

UNIVERSIDADE FEDERAL FLUMINENSE ESCOLA DE ENGENHARIA PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA E DE TELECOMUNICAÇÕES

FREDERICO AUGUSTO PINHO HAASIS

Recarga inteligente de veículos elétricos para estacionamentos comerciais com validação Power Hardware-in-the-loop

NITERÓI 2024

UNIVERSIDADE FEDERAL FLUMINENSE ESCOLA DE ENGENHARIA PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA E DE TELECOMUNICAÇÕES

FREDERICO AUGUSTO PINHO HAASIS

Recarga inteligente de veículos elétricos para estacionamentos comerciais com validação Power Hardware-in-the-loop

Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica e de Telecomunicações da Universidade Federal Fluminense, como requisito parcial para obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica e de Telecomunicações. Área de concentração: Sistemas de Energia Elétrica.

Orientador: Daniel Henrique Nogueira Dias Coorientador: Bruno Soares Moreira Cesar Borba

> NITERÓI 2024

Ficha catalográfica automática - SDC/BEE Gerada com informações fornecidas pelo autor

H112r Haasis, Frederico Augusto Pinho Recarga inteligente de veículos elétricos para estacionamentos comerciais com validação Power Hardware-inthe-loop / Frederico Augusto Pinho Haasis. - 2024. 99 f.: il.
Orientador: Daniel Henrique Nogueira Dias. Coorientador: Bruno Soares Moreira Cesar Borba. Dissertação (mestrado)-Universidade Federal Fluminense, Escola de Engenharia, Niterói, 2024.
1. Veículo elétrico. 2. Controle. 3. Hierarquia. 4. Validação. 5. Produção intelectual. I. Dias, Daniel Henrique Nogueira, orientador. II. Borba, Bruno Soares Moreira Cesar, coorientador. III. Universidade Federal Fluminense. Escola de Engenharia. IV. Título.

Bibliotecário responsável: Debora do Nascimento - CRB7/6368

FREDERICO AUGUSTO PINHO HAASIS

Recarga inteligente de veículos elétricos para estacionamentos comerciais com validação Power Hardware-in-the-loop

> Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica e de Telecomunicações da Universidade Federal Fluminense, como requisito parcial para obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica e de Telecomunicações. Área de concentração: Sistemas de Energia Elétrica.

BANCA EXAMINADORA

Prof. Daniel Henrique Nogueira Dias, Dr. - Orientador, UFF

Prof. Bruno Soares Moreira Cesar Borba, Dr.- Coorientador, UFF

Prof. Marcio Zamboti Fortes, Dr. - UFF

Janaina golicei

Profa. Janaína Gonçalves de Oliveira, D.Sc. - UFJF

Oscar Antonio Solano Rueda, Dr. - CEPEL

Niterói

Março de 2024

Aos que me guiam

Agradecimentos

Nesses dois anos de mestrado, gostaria de agradecer a algumas pessoas que foram fundamentais para conclusão desta importante etapa na minha vida pessoal e profissional.

Agradeço primeiramente a minha família e namorada pelo apoio incansável e incondicional dado durante todo período de realização da dissertação.

Agradeço ao Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (Cepel) pela infraestrutura cedida para a pesquisa. Agradeço especialmente os meus supervisores, no laboratório de Smart Grids, Oscar Solano e Cesar Bandim por todos os comentários, ensinamentos e conselhos que propiciaram a realização deste trabalho e um crescimento profissional enorme na minha carreira. Agradeço também toda equipe do laboratório de Smart Grids e Motores (Ricardo, Luiz Fernando, Flávio, Marcos Gomes, Victor, José Maria, Rodolfo, Waldemilson e Marcelle) pelo apoio durante esses dois anos como bolsista no laboratório de Smart Grids. Estendo meu agradecimento ao professor, depois colega de trabalho no Cepel, Hélio Amorim, por ter me apresentado o mundo da pesquisa e desenvolvimento, sendo de suma importância para a realização deste mestrado.

Para os meus orientadores (Daniel Henrique e Bruno Borba) da Universidade Federal Fluminense meu agradecimento para os ensinamentos, comentários e ajuda na realização deste trabalho e de outros realizados no laboratório NITEE. Estendo o agradecimento para o professor Bruno França, que em sua matéria de eletrônica de potência permitiu a realização de um artigo que se tornou minha primeira publicação em revista e uma grande parte desta dissertação.

E por último, mas não menos importante, agradeço a Deus por ter me proporcionado saúde para conseguir realizar o trabalho proposto e enfrentar a rotina cansativa de trabalho, estudo, realização de artigos e dissertação durante esses dois anos.

Resumo

Para acompanhar a demanda de energia que os veículos elétricos (VEs) necessitarão, estações de recarga devem ser instaladas para minimizar as preocupações decorrentes de ficar sem autonomia suficiente por falta de recargar a bateria. Sabendo que locais como empresas, shoppings e supermercados são locais onde ocorre um fluxo grande de pessoas, as estações nestes estacionamentos se mostram como uma abordagem interessante. Diante da conexão dos VEs no sistema de distribuição, problemas de qualidade de energia elétrica (QEE) podem aparecer, tanto no sistema quanto na rede do estacionamento, a depender da localização do estacionamento na rede, da quantidade de VEs em recarga e o horário do dia em que estão se conectando. Para reduzir este impacto, sem utilizar métodos extremos como desconectar os VEs, o presente trabalho visa apresentar controle hierárquico para recarga inteligente atuar no estacionamento, utilizando uma lógica de prioridade baseada no estado de carga dos VEs e. O benchmark IEEE 34 Barras é utilizado como sistema de distribuição, modelado em Matlab&Simulink com os estacionamentos posicionados estrategicamente. São realizadas 3888 simulações para cada cenário offline definido buscando entender a influência da quantidade de VEs nos estacionamentos e o seu posicionamento. O trabalho utiliza o método de Monte Carlo para analisar e comparar o desempenho de diferentes controles propostos: (i) que reduz para um nível fixo a corrente de recarga e (ii) que varia a corrente de acordo com a profundidade do afundamento, droop step. Posteriormente o controle com melhor desempenho é comparado com o controle comercializado, que realiza uma redução linear. Simulações Power Hardware-inthe-Loop (PHIL) foram realizadas para validar o controle hierárquico utilizando o controle droop step, que teve o melhor desempenho médio nos cenários anteriores. Os resultados obtidos foram que o controle atuou dentro do tempo esperado e conseguiu resolver os problemas de afundamentos de tensão, mantendo a QEE no sistema de distribuição na maioria das ocasiões, sendo diretamente influenciado pelo posicionamento dos estacionamentos na rede. Além disso, foi verificado por meio de quartis, que a classificação baseada nos estados de carga ocasiona um tempo de recarga mais equilibrado, para diferentes níveis de estado de carga.

Palavras-chaves: Controle hierárquico, Estação de recarga, Qualidade de energia elétrica, Veículos elétricos.

Abstract

To meet the energy demand that electric vehicles (EVs) will require and mitigate range anxiety, charging stations must be installed. Knowing that places such as companies, shopping malls and supermarkets are places where there is a large flow of people, stations in their parking lots prove to be an interesting approach. When connecting EVs to the distribution system, power quality (PQ) problems may arise, both in the system and in the parking lot network, depending on the parking lot's location in the network, the number of EVs charging, and the time of day they are connecting. To reduce this impact without using extreme methods, such as disconnecting the EVs, this study aims to present hierarchical control for smart charging to operate in the parking lot, using a priority logic based on the state of charge of the EVs. The IEEE 34 Bus benchmark is used as a distribution system, modeled in Matlab&Simulink with parking lots strategically positioned. 3888 simulations are conducted for each defined offline scenario to understand the influence of the number of EVs in the parking lots and their positioning. The study uses the Monte Carlo method to analyze and compare the performance of different proposed controls: (i) which reduces the charging current to a fixed level, and (ii) which varies the current according to the depth of sag, droop step. Subsequently, Power Hardware-in-the-Loop (PHIL) simulations were conducted to validate the hierarchical control using the droop step control, which had the best average performance in the previous scenarios. The results obtained were that the control acted within the expected time and managed to resolve voltage sag problems, maintaining PQ in the distribution system in most cases, being directly influenced by the positioning of the parking lots in the network. Additionally, it was verified through quartiles that the classification based on state of charge results in a more balanced charging time for different state of charge levels.

Keywords: Charging stations, Electric Vehicles, Hierarchical Control, Power Quality.

Lista de Figuras

FIGURA 1 - ESTAÇÕES DE RECARGA NO BRASIL 2021 X 2023.	2
FIGURA 2 - HISTÓRIA DOS VEÍCULOS ELÉTRICOS ATÉ OS DIAS ATUAIS.	8
FIGURA 3 - ESQUEMÁTICO DE RECARGA CA	. 10
FIGURA 4 - PLUGUE TIPO 1 E SEUS PINOS	. 11
FIGURA 5- PLUGUE TIPO 2 E SEUS PINOS.	. 11
FIGURA 6 - PLUGUE PADRÃO TESLA E SEUS PINOS.	. 11
FIGURA 7 - FUNÇÃO PINOS DE CONTROLE E DE PROXIMIDADE	. 12
FIGURA 8 - ESQUEMÁTICO DE RECARGA CC.	. 13
FIGURA 9 - TIPOS DE PLUGUES PARA RECARGA CC	. 13
FIGURA 10 - EXEMPLO DE AFUNDAMENTO DE TENSÃO.	. 15
FIGURA 11 - ESQUEMÁTICA DE UMA SMART GRID.	. 17
FIGURA 12 - EXEMPLO DE CONTROLE DROOP APLICADO A RECARGA DE VES	. 20
FIGURA 13 - DIAGRAMA SIMULAÇÃO PHIL.	. 22
FIGURA 14 - COMPARAÇÃO SIMULAÇÃO EM TEMPO REAL (A) E OFFLINE (B)	. 23
FIGURA 15 - ESQUEMÁTICO DO ALGORITMO DE INTERFACE TRANSFORMADOR IDEAL.	. 24
FIGURA 16 - FLUXOGRAMA GERAL DAS SIMULAÇÕES REALIZADAS	. 27
FIGURA 17 - FLUXOGRAMA PROPOSTO DO CONTROLE HIERÁRQUICO	. 27
FIGURA 18 - ESTRUTURA DA HIERARQUIA DE CONTROLE PROPOSTA	. 29
FIGURA 19 - LIMITES PARA ATUAÇÃO DO CONTROLE SECUNDÁRIO.	. 30
FIGURA 20 - CURVA PARA CLASSIFICAÇÃO DE PRIORIDADE	. 31
FIGURA 21 - CONTROLE DIRETO VALORES DE CORRENTE E POTÊNCIA.	. 33
FIGURA 22 - CONTROLE DROOP STEP VALORES DE CORRENTE E POTÊNCIA.	. 34
FIGURA 23 - CONTROLE LINEAR VALORES DE CORRENTE E POTÊNCIA.	. 34
FIGURA 24 - POSICIONAMENTO DOS STS E CONTROLES NO IEEE 34 BARRAS.	. 36
FIGURA 25 - MODELO DE CARGA DISTRIBUÍDA FEITAS NO SIMULINK	. 38
FIGURA 26 - CURVA DE CARGA UTILIZADA NAS CARGAS DISTRIBUÍDAS.	. 39
FIGURA 27 - MODELAGEM DO ESTACIONAMENTO COM OS CONTROLES HIERÁRQUICOS	. 40
FIGURA 28 – CÁLCULO DAS REFERÊNCIAS DE CORRENTE E ESTIMADOR DE SOC.	. 41
FIGURA 29 - EMS RECEBENDO AS TENSÕES DOS BARRAMENTOS	. 42
FIGURA 30 - MODELAGEM INTERNA AO SUBSISTEMA EMS_TENSAO	. 43
FIGURA 31 - CONFIGURAÇÃO INTERNA DOS LIMITES DO EMS	. 43
FIGURA 32 - MODELAGEM DO CONTROLE DROOP STEP.	. 45
FIGURA 33 - MODELAGEM CONTROLE LINEAR SEM PRIORIDADES.	. 46
FIGURA 34 - ESQUEMÁTICO DA BANCADA PHIL PARA ESTUDO.	. 49
FIGURA 35 - SIMULADOR DIGITAL EM TEMPO REAL COM AS FIBRAS ÓPTICAS.	. 49
FIGURA 36 - CONEXÃO DOS EQUIPAMENTOS REAIS NO SISTEMA SIMULADO.	. 50
FIGURA 37 - CONFIGURAÇÃO DO SUBSISTEMA DOS EQUIPAMENTOS REAIS.	. 51
FIGURA 38 - CONFIGURAÇÃO IP E PORTAS MODBUS (SDTR)	. 52
FIGURA 39 - CONFIGURAÇÃO DOS TIPOS DOS ENDEREÇOS MODBUS (SDTR).	. 52
FIGURA 40 - CONFIGURAÇÃO VIRTUAL FIELDBUS INTERNO AO PGI	. 53
FIGURA 41 - BLOCOS INTERNOS AO PGI PARA CONTROLE.	. 54
FIGURA 42 - TELA DO AP COM COMUNICAÇÃO AURORA	. 55
FIGURA 43 - CONEXÃO FÍSICA DO ANALISADOR DE QEE NA ENTRADA DO PGI	. 55
FIGURA 44 - FLUXOGRAMA COMPARAÇÃO PHIL X SIMULAÇÃO VIRTUAIS	. 56
FIGURA 45 - BANCADA COM AS TELAS E VALIDAÇÃO PHIL ACONTECENDO.	. 56
FIGURA 46 - HISTOGRAMA DESEMPENHO SATISFATÓRIO DO CONTROLE DIRETO CENÁRIO 1.	58

FIGURA 47 - DESEMPENHO DO CONTROLE DIRETO.	. 58
FIGURA 48 - HISTOGRAMA DESEMPENHO SATISFATÓRIO - DROOP STEP CENÁRIO 1	. 59
FIGURA 49 - DESEMPENHO DO CONTROLE DROOP STEP CENÁRIO 1	. 60
FIGURA 50 - TENSÕES NOS BARRAMENTOS COM CONTROLE DROOP STEP ATUANDO	61
FIGURA 51 - SOC DOS VES EM UM DOS ESTACIONAMENTOS COM CONTROLE DROOP STEP	. 61
FIGURA 52 - QUARTIS 25 E 75 PARA ANÁLISE DO TEMPO DE RECARGA POR SOC.	. 63
FIGURA 53 - HISTOGRAMA DESEMPENHO SATISFATÓRIO DO CONTROLE DIRETO CENÁRIO 2.	64
FIGURA 54 - HISTOGRAMA DESEMPENHO SATISFATÓRIO - DROOP STEP CENÁRIO 2	. 65
FIGURA 55 - DESEMPENHO DO CONTROLE DIRETO CENÁRIO 2	65
FIGURA 56 - DESEMPENHO DO CONTROLE DROOP STEP CENÁRIO 2	. 66
FIGURA 57 - HISTOGRAMA DESEMPENHO SATISFATÓRIO - DROOP STEP CENÁRIO 3	. 67
FIGURA 58 - DESEMPENHO DO CONTROLE DROOP STEP CENÁRIO 3	. 67
FIGURA 59 - HISTOGRAMA DESEMPENHO SATISFATÓRIO DO CONTROLE LINEAR CENÁRIO 3.	68
FIGURA 60 - DESEMPENHO DO CONTROLE LINEAR CENÁRIO 3.	. 69
FIGURA 61 - REFERÊNCIAS ENVIADAS VIA MOBUS PARA O PGI	. 71
FIGURA 62 - CONTROLE DROOP STEP REDUZINDO CORRENTE DE RECARGA	. 71
FIGURA 63 - COMPARAÇÃO DAS SIMULAÇÕES VIRTUAIS COM A VALIDAÇÃO PHIL	. 72
FIGURA 64 - MODELAGEM DO SISTEMA ELÉTRICO E ESTACIONAMENTOS	. 84

Lista de Tabelas

TABELA 1 – MODOS DE RECARGA	9
TABELA 2 – FAIXA DE TENSÃO DE ATENDIMENTO PARA SISTEMAS DE 2,3 KV A 69 KV	16
TABELA 3 - PRINCIPAIS ALGORITMOS DE INTERFACE UTILIZADOS EM SIMULAÇÕES PHIL	24
TABELA 4 - CORRENTES POR NÍVEIS DE PRIORIDADE E TIPO DE CONTROLE.	35
TABELA 5 - POTÊNCIAS E DISTRIBUIÇÃO CARGAS NO IEEE 34 BARRAS	37
TABELA 6 - SOC INICIAL DOS VES NOS STS NA VALIDAÇÃO PHIL	70

Lista de Abreviaturas e Siglas

AI	Algoritmo de Interface
AP	Amplificador de Potência
BMS	Battery Management System
CA	Corrente Alternada
CC	Corrente Contínua
EMS	Energy Management System
ESE	Equipamento sobre Ensaio
HIL	Hardware-in-the-loop
IEEE	Institute of Electrical and Electronic Engineers
NITEE	Núcleo de Inovação Tecnológica em Engenharia Elétrica
PGI	Inversor Programável
P-HV	Veículos Híbridos Plug-in
PHIL	Power Hardware-in-the-loop

QEE	Qualidade de Energia Elétrica
REI	Redes Elétricas Inteligentes
SDTR	Simulador Digital em tempo real
SoC	Estado de carga
SoH	Estado de saúde
VE	Veículos Elétricos
VH	Veículos Híbridos

Sumário

Capítul	Capítulo 1 - Introdução1		
1.1	Motivação	4	
1.2	Objetivos	5	
1.3	Estrutura do Trabalho	6	
Capítul	o 2 - Veículo Elétrico e Redes Elétricas Inteligentes		
2.1	Modos de recarga	9	
2.1.1	Recarga CA		
2.1.2	Recarga CC		
2.2	Qualidade de Energia Elétrica	14	
2.3	Redes elétricas inteligentes	16	
2.4	Recargas inteligentes		
2.4.1	Controladores externos		
2.4.2	Soluções de mercado		
2.5	Simulações Power Hardware-in-the-loop		
Capítul	o 3 - Metodologia		
3.1	Abordagem proposta		
3.2	Hierarquia de controles		
3.3	Limites de atuação do controle		
3.4	Lógica de prioridade		
3.5	Controles em estudo		
3.5.1	Redução direta		
3.5.2	Redução droop step		
3.5.3	Redução <i>linear</i>		
3.5.4	Ajustes de corrente por níveis de prioridade		
Capítul	o 4 - Estudo de caso		
4.1	Sistema de distribuição modelado		
4.1.1	Modelagem sistema elétrico e cargas		
4.1.2	Curva de carga do sistema de distribuição		
4.1.3	Modelagem estacionamentos		
4.1.4	- Gerenciador de energia		
4.2	Controles modelados		
4.2.1	Redução direta		

4.2.2	Redução droop step	. 44
4.2.3	Redução linear	. 45
4.3	Cenários <i>Offline</i>	. 46
4.4	Validação PHIL	. 47
4.4.1	Configuração bancada PHIL	. 47
4.4.2	Parametrização do SDTR	. 49
4.4.3	Parametrização PGI	52
4.4.4	Parametrização do AP	. 54
4.4.5	Parametrização do analisador de QEE	. 55
4.4.6	PHIL X Cenários <i>offline</i>	. 56
Capítul	o 5 - Resultados	. 57
5.1	Cenário 1	. 57
5.2	Cenário 2	. 63
5.3	Cenário 3	. 66
5.4	Validação PHIL	. 69
5.5	Resultados e comparação	. 70
Capítul	o 6 - Conclusões e Trabalhos Futuros	. 74
Referên	icias	. 77
Anexo A – IEEE 34 Barras Modelado		

Capítulo 1 - Introdução

O mercado automotivo pode ser considerado um dos principais causadores do aquecimento global contribuindo para a poluição do planeta. Diante desse fato, na 21° Conferência das Partes (COP 21) realizada em Paris, no final de 2015 início de 2016, foi firmado um novo acordo cuja meta principal era manter a temperatura média global menor que 2 °C acima dos níveis pré-industriais e de unir esforços para limitar o aumento da temperatura a 1,5°C acima dos níveis pré-industriais [1]. A partir desse marco, outras metas foram surgindo como os 17 Objetivos de Desenvolvimento Sustentável da Organização das Nações Unidas (ONU) [2]. Adicionalmente, a procura por soluções que reduzam os poluentes no setor automotivo coloca os veículos elétricos (VEs) em foco [3], pois são uma ótima solução para redução dos gases de efeito estufa, possuindo uma maior eficiência energética que os veículos a combustão [4]

De acordo com os dados da Agência Internacional de Energia (IEA), os VEs estão aumentando sua participação nas vendas de automóveis a cada ano, conforme relatório anual global de veículos elétricos de 2022 [5], indicando que o número de VEs vendidos no ano de 2021, alcançou a marca dos 6,6 milhões de unidades. Um ano depois, no relatório de 2023 [6], o número passou para 10 milhões demonstrando uma rápida adoção pela população mundial. Esse número representou, em 2022, a participação de 14% da venda total de veículos no mundo. Além disso, empresas do setor automotivo se comprometeram a converter a suas linhas para VEs, reduzindo o número de veículos a combustão produzidos, aumentando a produção dos veículos eletrificados. A reportagem [7] mostra como as montadoras têm se planejado na Europa para essa transição, evidenciando que empresas como Volvo e Volkswagen se encontram a frente na eletrificação das frotas europeias.

No Brasil o cenário não é diferente, onde a cada ano ocorre um aumentando na adoção de VEs. De acordo com as notícias da Associação Brasileira do Veículo Elétrico (ABVE) o número de VEs bateu recordes no final de 2022 e esperava-se que em 2023 tivesse o mesmo comportamento [8]. Porém, com a chegada das montadoras chinesas BYD e GWM, novos modelos foram adentrando o setor de mobilidade brasileiro superando as expectativas de vendas. Dessa forma, em novembro de 2023, foi atingido a marca de 10601 emplacamentos de VEs, um aumento de 112 % comparado ao mesmo mês no ano de 2022 (4995 unidades), evidenciando o interesse do mercado nacional em uma mobilidade mais eficiente e sustentável [9].

Um ponto de atenção, nessa rápida adoção, é que malha de recarga também deve acompanhar esse crescimento, para o usuário se sentir seguro e possuir energia nas baterias para se locomover, minimizando as preocupações apresentadas em [10]. Na Figura 1 é possível notar a malha de recarga brasileira, durante o período da realização deste estudo, desde dezembro de 2021 até dezembro de 2023, mostrando a localização de alguns dos pontos de recarga espalhados no território nacional. Em verde os pontos de recarga públicos e em laranja os de alta potência (Recarga CC). Nota-se que o Brasil ainda precisa evoluir sua malha de recarga para atender aos proprietários de VEs. Conforme dados da ABVE [11], em agosto de 2023, a infraestrutura de recarga pública contava com 3800 eletropostos, sendo bem reduzida para acompanhar o crescimento do mercado de VEs.



Figura 1 - Estações de recarga no Brasil 2021 X 2023.

Fonte: Adaptado de [12].

Diante disso, os operadores do sistema elétrico precisam analisar esses dados de número de estações de recarga com suas respectivas potências e localizações para entender o impacto na rede elétrica. Estudos como [13], [14] apontam que a intensa conexão de VEs pode ocasionar problemas de qualidade de energia elétrica (QEE) para a distribuidora de energia elétrica da região. Além disso, devem ficar atentos à necessidade do aumento dos pontos de recarga para acompanhar o crescimento da adoção de VEs. Em [6], foi evidenciada a necessidade da rápida adoção de pontos de recargas públicas, para conseguir acompanhar o número de VEs. Para essa afirmação, foram apresentados dados indicando que no final de 2022, um total de 2,7 milhões de pontos públicos de recarga foram instalados no mundo,

destes 900 mil foram instalados em 2022, um aumento de 55 % quando comparado com o ano de 2021.

Buscando o crescimento em harmonia dessa malha de recarga, com as capacidades e tecnologias do sistema elétrico, a IEA propõe, através de [15], estratégias e um modelo de negócio para que empresas e locais públicos possam integrar os VEs aos sistemas de distribuição. Nesse contexto, as chamadas redes elétricas inteligentes (REI), do inglês *Smart grid*, assumem papel importante em decorrência da intensa conexão de novos elementos de carga e geração. As *Smart grids*, são o avanço tecnológico do sistema elétrico atual possuindo maior flexibilidade e resiliência, aumentando a segurança e confiabilidade do sistema elétrico. No Brasil as *Smart grids* estão sendo estudadas desde 2012 [16] e diversos projetos pilotos como da Cemig [17] e da Light [18] já foram realizados. Além disso, o Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (Cepel), inaugurou em dezembro de 2021, o mais novo laboratório de *Smart grids* no país [19]. Este laboratório conta uma infraestrutura que possibilita o estudo em níveis de potência únicos no país. Em pouco tempo de existência o laboratório já acumula experiência em estudos relacionados aos impactos que as fontes renováveis, como solar fotovoltaica, podem ocasionar nos sistemas de distribuição [20].

Visando evitar, ou ao menos minimizar, os problemas ocasionados pela conexão dos VEs na rede elétrica, recargas controláveis se mostram como soluções interessantes. Diante disso, o termo recarga inteligente é muito utilizado, uma vez que pode ser baseada: (i) em controladores externos [21], se classificando em centralizadas, descentralizadas ou autônomas; e/ou (ii) no comportamento de recarga do usuário, adequando o horário da recarga para quando o sistema de distribuição suportar uma maior demanda de energia ou verificando a melhor disposição dos estacionamentos de VEs no sistema [22], [23]. Algumas empresas já comercializam estações de recarga capazes de realizar recargas inteligentes baseando-se na demanda contratada do estabelecimento, tais como ABB [24], WallBox [25], WEG [26], e Siemens [27]. Nestas a priorização é normalmente feita pela ordem de conexão, ou seja, quem se conectou primeiro recarrega com maior potência e os demais tem sua potência reduzida linearmente. Indo na contramão, o estudo [28] mostra casos de sucesso na Noruega fazendo o oposto priorizando quem chega por último na estação, fazendo com que o estado de carga aumente rapidamente no início da recarga garantindo dessa forma que todos saiam com energia na bateria.

Com esses diversos controles inseridos nas estações, validá-los é de suma importância para o seu correto funcionamento nas *Smart grids*. Dessa forma simulações Hardware-in-the-loop (HIL) e Power Hardware-in-the-loop (PHIL) são propostas [29], não

havendo mais a necessidade de deslocar uma equipe com o equipamento físico à campo, reduzindo riscos e custos. Nessas simulações um ambiente é criado para simular em tempo real, condições próximas do ambiente operacional em campo, possibilitando a validação de controladores e lógicas propostas em um ambiente experimental, controlável e seguro sendo estas algumas das principais vantagens quando comparadas às simulações puramente digitais [30]. Apesar de um conceito novo para o sistema elétrico, essas simulações vêm sendo muito utilizadas para estudos relacionados a gerenciadores de energia para veículos elétricos movidos a hidrogênio, conhecidos como *Fuel cell* [31], para estudo da conexão de VEs nas *Smart grids* [32] e estratégias de recarga inteligente de VEs [33].

1.1 Motivação

A principal motivação desta dissertação reside em apresentar uma estratégia de recarga inteligente para a recarga dos VEs em grandes estacionamentos, para que não ocasionem problemas de qualidade de energia elétrica para a distribuidora em níveis de tensão. O estudo visa manter os VEs conectados ao sistema de distribuição resolvendo o problema de afundamento temporário de tensão antes que se torne um problema de regime permanente (subtensão.) Essa abordagem foca em evitar que alterações no sistema elétrico sejam necessárias, reduzindo dessa forma o custo de adequação da rede elétrica. Para que isso ocorra, uma nova estrutura de controle deve ser criada não levando em consideração apenas a demanda contratada, mas sim esperando comandos da distribuidora para atuar. Entretanto, a forma com que a recarga inteligente comercializada é aplicada, não leva em consideração os níveis da distribuidora, e isto é visto como uma lacuna no mercado de estações de recarga e sanar essa lacuna sendo de suma importância para as Smart grids conforme indicado em [28]. Com a rápida adoção dos VEs, as empresas e locais públicos, como shoppings e supermercados, deverão evoluir nos próximos anos tendo em seus estacionamentos estações de recarga. Dessa forma, analisar os locais onde estão inseridos esses estacionamentos e novos modos de priorizar a recarga dos veículos elétricos será necessário para adequar a recarga sem prejudicar demasiadamente o usuário e garantir a qualidade de energia elétrica no sistema de distribuição.

Com essas novas funções inseridas, validações Power Hardware-in-the-loop serão de extrema importância para verificar o correto funcionamento dessas recargas inteligentes com controles externos. Estas servirão para identificar, por exemplo, o tempo de atuação dos

controles e se estes responderão corretamente aos comandos da distribuidora, garantindo assim uma qualidade de energia elétrica nos níveis de distribuição.

1.2 Objetivos

O objetivo principal desta dissertação é propor e validar um controle hierárquico para recarga inteligente de VEs, em estacionamentos comerciais (empresas, shoppings), controle esse que permite incluir a distribuidora como sinal de entrada. Diferentemente dos já comercializados, que usam a demandada contratada apenas para recarga inteligente, a recarga proposta utiliza parâmetros de qualidade de energia elétrica, afundamentos de tensão, definidos no país para o controle atuar. Para isso um novo agente presente nas *Smart grids* é necessário, o agregador, tendo a função de agrupar informações e tomar decisões de controle, quando acionado pela distribuidora. Adicionalmente, níveis de prioridade são criados pelo estado de carga (SoC) das baterias dos VEs, que é verificado em intervalos de tempo para atualizar a ordem de prioridade e alterar as potências de recarga. Essa abordagem busca garantir tempos de recarga mais balanceados, não importando mais o momento da conexão, direcionando a maior potência de recarga para os VEs que chegarem menos recarregados na estação. A contribuição deste trabalho, em comparação com os encontrados na literatura, é que a hierarquia de controle atua aplicando uma lógica de prioridade baseada nos estados de carga dos VEs conectados em cada estacionamento.

Por ser realizado no Brasil, o controle é sempre acionado ao identificar um afundamento de tensão temporário em qualquer barramento da distribuidora quando comparado aos limites de QEE definidos pelo Modulo 8 do Procedimentos de Distribuição [34]. Utilizando o software Matlab&Simulink, um benchmark padrão do IEEE é modelado para representar a rede elétrica e neste são posicionados, estrategicamente, estacionamentos no início e no final da linha de distribuição. Além disso, são modeladas a hierarquia de controle e a lógica de prioridade pelo estado de carga. Os controles que executarão a recarga inteligente são diferentes da redução linear comumente feita, sendo eles: (i) redução direta da corrente de recarga para um nível pré-definido e (ii) redução *droop step* que de acordo com o afundamento de tensão ocorrido varia o valor de corrente de recarga para cada prioridade.

Através de uma análise comparativa detalhada entre os controles, com simulações offline (Software) e ambiente experimental (Power Hardware-in-the-loop), o trabalho realiza 11664 simulações buscando: (i) identificar quais as influências do posicionamento dos estacionamentos e da quantidade de VEs na rede elétrica, relacionados à qualidade de energia elétrica e ao desempenho dos controles; (ii) verificar como o tempo de recarga se comportará com a atuação dos controle; (iii) comparar o desempenho do controle linear comumente comercializado com o controle de melhor desempenho dentre os cenários *offline* utilizando a lógica de prioridade pelo estado de carga e (iv) validar experimentalmente o controle com melhor desempenho através das simulações PHIL para verificar como se comporta em ambientes com condições similares às encontradas em campo.

Durante a validação PHIL parâmetros importantes para validar o funcionamento do controle são analisados, tais como: o tempo de resposta para o controle atuar; as reduções de corrente de acordo com os níveis de prioridade; e os perfis de tensão da rede elétrica, este último para garantir que não ocorram subtensões.

1.3 Estrutura do Trabalho

Esta dissertação está dividida em seis capítulos. O presente capítulo faz uma introdução sobre os VE, as redes elétricas inteligentes, estratégias de controles já adotadas e formas de validação dos controles. Além disso são apresentados a motivação e o objetivo do estudo.

O Capítulo 2 apresenta uma breve história dos acontecimentos marcantes no mercado de VEs. Além disso, o capítulo discorre sobre: os diferentes modo de recargas, modelos de estações de recarga, a importância da qualidade de energia elétrica, a transformação do sistema elétrico para as redes elétricas inteligentes, o conceito e uso de recargas inteligentes e as características e uso das simulações PHIL para validação de controles.

No Capítulo 3 é apresentada a metodologia adotada no trabalho através da comparação entre as simulações e Matlab&Simulink (*Offline*) e a validação experimental através das simulações PHIL. Em continuidade são explicados: a hierarquia de controle aplicada no trabalho, o momento de atuação desta, a lógica de prioridade baseada nos estados de carga individuais dos VEs em cada estacionamento e os controles utilizados no estudo explicando suas características e momentos de atuação.

O Capítulo 4 aborda o estudo de caso realizado, demonstrando a modelagem e as características: do sistema de distribuição em estudo, da hierarquia de controles, dos estacionamentos inseridos neste sistema e dos controles explicados no capítulo 3. Além

disso, são explicadas as características dos cenários realizados de maneira *Offline* e caracterizada a modelagem da bancada PHIL para realizar a validação de um dos controles.

O Capítulo 5 apresenta os resultados obtidos em cada cenário das simulações *Offline* representando graficamente o desempenho dos controles com base na quantidade de VEs e na localização do estacionamento no sistema de distribuição. Além disso, aborda os resultados obtidos durante validação experimental (PHIL) realizando a comparação com os resultados de uma simulação *Offline* equivalente.

E por fim a conclusão do trabalho é apresentada no Capítulo 6 juntamente com sugestões de trabalhos futuros.

Capítulo 2 - Veículo Elétrico e Redes Elétricas Inteligentes

Diferentemente dos VEs atuais, com *design* futurista e tecnológicos, a história dos VEs inicia-se a quase dois séculos atrás com a invenção dos motores de corrente contínua (CC) e baterias recarregáveis. O Departamento de Energia dos Estados Unidos possui uma linha do tempo, cronológica, das principais invenções e a história dos VEs até o ano de 2015 [35]. Além disso, estudos como [36] mostram a história dos sistemas de armazenamento para aplicações na rede elétrica incluindo também aplicações em VEs. A Figura 2 apresenta um resumo dos acontecimentos marcantes na história dos VEs até os dias atuais.



Figura 2 - História dos Veículos Elétricos até os dias atuais.

Fonte: Elaboração própria.

O presente capítulo visa apresentar uma revisão bibliográfica para os demais assuntos abordados na dissertação contando com: a descrição dos modos de recarga, o funcionamento interno de uma estação de recarga e a importância de garantir a qualidade de energia elétrica no sistema de distribuição. Além disso, mostrar a transformação dos sistemas elétricos para as redes elétricas inteligentes, como o conceito de recargas inteligentes se relaciona e se aplica nelas e como utilizar as simulações em tempo real (PHIL) para validação dos controles aumentando a confiabilidade do desenvolvimento de um trabalho ou projeto.

2.1 Modos de recarga

A conexão dos VE no sistema elétrico ocorre por meio de cabos e plugues especiais para recargas residenciais ou por meio de estações de recarga [37]. Como o sistema elétrico possui diferentes níveis de tensão e potência, as estações podem ser instaladas com auxílio de transformadores e necessitam de quadro de proteções e cabos especiais, de acordo com sua aplicação. Diante disso, a norma ABNT IEC 61851 de 2017 [38] determina os modos de recarga e as características elétricas para recarga dos veículos elétricos. A Tabela 1 mostra as faixas de tensão, corrente e potência mais comuns para os diferentes modos. Deve-se destacar que o que limita a potência de recarga são os conversores internos aos VEs, ou seja, caso o VE possua um conversor de 11 kW, não adianta carregar em 22 kW CA que o máximo convertido será os 11 kW.

Modo	Descrição	Tensão / Corrente Máx.	Potência Max.
1	Conexão em tomada padrão de uma rede em corrente alternada (CA), um cabo e um plugue que não possuam piloto ou contato auxiliar	1φ – 250 V / 16 A 3φ – 480 V / 16 A	3,5 kW
2	Conexão em tomada padrão de uma rede em corrente alternada (CA), um cabo e um plugue que possuam função piloto de comando e sistema de proteção	1φ – 250 V / 32 A 3φ – 480 V / 32 A	22 kW
3	Estação ou totem de recarga conectada permanentemente a uma rede de alimentação em corrente alternada (CA), com função piloto de comando e sistema de proteção	1φ – 250 V / 80 A 3φ – 480 V / 80 A	55 kW
4	Estação ou totem de recarga conectada permanentemente ou não a uma rede de alimentação em corrente contínua (CC), com função piloto de comando e sistema de proteção	50 – 600 V / 400A	240 kW

Tabela 1 – Modos de Recarga.

Fonte: Adaptado de [38].

2.1.1 Recarga CA

Os modos de recarga 1,2 e 3 são os padrões adotados pela ABNT IEC 61851 de 2017 [38] para recarga em corrente alternada (CA), sendo diferenciado pela potência e normalmente a localização da estação de recarga. As estações conectadas a rede elétrica em CA possuem a característica de conectar o VE diretamente à rede elétrica. O papel da conversão das correntes alternadas (CA) para correntes contínuas (CC) ocorre dentro do VE por meio de conversores embarcados, adequando tanto a corrente, quanto a potência de recarga, para os níveis suportados pelas baterias. Além disso, o BMS é responsável por analisar os módulos/bateria durante a recarga, enviando referências para o controle de potência e das proteções, para atuarem se houver a necessidade de encerrar a recarga. Na Figura 3 pode ser observado um esquemático de recarga CA e como o BMS atua durante a recarga.



Figura 3 - Esquemático de recarga CA.

Fonte: Elaboração própria.

Nos modos 2 e 3 os níveis de corrente nominal variam de fabricante para fabricante, dependendo também do modo de recarga esperado, e se possui uma conexão própria, por exemplo totem de recarga. Já em recargas residenciais do Modo 1, os totens ou estações de recarga não são necessários, pois o VE pode se conectar através de plugues especiais as tomadas das residências, recarregando em uma potência menor e consequentemente aumentando o tempo de recarga. Uma característica importante, e muitas vezes despercebida, são os tipos de plugues para a recarga dos VEs. A Comissão Eletrotécnica Internacional (IEC) determina através da IEC – 62196 de 2022 [39] as especificações dos plugues baseados na potência e correntes suportadas. A Figura 4, Figura 5 e Figura 6 mostram os tipos de plugues mais comuns para recarga CA (tipo 1, tipo 2 e o padrão da

Tesla, respectivamente). No Brasil, as estações de recargas já comercializadas utilizam em sua maioria os conectores e plugues do tipo 2, conforme pode ser visto em [24], [25], [40].





Fonte: Modificado de [41].





Fonte: Modificado de [41].





Fonte: Modificado de [42].

Como pode ser visto os conectores/plugues possuem, além dos pinos de potência (fases, neutro e terra), conexões relacionadas a identificar e controlar a recarga do VE garantindo assim a segurança no processo de recarga. O pino de proximidade tem o papel de identificar que o veículo está corretamente conectado à estação de recarga iniciando ou encerrando a recarga. O pino de controle piloto tem, por sua vez, o papel de se comunicar com os conversores do VE, através de pulsos de PWM, enviando as referências de corrente de recarga máxima que pode ser utilizada pelo VE. Esse comando terá o papel fundamental nas estratégias de recarga inteligente apresentadas durante este trabalho, pois ele determina, para os conversores internos, a máxima corrente permitida e disponível para recarga, sendo dessa forma a corrente de recarga do VE reduzida. O diagrama da Figura 7 mostra como funciona a comunicação em uma recarga CA.



Figura 7 - Função pinos de controle e de proximidade.

Fonte: Elaboração própria.

2.1.2 Recarga CC

O modo 4 é o definido para recarga em corrente contínua (CC) pela ABNT IEC 61851 de 2017 [38]. As estações em corrente contínua possuem um diferencial quando comparados às CA, que é um conversor interno a ela. Diferentemente do que ocorre nas recargas CA, na recarga CC, o VE se conecta na estação e recebe as correntes diretamente em CC. Esta corrente pode ser utilizada para recarga das baterias em uma maior potência e

menor tempo de recarga. Na Figura 8 pode ser observado um esquemático de recarga CC. A representação dos conversores na estação de recarga não significa que os conversores internos ao VE tenham sido retirados, mas sim que não são utilizados durante essa etapa.



Figura 8 - Esquemático de recarga CC.

Fonte: Elaboração própria.

Nas estações CC o carregamento é normalmente executado em faixas de potências elevadas, mas para proteger a bateria do VE o BMS atua reduzindo, se necessário, a potência de recarga através do comando para estação de recarga. Para recarga CC os plugues e conectores são diferentes do utilizado na recarga CA. Em casos como o CCS/Combo 1 e 2, é basicamente a mesma configuração dos tipos 1 e 2 vistos na Figura 4 e Figura 5, respectivamente, somente acrescido a parte CC embaixo. Para o modelo da Tesla em CA, este também serve para CC, além destes, o modelo Chademo é utilizado. Os plugues mais utilizados no Brasil são os Combo CCS 2 e Chademo, Estes plugues podem ser vistos na Figura 9.

Figura 9 - Tipos de plugues para recarga CC.



Fonte: Adaptado de [37].

2.2 Qualidade de Energia Elétrica

A qualidade de energia elétrica (QEE) no setor elétrico é de suma importância para os usuários, mas também para a distribuidora. Este tópico vem sendo amplamente discutido desde o aumento no uso de equipamentos eletrônicos microprocessados. Estes equipamentos são sensíveis a variações de QEE como: tensões, correntes, frequência e harmônicos. Por estarem conectados à rede elétrica, a mesma tem o compromisso de garantir que a energia elétrica fornecida não ocasione problemas no equipamento do usuário. Diversas normas internacionais apontam os requisitos que devem ser seguidos para garantir a QEE no fornecimento de energia pela distribuidora. Um exemplo é a norma IEEE 519 de 2022 que discorre sobre principalmente harmônicos no ponto de conexão onde limites e formas de análise para harmônicos de tensão/corrente, frequência, variações eletromagnéticas entre outros são especificados [43].

No Brasil, o módulo 8 dos Procedimentos de Distribuição (Prodist) [34], elaborado pela Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel), determina os parâmetros de QEE que as distribuidoras devem seguir. Este é baseado em normas como a citada anteriormente e contempla também cálculos para indicadores utilizados para avaliar a QEE no fornecimento. Embora estudos nacionais da Aneel, como a tomada de subsídios 11 de 2021 [44], que visou obter propostas de modelos regulatórios para a inserção de recursos energéticos distribuídos, relacionando a inserção dos VEs, em 2022, a Resolução 1000 de 2021 veio para complementar o Módulo 8 do Prodist aplicando algumas restrições aos VEs [45]. Nesta, é vedada a injeção de energia na rede elétrica, função conhecida como veículo para rede, do inglês *Vehicle to grid* (V2G), função que visa o VE contribuir com diversas funções para o sistema elétrico, como deslocamento de cargas e preenchimento de vale conhecidos, em inglês respectivamente como, *Peak Shaving* e *Valley Filling* [46], [47], [48], [49].

Isto evidencia a preocupação da intensa conexão de equipamentos baseados em conversores eletrônicos nos sistemas elétricos, principalmente veículos elétricos e inversores para geração fotovoltaica. O Operador Nacional do Sistema elétrico brasileiro (ONS) realizou, através de uma nota técnica, alertas para o controle das gerações renováveis, por exemplo a solar fotovoltaica, para evitar problemas de sobretensões nos barramentos do sistema de distribuição [50]. Em [51] essas sobretensões foram analisadas a partir da maior penetração de geração solar fotovoltaica e uma estratégia de controle é proposta para resolver, esse problema de QEE, nos sistemas de distribuição na Alemanha. No Brasil,

relatórios de empresas do setor de distribuição como a CEMIG, já evidenciam o impacto que a crescente geração distribuída pode ocasionar [52].

Sabendo que os VE são novas cargas conectadas ao sistema elétrico, os mesmos poderão ocasionar problemas de QEE aos sistemas de distribuição como: subtensões ou afundamentos de tensão [13], [53], harmônicos [54], [55] e na estabilidade em níveis de tensão no sistema [56]. Além disso, de acordo com um relatório da IEA, o Brasil possui grandes problemas de quedas de energia o que se torna preocupante com o aumento de carga como os VEs [57]. Na Figura 10 é possível notar um perfil de um afundamento temporário de tensão, que poderia ter sido ocasionado pela intensa conexão dos VEs em um sistema de distribuição. Caso não seja solucionado dentro de 3 minutos, o afundamento temporário pode ocasionar em variações de tensão em regime permanente afetando a qualidade de energia elétrica no fornecimento. A Tabela 2, adaptada do módulo 8 do Prodist, determina as faixas de atendimento de acordo com a profundidade do afundamento do perfil de tensão na rede de distribuição, para sistemas com tensão nominal superior a 2,3 kV e inferior a 69kV.





Fonte: Adaptado de [58]

Tensão de atendimento	Faixa de variação da tensão de leitura (TL) em relação à tensão de referência (TR)
Adequada	$0,93 TR \le TL \le 1,05 TR$
Precária	$0,90 TR \le TL < 0,93 TR$
Crítica	$TL \le 0,90 TR$

Tabela 2 – Faixa de tensão de atendimento para sistemas de 2,3 kV a 69 kV.

Fonte: Adaptado de [34].

Diante disso o Conselho Internacional de Grandes Sistemas Elétricos (CIGRE) apresenta em [59] os desafios que serão enfrentados com a conexão dos VEs nos sistemas de distribuição. Neste são evidenciados os problemas que poderão ocorrer e estratégias para minimizá-los ou resolvê-los como, por exemplo, o controle da recarga dos VEs e o uso de agentes com funções de monitorar a recarga e tomar decisões baseada em dados, conhecidos como Agregadores, explicados melhor no item 2.4.

2.3 Redes elétricas inteligentes

Nota-se que o setor elétrico está passando por uma transformação intensa na matriz energética onde a conexão de fontes de geração intermitentes (solar e eólica) estão crescendo aceleradamente nos últimos anos. Ao olhar para o lado da demanda, ou seja do consumidor, soma-se a inserção, cada vez maior, de cargas baseadas em conversores eletrônicos como a conexão de micro e minigeração distribuída, baterias e os veículos elétricos. De acordo com previsões da Empresa de Pesquisa Energética (EPE) a capacidade instalada de micro e minigeração solar pode chegar a atingir a marca de 37 GW em 2031 [60], sendo que em dezembro de 2023 já atingiu a marca, segundo Absolar, de aproximadamente 26 GW de potência instalada [61]. Para suportar a conexão destas novas fontes de geração o sistema elétrico deve também evoluir sendo mais robusto, mas não menos flexível, pelo contrário, sendo mais rápido e inteligente na tomada de decisões. Desta forma, a complexidade de prever curvas de carga aumenta, deixando a operação do sistema como um desafio.

Diante disso, as *Smart grids*, surgem como solução para tornar o sistema elétrico mais inteligente, realizando comunicações entre os equipamentos, podendo controlar o despacho de geração de maneira otimizada, bem como o controle das cargas que estão conectadas no sistema elétrico [62]. Nestas novas redes, o fluxo de energia não ocorre de

maneira unidirecional e sim bidirecional. O esquemático da Figura 11 mostra a infraestrutura de uma *Smart grid* evidenciando a presença de uma infraestrutura de dados e elétrica.



Figura 11 - Esquemática de uma Smart grid.

Fonte: Adaptado de [63].

As *Smart grids* para a recarga de VEs, são importantes pois, como pode ser observado na Figura 11, possui um banco de dados que poderá conter as informações sobre a recarga destes, com suas respectivas localizações. Dito isso, de acordo com a necessidade do operador da rede elétrica, os dados podem ser utilizados para controlar a recarga dos VEs realizando funções de suporte, como por exemplo: V2G, *peak shaving* e *valley filling* [46], [47], [48], [49].

Para obter as funções descritas, os sistemas elétricos devem se modernizar e passar também por uma transformação digital. Em [64] os avanços para modernização do sistema elétrico são mostrados citando a importância de ter um sistema inteligente quando ocorre a conexão dos VEs, sendo de suma importância para identificação e resolução dos problemas. Indo além, são apresentados em [65] os impactos sociais e no meio ambiente, que a conexão de fontes renováveis e a segurança que as *Smart grids* podem proporcionar, mostrando os diversos avanços durante os anos de 2015 e 2021 pelo mundo. Mais recentemente, [66] demonstra os avanços até 2022 citando a importância destas para o gerenciamento de energia incluindo a recarga dos VEs. No território brasileiro estudos como [20] já buscam demonstrar a importância de um controle das minigerações distribuídas para garantir a QEE. Neste estudo pode-se concluir que será de suma importância ocorrer a modernização do

sistema, pois para o correto funcionamento, uma infraestrutura de medições e coleta de dados deve estar aplicada.

2.4 Recargas inteligentes

É sabido que recarga dos VEs pode ocasionar problemas de QEE no sistema de distribuição e o operador do mesmo deve resolvê-lo para garantir a qualidade de energia no fornecimento. Além disso, o proprietário de um estacionamento comercial deve se atentar a demanda de energia contratada para não pagar multas também. Diante disso, realizar modificações estruturais na rede elétrica da distribuidora ou no local do estacionamento, se mostram como soluções para adequação da infraestrutura existente, mas em certos momentos, não se mostram interessantes devido aos altos investimentos. A outra estratégia é controlando as cargas, designando funções para outros agentes nas Smart grids, como os agregadores [67]. Estes agentes serão responsáveis por compilar as informações dos usuários e compartilhar em tempo real informações com a distribuidora, sendo responsável pelo controle no local, por exemplo um shopping ou empresa. Diante do apresentado sobre os problemas que a rede elétrica pode sofrer, durante a recarga dos VEs, as recargas inteligentes surgem como uma possível solução para alguns desses problemas. Recarga inteligente pode ser explicada como uma recarga que possui características diferentes dos habituais como: tempo de recarga controlado, momento de conexão escolhido, local para recarga do VE, entre outras [68].

Diversos estudos demonstram a aplicabilidade de diferentes estratégias de recarga influenciadas pela decisão e perfil do usuário [53]. Em [69], os autores realizaram um estudo de campo com 79 VEs, durante 6 meses, concluindo que existem diferentes perfis de recarga baseando-se na incerteza de possuir uma autonomia suficiente na bateria, após um dia de uso. Em [70] cinco estratégias de recarga foram apresentadas, durante os anos de 2013 a 2015 na Alemanha. A partir disso, compararam as estratégias analisando distâncias percorridas com uma recarga e o tempo recarregando. Nestes estudos, não foram analisados os impactos nos sistemas de distribuição e sim trataram de analisar o perfil do usuário. Incluindo o sistema elétrico aos poucos no radar, em [71] os autores utilizaram dados reais de carga e demanda, de um supermercado nos Estados Unidos, para avaliar o impacto que os carregadores de VEs, com níveis de potência diferentes, podem ocasionar na demanda local. Além disso, foram analisados no período do inverno e do verão, para identificar o

impacto com as respectivas curvas de carga de cada período. Neste estudo todos os VEs foram conectados ao mesmo tempo, evidenciando uma grande carga somada ao do supermercado, concluindo que em certos períodos do ano as contas de energia do supermercado podem aumentar até 88 % e que pode haver violações na demanda contratada.

Entendendo que o preço da energia deverá ser repassado para o consumidor, estratégias que incentivem o VE recarregar em horários diferentes, baseados em tarifas diferenciadas, são estrategicamente adotados. Em [72], os autores demonstraram os benefícios de se utilizar tarifas variáveis aplicados a um modelo de cidade inteligente que o preço varie conforme o horário e a carga conectada, levando em consideração também o perfil do usuário. Além disso, em [73] são considerados os benefícios de se recarregar fora do horário de pico de carga, considerando também as tarifas variáveis. Para verificar o impacto que a intensa conexão dos VEs pode ocasionar, se as recargas inteligentes não forem aplicadas, ou autores em [74], comparam elas com recargas tradicionais verificando o impacto ocasionado na carga conectada no barramento de um sistema de distribuição em Portugal.

2.4.1 Controladores externos

As recargas inteligentes realizadas através de um controlador externo podem possuir um caráter centralizado e descentralizado. Com o grande número de variáveis, uma hierarquia de controle pode ser necessária para um desempenho aceitável dos controles externos. O controle hierárquico surge para solucionar o problema de controle, em todas as esferas do sistema elétrico, coordenando cada componente ativo da rede elétrica para aumentar a confiabilidade e a flexibilidade. Em [75], os autores apresentam estratégias para integrar os VEs nos sistemas elétricos utilizando estruturas de controle hierárquico. Em [76], mostra os tipos de controle hierárquico que podem ser seguidos em uma microrrede CA e CC para controlar o despacho de unidades geradoras e como controlar a geração através de controles do tipo *droop*, visando manter a frequência e tensão reguladas. No trabalho [77], os autores fizeram uma revisão bibliográfica dos diversos aspectos de controles hierárquicos estudando também o método de controle *droop* para uso em microrredes, apresentando suas vantagens e desvantagens. A Figura 12 mostra o funcionamento do controle *droop* tradicional, onde a potência ativa (P) se relaciona com a tensão (V) do sistema realizando recarga do VE ou utilizando o mesmo no modo V2G, injetando energia na rede.



Figura 12 - Exemplo de controle droop aplicado a recarga de VEs.

Fonte: Adaptado de [59].

Ao utilizar um controle externo, conforme apresentado em [21], é possível realizar uma classificação de acordo com a forma, local e estratégia aplicada em: centralizadas, descentralizadas e autônomas. Nestes modelos é normalmente considerado que, a estação ou estacionamento, possua um controlador que acesse determinadas informações e atue sobre a recarga do VE, a fim de garantir, por exemplo, a QEE no local. De acordo com [21] as estratégias centralizadas são mais recomendadas em locais que possuam um agregador para compilar as diversas informações dos VEs, ao se conectarem na estação, e do sistema elétrico. Por esse motivo, a maior desvantagem deste controle é exigir uma infraestrutura de comunicação complexa. Ao contrário, as estratégias descentralizadas possuem menor complexidade na comunicação, porém uma maior na decisão de recarga por depender majoritariamente do usuário, sendo realizada normalmente por algoritmos de otimização.

Os autores de [78] compararam o desempenho de controles centralizados e descentralizados em um sistema de distribuição utilizando dados reais de Melbourne na Austrália. Concluindo que, em ambos os casos, as recargas controladas beneficiam a hospedagem de mais VEs na rede. Já em [79], visando contornar as dificuldades apresentadas pela infraestrutura de comunicação entre VE e sistema de distribuição, um novo controle foi desenvolvido, baseado na tensão do barramento de conexão, sendo classificado como um controle autônomo. Neste, a potência de recarga é reduzida até um valor mínimo, quando a tensão do barramento está próxima a um valor referência e zerada caso o valor

fique abaixo desta. Além deste, trabalhos como [80], [81] aplicam um controle *droop*, que varia a potência de recarga dos VEs de acordo com as variações de tensão presentes no ponto de conexão, visando não desconectar os VEs. Concluindo-se que, este controle se mostra eficiente em redes sensíveis a perturbações e traz benefícios para o operador do estacionamento. Já em [82], os autores utilizam o mesmo controle *droop* em conjunto com geração solar fotovoltaica, aplicando também um controle na descarga de armazenamentos de baterias, para evitar flutuações de tensão no barramento DC, durante a recarga dos VEs.

2.4.2 Soluções de mercado

Saindo do campo dos estudos e indo para soluções comercializadas em mercado, estações de recarga como da ABB [24], WallBox [25], WEG [26], e Siemens [27] já realizam recargas inteligentes baseadas na demanda contratada. Nestas, uma das estações é a mestre e tem o poder de reduzir a potência de recarga das demais a fim de não exceder a demanda contratada no local, por exemplo. Normalmente a prioridade para redução é definida pela ordem de chegada na estação conhecida como *first-in first-out* (FIFO), primeiro a entrar primeiro a sair. Indo na contramão, o estudo [28] mostra o caso de sucesso da adoção de VEs na Noruega, falando sobre a abordagem de priorizar os VEs que chegam por último na estação, fazendo com que o estado de carga aumente rapidamente no início da recarga. Além disso, evidencia a importância na troca de informações como o estado de carga e capacidade da bateria, bem como uma comunicação com a distribuidora.

Em grande parte das estações de recargas, o monitoramento e gestão de informações são feitos utilizando protocolos como o *Open Charge Point Protocol* (OCPP)[83], IEC 61850, Ethernet, Modbus TCP ou RTU etc. Um dos grandes dilemas de toda novidade é a padronização, e como já pode ser visto no decorrer do trabalho, nem os plugues nem as estações possuem um padrão definido [84]. Dentre outros, esse é um dos principais motivos das estações de recarga comercializadas já atenderem esses diversos protocolos, visando facilitar a comunicação entre equipamentos obtendo a interoperabilidade entre fabricantes distintas [85], [86].
2.5 Simulações Power Hardware-in-the-loop

Com os sistemas elétricos se tornando mais complexos, tanto em relação aos equipamentos eletrônicos de potência inseridos, quanto os controladores, medidores e sensores para gerenciamento, estes precisam ser estudados e validados fazendo uso de modernas técnicas de avaliação de desempenho. Em [87] uma série de métodos são apresentados, sendo um deles as simulações Power Hardware-in-the-loop (PHIL), que surgem como solução para testar e validar essas novas tecnologias em ambiente experimental relevante.

As simulações PHIL, como o nome o indica, se caracterizam por estabelecer um laço fechado entre um equipamento físico e um modelo digital de simulação. Nessa comunicação bidirecional o simulador digital em tempo real (SDTR) envia referências correspondentes ao estado de operação do sistema para o equipamento sobre ensaio (ESE) e, de forma complementar, os sinais resultantes da operação do ESE são medidos e realimentados na simulação digital. O loop fechado conseguido nas simulações PHIL utiliza amplificadores de potência para conectar o ESE real em um ambiente virtual, tendo o papel de converter os sinais digitais em sinais elétricos de potência e emular a conexão do equipamento em um sistema elétrico, por exemplo. Estas simulações são muito utilizadas para testes no setor automotivo e no aeronáutico, porém vem ganhando destaque para estudo no setor elétrico com o aumento da inserção dos equipamentos controlados por conversores eletrônicos [88]. Na Figura 13 pode ser visto um diagrama que representa uma simulação PHIL.



Fonte: Elaboração própria.

Para garantir que essas simulações sejam em tempo real, o tempo de execução da simulação deve ser menor ou igual ao passo de simulação, caso este exceda o passo de simulação e perca informações do intervalo, sendo considerado um *Overruns*, significa que neste momento, a simulação perdeu a sincronia com o tempo real [89]. A Figura 14 mostra um diagrama dessa relação de tempo, sendo o tempo real do relógio o sinal de sincronismo de acordo com a zona horária. Esta abordagem contrasta com as simulações puramente digitais, onde não é possível verificar o comportamento de equipamentos reais, apenas de modelos destes, cuja exatidão depende dos esforços e habilidades no detalhamento durante a modelagem. Além disso, o tempo de simulação está diretamente relacionado com a copacidade de processamento do computador e a complexidade do modelo representado, ocorrendo sem estar sincronizado com tempo real do relógio.



Figura 14 - Comparação simulação em tempo real (a) e offline (b)

Fonte: Adaptado de [89].

As simulações PHIL possuem diversas vantagens sobre as simulações puramente digitais e sobre testes em campo [29], [30], sendo algumas das vantagens:

- Ambiente seguro e controlado para ensaios experimentais;
- Redução de custos para validar equipamentos e controles, sem a necessidade de testes em campo;
- Garante mais confiabilidade e repetibilidade dos testes;
- Aumento no nível de TRL [90], saindo do conceito e indo para ambiente experimental.

Um dos desafios técnicos ao se utilizar simulações PHIL é com a estabilidade da simulação que possui uma comunicação bidirecional. Em uma simulação PHIL a necessidade de transformar os sinais digitais (D) em analógicos (A) e vice-versa pode ser realizada através da separação em circuitos, conhecidos como algoritmos de interface (AI).

Existem diferentes tipos de AI, sendo objeto de estudos sobre estabilidade e precisão da simulação [91], [92], [93], [94]. A descrição dos algoritmos de interface mais comuns pode ser vista na Tabela 3, correlacionando a estabilidade, precisão e dificuldade de implementação. O AI de transformador ideal pode ser visto na Figura 15. Sabendo que o tempo de resposta dos sinais, entre rede simulada e o ESE, é o que dita a estabilidade do sistema nesse caso, estudos como [30], [91], [95], [96] mostram a relação que as impedâncias devem seguir para garantir a estabilidade do sistema, podendo ser calculadas através da equação (1).

Tabela 3 - Principais Algoritmos de Interface utilizados em simulações PHIL.

(+) Vantagens/ (-) Desvantagens
+ melhor precisão para PHIL + fácil implementação
- Baixa estabilidade
+ grande estabilidade + boa precisão
- Hardware adicional necessário
+ estabilidade extremamente alta
- Hardware adicional necessário - baixa precisão

Fonte: Adaptado de [94].

Figura 15 - Esquemático do algoritmo de interface transformador ideal.



Fonte: Elaboração própria.

$$\frac{|Z1|}{|Z2|} < 1 \tag{1}$$

Diante do cenário das *Smart grids* e da conexão dos VEs, estudos utilizando simulações PHIL surgem para validar as recargas com o gerenciamento de energia. Em [31] os autores utilizam simulações HIL para validar sistema de gerenciamento de energia, do inglês *Energy Management System* (EMS), para veículos elétricos híbridos movidos a célula combustível (*Fuel cell*). Já no estudo [32] os autores apresentam a configuração de uma simulação PHIL para avaliar os impactos causados pela intensa conexão de VEs, nos sistemas de distribuição, através das estações de recarga. Em [33], foi realizado uma simulação PHIL para estudar o funcionamento de um controle centralizado, baseado no estado de carga, podendo priorizar os VEs e também resolver problemas de afundamentos de tensão no sistema.

Em resumo, este capítulo apresentou uma revisão teórica dos principais conceitos que serão utilizados nos capítulos seguintes.

Capítulo 3 - Metodologia

Este capítulo discorre sobre a abordagem proposta para solucionar os problemas de afundamentos de tensão que possam estar ocorrendo no sistema elétrico, evitando que o mesmo se torne um problema de subtensão, decorrente da recarga dos VEs. Além disso, explica os diferentes níveis de hierarquia, a lógica de prioridade baseada no SoC individual de cada VE e os tipos de controle propostos para implementar uma recarga inteligente.

3.1 Abordagem proposta

No trabalho são realizados 3 cenários, cada um com 3888 simulações *offline*, para entender qual a influência do posicionamento dos estacionamentos e da quantidade de VEs recarregando, nos perfis de tensão da distribuidora e no desempenho dos controles propostos. Adicionalmente o controle de melhor desempenho nas simulações *offline* é validado experimentalmente em uma simulação PHIL para aumentar a confiabilidade no tempo de atuação do controle hierárquico e na resolução dos afundamentos de tensão.

O fluxograma, ilustrado na Figura 16, contém a abordagem proposta para realizar as simulações. Simulações Matlab&Simulink (*Offline*) foram realizadas primeiro, para obter todos os dados de diferentes cenários e lógicas de controle. Após, foi realizada a simulação PHIL, que foi programada, modelada e demonstrada experimentalmente para validar a lógica de um dos controles estudados. O *setup* foi configurado para validar experimentalmente a estratégia de controle que apresentou desempenho mais satisfatório durante simulações *offline*, sendo equivalente a um dos cenários *offiline*. O fluxograma ilustrado na Figura 17 foi aplicado em ambas as simulações e pode ser adaptado a diversas estratégias de controle e modificado para aquelas que não empregam priorização baseada em SoC. Este fluxograma também detalha o controle hierárquico explicado no item 3.2, sendo o perfil de tensão (V_{prof}) comparado com um limite definido no item 3.3 (V_{underV}).



Figura 16 - Fluxograma geral das simulações realizadas.

Fonte: Elaboração própria.



Figura 17 - Fluxograma proposto do controle hierárquico.

Fonte: Elaboração própria.

3.2 Hierarquia de controles

O controle atua através dos níveis hierárquicos a seguir:

- Secundário: responsável por garantir que as cargas (VE) não originem subtensões nos barramentos do sistema de distribuição. Este vai enviar comandos via bits de confirmação (0 Não atua e 1 Atua) para o controle primário atuar ao identificar afundamentos de tensão temporários. Por estar situado no nível da distribuição é de responsabilidade do operador da rede elétrica no local. No trabalho ele sempre será executado, analisando os perfis de tensão em ambos os casos utilizando ou não a lógica de prioridade explicada no item 3.4
- Primário: este controle está inserido nos estacionamentos que vão estar conectados os VEs e é de responsabilidade do agregador ou do operador do estacionamento. A função deste controle é atuar, de acordo com o bit de confirmação recebido do controle secundário, classificando os VEs em níveis de prioridade. Para conseguir realizar essa função, informações devem ser analisadas por este, sendo elas: estado de carga da bateria e se o proprietário do VE permite ou não realizar o controle. Com essas informações o controle primário utiliza os estados de carga recebidos para classificar os VEs em níveis de prioridade conforme item 3.4. No trabalho este controle realiza uma função de gerenciamento e cálculo das referências de corrente (*l_{ref}*) para um loop interno, descrito a seguir, que é executado dentro de cada uma das estações. É considerado que todos os VEs inseridos vão permitir a realização do controle, não sendo objeto de estudo os VEs que não aceitarem, uma vez que a lógica proposta não será aplicada a eles.
- Interno: este controle é o loop interno ao controle primário localizado dentro de cada estação de recarga. Este recebe as referências de corrente calculadas no controle primário, para alterar a corrente de recarga máxima permitida, para cada VE, utilizando protocolos de comunicação. Além disso, neste trabalho, envia as informações obtidas dos VEs, inseridas pelo usuário no início da recarga, para o controle primário criar os níveis de prioridade.

A Figura 18 mostra um esquemático da atuação dos controles e a hierarquia mencionada acima.



Figura 18 - Estrutura da hierarquia de controle proposta.

Fonte: Elaboração própria.

3.3 Limites de atuação do controle

Para o controle atuar e a lógica de prioridade ser executada, o controle secundário deve enviar o comando iniciando o processo. Para isso foi determinado que serão utilizados os limites de qualidade de energia elétrica (QEE) definidos por normas e procedimentos no país do estudo. Como o estudo está sendo realizado no Brasil, o limite de afundamentos de tensão (VunderV) determinados pelo módulo 8 do Prodist [34] foi utilizado. Este limite foi escolhido pelo fato dos afundamentos ocorrerem, em maioria, por conta do aumento de carga proveniente dos VE, logo se a distribuidora identificar em seus barramentos a ocorrência de um afundamento durante no máximo 3 minutos o controle atua, evitando que este se torne um problema de subtensão.

Para o consumidor é importante que a distribuidora esteja fornecendo a energia elétrica com uma qualidade adequada. Dito isso, o limite para que o controle deixe de atuar na recarga é o limite inferior da faixa adequada, definido também pelo Prodist [34], que dependendo do valor da tensão de conexão, o valor se altera. No caso de uma conexão em 24,9 kV o limite para parar o controle (V_upper) será o igual a 0,93 p.u. da tensão nominal.

Desta forma o controle funciona conforme Figura 19. As setas verdes representam o trajeto em que o controle está atuando e as vermelhas onde o controle está desativado. Ressalta-se que a lógica utiliza medições de tensão por unidade (p.u.) o que garante que a atuação do controle possa ser realizada em diferentes níveis de tensão, sendo necessário somente mudar a tensão base para realizar a conversão.

Figura 19 - Limites para atuação do controle secundário.



Fonte: Elaboração própria.

3.4 Lógica de prioridade

Antes de aplicar a lógica de prioridade é necessário definir se, o controle em estudo, irá ou não utilizar a definição de prioridades pelo SoC. Caso utilize, o controle primário realiza o cálculo da média dos SoC de todos os VE que estiverem conectados no estacionamento e o desvio padrão entre eles, conforme equações (2) e (3) respectivamente, sendo n o número de VE conectados e SoC_{ve} o SoC inicial de cada VE.

Essas informações são compartilhadas a cada 3 minutos com o controle primário, visando deixar o controle dinâmico a mudanças como a entrada e saída de VEs, realizando atualizações em seu banco de dados. Reforça-se que esta etapa é executada em cada estacionamento individualmente. Depois, esses valores são usados para criar uma curva de distribuição normal para então classificar, a partir da distribuição estatística, os VEs em três níveis de prioridade no estacionamento, conforme visto na Figura 20 e equação (4).

$$\overline{M} = \frac{\sum_{v=1}^{n} SoC_{ve}}{n} \tag{2}$$

$$\sigma = \sqrt{\frac{\sum_{ve}^{n} \left(SoC_{ve} - \overline{M}\right)^{2}}{n}}$$
(3)





$$I_{prio}(SoC_{ve}) = \begin{cases} 1, & SoC_{ve} \le M - \sigma \\ 2, & \overline{M} - \sigma < SoC_{ve} < \overline{M} + \sigma \\ 3, & SoC_{ve} \ge \overline{M} + \sigma \end{cases}$$
(4)

O nível de prioridade 1 (Prio1) é definido como os VEs que possuem um SoC menor ou igual a média subtraída do desvio padrão, sendo este os EV que recarregam na máxima e maior potência permitida pelo modo de recarga. O oposto ocorre no nível de prioridade 3 (Prio3), neste VEs que possuem um SoC maior ou igual a média somada do desvio padrão recarregam com uma potência reduzida. Entre esses valores está localizada o nível de prioridade 2 (Prio2), onde os VEs recarregam com uma potência que pode variar entre a máxima e mínima a depender do controle utilizado. Para tornar o controle dinâmico, os níveis de prioridade são constantemente analisados e enviados a cada 3 minutos para o controle interno das estações para variar a corrente de recarga (I_{prio}) e alterar a potência de recarga (P_{rci}). O intervalo de 3 minutos é adotado por ser o valor máximo definido pelo Prodist, conforme explicado no item 3.3, ao se identificar uma variação de tensão de curta duração ou um afundamento de tensão temporário. Para realizar a recarga dos VEs nos estacionamentos, o modo de recarga deve ser escolhido conforme a norma IEC 61851 de 2017 [38]. Para o estudo foi definido que as estações de recarga são do modo 3, devendo possuir uma conexão exclusiva com a rede por conta de potências elevadas, sendo limitadas a 32 ou 63 A, dependendo da tensão no ponto de conexão. É considerado no trabalho que todos os VEs se conectam às estações através de plugues do tipo 2, suportando esse nível de corrente e as estações possuindo apenas uma porta de conexão de VE. A conexão com a rede elétrica ocorre em 220 V trifásico, podendo obter uma potência máxima, por estação de recarga, equivalente a 12,2 kW com a corrente de 32 A. Dessa forma, caso o controle e a classificação de prioridade atuem, o VE recarrega com uma I_{prio} que varia com base na prioridade obtida em (4), e com P_{rci} conforme a equação (5), sendo V_{pac} a tensão no ponto de conexão da estação ou barramento de estações. A potência total do estacionamento (P_{rcte}) pode ser obtida conforme equação (6).

$$P_{rci} = V_{pac} \times I_{prio}(SoC_{ve}) \times \sqrt{3}$$
⁽⁵⁾

$$P_{rcte} = \sum_{ve=1}^{n} P_{rci}(ve) \tag{6}$$

Reforça-se que este método pode ser replicado em outros modos de recarga com potências diferentes e com tensão no ponto de conexão diferente que não haverá problemas na classificação de prioridade.

3.5 Controles em estudo

Diante de uma variedade de controles existentes, conforme visto em [21], alguns dos controles apresentados foram adaptados e propostos para o estudo em questão. A seguir são descritos os três controles estudados e os ajustes, em uma tabela, das variações de corrente por nível de prioridade.

3.5.1 Redução direta

O controle de redução direta, como o nome já deixa claro, visa reduzir a corrente de recarga de um valor máximo para um valor fixo pré-definido. Uma redução direta em degrau

para um nível de corrente pré-definido pelo agregador para manter os VEs conectados e carregando em uma potência mínima. No trabalho é utilizado o valor de 20 A como os valores para a corrente de recarga nas Prio2 e Prio3, enquanto para Prio1 o valor de 32 A é mantido constante, na corrente máxima permitida pelo modo 3, conforme Figura 21. Podese observar que, os limites VunderV e Vupper são definidos em 0,9 e 0,93, respectivamente, esses valores representam os limites definidos pelo padrão de QEE no Brasil [34]. Além disso, com os valores de corrente definidos, é possível verificar que os VEs podem recarregar em apenas 2 níveis de potência.





Fonte: Elaboração própria

3.5.2 Redução droop step

O controle *droop* normalmente busca uma redução gradual das potências com base na frequência ou tensão. É proposto no trabalho uma variação em degraus de corrente (*Droop step*), baseando-se na tensão. Neste caso, para manter os VEs conectados à rede, o agregador envia comando para reduzir a corrente de recarga, de acordo com as referências de tensão recebidas do controle secundário. Dito isso, os VEs recarregam em uma potência que varia entre as prioridades. No trabalho é utilizado o valor de 16 A como o valor mínimo para ser aplicado nas Prio2/3 e o máximo de 32 A, corrente nominal da estação, para ser aplicado caso o controle não atue e na Prio1 durante todo instante que o controle atuar. Por ser um controle dinâmico os valores podem decrescer e crescer em direção aos extremos e os valores adotados foram baseados em estações de recarga comerciais [41], onde os níveis de corrente vão de 32 A para 24 A para 20 A e por fim para 16 A. A Figura 22 mostra essa redução em *Steps* para esses níveis também pré-definidos.



Figura 22 - Controle droop step valores de corrente e potência.

Fonte: Elaboração própria

3.5.3 Redução linear

Além desses dois controles, é realizado uma comparação com um terceiro controle que não utiliza a classificação por prioridade de acordo com o SoC. O controle realiza uma redução linear de corrente, de 32 a 16 A, enviando as referências para todos os VEs igualitariamente, conforme Figura 23. Este é comparado com o controle de desempenho mais satisfatório dentre os propostos anteriormente.



Fonte: Elaboração própria.

3.5.4 Ajustes de corrente por níveis de prioridade

Entendendo como os controles de redução direta e *droop step* foram parametrizados e com a lógica de prioridade aplicada, a Tabela 4 indica em quais correntes de recarga, cada nível de prioridade por controle, pode estar obtendo.

Prioridade	Controle Redução Direta	Controle Droop Step
1	32 A	32 A
2	20 A	Varia de acordo com a profundidade do afundamento de tensão: [24 ou 20 A]
3	20 A	Varia de acordo com a profundidade do afundamento de tensão: [24, 20 ou 16 A]

Tabela 4 - Correntes por níveis de prioridade e tipo de controle.

Fonte: Elaboração própria.

Capítulo 4 - Estudo de caso

4.1 Sistema de distribuição modelado

O benchmark IEEE 34 Barras [97] foi escolhido para representar um sistema de distribuição radial com cargas conectadas. Nele serão modelados estacionamentos que conterão estações de recarga de VEs em empresas, comércios e shopping centers. Esse sistema de distribuição, localizado no Arizona nos Estados Unidos da América, possui uma tensão nominal de 24,9 kV, dois reguladores de linha e um transformador com tensão no secundário de 4,16 kV [97]. Além disso possui cargas desequilibradas distribuídas em certos barramentos ou segmentos, conforme indicado na Tabela 5.

A distribuição dos estacionamentos no sistema segue a seguinte nomenclatura: ST2 e ST3 são localizados próximos da subestação de fornecimento, sendo os VEs nestes considerados no início da linha; e ST4 e ST5 são localizados mais distantes da subestação de fornecimento, sendo os VEs localizados no final da linha de distribuição. Todos os estacionamentos possuem uma conexão trifásica no sistema através de um transformador abaixador de 24,9 kV para 0,22 kV. A Figura 24 mostra os locais escolhidos para modelagem dos estacionamentos e a localização dos controles hierárquicos, mantendo a escala de cor do fluxograma da Figura 17. Além disso, os retângulos coloridos, em outros barramentos (808, 850, 854, 830, 840, 848), representam medidores de tensão que são utilizados pelo controle secundário para atuação do controle na recarga dos VEs.



Figura 24 - Posicionamento dos STs e controles no IEEE 34 Barras.

Fonte: Adaptado de [97].

Segmento /	P _{fasea}	Q_{fase_a}	P_{fase_b}	Q_{fase_b}	P_{fase_c}	Q_{fase_c}
Barramento						
-	kW	kVAr	kW	kVAr	kW	kVAr
802 - 806	0	0	30	15	25	14
808 - 810	0	0	16	8	0	0
818 - 820	34	17	0	0	0	0
820 - 822	135	70	0	0	0	0
816 - 824	0	0	5	2	0	0
824 - 826	0	0	40	20	0	0
824 - 828	0	0	0	0	4	2
828 - 830	7	3	0	0	0	0
854 - 856	0	0	4	2	0	0
832 - 858	7	3	2	1	6	3
858 - 864	2	1	0	0	0	0
858 - 834	4	2	15	8	13	7
834 - 860	16	8	20	10	110	55
860 - 836	30	15	10	6	42	22
836 - 840	18	9	22	11	0	0
862 - 838	0	0	28	14	0	0
842 - 844	9	5	0	0	0	0
844 - 846	0	0	25	12	20	11
846 - 848	0	0	23	11	0	0
Barramento 860	20	16	20	16	20	16
Barramento 840	9	7	9	7	9	7
Barramento 844	135	105	135	105	135	105
Barramento 848	20	16	20	16	20	16
Barramento 890	150	75	150	75	150	75
Barramento 830	10	5	10	5	25	10
Total	606	357	584	344	579	343

Tabela 5 - Potências e distribuição cargas no IEEE 34 Barras

Fonte: Adaptado de [97]

4.1.1 Modelagem sistema elétrico e cargas

A modelagem tanto do sistema quanto dos estacionamentos utilizou o software Matlab&Simulink. No Anexo A (Figura 64) pode ser encontrado o modelo completo do benchmark IEEE 34 Barras com os estacionamentos e voltímetros posicionados. Na Figura 25 pode ser visto a configuração de uma das cargas distribuídas (Segmento 802 – 806). É possível observar também uma variável chamada *Load_coef*, que é multiplicada pelos valores de potência nominal encontrados na Tabela 5, para o segmento em questão. Esta variável é responsável por variar a potência da carga levando em consideração a influência de uma curva de carregamento do sistema de distribuição, explicada no item 4.1.2.



Figura 25 - Modelo de carga distribuída feitas no Simulink

Fonte: Elaboração própria.

4.1.2 Curva de carga do sistema de distribuição

Para modelar a curva de carregamento do sistema, foi utilizado como base a curva de demanda de 1000 residências encontradas em [98], realizando modificações para adequar para um horário comercial. Como o foco da estratégia é realizar a recarga em empresas e

comércios o horário definido representa o intervalo entre 9 horas da manhã até 17 horas. A Figura 26 mostra a curva de carga utilizada na variável *Load_coef* da Figura 25, com a discretização horária, para variar a potência das cargas conectadas no sistema a cada hora simulada. Nesta curva, não é levado em consideração a potência que os VEs vão estar exigindo do sistema, sendo apenas uma curva típica para as cargas distribuídas.



Figura 26 - Curva de carga utilizada nas cargas distribuídas.

Fonte: Elaboração própria.

4.1.3 Modelagem estacionamentos

Os estacionamentos onde estarão inseridas as estações de recarga foram modelados através da conexão de um transformador de conexão trifásica com o sistema de distribuição. Este é um transformador abaixador de tensão de 24,9 kV para 220 V (YNyn0) com uma potência nominal de 220 kVA. A potência nominal foi definida baseando-se no número de VEs que se esperava conectar durante a simulação. Em situações reais, e não simuladas, esse transformador poderia ter sido dimensionado, para o shopping ou empresa, antes de pensar na conexão das estações em seu secundário, sendo um fator limitante para o número de estações de recarga. A conexão ocorre na parte superior direita da Figura 27. No secundário do transformador é possível encontrar um subsistema que faz o papel de carga trifásica que representará o consumo dos VEs durante a recarga naquele estacionamento. Este subsistema recebe as referências de potência encontradas após aplicar a lógica de recarga.



Figura 27 - Modelagem do estacionamento com os controles hierárquicos.

Fonte: Elaboração própria.

Pode ser visto também na Figura 27 os sinais vindos do controle secundário (área em verde) que chegam diretamente para o controle primário. Os sinais são lógicos, ou seja, caso o controle tenha que atuar (bit = 1), ou caso ele não atue ou tenha que parar de atuar (bit = 0). Na parte superior esquerda (área em vermelho claro) se encontra o controle primário, onde estariam as funções realizadas pelo agregador e, inserido a ele, o loop de controle interno as estações de recarga. É possível notar que ocorre uma seleção do tipo de controle que será ensaiado e isso é feito para selecionar as respectivas correntes que serão diferentes para cada tipo de controle e nível de prioridade.

No controle primário ainda é possível observar as informações que são compartilhadas pelas estações de recarga com este. O estado de carga inicial dos VEs nesse estacionamento (no caso SOCST3) e a quantidade de VEs (cars), são as variáveis que entram para atuar no subsistema que contém a lógica de prioridade ("Logica_prio"). Essas variáveis, os valores vindos do tipo de controle e as referências de corrente são então inseridas no subsistema "Logica_prio". Neste bloco a ordem que define a prioridade de recarga e as correntes vindas, da seleção explicada anteriormente, são utilizadas para calcular a potência total no estacionamento.

O subsistema "Logica_Prio" possui um bloco de início onde o código que cria a prioridade de recargas baseando-se na lógica explicada no item 3.4 é inserido, como pode ser visto na Figura 28, sendo executado pelo controle primário a cada 3 minutos. A lógica inserida no bloco para realizar a classificação de prioridade pode ser vista na equação (7),

onde a corrente de recarga por prioridade é multiplicada elemento a elemento com a matriz de prioridades. Nesta matriz, as colunas são a classificação feita através da lógica explicada no item 3.4 e somente possuem valor igual a 1 caso possua a prioridade encontrada, caso o contrário o valor é zero. As colunas dessa matriz são relacionadas ao número de VEs conectados.



Figura 28 – Cálculo das referências de corrente e estimador de SoC.

Fonte: Elaboração própria.

$$\begin{bmatrix} Prio \ 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} Prio \ 2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} Prio \ 3 \end{bmatrix}$$

$$I_{prio1} \quad I_{prio2} \quad I_{prio3} \times \begin{array}{c} 0 & 1 & 0 \\ 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{array}$$
(7)

Na saída do bloco "Logica_prio" é possível encontrar o vetor com as correntes de recarga multiplicado pela tensão trifásica de conexão no sistema (220 V) e por $\sqrt{3}$, considerando-se um fator de potência unitário, para encontrar a potência de recarga durante a simulação. Essa potência é então utilizada, na parte do estimador de SoC e para demonstrar a recarga do VE. Quando este estiver 100% carregado, ou seja, com a capacidade de energia armazenada na bateria for igual a capacidade nominal definida (bat_cap), o VE é retirado. Sendo que o valor da potência total de recarga é encaminhado para a carga trifásica, localizada na área em amarelo que representa o controle interno (Figura 27)que simula os VEs conectados na estação de recarga. Observa-se que no estudo são utilizadas as potências ativas somente, sendo considerado um carregamento ideal.

4.1.4 Gerenciador de energia

Para verificar os limites para atuação do controle um sistema de gerenciamento de energia (EMS) foi necessário. Para modelar o EMS, foram utilizadas como entrada as tensões dos barramentos de distribuição, medidos pelos voltímetros posicionados de acordo com a Figura 24. Este subsistema pode ser observado na Figura 29 recebendo as leituras das tensões dos barramentos do sistema de distribuição. O subsistema "EMS_TENSAO" é o responsável por identificar e enviar os sinais de controle lógico para o controle primário atuar, logo este pode ser considerado parte do controle secundário.



Figura 29 - EMS recebendo as tensões dos barramentos.

Fonte: Elaboração própria.

Ao expandir o subsistema "EMS_TENSAO", na Figura 30, três entradas de sinais podem ser vistas correspondendo as tensões por fases dos barramentos. Estes são transformados em sinais RMS e depois em um sinal por unidade (p.u.), ao aplicar um ganho com a tensão base de 24,9 kV. Após essa conversão os sinais são agrupados com os limites de afundamento de tensão definidos de 0,9 p.u. para gerar gráficos nas saídas 1 e 2. Após agrupados, os sinais são direcionados para os blocos de EMS por fase para identificar se em alguma das fases ocorre o afundamento, para poder iniciar o controle. As saídas 3 e 4 são decorrentes da avaliação do sistema de gerenciamento propriamente dito.



Figura 30 - Modelagem interna ao subsistema EMS_TENSAO.

Fonte: Elaboração própria.

A Figura 31 mostra a configuração interna de um dos blocos EMS por fase. Neste, o menor valor das tensões em p.u. é comparado com uma banda de histerese, criada através de um bloco conhecido como *relay*. Este bloco é parametrizado com os limites definidos no item 3.2. Caso o perfil de tensão fique abaixo do limite inferior de 0,9 p.u. o controle atua e para de atuar caso o perfil de tensão volte a ficar acima de 0,93 p.u.

Figura 31 - Configuração interna dos limites do EMS.



Fonte: Elaboração própria.

4.2 Controles modelados

4.2.1 Redução direta

Para a modelagem do controle direto bastou identificar o momento que o perfil de tensão fica abaixo do limite de 0,9, o que pode ser feito utilizando os mesmos blocos do subsistema EMS por fase (Figura 31). Após é utilizador as correntes de recarga definidas, pelo eixo Y da Figura 21 e a Tabela 4, ou seja, VE com Prioridade 1 carrega com 32 A e as demais com 20 A, as referências são enviadas como entrada no controle primário, através variável I_charge_level encontrada, na Figura 27, na parte de seleção do controle ensaiado do item 4.1.3.

4.2.2 Redução droop step

Para modelar esse controle as tensões dos barramentos são medidas, agrupadas em uma única entrada e a menor tensão dentre estas é sempre a avaliada, pois é preciso que todas fiquem acima do limite definido para o controle parar de atuar. Na Figura 32, parte superior, é possível encontrar a entrada dos perfis de tensão dos barramentos convertendo seu valor para p.u. e verificando se o controle vai ser acionado pelo controle secundário através da variável Control_PQ. Caso atue, o perfil de tensão é então comparado com os limites definidos nos blocos *relay* como demonstrado no item 4.1.4 (Figura 31), sendo os parâmetros para este caso diferentes, pois a profundidade do afundamento vai afetar a corrente de recarga.

Após identificar a profundidade do afundamento e verificar que o bloco *relay* atuou, as suas saídas lógicas são somadas para encontrar um número que pode variar de 0 a 3 e este número é utilizado dentro do bloco de função para modificar a corrente de recarga. Dentro desse bloco as correntes de recarga no controle *droop step* já estão pré-definidas (Eixo Y da Figura 22) e variam de acordo com a Tabela 4. Estas correntes são encaminhadas para o controle primário dentro dos estacionamentos modelados, na Figura 27.



Figura 32 - Modelagem do controle droop step.

Fonte: Elaboração própria.

4.2.3 Redução linear

Para modelagem do controle linear foi utilizado a equação (8) que obtém a corrente de recarga a partir da: leitura da tensão do barramento e da corrente máxima e mínima definida. Na Figura 33 encontra-se os valores definidos e a leitura da tensão do barramento que são entradas para um bloco de função que representa a equação (8).

$$I_{semprio} = \begin{cases} I_{max}, \ V_{prof} > V_{max} \ p. u. \\ I_{min}, \ V_{prof} \le V_{min} \ p. u. \\ I_{linear}, \ I_{min} + \frac{(V_{prof} - V_{min}) * (I_{max} - I_{min})}{(V_{max} - V_{min})} \end{cases}$$
(8)



Figura 33 - Modelagem controle linear sem prioridades.

Fonte: Elaboração própria.

4.3 Cenários Offline

Para verificar a eficácia da lógica de prioridade proposta, com os controles mencionados, foram definidos 3 cenários de simulação puramente virtuais (*offline*), utilizando os softwares Matlab&Simulink. Os cenários possuem as seguintes características:

- Conexão de 7 a 12 VEs, ao mesmo tempo, nos estacionamentos após a primeira hora de simulação, não havendo novas conexões, totalizando 1296 possibilidades em cada tipo de controle, totalizando 3888 simulações;
- Para o número de VEs foi levado em consideração 2% das vagas totais de um estacionamento, conforme indicado em [99], ou seja, para um estacionamento de 350 vagas seriam 7 vagas para VEs e para 600 vagas seriam 12;
- A capacidade da bateria é a mesma para todos os VEs, com o valor nominal de 40 kWh;
- O SoC inicial dos VEs, em cada estacionamento, é gerado aleatoriamente entre os valores de 30 e 65%;
- Nos resultados dos cenários 1 e 3 os VEs nos ST2 e ST3 são considerados VEs no início da linha e nos ST4 e ST5 no final da linha. Já no cenário 2 o ST4 é movimentado e se junta aos ST2 e ST3 como sendo no início da linha.

Nos cenários simulados são feitas:

- Comparações entre o controle direto e *droop* step com os STs posicionados conforme Figura 24, e análise do tempo de recarga;
- Comparações entre o controle direto e *droop step* com os ST4 sendo posicionado no início da linha no barramento 808, avaliando a influência do posicionamento;

 Comparações entre o controle de melhor desempenho nos cenários anteriores com o controle linear. Os STs são posicionados conforme Figura 24.

Para simular as 8 horas desejadas e obter uma discretização em segundos, o total de pontos simulados deveria ser 28800. Para encontrar o passo de simulação basta dividir o número de horas desejadas pelo total de segundos, obtendo o valor de 277,78 microssegundos. Este valor gera 28777 pontos simulados que equivalem a um erro de apenas 0,08 %. Com o passo de simulação definido e sabendo o número total de pontos, o desempenho final do controle (*N*), nas 8 horas simuladas, é calculado utilizando a equação (9). Este é calculado levando em consideração o número de amostras que o perfil de tensão ficou acima do valor definido de 0,898 p.u., que representa 0,2% menor que o limite de afundamento de tensão (0,9 p.u.) exigindo um desempenho satisfatório do controle. Para verificar o desempenho é sempre verificado o menor valor dentre todos os perfis de tensão dos barramentos. Como resultado, o número de amostras acima desse valor deve ser maior que 92% do total de amostras para o controle ser considerado satisfatório.

$$N = \frac{\sum (n^{\circ} \ de \ amostras > 0,898)}{n^{\circ} \ total \ de \ amostras} \tag{9}$$

4.4 Validação PHIL

Para validar experimentalmente o comportamento do controle com o melhor desempenho entre os cenários *offline*, uma simulação *Power Hardware-in-the-loop* é proposta. Esse tipo de simulação visa validar o controle em ambiente controlado com características próximas às encontradas em campo garantindo mais robustez e confiabilidade no desenvolvimento do controle e da lógica proposta.

4.4.1 Configuração bancada PHIL

A validação experimental PHIL foi realizada utilizando os recursos do Laboratório de *Smart grids* do Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (Cepel). A bancada PHIL utilizada possui os seguintes componentes realizando suas respectivas funções:

- Simulador Digital em tempo Real (SDTR): Equipamento que possui software baseado em Matlab&Simulink (RT-Lab) para a modelagem dos estacionamentos com os VEs simulados, o sistema de distribuição sobre estudo e as lógicas do controle hierárquico. O modelo utilizado é o OP 5700 que possui 16 núcleos, placa FPGA Virtex-7, entradas e saídas analógicas/digitais, além de 1 placa Oregano para sinais de sincronismo. O SDTR se comunica com o amplificador de potência via protocolo Aurora.
- Amplificador de Potência (AP): Responsável por converter as referências de tensão digitais vindas do SDTR para tensões analógicas podendo realizar a conexão de equipamentos reais nessa rede simulada. Este tem o papel de emular a estação de recarga conectada no sistema de distribuição simulado. O modelo utilizado é o SPS 30000, amplificador linear de 4 quadrantes, que se conecta via protocolo Aurora com o SDTR e tem tempo de resposta menor que 5 microsegundos.
- Inversor Programável (PGI): Equipamento com potência nominal de 15 kVA (PM15) e tem o papel de representar, neste trabalho, os conversores eletrônicos embarcados nos VEs responsáveis por adequar a potência e realizar a transformação para CC e recarregar as baterias. Neste equipamento são alteradas as correntes, a partir da lógica embarcada no modelo virtual no SDTR utilizando protocolo de comunicação Modbus, protocolo amplamente conhecido e utilizado para gerenciamento, inclusive pelas estações de recargas já comercializadas e instaladas no território brasileiro [26].
- Fonte Corrente Contínua: Fonte bidirecional capaz de emular as baterias do VE.
- Analisador de qualidade de energia elétrica (QEE): Equipamento calibrado e configurado para medição de qualidade de energia elétrica de acordo com o Prodist, modelo FLUKE 435-II, Classe A. Este é posicionado entre as fases conectadas na entrada do PGI e a saída do AP, responsável por verificar a atuação do controle e por verificar problemas de tensão no ponto de acoplamento da estação emulada pelos equipamentos.

A Figura 34 mostra um esquemático da conexão e comunicação entre os equipamentos citados. Estes terão o papel de emular um VE conectado à rede elétrica através de uma estação de recarga.





Fonte: Elaboração própria.

4.4.2 Parametrização do SDTR

Para o trabalho foi utilizado apenas 1 dos 16 núcleos do SDTR e foi configurada a comunicação com o AP via fibra óptica (Aurora) para ter tempo de atualização igual ao da simulação rodando em tempo real no SDTR. O algoritmo de interface programado e utilizado foi o transformador ideal (Figura 15), possuindo uma fonte de tensão e uma fonte de corrente controladas. Pode ser visto que a parte de tensão que emula o lado do ESE recebe as referências de tensões simuladas no ponto de conexão transformadas em formas de onda na escala real de potência desejada, estas serão enviadas a partir da rede simulada no SDTR. Através da leitura das correntes circulantes nesse circuito, estas são realimentadas via o amplificador para o SDTR, transformando essas em referências digitais para a fonte de corrente, que está dentro do SDTR, fechando dessa forma o loop. O SDTR com as fibras ópticas conectadas pode ser observado na Figura 35.



Figura 35 - Simulador digital em tempo real com as fibras ópticas.

Fonte: Elaboração própria.

No sistema de distribuição em estudo (Figura 24) o estacionamento 5 (ST5) foi escolhido como ponto de conexão do VE emulado na bancada PHIL, isto porque foi caracterizado, nos cenários das simulações *offline*, que se trata de um barramento em que a tensão, normalmente, afundava com a conexão dos VE e por estar no final da linha de distribuição. Dessa forma, para validação PHIL a estrutura, que era igual a Figura 27, foi alterada e fica de acordo com a Figura 36, inserindo um subsistema que representa a conexão do VE emulado e realizando a inserção do SoC gerado aleatoriamente para o mesmo, juntamente com os VEs simulados virtualmente no estacionamento 5.



Figura 36 - Conexão dos equipamentos reais no sistema simulado.

Fonte: Elaboração própria.

O subsistema "Station_1", acima da área colorida em amarelo do controle interno, com a imagem do equipamento real (PGI), é o ponto de acoplamento dos equipamentos reais da bancada no estacionamento virtual. Indo para as configurações internas desse subsistema, Figura 37, é possível analisar a entrada das correntes de respostas medidas ao fechar o loop de uma simulação PHIL, vindas do equipamento sobre ensaio real, conforme Figura 15. Além disso na parte superior podem ser encontradas as conexões elétricas nas fases do sistema elétrico. Na parte inferior direita se encontra as referências enviadas para o subsistema "Logica_prio" para poder classificar o VE emulado e aplicar a lógica de controle proposta. Em cima dessa referência é possível notar um bloco que realiza o cálculo das potências instantâneas do conjunto, sendo uma das entradas deste as tensões medidas, enviadas como referência para o equipamento sobre ensaio conforme Figura 15. Nessa etapa o controle interno atua da mesma maneira explicada anteriormente.



Figura 37 - Configuração do subsistema dos equipamentos reais.

Fonte: Elaboração própria.

Nesta simulação PHIL, as referências não devem ir somente para as estações simuladas no SDTR, mas devem ir para o PG, que emula a estação real também. Para o controle interno atuar e enviar os comandos de redução de corrente para o inversor programável, uma comunicação utilizando o protocolo Modbus TCP entre o SDTR e o PGI foi programada. A Figura 38 e Figura 39 mostra as configurações da comunicação Modbus do SDRT para escrever e ler as referências. Na Figura 38 é possível notar o IP configurado do SDRT, a porta utilizada e o tempo de resposta configurado, enquanto na Figura 39 é possível notar os endereços utilizados sendo configurados. O endereço 70 foi escolhido para ser onde a corrente de referência será escrita, pode-se notar que ele é configurado como um número real, pois as casas decimais são necessárias.

Associated subsystem:	teste_tese_phil/SS_Co	ommunication_Modbus 🗸 🛛 🗹	I/O Interfaces are available for con	nection in the Configuration pane
Folders	⊞ 🖻	General / Slaves / Slave_1		
 General Galaxies (1) 		Parameter	Value	
✓ → Slave_	1	NIC name		
E Co	ils (1)	IP address	192.168.1.220	
E Dis	crete inputs (1)	TCP port	502	
E Ho	Iding registers (3	Cycle output rate (ms)	1000	
E Inp	out registers (1)	Byte ordering	DCBA	

Figura 38 - Configuração IP e portas Modbus (SDTR).

Fonte: Elaboração própria.

Figura 39 - Configuração dos tipos dos endereços Modbus (SDTR).

Associated subsystem:	teste_tese_phil/SS_0	Communica	tion_Modbus 🗸 🧭	⑦ I/O Interf	aces are available fo	or connection in the	e Configuration pane
Folders	± e	General	/ Slaves / Slave_1 / Hol • 💻 🏠 • 🦆	ding registers			
Slaves (1)	1	=	Name	Address	Initial value	Control from	Register type
	ils (1)	1	Holding register 1	50	50.0	Master	UINT16
⊨ Dis	crete inputs (1)	2	Holding register 2	51	51.0	Master	UINT16
E Ho	Iding registers (3	3	Holding register 3	70	0.0	Both	FLOAT32
In Inc.	out registers (1)						

Fonte: Elaboração própria.

4.4.3 Parametrização PGI

Partindo agora para as parametrizações no inversor programável, este teve que ter seu código interno alterado para conseguir se comunicar com o SDTR através do protocolo Modbus, antes este não realizava nenhum tipo de comunicação com o SDTR. A configuração interna deste, passa pelo código inserido na Figura 40. Neste código é possível verificar a criação de um virtual Fieldbus, que será acessado internamente pelo PGI para encontrar o IP do SDTR e procurar na porta inserida as informações nos endereços hexadecimais desejados, no caso no endereço 70 (decimal) ou 0x0046.

Figura 40 - Configuração virtual fieldbus interno ao PGI.

```
Triphase_opal.xml - Bloco de Notas
                                                                                                                                                                     _
                                                                                                                                                                              ×
Arquivo Editar Formatar Exibir Ajuda
<?xml version="1.0" encoding="UTF-8"?>
<fieldbusses>
        - Virtual fieldbus -->
  <fieldbus type="Virtual" name="mb server mapping">
         <registers>
               <register name="cl2sv_read1"><write state="1"/></register>
               <register name="cl2sv_read2"><write state="1"/></register>
<register name="sv2cl_write1"><write state="1"/></register>
         </registers>
  </fieldbus>
  <!-- MB server fieldbus -->
<fieldbus type="MODBUS" name="mb server" port="502" offset="0x0" period us="20000" wordswap="on" byteswap="off">
            <registers>
            cregister name="mb_cl2sv_read1"><write name="cl2sv_read1" bit_size="16" signed="false"/></register
cregister name="mb_cl2sv_read2"><write name="cl2sv_read1" bit_size="16" signed="false"/></register>
<register name="mb_sv2cl_write1"><write name="cl2sv_read1" bit_size="32" signed="false"/></register>
  </registers> </fieldbus>
   <!-- MB client fieldbus
  <fieldbus type="MODBUSclient"
    name="mb_client"
    server="192.168.1.220:502"</pre>
         startaddr="0x0"
        offset="0x0"
        size="0xffff"
        slave="0xff"
        period us="1000000"
        wordswap="on"
byteswap="off">
      <requests>
        <request>
            <write startaddr="0x0032" size="0x0002"/>
            <read startaddr="0x0046" size="0x0002"/>
        </request>
      </requests>
      <registers>
        cregister name="mb_cl2sv_write1"><write address="0x0032" bit_size="16" signed="false"/></register
cregister name="mb_cl2sv_write2"><write address="0x0033" bit_size="16" signed="false"/></register
cregister name="mb_sv2cl_read1"><read address="0x0046" bit_size="32" signed="false"/></register>
      </registers>
   </fieldbus>
</fieldbusses>
```

Fonte: Elaboração própria.

Desta forma, via Simulink no PGI, é possível inserir esse novo código verificando os endereços em intervalos de menos de 1 minuto. Através disso é alterado a referência de corrente CC interna a ele para modificar as correntes de recarga, sendo o comportamento semelhante ao explicado na Figura 22. A Figura 41 mostra os blocos internos ao PGI e onde são inseridas as referências de corrente recebidas via Modbus. É possível verificar que o modelo possui uma chave que serve para representar caso o usuário decidisse não permitir o controle da recarga. Na parte esquerda da Figura 41 se encontra o local onde é feita a energização e colocados os parâmetros de referência, na parte direita se encontra os blocos que modificam a estrutura interna com base nos valores inseridos na parte esquerda. A corrente máxima inserida no PGI foi de 14 A, por segurança, sendo necessário aplicar um ganho no valor de 2,29 para essa equivaler aos 32 A simulados.



Figura 41 - Blocos internos ao PGI para controle.

Fonte: Elaboração própria.

4.4.4 Parametrização do AP

A comunicação entre os sinais vindos do SDTR e o AP ocorre através de fibras ópticas e o protocolo Aurora. O SDTR possui uma placa FPGA capaz de realizar essa comunicação com o amplificador de potência, sendo possível verificar na Figura 42 a comunicação sendo estabelecida e as variáveis do sistema emulado e atualizada de acordo com o passo da simulação (100 microssegundos). Pode-se notar que existe um botão em vermelho que habilita a conexão dos equipamentos na rede simulada no SDTR sendo primordial o seu acionamento para conseguir fechar o loop.

1) 23 39	A1 (L 3PH_1 192.168.1			nent	Measuren	Main menu
+	221.98 V	U3 _{rms}	193.15 V	U2 _{rms}	06.45 V	U1 _{rms}
-	6.965 A	13 _{rms}	6.843 A	12 _{rms}	6.875 A	11 _{rms}
Clear	1.5460 kVA	53	1.3218 kVA	52	.4193 kVA	S1
	1.4946 kW	P3	1.2844 kW	P2	.3816 kW	P1
≡	0.967	PF3	0.972	PF2	0.973	PF1
Start Interva						
Hold						
Aurora	t: O	l Limi Overle	Range: 240 V Coupling: DC	1382 W	4V P: 5A	U: 206 I: 6.8
ale: 🔽	Autoso		Contract			•

Figura 42 - Tela do AP com comunicação Aurora.

Fonte: Elaboração própria.

4.4.5 Parametrização do analisador de QEE

A conexão do analisador de QEE ocorreu em 380 V, tensão de entrada do PGI, sendo necessários ganhos para transformar os 220 V, vindos da rede simuladas, para o PGI através do AP. Estes ganhos são posteriormente retirados no momento de análise dos resultados. Além disso, a medição foi configurada para salvar os valores a cada 1 minuto. O local de conexão do analisador de QEE pode ser visto na Figura 43 baseando-se na Figura 34.

Figura 43 - Conexão física do analisador de QEE na entrada do PGI.



Fonte: Elaboração própria.

4.4.6PHIL X Cenários offline

Para análise comparativa da validação PHIL com os resultados de um dos controles que foram totalmente simulados *offline*, o fluxograma da Figura 44 é proposto. A bancada configurada, com as telas dos equipamentos utilizados, e com a validação PHIL em execução pode ser vista na Figura 44.



Figura 44 - Fluxograma comparação PHIL x Simulação Virtuais.

Fonte: Elaboração própria.

Figura 45 - Bancada com as telas e validação PHIL acontecendo.



Fonte: Elaboração própria.

Capítulo 5 - Resultados

5.1 Cenário 1

Para o primeiro cenário de simulação buscou-se entender qual a influência da localização dos estacionamentos no desempenho do controle, relacionando também a quantidade de VEs inseridos em cada um deles. A disposição dos estacionamentos e a curva de carga utilizada, para esse cenário, são vistas na Figura 24 e Figura 26, respectivamente. Para simular todas as combinações possíveis de VEs nos estacionamentos, foram realizadas 1296 simulações. Em 100% destas, os controles direto e *droop step* foram necessários para solucionar o problema de QEE. Ou seja, em todos os cenários, nessas condições, as recargas sem controle ocasionavam o problema de afundamentos de tensão.

Entendendo que os controles foram necessários em todos os instantes, histogramas foram gerados, através do método de Monte Carlo [100], para analisar o número de simulações em que os controles ficaram com desempenho satisfatório. A Figura 46 demonstra o número de simulações e a quantidade de VEs no início e no final da linha que o controle direto teve um desempenho satisfatório, ou seja, ficou com mais de 92% das amostras acima do limite definido, conforme equação (9). É possível notar que no intervalo de 15 a 19 VEs conectados no início da linha, o controle obteve um número mais expressivo de simulações dentre o total que possui desempenho satisfatório. Além disso, com o aumento de VEs conectados no início é possível verificar que ocorre diminuição no número de simulações com desempenho satisfatório. Analisando a conexão dos VEs no final da linha é possível notar um comportamento similar para o intervalo de 15 a 19 VEs, sendo que para a conexão acima de 21 VEs o controle não desempenha de maneira satisfatória, sendo possível notar que não há nenhuma simulação para os valores acima de 21.

Calculando o desempenho total do controle direto, nas simulações em que foi exigido atuar (1296), o mesmo atinge o valor de 32,38 %. Este valor, juntamente com o histograma demonstra uma tendência do controle desempenhar satisfatoriamente para poucos VEs conectados no início e no final da linha de distribuição. Na Figura 47, é possível encontrar um gráfico 3d que relaciona o desempenho do controle direto com quantidade de VEs no início e final da linha de distribuição.


Figura 46 - Histograma desempenho satisfatório do controle direto cenário 1.

Fonte: Elaboração própria.





Fonte: Elaboração própria.

Na Figura 48 o histograma do número de simulações com desempenho satisfatório do controle *droop step* pode ser visto. Analisando o número de VEs conectados no início da linha já é possível notar um aumento no número de simulações no intervalo 15 a 19 quando comparado com o controle direto (Figura 46). Além disso nota-se que com 20 e 22 o controle continua atingindo, em mais de 40 simulações, o desempenho satisfatório, marca que não era alcançada no controle direto. Ao analisar os VEs conectados no final da linha, o desempenho satisfatório em números de simulações, aumenta consideravelmente, quando analisados o intervalo de 19 a 21 VEs conectados. Para 15 a 19 VEs o desempenho se assemelha com os conectados no início da linha, mas ao comparar com a Figura 46, é possível notar o aumento no número de simulações em que o controle *droop step* desempenha satisfatoriamente, para intervalo de 16 a 19 VEs no final da linha de distribuição.

Calculando o desempenho total do controle *droop step*, o mesmo atingiu 54,94 %, demonstrando uma tendência a desempenhar melhor, para mais VEs conectados no final da linha de distribuição, doque o controle direto. Importante ressaltar que os controles foram simulados simultaneamente com os mesmos dados. Na Figura 49, é possível encontrar um gráfico 3d que relaciona o desempenho do controle *droop step* com quantidade de VEs no início e final da linha de distribuição.



Figura 48 - Histograma desempenho satisfatório - droop step cenário 1.

Fonte: Elaboração própria.



Figura 49 - Desempenho do controle droop step cenário 1.

Fonte: Elaboração própria.

Para analisar se o controle desempenhou satisfatoriamente, a Figura 50 representa uma simulação em que o controle *droop step* atuou dessa forma elevando os perfis de tensão para dentro do limite. Nela é possível notar que os barramentos mais afetados são os localizados no final da linha de distribuição (832, 840 e 848), sendo os dois últimos locais com estacionamentos, evidenciando o porquê dos controles desempenharem melhor com poucos VEs conectados no final da linha. Adicionalmente é possível observar também a mudança das cargas do sistema em 2 e 3 horas de simulação, ocasionadas pela curva de carga do próprio sistema (Figura 26).

Entre o intervalo de 3 a 4 horas, na Figura 50, é possível observar que os perfis de tensão se elevam rapidamente, ocasionado pelos VEs que completaram a recarga e se desconectaram do sistema, em alguns dos estacionamentos conectados. Diante disso, a Figura 51 mostra o perfil de recarga dos VEs em um dos estacionamentos durante o mesmo intervalo da Figura 50 com o controle *droop step* atuando.



Figura 50 - Tensões nos barramentos com controle droop step atuando.

Fonte: Elaboração própria.

Figura 51 - SoC dos VEs em um dos estacionamentos com controle droop step.



Fonte: Elaboração própria.

Após essas simulações fica evidente que estes controles são capazes de solucionar o problema de afundamentos de tensão em certas condições. Para o lado da distribuidora se mostra interessante incorporar estes controles, pois solucionariam os problemas de afundamentos de tensão, mas ainda deve ser avaliado o impacto ocasionado no tempo de recarga dos VEs, para comunicar o proprietário do VE e o mesmo estar ciente.

A metodologia adotada para analisar o tempo de recarga dos VEs nas simulações contemplou a análise estatística dos mesmos, nas diferentes estratégias de controle, e quando não há o controle, sendo o tempo de recarga padrão. A avaliação foi realizada considerando os percentis/quartis 25 (Q1) e 75 (Q3) para intervalos específicos de SoC. Os percentis 25 e 75 representam, os valores abaixo dos quais 25% e 75% dos dados estão situados, proporcionando uma medida da dispersão dos tempos de recarga. A análise destes permitiu identificar as variações nos tempos de recarga contribuindo para uma compreensão do desempenho dos controles. Os resultados obtidos fornecem informações valiosas para o aprimoramento das estratégias de recarga, visando otimizar a eficiência do processo visando também a satisfação do usuário. Um gráfico de barras é então gerado, comparando os tempos de recarga, conforme Figura 52.

Através deste gráfico é possível identificar o aumento no tempo de recarga quando os controles atuam. O controle *droop step*, em todos os intervalos de SoC simulados, ocasionou em um maior tempo de recarga quando comparado ao direto. Isto evidencia que o usuário deve estar ciente que, caso permita o controle, a recarga poderá demorar mais, em ambos os controles, caso os mesmos atuem. Porém pode-se observar que entre as faixas de tempo, o controle *droop step* é o que possui menos variações para diferentes níveis de SoC, evidenciando que a lógica para priorizar os VEs menos recarregados, para saírem próximos está funcionando.

Deve-se ressaltar que esses tempos de recarga são utilizando estações de recarga de uma potência nominal máxima de 12,2 kW, em estações com potências maiores o tempo de recarga diminuiria bem como o dos controles e estações com potências menores o oposto seria observado.



Figura 52 - Quartis 25 e 75 para análise do tempo de recarga por SoC.

Fonte: Elaboração própria.

5.2 Cenário 2

Neste cenário a disposição dos EV ocorre conforme Figura 24 mudando o estacionamento (ST4) do barramento 848 para o 808, no início do sistema de distribuição, mantendo-se a curva de carga do cenário 1. Diante dessa alteração foi possível observar que em 35,81 % das simulações os controles não se fizeram necessário, por não haver afundamentos de tensão, atuando em 64,19 % das 1296 simulações. Utilizando a nova configuração é possível confirmar que os estacionamentos inseridos no final da linha, distantes da subestação, tem mais impacto no desempenho do controle doque quando inseridos no início da linha, pois diminuiu a ocorrência dos afundamentos de tensão.

Nos momentos em que foram acionados, o controle direto apresentou um desempenho satisfatório em 99,92% desses casos enquanto o *droop step* de 98,69%. Isto corrobora para análise feita no cenário 1 que, nestas configurações, o controle direto está

mais focado na recarga de VEs próximos a fonte geradora resolvendo o problema de afundamentos de tensão. Os histogramas que mostram as simulações em que o desempenho dos controles foi satisfatório podem ser vistos na Figura 53 e Figura 54. Nota-se um padrão de comportamento similar, em ambos os controles, para o número de VEs conectados no início da linha, mas no final da linha, quando conectados 12 VEs, o controle *droop step* tem menos simulações com desempenho satisfatório, o que implica na porcentagem menor no desempenho quando comparada ao controle direto.



Figura 53 - Histograma desempenho satisfatório do controle direto cenário 2.

Fonte: Elaboração própria.



Figura 54 - Histograma desempenho satisfatório - droop step cenário 2.

Fonte: Elaboração própria.

Os desempenhos dos controles direto e *droop step* podem ser vistos nos gráficos 3d da Figura 55 e Figura 56, respectivamente. Estes relacionam o desempenho dos controles com a quantidade de VEs no início e final da linha de distribuição.



Figura 55 - Desempenho do controle direto cenário 2.



Figura 56 - Desempenho do controle droop step cenário 2.

Fonte: Elaboração própria.

5.3 Cenário 3

Diante dos resultados dos cenários anteriores, fica fácil encontrar o controle que desempenha melhor, em média, em mais casos. Ao estudar os controles, com a disposição dos estacionamentos do cenário 2, a diferença de desempenho ficou em 1,23 % melhor para o controle direto. Quando considerado o cenário 1 essa diferença ficou em 22,56 % melhor para o controle *droop step*. Realizando a média, o controle *droop step* teve desempenho de 8,66 % melhor que o controle direto considerado os ambos os cenários.

Desta forma, o controle *droop step* foi escolhido para se comparar com o controle linear, comumente feito sem priorizar os VEs pelo estado de carga, reduzindo todos os VEs para um mesmo nível de potência. A disposição dos estacionamentos e curva de carga são as mesmas do cenário 1, pois neste cenário ocorreu a maior discrepância entre controles e o os controles foram mais exigidos pela quantidade de VEs no final da linha.

Ao se utilizar o controle *droop step*, este manteve o seu desempenho próximo ao apresentado no cenário 1. Reforça-se que o SoC de conexão dos VEs influencia na ordem de prioridade criada. Desta forma, o histograma da Figura 48 (Cenário 1) não está representado identicamente na Figura 57. O desempenho do controle *droop step* nesse

cenário foi de 55,09 %, bem próximo do valor encontrado no cenário 1, reforçando uma tendência mesmo com diferentes estados de carga iniciais. A Figura 58, mostra o gráfico 3d do desempenho, do controle *droop step*, em todas as 1296 simulações, com perfil bem próximo da Figura 49.



Figura 57 - Histograma desempenho satisfatório - droop step cenário 3.

Fonte: Elaboração própria.

Figura 58 - Desempenho do controle droop step cenário 3.



Fonte: Elaboração própria.

A redução linear, que funciona aceitavelmente para controle locais, por exemplo no controle de demanda contratada já executado por [25], [26], não obtém o mesmo desempenho, para solucionar problemas em níveis de distribuição como os afundamentos de tensão. Conforme pode ser visto no histograma da Figura 59 é possível notar como o controle só desempenha satisfatoriamente com 14 e 15 VEs conectados no início da linha e apenas com 14 veículos no final da linha de distribuição, totalizando 3 simulações no cenário de 1296. Diante disso o desempenho final é de 0,23 %. O Gráfico 3d da Figura 60 mostra o desempenho em todas as simulações.

Fica evidente que o controle com redução linear, já aplicado em soluções comerciais, embora funcione bem para controle da demanda contratada do estacionamento, não possui, neste estudo, um desempenho satisfatório ao solucionar problemas de afundamentos de tensão em níveis de distribuição. Já o controle *droop step*, se mostra com uma tendência de desempenho de 50 % para os cenários 1 e 3 quando comparado com controles de redução direta e linear.



Figura 59 - Histograma desempenho satisfatório do controle linear cenário 3.

Fonte: Elaboração própria.



Figura 60 - Desempenho do controle linear cenário 3.

Fonte: Elaboração própria.

5.4 Validação PHIL

Conforme indicado durante as simulações puramente virtuais, o controle *droop step* desempenhou, em média, melhor e foi escolhido para ser validado experimentalmente sendo executado em uma estação de recarga emulada em uma bancada PHIL. Os detalhes da configuração da bancada PHIL e dos equipamentos utilizados se encontram no item 4.4

A comparação de uma validação PHIL, com uma simulada virtualmente foi realizada com as seguintes configurações e ressalvas:

- O estacionamento ST5 é o local onde está inserido a estação de recarga emulada. A conexão do VE ocorre com SoC de 59% adquirindo prioridade 3 quando a lógica atuar;
- A quantidade de VEs em cada estacionamento (ST2...ST5) foi de 7,10,11,10 respectivamente;
- O estado de carga inicial de cada um dos VE pode ser visto na Tabela 6;
- O coeficiente de carga conectado no sistema é o máximo atingido pela curva da Figura 26, sendo 65%;
- Os alicates amperímetros possuem ganho de x10 sendo necessário levar em consideração na análise dos resultados;

A recarga do VE, durante a simulação PHIL, durou aproximadamente 2 horas e 20 minutos, mas para finalizar por completa a simulação, foi esperado todos os VEs se desconectarem nos outros estacionamentos virtuais, totalizando 2 horas e 50 minutos de simulação em tempo real. O passo de simulação utilizado foi de 100 microssegundos totalizando 1,5 milhões de passos de simulação. Durante todo período não houve quedas da comunicação Modbus entre PGI e SDTR, da rede ethernet dos equipamentos e não houve problemas de exceder o tempo do relógio real (Figura 14), evidenciando que a bancada foi configurada de maneira satisfatória podendo realizar testes de longa duração.

Quantidade VE	SoC [%] (ST2)	SoC [%] (ST3)	SoC [%] (ST4)	SoC [%] (ST5)
1	61	63	63	62
2	55	63	63	59
3	54	58	61	55
4	43	57	61	55
5	40	49	60	50
6	32	43	58	46
7	30	41	53	42
8	-	39	49	41
9	-	37	46	40
10	-	35	43	36
11	-	-	34	-

Tabela 6 - SoC inicial dos VEs nos STs na validação PHIL.

Fonte: Elaboração própria.

5.5 Resultados e comparação

Ao realizar a validação foi possível verificar que o controle *droop step* atua dentro dos 3 minutos configurados e determinados pelo Prodist, conforme pode ser visto na Figura 61. Nesta é possível notar a primeira variação na referência de corrente enviada para o PGI via Modbus. O valor de 14 A enviado equivale, ao ser aplicado os ganhos, ao valor de 32 A sendo a corrente máxima. Já o valor de 9 A, quando o controle reduziu a referência de corrente representa o valor de 20,56 A, aproximadamente 21 A. Destaca-se que as referências enviadas via Modbus, para o PGI, sempre são números inteiros neste trabalho. A variação da corrente de recarga pode ser vista na Figura 62 sendo descrita todas as outras variações nas prioridades de recarga.



Figura 61 - Referências enviadas via Mobus para o PGI.

Figura 62 - Controle *droop step* reduzindo corrente de recarga.



Fonte: Elaboração própria.

Na Figura 62 é possível observar que o VE emulado começa a recarga sem necessidade de redução mantendo-se com prioridade 1 até o controle atuar. Após o controle atuar, o VE possuindo um SoC de 60,51 %, vai para prioridade 3. Observa- se que o valor, porém não alcançou os 20 A exatos, sendo um dos motivos os ganhos aplicados nas correntes para equivaler o valor com os esperados na simulação. Após ficar praticamente 1 hora e 30 minutos na prioridade 3, o VE com seu estado de carga já próximo de 100 %, vira prioridade 2 e começa a recarregar com 24 A durante 15 minutos. Antes de completar sua recarga a corrente volta a ser reduzida para prioridade 3 e finaliza sua recarga reduzindo-a. Ressaltase que como as medições feitas pelo analisador de QEE foram a cada 1 minuto, mudança de valores rápidas não foram notadas.

Os perfis de tensão durante a simulação *Offline* (Vsimulated), em certos momentos não conseguiram resolver o problema de afundamento de tensão ficando abaixo do limite de afundamento de tensão. Durante a validação PHIL, os perfis de tensão se comportaram de maneira semelhante, porém com as medições feitas através do analisador de QEE foi possível identificar que os perfis de tensão ficam acima do limite durante a validação. Na Figura 63 podem ser vistos ambos os perfis de tensão sendo comparados.



Figura 63 - Comparação das simulações virtuais com a validação PHIL.

Fonte: Elaboração própria.

Através dessa figura é possível notar que o controle executado durante a simulação PHIL, para o mesmo barramento, teve comportamento próximo ao simulado, mostrando coerência com o resultado para o perfil de tensão no barramento em que foi conectado o VE emulado. Os sinais provenientes da validação PHIL foram replicados em passos de 278 microssegundos para ter equivalência de tempo com a resposta do barramento quando foi realizado as simulações totalmente virtuais.

Capítulo 6 - Conclusões e Trabalhos Futuros

Diante do apresentado, fica claro que o mercado de veículos elétricos está crescendo aceleradamente e com isso uma infraestrutura de recarga deve estar preparada e acompanhando o número de veículos elétricos evitando problemas de não haver onde recargar para o usuário. Porém, não bastante o crescimento proporcional da malha de recarga, os sistemas elétricos devem evoluir para as *Smart grids* para conseguir suportar a intensa conexão dos conversores eletrônicos como os veículos elétricos e também inversores para geração fotovoltaica, por exemplo. Caso o sistema não se desenvolva, problemas de qualidade de energia elétrica poderão ocorrer, levando a pagamento de compensações tanto pelos proprietários de estacionamentos com estação de recarga, quanto pela distribuidora de energia da região. Uma forma de se prevenir desses problemas é realizando alterações no sistema elétrico, colocando novos transformadores por exemplo, mas estas normalmente são de alto custo. Contornando esse alto investimento, instalar controladores para as estações de recarga de veículos elétricos pode ajudar o sistema elétrico a tomar controle dessas cargas em momentos de pico de carga, evitando problemas como os afundamentos de tensão.

Entendendo que as empresas e locais públicos, como shoppings e supermercados, deverão evoluir nos próximos anos tendo em seus estacionamentos estações de recarga, o objetivo principal deste trabalho visa propor uma recarga inteligente que vai atuar nesse estacionamento através de níveis hierárquicos, sendo acionado caso ocorra problemas de afundamentos de tensão nos barramentos da distribuidora. No caso o controle será realizado dentro do estacionamento por um agregador que utilizara os estados de carga dos veículos elétricos para criar uma ordem de prioridade, sendo caracterizado como um controle centralizado e autônomo. O controle é aplicado nos estacionamentos variando a corrente de recarga com base na classificação de prioridade que ocorre a cada 3 minutos, analisando a média dos estados de carga dos veículos elétricos conectados no estacionamento e os respectivos desvios padrões. Na abordagem durante o trabalho, todos os veículos elétricos menos recarregados, ou seja com menor estado de carga, visando não desconectar nenhum veículo elétrico até este estar totalmente recarregado.

A metodologia adotada pode ser replicada para outros estudos, de diversas estações de recarga com potências diferentes, sendo apenas necessário trocar a conexão das estações que no trabalho são trifásicas e realizar os cálculos para os casos monofásicos e bifásicos dentro da estação. A lógica de prioridade para o controle também se mantém inalterada, sendo possível aplicá-la em qualquer nível de potência, considerando que a atuação deve estar relacionada a tensão nominal do sistema. Adicionalmente, os controles apresentados no trabalho podem ser alterados para evidenciar o funcionamento e desempenho com a lógica de prioridade proposta.

Como resultado dos cenários feitos, fica evidente que o controle de redução linear, comumente feito nas recargas inteligentes de estações já comercializadas, focado na demanda contratada, não obteve um desempenho satisfatório para resolver os problemas de afundamentos de tensão, em níveis de distribuição, nas condições do trabalho. Além disso, verificou-se que o controle *droop step*, desempenhou em média, melhor que um controle de redução direta para um nível pré-definido de corrente, conseguindo equilibrar o tempo de recarga entre os diferentes estados de carga inicial dos VEs. Adicionalmente foi observado que o posicionamento dos estacionamentos com estações de recarga no sistema de distribuição influencia na qualidade de energia elétrica, sendo verificado que quanto mais VEs estiverem conectados no final da linha de distribuição, longe da subestação de fornecimento, mais a rede elétrica será impactada.

Sabendo então que o controle *droop step* pode se tornar um controlador no futuro, uma validação da lógica foi feita através de uma simulação PHIL. Para esta simulação uma bancada PHIL foi configurada para ensaiar experimentalmente o controle sendo executado. Através de comando via Modbus, foi visto que o inversor programável que emulava os conversores internos do veículo elétrico alterou a corrente de recarga durante as simulações condizendo com o tempo de resposta esperado. Além disso, os perfis de tensão foram medidos utilizando um analisador de qualidade de energia elétrica e comparados com os resultados de uma simulação *offline*. Como resultado dessa comparação ficou evidente que os perfis se equivaleram e que a solução parece ser adequada para seguir para a parte de montagem de um controlador experimental.

Como trabalhos futuros os autores enxergam como contribuições otimizar o local onde o controle pode atuar para melhorar ainda mais para o lado do proprietário, pois pode não ser necessária a redução no estacionamento dele caso ele esteja, por exemplo, no início da linha. Além de aplicar a mesma metodologia variando as capacidades de baterias, que no momento se mantém constantes. Indo além, verificar como precificar a estratégia proposta através de um valor diferenciado, levando em conta que o tempo conectado à estação. Podendo incluir as recargas bidirecionais veículo à rede, do inglês *vehicle to grid* (V2G) que podem dar suporte ao sistema de distribuição em momentos específicos. Ainda na esfera dos testes realizados, pode-se extrapolar o número de estacionamentos no sistema reduzindo e aumentando o número de VEs conectados para verificar o impacto nos perfis de tensão. Além disso, analisar também os harmônicos que possam estar presentes ao mudar a corrente de recarga e estratégias para minimizá-los. Adicionalmente, avaliar o uso em sistemas desequilibrados que podem alterar o desempenho dos controles. No trabalho o estado de carga do veículo elétrico emulado é definido aleatoriamente ao iniciar a simulação, porém essa informação no futuro pode ser compartilhada via protocolo Modbus entre o BMS e a estação de recarga, para depois ser compartilhada com o agregador.

Referências

- [1] UNFCCC, "ADOPTION OF THE PARIS AGREEMENT Paris Agreement text English", 2015.
- [2] ONU, "17 Objetivos de Desenvolvimento Sustentável". Acessado: 5 de dezembro de 2023. [Online]. Disponível em: https://brasil.un.org/pt-br/sdgs
- [3] United Nations, "Paris Declaration on Electro-Mobility and Climate Change & Call to Action", 2015.
- [4] S. Rangaraju, L. De Vroey, M. Messagie, J. Mertens, e J. Van Mierlo, "Impacts of electricity mix, charging profile, and driving behavior on the emissions performance of battery electric vehicles: A Belgian case study", *Appl Energy*, vol. 148, p. 496– 505, jun. 2015, doi: 10.1016/j.apenergy.2015.01.121.
- [5] International Energy Agency (IEA), "Global EV Outlook 2022 Securing supplies for an electric future", 2022. [Online]. Disponível em: www.iea.org/t&c/
- [6] International Energy Agency (IEA), "Global EV Outlook 2023". Acessado: 9 de maio de 2023. [Online]. Disponível em: https://www.iea.org/reports/global-evoutlook-2023
- [7] L. Mathieu *et al.*, "Transport & Environment Further information", 2021. [Online]. Disponível em: www.transportenvironment.org
- [8] ABVE, "Eletrificados fecham 2022 com novo recorde". Acessado: 7 de dezembro de 2023. [Online]. Disponível em: http://www.abve.org.br/eletrificados-fecham-2022com-novo-recorde-de-vendas/
- [9] ABVE, "10 mil em novembro e novo recorde a caminho". Acessado: 7 de dezembro de 2023. [Online]. Disponível em: http://www.abve.org.br/em-novembroeletrificados-superam-10-mil-previsao-de-novo-recorde-em-dezembro/
- [10] J. Geske e D. Schumann, "Willing to participate in vehicle-to-grid (V2G)? Why not!", *Energy Policy*, vol. 120, p. 392–401, set. 2018, doi: 10.1016/j.enpol.2018.05.004.
- [11] ABVE, "Os oito meses que mudaram a eletromobilidade". Acessado: 7 de dezembro de 2023. [Online]. Disponível em: http://www.abve.org.br/oito-meses-que-mudaramo-mercado-de-eletromobilidade/
- [12] PlugShare, "Localização das estações de recarga". Acessado: 5 de dezembro de 2023.[Online]. Disponível em: https://www.plugshare.com/br
- [13] Z. Jiang, L. Shalalfeh, e M. J. Beshir, "Impact of electric vehicles on the IEEE 34 node distribution infrastructure", *International Journal of Smart Grid and Clean Energy*, 2014, doi: 10.12720/sgce.3.4.417-424.
- [14] C. Wenge, T. Winkler, M. Stötzer, e P. Komarnicki, "Power quality measurements of electric vehicles in the low voltage power grid", em *Proceeding of the International Conference on Electrical Power Quality and Utilisation, EPQU*, 2011, p. 679–683. doi: 10.1109/EPQU.2011.6128866.
- [15] International Energy Agency (IEA), "Grid Integration of Electric Vehicles A manual for policy makers", 2022. Acessado: 22 de junho de 2023. [Online]. Disponível em: https://www.iea.org/reports/grid-integration-of-electric-vehicles
- [16] CGEE, "Redes Elétricas Inteligentes: contexto nacional", 2012.
- [17] CEMIG, "O que são as redes inteligentes de energia". Acessado: 5 de dezembro de 2023. [Online]. Disponível em: https://www.cemig.com.br/usina-doconhecimento/o-que-sao-as-redes-inteligentes-de-energia/
- [18] Canal Energia, "Light alcança metade dos dispositivos em seu projeto de Smart Grid". Acessado: 5 de dezembro de 2023. [Online]. Disponível em:

https://www.canalenergia.com.br/noticias/53040436/light-alcanca-metade-dos-dispositivos-em-seu-projeto-de-smart-grid

- [19] Canal Energia, "Cepel inaugura laboratório de Smart Grid". Acessado: 5 de dezembro de 2023. [Online]. Disponível em: https://www.canalenergia.com.br/noticias/53195727/cepel-inaugura-laboratorio-desmart-grid
- [20] F. A. Haasis, O. A. Solano, e C. J. Bandim, "Análise do impacto da inserção de minigeração distribuída no perfil de tensão de sistemas de distribuição usando bancada Power Hardware-in-the-loop", 2023.
- [21] S. Faddel, A. T. Al-Awami, e O. A. Mohammed, "Charge control and operation of electric vehicles in power grids: A review", *Energies*, vol. 11, n° 4. MDPI AG, 1° de abril de 2018. doi: 10.3390/en11040701.
- [22] N. Daina, A. Sivakumar, e J. W. Polak, "Electric vehicle charging choices: Modelling and implications for smart charging services", *Transp Res Part C Emerg Technol*, vol. 81, p. 36–56, ago. 2017, doi: 10.1016/j.trc.2017.05.006.
- [23] S. I. Spencer, Z. Fu, E. Apostolaki-Iosifidou, e T. E. Lipman, "Evaluating smart charging strategies using real-world data from optimized plugin electric vehicles", *Transp Res D Transp Environ*, vol. 100, nov. 2021, doi: 10.1016/j.trd.2021.103023.
- [24] ABB, "Installation manual Terra AC". Acessado: 10 de dezembro de 2023. [Online]. Disponível https://search.abb.com/library/Download.aspx?DocumentID=9AKK107680A4972& LanguageCode=en&DocumentPartId=&Action=Launch
- [25] Wallbox, "Dynamic Power Sharing Installation Guide. 2". Acessado: 10 de dezembro de 2023. [Online]. Disponível em: https://support.wallbox.com/wpcontent/uploads/ht_kb/2019/11/Manual_Dynamic-Power-Sharing EN 20191024.pdf
- [26] WEG, "Smart Charging System Driving efficiency and sustainability". Acessado: 10 de dezembro de 2023. [Online]. Disponível em: https://static.weg.net/medias/downloadcenter/hfc/h57/WEG-WEMOB-folheto-50129799-pt.pdf
- [27] Siemens, "Versichare Simply charge everywhere". Acessado: 10 de dezembro de 2023. [Online]. Disponível em: https://assets.new.siemens.com/siemens/assets/api/uuid:5b7c001b-99cb-423b-9662-186d90fa831b/VersiCharge-product-brochure.pdf
- [28] M. Korpas *et al.*, "Learning From the Norwegian Electric Vehicle Success: An Overview", *IEEE Power and Energy Magazine*, vol. 21, nº 6. Institute of Electrical and Electronics Engineers Inc., p. 18–27, 1º de novembro de 2023. doi: 10.1109/MPE.2023.3308246.
- [29] E. de Jong et al., European White Book on Real-Time Power Hardware-in-the-loop testing. 2012.
- [30] P. C. Kotsampopoulos, F. Lehfuss, G. F. Lauss, B. Bletterie, e N. D. Hatziargyriou, "The limitations of digital simulation and the advantages of PHIL testing in studying distributed generation provision of ancillary services", *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 62, n° 9, p. 5502–5515, set. 2015, doi: 10.1109/TIE.2015.2414899.
- [31] D. F. Pereira, F. D. C. Lopes, e E. H. Watanabe, "Nonlinear Model Predictive Control for the Energy Management of Fuel Cell Hybrid Electric Vehicles in Real Time", *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 68, nº 4, p. 3213–3223, abr. 2021, doi: 10.1109/TIE.2020.2979528.

- [32] F. Lehfuss, G. Lauss, C. Seitl, F. Leimgruber, M. Noehrer, e T. I. Strasser, "Coupling of Real-Time and Co-Simulation for the Evaluation of the Large Scale Integration of Electric Vehicles into Intelligent Power Systems", em 2017 IEEE Vehicle Power and Propulsion Conference (VPPC), IEEE, dez. 2017, p. 1–5. doi: 10.1109/VPPC.2017.8331020.
- [33] F. Haasis, O. Solano Rueda, B. W. França, e D. Dias, "PEV'S SMART CHARGING STRATEGY BASED ON INDIVIDUAL STATE OF CHARGE", *Eletrônica de Potência*, vol. 28, nº 4, p. 1–7, dez. 2023, doi: 10.18618/REP.2023.4.0009.
- [34] ANEEL, "ANEXO VIII da Resolução Normativa nº 956, Procedimentos de distribuição de energia elétrica no sistema elétrico nacional PRODIST", 2017. Acessado: 3 de janeiro de 2023. [Online]. Disponível em: https://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren2021956 2 7.pdf
- [35] U.S. Department of Energy, "Timeline: History of the Electric Car". Acessado: 5 de dezembro de 2023. [Online]. Disponível em: https://www.energy.gov/timeline-history-electric-car
- [36] M. S. Whittingham, "History, Evolution, and Future Status of Energy Storage", *Proceedings of the IEEE*, vol. 100, nº Special Centennial Issue, p. 1518–1534, maio 2012, doi: 10.1109/JPROC.2012.2190170.
- [37] J. A. Sanguesa, V. Torres-Sanz, P. Garrido, F. J. Martinez, e J. M. Marquez-Barja, "A review on electric vehicles: Technologies and challenges", *Smart Cities*, vol. 4, nº 1. MDPI, p. 372–404, 1º de março de 2021. doi: 10.3390/smartcities4010022.
- [38] ABNT, *Eletric vehicle conductive charging system Part-1: General requirements.* 2017. [Online]. Disponível em: www.abnt.org.br
- [39] International Electrotechnical Commission (IEC), "Plugs, socket-outlets, vehicle connectors and vehicle inlets - Conductive charging of electric vehicles - Part 1: General requirements", 2022. Acessado: 10 de dezembro de 2023. [Online]. Disponível em: https://webstore.iec.ch/publication/59922
- [40] WEG, "Estações de Recarga para Veículos Elétricos", Acessado: 10 de dezembro de 2023. [Online]. Disponível em: https://static.weg.net/medias/downloadcenter/hd1/h5e/WEG-WEMOB-50105757pt.pdf
- [41] WEG, "Quick Installation Guide WEMOB-WALL G2 Models 1T1/1T2 (32 A) Charging Station for Electric Vehicles (EV)". Acessado: 10 de dezembro de 2023. [Online]. Disponível em: https://static.weg.net/medias/downloadcenter/h15/hb3/WEG-WEMOB-wall-g2guia-de-instalacao-10007832612-pt.pdf
- [42] Tesla, "Tesla_North-American-AC-Charging-Connector-Datasheet", Acessado: 10 de dezembro de 2023. [Online]. Disponível em: https://digitalassets.tesla.com/teslacontents/image/upload/North-American-AC-Charging-Connector-Datasheet
- [43] IEEE, "IEEE Standard for Harmonic Control in Electric Power Systems", *IEEE Std* 519-2022 (Revision of IEEE Std 519-2014), p. 1–31, 2022, doi: 10.1109/IEEESTD.2022.9848440.
- [44] ANEEL, "Tomada de Subsídios 011/2021". Acessado: 25 de novembro de 2022.[Online]. Disponível em: antigo.aneel.gov.br/web/guest/tomadas-de-subsidios
- [45] ANEEL, "Resolução normativa nº 1000, 7 dez. 2021.", Acessado: 25 de novembro
de 2022. [Online]. Disponível em:
https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren20211000.pdf
- [46] K. Zagrajek, J. Paska, Ł. Sosnowski, K. Gobosz, e K. Wróblewski, "Framework for the introduction of vehicle-to-grid technology into the polish electricity market", *Energies (Basel)*, vol. 14, nº 12, jun. 2021, doi: 10.3390/en14123673.

- [47] D. B. Richardson, "Encouraging vehicle-to-grid (V2G) participation through premium tariff rates", *J Power Sources*, vol. 243, p. 219–224, 2013, doi: 10.1016/j.jpowsour.2013.06.024.
- [48] S. Habib, M. Kamran, e U. Rashid, "Impact analysis of vehicle-to-grid technology and charging strategies of electric vehicles on distribution networks - A review", *Journal of Power Sources*, vol. 277. Elsevier B.V., p. 205–214, 1° de março de 2015. doi: 10.1016/j.jpowsour.2014.12.020.
- [49] W. Kempton e J. Tomić, "Vehicle-to-grid power fundamentals: Calculating capacity and net revenue", *J Power Sources*, vol. 144, nº 1, p. 268–279, jun. 2005, doi: 10.1016/j.jpowsour.2004.12.025.
- [50] ONS, "Evolução dos requisitos necessários para potencializar a inserção de geração distribuída sem impactos adversos à estabilidade do sistema interligado nacional", 2020.
- [51] T. Stetz, F. Marten, e M. Braun, "Improved low voltage grid-integration of photovoltaic systems in Germany", *IEEE Trans Sustain Energy*, vol. 4, nº 2, p. 534– 542, 2013, doi: 10.1109/TSTE.2012.2198925.
- [52] CEMIG, "Avaliação do Impacto da Inserção da Geração Distribuída no Sistema Elétrico da Cemig Distribuição", Seminário Nacional De Produção E Transmissão De Energia Elétrica - SNPTEE, 2019, Acessado: 3 de janeiro de 2023. [Online]. Disponível em: http://www.bvr.com.br/snptee/xxvsnptee/trabalhos/GDI/3559.php
- [53] T. Teoh, "Electric vehicle charging strategies for Urban freight transport: concept and typology", *Transp Rev*, vol. 42, n° 2, p. 157–180, 2022, doi: 10.1080/01441647.2021.1950233.
- [54] A. Megha, N. Mahendran, e R. Elizabeth, "Analysis of harmonic contamination in electrical grid due to electric vehicle charging", em *Proceedings of the 3rd International Conference on Smart Systems and Inventive Technology, ICSSIT 2020*, Institute of Electrical and Electronics Engineers Inc., ago. 2020, p. 608–614. doi: 10.1109/ICSSIT48917.2020.9214096.
- [55] A. Lucas, F. Bonavitacola, E. Kotsakis, e G. Fulli, "Grid harmonic impact of multiple electric vehicle fast charging", *Electric Power Systems Research*, vol. 127, p. 13–21, jun. 2015, doi: 10.1016/j.epsr.2015.05.012.
- [56] C. H. Dharmakeerthi, N. Mithulananthan, e T. K. Saha, "Impact of electric vehicle fast charging on power system voltage stability", *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, vol. 57, p. 241–249, maio 2014, doi: 10.1016/j.ijepes.2013.12.005.
- [57] International Energy Agency (IEA), "Facilitating Decarbonisation in Emerging Economies Through Smart Charging", 2023. [Online]. Disponível em: www.iea.org
- [58] R. C. Dugan, *Electrical Power Systems Quality, Second Edition*. New York.: McGraw-Hill, 2002.
- [59] Conseil international des grands réseaux électriques. Comité d'études C6. e Impr. Conformes), *Integration of electric vehicles in electric power systems*. CIGRÉ, 2015.
- [60] EPE, "Plano Decenal de Expansão de Energia PDE 2031". Acessado: 8 de janeiro de 2023. [Online]. Disponível em: https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-decenal-de-expansao-de-energia-2031
- [61] ABSOLAR, "Energia Solar Fotovoltaica no Brasil Infográfico". Acessado: 14 de dezembro de 2023. [Online]. Disponível em: https://www.absolar.org.br/mercado/infografico/
- [62] International Renewable Energy Agency., "QUALITY INFRASTRUCTURE FOR SMART MINI-GRIDS", 2020. [Online]. Disponível em: www.irena.org/publications

- [63] International Renewable Energy Agency., "Enabling technologies: innovation landscape", 2019. Acessado: 14 de dezembro de 2023. [Online]. Disponível em: https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2019/Sep/IRENA_Internet_of_Things_20 19.pdf?rev=4a5a17b14dbb4bd7be9e8a33c593e458
- [64] O. Majeed Butt, M. Zulqarnain, e T. Majeed Butt, "Recent advancement in smart grid technology: Future prospects in the electrical power network", *Ain Shams Engineering Journal*, vol. 12, nº 1. Ain Shams University, p. 687–695, 1º de março de 2021. doi: 10.1016/j.asej.2020.05.004.
- [65] M. A. Judge, A. Khan, A. Manzoor, e H. A. Khattak, "Overview of smart grid implementation: Frameworks, impact, performance and challenges", *J Energy Storage*, vol. 49, maio 2022, doi: 10.1016/j.est.2022.104056.
- [66] H. A. Muqeet, R. Liaqat, M. Jamil, e A. A. Khan, "A State-of-the-Art Review of Smart Energy Systems and Their Management in a Smart Grid Environment", *Energies*, vol. 16, nº 1. MDPI, 1º de janeiro de 2023. doi: 10.3390/en16010472.
- [67] International Renewable Energy Agency., "Aggregators Business models : innovation landscape", 2019.
- [68] International Renewable Energy Agency., "Innovation outlook : smart charging for electric vehicles", 2019.
- [69] T. Franke e J. F. Krems, "Understanding charging behaviour of electric vehicle users", *Transp Res Part F Traffic Psychol Behav*, vol. 21, p. 75–89, 2013, doi: 10.1016/j.trf.2013.09.002.
- [70] M. Schücking, P. Jochem, W. Fichtner, O. Wollersheim, e K. Stella, "Charging strategies for economic operations of electric vehicles in commercial applications", *Transp Res D Transp Environ*, vol. 51, p. 173–189, mar. 2017, doi: 10.1016/j.trd.2016.11.032.
- [71] M. Gilleran *et al.*, "Impact of electric vehicle charging on the power demand of retail buildings", *Advances in Applied Energy*, vol. 4, nov. 2021, doi: 10.1016/j.adapen.2021.100062.
- [72] B. Canizes *et al.*, "Electric vehicles' user charging behaviour simulator for a smart city", *Energies (Basel)*, vol. 12, n° 8, abr. 2019, doi: 10.3390/en12081470.
- [73] S. Singh, B. Vaidya, e H. T. Mouftah, "Smart EV Charging Strategies Based on Charging Behavior", *Front Energy Res*, vol. 10, abr. 2022, doi: 10.3389/fenrg.2022.773440.
- [74] J. Abel, P. Lopes, F. Soares, e P. R. Almeida, "Smart Charging Strategies for Electric Vehicles: Enhancing Grid Performance and Maximizing the Use of Variable Renewable Energy Resources", 2009. [Online]. Disponível em: https://www.researchgate.net/publication/235721228
- [75] J. A. P. Lopes, F. J. Soares, e P. M. R. Almeida, "Integration of electric vehicles in the electric power system", *Proceedings of the IEEE*, vol. 99, nº 1, p. 168–183, jan. 2011, doi: 10.1109/JPROC.2010.2066250.
- [76] J. M. Guerrero, J. C. Vasquez, J. Matas, L. G. De Vicuña, e M. Castilla, "Hierarchical control of droop-controlled AC and DC microgrids - A general approach toward standardization", *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 58, nº 1, p. 158– 172, jan. 2011, doi: 10.1109/TIE.2010.2066534.
- [77] E. Planas, A. Gil-De-Muro, J. Andreu, I. Kortabarria, e I. Martínez De Alegría, "General aspects, hierarchical controls and droop methods in microgrids: A review", *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 17. p. 147–159, janeiro de 2013. doi: 10.1016/j.rser.2012.09.032.

- [78] J. de Hoog *et al.*, "Electric vehicle charging and grid constraints: Comparing distributed and centralized approaches", em 2013 IEEE Power & Energy Society General Meeting, IEEE, 2013, p. 1–5. doi: 10.1109/PESMG.2013.6672222.
- [79] A. T. Al-Awami, E. Sortomme, G. M. Asim Akhtar, e S. Faddel, "A voltage-based controller for an electric-vehicle charger", *IEEE Trans Veh Technol*, vol. 65, nº 6, p. 4185–4196, jun. 2016, doi: 10.1109/TVT.2015.2481712.
- [80] M. A. S. T. Ireshika, R. Lliuyacc-Blas, e P. Kepplinger, "Voltage-based droop control of electric vehicles in distribution grids under different charging power levels", *Energies (Basel)*, vol. 14, nº 13, jul. 2021, doi: 10.3390/en14133905.
- [81] G. Deconinck, K. De Craemer, e B. Claessens, "Combining Market-Based Control with Distribution Grid Constraints when Coordinating Electric Vehicle Charging", *Engineering*, vol. 1, nº 4, p. 453–465, dez. 2015, doi: 10.15302/J-ENG-2015095.
- [82] D. Krishnan Nair, K. Prasad, e T. T. Lie, "Design of a PV-fed electric vehicle charging station with a combination of droop and master-slave control strategy", *Energy Storage*, vol. 5, nº 5, ago. 2023, doi: 10.1002/est2.442.
- [83] Open Charge Alliance, "Open Charge Point Protocol". Acessado: 16 de dezembro de 2023. [Online]. Disponível em: https://www.openchargealliance.org/protocols/ocpp-201/
- [84] K. Chamberlain e S. Al-Majeed, "Standardisation of uk electric vehicle charging protocol, payment and charge point connection", *World Electric Vehicle Journal*, vol. 12, nº 2, maio 2021, doi: 10.3390/wevj12020063.
- [85] IEEE, "IEEE Guide for Smart Grid Interoperability of Energy Technology and Information Technology Operation with the Electric Power System (EPS), End-Use Applications, and Loads", 2011.
- [86] IEEE, 1547-2018 IEEE Standard for Interconnection and Interoperability of Distributed Energy Resources with Associated Electric Power Systems Interfaces. IEEE, 2018.
- [87] T. I. Strasser, S. Rohjans, e G. M. Burt, *Methods and Concepts for Designing and Validating Smart Grid Systems*. MDPI, 2019. doi: 10.3390/books978-3-03921-649-9.
- [88] P. C. Kotsampopoulos, V. A. Kleftakis, e N. D. Hatziargyriou, "Laboratory Education of Modern Power Systems Using PHIL Simulation", *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 32, nº 5, p. 3992–4001, set. 2017, doi: 10.1109/TPWRS.2016.2633201.
- [89] M. O. Faruque et al., "Real-Time Simulation Technologies for Power Systems Design, Testing, and Analysis", *IEEE Power and Energy Technology Systems Journal*, vol. 2, p. 63–73, 2015, doi: 10.1109/JPETS.2015.2427370.
- [90] NASA, "Technology Readiness Levels". Acessado: 15 de dezembro de 2023. [Online]. Disponível em: https://www.nasa.gov/directorates/somd/spacecommunications-navigation-program/technology-readinesslevels/#:~:text=Technology%20Readiness%20Levels%20(TRL)%20are,based%20o n%20the%20projects%20progress.
- [91] G. F. Lauss, M. O. Faruque, K. Schoder, C. Dufour, A. Viehweider, e J. Langston, "Characteristics and design of power hardware-in-The-loop simulations for electrical power systems", *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 63, nº 1, p. 406– 417, jan. 2016, doi: 10.1109/TIE.2015.2464308.
- [92] G. Lauss e K. Strunz, "Multirate Partitioning Interface for Enhanced Stability of Power Hardware-in-the-Loop Real-Time Simulation", *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 66, nº 1, p. 595–605, jan. 2019, doi: 10.1109/TIE.2018.2826482.

- [93] O. Tremblay, H. Fortin-Blanchette, R. Gagnon, e Y. Brissette, "Contribution to stability analysis of power hardware-in-the-loop simulators", *IET Generation, Transmission and Distribution*, vol. 11, nº 12, p. 3073–3079, ago. 2017, doi: 10.1049/iet-gtd.2016.1574.
- [94] R. Brandl, "Operational range of several interface algorithms for different power hardware-in-the-loop setups", *Energies*, vol. 10, n° 12. MDPI AG, 1° de dezembro de 2017. doi: 10.3390/en10121946.
- [95] W. Ren, M. Steurer, e T. L. Baldwin, "Improve the stability and the accuracy of power hardware-in-the-loop simulation by selecting appropriate interface algorithms", *IEEE Trans Ind Appl*, vol. 44, nº 4, p. 1286–1294, 2008, doi: 10.1109/TIA.2008.926240.
- [96] W. Ren et al., "Interfacing issues in real-time digital simulators", IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 26, n° 2, p. 1221–1230, abr. 2011, doi: 10.1109/TPWRD.2010.2072792.
- [97] IEEE PES Test Feeder Working Group, "1992 Test Feeder Cases". Acessado: 3 de janeiro de 2023. [Online]. Disponível em: https://cmte.ieee.org/pestestfeeders/resources/
- [98] J. Quirós-Tortós, L. Ochoa, e T. Butler, "How electric vehicles and the grid work together: Lessons learned from one of the largest electric vehicle trials in the world", *IEEE Power and Energy Magazine*, vol. 16, nº 6, p. 64–76, 2018, doi: 10.1109/MPE.2018.2863060.
- [99] Great Plains Institute, "Summary of Best Practices in Electric Vehicle Ordinances About the Great Plains Institute", 2019. Acessado: 25 de setembro de 2023. [Online]. Disponível em: https://www.betterenergy.org/wpcontent/uploads/2019/06/GPI EV Ordinance Summary web.pdf
- [100] F. J. Soares, J. A. Pecas Lopes, e P. M. Rocha Almeida, "A Monte Carlo method to evaluate electric vehicles impacts in distribution networks", em 2010 IEEE Conference on Innovative Technologies for an Efficient and Reliable Electricity Supply, IEEE, set. 2010, p. 365–372. doi: 10.1109/CITRES.2010.5619777.

Anexo A – IEEE 34 Barras Modelado



Figura 64 - Modelagem do sistema elétrico e estacionamentos.

Fonte: Elaboração própria.