

Universidade Federal de Juiz de Fora  
Faculdade de Engenharia  
Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica

**Marina Martins Mattos**

**Análise e suporte ao controle de tensão de redes de distribuição de baixa  
tensão com veículos elétricos utilizando tecnologia V2G**

Juiz de Fora

2023

Marina Martins Mattos

**Análise e suporte ao controle de tensão de redes de distribuição de baixa  
tensão com veículos elétricos utilizando tecnologia V2G**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, área de Sistemas de Energia Elétrica, da Universidade Federal de Juiz de Fora como requisito à obtenção ao título de Mestre em Engenharia Elétrica.

Orientador: Janaína Gonçalves Oliveira, PHD.

Coorientador: Bruno Henriques Dias, Dr. Eng.

Juiz de Fora

2023

Ficha catalográfica elaborada através do Modelo Latex do CDC da UFJF  
com os dados fornecidos pelo(a) autor(a)

Mattos, Marina Martins.

Análise e suporte ao controle de tensão de redes de distribuição de baixa tensão com veículos elétricos utilizando tecnologia V2G / Marina Martins Mattos. – 2023.

92 f. : il.

Orientador: Janaína Gonçalves Oliveira, PHD.

Coorientador: Bruno Henriques Dias, Dr. Eng.

Dissertação (Mestrado) – Universidade Federal de Juiz de Fora, Faculdade de Engenharia. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, 2023.

1. Gestão Ativa da Rede. 2. Impactos em uma Rede de Distribuição. 3. Recursos Energéticos Distribuídos. 4. Veículos Elétricos. 5. *Vehicle-to-Grid*. Gonçalves, Janaína, orient. II. Título.

**Marina Martins Mattos**

**Análise da capacidade de hospedagem e suporte de rede conectando veículos elétricos utilizando tecnologia V2G**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Juiz de Fora como requisito parcial à obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica. Área de concentração: Sistemas de Energia Elétrica

Aprovada em 27 de março de 2023.

BANCA EXAMINADORA



**Profa. Dra. Janaína Gonçalves de Oliveira** - Orientadora

Universidade Federal de Juiz de Fora



**Prof. Dr. Bruno Henrique Dias** - Coorientador

Universidade Federal de Juiz de Fora



**Prof. Dr. Leonardo Willer de Oliveira**

Universidade Federal de Juiz de Fora



**Prof. Dr. João Paulo Abreu Vieira**

Universidade Federal do Pará



Documento assinado eletronicamente por **Leonardo Willer de Oliveira, Professor(a)**, em 27/03/2023, às 15:28, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).

---



Documento assinado eletronicamente por **Bruno Henriques Dias, Professor(a)**, em 25/04/2023, às 21:46, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).

---



Documento assinado eletronicamente por **João Paulo Abreu Vieira, Usuário Externo**, em 23/05/2023, às 20:39, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).

---



Documento assinado eletronicamente por **Janaina Goncalves de Oliveira, Professor(a)**, em 29/05/2023, às 15:41, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).

---



A autenticidade deste documento pode ser conferida no Portal do SEI-Ufjf ([www2.ufjf.br/SEI](http://www2.ufjf.br/SEI)) através do ícone Conferência de Documentos, informando o código verificador **1199348** e o código CRC **176292B0**.

---

## AGRADECIMENTOS

Gostaria de agradecer e dedicar esse trabalho primeiramente a Deus, pois sem Ele nada é possível e através da fé e da perseverança sonhos podem ser realizados. Gostaria de agradecer aos meus pais, Liliam e João Guilherme, por todo amor, carinho e suporte durante todos os meus estudos, obrigada por serem meu porto seguro e por acreditarem nos meus sonhos. Gostaria de agradecer aos meus amigos por tornar essa caminhada mais leve, entre eles: Isabella, Malu, Mariana, Camila, Larissa, Carla, Caio, Daniela, José Carlos, Jeanderson, Luis Arthur, e especialmente à Gabrielle Batalha por ser minha irmã de coração.

Gostaria de agradecer as pessoas que pude aprender muito durante o mestrado, meus parceiros de trabalho: João Archetti, Thiago Barros, Janaína Gonçalves, Bruno Dias e Leonardo Bitencourt. João sou extremamente grata por toda sua paciência e orientação, além dos ensinamentos que pude absorver durante as tantas horas de reunião e execução do projeto Petrobras em conjunto, você é um profissional exemplo. Thiago, muito obrigada pela parceria de trabalho, suporte e pela troca de conhecimento. Janaína, sou extremamente grata por acreditar em mim e me dar a oportunidade de aprender com sua orientação, além de ser um exemplo a ser seguido como mulher e engenheira. Bruno e Leonardo, obrigada por sua coorientação, pelo aprendizado e por todo esforço para escolhermos um tema que contribuísse para a literatura.

Ademais, agradeço os professores e profissionais que fizeram parte do meu mestrado, pois tiveram papel essencial nessa conquista, é um trabalho lindo difundir e agregar o conhecimento formando novos profissionais na área.

“Todos os nossos sonhos podem se realizar, se tivermos a coragem de persegui-los.”  
(Walt Disney)

“A vida pode ser mágica, mas viver bem exige esforço, foco, paciência, compaixão,  
determinação e disciplina.”  
(Gisele Bündchen)

## RESUMO

Políticas governamentais têm sido desenvolvidas em diversos países com o objetivo de descarbonizar a geração de energia e o setor de transportes. A maioria dos Recursos de Energia Distribuída (REDs), carregamento de Veículos Elétricos (VEs), por exemplo, são conectados à rede elétrica por meio de eletrônica de potência. A dinâmica dos controladores envolvidos na operação de inversores tem impacto na rede à qual estão conectados. Desta forma, considerando os incentivos associados, torna-se estratégico analisar a implantação e conexão de REDs, como veículos elétricos, ao sistema elétrico, bem como a avaliação de seus impactos. Somente conhecendo os impactos é possível sugerir propostas de mitigação, impondo uma revolução na forma como funciona a geração distribuída. De acordo com a literatura, quanto mais VEs conectados à rede elétrica, maior o impacto esperado nos níveis de subtenção. Diante desse contexto, este trabalho é dedicado à modelagem média de VEs (baseados no modelo *Nissan Leaf*), a fim de validar e aprofundar seus impactos em uma rede de distribuição. O sistema de energia escolhido para as simulações é um sistema de distribuição da Costa Rica por ser um sistema real, e estar operando em 60 Hz, 34,5 kV (Média Tensão) e 0,208 kV (Baixa Tensão), aproximadamente 0,6377 MVA de potência nominal e tem 17.554,60 metros de extensão. As simulações devem ser executadas em 24 horas usando o software PSCAD/EMTDC. Perfis dinâmicos de cargas e comportamento social dos usuários dos VEs serão inseridos na simulação, buscando reproduzir um perfil de consumo realista do usuário. Uma análise dos resultados considerando uma inserção substancial de veículos elétricos deve ser considerada. Como possível proposta de mitigação para os problemas causados pela alta penetração dos VEs, é modelada a tecnologia *Vehicle-to-Grid*(V2G). O gerenciamento proposto ajuda a mitigar a ocorrência de subtenção causada pela alta penetração de VEs na rede. Espera-se que os resultados mostrem a importância da gestão ativa nos sistemas elétricos modernos, especialmente considerando o aumento da penetração dos REDs esperado para os próximos anos. Esta dissertação mostra a importância e os benefícios da tecnologia V2G. A tecnologia de controle atua na mitigação de subtenção do sistema, servindo como um serviço auxiliar para a rede, e não requer infraestrutura extra instalada.

Palavras-chaves: Gestão Ativa da Rede, Impactos em uma Rede Real de Distribuição, Recursos Energéticos Distribuídos, Veículos Elétricos, *Vehicle-to-Grid*.

## Abstract

Government policies have been developed in several countries with the aim of decarbonizing power generation and the transport sector. Most Distributed Energy Resources (DERs), charging of Electric Vehicles (EVs), for example, are connected to the power grid through power electronics. The dynamics of the controllers involved in the operation of inverters have an impact on the network to which they are connected. In this way, considering the associated incentives, it becomes strategic to analyze the implementation and connection of DERs, such as electric vehicles, to the electrical system, as well as the evaluation of their impacts. Only by knowing the impacts is it possible to suggest mitigation proposals, thus imposing a revolution in the way distributed generation works. According to the literature, the more EVs connected to the electric grid, the greater the expected impact on undervoltage levels. Given this context, this paper is dedicated to the average modeling of EVs (based on the Nissan Leaf model), in order to validate and deepen their impacts in a distribution network. The energy system chosen for the simulations is a distribution system from Costa Rica due to it is a real system, and it is operating at 60 Hz, 34,5 kV (Medium Voltage) and 0,208 kV (Lower Voltage), approximately 0,6377 MVA rated power and has 17.554,60 meters length. Simulations are to be run in 24 hours using PSCAD/EMTDC software. Dynamic profiles for loads and social behavior of the EVs users will be inserted in the simulation, seeking to reproduce a realistic user's consumption profile. An analysis of the results considering a substantial insertion of electric vehicles is to be considered. As a possible mitigation proposal for the problems caused by the high penetration of EVs, The Vehicle-to-Grid (V2G) technology is modeled. The proposed management help to mitigated the occurrence of undervoltage caused by the high penetration of EVs in the network. Results are expected to show the importance of active management in modern power systems, especially considering the increase in DERs penetration expected for the coming years. This dissertation shows the importance and the benefits of the V2G technology. The control technology acts to mitigate system undervoltage, serving as an ancillary service for the network, and does not require extra installed infrastructure.

Keywords: Active Network Management, Impacts on a Real Distribution Network, Distributed Energy Resources, Electric Vehicles, Vehicle-to-Grid.

## LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 – Frota de Veículos Elétricos (VEs) no mundo. . . . .	15
Figura 2 – Vendas de VEs na América Latina. . . . .	15
Figura 3 – Infraestrutura de carregadores públicos disponíveis. . . . .	16
Figura 4 – Matriz Energética brasileira em 2021. . . . .	17
Figura 5 – Crescimento de mercado de veículos elétricos leves na América Latina. . . . .	18
Figura 6 – Pontos de recarga públicos nos países da América Latina. . . . .	19
Figura 7 – Estações de recarga nos estados do Brasil em 2022. . . . .	20
Figura 8 – Projetos no mundo utilizando a tecnologia <i>Vehicle-to-Grid</i> (V2G). . . . .	23
Figura 9 – Circuito de Potência simplificado do conversor de meia-ponte DC/AC. . . . .	33
Figura 10 – Circuito equivalente médio do conversor meia-ponte. . . . .	34
Figura 11 – Rede de distribuição da Costa Rica. . . . .	37
Figura 12 – Curva de Carga utilizada. . . . .	38
Figura 13 – Validação Potência Demandada - <i>softwares Power Systems Computer Aided Design</i> (PSCAD) e <i>Open Distribution System Simulator</i> (OpenDSS). . . . .	40
Figura 14 – Comparação da tensão no secundário da subestação - <i>softwares</i> PSCAD e OpenDSS. . . . .	41
Figura 15 – Modelo da bateria conectado a um inversor trifásico em modelo médio. . . . .	42
Figura 16 – Filtro RL (interno ao inversor) no ponto de acoplamento comum implementado em PSCAD/EMTDC. . . . .	42
Figura 17 – Comparação do carregamento do veículo elétrico do modelo <i>Nissan Leaf</i> (Modelo médio x chaveado). . . . .	43
Figura 18 – Parâmetros da bateria no <i>software</i> PSCAD. . . . .	44
Figura 19 – Curva de carga média dos veículos elétricos do modelo <i>Nissan Leaf</i> . . . . .	45
Figura 20 – Curva de conexão/desconexão para diferentes perfis de usuário do modelo <i>Nissan Leaf</i> . . . . .	46
Figura 21 – SOC da bateria dos VEs para diferentes perfis de usuário do modelo <i>Nissan Leaf</i> – Dia 1 da semana. . . . .	47
Figura 22 – SOC da bateria dos VEs para diferentes perfis de usuário do modelo <i>Nissan Leaf</i> – Dia 2 da semana. . . . .	47
Figura 23 – Implementação das decisões que principiam o controle V2G através do PSCAD. . . . .	48
Figura 24 – <i>Input</i> e <i>output</i> do controle V2G. . . . .	48
Figura 25 – Curva <i>Droop</i> . . . . .	49
Figura 26 – Demanda do sistema Costa Rica. . . . .	52
Figura 27 – Tensão no secundário da subestação do sistema da Costa Rica. . . . .	53
Figura 28 – Perfil de tensão do Sistema da Costa Rica implementado no PSCAD/EMTDC. . . . .	54
Figura 29 – Demanda do sistema com a inserção dos VEs - Primeiro Caso . . . . .	55
Figura 30 – Perfil de baixa tensão do Sistema da Costa Rica - Primeiro Caso . . . . .	55

Figura 31 – Perfil de média tensão do Sistema da Costa Rica - Primeiro Caso . . .	56
Figura 32 – Potência Ativa trifásica demandada por cada bloco de VEs - Primeiro Caso . . . . .	56
Figura 33 – <i>State-of-Charge</i> (SOC) da bateria de cada bloco de VEs - Primeiro Caso	57
Figura 34 – Demanda do sistema com a inserção dos VEs após atuação do V2G com leitura no Ponto de Acoplamento Comum (PCC) - Primeiro Caso	58
Figura 35 – Perfil de baixa tensão do Sistema da Costa Rica com atuação do V2G com leitura no PCC - Primeiro Caso . . . . .	59
Figura 36 – Leitura de Potência Ativa trifásica nas tomada dos VEs após atuação do V2G com leitura no PCC- Primeiro Caso . . . . .	59
Figura 37 – SOC da bateria de cada bloco de VEs após atuação do V2G com leitura no PCC - Primeiro Caso . . . . .	60
Figura 38 – Demanda do sistema com a inserção dos VEs após atuação do V2G com leitura no Trafo - Primeiro Caso . . . . .	61
Figura 39 – Perfil de baixa tensão do Sistema da Costa Rica com atuação do V2G com leitura no Trafo - Primeiro Caso . . . . .	62
Figura 40 – Perfil de tensão das barras monitoradas no controle V2G - Primeiro Caso	62
Figura 41 – Leitura de Potência Ativa trifásica nas tomadas dos VEs após atuação do V2G com leitura no Trafo - Primeiro Caso . . . . .	63
Figura 42 – SOC da bateria de cada bloco de VEs após atuação do V2G com leitura no Trafo - Primeiro Caso . . . . .	63
Figura 43 – Demanda do sistema com a inserção dos VEs - Segundo Caso . . . . .	65
Figura 44 – Perfil de baixa tensão do Sistema da Costa Rica - Segundo Caso . . . . .	66
Figura 45 – Perfil de média tensão do Sistema da Costa Rica - Segundo Caso . . . . .	66
Figura 46 – Potência Ativa trifásica demandada por cada bloco de VEs - Segundo Caso . . . . .	67
Figura 47 – SOC da bateria de cada bloco de VEs - Segundo Caso . . . . .	67
Figura 48 – Demanda do sistema com a inserção dos VEs após atuação do V2G com leitura no PCC - Segundo Caso . . . . .	68
Figura 49 – Perfil de baixa tensão do Sistema da Costa Rica com atuação do V2G com leitura no PCC - Segundo Caso . . . . .	69
Figura 50 – Leitura de Potência Ativa Trifásica nas tomada dos VEs após atuação do V2G com leitura no PCC - Segundo Caso . . . . .	69
Figura 51 – SOC da bateria de cada bloco de VEs após atuação do V2G com leitura no PCC - Segundo Caso . . . . .	70
Figura 52 – Demanda do sistema com a inserção dos VEs após atuação do V2G com leitura no Transformador - Segundo Caso . . . . .	71
Figura 53 – Perfil de baixa tensão do Sistema da Costa Rica com atuação do V2G com leitura no Transformador - Segundo Caso . . . . .	72

Figura 54 – Perfil de tensão das barras monitoradas no controle V2G - Segundo Caso	73
Figura 55 – Leitura de Potência Ativa Trifásica nas tomadas dos VEs após a atuação do V2G com leitura no Transformador - Segundo Caso . . . . .	74
Figura 56 – SOC da bateria de cada bloco de VEs após atuação do V2G com leitura no Transformador - Segundo Caso . . . . .	74
Figura 57 – Demanda do sistema com inserção de VEs - Terceiro Caso . . . . .	76
Figura 58 – Perfil de baixa tensão do Sistema da Costa Rica - Terceiro Caso . . . . .	76
Figura 59 – Perfil de média tensão do Sistema da Costa Rica - Terceiro Caso . . . . .	77
Figura 60 – Potência Ativa trifásica demanda por cada bloco de VEs - Terceiro Caso	78
Figura 61 – SOC da bateria de cada bloco de VEs - Terceiro Caso . . . . .	78
Figura 62 – Demanda do sistema com a inserção dos VEs após atuação do V2G com leitura no PCC - Terceiro Caso . . . . .	79
Figura 63 – Perfil de baixa tensão do Sistema da Costa Rica com atuação do V2G com leitura no PCC - Terceiro Caso . . . . .	80
Figura 64 – Leitura de Potência Ativa Trifásica nas tomadas dos VEs após a atuação do V2G com leitura no PCC - Terceiro Caso . . . . .	81
Figura 65 – SOC da bateria de cada bloco de VEs após atuação do V2G com leitura no PCC - Terceiro Caso . . . . .	81
Figura 66 – Demanda do sistema com a inserção dos VEs após atuação do V2G com leitura no Transformador - Terceiro Caso . . . . .	83
Figura 67 – Perfil de baixa tensão do Sistema da Costa Rica com atuação do V2G com leitura no Transformador - Terceiro Caso . . . . .	84
Figura 68 – Perfil de tensão das barras monitoradas no controle V2G com leitura no Transformador - Terceiro Caso . . . . .	84
Figura 69 – Leitura de Potência Ativa Trifásica nas tomadas dos VEs após a atuação do V2G com leitura no Transformador - Terceiro Caso . . . . .	85
Figura 70 – SOC da bateria de cada bloco de VEs após atuação do V2G com leitura no Transformador - Terceiro Caso . . . . .	85

## LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Classificação da Tensão de Atendimento para $1KV < V < 69KV$ . [1] Tensão de Leitura (TL) E Tensão de Referência (TR). . . . .	30
Tabela 2 – Classificação da Tensão de Atendimento para $V < 1kV$ . [1] Tensão de leitura (TL) E Tensão Nominal (TN). . . . .	30
Tabela 3 – Dados técnicos da Rede de Distribuição da Costa Rica. . . . .	38
Tabela 4 – Sistema Reduzido Equivalente da Costa Rica. . . . .	39
Tabela 5 – Parâmetros de simulação: Veículos elétricos. . . . .	43
Tabela 6 – Características de tomada semirrápida do modelo <i>Nissan Leaf</i> . . . . .	44
Tabela 7 – Características das barras de alocação dos VEs - Primeiro Caso. . . . .	54
Tabela 8 – Barras de leitura do controle V2G no secundário do Transformador - Primeiro Caso. . . . .	60
Tabela 9 – Características das barras de alocação dos VEs - Segundo Caso. . . . .	64
Tabela 10 – Barras de leitura do controle V2G no secundário do Transformador - Segundo Caso. . . . .	71
Tabela 11 – Características das barras de alocação dos VEs - Terceiro Caso. . . . .	75
Tabela 12 – Barras de leitura do controle V2G no secundário do Transformador - Terceiro Caso. . . . .	82

## LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

<b>ABSOLAR</b>	Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica
<b>BEVs</b>	veículos elétricos à bateria
<b>CEESP</b>	Centro de Excelência em Energia e Sistemas de Potência
<b>CO<sup>2</sup></b>	Dióxido de Carbono
<b>EPE</b>	Empresa de Pesquisa Energética
<b>EVI</b>	<i>Electric Vehicles Initiative</i>
<b>GES</b>	Geração de Energia Solar fotovoltaica
<b>HEVs</b>	Veículos Elétricos Híbridos
<b>IEA</b>	Agência Internacional de Energia
<b>MATLAB</b>	<i>Matrix Laboratory</i>
<b>MEA</b>	<i>My Electric Avenue</i>
<b>ODS</b>	Objetivos de Desenvolvimento Sustentável
<b>ONU</b>	Organização das Nações Unidas
<b>ONS</b>	Operador Nacional do Sistema Elétrico
<b>OpenDSS</b>	<i>Open Distribution System Simulator</i>
<b>PCC</b>	Ponto de Acoplamento Comum
<b>PHEVs</b>	veículos elétricos híbridos Plug-in
<b>PNME</b>	Plataforma Nacional de Mobilidade Elétrica
<b>PRODIST</b>	Procedimento de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional
<b>PSCAD</b>	<i>Power Systems Computer Aided Design</i>
<b>PVs</b>	Sistemas Fotovoltaicos
<b>REDS</b>	Recursos Energéticos Distribuídos
<b>SIN</b>	Sistema Interligado Nacional
<b>SOC</b>	<i>State-of-Charge</i>
<b>VE</b>	Veículo Elétrico
<b>VEs</b>	Veículos Elétricos
<b>V2G</b>	<i>Vehicle-to-Grid</i>
<b>V2H</b>	<i>Vehicle-to-home</i>

## SUMÁRIO

<b>1</b>	<b>Introdução . . . . .</b>	<b>14</b>
1.1	Motivação . . . . .	20
1.2	Revisão Bibliográfica . . . . .	23
1.3	Contribuição . . . . .	27
1.4	Objetivos . . . . .	28
1.5	Organização do Trabalho . . . . .	28
1.6	Publicações . . . . .	29
1.6.1	Artigos Publicados . . . . .	29
<b>2</b>	<b>Fundamentação Teórica . . . . .</b>	<b>30</b>
2.1	Regulação de Tensão em Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica .	30
2.1.1	Modelagem da Bateria . . . . .	30
2.2	Modelo Médio dos Conversores . . . . .	32
2.2.1	Modelo Médio para o conversor CC-CA trifásico . . . . .	34
2.3	Controle <i>Vehicle-to-Grid</i> (V2G) . . . . .	35
<b>3</b>	<b>Metodologia . . . . .</b>	<b>37</b>
3.1	Modelagem do Sistema de Potência escolhido . . . . .	37
3.2	Modelagem dos Veículos Elétricos . . . . .	41
3.2.1	Curva média de demanda dos Veículos Elétricos . . . . .	45
3.2.2	Curvas de conexão e desconexão . . . . .	45
3.2.3	Veículos Elétricos e a requisição de potência da rede . . . . .	46
3.2.4	Descarregamento da bateria do veículo . . . . .	47
3.3	Tecnologia de controle V2G . . . . .	48
<b>4</b>	<b>Resultados . . . . .</b>	<b>51</b>
4.1	Caso Base . . . . .	52
4.2	Primeiro Caso . . . . .	54
4.2.1	Controle V2G no PCC - Primeiro Caso . . . . .	57
4.2.2	Controle V2G no transformador - Primeiro Caso . . . . .	60
4.3	Segundo Caso . . . . .	64
4.3.1	Controle V2G no PCC - Segundo Caso . . . . .	67
4.3.2	Controle V2G no transformador - Segundo Caso . . . . .	70
4.4	Terceiro Caso . . . . .	74
4.4.1	Controle V2G no PCC - Terceiro Caso . . . . .	78
4.4.2	Controle V2G no transformador - Terceiro Caso . . . . .	81

<b>5</b>	<b>Conclusões . . . . .</b>	<b>86</b>
5.1	Trabalhos Futuros . . . . .	87
	<b>REFERÊNCIAS . . . . .</b>	<b>89</b>

## 1 Introdução

Políticas governamentais têm sido desenvolvidas em vários países visando a descarbonização do setor de geração de energia e transporte. A Agenda 2030 é um plano de ação global criado pela Organização das Nações Unidas (ONU) ao qual reúne 17 Objetivos de Desenvolvimento Sustentável (ODS) e 169 metas firmadas entre 193 Estados-membros. A Energia limpa e acessível ODS 7 e cidades e comunidades sustentáveis ODS 11 têm sido foco nos governos atuais como forma de atender o compromisso até 2030 através do desenvolvimento consciente, sustentável, eficiente e com confiabilidade [2].

A *Electric Vehicles Initiative* (EVI) é uma política multigovernamental voltada para o incentivo e aceleração da adoção da eletromobilidade, criada em 2010 no âmbito da *Clean Energy Ministerial*. Trata-se de um compartilhamento de conhecimento entre os países envolvidos que se reúnem duas vezes por ano, criando uma plataforma para superar os desafios políticos e governamentais envolvidos com a adoção dos VEs [3]. A Agência Internacional de Energia (IEA) atua como coordenadora para apoiar os governos membros da EVI.

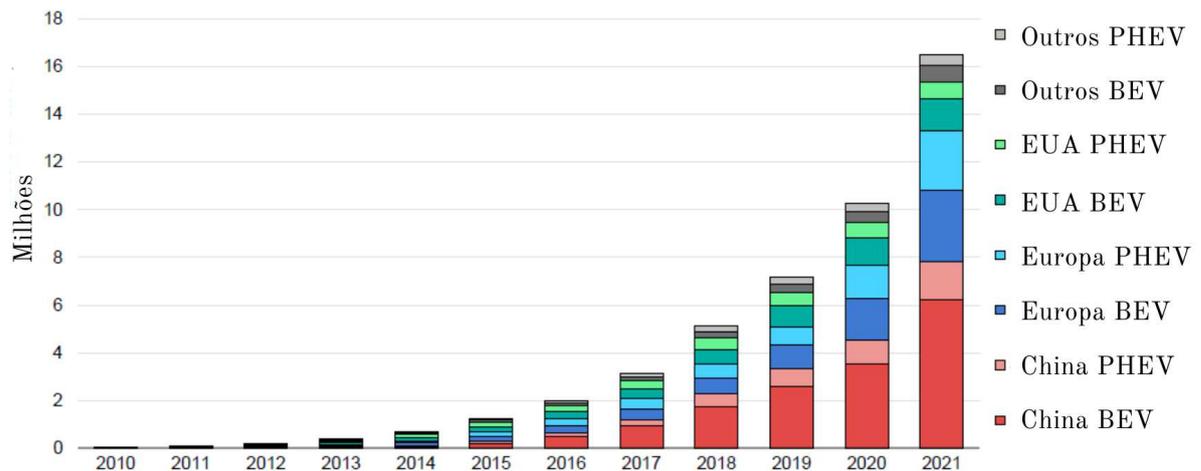
Desta forma, vistos os incentivos associados, torna-se estratégica a análise da implementação e conexão dos Recursos Energéticos Distribuídos (REDs), como os veículos elétricos, ao sistema elétrico bem como a avaliação de seus impactos; somente conhecendo os impactos é possível sugerir propostas de mitigação, impondo assim uma revolução na forma de atuação da geração distribuída [4].

O aumento da eletromobilidade é expressivo sendo já realidade no cotidiano dos habitantes em países que investiram na adoção de VEs em sua frota, influenciando na infraestrutura dos grandes centros urbanos e estradas de modo a suprirem a inserção em massa de VEs. Na Europa, a maior participação de mercado para vendas de carros elétricos novos em 2021 foi liderada pela Noruega (86%), Islândia (72%), Suécia (43%) e Holanda (30%), seguidos da França (19%), Itália (9%) e Espanha (8%) [3]. A pandemia afetou o mercado europeu, mas a taxa composta de crescimento anual nas vendas é de 61% de 2016 à 2021, mas pode-se ver que a divisão entre os países é desigual. A taxa composta de crescimento anual das vendas da China é de 58% e a dos Estados Unidos é de 32%. Vale ressaltar que em 2021 a China permaneceu com a maior frota de VEs no mundo, correspondendo à 7,8 milhões em 2021. A expansão dos subsídios à compra e benefícios fiscais nos principais mercados também contribuíram para a aceleração das vendas.

A venda de carros elétricos à nível mundial atingiu o recorde no ano de 2021. No mundo em 2021 foram vendidos em uma semana a quantidade total de VEs que foram vendidos em 2012, um total de 120000 veículos. De 2020 à 2021, a venda de veículos elétricos à bateria (BEVs) e veículos elétricos híbridos Plug-in (PHEVs) praticamente dobrou para 6,6 milhões, elevando o número de VEs nas estradas para 16,5 milhões,

triplicando em três anos como pode-se ver na Figura 1. Os BEVs representam a maior porcentagem (70%), e a tendência futura é aumentar ainda mais essa representatividade no setor [3]. Em 2021 na América Latina, foram vendidos 24.600 VEs, correspondendo apenas à 0,7% das vendas totais mundiais [5], como pode-se ver na Figura 2. Vale ressaltar que as vendas de VEs praticamente duplicaram a cada ano, de 2016 à 2021 na América Latina.

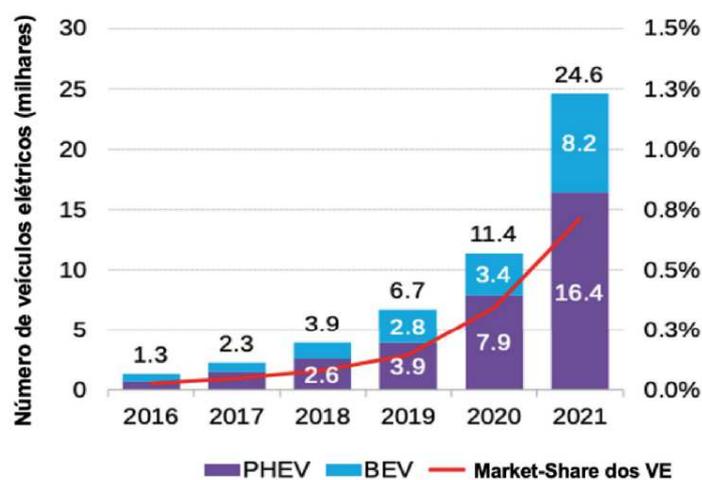
Figura 1 – Frota de VEs no mundo.



Notas: os países denominados como "outros" incluem Austrália, Brasil, Canadá, Chile, Índia, Japão, Coreia, Malásia, México, Nova Zelândia, África do Sul e Tailândia. Já a Europa é representada por todos os Estados-membros da União Europeia (EU27), além da Suíça, Noruega, Islândia e Reino Unido.

Fonte: Adaptado de [3]

Figura 2 – Vendas de VEs na América Latina.

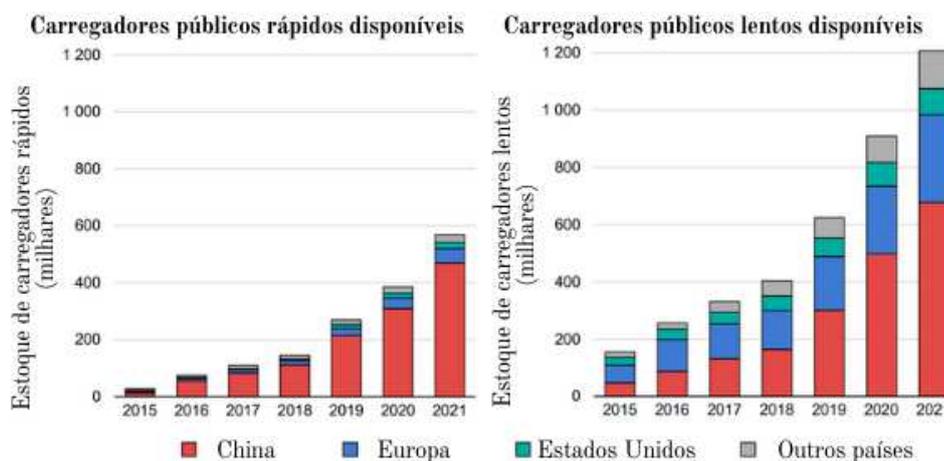


Fonte: Adaptado de [5]

A medida que cresce o mercado de VEs torna-se necessário expandir o número de estações de carregamento públicas. Em 2021 o número de estações de carregamento

públicas chegou a 1,8 milhão, sendo que um terço deste valor são tomadas rápidas [3]. Em 2021, 500.000 novos carregadores foram instalados, mais do que o número total de carregadores que havia no mundo em 2017, sendo assim o crescimento é acelerado. Na Figura 3 pode-se ver a quantidade de estações de carregamento públicas do tipo lento e rápido no mundo nos anos de 2015 à 2021.

Figura 3 – Infraestrutura de carregadores públicos disponíveis.



Fonte: Adaptado de [3]

A China atualmente é o país líder em quantidade de carregadores públicos disponíveis correspondendo à 85% das tomadas rápidas mundiais e 55% das tomadas lentas. Já a Europa ocupa a segunda colocação com 300.000 carregadores lentos em 2021, sendo que a Holanda lidera a Europa com 80.000 carregadores lentos. Quanto ao carregamento público rápido, houve um aumento de 30% de 2020 para 2021, totalizando 50.000 carregadores rápidos na Europa. Vale ressaltar que o carregamento rápido está sendo implementado em uma velocidade muito maior que o carregamento lento, aumentou mais de 30% na Europa (quase 50.000 carregadores rápidos) e 50% na China (470.000 carregadores rápidos), comparando os anos de 2020 e 2021 [3]. Esse fenômeno é dado pelo aumento da tecnologia e diminuição dos custos de fabricação dos módulos dos carregadores rápidos, por exemplo, de 2016 à 2019 houve uma redução de custos de 67% .

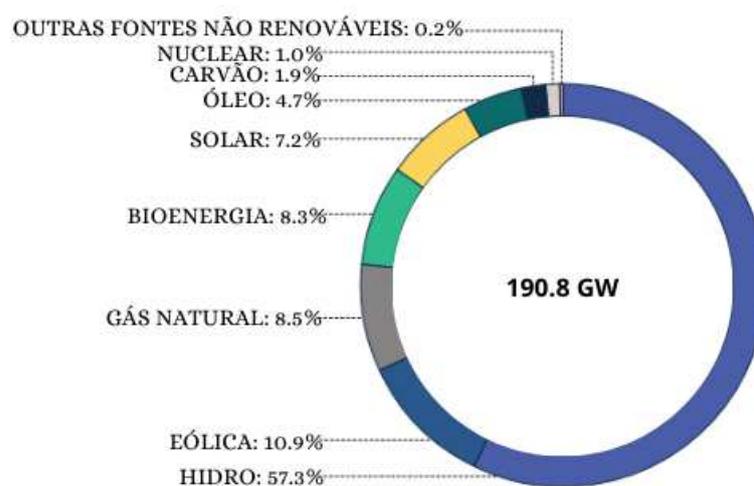
Pensando em um panorama futuro, a venda dos VEs precisa atingir 60% das vendas totais de automóveis até 2030, de modo a atingir zero Dióxido de Carbono (CO<sup>2</sup>) líquido em 2050. A tendência é que o estoque global de carros elétricos se expanda para quase 350 milhões de veículos até 2030 [6]. Em junho de 2022, os membros do Parlamento Europeu votaram a favor da proibição da venda de carros a diesel e a gasolina a partir de 2035, de modo a reduzir os gases de efeito estufa e diminuir a dependência de combustíveis fósseis. Vale ressaltar que, para a adoção em massa dos VEs é necessário regulamentações, implementação da infraestrutura de carregamento principalmente nas áreas urbanas, em

edifícios comerciais e residenciais.

Tendo em vista a conscientização ambiental e as influências sociais, políticas e econômicas, pesquisas voltadas para o desenvolvimento de *smart grids* (redes inteligentes) compostas por REDs tem se intensificado. A implementação das redes inteligentes no Brasil já é incentivada pelo governo federal, pode-se citar exemplos como a Cidade Inteligente Búzios, além da Cidade do Futuro desenvolvida pela distribuidora CEMIG, a *Smart Grid Light* na área metropolitana do Rio de Janeiro. Tais projetos contam com medição inteligente, geração distribuída e gerenciamento pelo lado da demanda [7].

A matriz energética brasileira pode ser vista na Figura 4. A participação de fontes de geração de energias renováveis é expressiva, caracterizando uma grande porcentagem de geração de energia limpa, com emissões de CO<sup>2</sup> reduzidas. A preocupação com a geração de energia limpa e com a participação e inserção de novos REDs no Sistema Interligado Nacional (SIN) de forma a garantir a flexibilidade e confiabilidade do sistema através de um futuro mais verde e consciente já é realidade.

Figura 4 – Matriz Energética brasileira em 2021.



Fonte: Adaptado de [8]

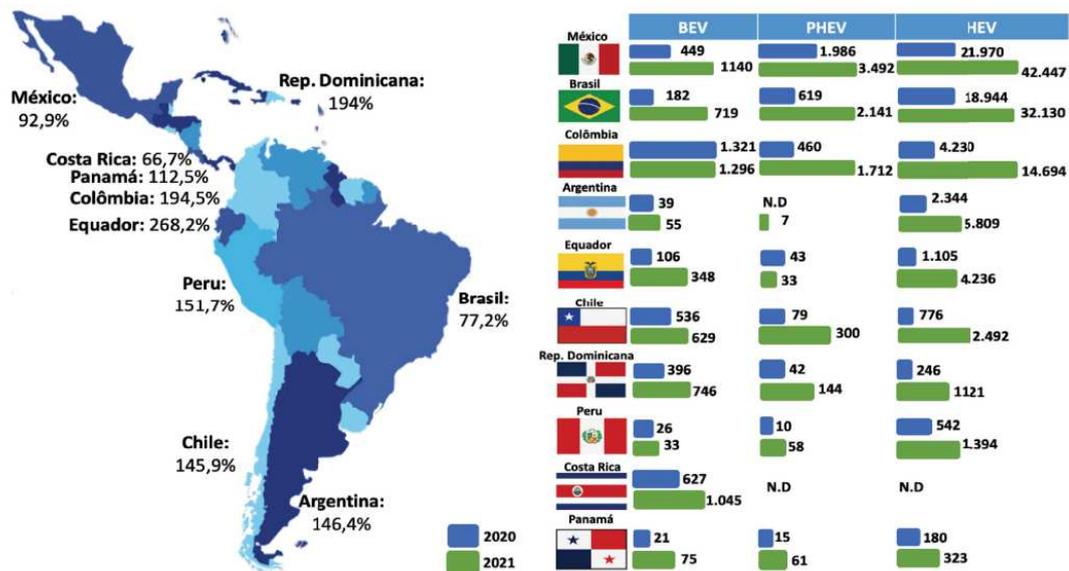
O Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) divulgou os cinco temas regulatórios prioritários em 2022. Dentre eles destaca-se como prioridade a operação de REDs, visando que a inovação impactará no planejamento da operação de forma que novos estudos estratégicos e técnicos devem ser desenvolvidos. Além de priorizar novos serviços ancilares de maneira a garantir a confiabilidade e flexibilidade do SIN [9].

No Brasil a participação de veículos elétricos no sistema brasileiro ainda é incipiente, mas desde 2019 vê-se um crescimento significativo visto que em 2020 o país alcançou a venda/emplacamentos de 19745 VEs, segundo a Associação Brasileira do Veículo Elétrico (ABVE) [8]. Pela primeira vez, a venda de VEs significou 1% do total de todo o mercado de veículos no Brasil, considerando BEVs e PHEVs leves. Em 2022, o país emplacou

de janeiro a outubro 114 modelos diferentes de VEs, tornando o mercado brasileiro de eletromobilidade mais diversificado e com condição de atender diferentes compradores, evoluindo de forma a aproximar do mercado europeu quando se trata de número de modelos disponíveis de BEVs e PHEVs [10].

De acordo com o 2º Anuário da Mobilidade Elétrica realizado pela Plataforma Nacional de Mobilidade Elétrica (PNME), que faz uma comparação entre os avanços da eletromobilidade nos países da América Latina, pode-se ver na Figura 5 que os Veículos Elétricos Híbridos (HEVs) tem a maior parcela de crescimento de mercado dentre os países da América Latina [5]. Em 2021, O Brasil acrescentou a frota 32130 HEVs, sendo o segundo colocado. O México lidera a frota de HEVs com 42447 unidades. Quando se trata de PHEVs, o Brasil também é o segundo colocado com 2141 unidades. O México lidera com 3492 PHEVs. Já com relação aos BEVs, a Colômbia lidera o ranking, logo após o Brasil com 719 BEVs em 2021. A Costa Rica apresenta apenas modelos BEVs, com 627 unidades em 2020 e 1045 unidades em 2021, apresentando um aumento de 60%.

Figura 5 – Crescimento de mercado de veículos elétricos leves na América Latina.

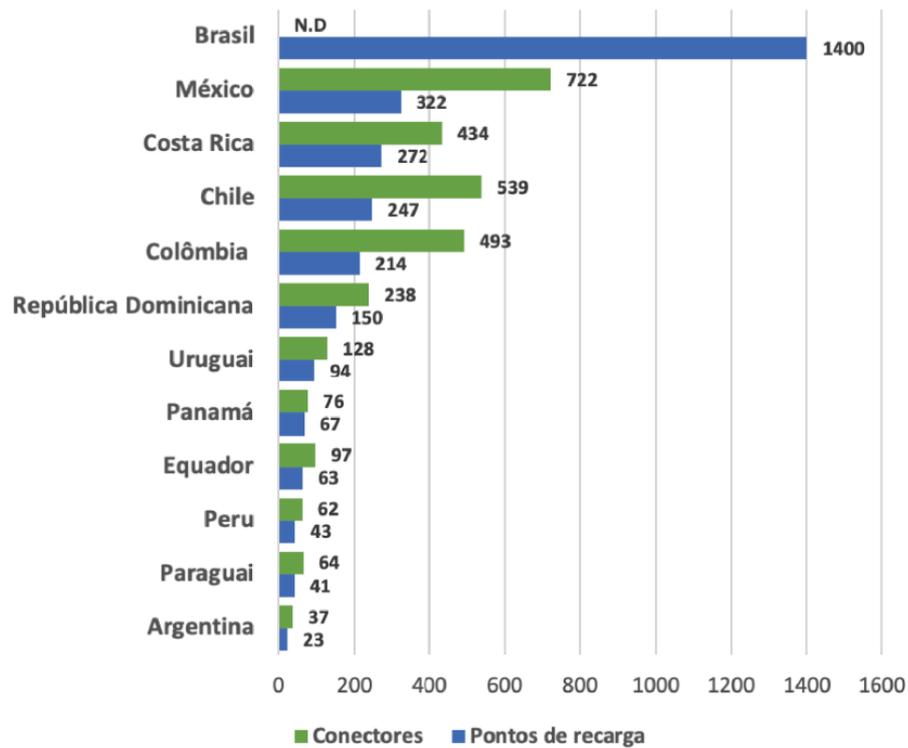


Fonte: elaboração própria com base nas estatísticas de ANDEMOS (2022)

Fonte: Adaptado de [5]

A infraestrutura de recarga é essencial quando falamos do aumento da frota de VEs. A Figura 6 apresenta o número de estações de carregamento na América Latina. Pode-se ver que o Brasil lidera o *ranking* com 1400 estações de recarga. [5].

Figura 6 – Pontos de recarga públicos nos países da América Latina.

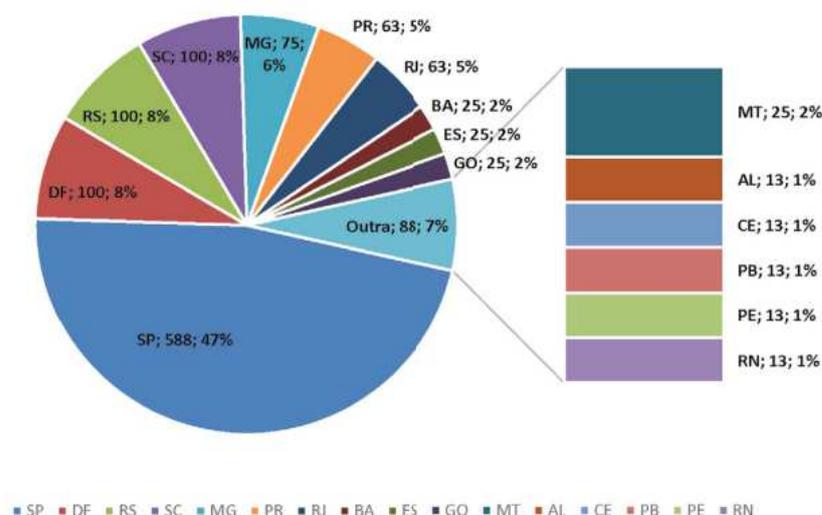


Fonte: Adaptado de [5]

O México possui a segunda colocação com 722 conectores e 322 pontos de recarga públicos na rede. A Costa Rica é a terceira colocada com 434 conectores e 272 pontos de recarga no sistema elétrico. É importante ressaltar que a Figura 6 apresenta dados de agosto de 2022.

Na Figura 7 pode-se ver a distribuição por estado das estações de recarga no Brasil, concentrando principalmente na região Sudeste e Sul. Vale ressaltar que houve um considerável aumento de 226 estações de carregamento públicos/semipúblicos do país em 2019, para 1250 estações em 2022 [5].

Figura 7 – Estações de recarga nos estados do Brasil em 2022.



Fonte: Adaptado de [5]

Nota-se um dos principais desafios para o aumento da frota de VEs: infraestrutura de recarga pública e semipública ainda escassa na América Latina. O que justifica a preferência por PHEVs e HEVs, visto que não dependerem exclusivamente da conexão à rede para funcionarem. Vale ressaltar que a instalação dessa infraestrutura pública tem sido liderada pelas distribuidoras de energia elétrica locais [5], assim investimentos na área são necessários para tornar o futuro menos poluente e mais tecnológico. Visto que no Brasil ainda estamos distantes de um futuro voltado para a mobilidade 100% elétrica, é importante que surjam medidas, regulamentações e políticas que possam mudar essa realidade atual, contribuindo para o futuro da inserção em massa de VEs no SIN.

### 1.1 Motivação

Tendo em vista todo o contexto já apresentado, para a inserção massiva de REDs em redes reais tornam-se necessários estudos de operação e planejamento. A maior parte dos REDs, incluindo geração, baterias e carregamento de VEs, está conectada à rede elétrica por meio de eletrônica de potência. Isso é necessário para adequar as características elétricas da geração (magnitude de tensão, frequência e sequência de fases) ao PCC na rede elétrica. A dinâmica dos controladores envolvidos na operação de tais inversores tem impacto na rede à qual estão conectados, e esse impacto é tanto mais significativo quanto maior o nível de penetração de energia. Assim estudar e adequar as capacidades de hospedagem é essencial, de forma a entender os problemas dos transitórios dinâmicos que são resultantes da penetração em massa dos REDs.

A análise que é realizada nesta dissertação com a inserção em massa de VEs na rede ainda é insipiente no Brasil e em diversos países do mundo. Como mencionado

anteriormente, é importante que surjam medidas, regulamentações e políticas que possam incentivar e mudar essa realidade, visto que marcos regulatórios e regulações tarifárias ainda não estão bem desenvolvidos e definidos em muitos países, principalmente na América Latina. É crucial que sejam desenvolvidos modelos de negócios considerando o Veículo Elétrico (VE) como um recurso energético distribuído, acompanhados das necessárias alterações regulatórias e adaptações do mercado de eletricidade. Vale ressaltar que é essencial aumentar a infraestrutura, adicionando pontos de carregamento em edifícios, escritórios, estacionamentos e centros comerciais [8].

Embora investimentos na rede de distribuição e transmissão são necessários devido ao aumento da demanda em razão da implantação massiva de VEs, as tarifas de eletricidade por tempo de uso ou preços da eletricidade em tempo real levariam os usuários a aproveitar a flexibilidade da demanda de eletricidade dos VEs. Quando os VEs são carregados por REDs que atuam como fontes de geração, o impacto negativo é limitado, podendo ser mitigado. Além disso, as baterias dos veículos dão a oportunidade de aumentar a penetração renovável, coordenando geração e demanda de energia, explorando a flexibilidade com serviços de rede, através da tecnologia V2G.

É importante destacar que os VEs podem ser utilizados como elementos mitigadores e suporte à rede por meio do V2G. A tecnologia V2G envolve levar energia não utilizada do carro para a rede inteligente. Os benefícios incluem facilitar serviços auxiliares, reduzir custos e preocupações ambientais. O aumento da penetração dos VEs como alternativa aos sistemas estacionários de armazenamento de energia tem atraído muita atenção tanto da academia quanto da indústria devido à estabilização da rede elétrica e descarbonização das áreas urbanas [11].

As vantagens da utilização em larga escala da tecnologia V2G são diversas, dentre elas pode-se citar: menores preocupações com a sobrecarga da rede, aumento da confiabilidade do sistema, redução do impacto ambiental, armazenamento de energia com o objetivo de aprimorar a utilização de recursos existentes, trazendo benefícios econômicos tanto para a distribuidora quanto para os consumidores. Dentre os benefícios para o consumidor pode-se mencionar a economia de custos operacionais, através de tarifas por tempo de uso e redução de preços na recarga dos VEs. Quanto à distribuidora, há a redução de custos associados a necessidade de investimentos em novas usinas de geração, de armazenamento de energia e na capacidade da rede elétrica para atender picos de demanda.

Há desafios técnicos, econômicos e regulatórios que limitam ainda a instauração do controle V2G de forma a contribuir para a transição energética futura caracterizada por *smart grids*. Dentre as limitações atuais, a legislação brasileira não abrange a tecnologia V2G. Além disso, outra barreira é o fato da concessionária ser responsável pela qualidade do serviço. Sendo assim, dentre os desafios e inovações regulatórias necessárias pode-se citar: necessidade de marco regulatório, normas claras que definam a responsabilidade

dos agentes frente a tecnologia, estruturas tarifárias para serviços de frequência e tensão e definição de um desenho de mercado, de forma a estabelecer a atratividade econômica para a instauração em massa [12].

É importante ressaltar que os padrões de comunicação também precisam ser especificados por normas reguladoras, a fim de especificar os padrões de interconexão de carregadores bidirecionais e possibilitar tal fluxo de energia nas redes de distribuição que é característico do controle V2G. Ademais, os carregadores bidirecionais apresentam maiores custos que os tradicionais. Vale ressaltar que o impacto na vida útil das baterias provocado pela utilização do controle V2G deve ser estudado, a fim de compreender o grau de degradação das mesmas. Além disso, tecnologias de armazenamento precisam ser definidas na regulamentação de eletricidade nos países, de forma a evitar dupla taxação para o consumidor em razão da carga e descarga das baterias, viabilizando a atratividade econômica associada ao uso da tecnologia [12].

Os trabalhos utilizando V2G em redes reais buscam a inovação, visto que a tecnologia ainda não foi regulamentada para ser implementada nos países, continuando a ser uma tecnologia nova que requer muitos estudos de viabilidade e impactos como visto nos parágrafos anteriores. Assim, a literatura precisa da contribuição de análises voltadas para a implementação desta tecnologia em redes reais. De acordo com o mapeamento da fonte [13] que permite uma visão global atual, existem apenas 111 projetos envolvendo estudos práticos com a tecnologia V2G em todo o mundo, sendo que 25 países estão realizando estudos na área, provando assim a importância da pesquisa no tema, pode-se ver no mapa exibido na Figura 8. Vale ressaltar que do total de projetos 55,86% foram iniciados a partir de 2018, comprovando a atualidade do tema. A instauração de VEs em massa possibilita impactos técnicos na rede associados à qualidade e ao desequilíbrio de tensão, assim como sobrecarga de condutores e transformadores, sendo essenciais estudos que analisam a mitigação de tais vertentes utilizando o controle V2G.

Apesar de não ser possível identificar projetos no Brasil através do mapa da Figura 8, há um projeto implementado em campo no Rio Grande do Sul pelo Centro de Excelência em Energia e Sistemas de Potência (CEESP) pertencente a Universidade Federal de Santa Maria. A infraestrutura de carregamento de VEs está operante e foca em estudar a atuação do controle V2G [14].

Figura 8 – Projetos no mundo utilizando a tecnologia V2G.



Fonte: Adaptado de [13]

## 1.2 Revisão Bibliográfica

O modelo *Nissan Leaf* é referência na literatura tendo em vista sua ampla abordagem em diversos trabalhos quanto à modelagem de suas baterias de íons de lítio em VEs [15] [16]. Sendo assim, foca-se nesta revisão bibliográfica em alguns estudos utilizando esta modelagem de VE.

Na literatura encontra-se o Projeto *My Electric Avenue* (MEA) realizado no Reino Unido, que é pioneiro na implementação de estudos realísticos de VEs, sendo referência em avaliar de forma prática os desafios e benefícios recorrentes da implementação em massa dos VEs na rede, analisando os impactos, a modelagem realística e o gerenciamento de dados dos veículos. O objetivo principal foi testar uma solução conhecida como *Esprit* que possa mitigar os impactos causados pelos mesmos [17]. É interessante ressaltar que o Projeto MEA focou em entender os hábitos de condução e carregamento dos usuários dos VEs, focando não só na parte técnica mas também na parte social.

Neste projeto, 219 *Nissan Leafs* foram implementados para clientes em toda a Grã-Bretanha, a fim de estudar os hábitos de condução e carregamento de uma região geográfica e população socioeconômica diversa. O foco foi o uso doméstico em modo de carregamento lento a aproximadamente 3,6 kW. Criou-se *clusters* de VEs a fim de investigar redes de baixa tensão de estilo europeu que teriam problemas de subtensão e sobrecarga, além de testar se a tecnologia de mitigação adotada seria eficiente nos *clusters*.

Uma importante colaboração deste projeto é a realização de ensaios que registraram mais de 85000 carregamentos não gerenciados, possibilitando compreender quando e por quanto tempos os diferentes usuários dos VEs demandam da rede. A metodologia é

genérica e possibilita que tais dados representem o comportamento de usuários para diferentes regiões, além da Grã-Bretanha. Outro fato interessante é a descoberta que a variação de comportamento de carregamento dos usuários entre as estações é limitada, possibilitando agrupar os eventos de carregamentos dos VEs em dias da semana e fins de semana, de acordo com o cotidiano dos usuários.

Um estudo interessante desenvolvido na dissertação [18] traz como objetivo propor uma metodologia de análise probabilística de impactos técnicos-econômicos com foco na conexão massiva e integração de VEs e Sistemas Fotovoltaicos (PVs) em redes de distribuição de baixa tensão. O trabalho utilizou os *softwares* OpenDSS e *Matrix Laboratory* (MATLAB) para criar 5.000 perfis de recarga de veículos elétricos e 5.000 curvas reais de consumo residencial de forma a conectar os VEs e PVs em uma rede real da cidade de Belém (Estado do Pará, Brasil) e, na rede teste *IEEE European Low Voltage Test Feeder*. Os parâmetros focados na análise são voltados para os aspectos econômicos e técnicos envolvidos, através da resposta de variação de tensão, desequilíbrio de tensão, carregamento de condutores e transformadores, e perdas técnicas. É interessante ressaltar que houve preocupação em realizar a modelagem das baterias dos VEs de forma realística, e de acordo com os diferentes perfis de consumos dos usuários e suas rotinas, sendo referência para este trabalho.

Há estudos que focam na operação dos sistemas de baterias de veículos elétricos, investigando estimativas precisas de SOC de forma de garantir a operação segura e eficiente [19]. Sendo uma vertente também em grande crescimento de pesquisa na área dos VEs: a preocupação com a operação correta do SOC da bateria dos veículos de modo a garantir a capacidade, segurança e ciclo de vida bateria, ou até aumento do ciclo de vida da mesma.

Outro estudo essencial é compreender a localização ótima da infraestrutura de carregamento dos VEs, para assegurar que as necessidades dos usuários sejam atendidas tanto em aspectos técnicos quanto em relação à mobilidade. Um exemplo, é um estudo que propõe uma metodologia para buscar a localização ótima do carregamento semirrápido das estações de VEs a nível de bairro, através de uma abordagem multiobjectivo [20]. O método *Pareto Frontier* é implantado para apoiar o processo de tomada de decisão, de forma que os resultados indicaram que a resposta do planejamento a médio prazo pode ser aplicável a longo prazo, com o crescimento da demanda.

É interessante analisar os resultados de simulações considerando uma inserção massiva de VEs e PVs no setor elétrico, buscando contribuir para a confiabilidade do sistema elétrico de potência, tornando-o mais estável e flexível. Como exemplo, há um estudo que utiliza o *software* PSCAD para realizar simulações, focada em uma estratégia de operação inovadora voltada para aumentar a capacidade de instalação de carregadores dos veículos e recursos de energia renovável em redes de distribuição de baixa tensão [21], de forma a não exceder a capacidade dos transformadores projetados e não causar

violações de tensão, introduzindo sistemas de armazenamento de energia com fluxo de energia bidirecional. Outro estudo interessante na área, utiliza o *software* PSCAD para realizar simulações, mas focado em uma microrrede híbrida autossustentável em terras secas na Índia, com VEs como forma de armazenamento de energia através da tecnologia V2G, PVs e geração eólica como forma de geração intermitente [22]. Os dados de campo reais do Instituto Nacional de Energia Eólica indiano são utilizados para mostrar a variação de temperatura e de irradiância.

Um estudo recente propõe a transição elétrica de um campus universitário para atuar como uma *smart grid*, de maneira a diminuir as perdas e ser sustentável [23]. Focou-se em estudar a localização e dimensionamento ótimo de células fotovoltaicas e estações de carregamento de VEs na Universidade Federal de Juiz de Fora. Utiliza-se programação inteira linear mista, considerando a incerteza de carga através do método de Monte Carlo. Uma das conclusões interessantes encontradas, consiste em averiguar que as localizações ideais das estações de carregamento dos VEs, com o objetivo de reduzir as perdas, era geralmente próxima a localização dos sistemas fotovoltaicos.

Estudos voltados para a capacidade de hospedagem dos VEs, que se preocupam com a importância do detalhamento da modelagem dos mesmos em redes reais de distribuição (média/baixa tensão) são essenciais a fim de obter estratégias de planejamento corretas para a inserção em massa de VEs. Como exemplo, pode-se citar um estudo muito interessante, que utilizou redes de média e baixa tensão (urbanas e rurais) considerando perfis derivados do projeto MEA considerando um comportamento variável no tempo durante o dia de pico de demanda (pior cenário) [24], focando na modelagem detalhada de *Pseudo-LV Feeders* com o objetivo de calcular a capacidade de hospedagem de VEs de forma mais precisa e avaliar os impactos.

A tecnologia V2G será abordada nessa dissertação, na literatura os trabalhos que abordam o tema buscam a inovação [25] [26]. Ainda há vários desafios ligados ao V2G que impede que este alcance seu potencial de aplicação, sendo uma tecnologia essencial para o desenvolvimento das *smart grids* [27]. Basicamente a tecnologia consiste em integrar as baterias dos VEs de maneira que durante os períodos longos de imobilidade possam participar do mercado de energia ao até mesmo agir como agentes mitigadores do sistema, ou seja, fornecer serviços ancilares à rede durante os períodos de pico. Sabe-se que a V2G faz com que os usuários dos VEs abstenham do uso das baterias de seus veículos temporariamente. Um estudo realizou uma pesquisa em uma amostra representativa de usuários de VEs da Alemanha adeptos ao uso desta tecnologia de maneira a levantar os parâmetros sociais de decisão dos usuários [28], além dos parâmetros técnicos e econômicos, possibilitando que os resultados do experimento promovam com que as empresas adaptem o *design* do V2G de acordo com as necessidades e políticas dos clientes.

Um estudo encontrado na literatura traz uma vertente voltada para a união de

PVs ao carregamento das baterias dos VEs com estações localizadas em prédios comerciais utilizando V2G [29]. Assim a energia fotovoltaica carrega os veículos fazendo uso de tarifas dinâmicas da rede agendando a troca de energia com a rede (V2G), considerando as restrições de energia da rede de distribuição de maneira a evitar sobrecarga. As simulações deste trabalho foram realizadas utilizando uma única formulação de programação linear inteira mista. Outro estudo com uma vertente parecida traz uma aplicação prática, o foco foi apresentar uma estação de carregamento de VEs fotovoltaica com gerenciamento de energia que integra o veículo à rede (tecnologia V2G), tendo como objetivo de ser um projeto piloto com alta aplicabilidade em áreas urbanas [30]. A pesquisa utilizou o algoritmo *Valley* de modo a determinar o tempo de início de carga/descarga ideal dos VEs levando em consideração diversos fatores essenciais. O algoritmo se demonstrou eficaz de modo a suprir a demanda, garantir o equilíbrio da rede e reduzir custos de energia.

Há pesquisas voltadas para modelos de negócios focados em adoção de VEs e estações de carregamento, relacionando a tecnologia V2G na análise. Pode-se citar a dissertação [31] que destaca tantos os desafios quanto as oportunidades relacionados à modelos de negócios associados a análise de rentabilidade de uma empresa de compartilhamento de VEs, com base no preço marginal local de distribuição e V2G que coopera com o operador do sistema de distribuição por meio de um modelo estocástico de dois estágios, modelando assim o fluxo de potência ótimo AC. O sistema de teste IEEE 33 barras foi escolhido e, a distribuição real de *Kernel* para as demandas de aluguel de VEs em quatro casos de planejamento. O resultado buscar mitigar impactos e trazer políticas públicas que beneficiem os usuários e empresas de distribuição utilizando a tecnologia V2G.

A dissertação [32] têm por objetivo analisar a inserção de VEs em no sistema IEEE 13 Barras de modo a focar na atuação do controle V2G e do *Vehicle-to-home* (V2H) comparando a tarifa convencional e a tarifa branca. Os *softwares* utilizados são o OpenDSS e o MATLAB. A análise de perdas técnicas, de qualidade de energia e econômica compara o carregamento e o descarregamento de barras comerciais, industriais e residenciais do sistema escolhido.

Com relação a trabalhos em campo realizados, o projeto *Vehicle-to-Coffee* permitiu que o escritório da *The Mobility House* tenha parte de sua alimentação de energia elétrica proveniente de um *Nissan Leaf*. Com base nesse projeto surgiu um projeto-piloto inovador, que está sendo desenvolvido através da parceria entre *The Mobility House*, *ENERVIE*, *Nissan* e *Amprion* [33]. O projeto estuda a integração da tecnologia V2G à rede utilizando carregamento inteligente e gerenciamento de energia, de forma que pela primeira vez um VE foi aprovado como usina de energia para o mercado alemão, qualificando assim um *Nissan Leaf* para a regulação primária. É realizado o monitoramento e o controle dos processos de carregamento e descarregamento para o VE atuar como uma reserva reguladora para a rede elétrica alemã.

Outro projeto que foi realizado através de uma parceria entre *Nissan*, *TenneT* e *The Mobility House* utilizou o VE *Nissan Leaf* como forma de armazenamento e de economizar energia renovável na Alemanha [34]. A ideia principal é gerar uma solução essencial para o mercado de energia alemão: a energia eólica do norte do país ser utilizada para carregar os VEs, ao mesmo tempo, os VEs suprirem a rede nos picos de demanda, evitando assim o uso de combustíveis fósseis. O projeto utilizou dez estações de carregamento de veículos. As medidas de redistribuição de energia inteligente foram controladas por um *software*, de maneira que o resultado mostrou que a eletromobilidade pode ser utilizada para fazer o controle flexível de fontes de geração renovável que variam com o clima.

### 1.3 Contribuição

Diante desse contexto, a presente dissertação se dedica a desenvolver e aprofundar a análise dos VEs, bem como seus efeitos em um sistema elétrico real escolhido, além de analisar os impactos gerados e promover formas de mitigação através do V2G.

A ideia principal deste trabalho é usar simulação dinâmica para investigar o impacto em uma rede de distribuição real causado por VEs, e sugerir técnicas de controle para minimizar os problemas através da tecnologia V2G. A simulação busca reproduzir o perfil de consumo do usuário, estipulando uma análise dos resultados considerando uma inserção considerável de VEs no sistema com níveis de média e baixa tensão.

Para estudar e avaliar adequadamente os impactos relacionados ao congestionamento de ativos e níveis de tensão é essencial estudar redes de distribuição detalhadas com níveis de média e baixa tensão, considerando capturar as interações entre os diferentes níveis de tensão e as fases envolvidas [24]. Sendo assim o trabalho engloba análises de sistema de energia e análises de gerenciamento dos VEs.

O desenvolvimento desta dissertação visa contribuir com uma análise detalhada da modelagem realística completa dos VEs, através do modelo médio. Com a utilização do modelo médio há ganho de tempo computacional na modelagem, facilitando o estudo completo e detalhado do sistema.

Há poucos trabalhos que utilizam V2G como forma de gerenciamento do sistema. Este trabalho visa contribuir na literatura para o estudo dessa tecnologia tão promissora e inovadora, para que seja possível no futuro uma primeira implementação real da tecnologia em uma rede real, visto que nenhum país ainda implementou o V2G em larga escala no Sistema Elétrico de Potência pois a tecnologia de controle ainda não foi regulamentada.

Além disso, a maioria dos estudos envolvendo VEs utilizam uma rede fictícia de forma que os resultados encontrados podem divergir de uma análise realística com alta penetração de VEs. Assim, este trabalho visa contribuir com a utilização de uma rede real de energia elétrica com dados reais de carga e modelagem voltada para um caso realístico

visando ter uma análise de resultados que contribua com a literatura e implementações práticas futuras.

Em resumo, as principais contribuições desta dissertação são:

- Trabalho focado na implementação da tecnologia V2G em uma rede real, visto que a tecnologia ainda não foi implementada em projetos em campo em larga escala, contribuindo para esse futuro;
- Modelagem de uma rede real de média e baixa tensão no *software* PSCAD de maneira que possa ser implementado em trabalhos futuros;

#### 1.4 Objetivos

O objetivo geral deste trabalho é utilizar simulação dinâmica para investigar os impactos ocasionados nas variáveis técnicas do sistema pela inserção de VEs em uma rede de distribuição real formada por média e baixa tensão. A técnica de controle V2G é implementada visando minimizar tais impactos. Os objetivos específicos podem ser listados a seguir:

- Realizar uma modelagem realística e detalhada dos VEs utilizando modelo médio conforme diferentes perfis de usuários;
- Avaliar os impactos técnicos de tensão e sobrecarga causados pela penetração de VEs na rede real de média e baixa tensão;
- Compreender a relação existente entre os pontos de alocação dos VEs na rede escolhida e impactos técnicos ocasionados;
- Compreender o comportamento de uma rede real frente a utilização da tecnologia V2G como elemento de mitigação de impactos técnicos;
- Analisar a tecnologia de controle V2G para leituras de tensão no PCC e nos transformadores de média para baixa tensão dos sistema.

#### 1.5 Organização do Trabalho

Com relação a estrutura da dissertação, a Seção 2 apresenta a fundamentação teórica do trabalho, focando nas faixas de níveis de tensão para média e baixa tensão, na teoria associada às baterias de íons de lítio dos VEs, aos conversores e à tecnologia V2G. A Seção 3 apresenta toda a metodologia adotada associada a modelagem do sistema escolhido, a modelagem dos VEs e da tecnologia V2G. A Seção 4 apresenta os resultados do sistema da Costa Rica para o caso base, para diferentes casos de alocação dos VEs

e para os casos utilizando o V2G como tecnologia de mitigação através da leitura de tensão para controle, sendo realizada no PCC e nos transformadores de média para baixa tensão dos sistema. A Seção 5 apresenta as conclusões tiradas através das simulações e do comportamento do sistema.

## 1.6 Publicações

### 1.6.1 Artigos Publicados

MATTOS, MARINA M.; ARCHETTI, JOÃO A. G.; DE BARROS, THIAGO R.; BASTOS, GEOVANE A.; OLIVEIRA, JANAÍNA G. Análise da capacidade de hospedagem e suporte de rede conectando veículos elétricos utilizando PSCAD. *THE XIV LATIN AMERICAN CONGRESS ON ELECTRICITY GENERATION AND TRANSMISSION - CLAGTEE 2022*. Novembro 2022.

DE BARROS, THIAGO R.; ARCHETTI, JOÃO A. G.; MATTOS, MARINA M.; BASTOS, GEOVANE A.; OLIVEIRA, JANAÍNA G. Gerenciamento Ativo de Recursos Energéticos Distribuídos para Regulação de Tensão das Redes Elétricas Utilizando Plataforma Python/PSCAD. *THE XIV LATIN AMERICAN CONGRESS ON ELECTRICITY GENERATION AND TRANSMISSION - CLAGTEE 2022*. Novembro 2022.

## 2 Fundamentação Teórica

### 2.1 Regulação de Tensão em Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica

Em sistemas de distribuição o fluxo de potência e o perfil de tensão dos alimentadores são influenciados pela conexão de REDs, alterando assim os níveis de tensão. De acordo com o Procedimento de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST) Módulo 8 da ANEEL [1], as tensões do sistema podem ser classificadas como adequadas, críticas ou precárias. A Tabela 1 mostra os níveis de tensão de atendimento de um sistema de potência com tensão nominal entre 1 kV e 69 kV, equivalente à rede de média tensão modelada neste trabalho. Já a Tabela 2 mostra os níveis de tensão de atendimento para sistemas com tensão nominal inferior a 1 kV, equivalente à rede de baixa tensão modelada nesta dissertação.

Tabela 1 – Classificação da Tensão de Atendimento para  $1KV < V < 69KV$ . [1] Tensão de Leitura (TL) E Tensão de Referência (TR).

Tensão de atendimento (TA)	Faixa de Variação da TL em relação a TR
Adequada	$0,93 TR \leq TL \leq 1,05 TR$
Precária	$0,90 TR \leq TL \leq 0,93 TR$
Crítica	$TL < 0,90 TR$ ou $TL > 1,05 TR$

Tabela 2 – Classificação da Tensão de Atendimento para  $V < 1kV$ . [1] Tensão de leitura (TL) E Tensão Nominal (TN).

Tensão de Atendimento (TA)	Faixa de Variação de TL em relação a TN
Adequada	$0,92 TN \leq TL \leq 1,05 TN$
Precária	$0,87 TN \leq TL < 0,92 TN$ ou $1,05 TN < TL \leq 1,06 TN$
Crítica	$TL < 0,87 TN$ ou $TL > 1,06 TN$

É importante ressaltar que para a operação adequada do sistema, é essencial que técnicas sejam aplicadas de maneira a fornecer patamares adequados de tensão através da implementação de controles locais e/ou coordenados.

#### 2.1.1 Modelagem da Bateria

A tensão da bateria de Íons de Lítio utilizada é dada pela Equação 2.1 [35].

$$V_{batt} = E_0 - K \frac{Q}{(Q - i_t)} i_t - Ri + A \exp(-Bi_t) - K \frac{Q}{(Q - i_t)} i_t(i^*) \quad (2.1)$$

Onde,

$V_{batt}$  = Tensão da bateria (V);  
 $E_0$  = Tensão constante da bateria (V);  
 $K$  = Constante de polarização (V/Ah) ou resistência de polarização (ohms);  
 $Q$  = Capacidade da bateria (Ah);  
 $i_t$  = integral de  $idt$  = Carga real da bateria (Ah);  
 $A$  = Amplitude da zona exponencial (V);  
 $B$  = Constante de tempo inversa da zona exponencial (Ah-1);  
 $R$  = Resistência interna (ohms);  
 $i$  = Corrente da bateria (A);  
 $i^*$  = Corrente filtrada (A);

No modelo proposto de bateria [35], a resistência de polarização é representada pela Equação 2.2, que representa a característica da tensão que tende a aumentar rapidamente quando a bateria atinge a carga completa, sendo assim, a resistência passa a aumentar abruptamente a partir da carga completa.

$$R_{Polarização} = K \frac{Q}{i_t - 0.1 - Q} \quad (2.2)$$

Já a descarga da bateria de Íons de Lítio é dada pela Equação 2.3.

$$AExp(-Bi_t) \quad (2.3)$$

Resumidamente, as Equações que representam o comportamento da bateria de Íons de Lítio para carga e descarga podem ser vistas nas Equações 2.4 e 2.5, respectivamente.

$$V_{batt} = E_0 - Ri - k \frac{Q}{i_t - 0.1Q} i^* - k \frac{Q}{Q - i_t} i_t + AExp(-Bi_t) \quad (2.4)$$

$$V_{batt} = E_0 - Ri - k \frac{Q}{Q - i_t} (i_t + i^*) + AExp(-Bi_t) \quad (2.5)$$

A definição de  $i^*$  é definida pela corrente de baixa frequência, utilizando assim um filtro passa baixa. A definição de  $i_t$  é feita pela integração da corrente da bateria que corresponde à capacidade extraída da bateria.

O SOC da bateria é definido através da Equação 2.6 [36].

$$SOC = 100(1 - \frac{1}{Q} \int_0^t i(t)dt) \quad (2.6)$$

## 2.2 Modelo Médio dos Conversores

Os Recursos de Energia Distribuída (REDs), carregamento de Veículos Elétricos (VEs), por exemplo, são conectados à rede elétrica por meio de eletrônica de potência e, quanto maior o nível de penetração de VEs no sistema, maior o impacto gerado pela dinâmica dos controladores envolvidos no funcionamento dos conversores, que possibilitam o controle V2G. Isso ocorre em razão de adequar as características de magnitude de tensão, frequência e sequência de fase com o PCC do sistema. Sendo assim, de forma a diminuir o esforço computacional, o Modelo Médio dos conversores utilizados será descrito.

A bateria é conectada ao sistema através de um conversor de dois estágios, sendo o primeiro um conversor CC-CC (DC-DC) bidirecional em corrente (permite fluxo de carga e descarga) conectado a um inversor CC-CA (DC-AC). Visto que a bateria se encontra em corrente CC (DC) e o sistema em corrente CA (AC), e o conversor nessa configuração atua com característica de suporte à rede. Desta forma, torna-se possível prestar serviços ancilares através das leituras do controle.

Sabe-se que a definição de valor médio de uma variável é dada pela Equação 2.7. A dinâmica do conversor é descrita como uma função de modulação do sinal. Diferentemente do Modelo Chaveado, o Modelo Médio foca na dinâmica dos valores médios das variáveis, ao invés da dinâmica dos valores instantâneos.

$$\bar{x}(t) = \frac{1}{T_s} \int_{t-T_s}^t x(\tau) d\tau \quad (2.7)$$

Aplicando a Equação 2.7 nas equações de Modelo Chaveado [37], têm-se as Equações 2.8 e 2.9.

$$\bar{s}_1(t) = d \quad (2.8)$$

$$\bar{s}_2(t) = 1 - d \quad (2.9)$$

Realizando a substituição das Equações 2.8 e 2.9 no sistema de Equações que representa o Modelo Chaveado, obtêm-se o Modelo Médio em função da razão cíclica. A Equação da tensão alternada sintetizada no conversor pode ser vista em 2.10. Já as Equações de Potência podem ser vista em 2.11, 2.12 e 2.13.

$$\bar{V}_t(t) = \frac{V_{DC}}{2} \cdot (2d - 1) \quad (2.10)$$

$$\bar{P}_{CC}(t) = \frac{V_{DC}}{2} \cdot (2d - 1) \cdot \bar{i}(t) \quad (2.11)$$

$$\bar{P}_t(t) = \frac{V_{DC}}{2} \cdot (2d - 1) \cdot \bar{i}(t) \quad (2.12)$$

$$\bar{P}_s(t) = V_s \cdot \bar{i}(t) \quad (2.13)$$

É possível determinar uma relação entre a razão cíclica de magnitude do sinal modulante  $m$  através da estratégia utilizada pelo PWM, gerando a Equação 2.14.

$$d = \frac{m + 1}{2} \quad (2.14)$$

Realizando a substituição da Equação 2.14, nas Equações 2.10, 2.11, 2.12 e 2.13, obtêm-se o conjunto de Equações 2.15, 2.16, 2.17 e 2.18 que representam o Modelo Médio com base na magnitude do sinal modulante, que será a principal variável de controle.

$$\bar{V}_t(t) = m \cdot \frac{V_{DC}}{2} \quad (2.15)$$

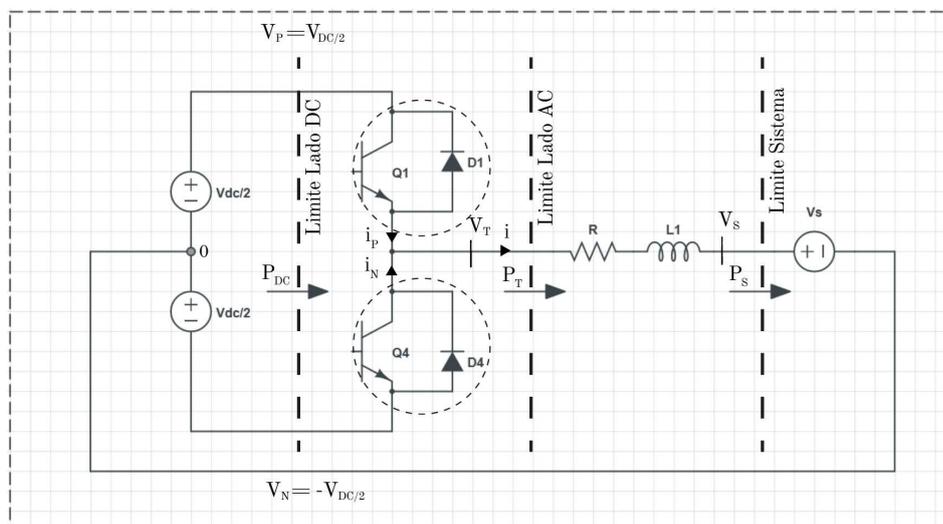
$$\bar{P}_{DC}^-(t) = m \cdot \frac{V_{DC}}{2} \cdot \bar{i}(t) \quad (2.16)$$

$$\bar{P}_t(t) = m \cdot \frac{V_{DC}}{2} \cdot \bar{i}(t) \quad (2.17)$$

$$\bar{P}_s(t) = V_s \cdot \bar{i}(t) \quad (2.18)$$

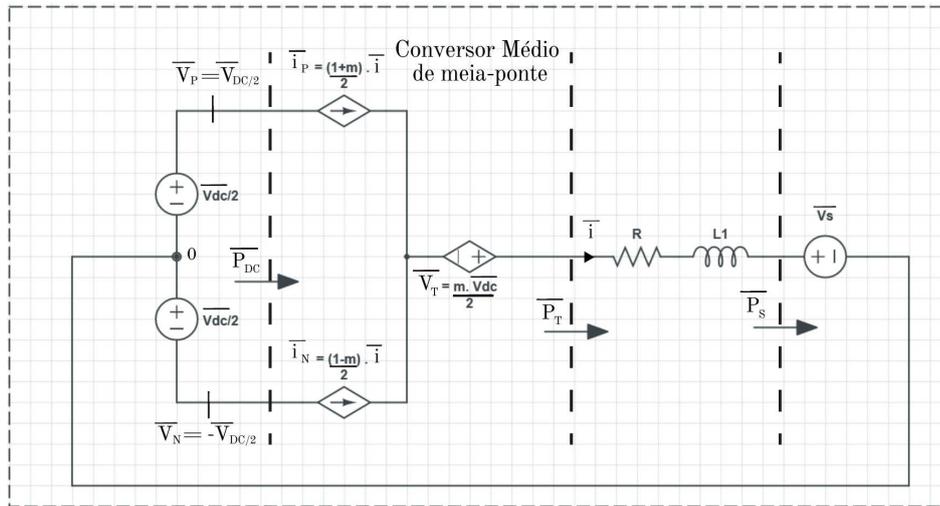
Baseado nas Equações 2.15, 2.16, 2.17 e 2.18 encontra-se o sistema equivalente dado nas Figuras 9 e 10.

Figura 9 – Circuito de Potência simplificado do conversor de meia-ponte DC/AC.



Fonte: Adaptado de [37]

Figura 10 – Circuito equivalente médio do conversor meia-ponte.



Fonte: Adaptado de [37]

### 2.2.1 Modelo Médio para o conversor CC-CA trifásico

O Modelo Médio do conversor CC-CA (DC-AC) trifásico corresponde a três conversores de meia-ponte idênticos, sendo assim, o modelo é análogo ao Modelo Médio monofásico. As Equações 2.19 representam as tensões alternadas sintetizadas no inversor.

$$\begin{cases} v_{inva}(t) = \frac{v_{cc}}{2} m_a(t) \\ v_{invb}(t) = \frac{v_{cc}}{2} m_b(t) \\ v_{invc}(t) = \frac{v_{cc}}{2} m_c(t) \end{cases} \quad (2.19)$$

As variáveis  $m_a(t)$ ,  $m_b(t)$  e  $m_c(t)$ , que podem ser vistas nas Equações 2.20, constituem o sinal modulante trifásico balanceado gerado pelo sistema de controle.

$$\begin{cases} m_a(t) = m(t) \cos \theta \\ m_b(t) = m(t) \cos \left( \theta - \frac{2\pi}{3} \right) \\ m_c(t) = m(t) \cos \left( \theta + \frac{2\pi}{3} \right) \end{cases} \quad (2.20)$$

Define-se  $m(t)$  como a magnitude do sinal modulante ao longo do tempo, de forma que o  $\theta$  contém as informações da frequência e do ângulo de fase. A Equação de potência pode ser vista em 2.21.

$$p_{cc}(t) = p_{inv}(t) \quad (2.21)$$

Com base no princípio de balanço de potência, o barramento CC e o barramento CA estão relacionados. A Equação 2.21 pode ser reescrita como a Equação 2.22. Nota-se

que a corrente  $I_{cc}(t)$  é determinada pelo balanço de potência no inversor.

$$v_{cc}(t)i_{cc}(t) = v_{inva}(t)i_a(t) + v_{invb}(t)i_b(t) + v_{invc}(t)i_c(t) \quad (2.22)$$

### 2.3 Controle *Vehicle-to-Grid* (V2G)

O Controle V2G basea-se em utilizar VEs estacionários como reserva de energia para a rede elétrica, o controle é realizado de maneira a ser economicamente atrativo para o usuário, remunerando o proprietário do veículo por suprir a rede através de serviços ancilares. Quando a tarifa de energia elétrica está alta (horários de pico) o VE supri a rede, fornecendo energia e atuando como elemento mitigador. Quando a tarifa está baixa, a bateria do VE é carregada e o veículo atua como carga.

Para a atuação do V2G é necessário o desenvolvimento de uma *smart grid*, capaz de possuir equipamentos com comunicação bidirecional e técnicas de medição em tempo real [7].

A integração da tecnologia V2G em uma *smart grid* requer um controlador de fluxo de potência bidirecional como mecanismo de tomada de decisão (no trabalho em questão utilizou-se um inversor de maneira a permitir o fluxo bidirecional) para o desempenho do VE como elemento mitigador ou como carga do sistema. Atuar como elemento mitigador depende inteiramente do estado das unidades geradoras de energia renovável e não-renovável e do SOC de cada VE, ou seja, características técnicas da rede e do veículo. Além de envolver a tomada de decisão do usuário quanto a sua utilização. De maneira geral há condições que devem ser atendidas, se e somente se essas condições forem verdadeiras, o VE pode atuar utilizando a tecnologia V2G. Dentre essas condições pode-se citar:

- **Conexão a tomada de carregamento:** A primeira condição é o VE estar ligado a tomada de carregamento durante a atuação do controle V2G, pois a atuação do controle somente pode ocorrer quando o mesmo está ligado à rede de maneira a dar suporte no pico de carga.
- **Autorização do usuário:** A segunda condição é a tomada de decisão do usuário quanto a utilização do VE. Vale ressaltar que mesmo que o VE esteja ligado a estação de carregamento, o usuário pode ou não permitir o funcionamento do controle V2G, com base no intuito de utilização do veículo.
- ***State-of-Charge*(SOC) do veículo:** Outra condição importante é a limitação da energia armazenada pelo VE que deve ser atendida. Caso o estado de carga da bateria do veículo esteja abaixo de uma porcentagem definida de SOC o controle V2G não irá atuar. Essa condição é importante para garantir a vida útil da bateria, a confiabilidade e segurança do usuário.

- **Necessidade de Controle de tensão:** O V2G só funcionará em momentos de pico de carga (alta demanda), quando as subtensões são iminentes. A leitura de tensão é responsável por mostrar ao veículo que em determinado momento a rede necessita do suporte de tensão, que será realizado através do uso da energia armazenada do VE.

..

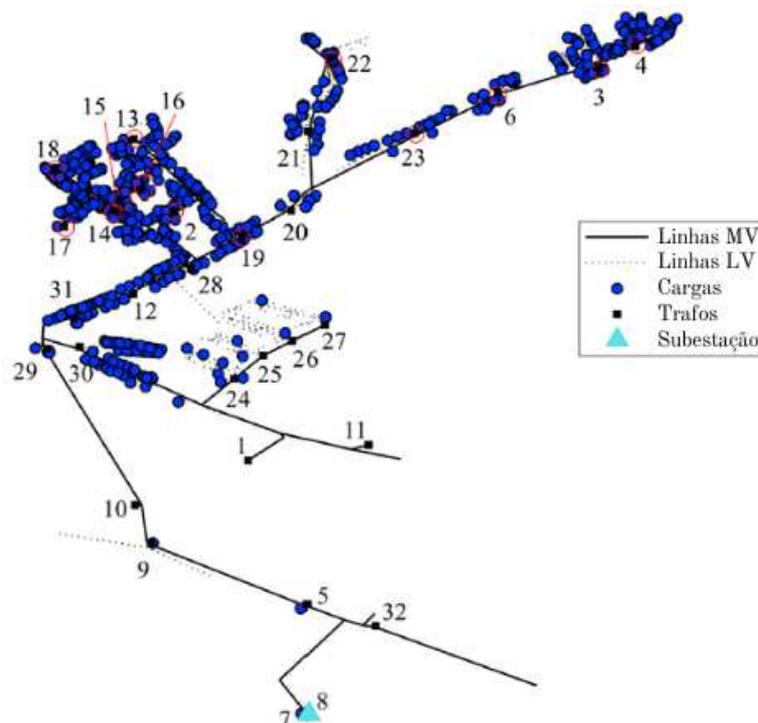
### 3 Metodologia

Nesta seção as implementações das modelagens serão detalhadas, assim como as estruturas gerenciais aplicadas à simulação de maneira a investigar os impactos da alta penetração de VEs e, por fim, sugerir a técnica de mitigação V2G.

#### 3.1 Modelagem do Sistema de Potência escolhido

A rede de distribuição estudada é real e compreende região de São José, capital da Costa Rica. Porém, destaca-se que o modelo pode funcionar em diferentes sistemas, com redes diversas. A rede modelada pode ser vista na Figura 11 e os dados técnicos da mesma podem ser vistos na Tabela 3. A subestação, as linhas de baixa e média tensão e os transformadores de distribuição são modelados com base em um banco de dados fornecido pela concessionária de energia local da Costa Rica. Os dados foram disponibilizados através do *software* OpenDSS, assim a modelagem completa da rede foi iniciada, realizando a mesma no *software* PSCAD. Vale a pena mencionar que uma das contribuições da dissertação é utilizar uma rede de distribuição real em média e baixa tensão para a inserção dos REDs, além da contribuição de execução da modelagem completa da rede possibilitando novos estudos através do PSCAD.

Figura 11 – Rede de distribuição da Costa Rica.



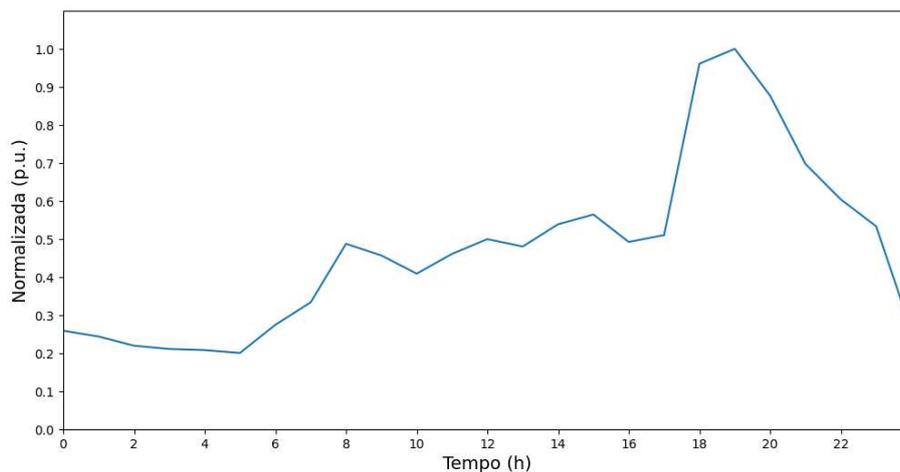
Fonte: Adaptado de [20]

Tabela 3 – Dados técnicos da Rede de Distribuição da Costa Rica.

<b>Rede de Distribuição da Costa Rica</b>	
Nível de Média Tensão de linha do sistema (kV)	34,5
Nível de Baixa Tensão de linha do sistema (kV)	0,208
Número de Linhas de Média Tensão	123
Número de Linhas de Baixa Tensão	1368
Número de Barras de Média Tensão	125
Número de Barras de Baixa Tensão	1400
Número de Cargas	654
Potência Ativa do alimentador (MW)	0,6299
Potência Reativa do alimentador (MVA <sub>r</sub> )	0,0996
Nível de Tensão de linha da subestação (kV)	138/34,5
Potência aparente nominal (MVA)	0,6377
Extensão do sistema (m)	17.554,60

A rede escolhida atende um total de 654 cargas residenciais, comerciais e industriais na Costa Rica. Os perfis de carga foram provenientes de medições atuais disponibilizados pela distribuidora Energisa, pode-se ver na Figura 12, e que representa o comportamento de uma população socioeconômica diversa, vale ressaltar a similaridade entre a Costa Rica e o Brasil no comportamento da população influenciado pelo clima tropical. A introdução de cargas variantes no sistema foi realizada com o auxílio de código desenvolvido no *software* MATLAB.

Figura 12 – Curva de Carga utilizada.



Fonte: Acervo do Autor

Para a modelagem do sistema no *software* PSCAD foram realizados agrupamentos de carga no primário dos vinte e quatro transformadores monofásicos de dois enrolamentos do sistema que conectam a média tensão monofásica à baixa tensão bifásica. As barras

as quais o agrupamento foi realizado são dadas na Tabela 4, nomeadas de acordo com os dados disponibilizados no *software* OpenDSS. Vale ressaltar que o agrupamento de carga foi realizado nos transformadores citados pois os REDs deste trabalho foram modelados para serem conectados na parte de baixa tensão trifásica. Sendo assim, todas as barras de baixa tensão trifásicas estão explicitadas no PSCAD, totalizando 388 barras, da mesma forma, estão explicitadas as barras de média tensão trifásicas e monofásicas, totalizando 125 barras.

Tabela 4 – Sistema Reduzido Equivalente da Costa Rica.

<b>Carga Equivalente</b>	<b>Barra do Sistema</b>	<b>Carga Equivalente</b>	<b>Barra do Sistema</b>
CE1	BUSMVFLX96.3	CE13	BUSMVFLX97.1
CE2	BUSMVFLX77.2	CE14	BUSMVFLX112.3
CE3	BUSMVFLX116.2	CE15	BUSMVFLX119.3
CE4	BUSMVFLX72.1	CE16	BUSMVFLX111.2
CE5	BUSMVFLX78.1	CE17	BUSMVFLX121.1
CE6	BUSMVFLX86.2	CE18	BUSMVFLX122.1
CE7	BUSMVFLX107.3	CE19	BUSMVFLX123.1
CE8	BUSMVFLX99.1	CE20	BUSMVFLX124.1
CE9	BUSMVFLX102.1	CE21	BUSMVFLX80.1
CE10	BUSMVFLX91.1	CE22	BUSMVFLX83.3
CE11	BUSMVFLX106.2	CE23	BUSMVFLX84.1
CE12	BUSMVFLX89.2	CE24	BUSMVFLX75.1

A Validação do Sistema da Costa Rica foi realizada de modo a comparar a Potência Ativa vista pelo secundário da subestação no *software* PSCAD e OpenDSS, como pode ser vista na Figura 13. Nota-se que o comportamento dinâmico da potência ativa é a mesmo, validando e cooperando assim para a modelagem desejada. O pequeno erro visto reflete os diferentes modos que cada *software* calcula o Fluxo de Potência, sendo o maior erro aproximadamente 2%.

A validação das tensões do secundário da subestação do sistema, correspondente a barra de média tensão BUSMVFLX1.1.2.3, vistas no *software* a PSCAD e OpenDSS é apresentada na Figura 14. O erro máximo em pu se concentra na quarta casa decimal, representado pelo valor de 0,078%. Sendo assim, a validação comprova a veracidade dos resultados.

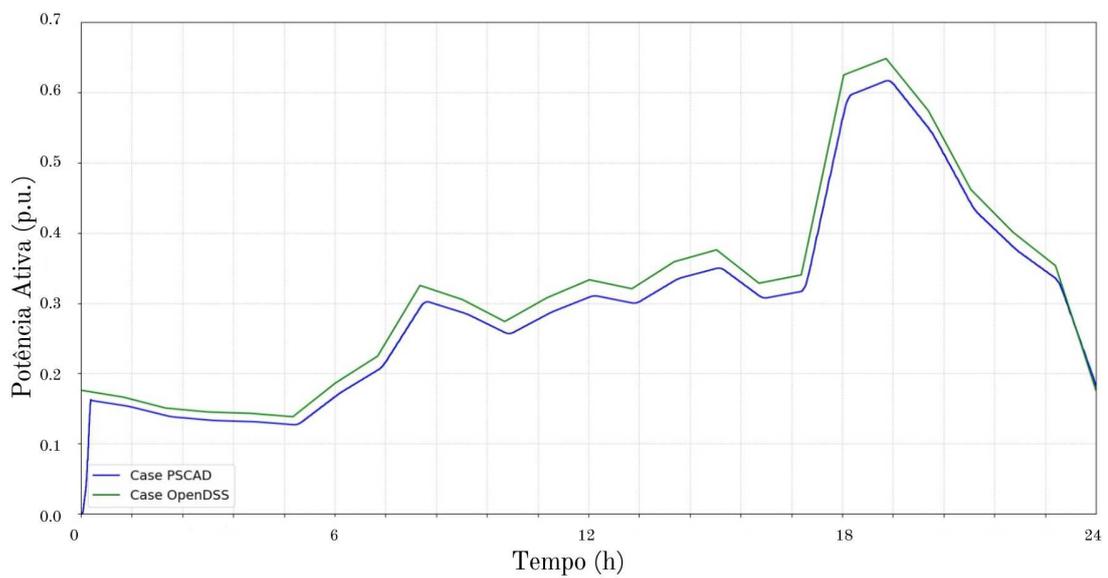
Dentre as vantagens do *software* PSCAD ser escolhido ao invés da utilização do OpenDSS para realizar as simulações desta dissertação, pode-se citar:

- O PSCAD apresenta comportamento dinâmico (simulações dinâmicas). Já o OpenDSS simula eventos discretos. O intervalo de simulação utilizado no PSCAD é de 100  $\mu s$ , os eventos assim acontecem com uma frequência maior permitindo visualizar de

forma mais detalhada, mudanças de comportamento e comportamentos transitórios na utilização de VEs, como, por exemplo, acionamento e carga e descarga abruptas. Diferentemente do OpenDSS que simula de minuto em minuto.

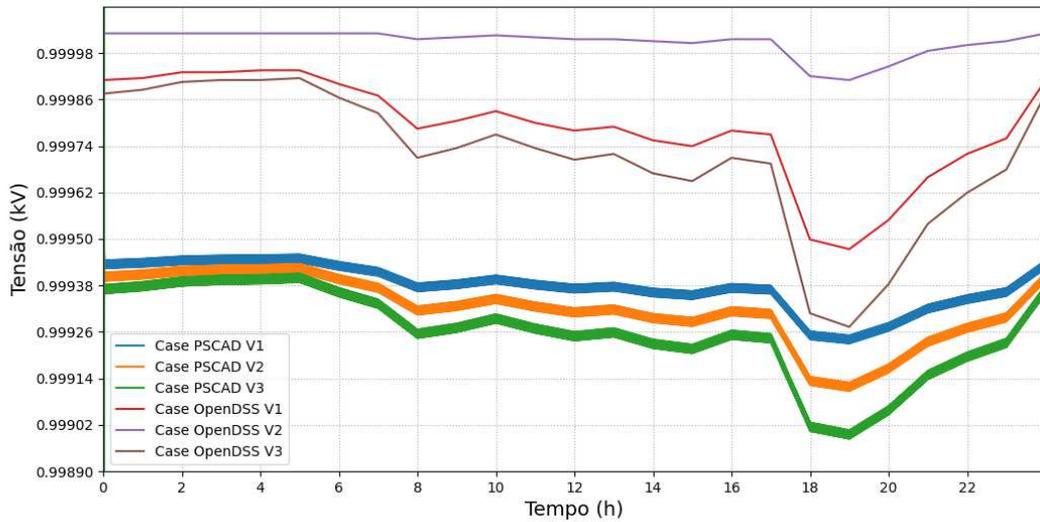
- O *software* PSCAD possibilita a modelagem dos REDs com maior precisão, no caso, os VEs, principalmente quando se trata de seus controles.

Figura 13 – Validação Potência Demandada - *softwares* PSCAD e OpenDSS.



Fonte: Acervo do Autor

Figura 14 – Comparação da tensão no secundário da subestação - *softwares* PSCAD e OpenDSS.



Fonte: Acervo do Autor

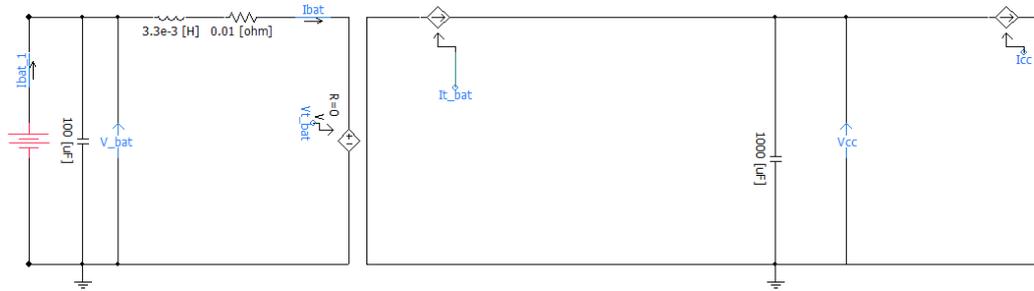
### 3.2 Modelagem dos Veículos Elétricos

O modelo *Nissan Leaf* foi escolhido por seu amplo uso na literatura [15] [16], como já foi citado previamente. Cada *Nissan Leaf* tem 40 kW de potência ativa e capacidade da bateria de 115,942 A.h. Os VEs foram modelados para serem conectados na baixa tensão do sistema trifásico.

A modelagem dos VEs foi realizada visando ser o mais fiel à realidade, considerando os perfis de carga, e o comportamento social dos usuários dos veículos que impactam diretamente na conexão/desconexão do mesmo à rede.

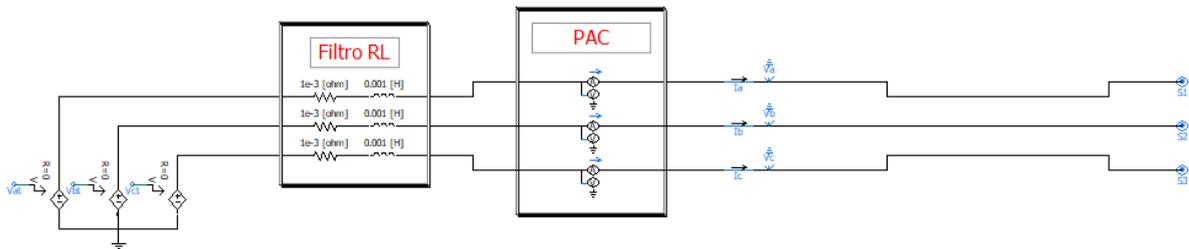
Nas Figuras 15 e 16 pode-se ver a modelagem da bateria de Íons de Lítio do modelo *Nissan Leaf*, dos conversores e do filtro RL montados no *software* PSCAD. Os parâmetro de simulação podem ser vistos na Tabela 5. É importante ressaltar que a maioria dos valores dos parâmetros foram obtidos empiricamente e também por meio de projetos anteriores voltados ao desenvolvimento e modelagem dos controladores e conversores dos VEs.

Figura 15 – Modelo da bateria conectado a um inversor trifásico em modelo médio.



Fonte: Acervo do Autor

Figura 16 – Filtro RL (interno ao inversor) no ponto de acoplamento comum implementado em PSCAD/EMTDC.



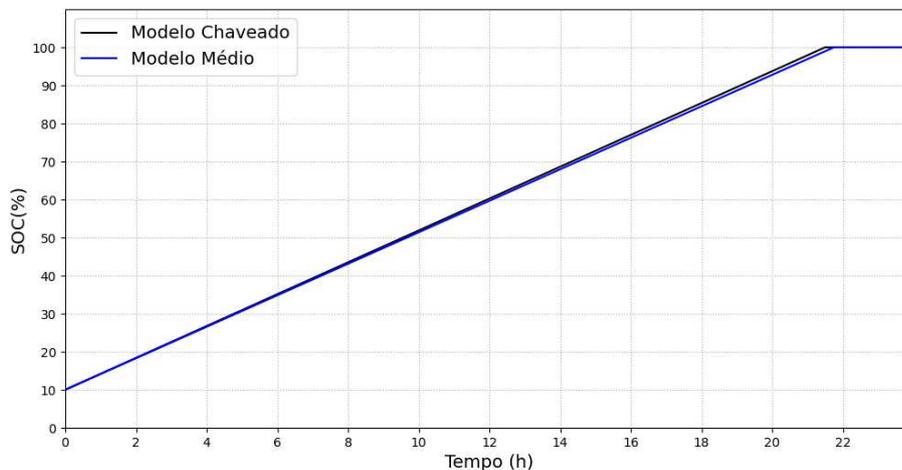
Fonte: Acervo do Autor

Vale ressaltar que houve um trabalho na modelagem da bateria e perfil dos conversores [37]. A resposta do modelo médio dos conversores foi comparada com a resposta do modelo chaveado, foram assim modelados e validados buscando minimizar o erro máximo para ter ganho computacional nas simulações. Na Figura 17 é possível observar que o erro máximo em relação ao SOC da bateria é de 0,014%, cooperando assim para a modelagem final desejada.

Tabela 5 – Parâmetros de simulação: Veículos elétricos.

Elementos do Circuito	Descrição	Valores
Controladores	Ganho Proporcional de Tensão DC ( $K_{Pv,bat}$ )	$0,5 \frac{radF}{Vs}$
	Ganho Integral de Tensão DC ( $K_{Iv,bat}$ )	$10 \frac{radF}{Vs^2}$
	Ganho Proporcional de Corrente ( $K_{Pi,bat}$ )	$2 H/s$
	Ganho Integral de Corrente ( $K_{Ii,bat}$ )	$1 \Omega/s$
	Constante de tempo do controlador de corrente ( $\tau$ )	$0,5 ms$
	Ganho Proporcional de Corrente Bidirecional ( $K_{Pi,bi}$ )	$3,3 H/s$
	Ganho Integral de Corrente Bidirecional ( $K_{Ii,bi}$ )	$33 \Omega/s$
	Constante de tempo do controlador de corrente Bi ( $\tau$ )	$1 ms$
	Damping Factor ( $\xi$ )	$0,7$
	Frequência de Corte ( $\omega_n$ )	$377 rad/s$
	Constante de tempo da corrente do PLL ( $\tau_{PLL}$ )	$4,5 ms$
	Frequência de Corte do PLL ( $\omega_{n,PLL}$ )	$628,3 rad/s$
	Ganho Proporcional do PLL ( $K_{P,PLL}$ )	$3,7 rad/Vs$
	Ganho Integral do PLL ( $K_{I,PLL}$ )	$685,39 rad/Vs^2$
Modelo do Sistema	Tensão no PCC ( $V_d$ )	$120 V$
	Frequência ( $f_s$ )	$60 Hz$
Conversor Bidirecional	Capacitor do Filtro de entrada ( $C_{bat}$ )	$100 \mu F$
	Indutor do Filtro de entrada ( $L_{bat}$ )	$3,3 mH$
	Resistência do Filtro de entrada ( $R_{bat}$ )	$10 m\Omega$
Conversor CC-CA	Capacitor do Barramento DC ( $C_f$ )	$1000 \mu F$
	Indutor do Filtro de saída ( $L_f$ )	$1 mH$
	Resistência do Filtro de saída ( $R_{eq}$ )	$1 m\Omega$
<i>Time-Step</i>	Sistema de Potência ( <i>Large</i> – <i>dt</i> )	$100 \mu s$

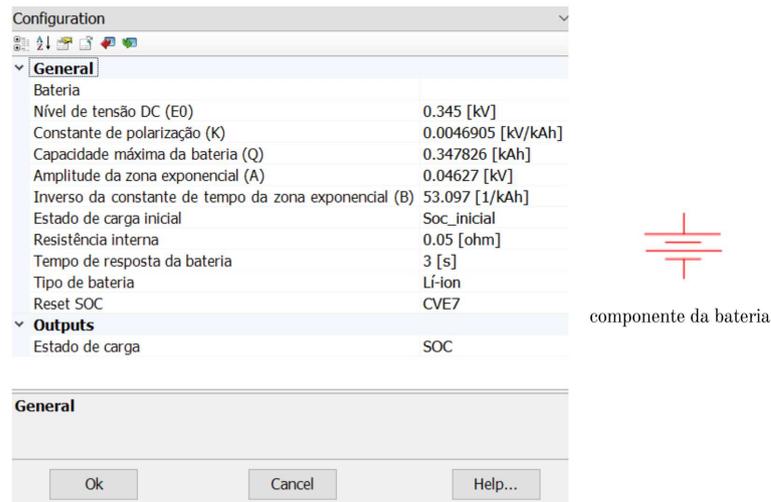
Fonte: [37] [38]

Figura 17 – Comparação do carregamento do veículo elétrico do modelo *Nissan Leaf* (Modelo médio x chaveado).

Fonte: Acervo do Autor

Um exemplo dos dados de entrada e de saída inseridos nas baterias de íons de lítio no *software* PSCAD podem ser vistos na Figura 18, assim como a simbologia do componente utilizado na plataforma. Vale ressaltar que a capacidade da bateria foi multiplicada por três, visto que nesse trabalho cada bloco de veículos contém 3 VEs agrupados. A capacidade de cada bateria é 115,942 A/h. O *reset* SOC representa o perfil do usuário através da curva de conexão/desconexão, que gerará a curva do SOC da bateria.

Figura 18 – Parâmetros da bateria no *software* PSCAD.



Fonte: Acervo do Autor

O cálculo da corrente que representa a capacidade da bateria ( $i_t$ ) e da corrente de baixa frequência ( $i^*$ ), assim como do SOC e do SOC Inicial, são realizados dentro do componente da bateria no PSCAD representado na Figura 18. Por fim, o circuito equivalente contendo a relação da entrada de dados com as equações de carga e descarga de cada bateria é implementado.

O tipo de carregamento escolhido para a bateria é o carregamento semirrápido, ou seja, tomada semirrápida (*AC Chargers Nível 2*) [31]. As características da tomada nível 2 do *Nissan Leaf* podem ser vistas na Tabela 6, levando aproximadamente 2 horas e 24 minutos para carregar a bateria do VE, de 10% a 100% de SOC. Assim, a potência ativa da tomada de cada VE é igual a 16,8 kW. Desta forma, o VE requisita da rede essa potência máxima atuando como carga e, durante a atuação do V2G, cada VE pode suprir a rede com esse valor máximo de potência.

Tabela 6 – Características de tomada semirrápida do modelo *Nissan Leaf*.

Tipo de Tomada	SOC	Tempo	Tomada Elétrica
Carga Semirrápida	0% - 100%	< 3 horas	240 V, 70 A

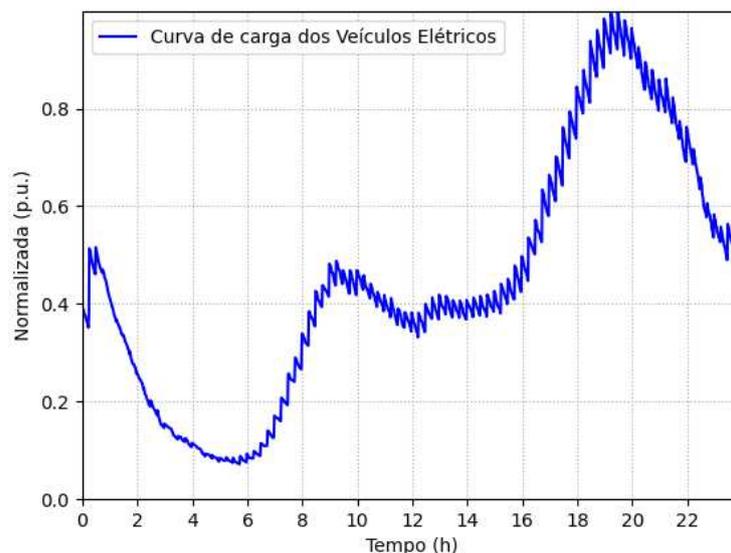
Quatro aplicações importantes foram implementadas na modelagem nas simulações

em 24 horas no *software* PSCAD: Curva de carga média dos veículos elétricos, curvas de conexão e desconexão dos usuários dos VEs que representam no sistema a curva de carga média, além de implementações para que o veículo pare de demandar potência da rede ao atingir seu nível máximo de carregamento e finalmente, o descarregamento da bateria do veículo.

### 3.2.1 Curva média de demanda dos Veículos Elétricos

A curva de carga média dos VEs apresentada na Figura 19, foi construída no *software* MATLAB e implementada no PSCAD. A curva nos permite compreender o comportamento dos usuários dos VEs, informando a demanda ao longo do dia, sendo construída com base na revisão bibliográfica [17].

Figura 19 – Curva de carga média dos veículos elétricos do modelo *Nissan Leaf*.



Fonte: Acervo do Autor

A curva média é resultado de uma vasta pesquisa de comportamento criada através do projeto MEA [17]. Pode-se observar um comportamento característico, visto que o pico de carga é ao final do dia, quando a grande maioria dos usuários chegam em casa do trabalho e colocam para carregar seus VEs. Além disso, durante o horário comercial, alguns usuários carregam os VEs enquanto exercem suas funções no trabalho.

### 3.2.2 Curvas de conexão e desconexão

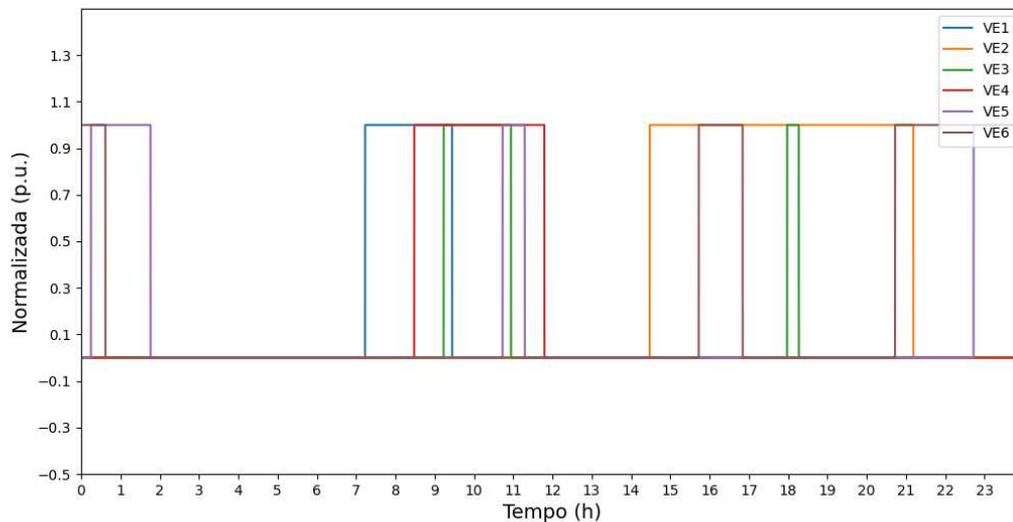
Para entender o comportamento dos diferentes perfis de usuário são necessárias curvas que mostrem quando a bateria estará conectada/desconectada da rede, influenciadas pelo cotidiano dos mesmos. Um algoritmo de colônia de formigas foi desenvolvido no

*software* MATLAB para eleger as melhores curvas que representam a conexão e desconexão de VEs segundo as características dos usuários para representar a curva média de demanda.

Basicamente, o objetivo do algoritmo de colônia de formigas foi encontrar 35 curvas que combinadas sejam a melhor aproximação da curva média de VEs para cada minuto, utilizando os dados de 1440 medições em um dia da semana, contendo a conexão e desconexão de VEs [17]. Dessa forma, cada solução foi composta por 35 curvas aleatórias. Ao calcular o erro, o algoritmo identifica as soluções com maior probabilidade de representar a curva média baseada na matriz de feromônios. Porém, os valores tendem a convergir para uma região específica do problema. Após um número predefinido de interações, 100 iterações no presente estudo, o resultado representa a melhor solução encontrada pelo método [39] [40].

Na Figura 20 pode-se ver um exemplo. Quando a curva está em zero o veículo não está conectado à rede, já quando a curva está em um, o VE está conectado a rede. Vale ressaltar a tendência de carregamento mais ao longo do final do dia, sendo que cada cor representa um perfil de usuário e sua rotina diária.

Figura 20 – Curva de conexão/desconexão para diferentes perfis de usuário do modelo *Nissan Leaf*.



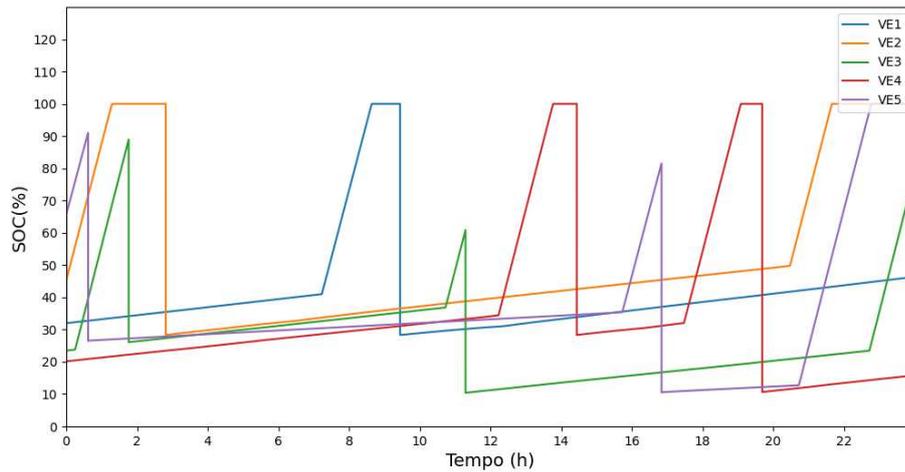
Fonte: Acervo do Autor

### 3.2.3 Veículos Elétricos e a requisição de potência da rede

Uma importante característica na modelagem dos VEs é que os mesmos parem de requisitar potência da rede quando estão carregados e, pode-se acrescentar também o fato do usuário carregar a bateria do veículo ao longo do dia em porcentagens aleatórias de SOC. De modo a implementar esse comportamento nas simulações, um número randômico entre 20% a 80% foi implementado para sortear a porcentagem inicial de carregamento do

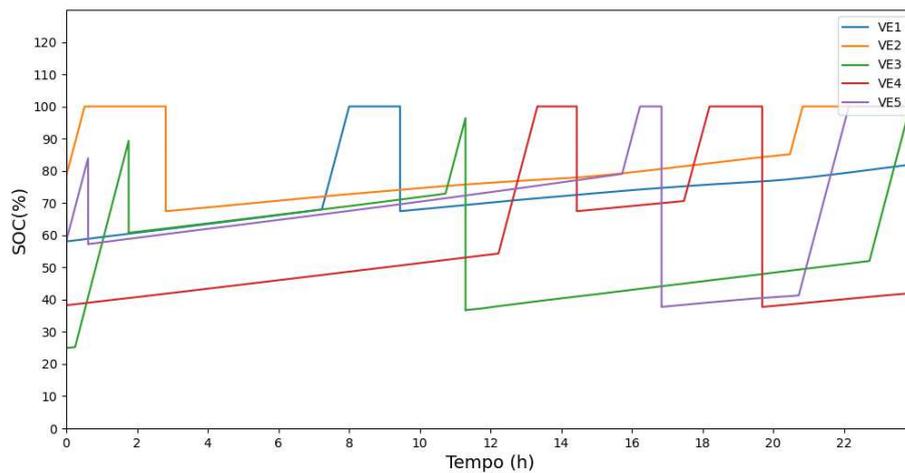
veículo a ser conectado à rede, representando assim a rotina dos usuários dos VEs. Nas Figuras 21 e 22 pode-se ver o comportamento do SOC da bateria para os mesmos usuários em dois dias diferentes da semana.

Figura 21 – SOC da bateria dos VEs para diferentes perfis de usuário do modelo *Nissan Leaf* – Dia 1 da semana.



Fonte: Acervo do Autor

Figura 22 – SOC da bateria dos VEs para diferentes perfis de usuário do modelo *Nissan Leaf* – Dia 2 da semana.



Fonte: Acervo do Autor

### 3.2.4 Descarregamento da bateria do veículo

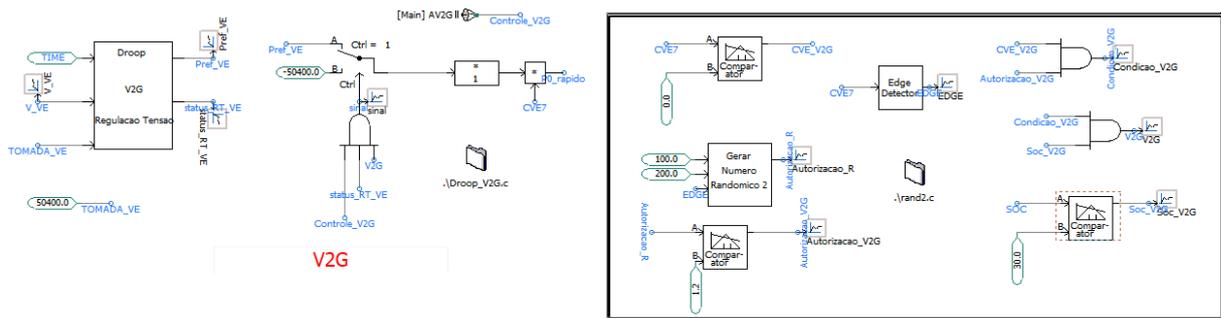
A modelagem de descarregamento da bateria durante o uso do veículo elétrico pelo proprietário é representada, modelando assim um ciclo completo composto por carga e

descarga da bateria simulando um comportamento real de perfil de estado de carga [41] [42]. Um número aleatório entre 20% e a porcentagem máxima da bateria é sorteado no momento de desconexão das baterias dos VEs, representando assim o estado de carga que a bateria chegará para o próximo carregamento. Desta forma constrói-se uma simulação mais completa e fiel à realidade probabilística do usuário, representando assim o perfil de utilização dos usuários dos VE. Nas Figuras 21 e 22 pode-se ver esse emprego na modelagem.

### 3.3 Tecnologia de controle V2G

A tecnologia V2G foi modelada via portas lógicas e comparadores, de maneira que as tomadas de decisão das condições que principiam o V2G sejam atendidas. Na Figura 23 são mostradas as condições implementadas no *software* PSCAD.

Figura 23 – Implementação das decisões que principiam o controle V2G através do PSCAD.



Fonte: Acervo do Autor

Cada simulação roda aproximadamente 7 horas em computador Core i7 7ª Geração, Inspiron 14 P74G DELL. Os dados de entrada V2G são o tempo, a tensão do ponto de leitura e a referência de potência de saída, enquanto os dados de saída V2G são a decisão de atuação do V2G: saída de referência de potência e o status, como pode ser visto na Figura 24.

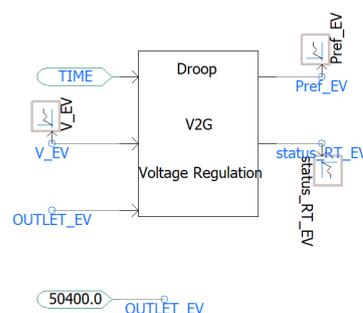


Figura 24 – *Input* e *output* do controle V2G.

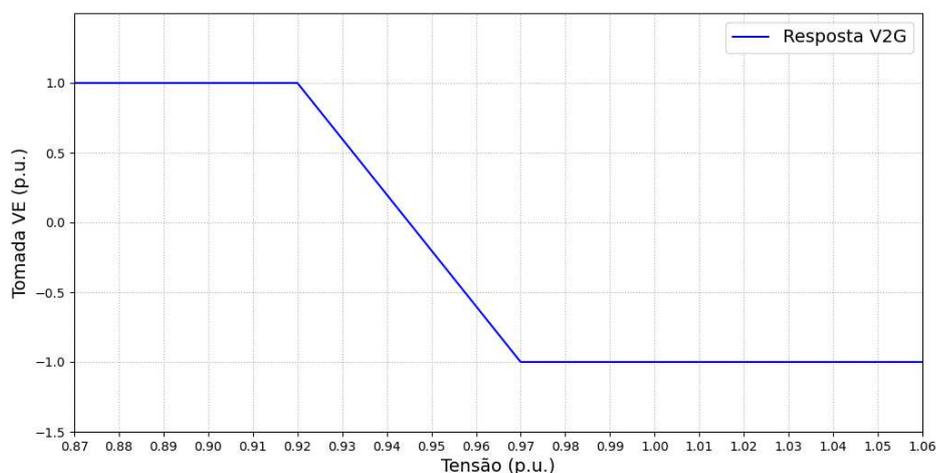
- **Conexão a tomada de carregamento:** O momento da conexão e desconexão da

tomada de carregamento é dada através das curvas para diferentes perfis de usuários do modelo *Nissan Leaf*, exemplificadas na Figura 20.

- **Autorização do usuário:** Para a implementação dessa condição no trabalho em questão, sorteou-se um número binário randomicamente de maneira que há 80% de chance do usuário permitir a atuação do V2G (quando o binário sorteado é o número um) e 20% de chance do usuário não permitir a atuação do controle (quando o binário sorteado é o número zero). Essas porcentagens foram escolhidas para aumentar as chances de observação da atuação do V2G nos resultados.
- **State-of-Charge(SOC) do veículo:** sabe-se que caso o estado de carga da bateria do veículo estiver abaixo de uma porcentagem de SOC definida, o controle V2G não irá atuar. A porcentagem escolhida na modelagem do V2G nesse trabalho é 30%. Vale ressaltar que se durante a atuação do V2G o SOC atingir o valor de 30%, oscilará entre carregar e descarregar o veículo.
- **Necessidade de Controle de tensão:** Sabe-se que o V2G só irá atuar em momentos de alta demanda, ou seja, picos de carga. Neste trabalho é realizada uma comparação de diferentes leituras de tensão a fim de se avaliar os resultados. A leitura será realizada no PCC e no transformador de média tensão para baixa tensão trifásico, ao qual a barra de conexão do VE está a jusante do mesmo.

A curva *Droop* que pode ser vista na Figura 25 é utilizada para definir quanto de potência o VE irá disponibilizar para a rede de acordo com o valor da leitura de tensão da rede. A potência entregue é a potência necessária e, o valor é limitado através da potência máxima da tomada a qual o VE está conectado.

Figura 25 – Curva *Droop*.



Fonte: Acervo do Autor

Pode-se ver que a potência máxima da tomada será entregue à rede quando os valores de tensão estão entre 0,87 pu e 0,92 pu. Já para valores maiores que 0,92 pu e menores que 0,97 pu, o valor de potência entregue através do V2G será proporcional à leitura de tensão. Se a tensão for maior que 0,97 pu, mesmo que o usuário permita o uso do V2G e todas as condições anteriormente citadas sejam atendidas, o VE carregará normalmente, atuando como carga.

## 4 Resultados

Os resultados têm como foco apresentar a atuação da tecnologia V2G em diferentes casos com alocações de VEs, focados em entender o comportamento do sistema frente a inserção da tecnologia. A leitura de tensão realizada pelo controle V2G será testada para o PCC das tomadas dos VEs e, para o secundário dos transformadores de média para baixa tensão adjacentes as barras de conexão das tomadas dos veículos. As simulações são realizadas no *software* PSCAD em 24 horas dinimizadas, com passo de simulação de  $100\mu s$ .

A escolha da alocação dos VEs foi heurística, mas estrategicamente pensada em pontos mais jusantes do sistema de baixa tensão para entender o impacto de conexão para cada caso e a capacidade de hospedagem do sistema, visto que a modelagem dos VEs foi realizada para a parte trifásica de baixa tensão do sistema da Costa Rica. Sabe-se que, em geral, a localização das tomadas é realizada em locais onde há usuários, logo a alocação tem uma característica de imprevisibilidade e aleatoriedade.

Nessa dissertação define-se barras sensíveis como as barras que são mais propícias a terem subtensão, visto que estão mais jusantes do sistema, ou seja, mais distante dos transformadores de média para baixa tensão. Define-se barras não sensíveis como as barras mais próximas dos transformadores, sendo assim, barras que são menos propícias a terem característica de subtensão.

Assim, não é tão simples prever essa alocação, sendo interessante conhecer a rede de estudo de modo a separar barras sensíveis das barras não tão sensíveis, promovendo estudo de casos com ambas. Os resultados dos casos de estudo escolhidos visam contemplar essa característica para mostrar o comportamento da rede da Costa Rica frente a uma inserção considerável de VEs. Quatro casos serão analisados:

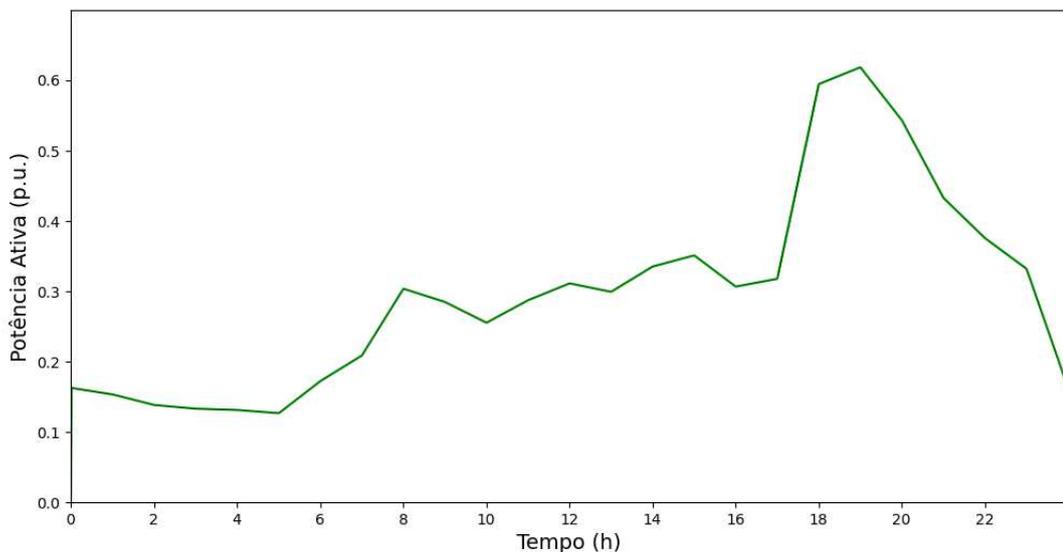
- Caso Base: Simulação do Sistema da Costa Rica;
- Primeiro Caso: Simulação do sistema da Costa Rica com 6 veículos implementados em barras sensíveis. Posteriormente, inserção do controle V2G com duas leituras de tensão distintas;
- Segundo Caso: Simulação do sistema da Costa Rica com 30 veículos implementados em barras não sensíveis. Posteriormente, inserção do controle V2G com duas leituras de tensão distintas;
- Terceiro Caso: Simulação do sistema da Costa Rica com 30 veículos implementados em barras sensíveis e não sensíveis. Posteriormente, inserção do controle V2G com duas leituras de tensão distintas;

É importante ressaltar que para uma mesma rotina de um usuário de VE pode haver diferentes demandas de potência da rede quando consideramos diferentes dias de semana. A subtensão gerada dependerá da porcentagem de SOC da bateria do veículo, desta forma é importante considerar diferentes porcentagens de SOC para compreender o nível de problemas técnicos que uma rede real pode ter quando adicionamos o veículo elétrico como carga. Os usuários dos VEs podem iniciar o dia com altas ou baixas porcentagens de SOC, essa aleatoriedade é compreendida nos resultados para melhor compreensão de comportamento da rede.

#### 4.1 Caso Base

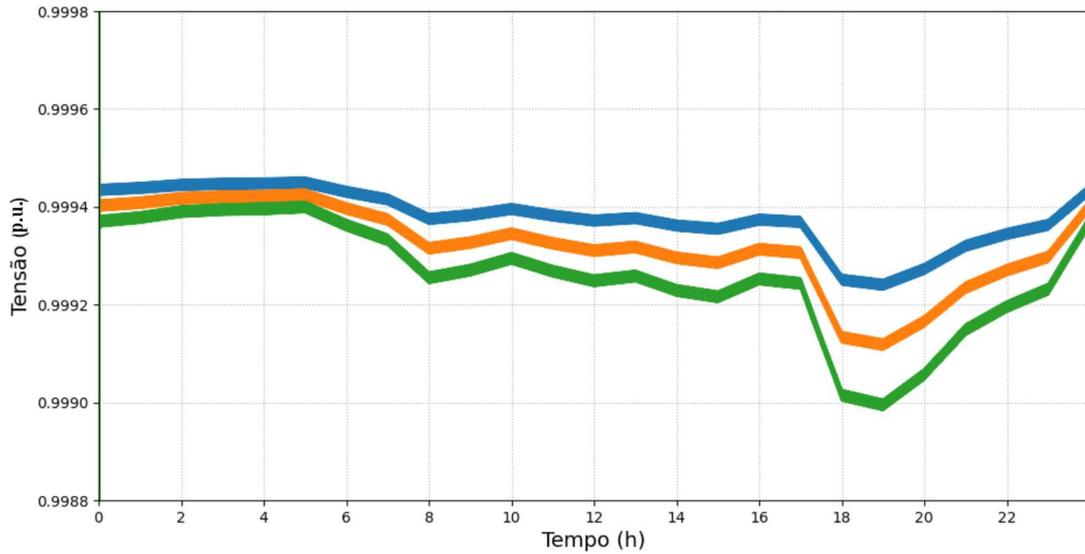
Primeiramente, simula-se o Caso Base, ou seja, o sistema sem a inserção de REDs, para se obter as curvas de tensão e de demanda do sistema da Costa Rica. A análise é importante para entender o comportamento do sistema antes e após inserir os VEs, compreendendo assim as características de carga. Na Figura 26 pode-se ver a curva de demanda do sistema, sendo medida no lado secundário da subestação. Já a média tensão no secundário da subestação pode ser vista na Figura 27. Em razão da forma de construção do sistema da Costa Rica no *software* PSCAD, as cargas são definidas através da curva de demanda, são dadas em pu e a curva as define em MW. Sendo assim o pico de demanda se encontra em aproximadamente 1 pu na realidade, visto que a base é 1 MW, sendo equivalente a 0,62 MW.

Figura 26 – Demanda do sistema Costa Rica.



Fonte: Acervo do Autor

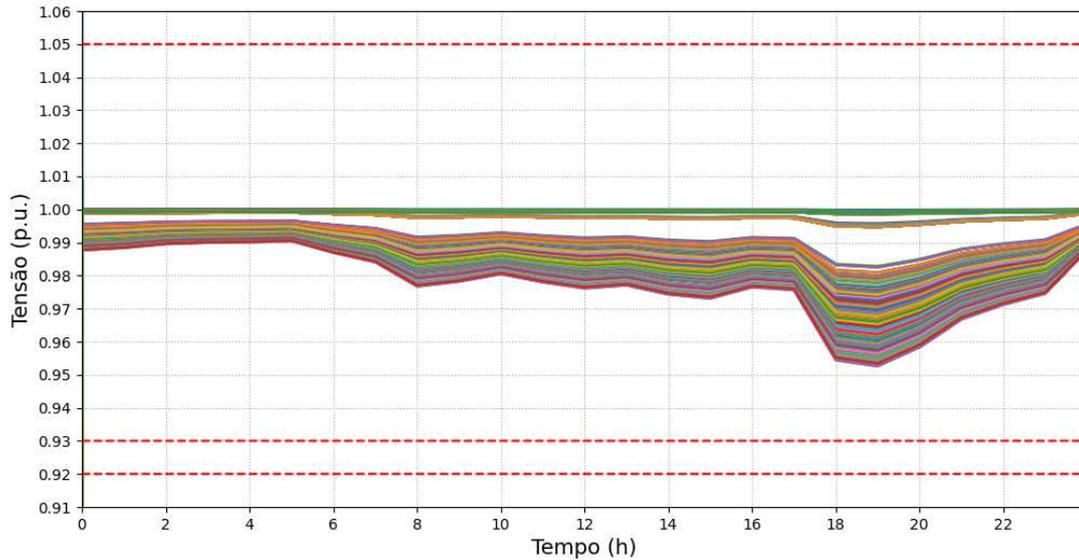
Figura 27 – Tensão no secundário da subestação do sistema da Costa Rica.



Fonte: Acervo do Autor

As tensões das barras do sistema da Costa Rica podem ser vistas na Figura 28, os limites máximos e mínimos de tensão são dados pela Tabela 1 e pela Tabela 2. Nota-se nenhuma extrapolação dos níveis de tensão quanto à sobretensão ou subtensão, conforme a regulamentação do Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST) módulo 8 da ANEEL [1]. As linhas em vermelho na Figura 28 ressaltam esses limites de forma visual. As tensões das barras de baixa tensão variam entre 0,952 pu e 1,00 pu, dentro do limite de mínimo e máximo definido pelo PRODIST, respectivamente, de 0,92 pu e 1,05 pu. As tensões das barras de média tensão variam entre aproximadamente 0,9990 pu e 0,9994 pu, dentro do limite de mínimo e máximo, respectivamente, de 0,93 pu e 1,05 pu, definidos pelo PRODIST.

Figura 28 – Perfil de tensão do Sistema da Costa Rica implementado no PSCAD/EMTDC.



Fonte: Acervo do Autor

#### 4.2 Primeiro Caso

O Sistema da Costa Rica mostrou-se bastante sensível em seu comportamento, desta forma a subtensão pode ser observada a partir de 3 veículos conectados em barras sensíveis, ou seja, barras pertencentes às extremidades da rede de baixa tensão afastadas dos transformadores de média para baixa tensão. Já é de conhecimento essa característica de sensibilidade dos sistemas, mas o objetivo neste Primeiro Caso é comprovar o impacto de conexão dos VEs em algumas das barras mais sensíveis identificadas. Sendo assim, foram estrategicamente conectados 6 VEs nas barras citadas na Tabela 7.

Tabela 7 – Características das barras de alocação dos VEs - Primeiro Caso.

Barra do Sistema	Tensão Base de Fase (kV)	Distância do Trafo mais próximo (m)
BUSLVFLX1274.1.2.3	0,120	113,2005
BUSLVFLX1130.1.2.3	0,120	181,0632

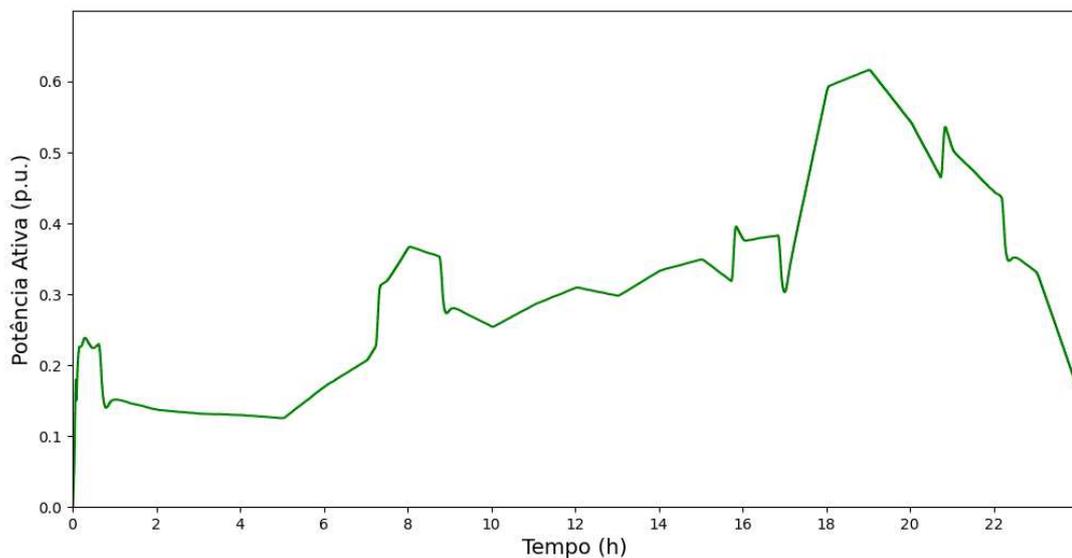
Foram implementados 2 blocos contendo 3 VEs agrupados, totalizando 6 *Nissan Leafs*, totalizando 16,02% de penetração no sistema. As tomadas semirrápidas dos veículos possuem 16.800 W, desta forma cada bloco quando conectado à rede consome 50.400 W. Vale ressaltar que a carga instalada dos VEs é 120.000 W, pois cada *Nissan Leaf* é caracterizado por 40.000 W.

A curva de demanda do sistema medida no lado secundário da subestação pode ser vista na Figura 29. Nas Figuras 30 e 31 pode-se ver o perfil de baixa e média tensão, respectivamente, do sistema da Costa Rica após a inserção dos VEs. Observa-se que

há barras de baixa tensão que extrapolam os níveis de tensão definidos pelo PRODIST, apresentados na Tabela 2, ocasionando níveis de subtensão consideráveis no sistema que chegam a 0,80 pu. Vale ressaltar que esse comportamento se intensifica se houver alocação de mais VEs em barras próximas. Já nas barras de média tensão os níveis se encontram adequados variando a tensão de 0,9987 a 0,9994 aproximadamente.

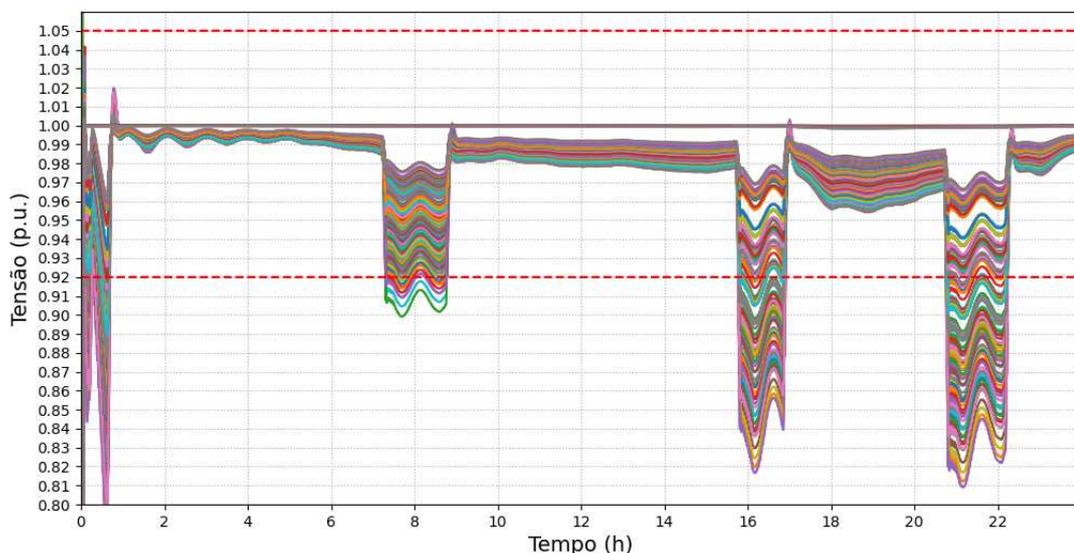
Nota-se que na curva de demanda há acréscimo de potência demandada quando ocorrem as subtensões observadas no perfil de baixa tensão do sistema. Na Figura 29 pode-se ver o acréscimo de potência ocasionado pelos 2 blocos de VEs.

Figura 29 – Demanda do sistema com a inserção dos VEs - Primeiro Caso



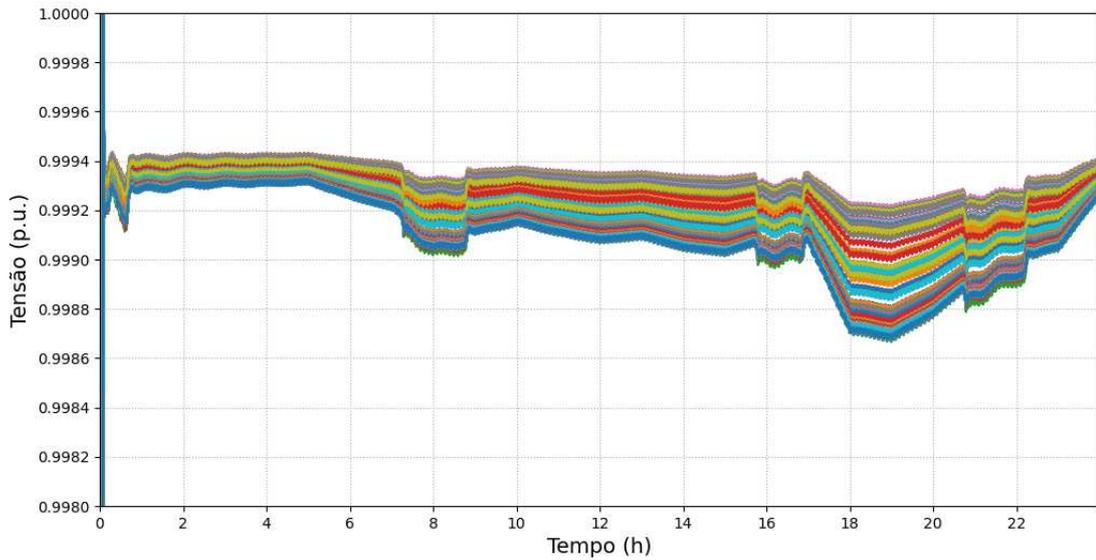
Fonte: Acervo do Autor

Figura 30 – Perfil de baixa tensão do Sistema da Costa Rica - Primeiro Caso



Fonte: Acervo do Autor

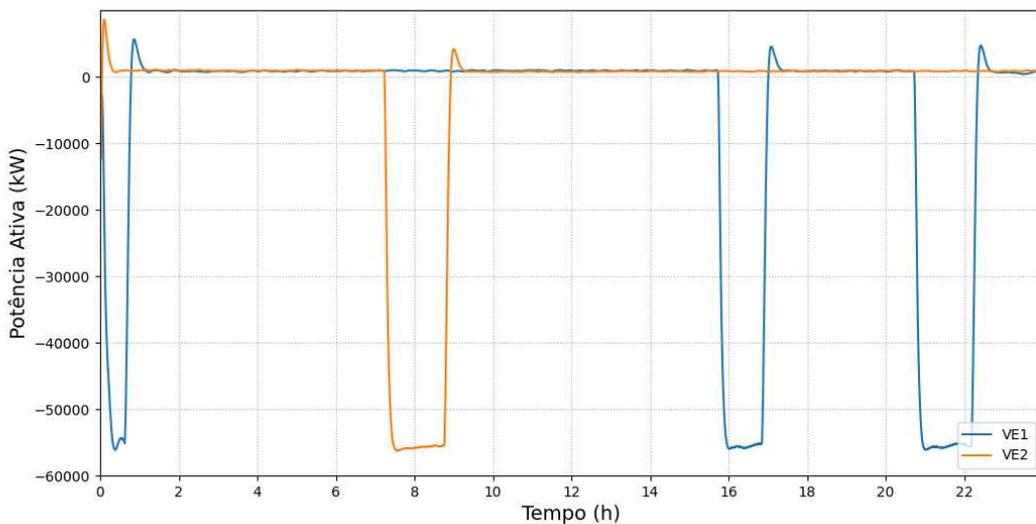
Figura 31 – Perfil de média tensão do Sistema da Costa Rica - Primeiro Caso



Fonte: Acervo do Autor

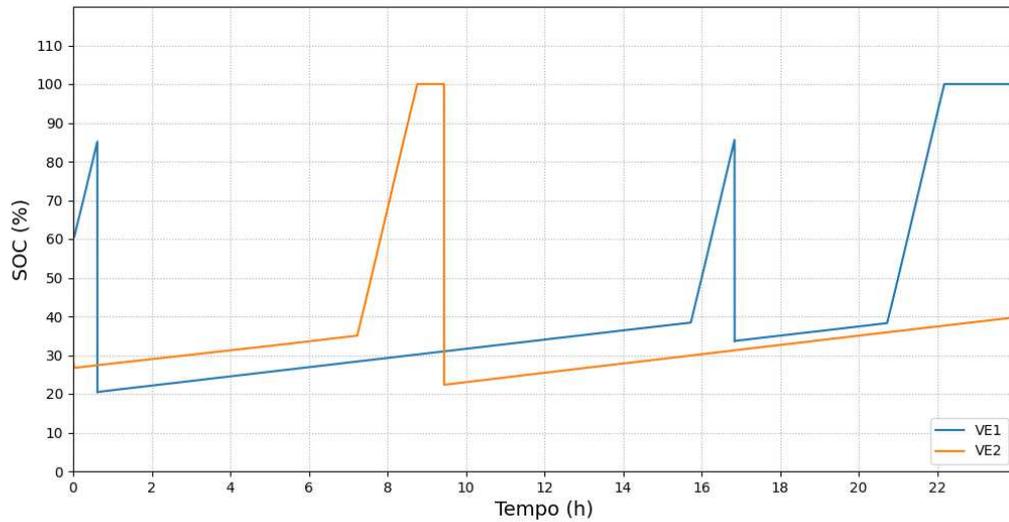
A potência ativa demandada pelos 2 blocos de 3 VEs à rede pode ser vista na Figura 32. Vale ressaltar que a potência demandada por cada bloco é de 50,4 kW, visto que a tomada de cada VE demanda uma potência de 16,8 kW. O comportamento SOC pode ser visto na Figura 33.

Figura 32 – Potência Ativa trifásica demandada por cada bloco de VEs - Primeiro Caso



Fonte: Acervo do Autor

Figura 33 – SOC da bateria de cada bloco de VEs - Primeiro Caso



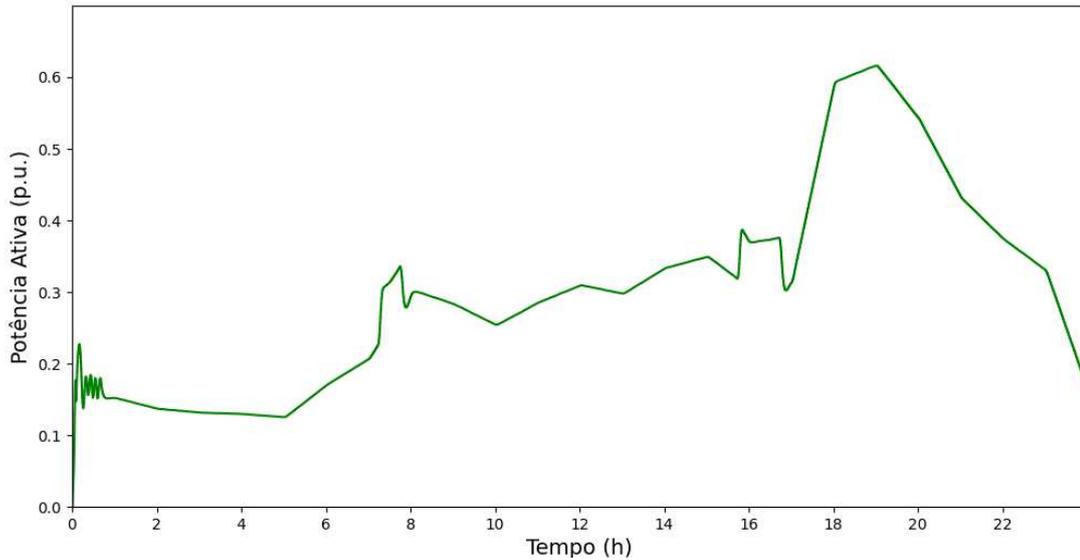
Fonte: Acervo do Autor

Nota-se que quando as tomadas requisitam potência ativa, os VEs são carregados comportando-se como uma carga no sistema da Costa Rica. O SOC da bateria mostra o comportamento de dois tipos de usuários de VEs em um dia de semana, um deles carrega o veículo de 7:15h às 9:30h aproximadamente para ir ao trabalho, o outro tipo de usuário deixou carregando no dia anterior durante a noite/madrugada, posteriormente carregou das 15:50h às 17:00h, e carregou ao final do dia após chegar do trabalho às 20:30h.

#### 4.2.1 Controle V2G no PCC - Primeiro Caso

Essa análise contemplará a atuação do V2G no Primeiro Caso realizando a leitura de tensão no PCC, ou seja, na barra que as tomadas estão conectadas. A potência ativa do sistema medida no lado secundário da subestação pode ser vista através da Figura 34, observa-se que a mesma está mais próxima à dinâmica do Caso Base após a atuação do controle.

Figura 34 – Demanda do sistema com a inserção dos VEs após atuação do V2G com leitura no PCC - Primeiro Caso

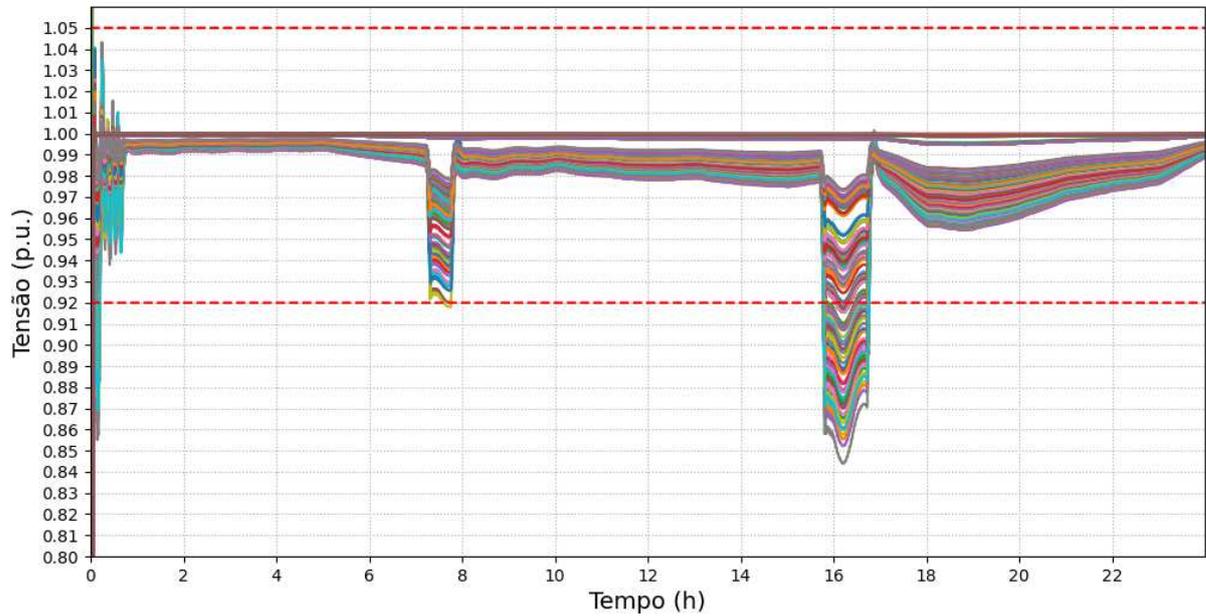


Fonte: Acervo do Autor

Já as tensões das barras de baixa tensão após a atuação da leitura do V2G no PCC, podem ser vistas na Figura 35. Pode-se perceber claramente a atuação do V2G na subtensão do Primeiro Caso ocasionada pela inserção dos veículos, comparando as Figuras 30 e 35. A potência ativa trifásica de leitura no PCC das tomadas dos VEs pode ser vista na Figura 36. Nitidamente houve mitigação da subtensão entre os horários de 00:00h às 00:45h, e ao final do dia após às 20:30 horas, ou seja, o controle atuou nesses horários corrigindo a tensão nas barras de baixa tensão do sistema para valores adequados definidos pelo PRODIST. A característica de redução da subtensão vista de 7:15h às 7:50h é devido as diferentes porcentagens em que o SOC da bateria iniciou o carregamento do veículo comparando esse caso com o caso anterior. Essa característica de aleatoriedade pode diminuir ou aumentar a subtensão quando o V2G não atua. Sendo assim, a subtensão ainda existe no sistema, mas o controle V2G com leitura no PCC contribuiu para reduzi-la e a melhorar o perfil de tensão na totalidade.

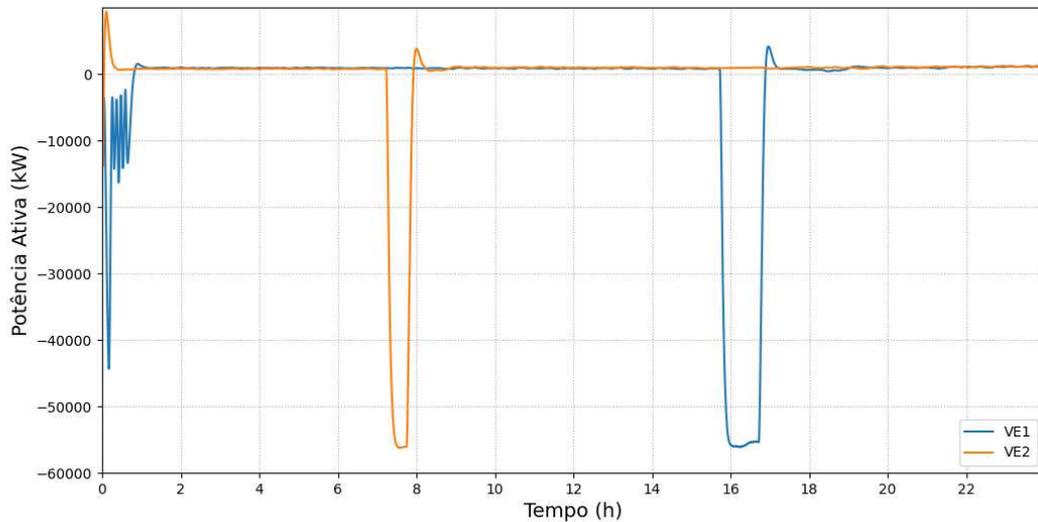
Nota-se que nos locais de mitigação de tensão há uma certa característica de oscilação na potência ativa da tomada caracterizando a atuação do controle V2G. Ao final do dia de 20:30 às 22:20 e de 00:00 às 00:45 fica claro que as condições que principiam o V2G foram atendidas, dentre elas, a condição de autorização do usuário, permitindo assim que a bateria do veículo suprisse o sistema, realizando assim um serviço ancilar, e não mais atuando como carga no sistema.

Figura 35 – Perfil de baixa tensão do Sistema da Costa Rica com atuação do V2G com leitura no PCC - Primeiro Caso



Fonte: Acervo do Autor

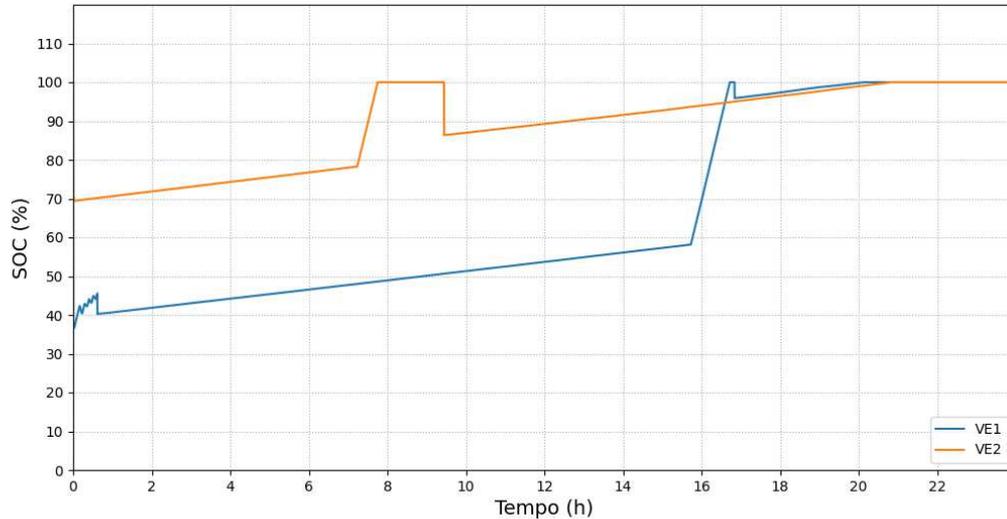
Figura 36 – Leitura de Potência Ativa trifásica nas tomada dos VEs após atuação do V2G com leitura no PCC- Primeiro Caso



Fonte: Acervo do Autor

O comportamento do SOC das baterias dos VEs pode ser visto na Figura 37, onde pode-se observar os momentos que os VEs atuam como carga, entre 7:15h e 7:50h e das 15:50h às 17:00 horas e, os momentos que o controle V2G atua suprindo assim a rede da Costa Rica e contribuindo para a mitigação da subtensão.

Figura 37 – SOC da bateria de cada bloco de VEs após atuação do V2G com leitura no PCC - Primeiro Caso



Fonte: Acervo do Autor

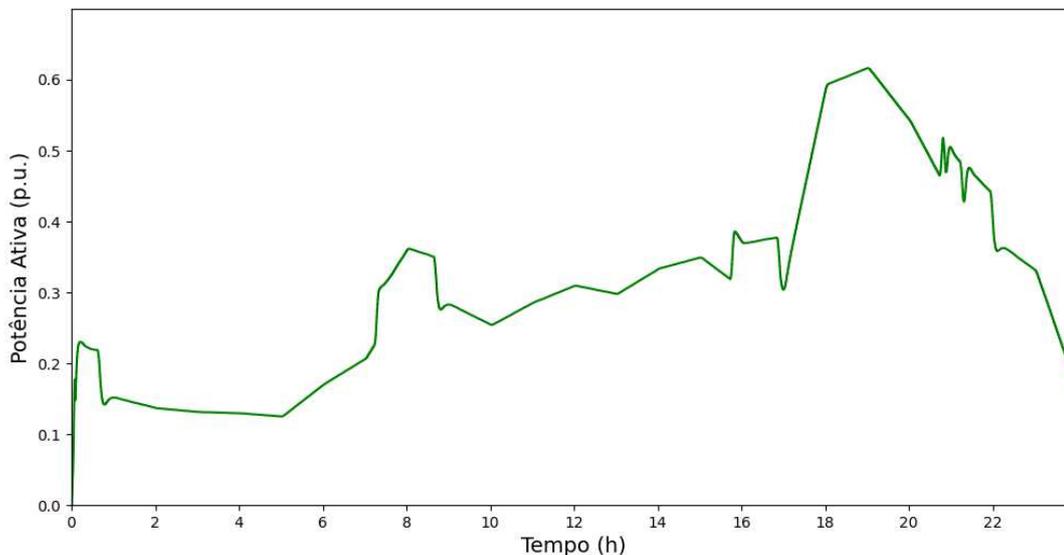
#### 4.2.2 Controle V2G no transformador - Primeiro Caso

Essa análise contemplará a atuação do V2G no Primeiro Caso realizando a leitura de tensão no secundário do transformador de média para baixa tensão adjacente às barras que os VEs foram conectados. Neste caso a leitura é realizada na barra BUSLVFLX26.1.2.3, pois ambas as tomadas estão adjacentes ao mesmo transformador, como pode ser visto na Tabela 8. A potência ativa do sistema medida no lado secundário da subestação pode ser vista através da Figura 38. Comparando as Figuras 29 e 38 nota-se que são curvas semelhantes, ou seja, não houve uma característica de injeção de potência expressiva no sistema por parte das baterias dos VEs.

Tabela 8 – Barras de leitura do controle V2G no secundário do Transformador - Primeiro Caso.

Barra do Sistema	Tensão Base de Fase (kV)	Barra do secundário do Transformador próximo
BUSLVFLX1274.1.2.3	0,120	BUSLVFLX26.1.2.3
BUSLVFLX1130.1.2.3	0,120	BUSLVFLX26.1.2.3

Figura 38 – Demanda do sistema com a inserção dos VEs após atuação do V2G com leitura no Trafo - Primeiro Caso

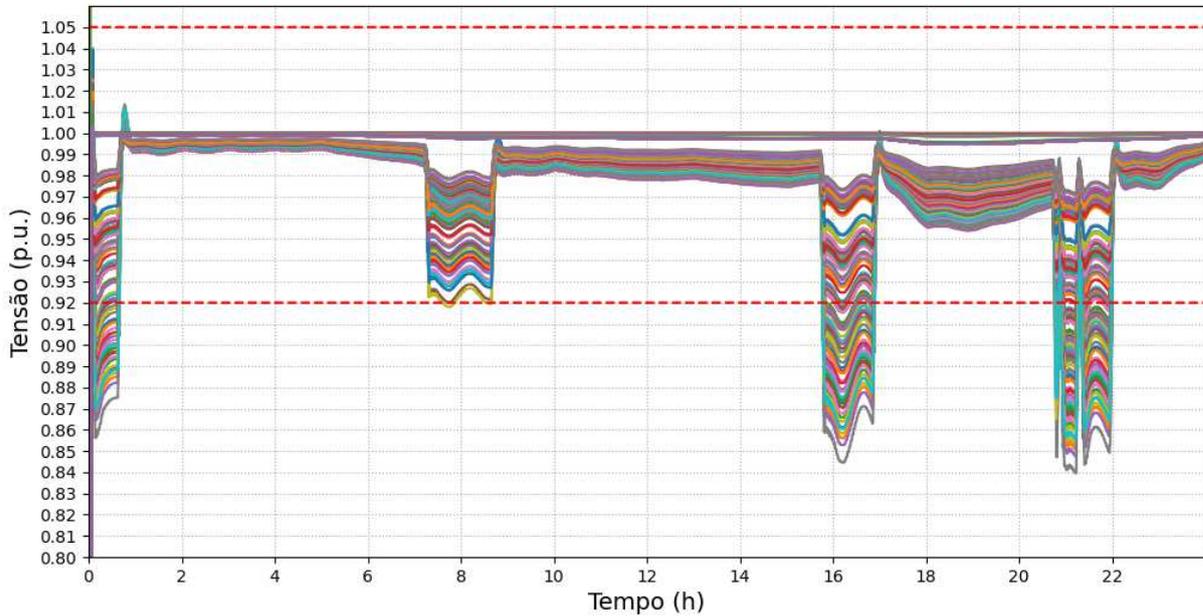


Fonte: Acervo do Autor

A Figura 39 mostra a subtensão no sistema após a atuação da tecnologia V2G com leitura no secundário do transformador. A lógica de controle do V2G é determinada pela leitura de tensão, pois a magnitude de tensão é lida através da Transformada de Fourier implementada na lógica V2G, logo a leitura sendo realizada no transformador possibilita o V2G não atuar, já que grande parte do sistema de baixa tensão está a jusante do ponto de leitura em questão. Logo, possa haver piores casos de subtensão além daquele ponto, como ocorre, e esses casos não são assim considerados para atuação do controle.

Nota-se que a subtensão ainda existe de 00:00h às 00:45h e de 15:50h às 17 horas, pois o V2G não atuou, visto que as condições que principiam o controle não foram atendidas. Ao final do dia há uma tentativa de atuação do controle, mas não há mitigação da subtensão, a mesma continua em um nível elevado. A leitura não possibilitou que a potência entregue para a rede através da tomada dos VEs fosse suficiente. Esse comportamento fica nítido através da Figura 41, que apresenta a potência ativa trifásica das tomadas.

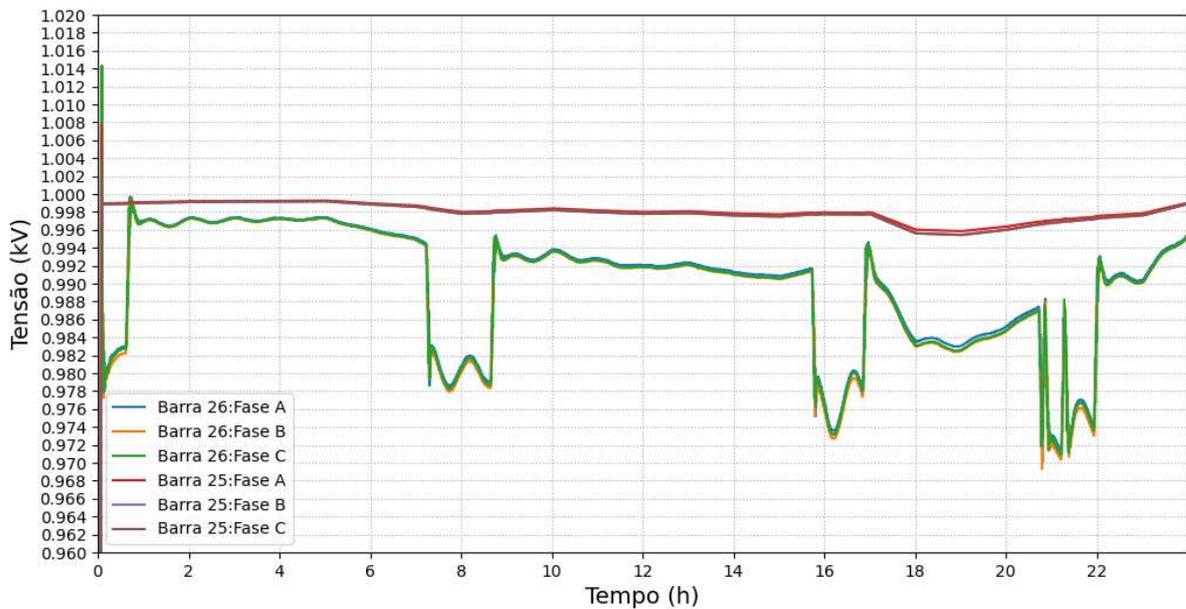
Figura 39 – Perfil de baixa tensão do Sistema da Costa Rica com atuação do V2G com leitura no Trafo - Primeiro Caso



Fonte: Acervo do Autor

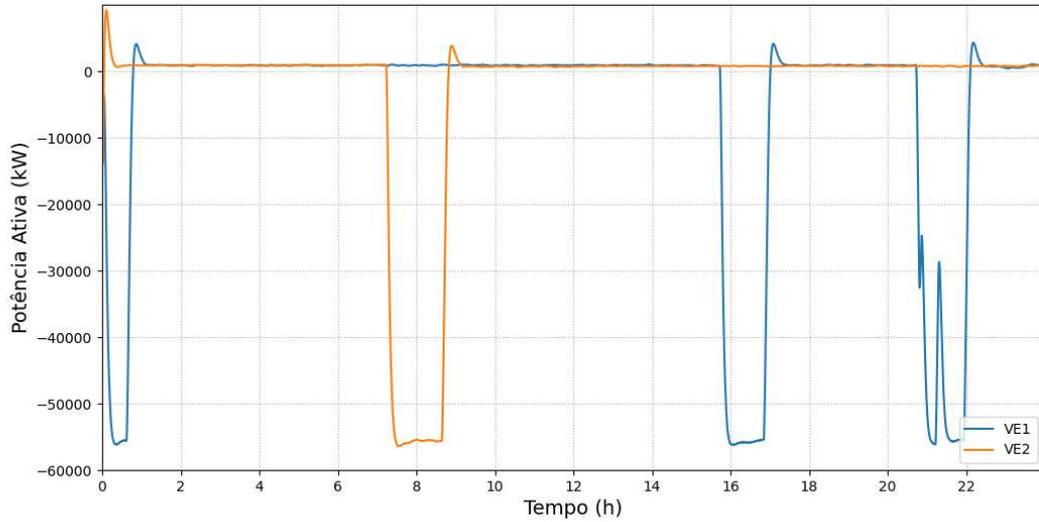
As barras do secundário dos transformadores podem ser vistas na Figura 40, onde é realizada a leitura da tensão para atuação do controle. Não há subtensão nas mesmas, estando entre 0,97 pu e 1 pu.

Figura 40 – Perfil de tensão das barras monitoradas no controle V2G - Primeiro Caso



Fonte: Acervo do Autor

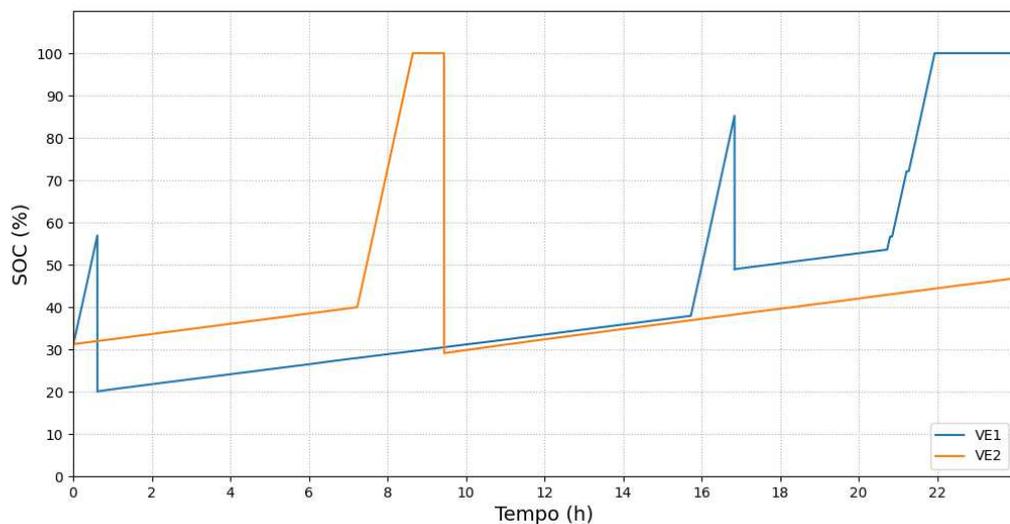
Figura 41 – Leitura de Potência Ativa trifásica nas tomadas dos VEs após atuação do V2G com leitura no Trafo - Primeiro Caso



Fonte: Acervo do Autor

O comportamento do SOC das baterias dos VEs de cada bloco pode ser visto na Figura 42. A atuação do V2G é bem superficial devido à leitura realizada, de maneira a não mudar a característica de subtensão da rede, como pode ser visto de 20:30 horas às 22 horas.

Figura 42 – SOC da bateria de cada bloco de VEs após atuação do V2G com leitura no Trafo - Primeiro Caso



Fonte: Acervo do Autor

### 4.3 Segundo Caso

É interessante entender o comportamento do sistema da Costa Rica quando os VEs estão conectados em barras não sensíveis do sistema, ou seja, as barras que estão mais próximas dos transformadores de média tensão para a baixa tensão. Tais barras possibilitam uma maior quantidade de VEs conectados à rede, conseqüentemente maior número de usuários. O objetivo do Segundo Caso é analisar assim o impacto da maior inserção de VEs no sistema.

Foram implementados 10 blocos contendo 3 VEs agrupados, totalizando 30 *Nissan Leafs*, totalizando 85,83% de penetração no sistema. As tomadas semirrâpidas dos veículos possuem 16.800 W, desta forma cada bloco quando conectado à rede consome 50.400 W. Vale ressaltar que a carga instalada dos VEs é 1,2 MW, pois cada *Nissan Leaf* é caracterizado por 40.000 W.

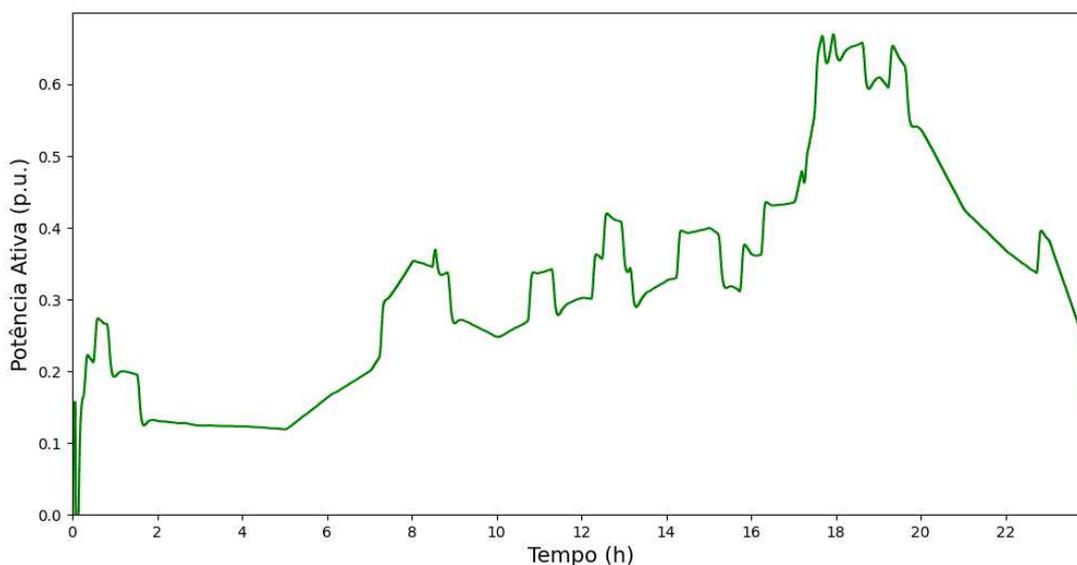
As barras que foram conectados os blocos de VEs podem ser vistas na Tabela 9.

Tabela 9 – Características das barras de alocação dos VEs - Segundo Caso.

<b>Barra do Sistema</b>	<b>Tensão Base de Fase (kV)</b>	<b>Distância do Trafo mais próximo (m)</b>
BUSLVFLX1107.1.2.3	0,120	54,3442
BUSLVFLX1219.1.2.3	0,120	45,6651
BUSLVFLX1203.1.2.3	0,120	49,1399
BUSLVFLX1143.1.2.3	0,120	46,7618
BUSLVFLX1135.1.2.3	0,120	31,1134
BUSLVFLX1275.1.2.3	0,120	9,4079
BUSLVFLX25.1.2.3	0,120	0,0000
BUSLVFLX1278.1.2.3	0,120	9,4068
BUSLVFLX1279.1.2.3	0,120	9,0931
BUSLVFLX1288.1.2.3	0,120	9,3735

A curva de demanda do sistema da Costa Rica para o Segundo Caso pode ser vista na Figura 43. As tensões das barras de baixa tensão pode ser vista na Figura 44 e, as tensões das barras de média tensão podem ser vistas na Figura 45.

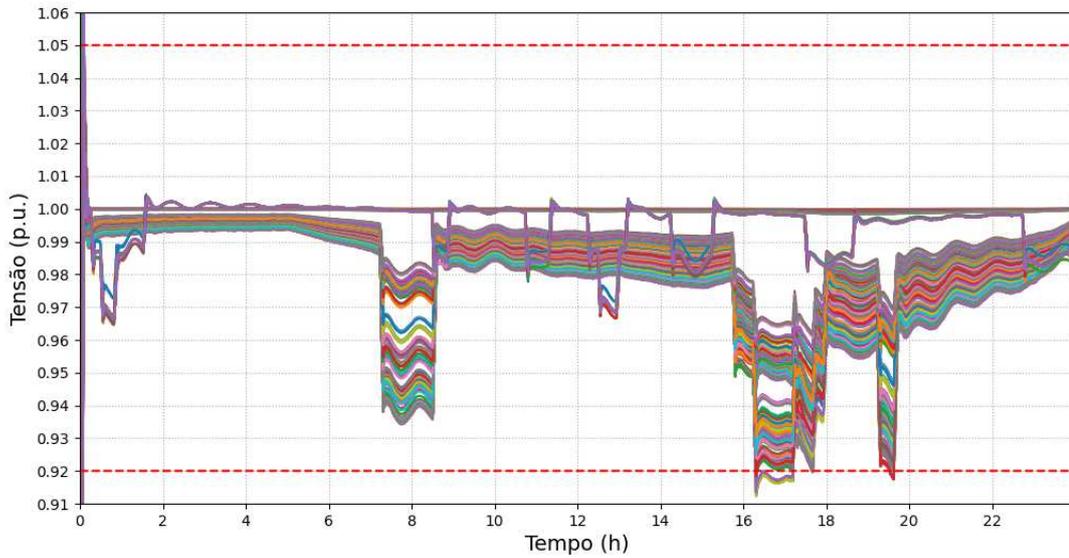
Figura 43 – Demanda do sistema com a inserção dos VEs - Segundo Caso



Fonte: Acervo do Autor

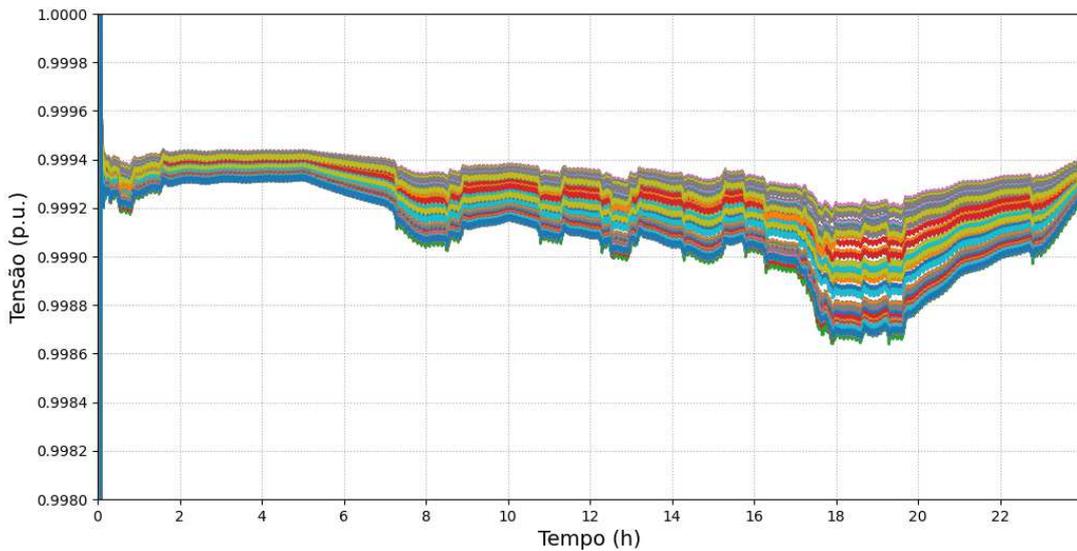
Quanto a demanda do sistema, nota-se um pico de carga ainda mais acentuado de 18 horas às 20 horas após a inserção de 85,83% de penetração de VEs. Visto que buscou-se realizar a conexão em barras não sensíveis do sistema, é nítido a diferença de impacto na tensão ocasionada em comparação com o Primeiro Caso. Com 24 veículos a mais, no Segundo Caso a subtensão é mais branda por ser próxima à 0,92 pu, ocorrendo de 16:15 às 17:15 e às 19:40 horas aproximadamente. Apesar da alta penetração, durante o resto do dia as tensões se comportaram dentro da faixa considerada adequada pelo PRODIST para operação, demarcada pela linha pontilhada em vermelho. Nas barras de média tensão não houve extrapolação de tensão, os níveis se encontram entre 0,99865 a 0,99945 pu aproximadamente.

Figura 44 – Perfil de baixa tensão do Sistema da Costa Rica - Segundo Caso



Fonte: Acervo do Autor

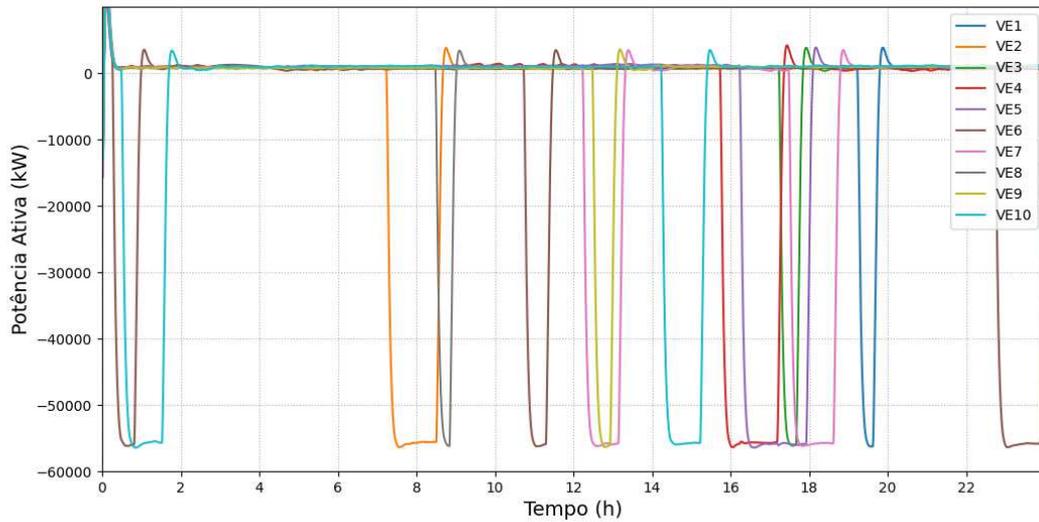
Figura 45 – Perfil de média tensão do Sistema da Costa Rica - Segundo Caso



Fonte: Acervo do Autor

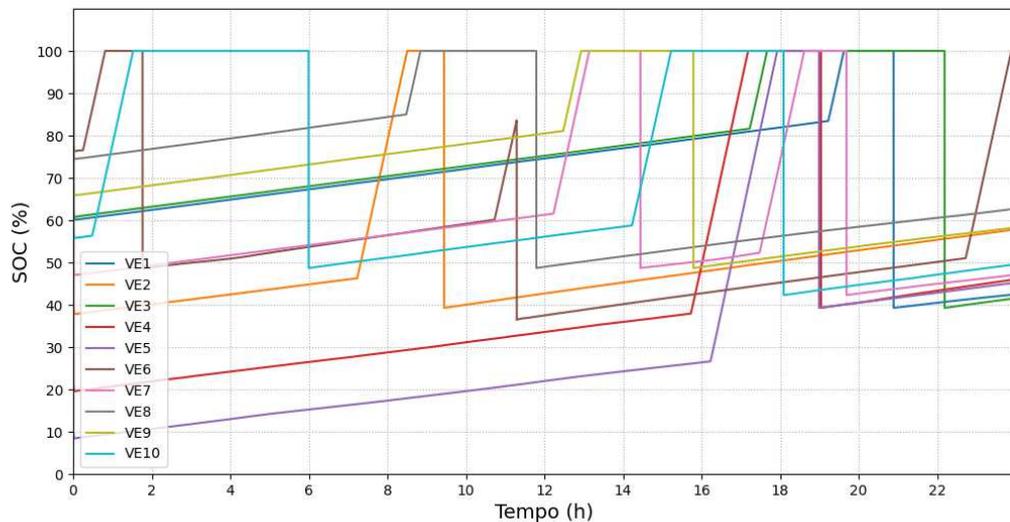
A Potência Ativa demandada pelos 10 blocos de 3 VEs à rede pode ser vista através da Figura 46, somados os mesmos correspondem a 504 kW de potência conectados à rede. Quando a curva de potência das tomadas requisita potência ativa, os VEs são carregados comportando-se como uma carga no sistema da Costa Rica. O comportamento do SOC da bateria de cada bloco de VEs em um típico dia de semana para diferentes perfis de usuário pode ser visto na Figura 47. Observa-se que grande parte dos usuários carregam seus veículos mais ao final do dia como esperado e visto no perfil de tensão e potência.

Figura 46 – Potência Ativa trifásica demandada por cada bloco de VEs - Segundo Caso



Fonte: Acervo do Autor

Figura 47 – SOC da bateria de cada bloco de VEs - Segundo Caso



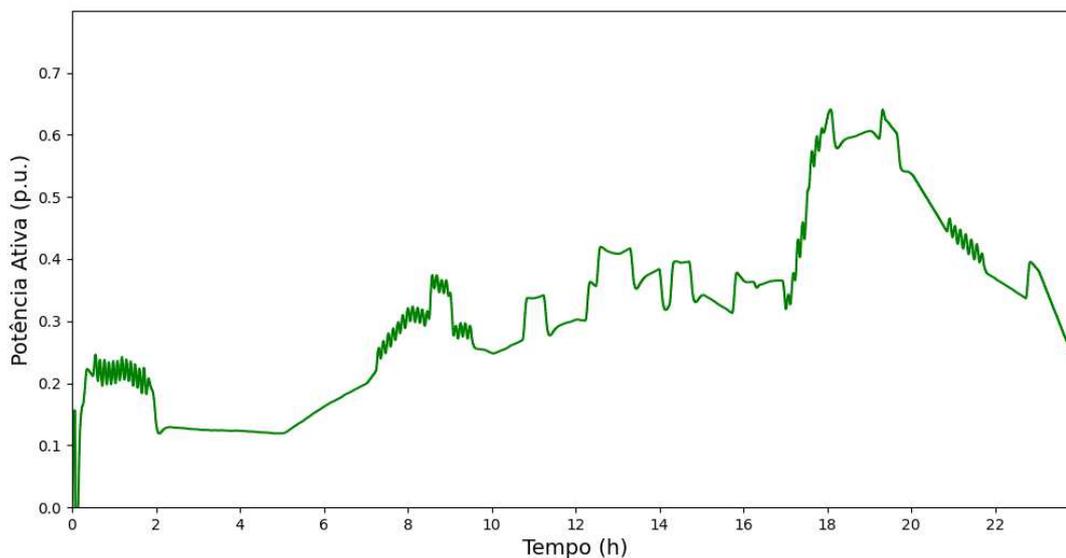
Fonte: Acervo do Autor

#### 4.3.1 Controle V2G no PCC - Segundo Caso

Realizando a análise que contempla a atuação do V2G com leitura de tensão no PCC para o Segundo Caso, ou seja, leitura nas barras que as tomadas estão conectadas, a Potência Ativa do sistema medida no lado secundário da subestação pode ser vista através da Figura 48. Observa-se que atuação do V2G está nítida no formato da curva, indicando em determinadas áreas que o controle atuou de forma que VEs suprissem a rede, não

atuando mais como carga, mas sim como serviço ancilar, injetando potência ativa na rede da Costa Rica. O controle atuou de maneira que a demanda reduziu drasticamente no horário de pico, de 18 horas às 20 horas, basta comparar a Figura 48 com a Figura 43.

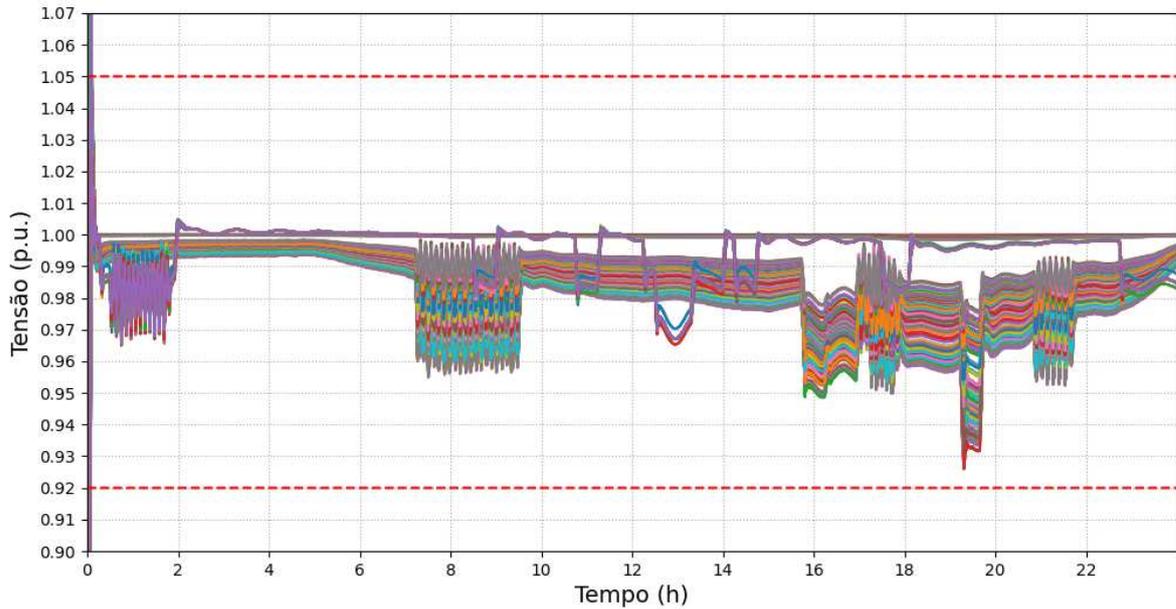
Figura 48 – Demanda do sistema com a inserção dos VEs após atuação do V2G com leitura no PCC - Segundo Caso



Fonte: Acervo do Autor

As tensões nas barras de baixa tensão após a atuação da leitura do V2G no PCC, podem ser vistas na Figura 44. Comparando as Figuras 49 e 44 percebe-se a atuação do V2G conforme a Curva *Droop* definida, que pode ser vista na Figura 25. A Curva *Droop* escolhida permite que a tecnologia V2G atue proporcionalmente na tensão entre 0,92 pu e 0,97 pu, e atue com potência máxima em valores de tensão abaixo de 0,92 pu, por essa razão as barras de baixa tensão têm a tensão corrigida para valores dentro do espectro observado. Tais valores estão entre as curvas pontilhadas vermelhas, indicando que após a atuação do V2G com leitura de tensão no PCC não é observado subtensão no sistema da Costa Rica. A característica de oscilação é ocasionada pela atuação da tecnologia V2G implementada, que ora carrega o veículo e ora supre a rede.

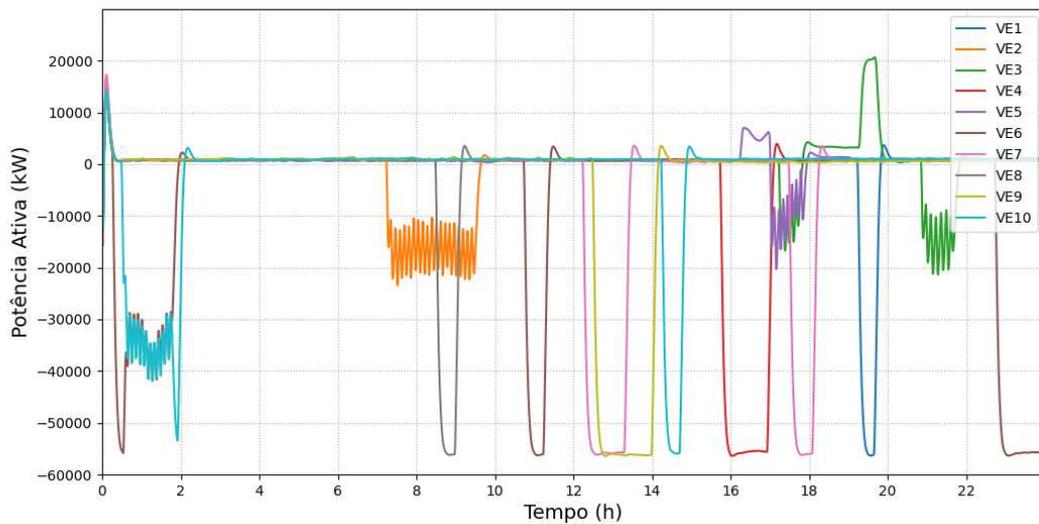
Figura 49 – Perfil de baixa tensão do Sistema da Costa Rica com atuação do V2G com leitura no PCC - Segundo Caso



Fonte: Acervo do Autor

A Potência Ativa trifásica de leitura no PCC das tomadas dos VEs pode ser vista na Figura 50.

Figura 50 – Leitura de Potência Ativa Trifásica nas tomadas dos VEs após atuação do V2G com leitura no PCC - Segundo Caso



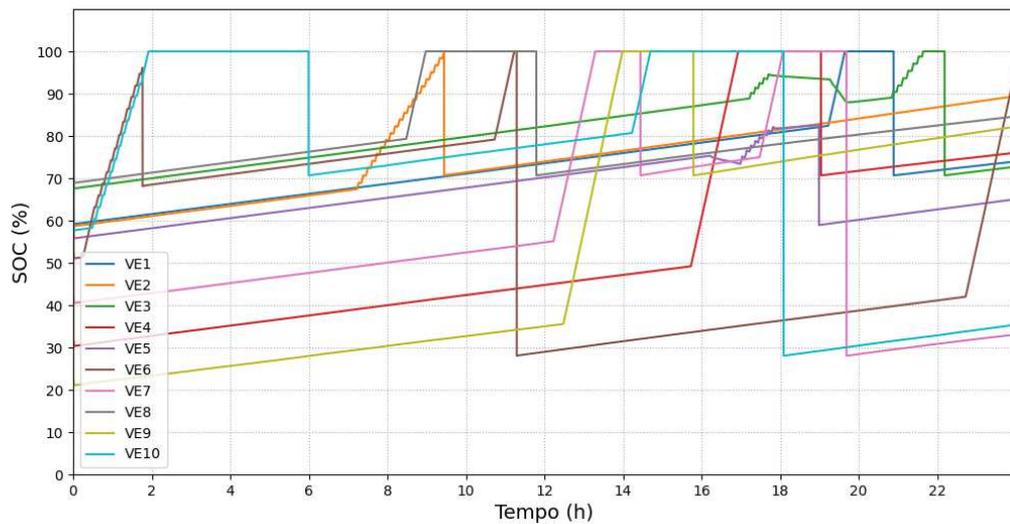
Fonte: Acervo do Autor

Nota-se que em vários momentos do dia as condições que principiam a atuação do controle V2G são atendidas, dentre as condições, o usuário permite o fornecimento de

potência do veículo para à rede. As curvas com características oscilatórias são caracterizadas pelo serviço ancilar, ou seja, os VEs injetando potência na rede. Além disso, há algumas curvas com momentos de potência positiva ao longo do dia, como exemplo pode-se citar a curva em verde, indicando que em determinados horários o sistema necessitou de uma quantidade de injeção de potência mais considerável. Já as curvas de potência negativa, sem característica oscilatória, que demandam 50,4 kW de potência, são caracterizadas pelos VEs atuando como carga.

O comportamento do SOC das baterias dos VEs pode ser visto na Figura 51, onde pode-se observar momentos em que os VEs suprem a rede, carregando e descarregando suas baterias, caracterizando esse comportamento oscilatório para prover a potência necessária para a rede conforme os níveis de subtensão apresentados em determinados momentos do dia.

Figura 51 – SOC da bateria de cada bloco de VEs após atuação do V2G com leitura no PCC - Segundo Caso



Fonte: Acervo do Autor

#### 4.3.2 Controle V2G no transformador - Segundo Caso

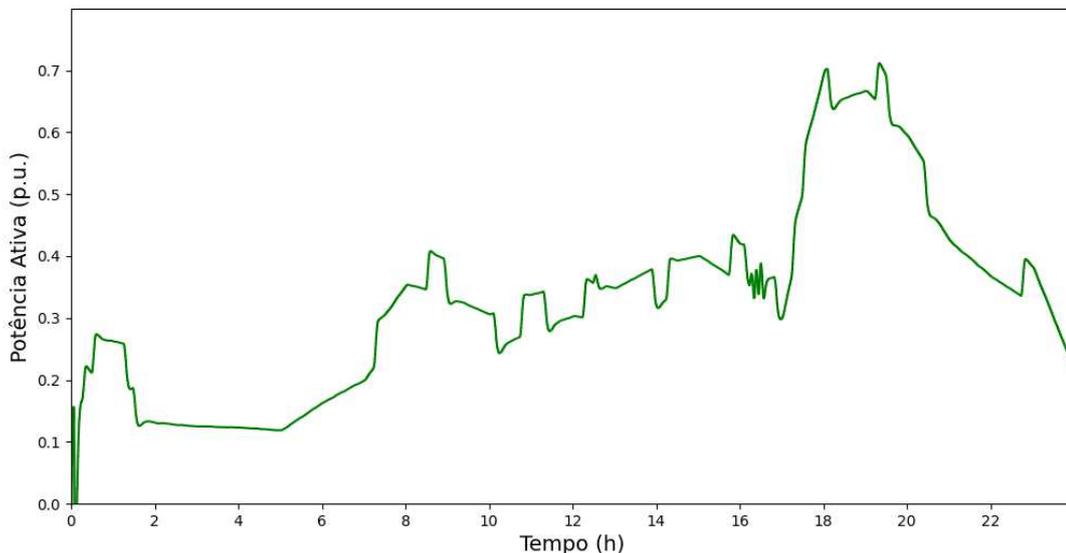
A análise de atuação do controle V2G com leitura no transformador de média para baixa tensão, mais próximo das barras que estão conectadas as tomadas dos VEs, é realizada para compreender e comparar as duas leituras distintas de controle. Na Tabela 10 vê-se as barras do secundário dos transformadores que são realizadas as leituras de tensão de cada bloco de veículos por parte do controle.

Tabela 10 – Barras de leitura do controle V2G no secundário do Transformador - Segundo Caso.

Barra do Sistema	Tensão Base de Fase (kV)	Barra do secundário do Transformador próximo
BUSLVFLX1107.1.2.3	0,120	BUSLVFLX26.1.2.3
BUSLVFLX1219.1.2.3	0,120	BUSLVFLX26.1.2.3
BUSLVFLX1203.1.2.3	0,120	BUSLVFLX26.1.2.3
BUSLVFLX1143.1.2.3	0,120	BUSLVFLX26.1.2.3
BUSLVFLX1135.1.2.3	0,120	BUSLVFLX26.1.2.3
BUSLVFLX1275.1.2.3	0,120	BUSLVFLX25.1.2.3
BUSLVFLX25.1.2.3	0,120	BUSLVFLX25.1.2.3
BUSLVFLX1278.1.2.3	0,120	BUSLVFLX25.1.2.3
BUSLVFLX1279.1.2.3	0,120	BUSLVFLX25.1.2.3
BUSLVFLX1288.1.2.3	0,120	BUSLVFLX25.1.2.3

A demanda de potência do sistema da Costa Rica para este caso pode ser vista na Figura 52. É possível perceber os momentos de injeção de potência no sistema por parte da bateria dos VEs, basta comparar com a Figura 43. A potência requerida do sistema no horário de pico é reduzida, além de uma característica oscilatória vista entre 16 horas e 17 horas, que corresponde a atuação do controle no horário de subtensão.

Figura 52 – Demanda do sistema com a inserção dos VEs após atuação do V2G com leitura no Transformador - Segundo Caso

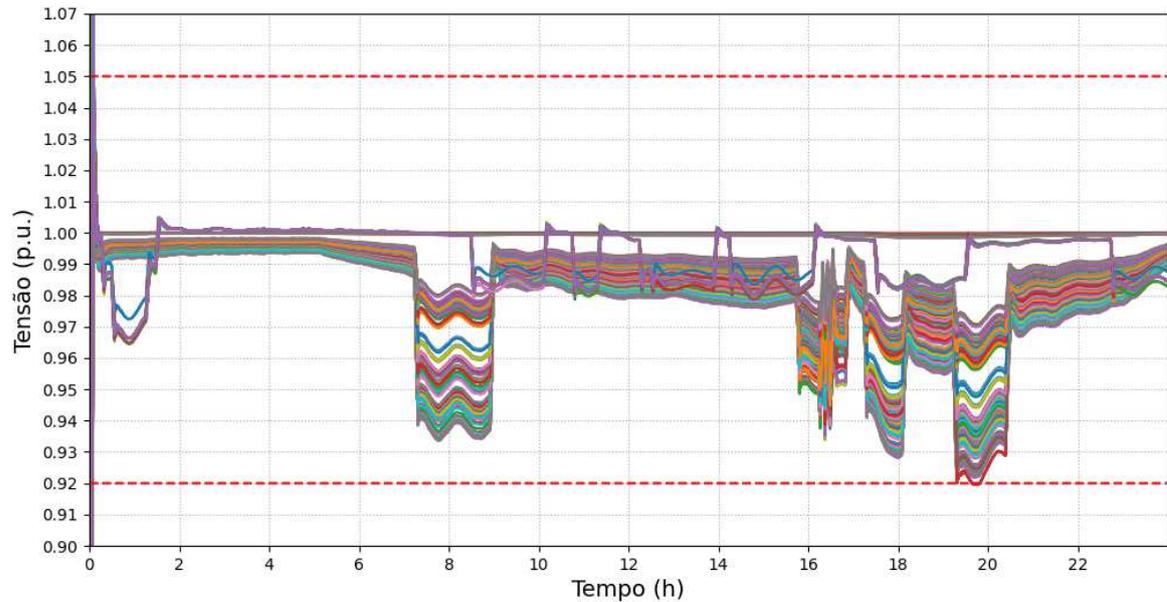


Fonte: Acervo do Autor

A Figura 53 apresenta as tensões das barras de baixa tensão do sistema após a atuação do V2G com leitura nos transformadores. Nota-se que o controle conseguiu mitigar a subtensão anteriormente encontrada. Por se tratar de um caso em que os níveis de afundamento de tensão são mais próximos do limite de 0,92 pu, a leitura de controle

do V2G para esse caso obteve sucesso, sendo assim os VEs injetaram a potência que o sistema necessitava. As características conservadoras da curva *Droop* contribuíram para isso ocorrer, visto que o controle V2G atua proporcionalmente até 0,97 pu. Já que o sistema da Costa Rica mostrou ser um sistema mais sensível, a mesma foi pensada estrategicamente.

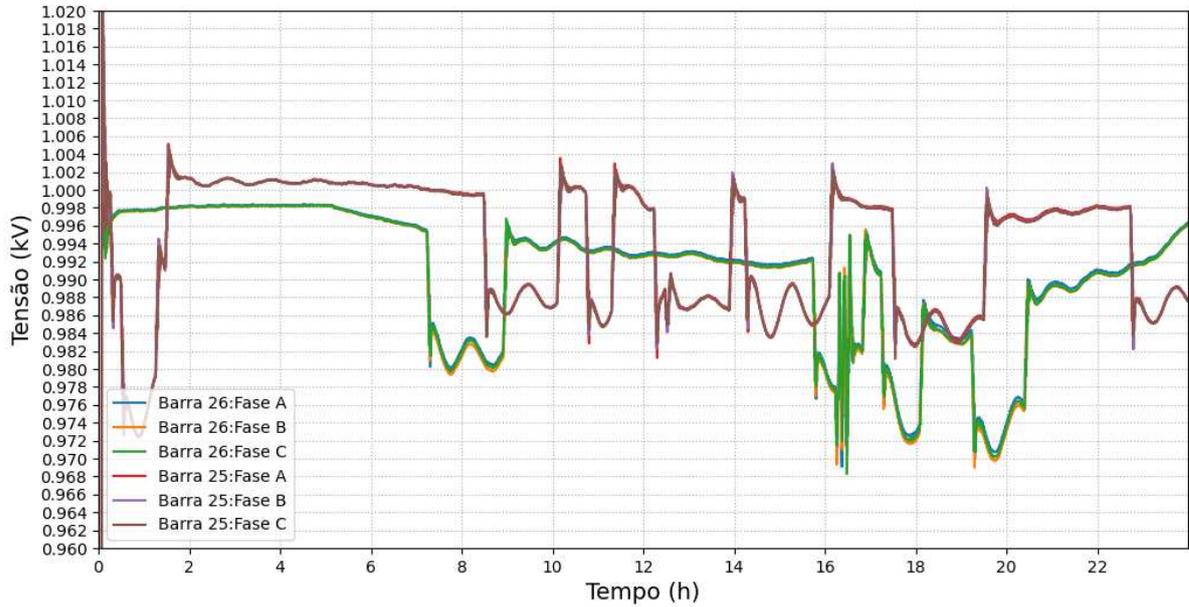
Figura 53 – Perfil de baixa tensão do Sistema da Costa Rica com atuação do V2G com leitura no Transformador - Segundo Caso



Fonte: Acervo do Autor

As barras correspondentes ao secundário dos transformadores podem ser vistas na Figura 54. Nota-se que as mesmas também não possuem características de subtensão, estando acima de 0,97 pu e com perfis distantes dos limites considerados precários.

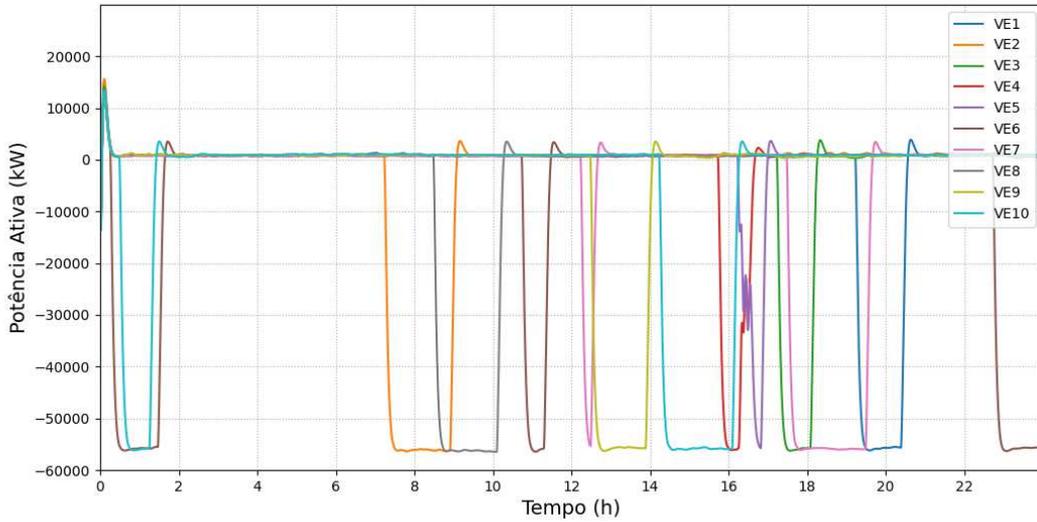
Figura 54 – Perfil de tensão das barras monitoradas no controle V2G - Segundo Caso



Fonte: Acervo do Autor

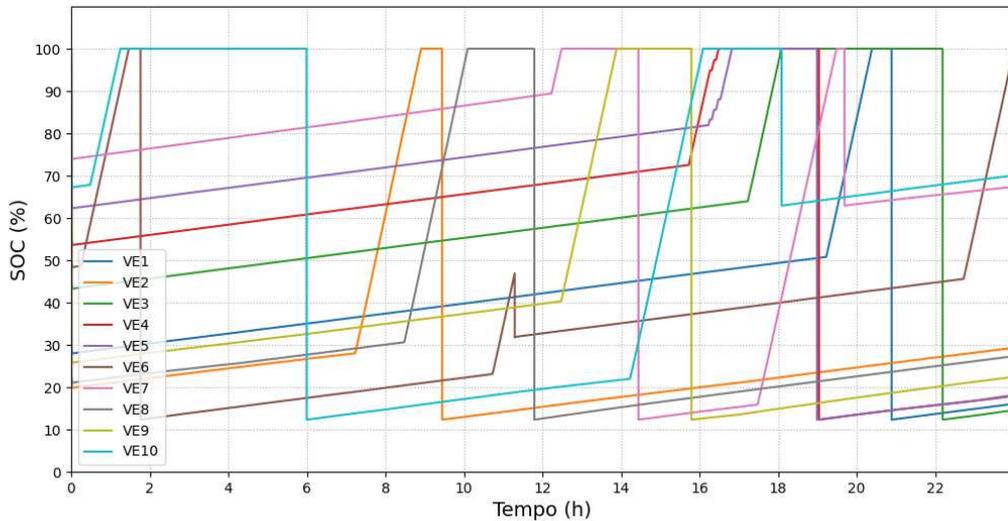
A Figura 55 apresenta a leitura de potência ativa das tomadas dos VEs. Já a Figura 56 mostra o SOC das baterias dos veículos. Os momentos de injeção de potência por parte das baterias dos VEs, ou seja, de atuação do controle V2G, pode ser observado como pequenas oscilações nas curvas em roxo e vermelho no sistema. Vale ressaltar que mesmo o SOC das curvas em vermelho e roxo inicializando em porcentagens mais altas, a potência entregue para a rede foi suficiente, demonstrando ser um caso com um pequeno nível de subtensão que requer pouca potência para a mitigação técnica.

Figura 55 – Leitura de Potência Ativa Trifásica nas tomadas dos VEs após a atuação do V2G com leitura no Transformador - Segundo Caso



Fonte: Acervo do Autor

Figura 56 – SOC da bateria de cada bloco de VEs após atuação do V2G com leitura no Transformador - Segundo Caso



Fonte: Acervo do Autor

#### 4.4 Terceiro Caso

Sabe-se que em uma rede real a alocação dos VEs é realizada em posições não esperadas pela distribuidora, visto que as tomadas são instaladas em locais que há usuários, logo a alocação tem essa característica de imprevisibilidade. O Terceiro caso visa contemplar

uma alocação em barras sensíveis e não sensíveis do sistema de maneira a ter a mesma porcentagem de penetração de potência do Segundo Caso. A ideia é lidar com um caso com subtensão de modo a ver a atuação clara da tecnologia V2G na inserção substancial de VEs, além de demonstrar que as barras de alocação têm grande importância na resposta do Sistema da Costa Rica.

Foram implementados 10 blocos contendo 3 VEs agrupados, sendo assim, 30 *Nissan Leafs*, totalizando 85,83% de penetração no sistema. As tomadas semirrâpidas dos veículos possuem 16.800 W, desta forma cada bloco quando conectado à rede consome 50.400 W. Vale ressaltar que a carga instalada dos VEs é 1,2 MW, pois cada *Nissan Leaf* é caracterizado por 40.000 W.

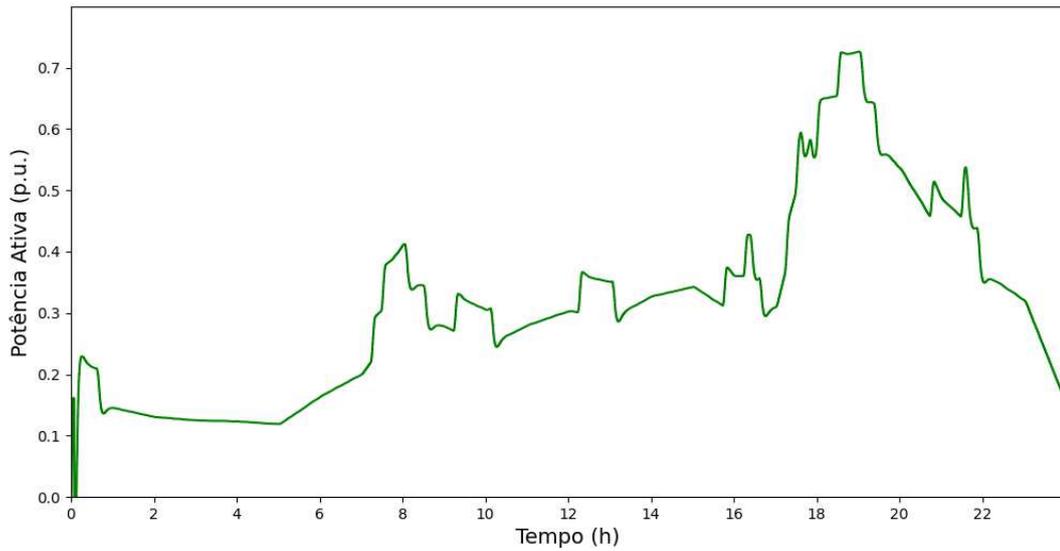
As barras que foram conectados os blocos de VEs podem ser vistas na Tabela 11.

Tabela 11 – Características das barras de alocação dos VEs - Terceiro Caso.

<b>Barra do Sistema</b>	<b>Tensão Base de Fase (kV)</b>	<b>Distância do Trafo mais próximo (m)</b>
BUSLVFLX1207.1.2.3	0,120	166,5435
BUSLVFLX1265.1.2.3	0,120	84,0045
BUSLVFLX1237.1.2.3	0,120	61,4560
BUSLVFLX1270.1.2.3	0,120	85,0832
BUSLVFLX1169.1.2.3	0,120	7,8662
BUSLVFLX1391.1.2.3	0,120	9,1493
BUSLVFLX1389.1.2.3	0,120	9,4893
BUSLVFLX1292.1.2.3	0,120	9,4118
BUSLVFLX1290.1.2.3	0,120	9,4167
BUSLVFLX1283.1.2.3	0,120	9,4134

A curva de demanda do sistema da Costa Rica para o Terceiro Caso pode ser vista na Figura 57. As tensões das barras de baixa tensão pode ser vista na Figura 58 e, as tensões das barras de média tensão pode ser vista na Figura 59.

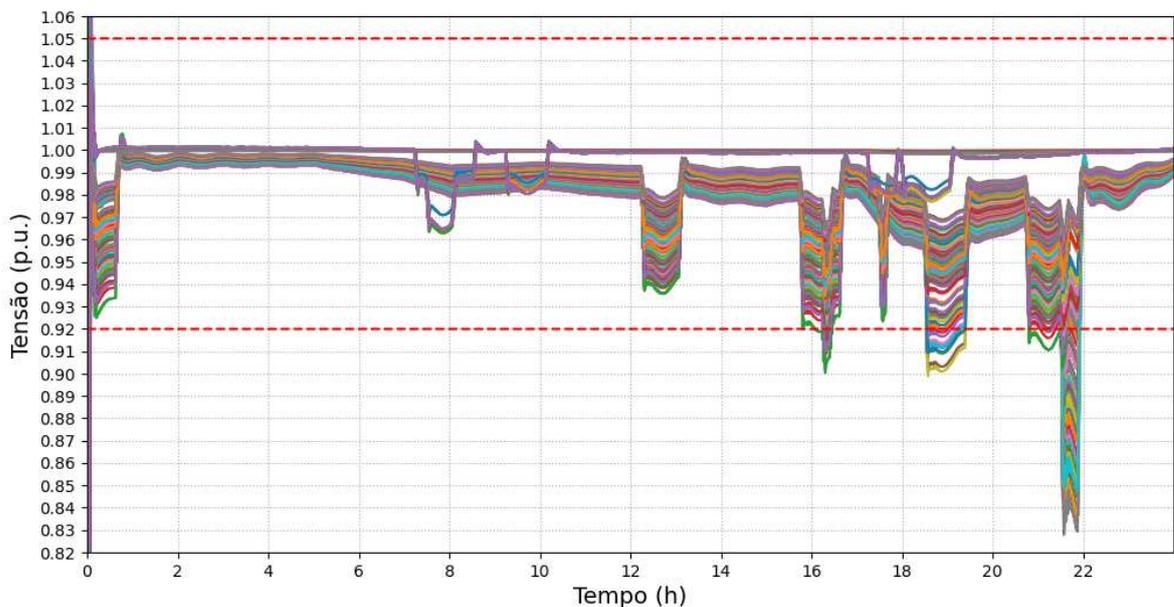
Figura 57 – Demanda do sistema com inserção de VEs - Terceiro Caso



Fonte: Acervo do Autor

Nas barras de baixa tensão observa-se uma carga maior mais ao final do dia, impactando assim na curva de demanda nesses momentos que são requisitados da rede grande potência. A subtensão pode ser observada aproximadamente nos intervalos das 16:15 às 16:30, das 18:30 às 19:30 e de 21 horas às 22 horas. Esses horários já são horários de pico de carga, sendo assim os VEs intensificam ainda mais a demanda de potência requisitada da rede. Os níveis de subtensão observados são mais elevados quando comparados com o Segundo Caso, visto que chegam a 0,83 pu.

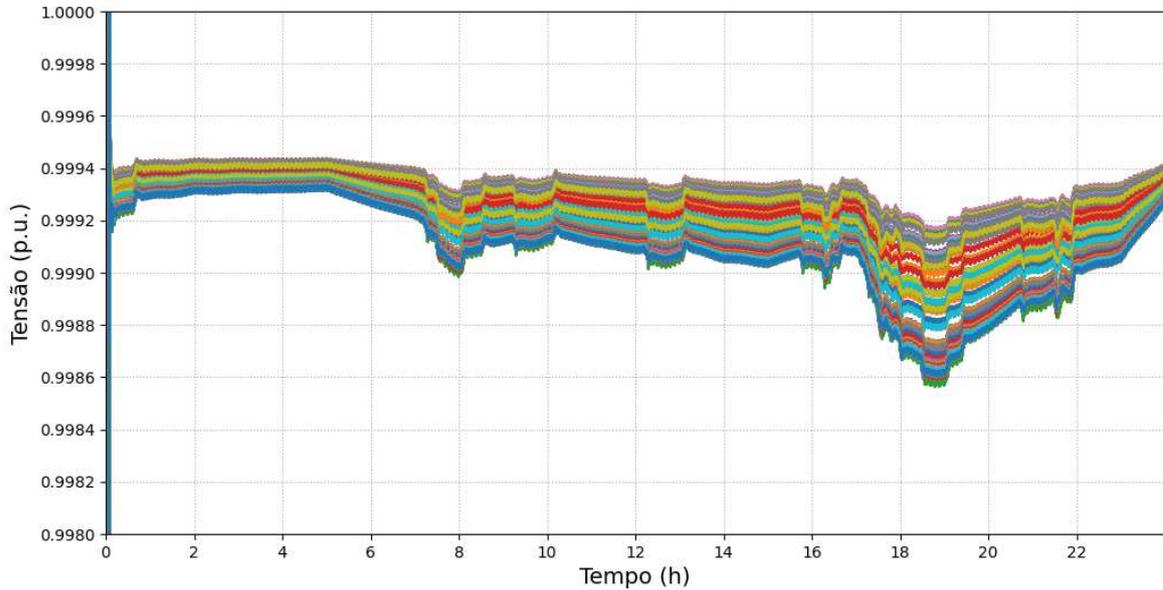
Figura 58 – Perfil de baixa tensão do Sistema da Costa Rica - Terceiro Caso



Fonte: Acervo do Autor

Nota-se que na média tensão não há subtensão, como já esperado, após a inserção dos VEs no sistema da Costa Rica. A tensão está entre os limites estabelecidos pelo PRODIST, variando de aproximadamente 0,9986 pu à 0,9994 pu.

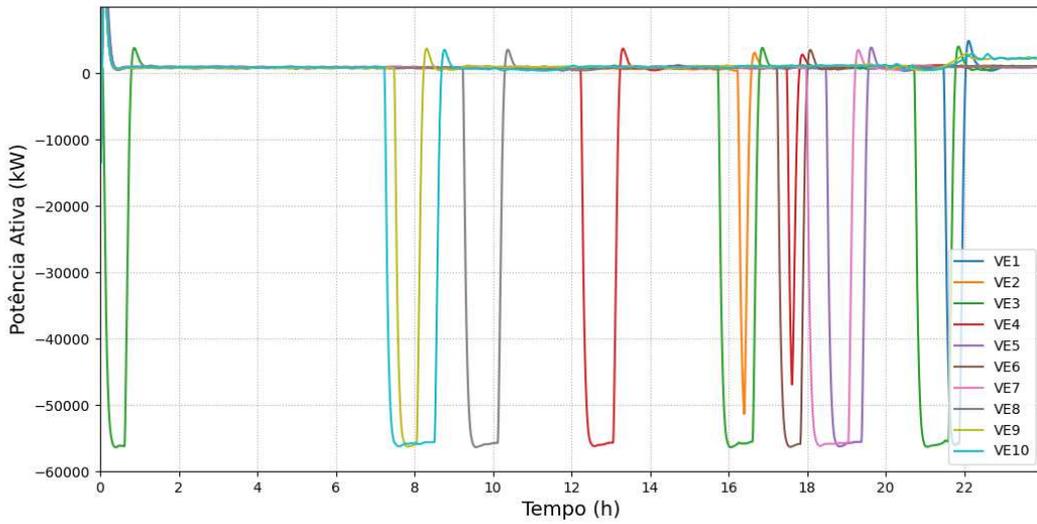
Figura 59 – Perfil de média tensão do Sistema da Costa Rica - Terceiro Caso



Fonte: Acervo do Autor

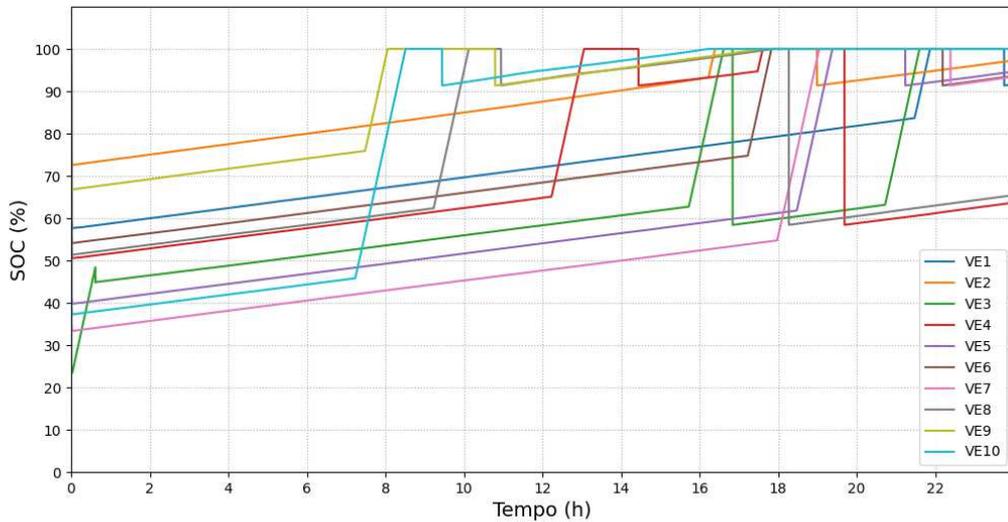
A potência ativa demandada pelos 10 blocos de 3 VEs à rede pode ser vista através da Figura 60. Quando a curva de potência das tomadas requisita potência ativa, os VEs são carregados comportando-se como uma carga no sistema da Costa Rica. O comportamento do SOC da bateria de cada bloco de VEs em um típico dia de semana para perfis diferentes de usuário pode ser visto na Figura 61. Nota-se que muitos usuários no Terceiro Caso possuem característica de carregar seus veículos principalmente ao final do dia, quando voltam do trabalho por exemplo, demandando a potência do sistema caracterizada na Figura 57.

Figura 60 – Potência Ativa trifásica demanda por cada bloco de VEs - Terceiro Caso



Fonte: Acervo do Autor

Figura 61 – SOC da bateria de cada bloco de VEs - Terceiro Caso



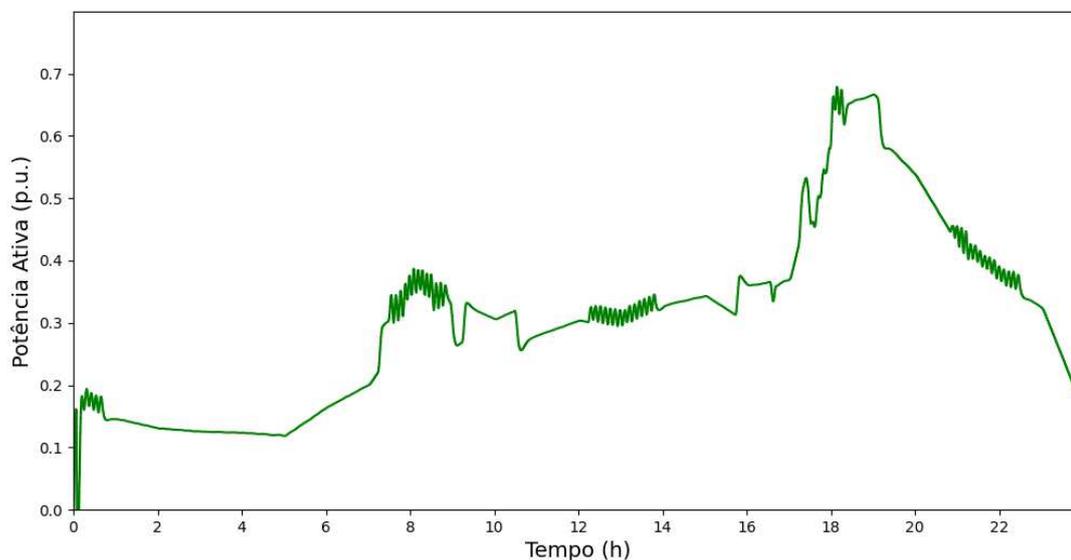
Fonte: Acervo do Autor

#### 4.4.1 Controle V2G no PCC - Terceiro Caso

Tendo em vista que o Terceiro Caso demanda bastante potência do sistema em horários de pico, que já são horários que demandam planejamento da distribuidora para suprir via geração mesmo quando não há inserção de VEs, a tecnologia V2G será implementada no sistema da Costa Rica como proposta de mitigação da subtensão. Primeiramente a análise se concentra na leitura de tensão realizada no PCC, para compreender o comportamento

do sistema frente a atuação da tecnologia, introduzindo um serviço ancilar. A Figura 62 apresenta a demanda do sistema da Costa Rica.

Figura 62 – Demanda do sistema com a inserção dos VEs após atuação do V2G com leitura no PCC - Terceiro Caso

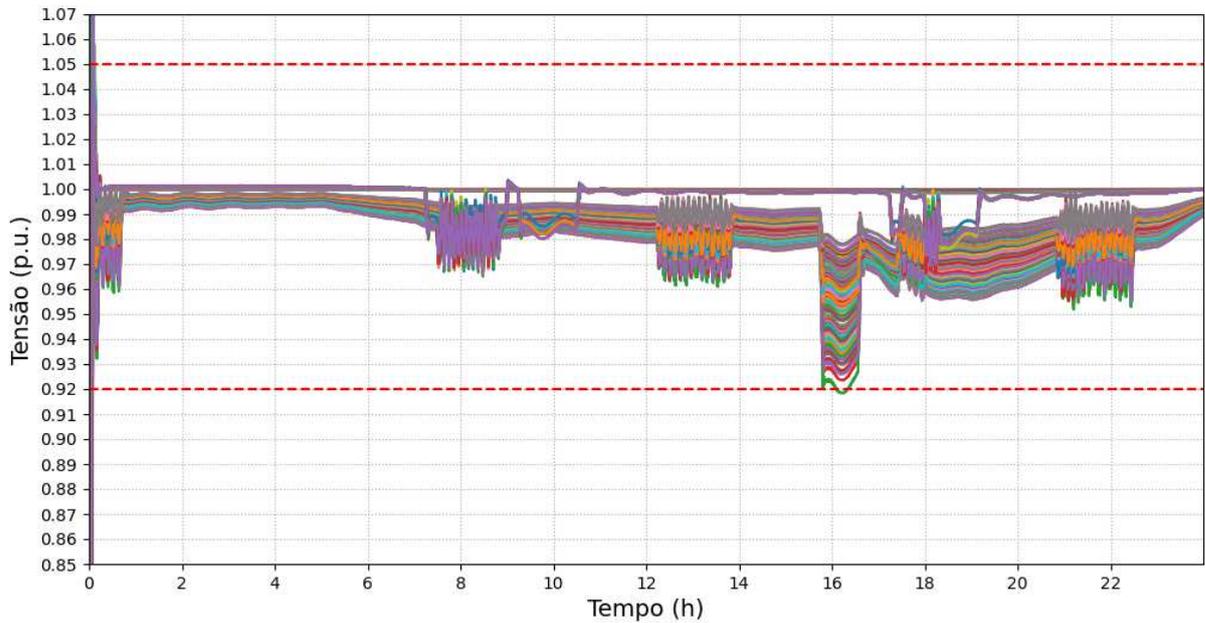


Fonte: Acervo do Autor

Nota-se nitidamente a atuação do controle V2G na curva de demanda do sistema. A característica oscilatória percebida em determinados momentos da curva é decorrente da atuação do controle, percebe-se que nesses momentos há diminuição da demanda, pois os VEs nesses momentos não atuam mais como carga, utilizam suas baterias para entregar energia para o sistema, prestando serviços ancilares para a rede.

Comparando as curvas de tensão das barras de baixa tensão antes e após da atuação do controle V2G com leitura no PCC, através das Figuras 58 e 63, percebe-se que a subtensão foi exaurida em vários pontos com sucesso, principalmente no caso mais crítico de subtensão verificado no dia antes da atuação do controle, entre 21h e 22h. Observa-se que após o controle apenas um pequeno intervalo, de 16h às 16:15h aproximadamente, possui tensões próximas a 0,92 pu. Há uma tendência das curvas se ajustarem entre 0,97 pu a 1 pu, devido à característica da curva *Droop* escolhida.

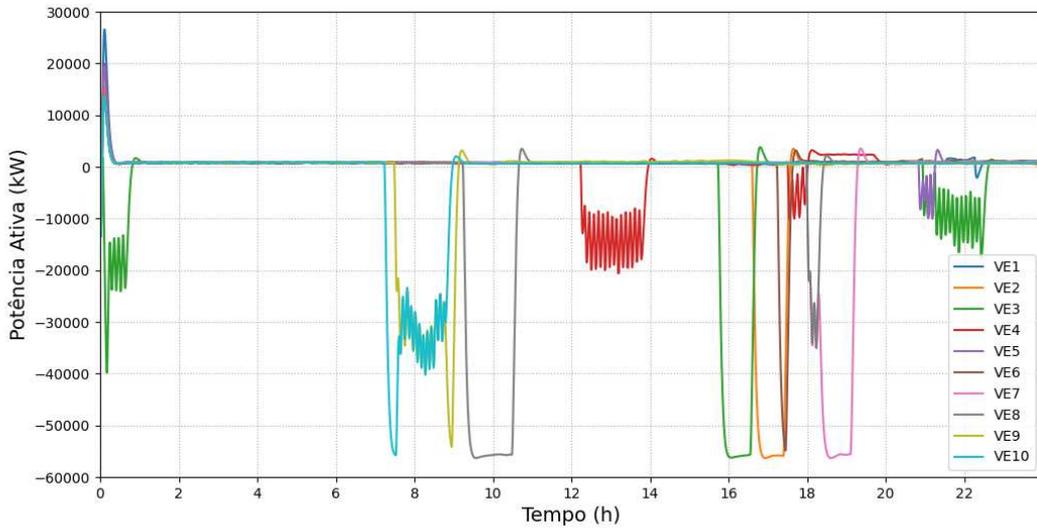
Figura 63 – Perfil de baixa tensão do Sistema da Costa Rica com atuação do V2G com leitura no PCC - Terceiro Caso



Fonte: Acervo do Autor

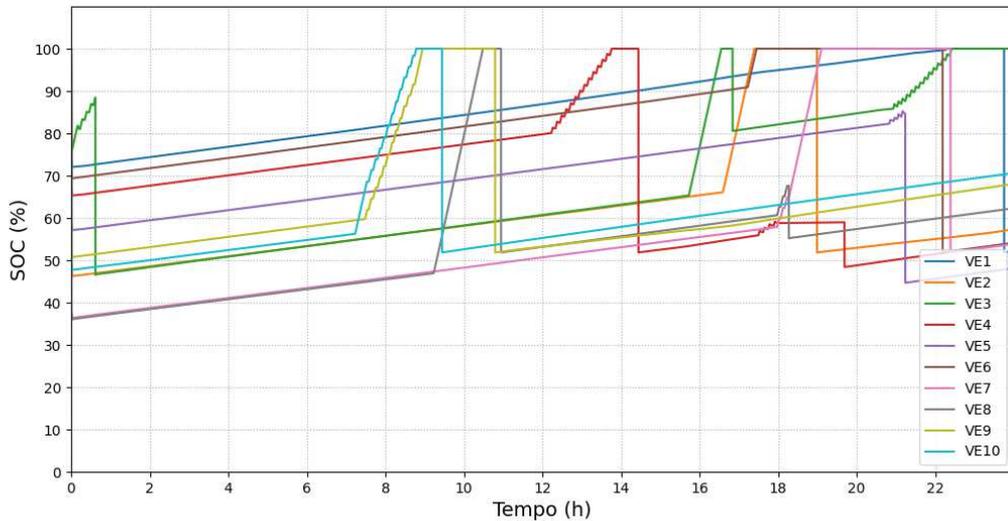
Através das curvas de potência da Figura 64 pode-se comprovar a característica sensível do sistema. Há uma tendência das curvas de se deslocarem para o eixo positivo de potência, após a atuação do V2G, mas o mesmo não ocorre, pois a característica de carregamento é maior. Como exemplo, das 12:15h às 13:45h fica claro o comportamento de oscilação, de ora carregar e ora descarregar a bateria através da curva em vermelho. Isso se dá, pois a potência para carregar a bateria é máxima, mas a potência para descarregar a bateria é menor, visto que para tensões entre 0,92 à 0,97 pu, definida através da curva *Droop*, a potência entregue é proporcional à leitura de tensão. O comportamento do SOC das baterias vistas na Figura 65 reflete esse comportamento citado.

Figura 64 – Leitura de Potência Ativa Trifásica nas tomadas dos VEs após a atuação do V2G com leitura no PCC - Terceiro Caso



Fonte: Acervo do Autor

Figura 65 – SOC da bateria de cada bloco de VEs após atuação do V2G com leitura no PCC - Terceiro Caso



Fonte: Acervo do Autor

#### 4.4.2 Controle V2G no transformador - Terceiro Caso

A tecnologia V2G será implementada no Terceiro Caso focando nos resultados que o controle é realizado através da leitura de tensão no transformador de média para baixa tensão, que antecede as barras que as tomadas dos VEs se conectam, para compreender

o comportamento do sistema frente a atuação do V2G com uma leitura distinta do caso anterior.

A tabela 12 mostra as barras de conexão dos 10 blocos de VEs no sistema e suas respectivas barras de monitoramento do controle V2G, que são barras de baixa tensão localizadas no secundário dos transformadores em que os VEs se encontram a jusantes no sistema.

Tabela 12 – Barras de leitura do controle V2G no secundário do Transformador - Terceiro Caso.

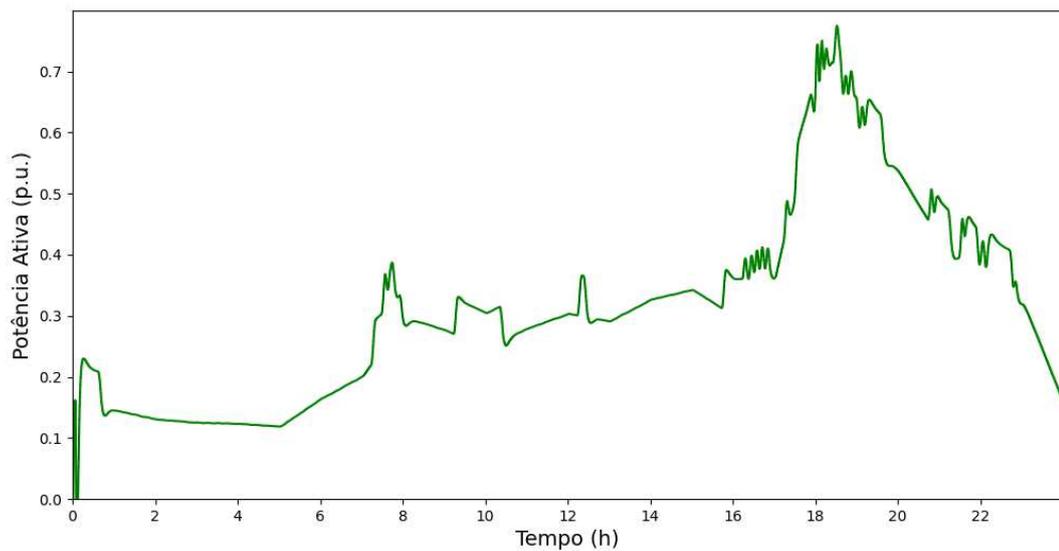
<b>Barra do Sistema</b>	<b>Tensão Base de Fase (kV)</b>	<b>Barra do secundário do Transformador próximo</b>
BUSLVFLX1207.1.2.3	0,120	BUSLVFLX26.1.2.3
BUSLVFLX1265.1.2.3	0,120	BUSLVFLX26.1.2.3
BUSLVFLX1237.1.2.3	0,120	BUSLVFLX26.1.2.3
BUSLVFLX1270.1.2.3	0,120	BUSLVFLX26.1.2.3
BUSLVFLX1169.1.2.3	0,120	BUSLVFLX26.1.2.3
BUSLVFLX1391.1.2.3	0,120	BUSLVFLX25.1.2.3
BUSLVFLX1389.1.2.3	0,120	BUSLVFLX25.1.2.3
BUSLVFLX1292.1.2.3	0,120	BUSLVFLX25.1.2.3
BUSLVFLX1290.1.2.3	0,120	BUSLVFLX25.1.2.3
BUSLVFLX1283.1.2.3	0,120	BUSLVFLX25.1.2.3

A demanda do sistema após a atuação do controle V2G com leitura no transformador pode ser vista na Figura 66. Nota-se que apenas modificando as barras de leitura de tensão, o controle atua de forma completamente diferente do caso anterior, ao invés de contribuir injetando potência para diminuir a demanda, a demanda se intensifica no horário de pico de 18 horas às 20 horas. Isso pode ser explicado observando a Figura 67 que apresenta as curvas de baixa tensão do sistema para esta leitura do controle.

Observando a Figura 58 das 18 horas às 20 horas para comparar com a Figura 67, nota-se que a subtensão está mais intensificada na última citada. Isso ocorre devido às condições iniciais do SOC que diferem, para o caso dos VEs atuando como carga, nesse período o SOC da bateria inicializou em uma porcentagem alta (o usuário utilizou pouco o veículo anteriormente), sendo assim propiciou uma absorção de energia do sistema menor, por menor tempo, ocasionando uma subtensão menor. Já no caso da atuação do V2G com leitura nos transformadores, o SOC da bateria para esse período inicializou mais baixo (o usuário utilizou bastante o veículo anteriormente), demandando mais potência do sistema, resultando em um afundamento de tensão maior. É interessante implementar a aleatoriedade das porcentagens iniciais do SOC como foi realizado em cada caso, pois o usuário utilizará o rede durante a semana com porcentagens distintas de SOC durante sua rotina, assim encontram-se níveis de subtensão distintos, conseguindo prever e visualizar casos mais incisivos de subtensão.

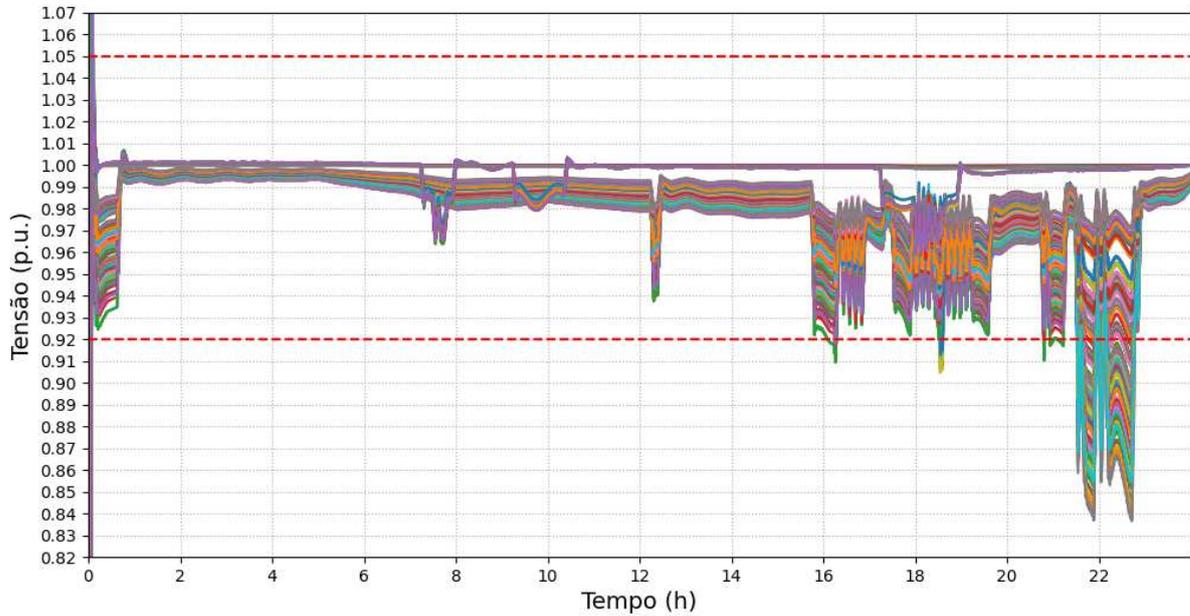
Além disso, a leitura sendo realizada no secundário dos transformadores dá a chance do controle V2G não atuar, pois não enxerga uma parte grande do sistema que está após o ponto de leitura, e são exatamente as barras mais distantes dos transformadores, com tendência de serem mais sensíveis e possibilitarem uma maior subtensão. Logo, pode haver piores casos além daquele ponto e eles não são considerados. A Figura 68 mostra as leituras das barras de monitoramento, nitidamente não é observado subtensão após atuação do controle, as tensões estão em níveis adequados de acordo com o PRODIST.

Figura 66 – Demanda do sistema com a inserção dos VEs após atuação do V2G com leitura no Transformador - Terceiro Caso



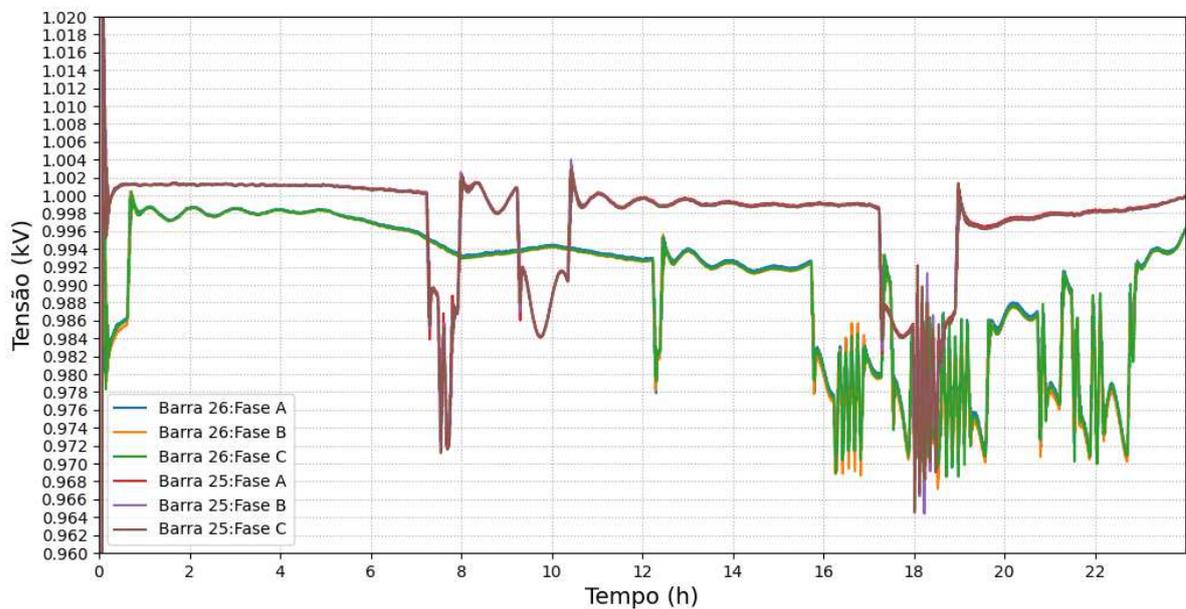
Fonte: Acervo do Autor

Figura 67 – Perfil de baixa tensão do Sistema da Costa Rica com atuação do V2G com leitura no Transformador - Terceiro Caso



Fonte: Acervo do Autor

Figura 68 – Perfil de tensão das barras monitoradas no controle V2G com leitura no Transformador - Terceiro Caso

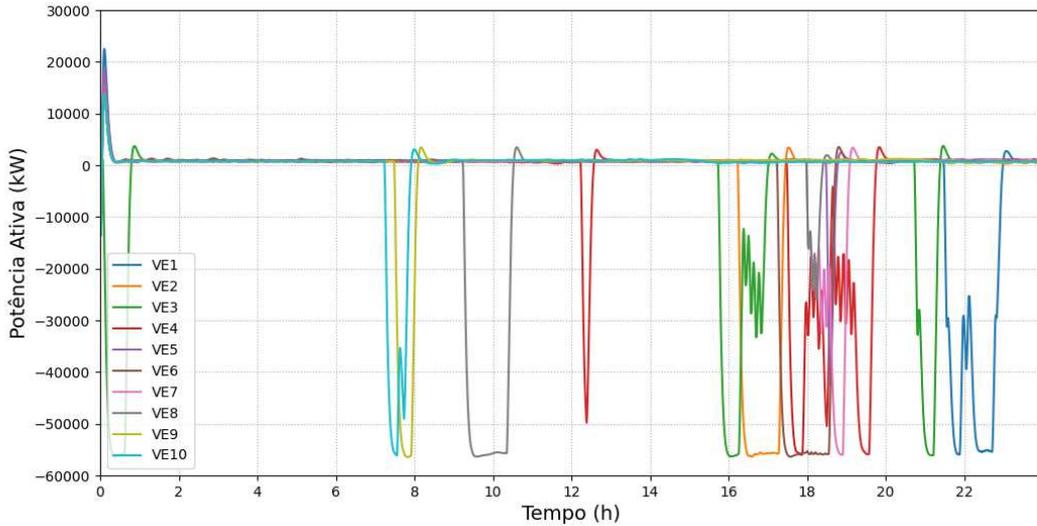


Fonte: Acervo do Autor

Observando ainda o comportamento das barras de baixa tensão da Figura 67, pode-se concluir que o V2G com leitura no transformador de média para baixa tensão não atuou para exaurir ou diminuir consideravelmente a subtensão. A leitura não se mostrou interessante como forma de atuação de serviço ancilar para a rede da Costa Rica. As

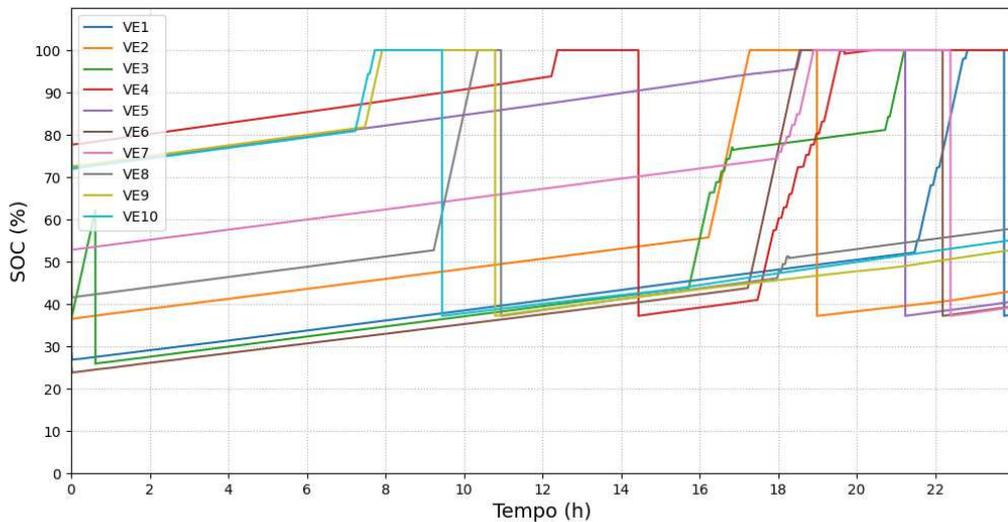
Figuras 69 e 70 mostram a tentativa do V2G de mitigar a subtensão de forma a modificar as curvas de potência ativa vistas pela tomada dos VEs, e tentar injetar potência, como visto no comportamento do SOC, mas a leitura não possibilitou que o controle atuasse da melhor forma, conforme a necessidade das barras a jusante do transformador.

Figura 69 – Leitura de Potência Ativa Trifásica nas tomadas dos VEs após a atuação do V2G com leitura no Transformador - Terceiro Caso



Fonte: Acervo do Autor

Figura 70 – SOC da bateria de cada bloco de VEs após atuação do V2G com leitura no Transformador - Terceiro Caso



Fonte: Acervo do Autor

## 5 Conclusões

Esta dissertação se dedicou a análise de impactos técnicos através da inserção de VEs em uma rede real, visto que apenas conhecendo os impactos é possível sugerir propostas de mitigação. Desta forma, o foco é a proposta de mitigação através da aplicação da técnica de controle V2G, sendo realizada uma comparação dos resultados para a leitura de tensão no PCC e nos transformadores de média para baixa tensão a montante das barras das tomadas dos VEs do sistema escolhido. Foi realizada a modelagem média de VEs (modelo *Nissan Leaf*), considerando perfis reais de consumo dos usuários e perfis dinâmicos de carga, a fim de analisar e validar os impactos na rede escolhida real da Costa Rica, que opera em 60 Hz, 34,5 kV (Média tensão) e 0,208 kV (Baixa Tensão). As simulações são realizadas em 24 horas utilizando o software PSCAD.

As conclusões associadas a essa dissertação são:

- A modelagem do sistema real da Costa Rica foi validada de maneira a comprovar a veracidade dos resultados, podendo ser utilizada em outros trabalhos que necessitam de simulações dinâmicas através do *software* PSCAD. O sistema se mostrou sensível à penetração de VEs por ser possível observar subtensão com apenas 8,05% de penetração em barras mais jusantes do sistema (barras sensíveis), equivalente a 50,4 kW, ou seja, 3 veículos agrupados em um bloco.
- A tecnologia de controle implementada para atuar na mitigação da subtensão do sistema é o controle V2G, que não requer infraestrutura extra instalada por parte da distribuidora, visto que as tomadas já estão instaladas para a utilização dos usuários de VEs. Dentre os resultados encontrados nota-se que o controle V2G é um controle auxiliar, não atua como um controle principal de modo a exaurir a subtensão em todos os casos, mas melhora os distúrbios ocasionados no sistema de maneira a ser atrativo economicamente, visto que outras formas de mitigação, como a instalação de grandes bancos de bateria, requer grandes investimentos.
- Os resultados comprovam que o ponto de leitura de tensão do controle V2G impacta profundamente nos resultados obtidos na tentativa de mitigação da subtensão do sistema. O controle com leitura no PCC se mostrou mais assertivo, contando as barras localizadas mais a jusante. Dos três casos analisados, em dois deles a subtensão foi praticamente suprimida após a inserção do V2G com a leitura no PCC. O controle com leitura de tensão no secundário dos transformadores de média para baixa tensão não se mostrou tão assertivo quanto a mitigação. A leitura, sendo realizada nas barras correspondentes ao secundário, faz com que grande parte do sistema propenso a ter subtensão não seja enxergado do ponto de vista do controle. Dos resultados obtidos para esse tipo de leitura de tensão, dos três casos estudados, apenas um deles

exauriu a subtensão e obteve um resultado satisfatório. Sendo assim, comparando os dois tipos de leitura, claramente a leitura no ponto do PCC se mostrou mais bem sucedida e vantajosa quanto à implementação em sistemas reais utilizando a tecnologia V2G para controle.

- Através dos resultados nota-se que a curva *Droop* escolhida é conservadora. Nota-se em cada caso, que não só nos horários que houveram subtensão o V2G injeta potência no sistema. As baterias dos VEs entregam potência para a rede para tensões iguais e abaixo de 0,97 pu, modificando assim o perfil de tensão. Essa curva foi estrategicamente pensada para prevenir oscilações maiores no controle, visto que o sistema mostrou essa característica, gerando oscilações na potência durante o controle V2G. Sendo assim, outras estratégias de controle podem ser avaliadas, como, por exemplo, o controle inteligente, assim como outras curvas *Droop*.
- Como demonstrado nesse trabalho, o impacto da subtensão se intensifica mediante a alocação nas barras do sistema que os VEs estão conectados, ou seja, a localização das estações de carregamento dos veículos impacta consideravelmente no nível de subtensão causada com a inserção dos veículos. Sendo assim, caso as tomadas sejam instauradas em barras sensíveis localizadas a jusante do sistema, o impacto é maior. Uma ideia para as distribuidoras é incentivar a localização das tomadas públicas dos VEs em barras do sistema mais propícias a ocasionar menores distúrbios técnicos.
- Vale ressaltar que a atuação do controle mostrou-se bastante expressiva nos casos estudados, pois as tomadas de decisão foram modeladas de maneira propícia para que a atuação do V2G ocorresse e pudesse ser analisada, como pode-se ver na Seção 3.3. Sendo assim, outras modelagens quanto as tomadas de decisão podem ser testadas.

Portanto, utilizando a modelagem dos VEs e da tecnologia de controle V2G proposta, o estudo promove *insights* sobre os benefícios, desafios e limitações da implementação de V2G em casos reais.

## 5.1 Trabalhos Futuros

Os resultados obtidos nessa dissertação possibilita os seguintes trabalhos futuros:

- Melhoria da técnica de controle V2G proposta, utilizando técnicas inteligentes e gerenciamentos mais elaborados;
- Análise de diferentes tipos de tomadas para ser implementadas de modo a compreender os impactos, além da tomada com característica semirrápida;
- Complementação de análises de controle V2G utilizando diferentes modelos trifásicos, como o de postos horários (*Time of Use*) e tarifas dinâmicas;

- Análise técnica e econômica da combinação da geração de energia solar fotovoltaica com a introdução de VEs utilizando a tecnologia V2G;
- Análise econômica de mitigação total dos distúrbios ocasionados, combinando V2G, como técnica auxiliar, com outras técnicas de mitigação;

## REFERÊNCIAS

- [1] ANEEL, “Procedimentos de distribuição de energia elétrica no sistema elétrico nacional – prodist - módulo 8,” Available: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/centrais-de-conteudos/procedimentos-regulatorios/prodist> Acesso em: 24 Dezembro, 2022.
- [2] ONU, “Objetivos de desenvolvimento sustentável,” Available: <https://brasil.un.org/pt-br/sdgs> Acesso em: 07 Dezembro, 2022.
- [3] IEA, “Technology report global ev outlook 2022.” Available: <https://www.iea.org/reports/global-ev-outlook-2022> Acesso em: 08 Dezembro, 2022.
- [4] ANEEL, “Nota técnica nº 0076/2021-srd/aneel,” Junho, 2021.
- [5] PNME, “2º anuário brasileiro da mobilidade elétrica,” vol. 2, p. 189, 2023.
- [6] IEA, “By 2030 evs represent more than 60% of vehicles sold globally, and require an adequate surge in chargers installed in buildings,” Available: <https://www.iea.org/reports/by-2030-evs-represent-more-than-60-of-vehicles-sold-globally-and-require-an-adequate-surge-in-chargers-installed-in-buildings> Acesso em: 10 Dezembro, 2022.
- [7] L. de Arruda Bitencourt, “Otimização de carga e descarga de veículos elétricos considerando diferentes modelos tarifários,” p. 97, 2018.
- [8] ABVE, “Eletromobilidade no brasil,” Available: <https://www.abve.org.br/2020-o-melhor-ano-da-eletromobilidade-no-brasil/> Acesso em: 12 Dezembro, 2022.
- [9] ONS, “5 temas regulatórios prioritários da ons em 2022,” Available: <https://www.linkedin.com/posts/ons-operador-nacional-do-sistema> Acesso em: 12 Dezembro, 2022.
- [10] ABVE, “Brasil já tem 114 modelos de veículos eletrificados,” Available: <http://www.abve.org.br/brasil-ja-tem-114-modelos-de-veiculos-eletrificados/> Acesso em: 12 Dezembro, 2022.
- [11] O. Rahbari, N. Omar, J. Van Mierlo, M. A. Rosen, T. Coosemans, and M. Bercibar, “Electric vehicle battery lifetime extension through an intelligent double-layer control scheme,” *Energies*, vol. 12, no. 8, p. 1525, 2019.
- [12] N. J. d. A. T. C. V. J. d. G. L. M. de P. Santiago Leal, Luiza; Castro, “Implementação da tecnologia vehicle-to-grid (v2g) em aplicações de frotas comerciais: avaliação de desafios econômicos, operacionais e regulatórios,” pp. 1453–1469, Maio, 2022.
- [13] V2GHub, “V2G around the world,” Available: <https://www.v2g-hub.com/insights> Acesso em: 17 Fevereiro, 2023.
- [14] CEESP, “Tecnologia V2G no brasil,” Available: <https://www.linkedin.com/school/ceesp/posts/?feedView=all> Acesso em: 07 Março, 2023.

- [15] J. G. Hayes and K. Davis, “Simplified electric vehicle powertrain model for range and energy consumption based on epa coast-down parameters and test validation by argonne national lab data on the nissan leaf,” in *2014 IEEE Transportation Electrification Conference and Expo (ITEC)*. IEEE, 2014, pp. 1–6.
- [16] U. C. Chukwu and S. M. Mahajan, “V2g parking lot with pv rooftop for capacity enhancement of a distribution system,” *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 5, no. 1, pp. 119–127, 2013.
- [17] J. Quirós-Tortós, L. Ochoa, and 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, pp. 64–76, 2018.
- [18] L. E. SALES E SILVA, “Análise probabilística do impacto técnico-econômico das conexões de microgeradores fotovoltaicos e veículos elétricos em redes de distribuição de baixa tensão,” p. 174, 2022.
- [19] X. Li, Z. Wang, and L. Zhang, “Co-estimation of capacity and state-of-charge for lithium-ion batteries in electric vehicles,” *Energy*, vol. 174, pp. 33–44, 2019.
- [20] L. Bitencourt, T. P. Abud, B. H. Dias, B. S. Borba, R. S. Maciel, and J. Quirós-Tortós, “Optimal location of ev charging stations in a neighborhood considering a multi-objective approach,” *Electric Power Systems Research*, vol. 199, p. 107391, 2021.
- [21] K.-S. Ryu, D.-J. Kim, Y.-H. Nam, H. Ko, B. Kim, and H.-C. Kim, “An innovative operation strategy of ess for capacity expansion of renewable energy and customer load with electric vehicle chargers in low voltage distribution systems,” *Energies*, vol. 12, no. 24, p. 4668, 2019.
- [22] E. Sheeba Percis, A. Nalini, T. N. Jenish, J. Jayarajan, S. Bhuvaneshwari, and S. T. Rama, “Design of a self-sustained hybrid renewable energy microgrid for rural electrification of dry lands,” *International Journal of Energy Research*, vol. 45, no. 6, pp. 8316–8326, 2021.
- [23] L. F. Henrique, W. N. Silva, C. C. Silva, B. H. Dias, L. W. Oliveira, and M. C. de Almeida, “Optimal siting and sizing of distributed energy resources in a smart campus,” *Electric Power Systems Research*, vol. 217, p. 109095, 2023.
- [24] J. Zhu, W. J. Nacmanson, L. F. Ochoa, and B. Hellyer, “Assessing the ev hosting capacity of australian urban and rural mv-lv networks,” *Electric Power Systems Research*, vol. 212, p. 108399, 2022.
- [25] S. Singirikonda, Y. P. Obulesu, R. Kannan, K. J. Reddy, G. K. Kumar, W. Alhakami, A. Baz, and H. Alhakami, “Adaptive control-based isolated bi-directional converter for g2v& v2g charging with integration of the renewable energy source,” *Energy Reports*, vol. 8, pp. 11 416–11 428, 2022.
- [26] F. Nasr Esfahani, A. Darwish, and B. W. Williams, “Power converter topologies for grid-tied solar photovoltaic (pv) powered electric vehicles (evs)—a comprehensive review,” *Energies*, vol. 15, no. 13, p. 4648, 2022.

- [27] W. Han and Y. Xiao, “Privacy preservation for v2g networks in smart grid: A survey,” *Computer Communications*, vol. 91, pp. 17–28, 2016.
- [28] J. Geske and D. Schumann, “Willing to participate in vehicle-to-grid (v2g)? why not!” *Energy Policy*, vol. 120, pp. 392–401, 2018.
- [29] G. R. C. Mouli, M. Kefayati, R. Baldick, and P. Bauer, “Integrated pv charging of ev fleet based on energy prices, v2g and offer of reserves,” *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 10, no. 2, pp. 1313–1325, 2019.
- [30] D. Wang, M. Sechilariu, and F. Locment, “Pv-powered charging station for electric vehicles: Power management with integrated v2g,” *Applied Sciences*, vol. 10, no. 18, p. 6500, 2020.
- [31] L. de Arruda Bitencourt, “Assessing the challenges and opportunities of electric mobility through the optimization of carsharing considering demand uncertainty,” p. 105, 2022.
- [32] G. M. d. Lazari *et al.*, “Análise dos impactos dos veículos elétricos nos sistemas de distribuição considerando o modo v2g e o transporte de energia,” 2020.
- [33] V2GHub, “*Nissan Leaf to stabilise the German electricity grid*,” Available: <https://www.v2g-hub.com/projects/nissan-leaf-to-stabilise-the-german-electricity-grid> Acesso em: 17 Fevereiro, 2023.
- [34] —, “*V2G Redispatch - TenneT, Nissan, The Mobility House*,” Available: <https://www.v2g-hub.com/projects/v2g-redispatch-tennet-nissan-the-mobility-house-nissan/> Acesso em: 17 Fevereiro, 2023.
- [35] O. e. a. TREMBLAY, “Experimental validation of a battery dynamic model for ev applications.” *World electric vehicle journal.*, vol. 3, no. 2, pp. 289–298, 2009.
- [36] C. M. D. Porciuncula, “Aplicação de modelos elétricos de bateria na predição do tempo de vida de dispositivos móveis,” 2012.
- [37] A. Yazdani and R. Iravani, *Voltage-sourced converters in power systems: modeling, control, and applications*. John Wiley & Sons, 2010.
- [38] P. B. H. de Almeida, P.M.; Barbosa, *Contribuições ao estudo de conexão de sistemas fotovoltaicos a rede elétrica sem o uso de filtros passivos: projeto de controladores digitais para redução do conteúdo harmônico*. Universidade Federal de Juiz de Fora, 2013.
- [39] M. Dorigo, M. Birattari, and T. Stutzle, “Ant colony optimization,” *IEEE computational intelligence magazine*, vol. 1, no. 4, pp. 28–39, 2006.
- [40] M. Dorigo and T. Stützle, *Ant colony optimization: overview and recent advances*. Springer, 2019.
- [41] L. Deotti, W. Guedes, B. Dias, and T. Soares, “Technical and economic analysis of battery storage for residential solar photovoltaic systems in the brazilian regulatory context,” *Energies*, vol. 13, no. 24, p. 6517, 2020.

- [42] R. M. Prado, C. S. Sena, W. O. Guedes, B. H. Dias, T. A. Soares, and L. W. Oliveira, “Análise econômica para inclusão de baterias de segunda vida para prosumidores no brasil,” in *Simpósio Brasileiro de Automação Inteligente-SBAI*, vol. 1, no. 1, 2021.