carga total da bateria. Após três horas do início do período de recarga como é ilustrado na Figura 76, chega até um nível de energia de 15,7kWh, o que indica que teve um aumento de 23,76% no nível de carga da bateria.

O PHEV 53, localizado na barra 16, inicia o período de recarga com um SOC de 0,2 kWh, o que representa uma porcentagem de carga de 1 % da carga total da bateria, Após três horas do início do período de recarga, chega até um valor de energia igual a 5,05 kWh, o que indica que teve um aumento de 24,3 % no nível de carga da bateria.

O PHEV 160, localizado na barra 28, inicia o período de recarga com um SOC de 2,18 kWh, o que representa uma porcentagem de carga de 10,9 % da carga total da bateria. Após três horas do início do período de recarga, chega até um valor de energia igual a 2.87 kWh, o que indica que teve um aumento de 3,45 % no nível de carga da bateria. Observa-se, no comportamento de recarga do PHEV 1 e do PHEV 53 com níveis de SOC's iniciais diferentes, que eles conseguem aumentar seus níveis de carga a uma porcentagem muito parecida após três horas do início do período de recarga.

Tabela 16 — PHEVs e SOC inicial para 50% de penetração

(continua)

Barra	SOC inicial	PHEV	Barra	SOC inicial	PHEV	Barra	SOC inicial	PHEV	
	(%)			(%)			(%)		
1	38,95	1	13	3,75	31	21	39,7	61	
	41,74	2		87,68	32		39,55	62	
	54,74	3		39,67	33		44,67	63	
2	27,55	4	14	1,0	34	22	47,93	64	
	85,4	5		54,5	35		28,41	65	
3	58,28	6	15	68,8	36	22	32,73	66	
4	77,5	7		94,79	37		64,76	67	
8	17,64	8	14	17,59	38	22	68,84	68	
	33,44	9		94,74	39		40,2	69	
	62,25	10		1,0	40		28,67	70	
9	54,97	11	15	78,99	41	22	1,0	71	
10	26,44	12		74,25	42		21,46	72	
	80,94	13	3,47	43	11,87	73			
	41,29	14	27,77	44	25,53	74			
	38,62	15	90,7	45	23,15	75			
11	63,89	16	15	18,87	46	22	91,17	76	
	12,15	17		17,36	47		85,87	77	
	7,91	18		84,92	48		6,88	78	
	76,05	19		81,64	49		1,58	79	
	1,0	20		21,88	50		86,58	80	
	78,98	21		73,52	51		6,6	81	
12	6,85	22	16	73,29	52	22	4,54	82	
	44,6	23		1,0	53		22,11	83	
	85,44	24		83,98	54		23,12	84	
	51,29	25		19	91,19		55	19,62	85
	39,22	26			38,14		56	76,81	86
	89,05	27		21	38,14		57	24,66	87
	66,35	28			94,72		58	40,02	88
13	9,79	29	92,16		59	43,82	89		
	80,36	30	68,74	60	41,34	90			

Fonte: Elaboração do próprio autor

O PHEV 160, o qual está mais afastado da subestação principal e também está conectado junto com um grande número de PHEVs (35), aumenta seu nível de carga a uma porcentagem mais baixa do que o PHEV 3 e 53. Isto indica que a potência total entregue nessa barra está sendo mais controlada pela prioridade da função objetivo, já que nem sempre este PHEV tem prioridade de recarga em relação aos PHEVs do mesmo grupo e, além disso, a parcela de potência que deixa fornecer a restrição representada pela inequação (10) no

instante de tempo t (atual) é 0,25 kW maior em relação à parcela de potência ou taxa de carregamento que foi entregue no instante de tempo $t-1$ (anterior). Ou seja, a taxa de potência entregue continua sendo baixa até atingir prioridade com seu nível de carga na bateria, já que este deve ser menor em relação aos demais níveis de carga dos demais PHEVs. Ou continua sendo baixa até que a restrição representada pela inequação (9) aumente seus limites, para fornecer mais potência ao grupo de PHEVs e assim deixar uma parcela de potência ou taxa de carregamento maior ao grupo.

Tabela 17 — PHEVs e SOC inicial para 50% de penetração
(conclusão)

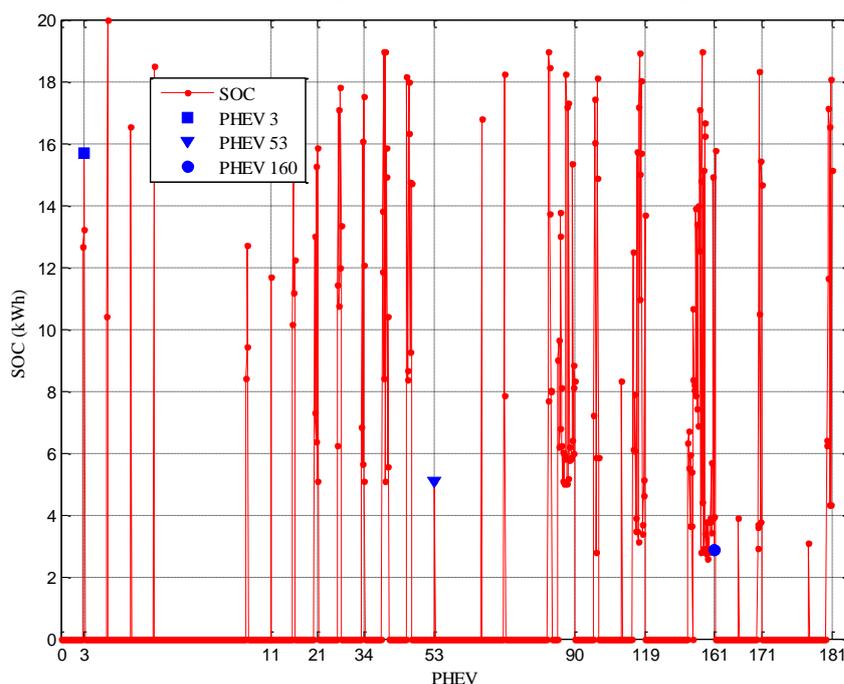
Barra	SOC inicial	PHEV	Barra	SOC inicial	PHEV	Barra	SOC inicial	PHEV	
	(%)			(%)			(%)		
23	35,77	91	27	26,36	122	28	4,76	153	
	80,13	92		16,89	123		17,82	154	
	87,05	93		28,41	124		1,0	155	
	28,98	94		25,61	125		27,18	156	
	7,67	95		14,83	126		2,81	157	
	90,54	96		41,63	127		1,0	158	
	74,33	97		52,91	128		74,52	159	
	28,96	98		40,79	129		10,9	160	
24	41,27	99		39,73	130		17,53	161	
25	62,2	100	28	38,96	131	30	78,84	162	
	30,27	101		69,53	132		29	18,15	163
	29,97	102		36,8	133		11,09	164	
	39,19	103		66,85	134		17,2	165	
	17,27	104		33,97	135		1,72	166	
	1,17	105		69,97	136		91,53	167	
	78,7	106		62,3	137		52,17	168	
	1,0	107		85,49	138		15,49	169	
	4,36	108		7,22	139		77,22	170	
	85,9	109		74	140		73,2	171	
	94,64	110		94,76	141		32	5,9	172
	74,95	111		20,81	142		31,8	173	
	54,48	112		75,68	143		30,89	174	
	90,19	113		11,1	144		57,96	175	
	78,42	114		81,27	145		85,59	176	
	15,3	115		83,33	146		82,6	177	
	2,55	116		2,55	147		33	0	178
	24,32	117		4,39	148		90,44	179	
	21,79	118		1,0	149		0	180	
	68,54	119		7,92	150		75,59	181	
27	31,27	120		1,0	151				
	33,23	121		10,47	152				

Fonte: Elaboração do próprio autor

A forma de carregamento discutida neste último parágrafo em relação ao PHEV 160 já foi mencionada na subseção 5.9, onde as simulações apresentadas são feitas com uma porcentagem de penetração de 30% do total de usuários considerados.

Com esta informação, observa-se na Figura 56 da subseção 5.9 a qual representa o carregamento do PHEV 96, que após três horas do início do período de recarga, esse PHEV consegue aumentar seu nível de carga em 11,83% da capacidade total da bateria e nas atuais simulações que correspondem à 50% de penetração o PHEV 160 após três horas do início do período de recarga só consegue aumentar seu nível de carga na bateria em 3,45% da capacidade total da bateria. Isto indica que o aumento da quantidade de PHEVs no sistema e principalmente em uma barra, influencia a prioridade de um PHEV para conseguir aumentar seu nível de carga nas baterias rapidamente, já que a potência entregue é reduzida pela grande quantidade de PHEVs.

Figura 72 — Nível de SOC após três horas do início do período de recarga

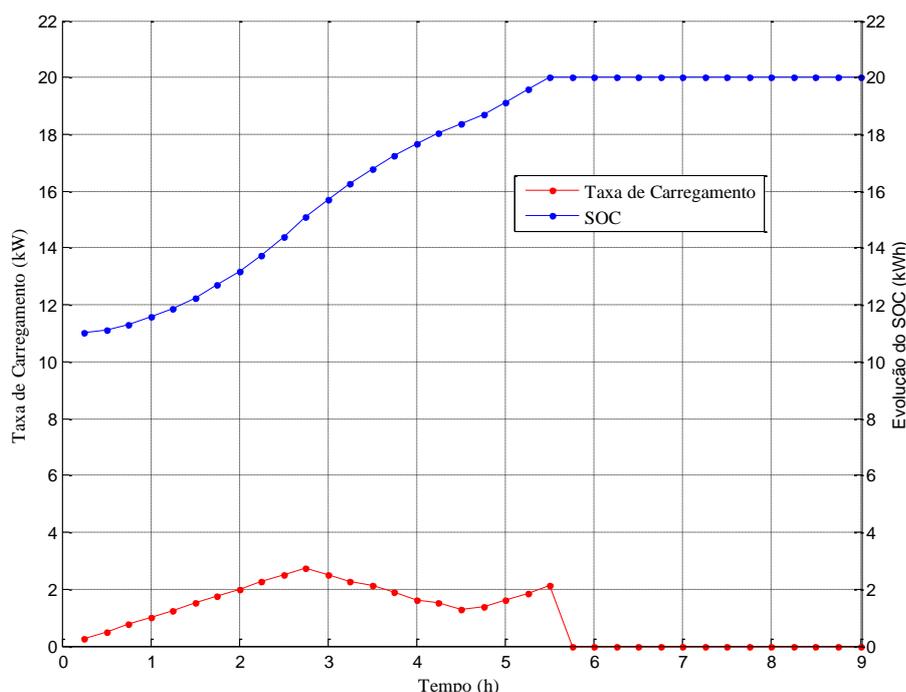


Fonte: Elaboração do próprio autor

Na Figura 73, apresenta-se a taxa de carregamento entregue e a evolução do SOC do PHEV 3, o qual está localizado na barra 1. Observa-se que a taxa de carregamento 15 minutos antes das três horas da recarga, chega no máximo até um valor de potência de 2,75 kW, nesse ponto o PHEV 3 perde a prioridade de entrega de potência, pois como é observado na Tabela 17, os PHEVs 1 e 2 têm um nível de SOC menor em relação ao PHEV 3 e portanto a maior quantidade de potência fornecida pela barra é entregue aos PHEVs 1 e 2. Isto pode ser

observado na Figura 74, onde é apresentada evolução da taxa de carregamento e a evolução do SOC dos PHEVs 1 e 2 localizados na barra 1. Aqui, observa-se também que entre esses dois PHEVs existe uma prioridade para a entrega de potência nas baterias.

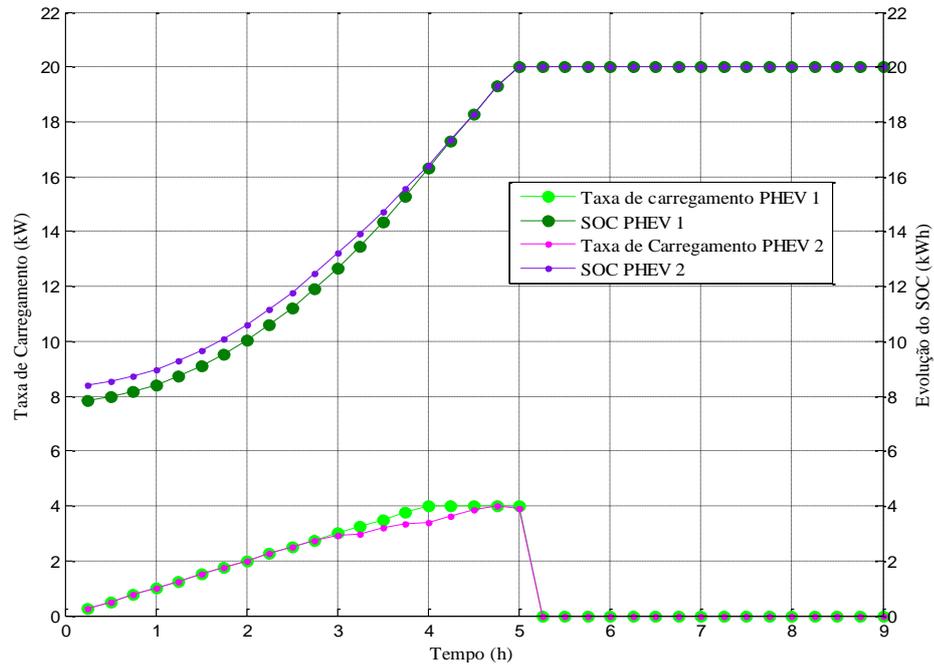
Figura 73 — Evolução do SOC e taxa de carregamento do PHEV 3



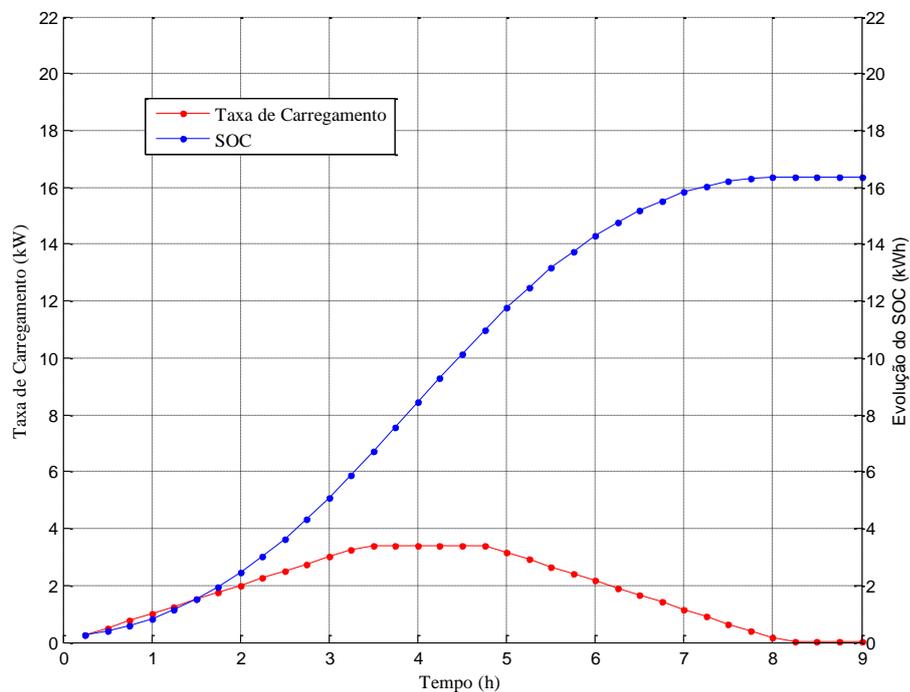
Fonte: Elaboração do próprio autor

Na Figura 75, apresenta-se a taxa de carregamento do PHEV 53 o qual está localizado na barra 16 do sistema de média tensão. Observa-se que a taxa de carregamento não atinge o nível máximo aqui definido (4 kW), já que nesses cenários de demanda as restrições correspondentes à inequação (14) apresentada na subseção 4.4.4.2, a qual representa a carga máxima em transformadores de distribuição, está atuando, limitando a carga do transformador associado à barra 16 até seu valor nominal, o qual é de 5 kVA.

Após 5 h do início do período de recarga, a barra 16 onde está localizado o PHEV 53, não fornece a potência suficiente para esse PHEV, já que a demanda de consumidores sem PHEVs aumenta nesses seguintes cenários de demanda e, além disso, têm-se algumas barras do sistema com PHEVs que têm uma prioridade maior do que o PHEV 53 já que o nível de energia em suas baterias é baixo, o que indica que o sistema não tem a capacidade total de atingir a demanda total da quantidade de PHEVs aqui considerados. Assim é mostrado que a técnica se torna eficiente preservando os limites de operação da rede.

Figura 74 — Taxa de carregamento e evolução do SOC dos PHEVs 1 e 2

Fonte: Elaboração do próprio autor

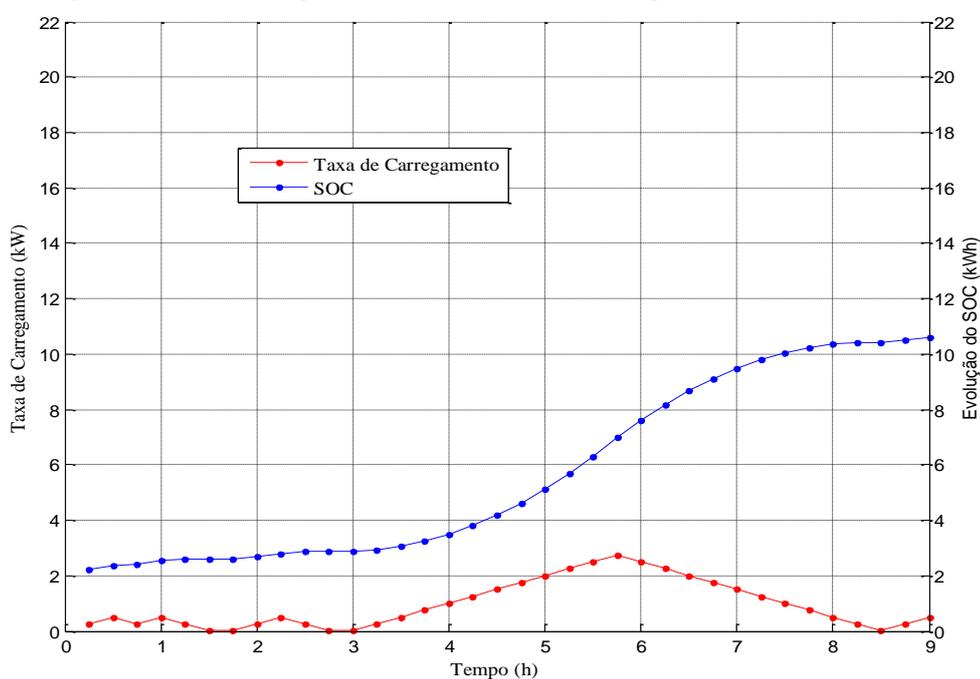
Figura 75 — Evolução do SOC e taxa de carregamento do PHEV 53

Fonte: Elaboração do próprio autor

Nas Figuras 76 e 77, apresentam-se a evolução da taxa de carregamento e o SOC dos PHEVs 160 e 162 os quais estão conectados na barra 28. Como foi discutido no paragrafo correspondente à Figura 72, a grande quantidade de PHEVs que iniciam o período de recarga conectados nessa barra influencia a prioridade de recarga.

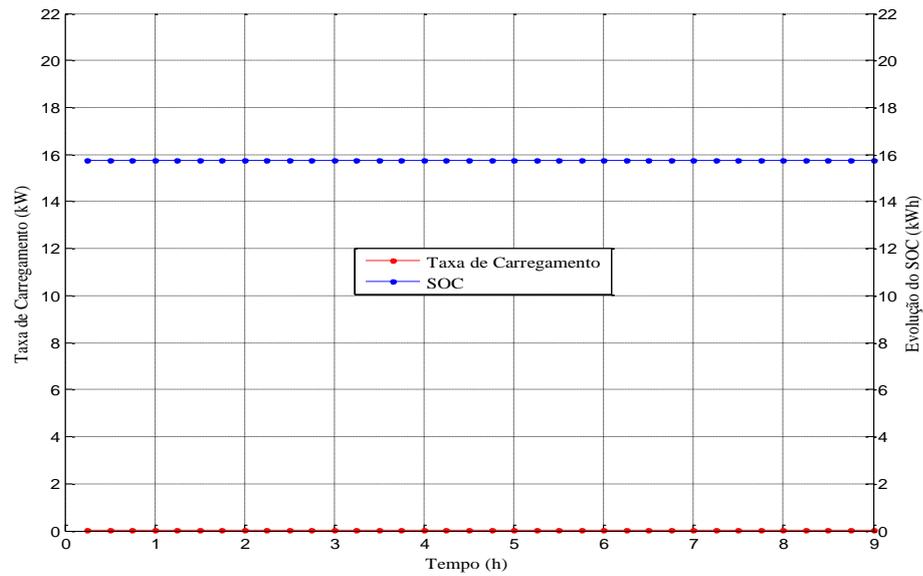
Na Figura 76, observa-se que o PHEV 160 tem prioridade após três horas do início do período de recarga e na Figura 77 o PHEV 162 não tem prioridade em nenhum instante de tempo durante o período de recarga, mas este PHEV 162 com o nível de carga que tem na bateria segundo a literatura considerando a tecnologia de baterias de Lítio-íon poderia percorrer mais de 80 km no modo totalmente elétrico além da autonomia que tem no modo CS, o que indica que o usuário dono desse PHEV não está sendo afetado totalmente pela prioridade da recarga que teve seu veículo.

Figura 76 — Evolução do SOC e taxa de carregamento do PHEV 160

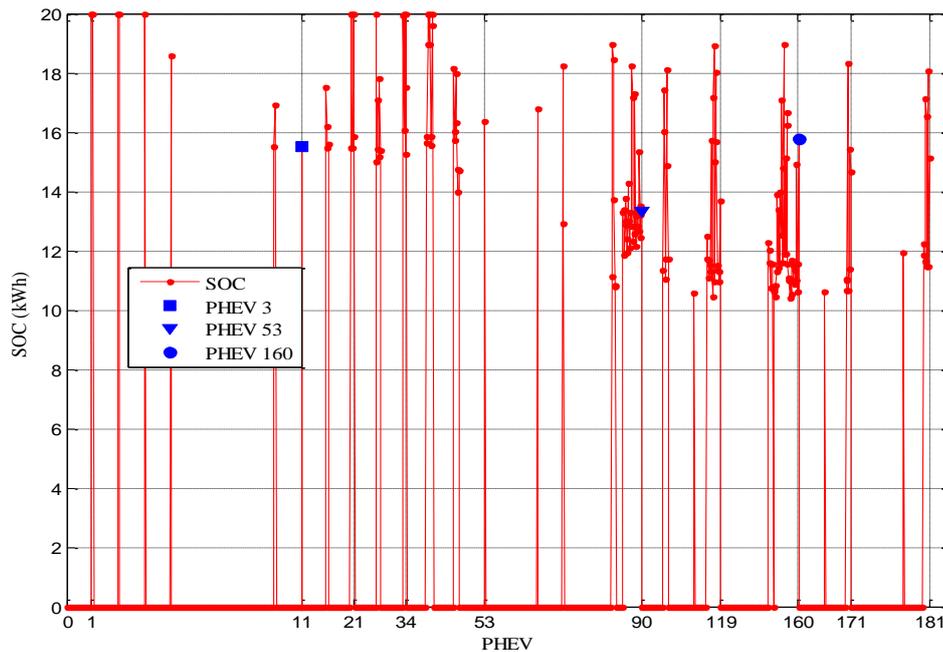


Fonte: Elaboração do próprio autor

Na Figura 78, apresenta-se o nível de SOC em todos os PHEVs conectados no final do período de recarga com uma duração de 9h. Observa-se que 31 de 181 PHEVs os quais representam uma porcentagem de 8,56% de 50% de penetração considerada nestas simulações, conseguem ficar dentro do nível de carga aceitável aqui considerado ($SOC > 90\%$) no final do período de recarga sem ultrapassar os limites de operação do sistema. Aqui, a energia total solicitada pelas baterias dos PHEVs é 2048 kWh e foi entregue pelo sistema até o final do período de recarga uma quantidade de energia de 1027 kWh, o que indica que 50,1% da capacidade total de todas as baterias dos PHEVs considerados foram carregadas.

Figura 77 — Evolução do SOC e taxa de carregamento do PHEV 162

Fonte: Elaboração do próprio autor

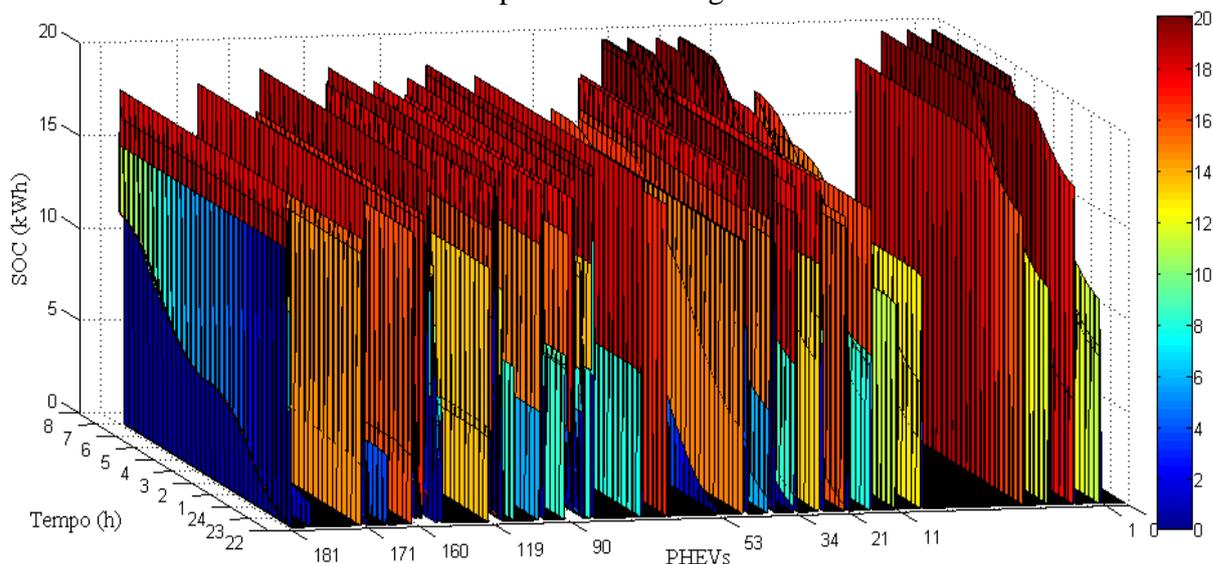
Figura 78 — Nível de SOC em todos os PHEVs no final do período de recarga

Fonte: Elaboração do próprio autor

Na Figura 79, apresenta-se a evolução do carregamento de todos os PHEVs conectados, e do lado uma barra com as cores que indicam o nível de carga de cada PHEV. Nesta figura observa-se que principalmente os PHEVs que estão mais afastados da subestação ficam por quase todo o período de recarga com o nível de carga inicial, e só no final do período de recarga apresentam evolução do SOC. Também têm PHEVs que não recarregam em nenhum instante de tempo. A falta de fornecimento de energia para esses PHEVs está

sendo influenciada principalmente pelo alto nível de SOC inicial que eles têm, e o grande número de PHEVs carregando simultaneamente.

Figura 79 — Evolução do SOC em todos os PHEVs conectados para todo o período de recarga



Fonte: Elaboração do próprio autor

5.10.3 Carga nos Transformadores de Distribuição

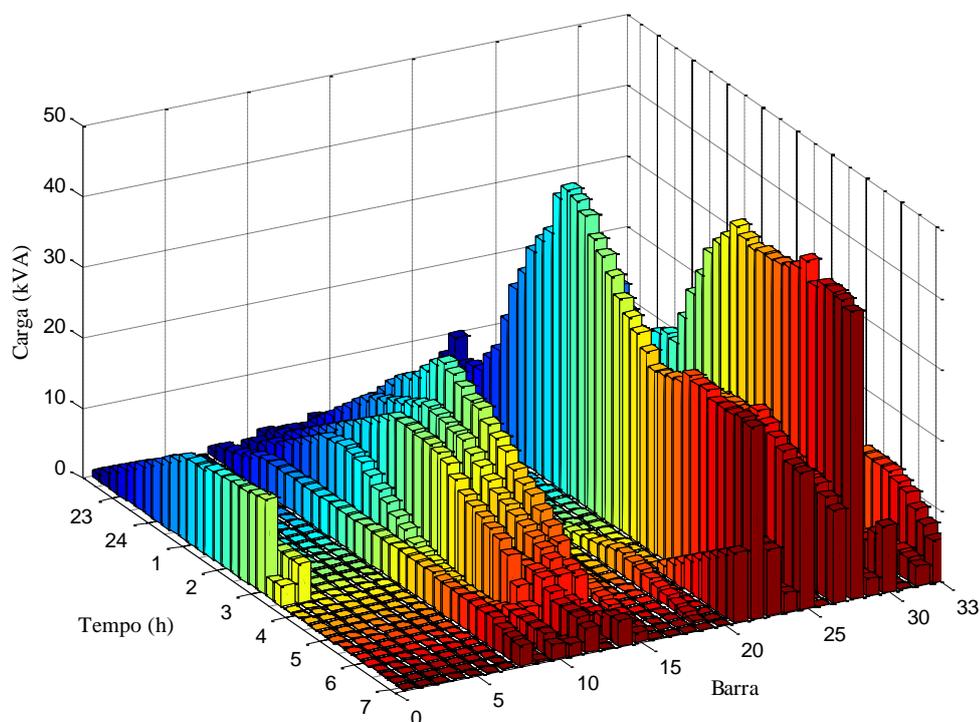
Nesta subseção, apresenta-se a evolução de carga e a porcentagem de carga máxima que apresentam os transformadores de distribuição aqui considerados, como consequência da conexão de PHEVs durante um período de recarga controlado.

Na Figura 80 apresenta-se a evolução de carga em todos os transformadores do sistema devido à presença de PHEVs. Nesta figura não está considerada a evolução de carga de consumidores sem PHEVs. Aqui, as cores representam os cenários de demanda em cada instante de tempo onde, por exemplo, a cor amarela representa um só cenário de demanda para todos os transformadores que têm PHEVs conectados.

Observa-se também na Figura 80, que todos os transformadores têm um nível de carga diferente, já que neste trabalho a carga nominal de cada transformador é considerada diferente segundo o número de usuários e, além disso, a quantidade de PHEVs também é diferente. Isto pode ser observado no caso do transformador associado à barra 8 e o transformador associado à barra 22, os quais apresentam uma diferença de carga considerável. Porém o transformador associado à barra 8 está operando a carga nominal e o 22 tem uma porcentagem de carga diferente já que é um transformador de capacidade maior em relação ao

8. Observa-se que no final do período de recarga têm transformadores que ainda apresentam carga por presença de PHEVs.

Figura 80 — Evolução de carga em transformadores de distribuição

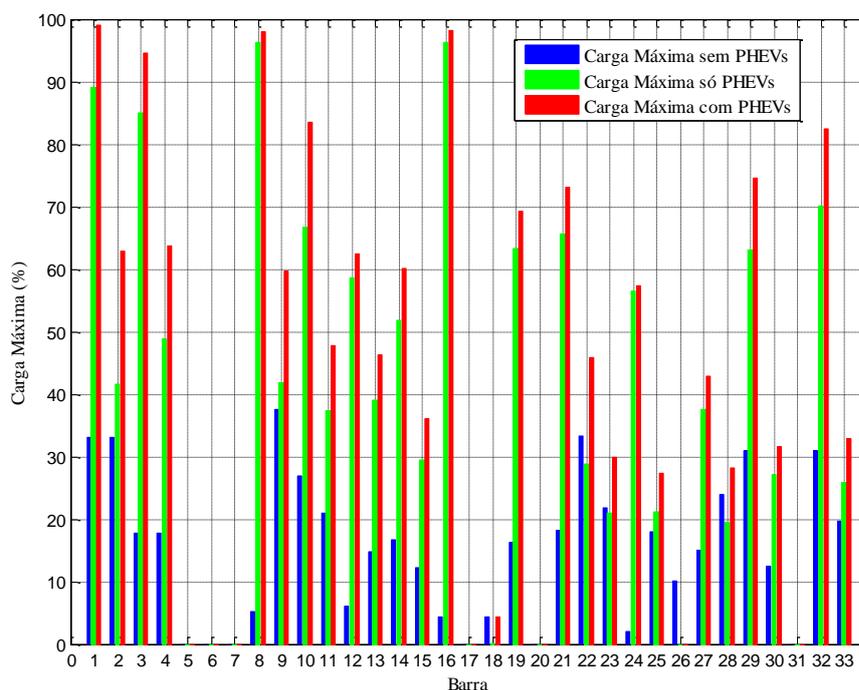


Fonte: Elaboração do próprio autor

Na Figura 81, ilustra-se a porcentagem de carga máxima que apresenta cada transformador com presença de PHEVs, onde os principais transformadores que estão operando a carga nominal são os de menor capacidade, ou seja, de 5kVA e 15 KVA, os quais são os transformadores associados às barras 1, 8 e 16.

Na Figura 81, observa-se que o transformador associado à barra 16 está operando a carga nominal, como foi mencionado nos comentários associados à Figura 75, a qual mostra a evolução de recarga do PHEV 53.

A técnica aqui utilizada, neste caso, limita a operação do transformador associado à barra 16, a sua carga nominal já que a presença de PHEVs representaria uma sobrecarga do transformador em diferentes instantes de tempo durante o período de recarga. Isto indica que a técnica se torna eficiente preservando os limites de carga nominal nos transformadores.

Figura 81 — Porcentagem de carga máxima em transformadores de distribuição

Fonte: Elaboração do próprio autor

5.10.4 Níveis de Tensão do Sistema

Nesta subseção, apresenta-se o comportamento dos níveis de tensão no sistema devido à presença de PHEVs.

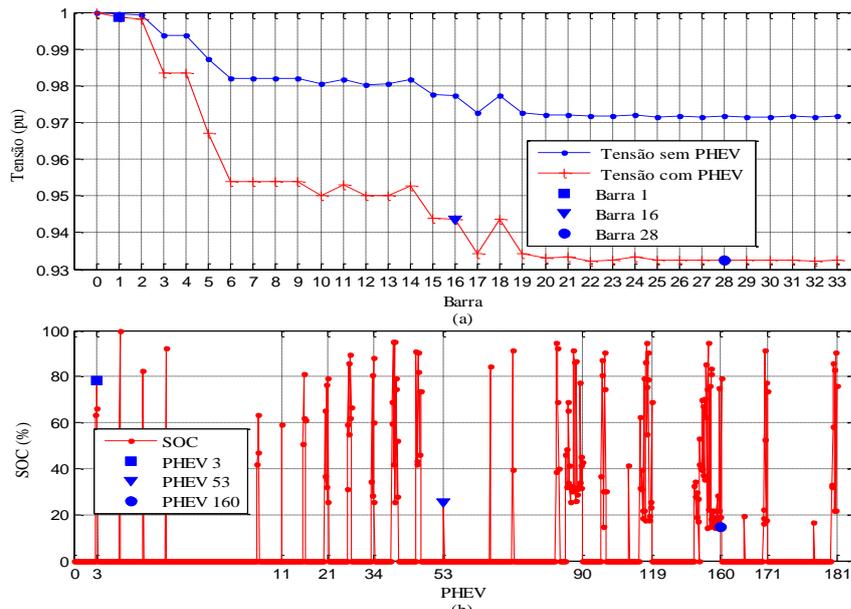
Apresenta-se na Figura 82 (a), através de uma linha de cor azul os níveis de tensão de cada barra da rede sem a presença de PHEVs e na cor vermelha os níveis de tensão com PHEVs conectados. Na Figura 82 (b), apresenta-se os níveis de SOC para todos os PHEVs conectados. As duas simulações são feitas após duas horas do início do período de recarga. Esta figura tem como objetivo mostrar que a restrição de tensão representada pela inequação (11) do modelo proposto está participando nas primeiras horas do período de recarga, já que a rede apresenta níveis de tensão baixos devido à presença de PHEVs.

Na Figura 83, apresenta-se a evolução dos níveis de tensão de todas as barras que compõem a rede durante todo o período de recarga.

A Figura 83 (a), mostra a evolução das tensões sem presença de PHEVs no sistema, e a Figura 83 (b) mostra o comportamento das tensões de todas as barras da rede com a conexão dos PHEVs. Observa-se que as barras que têm uma queda de tensão maior, são aquelas que estão mais afastadas da subestação, adicionalmente essas barras têm uma porcentagem de PHEVs conectados muito maior em relação às barras que estão mais próximas da subestação.

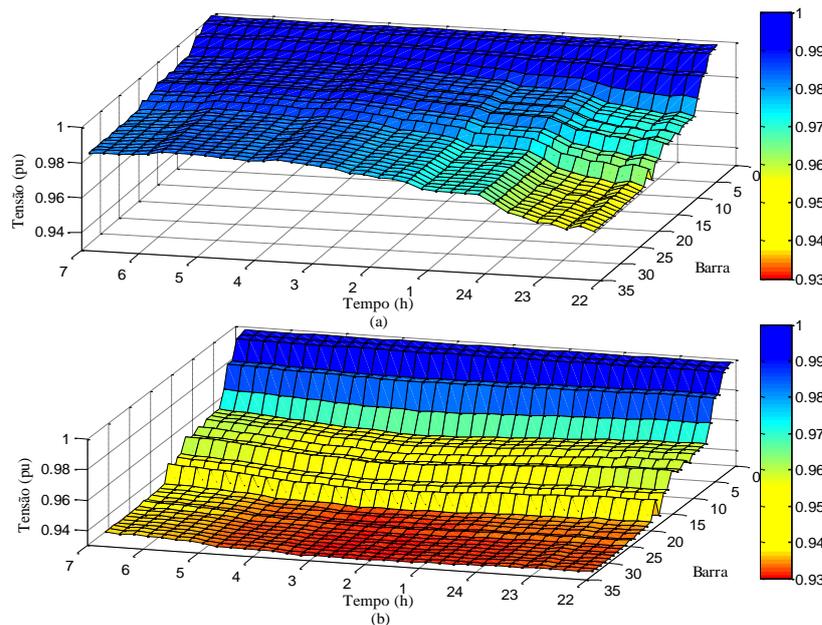
Isto indica que essas barras afastadas tenham uma consequência de queda de tensão maior do que as que estão mais próximas. Aqui os resultados das simulações mostram que a técnica de otimização utilizada neste trabalho se torna eficiente, já que consegue preservar os limites de tensão mínimos assumidos, com uma porcentagem de penetração de PHEVs de 50% do total de usuários considerados.

Figura 82 — Comparação (a) níveis de tensão do sistema (b) nível de SOC dos PHEVs



Fonte: Elaboração do próprio autor

Figura 83 — Evolução da Tensão do sistema (a) sem PHEVs (b) com PHEVs



Fonte: Elaboração do próprio autor

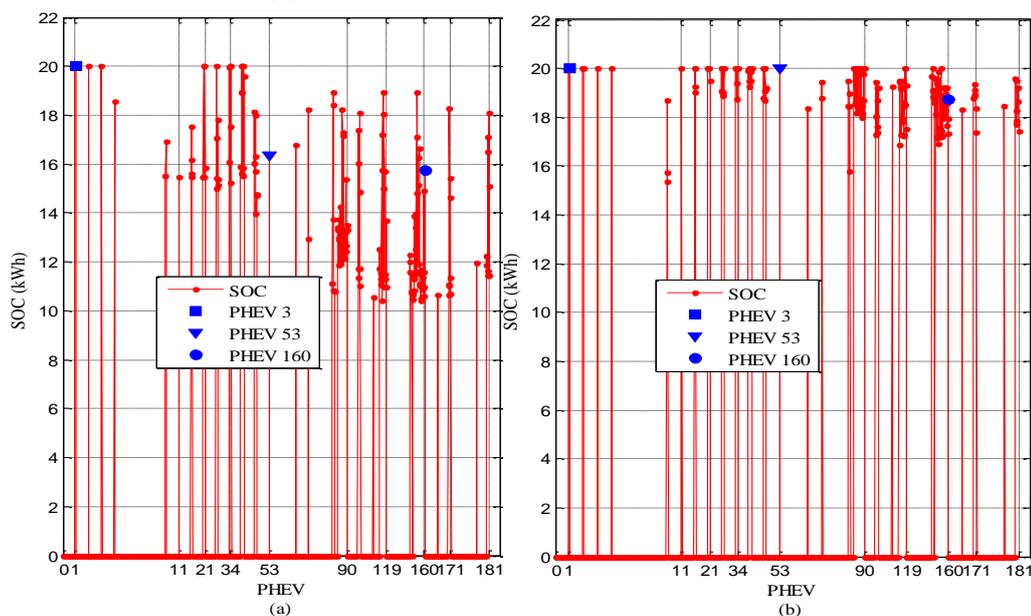
5.10.5 Níveis de Tensão Considerando um Aumento de 5% na Tensão da Subestação

Nesta subseção, apresenta-se a evolução do SOC e o comportamento da demanda adicional que representa a conexão dos PHEVs, com um aumento de 5% na tensão de referência da subestação do sistema IEEE 34.

5.10.5.1 Níveis de SOC no Final do Período de Recarga

Através da comparação do carregamento de PHEVs sem aumento da tensão de referência na subestação, e com o carregamento com um aumento de 5% da tensão de referência na subestação, observou-se que mesmo aumentando o nível de tensão para todas as barras da rede, uma porcentagem de 9,39% de 50% de penetração não consegue atingir o nível de energia nas baterias considerado como aceitável neste trabalho (SOC >18kWh ou SOC >90%), o que indica que o aumento do nível de recarga em geral para os PHEVs é considerável. Isto pode ser observado através da comparação do nível de carga apresentado nas Figuras 84 (a) e 84 (b), as quais representam respectivamente o nível de SOC para todos os PHEVs sem um aumento na tensão da subestação e o nível de SOC para todos os PHEVs com um aumento de 5% na tensão.

Figura 84 — Comparação do nível de SOC (a) sem aumento na tensão de referência (b) com aumento na tensão de referência



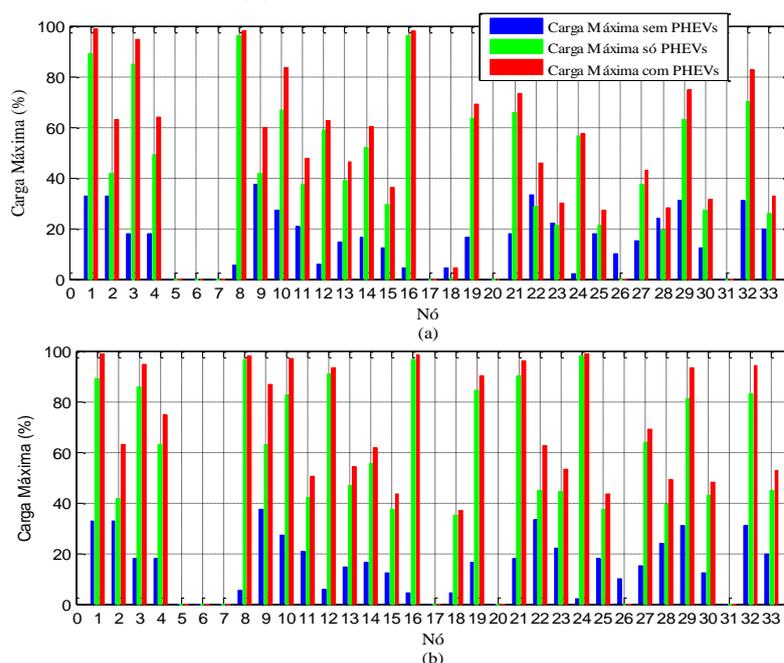
Fonte: Elaboração do próprio autor

5.10.5.2 Carga em Transformadores de Distribuição

Na Figura 85 (a), mostra-se a carga máxima que apresentam os transformadores de distribuição com a presença de PHEVs no sistema. Estas simulações são feitas sem um aumento de tensão na subestação, observou-se que a maioria de transformadores de baixa capacidade os quais estão entre 5kVA e 15 kVA estão operando a carga nominal.

Na Figura 85 (b), apresenta-se o valor de carga máxima para os transformadores da rede aqui considerada, com a presença de PHEVs e considerando um aumento de 5% na tensão da subestação principal da rede de média tensão. Observou-se que diferentes transformadores do sistema aumentam sua porcentagem de carga máxima já que os PHEVs representam um nível de energia maior para o sistema em relação ao cenário sem o aumento do nível de tensão.

Figura 85 — Carga máxima em transformadores de distribuição (a) com aumento da tensão (b) sem aumento da tensão



Fonte: Elaboração do próprio autor

Adicionalmente, observa-se na Figura 85, que nenhum transformador excede os limites de operação a carga nominal o que indica que a técnica aqui utilizada mostra eficiência para preservar os limites de operação dos transformadores aqui considerados.

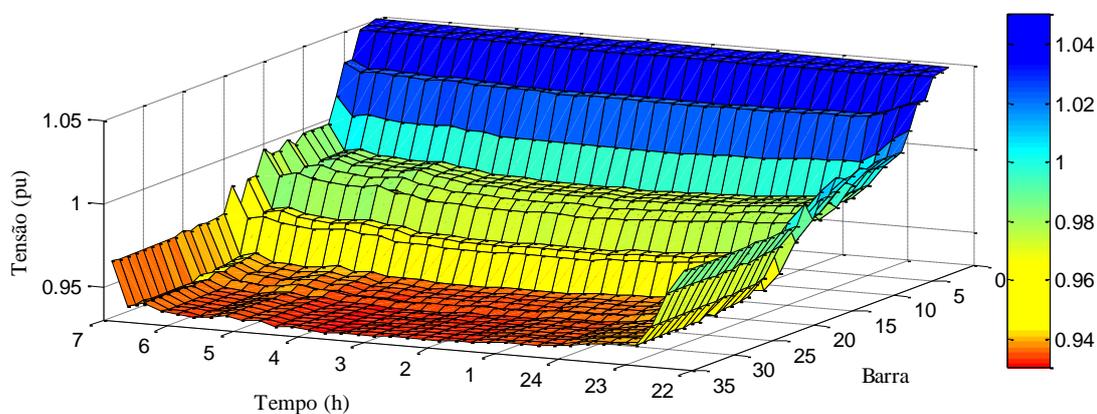
5.10.5.3 Níveis de Tensão

Nesta subseção, foram feitas simulações do carregamento dos PHEVs considerando um aumento da tensão de referência, e os níveis de tensão são apresentados na Figura 90. Nesta figura pode ser observado que as barras da rede apresentam uma queda de tensão bastante considerável, principalmente nas barras que estão mais afastadas da subestação. Esta figura apresenta particularmente uma diferença visível comparada com figuras em subseções anteriores, onde são mostradas simulações de carregamento de PHEVs considerando também um aumento na tensão da subestação.

Observando a Figura 60, apresentada na subseção 5.9.4.2, a qual representa a queda de tensão para uma porcentagem de penetração, de 30%. O nível de tensão mínima que apresentam as barras mais afastadas da subestação considerando um aumento na tensão é muito maior do que 0,93 pu o qual é o limite mínimo de tensão assumido neste trabalho. Isto comparado com a Figura 90 observa-se um impacto nos níveis de tensão durante todo o período de recarga devido ao aumento da porcentagem de veículos conectados no sistema, já que os níveis ficam muito próximos do limite mínimo mesmo tendo aumentado a tensão da subestação e, além disso, durante todo o período de recarga. E mesmo considerando esse esforço do sistema para fornecer energia aos PHEVs conectados, existe uma porcentagem de 9,39 % de PHEVs que não conseguem carregar suas baterias.

Considerando o descrito no parágrafo anterior, seria recomendável que o sistema tenha um investimento em infraestrutura com o objetivo de não operar até sua capacidade limite, para atender este nível de penetração.

Figura 86 — Níveis de tensão considerando um aumento de tensão de 5% na tensão da subestação



Fonte: Elaboração do próprio autor

5.10.5.4 Demanda Adicional na Subestação

Nesta subseção, na Figura 87 apresenta-se o comportamento da demanda adicional que representam os PHEVs conectados através da linha de cor vermelha, considerando que a tensão da subestação foi aumentada em uma porcentagem de 5% da tensão de referência.

Na Figura 87, apresenta-se através da linha de cor rosa a demanda adicional na subestação que representa o carregamento de PHEVs, em um cenário onde uma porcentagem de 50% do total de usuários são donos de PHEVs e, além disso, não é considerado um aumento na tensão. Os resultados mostram que o 32% do total da demanda nominal do sistema é entregue aos PHEVs considerados. Observa-se que, do total da energia contida nas baterias para o final do período de recarga, 43,44% representa o SOC inicial de todos os PHEVs conectados, 26% representa a carga fornecida pela rede, e 30,58% da capacidade total das baterias ficam sem carregar.

Neste trabalho com base nos resultados apresentados na Figura 78, sem o aumento de 5% na tensão de referência na subestação, 8,56% do total da porcentagem de penetração (50%) consegue atingir um nível de SOC aceitável no final do período de recarga. E de 100% de energia total necessitada pelas baterias, 69,4% é atingido.

Na Figura 91, apresenta-se com a linha vermelha a demanda adicional na subestação principal que representa o carregamento de PHEVs. Aqui a subestação tem um aumento de 5% na tensão de referência. Os resultados mostram que 54,04% do total da demanda nominal do sistema é entregue aos PHEVs. Adicionalmente, observa-se que do total da energia contida nas baterias no final do período de recarga, 43,44% representa o SOC inicial de todos os PHEVs conectados, e 53,48% representa a carga fornecida pela rede. Também da somatória da capacidade total das baterias uma porcentagem de 3,08% não é carregada. Isto indica que uma porcentagem de 9,39% de 50% de penetração não consegue atingir um nível aceitável.

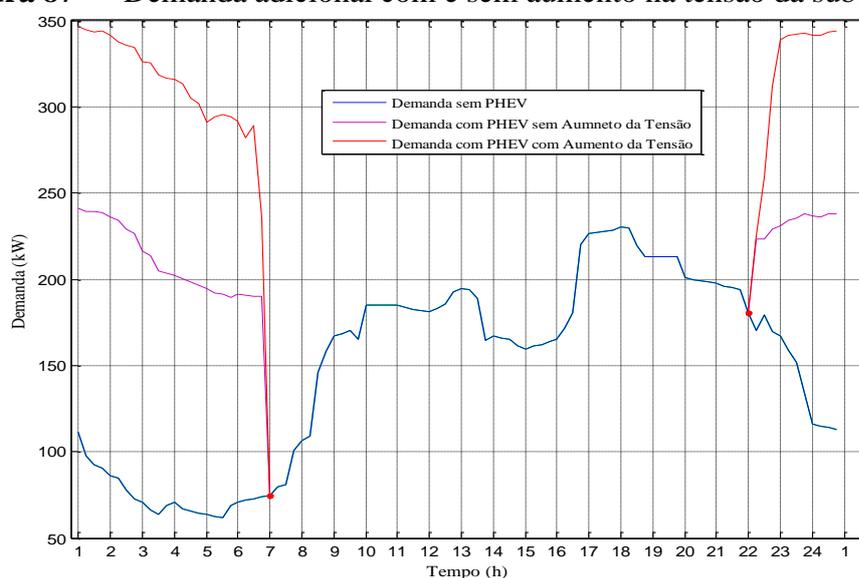
Com as considerações já mencionadas do nível de penetração de PHEVs e nível de tensão na subestação, conclui-se que nem todas as baterias dos PHEVs conectados conseguem carregar completamente até o final do período de recarga.

5.10.6 Simulações de Carregamento Controlado Considerando um Período de Recarga Estendido de 11 h com 50% de Penetração

Nesta subseção foram feitas simulações para a mesma distribuição espacial onde uma porcentagem de 50 % dos usuários aqui considerados são donos de PHEVs. Além disso,

considera-se um período de recarga de 11 h, o qual é comparado com um período de recarga de 9h.

Figura 87 — Demanda adicional com e sem aumento na tensão da subestação



Fonte: Elaboração do próprio autor

5.10.6.1 Níveis de SOC no Final do Período de Recarga

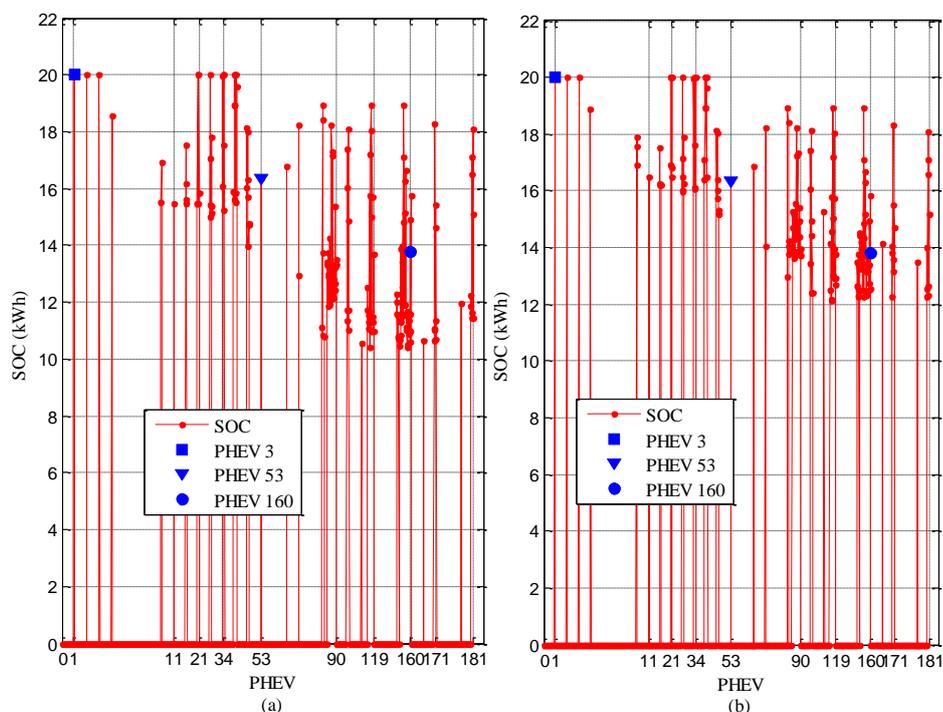
Na Figura 88, apresenta-se uma comparação do nível de SOC no final do período de recarga para dois cenários de recarga, onde a diferença entre os dois cenários é a variação do tempo da recarga. O período noturno tem uma duração de até 9 h de recarga e o período estendido de até 11 h de recarga. Observa-se que no período estendido nem todos os PHEVs conseguem carregar até ficarem dentro de um nível de carga aceitável para os usuários donos de PHEVs.

Na simulação, os PHEVs considerados como conectados no período noturno são os mesmos PHEVs do período estendido e estão carregando com as mesmas condições de níveis de tensão, carga em transformadores, potência por barra e potência por tomada ou taxa de carregamento. Assim na Figura 88 (a), 8,56% de 50% de penetração considerada nestas simulações, conseguem ficar dentro do nível de carga aceitável aqui considerado ($SOC > 90\%$) no final do período de recarga sem ultrapassar os limites de operação do sistema, e no período estendido 10,22% de 50% de penetração conseguem ficar dentro de um nível de carga aceitável. Observa-se que devido ao aumento do tempo no período o sistema consegue fornecer mais potência para os PHEVs considerados. Porém nas primeiras horas do período de recarga diferentes restrições atuam como; as restrições de níveis de tensão representadas

pela inequação (11), as restrições de carga em transformadores representadas pela inequação (14). Mas as restrições dos níveis de potência por barra as quais são representadas pela inequação (8), as restrições da tomada em baixa tensão representadas pela inequação (7), as restrições de taxa de carregamento entregue por barra representadas pela inequação (9) e as restrições de taxa de carregamento por PHEV representadas pela inequação (10), atuam durante todo o período de recarga.

Considerando a atuação das restrições mencionadas, particularmente as restrições de taxa de carregamento por barra e por PHEV observa-se que elas podem sofrer mudanças nos limites estabelecidos já que dependem da potência que foi entregue em um instante de tempo anterior.

Figura 88 — Comparação do nível de SOC (a) período noturno (b) período estendido



Fonte: Elaboração do próprio autor

Com base no paragrafo anterior e a análise das Figuras 65, 75, 76, 77 e 80, observa-se que nas primeiras 5 h do período de recarga, diferentes barras estão obrigadas a fornecer um nível de potência baixo devido às restrições de tensão e carga em transformadores, e após 5h essas restrições variam seus limites até chegar a fornecer pouca potência a qual será dividida pela restrição de taxa em cada PHEV o que indica que diferentes PHEVs perdem a prioridade principalmente os que têm um nível de SOC alto. Então, após 5 h do período de recarga a demanda que representam os PHEVs diminui pelas restrições de taxa de

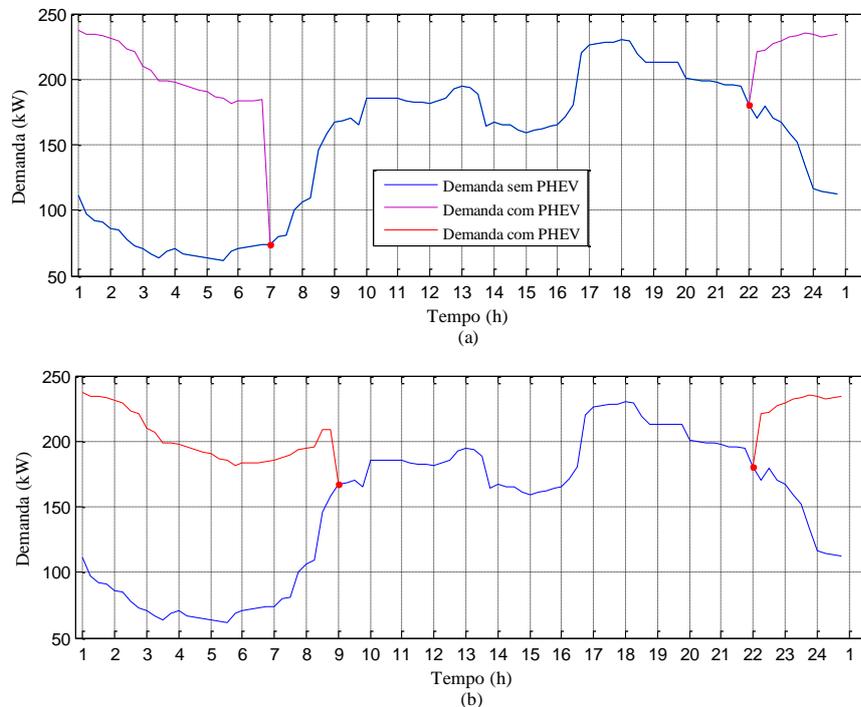
carregamento por barra já que elas foram limitadas nas primeiras 5h a fornecer níveis baixos de taxa de carregamento, e a baixa mudança da taxa de carregamento por PHEV (0,25 kW) estabelecida com uma medida de segurança para a vida útil das baterias demora em aumentar os limites das restrições.

5.10.6.2 Demanda Adicional na Subestação

Na Figura 89, apresenta-se uma comparação da evolução da demanda devido à presença de PHEVs na rede, considerando que o sistema está sendo controlado com o objetivo de preservar a operação segura do sistema e a vida útil das baterias de PHEVs.

Observa-se na Figura 89, que em um cenário onde o período de recarga é estendido até 11 h, os resultados mostram que 38% do total da demanda nominal do sistema é entregue aos PHEVs considerados, e, em um cenário de recarga noturno, os resultados mostram que 32% do total da demanda nominal do sistema é entregue aos PHEVs.

Figura 89 — Comparação demanda adicional de PHEVs (a) no horário noturno (b) no horário estendido



Fonte: Elaboração do próprio autor

5.10.7 Simulações para um Cenário de Recarga não Controlado Considerando um Período de Recarga de 9 h com uma Porcentagem de Penetração de 50%

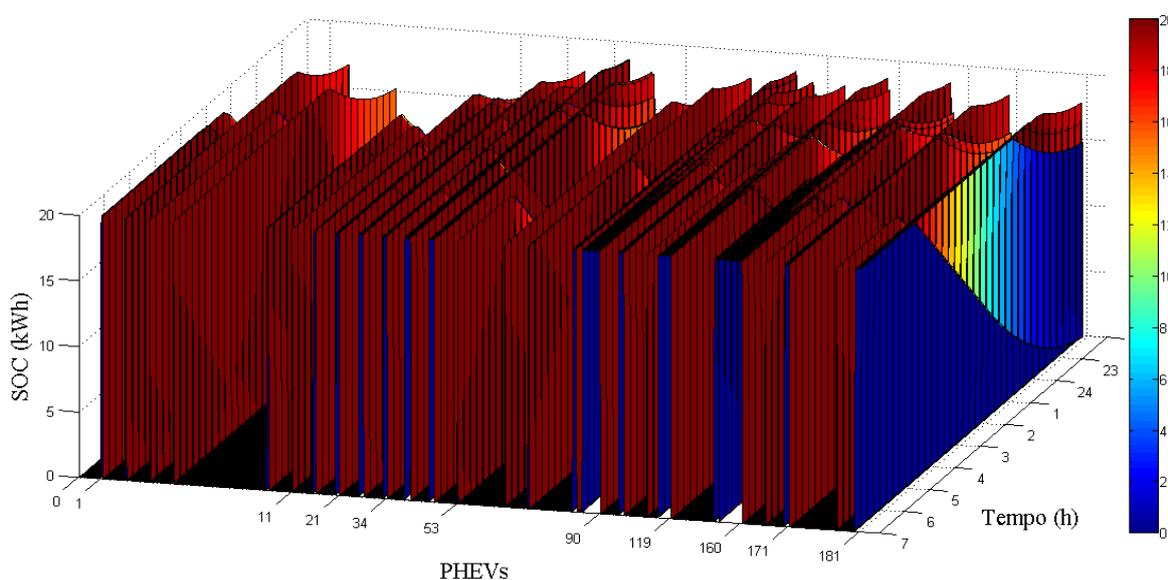
Nesta subseção, apresentam-se resultados de simulações onde todos os PHEVs considerados para uma porcentagem de 50% dos usuários são donos de PHEVs e, além disso, considera-se que esses PHEVs carregam simultaneamente de uma forma não controlada.

5.10.7.1 Evolução do SOC até o Final do Período de Recarga

Neste trabalho, foram feitas diferentes considerações em relação ao carregamento dos PHEVs como nova tecnologia no mercado elétrico, já que esses veículos em conjunto representam uma carga considerável para o sistema após sua conexão durante um período de recarga. Através da metodologia apresentada neste trabalho é possível observar como um carregamento não controlado poderia impactar sobre os diferentes elementos que preservam a operação segura do sistema. Aqui, as restrições correspondentes às inequações (9), (11), e (14) são relaxadas com o objetivo de simular o carregamento não controlado de PHEVs.

Na Figura 90, apresenta-se a evolução do SOC das baterias de todos os PHEVs até o final do período de recarga. Observa-se que todas as baterias conseguem carregar completamente.

Figura 90 — Evolução do SOC até o final do período de recarga



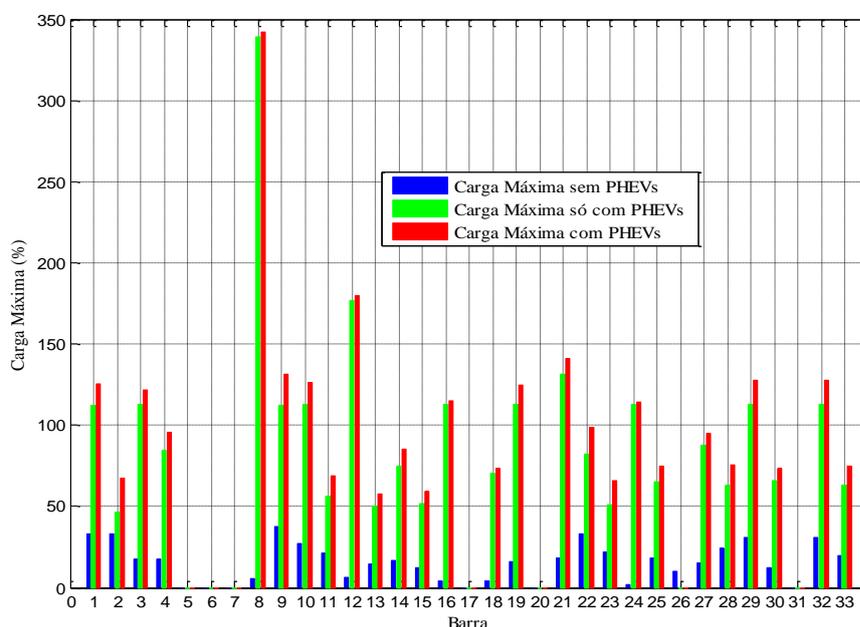
Fonte: Elaboração do próprio autor

5.10.7.2 Carga em Transformadores de Distribuição

Em simulações anteriormente apresentadas, para uma porcentagem de penetração de 50%, principalmente as mostradas nas Figuras 81 e 85, observou-se que as restrições representadas pela inequação (14), atuam limitando o carregamento das baterias dos PHEVs que estão conectados no transformador associado à barra 8, o qual é de baixa capacidade (5kVA) em relação a outros transformadores que alocaram um número maior de PHEVs.

No caso do transformador associado à barra 8, segundo a Tabela 16, três PHEVs estão conectados, o que indica que a demanda simultânea desses PHEVs pode representar um valor próximo de 3 vezes a carga nominal do transformador considerado, onde para cada instante de tempo a demanda sem PHEVs pode variar. Assim, observa-se que em relação às Figuras 48 (b) e 68 (b) as quais representam a carga máxima de transformadores em um período de recarga não controlado para cenários de penetração de 15% e 30% respectivamente, a porcentagem de 50% de penetração, apresenta o maior número de transformadores sobrecarregados, principalmente o transformador associado à barra 8.

Figura 91 — Carga máxima em transformadores de distribuição



Fonte: Elaboração do próprio autor

Na Tabela 17, apresentam-se as porcentagens de carga máxima e tempos de sobrecarga de transformadores sem PHEVs, só de PHEVs e com PHEVs.

Tabela 18 — Valores de carga máxima e tempo de sobrecarga em transformadores de distribuição

Transformador	Carga Máxima de Usuários (%)	Carga máxima de PHEVs (%)	Carga Máxima de Usuários e PHEVs (%)	Sobrecarga (%)	Tempo de Sobrecarga (h)
1	32,98	112,36	125,58	25,5	3,5
2	32,98	46,33	67,21	0	0
3	17,70	112,71	121,59	21,5	1
4	17,70	84,34	95,37	0	0
8	5,30	339,19	341,85	241,85	5
9	37,58	112,34	131,16	31,16	1,5
10	27,00	112,60	126,03	12,60	2,5
11	20,90	56,06	69,08	0	0
12	5,98	176,58	179,64	79,64	3,5
13	14,75	50,01	57,35	0	0
14	16,72	74,99	85,41	0	0
15	12,16	51,41	59,06	0	0
16	4,41	113,05	115,23	15,24	3,75
18	4,41	70,56	73,36	0	0
19	16,37	112,75	124,59	24,59	2,15
21	18,13	131,54	141,31	41,31	2,75
22	33,20	82,29	98,91	0	0
23	21,90	51,31	65,89	0	0
24	2,03	113,10	114,12	14,12	3,50
25	17,92	65,14	75,00	0	0
26	10,18	0	0	0	0
27	15,10	87,73	95,24	0	0
28	23,89	62,76	75,89	0	0
29	30,94	112,62	127,96	27,96	3,15
30	12,40	65,85	73,58	0	0
32	30,86	112,60	127,89	27,89	4
33	19,64	62,76	75,18	0	0

Fonte: Elaboração do próprio autor

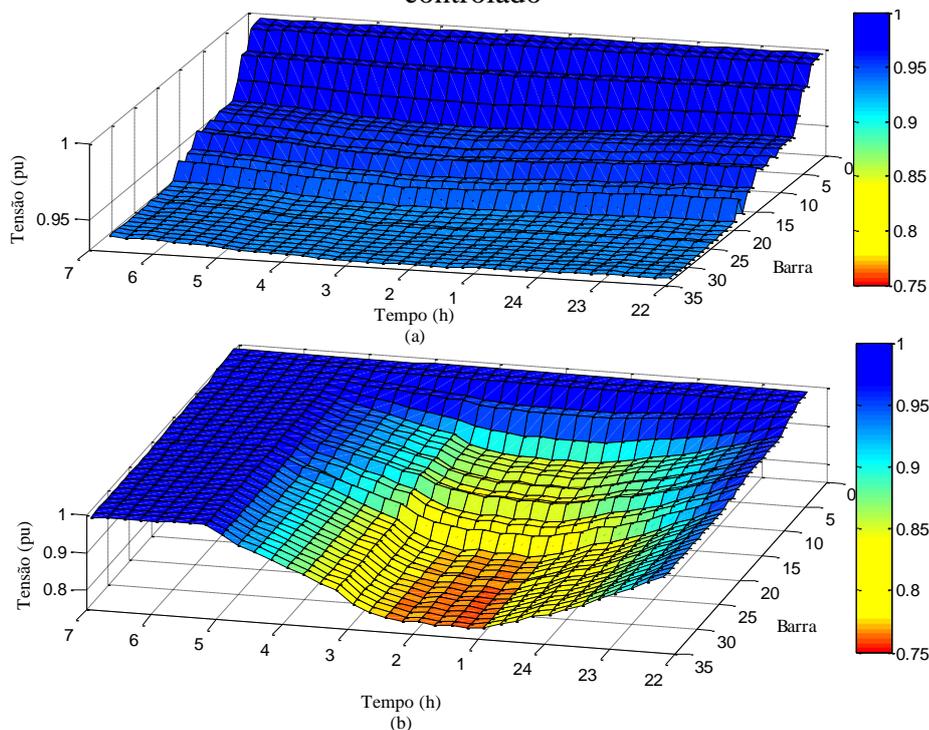
5.10.7.3 Níveis de Tensão do Sistema

Na Figura 92, é mostrado o impacto da conexão dos PHEVs sobre os níveis de tensão nas barras do sistema. Nesta figura, apresenta-se a evolução dos perfis de tensão para todo o período de recarga, aqui a tensão chega até um valor menor do que 0,94 e maior do que 0,93 (em pu).

Na Figura 92 (a), apresenta-se a evolução dos níveis de tensão para um cenário de recarga controlado em horário noturno e, na Figura 92 (b), apresenta-se a evolução dos níveis de tensão do sistema em um cenário de recarga não controlado, onde os níveis de tensão com

todos os PHEVs totalmente carregados num cenário não controlado, viola o limite inferior de tensão com valores de até 0,75 pu, onde este nível de tensão é qualificado pela ANEEL como de atendimento crítico.

Figura 92 — Níveis de tensão em um cenário de recarga (a) controlado (b) não controlado



Fonte: Elaboração do próprio autor

Na tabela 19, apresentam-se as máximas porcentagens de queda de tensão nos cenários propostos, isto para todas as barras do sistema que têm carga adicional pela presença de PHEVs, onde a máxima queda de tensão por barra é apresentada pelo carregamento não controlado.

5.10.8 Demanda Adicional na Subestação

Na Figura 93, apresentam-se as curvas de demanda adicional que representa a conexão dos PHEVs no sistema. Isto é mostrado em um cenário de carregamento controlado e não controlado das baterias dos veículos.

Tabela 19 — Porcentagens das máximas quedas de tensão por barra

Barra	Cenário de Recarga não Controlado	Cenário de Recarga Controlado			Cenário de Demanda sem Presença de PHEVs
	Com Presença de PHEVs				Máxima Queda de Tensão (%)
	Máxima Queda de Tensão (%)	Máxima Queda de Tensão no Horário Noturno (%)	Máxima Queda de Tensão no Horário Estendido (%)	Máxima Queda de Tensão com Aumento da Tensão da Subestação (%)	
1	0.385	0,124	0,124	0,199	0,078
2	0.638	0,203	0,203	0,329	0,128
3	5.319	1,638	1,638	2,701	1,044
4	5.319	1,638	1,638	2,701	1,044
5	10.718	3,280	3,280	5,429	2,098
6	14.989	4,582	4,582	7,590	2,932
7	14.991	4,583	4,583	7,591	2,932
8	15.035	4,596	4,596	7,613	2,941
9	15.041	4,600	4,600	7,617	2,942
10	16.349	4,949	4,949	8,260	3,195
11	15.194	4,710	4,710	7,729	2,974
12	16.451	4,974	4,974	8,308	3,214
13	16.353	4,952	4,951	8,264	3,196
14	15.220	4,727	4,727	7,747	2,978
15	18.842	5,553	5,553	9,427	3,682
16	18.900	5,566	5,566	9,453	3,693
17	22.981	6,491	6,491	11,394	4,499
18	18.900	5,567	5,567	9,454	3,694
19	22.982	6,491	6,491	11,394	4,499
20	23.213	6,578	6,578	11,511	4,564
21	23.379	6,560	6,560	11,580	4,564
22	23.445	6,666	6,666	11,627	4,630
23	23.821	6,643	6,643	11,791	4,638
24	23.379	6,560	6,560	11,581	4,564
25	23.887	6,655	6,655	11,825	4,650
26	23.832	6,645	6,645	11,795	4,639
27	23.930	6,664	6,664	11,847	4,657
28	23.882	6,655	6,655	11,818	4,646
29	23.930	6,664	6,664	11,848	4,657
30	23.935	6,665	6,665	11,850	4,658
31	23.897	6,652	6,652	11,825	4,639
32	23.933	6,665	6,665	11,849	4,658
33	23.899	6,651	6,651	11,826	4,638

Fonte: Elaboração do próprio autor

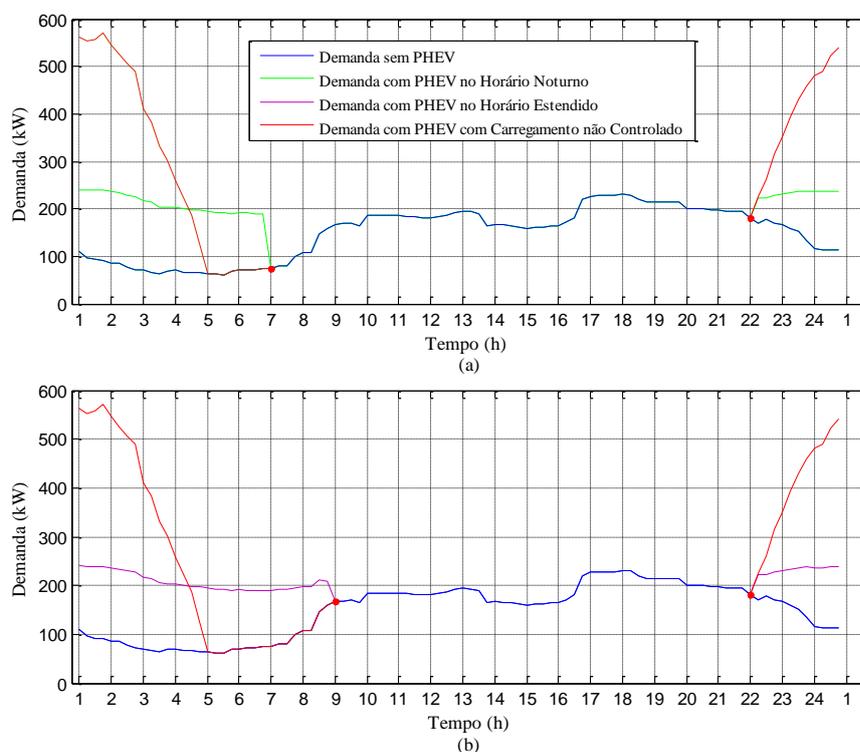
Na Figura 93 (a), apresenta-se na cor azul a curva de demanda considerada para um cenário de demanda sem a presença de PHEVs, na cor verde apresenta-se a demanda adicional das baterias dos PHEVs em um cenário de carregamento controlado e na cor vermelha a demanda adicional em um cenário de carregamento não controlado.

Na Figura 93 (b), apresenta-se a curva de demanda adicional que representa o carregamento dos PHEVs em um cenário de recarga controlado e não controlado durante um período de recarga estendido.

Com base na Figura 93, para um cenário onde uma porcentagem de 50% do total de usuários são donos de PHEVs, e, além disso, as baterias carregam de uma forma controlada em um período noturno, os resultados mostram que 32% do total da demanda nominal do sistema é entregue às baterias dos PHEVs.

Observa-se também na Figura 93 (a) onde as baterias carregam de uma forma controlada em um período noturno, que do total da energia contida nas baterias para o final do período de recarga, 43,44% representa o SOC inicial de todos os PHEVs conectados, 26% representa a carga fornecida pela rede, e 30,58% da capacidade total das baterias ficam sem carregar.

Figura 93—Demanda adicional (a) cenário de recarga noturno controlado e não controlado (b) cenário de recarga estendido controlado e não controlado



Fonte: Elaboração do próprio autor

No cenário de carregamento controlado, em um período noturno 8,56% do total da porcentagem de penetração (50%) consegue atingir um nível de SOC aceitável no final do período de recarga. E de 100% de energia total necessitada pelas baterias 69,4% é atingido.

No cenário de carregamento controlado em um período estendido uma porcentagem de 38% do total da demanda nominal do sistema é entregue aos PHEVs considerados e 10,22% de 50% de penetração conseguem ficar dentro de um nível de carga aceitável.

Nestas simulações, quando as baterias dos PHEVs carregam de uma forma não controlada, os resultados mostram que uma porcentagem de 101,04% do total da demanda nominal do sistema é entregue. Além disso, observa-se que todas as baterias dos PHEVs considerados conseguem carregar totalmente.

O carregamento não controlado causa uma considerável concentração de demanda, deixando como consequência excessivos níveis de quedas de tensão e sobrecarga em diferentes transformadores (subseção 5.10.8.2). Assim é comprometida a estabilidade do serviço e a vida útil dos diferentes elementos que compõem o sistema. Isto indica que o sistema deve ter um investimento tecnológico com o objetivo de controlar sua capacidade de manter os limites de segurança estabelecidos pelas normas reguladoras.

CAPITULO 6

CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS

Neste trabalho, foi apresentada uma metodologia para carregar de uma forma controlada VEs tipo PHEVs em uma rede de distribuição de média tensão. É proposto um modelo de carregamento ótimo de PHEVs baseado em uma técnica de otimização linear, a qual determina a quantidade máxima de potência que pode ser entregue a cada PHEV em diferentes instantes de tempo, considerando as restrições de operação de uma rede de distribuição de média tensão.

Com o anteriormente descrito, apresenta-se um cenário onde os PHEVs, após serem conectados em um ponto da rede de baixa tensão, iniciam um período de recarga com um estado de carga (SOC) inicial da bateria diferente para cada PHEV. A potência entregue a cada PHEV, ou taxa de carregamento, será controlada em função das restrições de operação e segurança do sistema de média tensão. O modelo de otimização proposto neste trabalho, é um modelo de otimização linear estendido a uma rede de média tensão a partir de um modelo de otimização linear aplicado a uma rede de distribuição de baixa tensão.

Para a aplicação da metodologia proposta neste trabalho, é necessário conhecer a distribuição espacial dos PHEVs na cidade e a distância percorrida por cada um deles. A distribuição espacial permite determinar o ponto de conexão à rede elétrica de baixa tensão dos PHEVs. Desta forma, pode-se determinar o número de veículos conectados aos transformadores de distribuição, os quais têm uma potência nominal diferente em função do número de consumidores. Por outro lado, a distância percorrida pode ajudar a estimar o estado de carga da bateria para cada um desses veículos, considerando que o estado e carga têm um decaimento linear com a distância percorrida. Essas informações são consideradas como dados de entrada para o modelo proposto. Com isto, a distribuição espacial dos PHEVs é distinta em diferentes cenários de penetração, onde 15%, 30% e 50% do total de usuários são donos de PHEVs.

O carregamento ótimo dos PHEVs foi simulado no sistema teste IEEE 34 de media tensão. Através de diferentes testes, observou-se que, para uma porcentagem de 15% e as condições especificadas em um cenário controlado, todos os PHEVs conectados no sistema ficam no final do período de recarga com um nível de carga dentro dos níveis aceitáveis aqui considerados. Isto indica que o sistema de média tensão usado, de acordo com suas restrições

de operação e segurança, tem condições de satisfazer as necessidades dos usuários proprietários dos PHEVs sem causar efeitos críticos na operação do sistema.

Observou-se que, para 30% de penetração e em um cenário de carregamento controlado no horário noturno, preservando os limites de operação do sistema, nem todos os PHEVs conseguem carregar totalmente suas baterias. No cenário de carregamento controlado com um aumento de 5% na tensão da subestação principal e, além disso, no cenário de carregamento controlado com um período estendido, os resultados mostram que todos os PHEVs conectados no sistema ficam no final do período de recarga com um nível de carga dentro dos níveis aceitáveis aqui considerados. Isto indica que a técnica se torna eficiente na hora de preservar os limites de operação do sistema. Porém, o sistema pode ser sobrecarregado com o objetivo de atender uma demanda de usuários donos de PHEVs maior, já que nas simulações onde todos os PHEVs conseguem carregar suas baterias, o sistema apresenta maiores porcentagens de queda de tensão e carga em transformadores até seu valor nominal com alguns casos de sobrecargas e custo da energia maior.

Observa-se também que no horário noturno considerando uma porcentagem de penetração de 50% e um carregamento controlado, as necessidades dos usuários donos de PHEVs não serão satisfeitas neste caso, já que, embora o sistema tenha sido modificado com seus níveis de tensão ou o período de recarga tenha sido estendido, ainda existe uma porcentagem considerável de baterias de PHEVs sem carregar, o que também mostra a eficiência da técnica na hora de manter os parâmetros do sistema dentro de seus limites de operação.

Através das simulações em um cenário não controlado, os resultados mostram que não é possível carregar as baterias dos veículos sem riscos de violar os limites de tensão e sobrecarregar alguns transformadores de baixa capacidade na rede. Isto sugere que o sistema aqui testado tenha a necessidade de investimentos em tecnologia com o objetivo de controlar o carregamento simultâneo de diferentes quantidades de PHEVs.

Demonstrou-se que o método proposto é uma ferramenta útil para determinar o carregamento ótimo de PHEVs em sistemas de distribuição, além de permitir a identificação das restrições mais sensíveis à conexão dos PHEVs.

Para desenvolvimentos futuros deste trabalho sugere-se:

- Incorporação de sensibilidades de tensão e corrente de um sistema trifásico desbalanceado, nas restrições de níveis de tensão por barra e carga dos transformadores de baixa tensão do modelo.
- Incorporar no modelo restrições de consumo e geração com a consideração da tecnologia bidirecional de veículos elétricos tipo V2G.
- Propor um modelo para avaliar o impacto da inserção de PHEVs, e tecnologia V2G no desempenho elétrico de uma micro rede.

REFERÊNCIAS

- 1 MELO, J. D.; CARRENO, M. E.; FELTRIN, A. P. A multi-agent system with a percolation approach to simulate the driving pattern of plug-in electric vehicles. In: IEEE TRANSMISSION AND DISTRIBUTION CONFERENCE AND EXPOSITION, 2012, Orlando. **Proceedings...** Piscataway: IEEE, 2012. 8 p.
- 2 RICHARDSON, P.; FLYNN, D.; KEANE, A. Optimal charging of electric vehicles in low voltage distribution systems. **IEEE Transactions on Power Systems**, Piscataway, v. 27, n. 1, p. 268-279, Feb. 2012.
- 3 OCHOA PIZZALLI, L. F. **Desempenho de redes de distribuição com geradores distribuídos**. 2006. 158 f. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) - Faculdade de Engenharia, Universidade Estadual Paulista, Ilha Solteira, 2006.
- 4 KUMAR, V.; GUPTA, I.; GUPTA, H. O.; AGARWAL, C. P. Voltage and current sensitivities of radial distribution network: a new approach. **IEEE Generation, Transmission and Distribution**, Piscataway, v. 152, n. 6, p. 813-818, Nov. 2005.
- 5 WAKEFIELD, E. H. **History of the electric automobile**: hybrid electric vehicles. Warrendale: Society of Automotive Engineers, 1915. 572 p.
- 6 CHAN, C. C. The state of the art of electric and hybrid vehicles. **Proceedings of the IEEE**, Piscataway, v. 90, n. 2, p. 247-275, Feb. 2002.
- 7 ENERGY TECHNOLOGY SYSTEMS ANALYSIS PROGRAMME – ETSAP. Hybrid electric vehicles. **Technology Brief**, Paris, T04, 6 p., June 2010. Disponível em: <www.etsap.org>. Acesso em: 15 ago. 2012
- 8 LARMINE, J; LOWRY, J. **Electric vehicle technology explained**. 2 ed. Chichester: Wiley, 2012. 314 p.
- 9 MAGGETTO, G.; VAN MIERLO, J. Electric and electric hybrid vehicle technology: a survey. In: IEE SEMINAR ELECTRIC, HYBRID AND FUEL CELL VEHICLES, Durham, 2000. **Proceedings...** London: IEE, 2000. 111 p.
- 10 ESPOSITO, F. **A sub-optimal energy management strategy for hybrid electric vehicles**. 2008. 158 f. Dissertação (Doutorado em Engenharia Elétrica) – Scuola Di Dottorato in Ingegneria Industriale, Università degli Studi di Napoli Federico II, Nápoles, 2008.
- 11 ROUSSEAU, A. Impact of driving behavior on PHEV fuel consumption for different powertrain, component sizes and control. In: DOE HYDROGEN PROGRAM AND VEHICLE TECHNOLOGIES OFFICCE ANNUAL MERIT REVIEW AND PEER EVALUATION MEETING, 2009, Arlington. **Presentations...** Washington-DC: Energy Efficiency and Renewable Energy, 2010. 25 p.
- 12 ELECTRIC POWER RESEARCH INSTITUTE – EPRI. **Plug-in hybrid electric**. Palo Alto, 2008. Disponível em: <www.epri.com>. Acesso em: 15 ago. 2012.

- 13 SANTIN, D. J.; VYAS, A. D. How to use life cycle analysis comparisons of PHEVs to competing powertrains. In: INTERNATIONAL ADVANCED AUTOMOTIVE BATTERY AND ULTRACAPACITOR CONFERENCE, 8., 2008, Tampa, Florida. **Proceedings...** Oregon House: AABC, 2008. 13 p.
- 14 PESARAN, A. A.; MARKEL, T.; TATARIA, H. S.; HOWELL, D. Battery requirements for plug-in hybrid electric vehicles: analysis and rationale. In: INTERNATIONAL ELECTRIC VEHICLE SYMPOSIUM, 23., 2007, Anaheim. **Proceedings...** Oak Ridge: National Renewable Energy Laboratory, 2009. 18 p.
- 15 KIM, N.; KWON, J.; ROUSSEAU, A. Comparison of powertrain configuration options for plug-in HEVs from a fuel economy perspective. In: SAE WORLD CONGRESS, 2012, Detroit. **Presentations...** Warrendale: SAE International, 2012. 12 p. SAE 2012-01-1027.
- 16 KARBOWSKI, D. A.; VON PECHMANN, K.-F. F.; PAGERIT, S.; KWON, J. Plug-in hybrid powertrain configuration, comparison using global optimization. In: ASME DYNAMIC SYSTEMS AND CONTROL CONFERENCE, 2008, Ann Arbor. **Presentations...** Washington-DC: Energy Efficiency and Renewable Energy, 2008. 20 p.
- 17 FREYERMUTH V.; FALLAS, E.; ROUSSEAU, A. Comparison of powertrain configuration for plug-in HEVs from a fuel economy perspective. In: SAE WORLD CONGRESS, 2008, Detroit. **Papers...** Warrendale: SAE International, 2008. 7 p. SAE 2008-01-0461.
- 18 PISTOIA, G. (Ed.). **Electric and hybrid vehicles: power sources, models, sustainability, infrastructure and the market.** Kidlington: Elsevier, 2010. 670 p.
- 19 AXSEN, J.; BURKE, A.; KURANI, K. **Batteries for plug-in hybrid electric vehicles (PHEVs): goals and the state of technology circa 2008.** Davis: Institute of Transportation Studies, University of California, 2008. 34 p. (Research Report UCD-ITS-RR-08-14).
- 20 AXSEN, J.; KURANI, K. S.; BURKE, A. Are batteries ready for plug-in hybrid buyers. **Transport Policy**, Kidlington, v. 17, p. 173-182, 2008.
- 21 KURANI, K.; AXSEN, J.; TURRENTINE, T.; BURKE, A. **What consumers teach us about PHEVs, electric-drive and fuel economy.** Davis: University of California, 2008. 35 p.
- 22 INTERNATIONAL ORGANIZATION FOR STANDARDIZATION – ISO. **ISO/TR 8713: Electrically propelled road vehicles-vocabulary.** Geneva, 2012. 10 p. Disponível em: <<http://www.docin.com/p-445474325.html>>. Acesso em: 15 ago. 2012.
- 23 SISTERNES, F. J. Plug-in electric vehicle introduction in the EU. 2010. 88 f. Thesis (S.M. in Technology and Policy) – Massachusetts Institute of Technologies - MIT, Cambridge, 2010.
- 24 NEMRY, F.; LEDUC, G.; MUÑOZ BABIANO, A. Plug-in hybrid and battery-electric vehicles: state of the research and development and comparative analysis of energy and cost efficiency. Luxembourg: Office for Official Publications of the European Communities, 2009. 52 p. (Technical Note, JRC 54699).

- 25 YIFAN, L.; KAEWPUANG, R.; PING, W.; NIYATO, D.; ZHU, H. An energy efficient solution: integrating plug-in hybrid electric vehicle in smart grid with renewable energy. In: IEEE CONFERENCE ON COMPUTER COMMUNICATIONS WORKSHOPS, 2012. **Proceedings...** Piscataway: IEEE, 2012. p. 73-78.
- 26 BAKKER, D. **Battery electric vehicles: performance, CO2 emissions, lifecycle costs and advanced battery technology development.** 2010. Thesis (Master) – Copernicus Institute, University of Utrecht, Utrecht, 2010.
- 27 ELEMENT ENERGY. **Cost and performance of EV batteries:** final report for the Committee on Climate Change. Cambridge, 21 Mar. 2012. 91 p.
- 28 AXEON. **Guide to batteries.** Dundee, 2012. Disponível em: <www.axeon.com>. Acesso em: 10 out. 2012.
- 29 INTERNATIONAL ENERGY AGENCY – IEA. **Technology Roadmaps.** Paris, 2012. Disponível em: <www.iea.org/roadmaps/>. Acesso em: 5 out. 2012
- 30 GRÜNIG, M.; WITTE, M.; MARCELLINO, D.; SELIG, J.; ESSEN, H. V. **Impact of electric vehicles – deliverable 1:** an overview of electric vehicles on the market and in development. Delft: Committee to the Environment, Apr. 2011. 87 p.
- 31 IEEE POWER ENGINEERING SOCIETY. **IEEE C57.91-1995:** IEEE guide for loading mineral oil immersed transformers. Piscataway: IEEE, 1995. 100 p.
- 32 CLEMENT-NYNS, K. **Impact of plug-in hybrid electric vehicles on the electricity system.** Leuven: Katholieke Universiteit Leuven, 2010. 205 f.
- 33 DENHOLM, P.; SHORT, W. **An evaluation of utility system impacts and benefits of optimally dispatched plug-in hybrid electric vehicles.** Golden: National Renewable Energy Laboratory, Oct. 2006. 30 p. (Technical Report NREL/TP-620-40293).
- 34 HADLEY, S. W.; TSVETKOVA, A. **Potential impacts of plug-in hybrid electric vehicles on regional power generation.** Oak Ridge: Oak Ridge National Laboratory, Jan. 2008. 71 p. (ORNL/TM-2007/150).
- 35 TAYLOR, J.; MAITRA, A.; ALEXANDER, M.; BROOKS, D.; DUVALL, M. Evaluation of the impact of plug-in electric vehicle loading on distribution system operations. In: IEEE POWER AND ENERGY SOCIETY GENERAL MEETING, 2009, Calgary. **Proceedings...** Piscataway: IEEE, 2009. 6 p.
- 36 MORROW, K.; KARNER, D.; FRANCFORT J. **Plug-in hybrid electric vehicle charging infrastructure review:** final report. Washington-DC: U.S. Department of Energy Vehicle Technologies Program – Advanced Vehicle Testing Activity, Nov. 2008. 34 p.
- 37 ELECTRIC TRANSPORTATION ENGINEERING CORPORATION. **Electric vehicle charging infrastructure deployment guidelines.** Version 1.0. Phoenix, July 2009. 57 p.
- 38 CHARGEPOINT. **Blog.** Campbell, 2012. Disponível em: <<http://www.chargepoint.com/blog/>>. Acesso em: 12 out. 2012.

- 39 QIAN, K.; ZHOU, C.; ALLAN, M.; YUAN, Y. Modeling of load demand due to EV battery charging in distribution systems. **IEEE Transactions on Power Systems**, Piscataway, v. 26, n. 2, p. 802-810, May 2011.
- 40 AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. Resolução Normativa nº 505, de 26 de novembro de 2001. Estabelece de forma atualizada e consolidada, as disposições relativas à conformidade dos níveis de tensão de energia elétrica em regime permanente. **Diário Oficial da União**, Brasília-DF, 27 nov. 2001.
- 41 GONZALES-LONGATT, F.; ERIX, J. P. Desarrollo de un programa para calculo de flujos de potencia en sistemas de distribución. In: CONGRESO IBEROAMERICANO DE ESTUDIANTES DE INGENIERIA ELÉCTRICA, 3., Mérida, 2008. **Anales...** Mérida: Universidad de Los Andes, 2008. 6 p.
- 42 UNITED STATES. Department of Energy. Office of Electricity Delivery and Energy Reliability. **Advanced metering infrastructure: NETL modern grid strategy, powering our 21st-century economy**. Washington-DC, Feb. 2008.
- 43 MUÑIZ, F. **Nueva tarifa supervalde, menos de 1 € por cada 100 km**. [S.l.]: Foro Coches Electricos, 2 Oct. 2011. Disponível em: <<http://www.forococheselectricos.com>>. Acesso em: 15 ago. 2012.
- 44 FERREIRA, R. B. **Transformadores de distribuição para postes e cabinas: manual de padrão técnico**. Versão. 2.4. São Paulo: CPFL Energia, 2 abr. 2009. 31 p.
- 45 SHIRMOHAMMADI, D.; HONG, H. W.; SEMLYEN, A.; LUO, G. X. A compensation-based power flow method for weakly meshed distribution and transmission networks. **IEEE Transactions on Power Systems**, Piscataway, v. 3, n. 2, p. 753-762, May 1988.
- 46 HOFFART, F. Proper care extends Li-ion battery life: Li-on battery lifetime depends on battery chemistry, depth of discharge, battery temperature and battery capacity termination level. **Power Electronics Technology**, Overland Park, 1 Apr. 2008. Disponível em: <http://powerelectronics.com/portable_power_management/batterychargers/proper_care_extends-li-ion-battery-0425/index.html>. Acesso em: 15 ago. 2012.
- 47 IEEE POWER ENGINEERING SOCIETY. Distribution System Analysis Subcommittee. Radial Test Feeders. **IEEE-34 bus test feeders**. Piscataway: IEEE, 2010. Disponível em: <<http://www.ewh.ieee.org/soc/pes/dsacom/testfeeders.html>>. Acesso em: 15 ago. 2012.
- 48 CARRENO, E. M.; FELTRIN, A. P. Spatial electric load forecasting using a local movement approach. In: INTERNATIONAL CONFERENCE ON INTELLIGENT SYSTEM APPLICATIONS TO POWER SYSTEMS, 15., 2009, Curitiba. **Proceedings...** Piscataway: IEEE, 2009. 6 p.

APÊNDICE A - SISTEMA MULTIAGENTE COM UM ENFOQUE DE PERCOLAÇÃO

Neste apêndice é apresentada em forma breve a metodologia desenvolvida por Melo, Carreno e Feltrin¹ para a determinação da distribuição espacial dos PEVs, a qual foi utilizada neste trabalho. Essa metodologia tem como objetivo fornecer uma caracterização que pode trabalhar com qualquer tipo de tecnologia e carga gerada pelos PEVs. Para isto, esses pesquisadores implementaram um sistema multi-agente com uma abordagem de percolação que simula o padrão de condução dos PEVs. A zona de serviço é dividida em várias subzonas, as quais são representadas por agentes estáticos. Por outro lado, cada PEV é considerado como um agente móvel. Para simular o deslocamento dos PEVs, o modelo considera a probabilidade que tem cada PEV para cruzar por uma subárea vizinha. A abordagem de percolação é utilizada para caracterizar a autonomia da bateria dos PVEs a fim de determinar a distância que pode viajar cada PEV na cidade em um dia típico.

A teoria de percolação se fundamenta no estudo de aglomerados, os quais se encontram distribuídos em um sistema. Desta forma, esta teoria pode permitir a identificação dos aglomerados de PEVs na cidade, considerando que cada caminho que pode seguir um grupo de PEVs com um mesmo ponto de chegada é um aglomerado de percolação. No trabalho de Melo, Carreno e Feltrin¹ utilizou-se um valor de probabilidade p_c , o qual está associado com a mínima carga que necessita um veículo elétrico para movimentar-se pela cidade. Igualmente, os PEVs partem com um SOC aleatório o qual representa a probabilidades da carga inicial antes da simulação.

O comprimento de um aglomerado de percolação pode ser estimado através de:

$$\xi \sim |p - p_c|^{-\nu} \quad (15)$$

Na qual ν é um expoente crítico que representa o grau de correlação do sistema em estudo, p_c é a probabilidade crítica ou mínima para a qual um aglomerado conecta os extremos opostos do sistema, p é a probabilidade de percolar uma determinada quadrícula no sistema e ξ o comprimento do aglomerado de percolação. Nesse contexto, diversos comprimentos podem ser obtidos para diversos valores de p . Desta forma, o número de quadriculas que pode percorrer um PEV é determinado através (15). A probabilidade p está

relacionada com a autonomia das baterias dos PEVs, a qual é a máxima capacidade no modo totalmente elétrico que tem o veículo para movimentar-se pela cidade.

Para determinar o deslocamento dos PEVs, este modelo utiliza um sistema de agentes formado pelos seguintes tipos:

- Agentes estáticos: cada subzona é considerada como um agente estático, já que só pode dar informações sobre a probabilidade de sua interação com o agente móvel. Esta probabilidade é diferente à utilizada no modelo de percolação, pois não está relacionada com a autonomia do PEV. Ao contrário, essa probabilidade considera as principais estradas e avenidas disponíveis para o deslocamento do PEV em uma determinada subárea, entre outros fatores.
- Agentes móveis: o agente móvel é livre para mover-se na zona de serviço. A bateria do PEV é representada por este agente. Cada vez que um agente móvel atravessa uma subárea parte de sua carga é consumida. O agente móvel percorre a cidade utilizando um algoritmo evolutivo apresentado por Carreno e Feltrin⁴⁸. O movimento do agente termina até atingir o número de quadrículas do aglomerado de percolação que é calculado através de (15). O caminho depende das características dos agentes estáticos.

A probabilidade utilizada no sistema multiagente pode ser inserida manualmente considerando a experiência e conhecimento do planejador. Igualmente, podem ser utilizadas técnicas de estatística espacial ou modelos aditivos generalizados para determinar tais probabilidades.

Antes de iniciar a simulação é necessário definir o número total de PEVs para a cidade. O comprimento da conexão dos aglomerados determinado pela percolação é considerado como o critério de parada para o algoritmo. O fluxograma do algoritmo geral deste modelo é ilustrado em 94.

Com o intuito de esclarecer a forma de como trabalha o algoritmo deste modelo a seguir, será apresentado uma iteração do algoritmo geral apresentado por Melo, Carreno e Feltrin¹.

Considere-se que se realizará o deslocamento de um veículo elétrico. Os dados de entrada para este exemplo são apresentados na Tabela 20.

Tabela 20 — Dados de autonomia dos PEVs

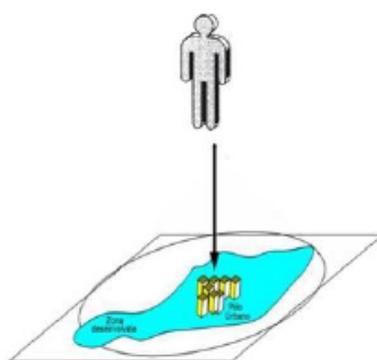
$p = 0,4$	$p_c = 0,6$	$v = 0,5$
-----------	-------------	-----------

Fonte: Melo, Carreno e Feltrin¹

Figura 94 — Fluxograma do algoritmo

Passo 1

Gerar um valor aleatório (p)
para calcular o comprimento
das conexões



Passo 2

Alocar o agente
móvel no centro
de atividades

40%	60%	10%
50%	20%	30%
80%	70%	90%

Passo 3

Selecionar um
agente estático
dentro de uma
matriz de 3x3

0	60%	0
0	↑	0
0	0	0

Passo 4

Movimentar o
agente móvel para
a localização do
agente estático
selecionado no
passo anterior, e
colocar zero nas
demais posições

Passo 5

Se o agente móvel atinge o
limite máximo da cidade ou o
comprimento do aglomerado
de percolação

Fonte: Melo, Carreno e Feltrin¹

Utilizando equação (15) determina-se o número de quadrículas que pode percorrer o veículo elétrico, considerando os dados da Tabela 20 encontrou-se que este veículo pode percorre 2 quadrículas. Esse valor será informado ao sistema multiagente.

Na Figura 95 ilustra-se de cor cinza a posição inicial do veículo elétrico para esta aplicação. Cada quadrícula esta representa por sua probabilidade de comunicação, expressada em porcentagens.

Figura 95 — Localização inicial do agente móbil

40%	60%	10%	60%	10%
40%	40%	60%	10%	10%
50%	50%	20%	30%	30%
80%	80%	70%	90%	90%
40%	60%	10%	60%	10%

Fonte: Melo, Carreno e Feltrin¹

O seguinte passo é selecionar um agente estático. Para isto é utilizado o operador de torneio, considerando 4 agentes vizinhos, os quais são escolhidos aleatoriamente. O ganhador do torneio é aquele que tenha uma probabilidade maior o igual a um número aleatório gerado. Esta forma de seleção é igual à seleção por roleta nos algoritmos genéticos. Supõe-se que o vencedor para o caso anterior é o agente estático com uma probabilidade de 60%, o qual se encontra acima do agente móvel. Desta forma, o agente móvel irá se deslocar para a posição do agente estático selecionado, e as demais posições terão suas probabilidades de desenvolvimento igual a zero para evitar que o agente móvel retorne em seu caminho, isto é mostrado na Figura 96.

Como o agente móvel não atingiu o criterio de parada que é o número de quadrículas do aglomerado de percolação o processo se repete para selecionar um novo agente estático.

Após o processo de seleção do agente estático existem duas situações que podem acontecer para que o criterio de parada seja atingido. O comprimento do aglomerado pode ser atingido ou o agente móvel pode chegar no limite da zona de serviço. Apresenta-se na Figura 97 a nova posição do agente móvel.

Figura 96— Localização final do agente móbil

40%	60%	10%	60%	10%
40%	0	60%	0	10%
50%	0	↑	0	30%
80%	0	0	0	90%
40%	60%	10%	60%	10%

Fonte: Melo, Carreno e Feltrin¹

Figura 97 — Localização nova do agente móbil

40%	60%	10%	60%	10%
40%	40%	60%	10%	10%
50%	50%	20%	30%	30%
80%	80%	70%	90%	90%
40%	60%	10%	60%	10%

Fonte: Melo, Carreno e Feltrin¹

Apresentam-se na Figura 98, duas possíveis situações onde o algoritmo neste exemplo particular pode encontrar o critério de parada.

Observa-se na Figura 98 (a) que o agente móbil atinge o limite do comprimento do aglomerado, o qual é mostrado como um critério de parada no último passo do fluxograma apresentado na Figura 94, e na Figura 98 (b) o agente móbil atinge o limite máximo da cidade, também como critério de parada.

Figura 98 — Critério de parada

40%	0	0	0	10%
40%	40%	←	0	10%
50%	0	0	0	30%
80%	80%	70%	90%	90%
40%	60%	10%	60%	10%

(a)

40%	0	10%	0	10%
40%	0	↑	0	10%
50%	0	0	0	30%
80%	80%	70%	90%	90%
40%	60%	10%	60%	10%

(b)

Fonte: Melo, Carreno e Feltrin¹