

**INSTITUTO FEDERAL DE EDUCAÇÃO, CIÊNCIA E
TECNOLOGIA DE GOIÁS
CÂMPUS ITUMBIARA
CURSO DE BACHARELADO EM ENGENHARIA ELÉTRICA**

WENDER PEREIRA DA SILVA

**ANÁLISE DOS IMPACTOS DA INSERÇÃO DE VEÍCULOS
ELÉTRICOS EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA
ELÉTRICA COM CONSIDERAÇÃO DE GERAÇÃO FOTOVOLTAICA**

ITUMBIARA - GO

2025



INSTITUTO FEDERAL
Goiás

MINISTÉRIO DA EDUCAÇÃO
SECRETARIA DE EDUCAÇÃO PROFISSIONAL E TECNOLÓGICA
INSTITUTO FEDERAL DE EDUCAÇÃO, CIÊNCIA E TECNOLOGIA
PRÓ-REITORIA DE PESQUISA E PÓS-GRADUAÇÃO
SISTEMA INTEGRADO DE BIBLIOTECAS

TERMO DE AUTORIZAÇÃO PARA DISPONIBILIZAÇÃO NO REPOSITÓRIO DIGITAL DO IFG - ReDi IFG

Com base no disposto na Lei Federal nº 9.610/98, AUTORIZO o Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Goiás, a disponibilizar gratuitamente o documento no Repositório Digital (ReDi IFG), sem ressarcimento de direitos autorais, conforme permissão assinada abaixo, em formato digital para fins de leitura, download e impressão, a título de divulgação da produção técnico-científica no IFG.

Identificação da Produção Técnico-Científica

- | | |
|--|---|
| ☐ Tese | ☐ Artigo Científico |
| ☐ Dissertação | ☐ Capítulo de Livro |
| ☐ Monografia – Especialização | ☐ Livro |
| ☒ TCC - Graduação | ☐ Trabalho Apresentado em Evento |
| ☐ Produto Técnico e Educacional - Tipo: _____ | |

Nome Completo do Autor: Wender Pereira da Silva

Matrícula: 20191040070041

Título do Trabalho: Análise dos Impactos da Inserção de Veículos Elétricos em Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica com Consideração de Geração Fotovoltaica.

Autorização - Marque uma das opções

1. (X) Autorizo disponibilizar meu trabalho no Repositório Digital do IFG (acesso aberto);
2. () Autorizo disponibilizar meu trabalho no Repositório Digital do IFG somente após a data ____/____/____ (Embargo);
3. () Não autorizo disponibilizar meu trabalho no Repositório Digital do IFG (acesso restrito).

Ao indicar a opção **2 ou 3**, marque a justificativa:

- () O documento está sujeito a registro de patente.
() O documento pode vir a ser publicado como livro, capítulo de livro ou artigo.
() Outra justificativa: _____

DECLARAÇÃO DE DISTRIBUIÇÃO NÃO-EXCLUSIVA

O/A referido/a autor/a declara que:

- i. o documento é seu trabalho original, detém os direitos autorais da produção técnico-científica e não infringe os direitos de qualquer outra pessoa ou entidade;
- ii. obteve autorização de quaisquer materiais inclusos no documento do qual não detém os direitos de autor/a, para conceder ao Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Goiás os direitos requeridos e que este material cujos direitos autorais são de terceiros, estão claramente identificados e reconhecidos no texto ou conteúdo do documento entregue;
- iii. cumpriu quaisquer obrigações exigidas por contrato ou acordo, caso o documento entregue seja baseado em trabalho financiado ou apoiado por outra instituição que não o Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Goiás.

Itumbiara-GO, 20/03/2025.
Local Data



Documento assinado digitalmente
WENDER PEREIRA DA SILVA
Data: 20/03/2025 12:58:34-0300
Verifique em <https://validar.iti.gov.br>

Assinatura do Autor e/ou Detentor dos Direitos Autorais

WENDER PEREIRA DA SILVA

**ANÁLISE DOS IMPACTOS DA INSERÇÃO DE VEÍCULOS
ELÉTRICOS EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA
ELÉTRICA COM CONSIDERAÇÃO DE GERAÇÃO FOTOVOLTAICA**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado à Banca Examinadora do Curso de Bacharelado em Engenharia Elétrica do Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Goiás, Campus Itumbiara, como parte dos requisitos necessários para obtenção do título de Bacharel em Engenharia Elétrica.

Área de Concentração: Sistemas Elétricos de Potência

Orientador(a): Prof. Dr. Marcelo Escobar de Oliveira

ITUMBIARA-GO

2025

Dados Internacionais de Catalogação na Publicação (CIP)

S586 Silva, Wender Pereira

Análise dos impactos da inserção de veículos elétricos em sistemas de distribuição de energia elétrica com consideração de geração fotovoltaica. / Wender Pereira Silva. -- Itumbiara, 2025.

124 p. : il.

Trabalho de conclusão de curso (Bacharelado em Engenharia Elétrica) - Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Goiás, Câmpus Itumbiara, 2025.

Orientador: Prof. Dr. Marcelo Escobar de Oliveira.

1.Veículos elétricos. 2.Recursos energéticos. 3.Redes elétricas inteligentes. I. Título. II. Silva, Wender Pereira. III. Oliveira, Marcelo Escobar de. IV. Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Goiás.

CDD 621.3

Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Goiás
Biblioteca Maria Gabriela Pacheco Pardey / Câmpus Itumbiara
Bibliotecário: Marla de Souza Correia CRB-1/3011



INSTITUTO FEDERAL
Goiás

MINISTÉRIO DA EDUCAÇÃO
SECRETARIA DE EDUCAÇÃO PROFISSIONAL E TECNOLÓGICA
INSTITUTO FEDERAL DE EDUCAÇÃO, CIÊNCIA E TECNOLOGIA DE GOIÁS
CÂMPUS ITUMBIARA

Termo de Aprovação

WENDER PEREIRA DA SILVA

ANÁLISE DOS IMPACTOS DA INSERÇÃO DE VEÍCULOS ELÉTRICOS EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA COM CONSIDERAÇÃO DE GERAÇÃO FOTOVOLTAICA

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado à Coordenação do Curso de Engenharia Elétrica do Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Goiás – Campus Itumbiara, como parte dos requisitos para a obtenção do título de Bacharel em Engenharia Elétrica.

Trabalho de Conclusão de Curso defendido e aprovado, em 13 de março de 2025, pela banca examinadora constituída pelos seguintes membros:

BANCA EXAMINADORA

Prof. Dr. Marcelo Escobar de Oliveira - orientador
Instituto Federal de Goiás, Campus Itumbiara.
(Assinado Eletronicamente).

Prof. Dr. Josemar Alves dos Santos Júnior
Instituto Federal de Goiás, Campus Itumbiara.
(Assinado Eletronicamente).

Prof. Dr. Diogo Soares Resende
Instituto Federal de Goiás, Campus Itumbiara.
(Assinado Eletronicamente).

Itumbiara – GO

2025

Documento assinado eletronicamente por:

- Josemar Alves dos Santos Junior, PROFESSOR ENS BASICO TECN TECNOLOGICO, em 13/03/2025 19:29:23.
- Diogo Soares Resende, PROFESSOR ENS BASICO TECN TECNOLOGICO, em 13/03/2025 18:48:10.
- Marcelo Escobar de Oliveira, PROFESSOR ENS BASICO TECN TECNOLOGICO, em 13/03/2025 18:47:00.

Este documento foi emitido pelo SUAP em 13/03/2025. Para comprovar sua autenticidade, faça a leitura do QRCode ao lado ou acesse <https://suap.ifg.edu.br/autenticar-documento/> e forneça os dados abaixo:

Código Verificador: 626827

Código de Autenticação: 2b3b32d12b



Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Goiás
Avenida Furnas, nº 55, 55, Bairro Village Imperial, ITUMBIARA / GO, CEP 75524-010
(64) 2103-5612 (ramal: 5612)

Dedico este trabalho aos meus pais.

AGRADECIMENTOS

Primeiramente a Deus pela graça da vida, a meus pais por seu amor incondicional, à instituição IFG e a todos que dedicam esforços para sua consolidação.

A todos os meus professores, em especial ao meu orientador Marcelo Escobar de Oliveira pelo seu apoio e orientações e seu incansável entusiasmo, dedicação e empenho para com a instituição.

Agradeço aos Núcleos de Pesquisa e Extensão que contribuíram de forma significativa para a minha formação pessoal, acadêmica e profissional: o NuPSE (Núcleo de Pesquisas de Sistemas de Energia) e o NuPEMaker (Núcleo de Pesquisa e Extensão Tecnológica Baseado em Cultura Maker). Esses núcleos me proporcionaram a oportunidade de vivenciar, de maneira prática e enriquecedora, os pilares fundamentais que sustentam o tripé acadêmico da instituição – ensino, pesquisa e extensão. Expresso minha gratidão aos professores Marcelo Escobar de Oliveira e Josemar Alves dos Santos Junior, que representam, respectivamente, os núcleos mencionados, pela orientação, incentivo e pelo constante apoio durante minha jornada.

“Em tudo dai graças...”

1 Tessalonicenses 5:18

RESUMO

O uso predominante de fontes não renováveis na matriz energética global tem causado impactos ambientais severos, como o aumento da emissão de gases de efeito estufa (GEE) e o aquecimento global. Nesse contexto, iniciativas sustentáveis vêm incentivando a adoção de fontes renováveis e tecnologias inovadoras, como a mobilidade elétrica. Veículos elétricos (VEs) surgem como alternativa para substituir os motores a combustão interna (MCI), contribuindo para a redução das emissões de GEE, aumento da eficiência energética, e diminuição de custos operacionais. Além disso, os VEs podem atuar como recursos energéticos distribuídos (RED), auxiliando no planejamento e operação de sistemas de distribuição de energia elétrica (SDEE) por meio de redes elétricas inteligentes (REIs). O trabalho integra a modelagem de VEs como baterias no OpenDSS, analisando seu impacto positivo nos SDEE, como redução de picos de carga. Em um cenário ampliado, o estudo explora a combinação de VEs com sistemas fotovoltaicos (PVs), destacando sua capacidade de armazenar energia excedente durante o dia e retornar à rede em horários de ponta (V2G). Essas tecnologias integradas podem fortalecer os SDEE e mitigar parte dos impactos socioeconômico-ambientais, exigindo análises detalhadas para garantir sua segurança e eficiência operativa.

Palavras-chave: veículos elétricos, sistemas fotovoltaicos, recursos energéticos distribuídos, redes inteligentes, OpenDSS.

ABSTRACT

The predominance of non-renewable energy sources in the global energy matrix has led to severe environmental impacts, such as increased greenhouse gas (GHG) emissions and global warming. In this context, sustainable initiatives have promoted the adoption of renewable energy sources and innovative technologies like electric mobility. Electric vehicles (EVs) emerge as a viable alternative to replace internal combustion engines (ICEs), contributing to reduced GHG emissions, enhanced energy efficiency, and lower operational costs. Additionally, EVs can function as distributed energy resources (DERs), supporting the planning and operation of power distribution systems (PDS) through smart grids. This study integrates EV modeling as batteries in OpenDSS to evaluate their positive impacts on PDS, including peak load reduction. Expanding the scope, the research also explores the synergy between EVs and photovoltaic (PV) systems, emphasizing their ability to store excess daytime energy and return it to the grid during peak hours (V2G). The integration of these technologies has the potential to strengthen PDS resilience and mitigate socio-economic and environmental challenges, requiring detailed analyses to ensure operational security and efficiency.

Keywords: electric vehicles, photovoltaic systems, distributed energy resources, smart grids, OpenDSS.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 – Investimento em redes elétricas por região, 2016-2022.....	26
Figura 2 – Integração SEP, SDEE, RED, REI.	28
Figura 3 – Exemplo de alocação de RED.....	28
Figura 4 – Algoritmo de solução no OpenDSS.	30
Figura 5 – Principais partes de um VE.....	34
Figura 6 – Emissões de GEE mundo.	35
Figura 7 – Thomas Edison e seu primeiro carro elétrico.....	37
Figura 8 – Estimativa global de vendas de VEs.	42
Figura 9 – Vendas de VEs por Países.....	43
Figura 10 – Vendas de VEs na América Latina.	44
Figura 11 – Baterias VEs – Densidade energética x custos.	46
Figura 12 – Cadeia global de suprimentos de baterias.	47
Figura 13 – Carregadores públicos rápidos de VEs instalados por região.	49
Figura 14 – Carregadores públicos lentos de VEs instalados por região.	50
Figura 15 – Carregadores públicos de VEs no Brasil.....	51
Figura 16 – Cadeia de valor da indústria de VEs.	54
Figura 17 – Adição de energia elétrica renovável no mundo por tecnologia.	55
Figura 18 – Capacidade instalada de geração renovável no mundo.....	56
Figura 19 – Geração renovável elétrica por fonte no Brasil.....	57
Figura 20 – Principais módulos fotovoltaicos.	59
Figura 21 – SDEE caso I.	68
Figura 22 – Equivalente de Thévenin.....	69
Figura 23 – Fonte de tensão, V_{source}	69
Figura 24 – Transformador.....	71
Figura 25 – Linha de distribuição trifásica.....	72
Figura 26 – Exemplo, barramento trifásico aterrado, neutro disponível.	73
Figura 27 – Exemplo, carga conectada à barra 170.....	74
Figura 28 – Exemplo, carga conectada à barra 140.....	75
Figura 29 – Curva de carga diária normalizada.....	76
Figura 30 – Exemplo de bateria.....	77
Figura 31 – Curva de carregamento dos VEs cenário crítico.....	78

Figura 32 – Curva de carregamento dos VEs cenário ideal.	79
Figura 33 – Modelo geral do elemento storage.	80
Figura 34 – Fluxo de potência interna, elemento storage em carga.	81
Figura 35 – Fluxo de potência interna, elemento storage em descarga.	82
Figura 36 – Fluxo de potência interna, elemento storage inativo.	84
Figura 37 – Tensões de fase Barra_30 cenário base.	85
Figura 38 – Tensões de fase Barra_170 cenário base.	85
Figura 39 – Tensões de fase Barra_310 cenário base.	86
Figura 40 – Tensões de fase Barra_30 cenário crítico.	87
Figura 41 – Tensões de fase Barra_170 cenário crítico.	87
Figura 42 – Tensões de fase Barra_310 cenário crítico.	88
Figura 43 – Tensões de fase Barra_30 cenário ideal.	89
Figura 44 – Tensões de fase Barra_170 cenário ideal.	89
Figura 45 – Tensões de fase Barra_310 cenário ideal.	90
Figura 46 – Tensões de fase Barra_30 comparações de cenários.	91
Figura 47 – Tensões de fase Barra_170 comparações de cenários.	92
Figura 48 – Tensões de fase Barra_310 comparações de cenários.	93
Figura 49 – Tensões de fase nas barras cenário ideal (5ª hora).	94
Figura 50 – Tensões de fase nas barras cenário ideal (22ª hora).	94
Figura 51 – Tensões de fase nas barras cenário crítico (20ª hora).	95
Figura 52 – Tensões de fase nas barras cenário crítico (3ª hora).	96
Figura 53 – Tensões de fase no cenário crítico V2G na barra 170.	97
Figura 54 – Tensões de fase no cenário crítico G2V na barra 170.	97
Figura 55 – Ganhos da topologia anel no cenário crítico na barra 170.	98
Figura 56 – Tensões de fase no cenário ideal G2V na barra 170.	99
Figura 57 – Tensões de fase no cenário ideal V2G na barra 170.	99
Figura 58 – Ganhos da topologia anel no cenário ideal na barra 170.	100
Figura 59 – Sistema de testes IEEE 123 barras.	103
Figura 60 – Curva de carga dos VEs.	104
Figura 61 – Composição do elemento do PVSystem.	105
Figura 62 – Curva Temperatura vs. Fator de correção.	106
Figura 63 – Curva de eficiência do inversor.	107
Figura 64 – Curva de irradiância diária.	108
Figura 65 – Curva de temperatura diária no PV.	109

Figura 66 – Tensões de fase nas barras, VEs e PVs ausentes.	114
Figura 67 – Tensões de fase nas barras com PVs e 50 % de VEs aleatórios.	115
Figura 68 – Comparativo de tensões, potência e perdas.....	115
Figura 69 – Demanda de potências e perdas.	116

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Sequência temporal de mobilidade elétrica no mundo parte 1.	38
Tabela 2 – Sequência temporal de mobilidade elétrica no mundo parte 2.	39
Tabela 3 – Sequência temporal de mobilidade elétrica no mundo parte 3.	41
Tabela 4 – Sequência temporal de mobilidade elétrica no mundo parte 4.	41
Tabela 5 – Tipos de recarga de VEs.	48
Tabela 6 – Células solares de primeira geração.	61
Tabela 7 – Células solares de segunda geração.	63
Tabela 8 – Células solares de terceira geração.	64

LISTA DE EQUAÇÕES

Equação 1	Matriz de admitância.....	31
Equação 2	Equação de admitância.....	32
Equação 3	Perdas de potência do inversor da bateria em carregamento.....	81
Equação 4	Perdas de potência de carregamento da bateria.....	82
Equação 5	Perdas totais potência de carregamento da bateria.....	82
Equação 6	Potência de carga efetiva do armazenamento ideal da bateria.....	82
Equação 7	Potência de carga efetiva do armazenamento ideal da bateria.....	82
Equação 8	Energia armazenada no carregamento da bateria.....	82
Equação 9	Perdas de potência do inversor da bateria em descarregamento.....	83
Equação 10	Perdas de potência de descarregamento da bateria.....	83
Equação 11	Perdas totais de potência de descarregamento da bateria.....	83
Equação 12	Potência de descarga efetiva do armazenamento ideal da bateria.....	83
Equação 13	Potência de saída mais perdas no armazenamento ideal da bateria.....	83
Equação 14	Energia armazenada no descarregamento da bateria.....	84
Equação 15	Potência de saída do conjunto fotovoltaico.....	110
Equação 16	Verificação do estado do inversor fotovoltaico ligado.....	110
Equação 17	Verificação do estado do inversor fotovoltaico deligado.....	110
Equação 18	Potência ativa de saída desejada do inversor fotovoltaico.....	110
Equação 19	Limite mínimo de potência ativa do elemento InvControl.....	110
Equação 20	Limites para valores positivos de potência reativa do inversor.....	111
Equação 21	Limites para valores negativos de potência reativa do inversor.....	111
Equação 22	Limites de potência reativa fornecida.....	111
Equação 23	Limites de potência reativa absorvida.....	111
Equação 24	Potência ativa fornecida à rede.....	112
Equação 25	Potência reativa fornecida à rede.....	112
Equação 26	Potência ativa priorizada pelo fator de potência.....	112
Equação 27	Potência reativa priorizada pelo fator de potência.....	112
Equação 28	Priorização de potência reativa com base na potência ativa.....	112
Equação 29	Priorização de potência ativa com base na classificação kVA.....	112
Equação 30	Potência ativa sob prioridade de potência reativa.....	113

Equação 31	Potência reativa sob prioridade da propriedade VarFollowInvert.....	113
Equação 32	Potência aparente fornecida pelo sistema fotovoltaico.....	113

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

AC	Corrente Alternada (<i>Alternate current</i>)
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
APS	Cenário de Metas Climáticas Anunciadas (<i>Announced Pledges Scenario</i>)
a-Si	Silício Amorfo
BESS	Sistema de Armazenamento Energético em Baterias (<i>Battery Energy Storage System</i>)
CdTe	Telureto de Cádmio
Ch	Carregamento (<i>Charge</i>)
CIGS	Disseleneto de Cobre, Índio e Gálio
CIS	Disseleneto de Cobre e Índio
c-Si	Silício Cristalino
DC	Corrente contínua (<i>Direct Current</i>)
Dch	Descarregamento (<i>Discharge</i>)
DSSC	Célula Sensibilizada por Corante (<i>Dye-Sensitized Solar Cell</i>)
EVSE	Estação de Carregamento de Veículos Elétricos (<i>Electric Vehicle Supply Equipment</i>)
FP	Fator de Potência
G2V	Rede para Veículo (<i>Grid-to-Vehicle</i>)
GaAs	Arseneto de Gálio
GEE	Gases de Efeito Estufa
HJT	Junção Heterogênea Intrínseca de camada fina (<i>Heterojunction with Intrinsic Thin-layer</i>)
IEA	Agência Internacional de Energia (<i>International Energy Agency</i>)
LFP	Fosfato de Ferro-Lítio
MCI	Motor de Combustão Interna

m-Si	Silício monocristalino
NCIM	Método de Injeção de Correntes (<i>Nodes Current Injection Method</i>)
NCM	Níquel-Manganês-Cobalto
ODS	Objetivos de Desenvolvimento Sustentáveis
OPV	Células Fotovoltaicas orgânicas (<i>Organic Photovoltaic</i>)
PCE	Elementos de Conversão de Potência (<i>Power Convert Elements</i>)
PDE	Elementos de Entrega de Potência (<i>Power Delivery Elements</i>)
PERC	Células solares com emissor passivado e contato posterior (<i>Passivated Emitter and Rear Cell</i>)
PNE	Plano nacional de Energia
PRODIST	Procedimentos de Distribuição
PSCs	Célula Solar de Perovskita (<i>Perovskite Solar Cells</i>)
p-Si	Silício Policristalino
PVs	Sistemas Fotovoltaicos (<i>Photovoltaics Systems</i>)
QSTS	Séries Temporais Quase Estáticas (<i>Quasi-Static Time-Series</i>)
RED	Recurso Energético Distribuído
REI	Redes Elétricas Inteligentes
SCEE	Sistema de Compensação de Energia Elétrica
SDEE	Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica
SEP	Sistemas Elétricos de Potência
SOC	Estado de Carga (<i>State Of Charge</i>)
STEPS	Cenário Baseado em Políticas Existente (<i>Stated Policies Scenario</i>)
V2G	Veículo para rede (<i>Vehicle-to-Grid</i>)
VEs	Veículos Elétricos
VPP	Usina de Energia Virtual (<i>Virtual Power Plant</i>)

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO	19
1.1 OBJETIVO GERAL	20
1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS	20
1.3 JUSTIFICATIVA	21
1.4 METODOLOGIA	22
2 SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTÊNCIA	23
2.1 SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA	23
2.2 RECURSOS ENERGÉTICOS DISTRIBUÍDOS	24
2.3 REDES ELÉTRICAS INTELIGENTES	25
2.4 INTEGRAÇÃO RED, REI E SDEE	26
2.5 OPENDSS	29
3 VEÍCULOS ELÉTRICOS	34
3.1 ORIGENS DOS VEs	36
3.2 AUGE E QUEDA DOS VEs	38
3.3 ASCENÇÃO DOS VEs	40
3.4 VEs - CENÁRIOS ATUAIS	41
3.5 VEs - DOMINÂNCIA CHINESA	45
3.6 VEs BATERIAS	46
3.7 ESTRUTURAS DE RECARGA DOS VEs	47
3.8 CONEXÃO COM A REDE V2G E G2V	52
3.9 SEGUNDA VIDA DE BATERIAS	53
4 SISTEMAS FOTOVOLTAICOS	55
4.1 MICROGERAÇÃO E MINIGERAÇÃO DISTRIBUIDA	57
4.2 GERADOR FOTOVOLTAICO	58
4.3 EVOLUÇÃO DOS SISTEMAS FOTOVOLTAICOS	59
4.3.1 PRIMEIRA GERAÇÃO DOS PVs	60
4.3.2 SEGUNDA GERAÇÃO DOS PVs	63
4.3.3 TERCEIRA GERAÇÃO DOS PVs	64
5 ESTUDOS DE CASO	67
5.1 ESTUDO DE CASO I	67
5.1.1 REDE DE DISTRIBUIÇÃO AVALIADA	67
5.1.2 PROGRAMAÇÃO DO ELEMENTO VSOURCE	69

5.1.3	PROGRAMAÇÃO DO ELEMENTO TRANSFORMER.....	70
5.1.4	PROGRAMAÇÃO DO ELEMENTO LINE	71
5.1.5	PROGRAMAÇÃO DO ELEMENTO LOAD	73
5.1.6	PROGRAMAÇÃO DO ELEMENTO STORAGE	77
5.1.7	ELEMENTO DE ARMAZENAMENTO STORAGE.....	79
5.1.8	ELEMENTO STORAGE EM ESTADO DE CARREGAMENTO	81
5.1.9	ELEMENTO STORAGE EM ESTADO DE DESCARREGAMENTO.....	82
5.1.10	ELEMENTO STORAGE NO MODO DE INATIVIDADE.....	84
5.1.11	RESULTADOS	84
5.1.12	RESULTADOS DE SEQUÊNCIA TEMPORAL NO CENÁRIO BASE.....	84
5.1.13	RESULTADOS DE SEQUÊNCIA TEMPORAL NO CENÁRIO CRÍTICO ..	86
5.1.14	RESULTADOS DE SEQUÊNCIA TEMPORAL NO CENÁRIO IDEAL	88
5.1.15	COMPARAÇÃO DE CENÁRIOS.....	90
5.1.16	RESULTADO EM ANÁLISE DE SEQUÊNCIA ESTÁTICA	93
5.1.17	TOPOLOGIA DE REDE ANEL NO CENÁRIO CRÍTICO	96
5.1.18	TOPOLOGIA DE REDE ANEL NO CENÁRIO IDEAL	98
5.1.19	CONCLUSÃO ESTUDO DE CASO I.....	100
5.2	ESTUDO DE CASO II.....	102
5.2.1	REDE DE DISTRIBUIÇÃO AVALIADA - IEEE 123 BARRAS.....	102
5.2.2	CURVAS DE CARGA	103
5.2.3	PROGRAMAÇÃO DO ELEMENTO PVSYSYTEM.....	105
5.2.4	POTÊNCIA FORNECIDA PELO ELEMENTO PVSYSYTEM.....	109
5.2.5	RESULTADOS.....	113
5.2.6	CONCLUSÃO ESTUDO DE CASO II.....	116
6	CONSIDERAÇÕES FINAIS	119
6.1	TRABALHOS DESENVOLVIDOS	120
6.2	TRABALHOS FUTUROS	121
	REFERÊNCIAS	122

1. INTRODUÇÃO

A base da matriz energética e elétrica mundial, se constitui atualmente de fontes não renováveis de energia, basicamente em sua maior parte, carvão mineral, óleo e gás natural. A combustão destes combustíveis em escala sem precedentes tem elevado a concentração de gases de efeito estufa (GEE) na atmosfera. Numerosos estudos apontam que principalmente o gás carbônico (CO₂) tem contribuído para o acentuado aumento da temperatura média na superfície terrestre, com efeitos potenciais danosos a toda biosfera.

Desde a revolução industrial até as últimas décadas a utilização exponencial de combustíveis fósseis como força motriz principal na produção de mercadorias e meios de subsistência tem causado devastação sem precedentes em todos os sistemas ecológicos. Impactos direto da acelerada degradação ambiental em níveis sem precedentes podem, no limite, inviabilizar a economia e por consequência a própria existência humana. A partir destas constatações torna-se imperativo encontrar soluções que viabilizem em escala global a utilização de fontes alternativas para mitigar os impactos sócio-econômico-ambientais no processo de produção e consumo de energia.

Face a esta situação, lideranças redirecionaram as diretrizes globais de desenvolvimento sustentável com incentivos que promovem a renovação e ampliação das matrizes energéticas para fontes renováveis. A partir deste cenário surgem metas globais para redução dos GEE e restrições substanciais ao desenvolvimento de tecnologias que empregam a queima de combustíveis fósseis.

Nesse contexto destaca-se o ressurgimento do conceito de mobilidade elétrica, em especial, os veículos elétricos (VEs) e se apresentam como a evolução natural em substituição aos modelos atuais com motores a combustão interna (MCI). A perspectiva de massificação dos VEs torna possível a redução significativa da combustão de derivados de petróleo, um dos principais causadores de emissão de GEE responsável pelo substancial aumento da temperatura média superficial terrestre observada nas últimas décadas.

Uma das possibilidades no cenário de elevada expansão dos VEs é sua utilização como recurso energético distribuído (RED), podendo auxiliar positivamente no planejamento de um setor elétrico com a presença cada vez mais elevada de fontes renováveis intermitentes. Outras vantagens da utilização de VEs, em comparação aos tradicionais motores movidos a combustão, estão relacionados a maior eficiência energética e redução nos gastos relacionados a operação e manutenção.

Outro destaque, proporcionado por avanços tecnológicos mais recentes, insere a produção de energia fotovoltaica como uma das principais alternativas capaz de contribuir com uma matriz energética limpa e renovável.

A utilização de geração de energia distribuída proporcionada pelos sistemas fotovoltaicos (PVs) em associação aos VEs pode, a depender da configuração deste conjunto, incrementar forte robustez aos sistemas de distribuição de energia elétrica (SDEE). Durante o dia a energia excedente dos sistemas fotovoltaico pode ser diretamente armazenada pelos VEs diminuindo a necessidade de utilização da rede no processo de recarga. Em determinadas situações parte da energia dos VEs pode realizar o caminho inverso partindo dos VEs para a rede, conceito conhecido como V2G (*Vehicle-to-grid*).

Com vistas à garantia da qualidade e disponibilidade da energia elétrica aos mais variados consumidores se faz necessário o desenvolvimento de estudos que possibilitem o entendimento dos efeitos da integração dessas tecnologias aos SDEE. De maneira que essas avaliações possam indicar formas de minimizar parte dos impactos na rede como por exemplo aqueles observados em horários de ponta.

Destaca-se que se trata de uma área incipiente em fase de conceituação e alta interdependência da evolução de ferramentas de tecnologias da informação. Portanto pretende-se neste trabalho a elaboração de cenários de inserção de VEs nas redes de distribuição de energia elétrica para suporte à modelagem e análise computacional dos impactos na rede utilizando o aplicativo OpenDSS.

1.1 OBJETIVO GERAL

Estudar, compreender e propor soluções para mitigar parte dos impactos da recarga de veículos elétricos integrados aos sistemas de distribuição de energia elétrica em conjunto com sistemas fotovoltaicos, com simulações computacionais relacionadas aos cálculos de fluxos de potência utilizando programação via sistema computacional OpenDSS.

1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

Para atender ao objetivo geral do projeto, tem-se os seguintes objetivos específicos:

1. Levantamento bibliográfico de trabalhos e artigos desenvolvidos na área;
2. Estudo da ferramenta de simulação (software OpenDSS);
3. Elaboração de cenários de inserção de VEs e PVs conectados à rede;
4. Programação de VEs, modelados como baterias, conectados em todas as barras;
5. Programação de PVs conectados em todas as barras;

6. Programação de gerador equivalente, transformadores, linhas e cargas.
7. Programação das curvas típicas das cargas, VEs e PVs;
8. Estudo do modelo de teste IEEE 123 bus;
9. Estudo do fluxo de potência com distribuição aleatória dos VEs;
10. Avaliação dos níveis de tensão nas barras dos sistemas relacionados a baixa, média e alta integração de VEs;
11. Análise dos resultados das simulações;
12. Elaboração de artigos científicos;

1.3 JUSTIFICATIVA

O atual perfil dos SDEE é caracterizado pela presença elevada de fontes renováveis intermitentes, principalmente mini e microgeração solar. Conforme destaca o PNE (Plano Nacional de Energia) 2050, a fotovoltaica tem registrado os maiores aumentos anuais de capacidade instalada entre todas as fontes energéticas no mundo. Este crescimento se deve aos preços decrescentes verificados nos últimos anos, à robustez tecnológica tendo em vista projetos com mais de 30 anos em funcionamento, o vasto potencial técnico existente e a não emissão de gases de efeito estufa durante a operação de grandes parques ou micro e minigerações. Destaca-se que essa tendência se confirma atualmente no Brasil, que devido a privilegiada localização geográfica apresenta elevados índices de incidência da radiação solar e relativamente uniformes no território nacional, o que permite desenvolver projetos solares viáveis em diferentes regiões. Soma-se a estas condições a questão da modularidade da tecnologia fotovoltaica, que permite o desenvolvimento de projetos de diferentes escalas, centralizados e distribuídos.

Outro fator com potencial para modificar significativamente a dinâmica operacional das redes de distribuição é a perspectiva de massificação dos VEs em médio e longo prazo. Os VEs podem ser definidos, de forma ampla e genérica, como veículos equipados com bateria, conversor, motor de indução e sistema regenerativo de frenagem. A bateria é utilizada para armazenamento da energia elétrica, o inversor transforma a corrente contínua da bateria em corrente alternada que é fornecida ao motor de indução responsável por acionar os mecanismos que movimentam o carro e os sistemas de frenagem regenerativa aproveitam parte da energia da desaceleração dos VEs. A energia para recarga das baterias é fornecida pelos SDEE, tornando os VEs diretamente dependentes destes sistemas. Observa-se que o perfil móvel característico destas novas cargas impõe novos desafios no tratamento dos impactos na rede

elétrica e na otimização do uso das redes de distribuição, além da possibilidade de novos modelos de negócios relacionados a comercialização de energia.

Percebe-se que a forte expansão e crescente ampliação de geração solar fotovoltaica é realidade no Brasil e no mundo, apesar de enfrentar desafios, como a limitação por parte das distribuidoras. Embora, no Brasil seja estimado baixos níveis de inserção de VEs até o final desta década, em algumas localidades poderão ocorrer situações de elevada concentração destas cargas com potencial para provocar condições que alteram a normalidade de operação nos SDEE. Nesse contexto se faz necessário a antecipação de estudos que permitam melhor entendimento da integração desses sistemas com vistas a possibilidade de melhoria das técnicas e métodos de prevenção de impactos já existentes ou mesmo a definição de novas estratégias.

1.4 METODOLOGIA

A metodologia consiste em dois estudos de caso desenvolvidos por meio de iniciação científica, utilizando programação via sistema computacional OpenDSS. No primeiro estudo, foram programados os diversos componentes do sistema de distribuição, como geradores, transformadores, linhas, cargas e perfis de cargas, com destaque para os veículos elétricos (VEs) modelados como baterias.

No segundo estudo, foram programados e inseridos painéis fotovoltaicos (PVs) no sistema teste IEEE 123 barras, juntamente com os VEs e demais componentes da rede. Nesse cenário, os VEs apresentam maior capacidade de armazenamento e operam em níveis de tensão mais elevados, caracterizando um sistema de média tensão. Além disso, foi empregado o método de Monte Carlo para simular de forma aleatória a conexão dos PVs e VEs às diversas barras do sistema, o que permite analisar a influência da distribuição desses elementos na operação da rede.

2 SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTÊNCIA

A função primordial dos sistemas elétricos de potência (SEPs) é garantir a adequada disponibilidade e qualidade de energia, aos diversos tipos de clientes conectados à rede. A produção de energia elétrica é possibilitada através da conversão de outros tipos de energia, hidráulica, térmica, eólica, nuclear, solar, entre outras, sendo esta parte do processo usualmente denominada de geração, geralmente distante dos grandes centros consumidores.

Na sequência o processo de transporte de potência é inicialmente realizado por vastas linhas de transmissão chegando na ponta final aos sistemas de distribuição em resposta às demandas dos usuários finais, residências, comerciais, industriais ou outros que utilizam a energia para os mais variados fins. Perante a ausência de dispositivos capazes de acumular e reter energia para posterior utilização, esse sistema deve contar com um rigoroso controle entre produção e consumo de maneira que o atendimento à demanda possa ser suprido de forma praticamente instantânea conforme se apresentam as variações de solicitação de potência das cargas em conjunto com as perdas do sistema.

2.1 SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

A agência nacional de energia elétrica (ANEEL) define os SDEE como o segmento do setor elétrico dedicado à redução de tensão proveniente do sistema de transmissão, à conexão de centrais geradoras e ao fornecimento de energia elétrica ao consumidor. Segundo a ANEEL o sistema é composto por 105 distribuidoras, das quais 53 atuam com o tipo de outorga caracterizado como concessionária e as demais como permissionária, operando em 3 diferentes níveis de tensão, considerando-se valores inferiores a 2,3 kV baixa tensão, superior a 2,3 kV e inferior a 69 kV média tensão, superior a 69 kV e inferior a 230 kV alta tensão e superior a 230 kV extra alta tensão. Conforme aponta o Anuário Estatístico de Energia Elétrica 2021, essas operadoras em 2020 foram responsáveis pelo atendimento de cerca de 86.665.036 unidades consumidoras (UC), sendo 86,3 % UC residenciais, 6,8% UC comerciais, 5,4% UC rurais, 0,5% UC industriais e 1% para demais UC.

O sistema de distribuição pode ser entendido como a parcela do sistema elétrico de potência (SEP) responsável pela conexão dos consumidores de médio e pequenos portes à rede. Sistemas de distribuição tradicionais foram concebidos para acomodar cargas passivas alimentadas por um fluxo de potência unidirecional fluindo da geração de energia gerada por grandes usinas, em geral distantes, para os centros de demanda, não havendo interação entre a concessionária e o consumidor. À medida que ocorre a inserção de energia distribuída o perfil

da operação e configuração do SEP sofre modificações significativas que vem aumentando sua complexidade [1].

Em relação aos SDEE, destaca-se que tradicionalmente foram planejados considerando fluxo de potência unidirecional, partindo da geração para as cargas e possuem configuração radial. A introdução de sistemas de geração solar distribuída conectados às redes das distribuidoras possibilita a inversão deste fluxo. A depender dos níveis de penetração a concessionária pode ter problemas relacionados a qualidade de fornecimento do produto fora das especificações consideradas adequadas. Adicionalmente a necessidade de recarga dos VEs insere ainda mais incertezas nestes sistemas relacionadas ao local, horário e tempo de conexão. A depender da quantidade de potência solicitada por essas cargas em determinados trechos do sistema pode-se inviabilizar a operação da rede, causando prejuízos às demais unidades consumidoras. De outro lado as duas vertentes básicas abordadas, VEs e geração solar distribuída, podem ser percebidas de forma complementar pelos SDEE. A depender do layout configurado esse arranjo pode estimular uma relação de benefícios mútuos para todos os agentes envolvidos. Porém são necessários estudos para compreender como a integração desses dois conceitos podem proporcionar utilidade como ferramenta de planejamento e expansão da rede para atendimento do fornecimento de energia aos usuários dentro dos padrões legais de qualidade, segurança e economicidade. Os desafios para o planejamento e integração dessas novas tecnologias de fontes alternativas de energia às redes das concessionárias impulsionará a transição para um futuro energético mais sustentável.

2.2 RECURSOS ENERGÉTICOS DISTRIBUÍDOS

Os recursos energéticos distribuídos (RED) participam tanto do lado da demanda, quanto do lado da oferta e englobam armazenamento de energia, eficiência energética, geração distribuída, gerenciamento de demanda e mobilidade elétrica. Do ponto de vista dos sistemas elétricos de potência (SEP) esses dispositivos se configuram uma importante ferramenta de planejamento tornando o sistema mais robusto e flexível, pois são capazes de reduzir ou alterar as cargas, especialmente sob a ótica da subestação de distribuição.

Os RED são capazes de inserir alterações significativas de ordem econômica com relevante impacto a todos os agentes integrados pelo sistema. Aos usuários também proporciona uma postura mais ativa em relação ao seu próprio consumo e/ou geração de energia. Entraves de ordem estrutural (legislação, modelos de negócios) se apresentam como parte dos obstáculos que dificultam uma disseminação mais acentuada capaz de amplificar os benefícios que este recurso pode oferecer.

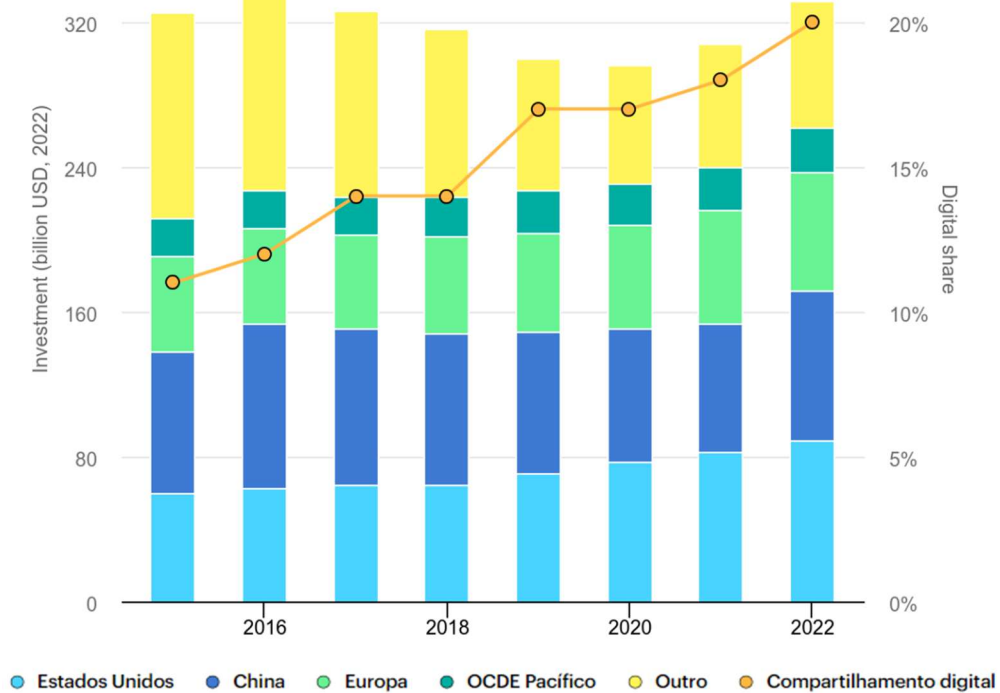
A otimização na utilização destes recursos pode ser alcançada com aplicação dos conceitos advindos das redes elétricas inteligentes (REI). Capazes de integrar de forma interoperável múltiplos e diversos sistemas as REI possibilitam monitoramento, controle e gerenciamento dos fluxos de energia e dados presentes nas redes de forma quase que imediata. Vantagens como redução de perdas técnicas, custos de operação/ampliação, agilidade na restauração da rede após distúrbios, atenuação da demanda em horários de pico, expansão da integração de fontes renováveis intermitentes, podem ser dinamizadas na presença dos domínios conjuntos dos RED e REI.

Para níveis moderados de RED, como os observados no Brasil, o gerenciamento da rede pode, em muitos casos, ser realizado por meio de uma combinação de ações manuais e semiautomáticas. No entanto à medida que a penetração desses recursos ultrapassa valores significativos da demanda prevista, geralmente acima de 20% a 30%, dependendo das características do sistema elétrico e da infraestrutura local, torna-se cada vez mais desafiador realizar o monitoramento e controle sem o suporte de tecnologias digitais, que atuam de forma complementar e sinérgica aos RED [2].

2.3 REDES ELÉTRICAS INTELIGENTES

Uma rede elétrica inteligente é composta por um conjunto complexo de sistemas interconectados que atende a diferentes necessidades de diversas partes interessadas. O desenvolvimento deste conceito permite projetar e otimizar, produção, distribuição e consumo de energia. Para sua aplicação efetiva se faz necessário o uso massivo de infraestrutura de tecnologia da informação e de telecomunicações, aplicação de sistemas de aquisição e gerenciamento de dados, automatização da distribuição e das subestações e uso de medidores inteligentes.

Em [3] define-se uma rede inteligente como aquela que usa tecnologias digitais e outras tecnologias avançadas para monitorar e gerenciar o transporte de eletricidade de todas as fontes de geração para atender às diversas demandas dos usuários finais. As redes inteligentes coordenam as necessidades e capacidades de todos os geradores, usuários diversos e demais partes interessadas do mercado de energia para operacionalizar todas as partes do sistema da forma mais eficiente possível, minimizando custos e impactos ambientais, maximizando a confiabilidade, resiliência e estabilidade do sistema. Destaca-se que o processo de tornar a rede mais inteligente é visto como evolução dos sistemas e não um evento pontual. Ressalta ainda que baixos níveis de investimento, conforme expõe a Figura 1 constituem-se entraves capazes de dificultar o desenvolvimento destes processos.

Figura 1 – Investimento em redes elétricas por região, 2016-2022.

Fonte: [3]

Neste cenário devem conviver de modo interoperável, milhões de clientes residenciais, industriais e comerciais, num ambiente regido por diferentes políticas regulatórias, dispositivos e sistemas desenvolvidos por diferentes provedores de serviços, múltiplas e diversas empresas do setor elétrico [3]. Já em relação aos motivadores nacionais para implantação das redes elétrica inteligentes (REIs) percebe-se que estes diferem dos demais países no cenário internacional, podendo-se destacar a redução de perdas não técnicas, melhoria da continuidade e eficiência energética [4].

Adicionalmente ressalta-se a definição de microrredes como um sistema que permite a interconexão de pequenas fontes modulares de geração a sistemas de distribuição de baixa tensão podendo ser conectadas a rede elétrica principal ou operadas de forma autônoma de forma semelhante a ilhas físicas [5].

Dado a complexidade de interação entre os diversos agente mencionados, torna-se necessário a realização de estudos que possibilitem o desenvolvimento e melhor compreensão de possíveis estratégias de controle que garantam a operação e gestão eficientes das redes de distribuição de energia elétrica.

2.4 INTEGRAÇÃO RED, REI E SDEE

Os Recursos Energéticos Distribuídos (RED), são definidos como tecnologias de geração e/ou armazenamento de energia elétrica, localizados dentro dos limites da área de uma

determinada concessionária de distribuição, normalmente junto a unidades consumidoras, atrás do medidor. Os RED têm apresentado potencial disruptivo no setor energético mundial. As discussões sobre como permitir o melhor aproveitamento dos serviços providos por estes recursos têm sido crescentes entre planejadores, operadores, reguladores, indústria, e outros agentes.

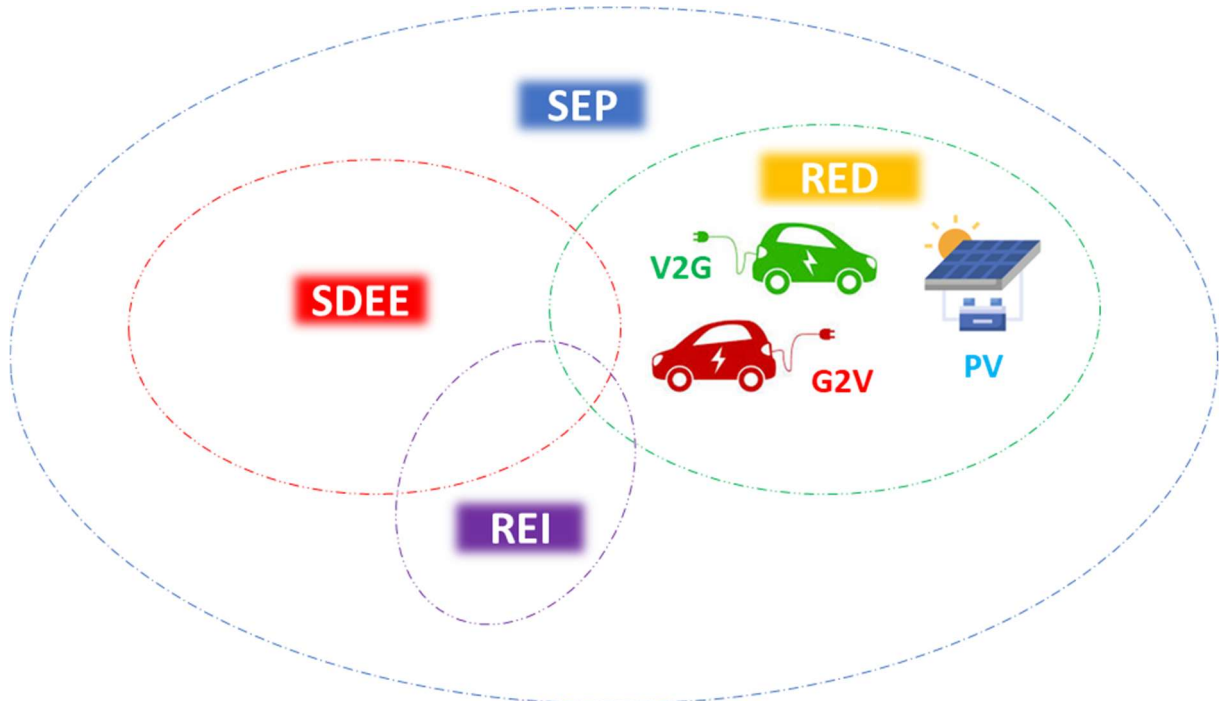
As transformações no setor elétrico a partir da inserção em massa de RED irão demandar novas práticas de planejamento da expansão e operação das redes elétricas e da geração de energia. É importante destacar que o pleno aproveitamento de benefícios sistêmicos que os RED podem agregar está associado ao desenho de mecanismos capazes de valorizar economicamente estes benefícios. Esta estrutura de sinais econômicos irá direcionar decisões individuais dos agentes conectados às redes de distribuição, convertidos em “prossumidores” (agentes que atuam simultaneamente como produtores e consumidores de energia), de forma a maximizar benefícios sistêmicos sem comprometer a segurança e confiabilidade do suprimento [6].

Outro fator relevante a ser considerado se refere a capacidade de hospedagem, podendo ser interpretada como a quantidade de geração local capaz de ser inserida a um sistema sem a necessidade de investimentos na infraestrutura de rede (transformadores, linhas de transmissão, subestações, etc.) para manutenção dos limites estabelecidos para sua segurança operativa. Níveis superiores de hospedagem podem ser obtidos sem a necessidade de novos investimentos em infraestrutura a partir do emprego de novas tecnologias, como monitoramento inteligente, mecanismos de controle de tensão, maior nível de proteção, infraestrutura de comunicação entre dispositivos, armazenamento de energia entre outros aspectos relacionados a redes inteligentes e microrredes.

Na Figura 2 está ilustrado a intersecção dos diversos domínios abordados, em maior ou menor grau, sugerindo um possível ponto de convergência que pode servir como base ou referência para a concepção de uma proposta inicial de implementação de uma usina de energia virtual VPP (*Virtual Power Plant*). Este trabalho se localiza de alguma forma na intersecção destes vários domínios, porém se concentra na análise da interação entre RED, SDEE e o papel crucial das REIs neste contexto, sem contudo, desenvolver ou implementar qualquer aplicação específica de uma REI. Embora as REIs representem um futuro promissor para a gestão eficiente e otimizada dos sistemas elétricos, sua implementação abrangente ainda enfrenta desafios significativos, como a necessidade de investimentos maciços em infraestrutura, tecnologias digitais avançadas e sistemas de comunicação robustos, além de complexas

questões regulatórias e de interoperabilidade, segurança cibernética, aquisição e gestão de grandes volumes de dados, necessidade de pessoal qualificado, entre outros.

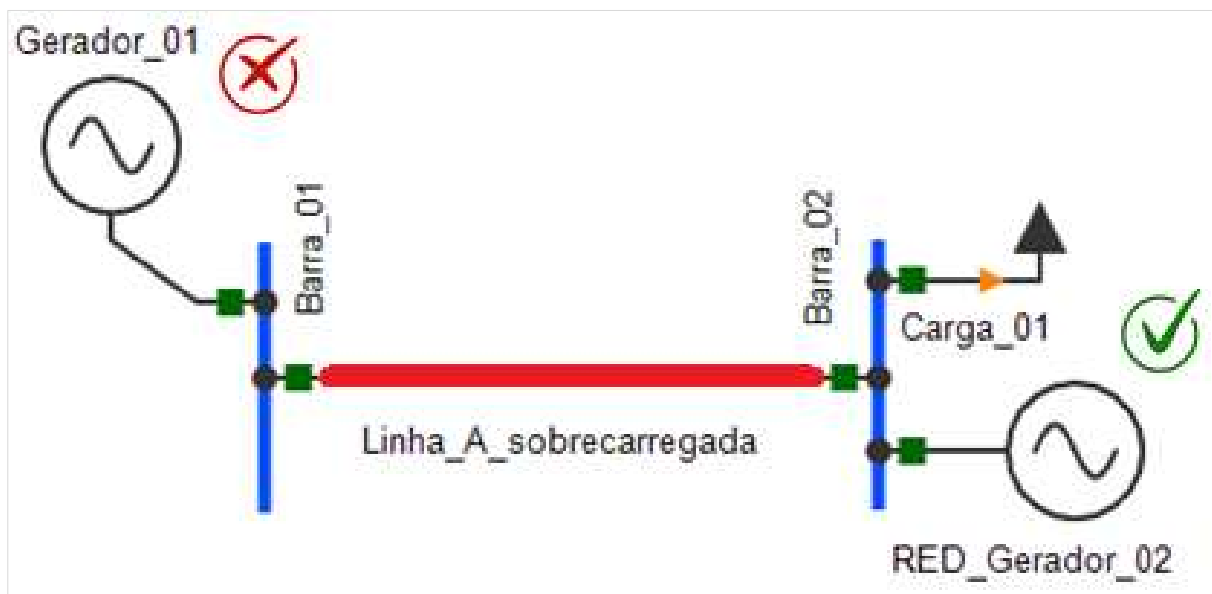
Figura 2 – Integração SEP, SDEE, RED, REI.



Fonte: autor.

Já na Figura 3 é apresentado um RED conectado a umas das barras, neste cenário a injeção de potência pelo gerador 1 poderia elevar a sobrecarga na linha prejudicando ainda mais o sistema.

Figura 3 – Exemplo de alocação de RED.



Fonte: autor.

No entanto a injeção de potência pelo RED a partir do princípio das REI, como monitoramento e controle em tempo real, comunicação bidirecional entre os componentes da rede, flexibilidade para se adaptar às mudanças nas condições do sistema, otimização do fluxo de energia e integração de diversas fontes de energia, seria benéfica ao conjunto, contribuindo para o não agravamento da sobrecarga da linha e atendimento da demanda, com valores de tensão dentro dos limites estipulados em norma, conforme rege o módulo 8 do PRODIST (Procedimentos de Distribuição) com intervalo considerado normal entre 0,92 a 1,05 p.u em redes com pontos de conexão em tensão nominal igual ou inferior a 1kV.

Diante da complexidade da integração dos RED presentes nos SDEE e nas REI, torna-se essencial o uso de ferramentas computacionais que auxiliem na análise e no planejamento dessas redes. A modelagem e a simulação de cenários diversos permitem avaliar os impactos da inserção dos RED, como a capacidade de hospedagem da rede, os efeitos sobre a qualidade da energia fornecida e a garantia da segurança e eficiência das redes de distribuição de energia. Esses estudos são fundamentais para compreender como os RED podem transformar os SDEE, promovendo maior flexibilidade, sustentabilidade e resiliência no setor elétrico.

Nesse contexto, o OpenDSS (*Open Distribution System Simulator*) surge como uma ferramenta amplamente utilizada para a simulação de sistemas de distribuição. Ele possibilita a realização de estudos detalhados sobre o comportamento da rede elétrica diante da crescente penetração de RED e das possíveis estratégias de controle associadas às REIs. A seguir, apresenta-se uma visão geral do OpenDSS, destacando sua importância para as análises realizadas neste trabalho.

2.5 OPENDSS

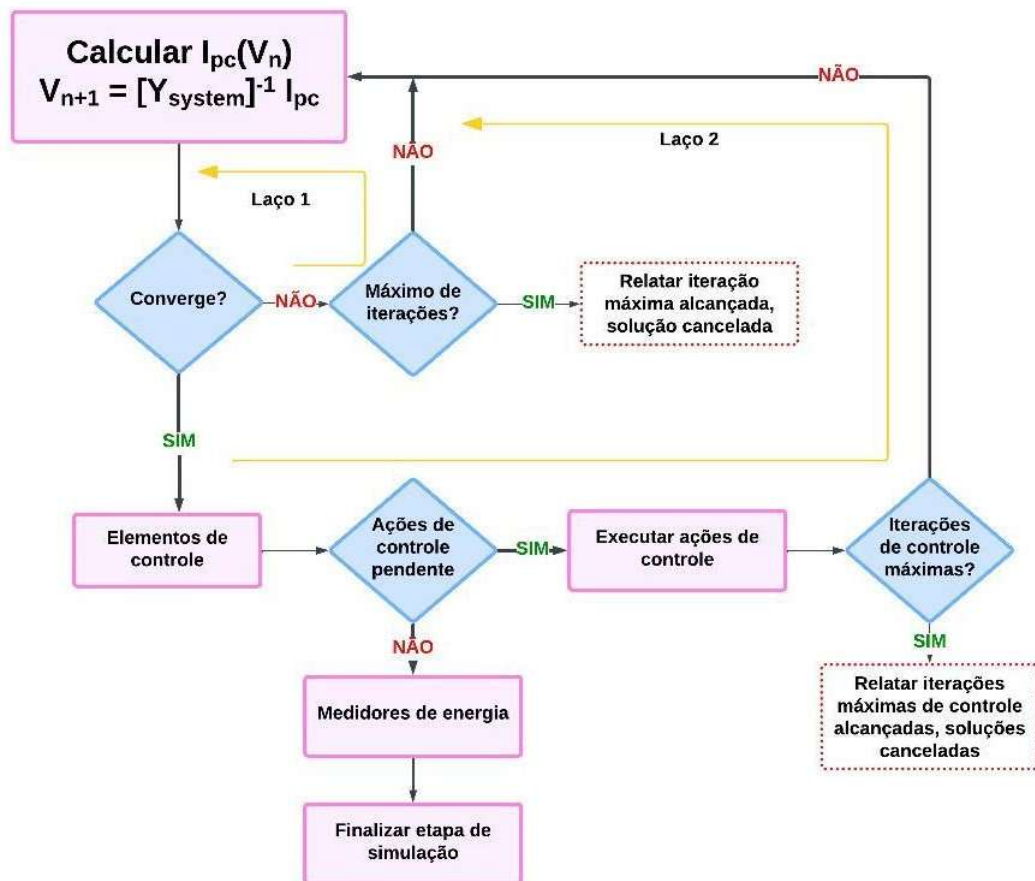
OpenDSS é um simulador de sistema de distribuição de energia elétrica, projetado para apoiar a integração e modernização da rede de recursos de energia distribuída. A ferramenta permite que os engenheiros realizem análises complexas usando uma plataforma flexível, personalizável e fácil de usar, destinada especificamente a atender aos desafios atuais e futuros do sistema de distribuição e fornece uma base para compreender e integrar novas tecnologias e recursos.

Desenvolvido inicialmente em 1997, o DSS foi originalmente projetado para levar em conta os impactos de tempo e localização na rede, introduzindo o conceito de análise de série temporal quase estática para a indústria de energia elétrica. Desde então, o software tem sido continuamente aprimorado. Para coordenar e desenvolver aplicativos de redes inteligentes, o DSS foi liberado dez anos depois. Disponibilizado como software de código aberto em 2008,

com mais de 65.000 downloads e milhares de usuários globais, o OpenDSS se tornou uma ferramenta de simulação poderosa, alavancada em toda a indústria por concessionárias, laboratórios de pesquisa e universidades para modelar e simular aplicativos de distribuição avançados. Além disso, é usado como ferramenta de treinamento para alunos e novos engenheiros de distribuição [7].

Na Figura 4 observa-se o algoritmo de solução "Normal" no OpenDSS que é utilizado para resolver o fluxo de potência. O OpenDSS oferece ainda outras duas opções, o algoritmo "Newton" para sistemas mais complexos (distinto do Newton-Raphson) e o método de injeção de correntes de N nós (*Nodes Current Injection Method*, NCIM) orientado a solução de problemas com a conexão à sistemas de transmissão.

Figura 4 – Algoritmo de solução no OpenDSS.



Fonte: [7].

Essa técnica de solução no OpenDSS baseia-se em um método iterativo de ponto fixo. A cada iteração, o fluxo de potência é calculado para determinar o estado atual do sistema. Com base nesse estado, ações de controle são determinadas e aplicadas. O processo se repete, ajustando continuamente o sistema:

1. Construção da matriz de admitância $[Y_{system}]$:

A matriz $[Y_{system}]$ é construída para representar as relações entre tensões e correntes nos elementos da rede.

2. Estimativa inicial (V_0):

O processo começa com uma estimativa inicial para as tensões no sistema (V_0), frequentemente calculada assumindo corrente nula nos elementos de conversão de potência ($I_{PC}=0$).

3. Cálculo de correntes de compensação (I_{PC}):

As cargas e outros elementos não lineares são modelados como fontes de corrente dependentes da tensão $I_{PC}(V_n)$, que representam as características não lineares.

4. Atualização das tensões (V_{n+1}):

A tensão em cada iteração é recalculada resolvendo o sistema linear

$V_{n+1} = [Y_{system}]^{-1} I_{PC}(V_n)$. Um resolvidor de matrizes esparsas é usado, otimizando o desempenho computacional.

5. Convergência:

O processo se repete até que a diferença entre as tensões de iterações consecutivas esteja dentro de um limite especificado (critério de convergência).

6. Eficiência:

A matriz $[Y_{system}]$ é recalculada apenas quando há grandes mudanças no sistema (como mudanças topológicas), tornando o método eficiente para simulações em série temporal quase estáticas (*quasi-static time-series*, QSTS). O método é adaptável para diversos tipos de análise (fluxo de potência, curto-circuito, harmônicos etc.), independente da configuração ou número de fases do sistema.

A matriz (1) ilustra como o OpenDSS integra os elementos de entrega de potência (*power delivery elements*, PDE) e os elementos de conversão de potência (*power convert elements*, PCE) para resolver o sistema.

$$\begin{array}{c} \text{PCEs} \\ \left. \begin{array}{c} I_1 \\ I_2 \\ I_3 \\ \vdots \\ I_n \end{array} \right\} \end{array} \left[I_{inj} \right] = \left[\begin{array}{c} \text{PDEs } \{ Y_{prim 1} \quad Y_{prim 2} \quad Y_{prim 3} \quad \dots \quad Y_{prim n} \} \\ Y_{system} \end{array} \right] \times \left[\begin{array}{c} V \end{array} \right] \quad (1)$$

Laço de iteração

Para cada elemento do circuito, calcula-se uma matriz de admitância primitiva, **Yprim**, que é integrada na matriz principal do sistema, **Ysystem**, responsável por conectar os elementos do modelo.

Uma estimativa inicial das tensões, **V**, é obtida resolvendo diretamente $\mathbf{I} = \mathbf{Y} * \mathbf{V}$, com cargas e geradores representados por equivalentes lineares sem correntes de injeção. Esse processo, similar a uma condição inicial uniforme, alinha ângulos de fase e magnitudes de tensão, considerando conexões multifásicas e múltiplos níveis de tensão. A estimativa inicial geralmente está próxima da solução final, mesmo em sistemas complexos n-fásicos.

O processo iterativo inicia-se com o cálculo das correntes de injeção de todos os elementos PCE, adicionando-as ao vetor I_{inj} expresso na equação (2), a partir disso, o resolvidor de matriz esparsa calcula uma nova estimativa das tensões. O ciclo continua até que as tensões converjam, com precisão típica ajustável em torno de 0,0001 pu.

$$I_{inj}(V) = Y_{system} * V \quad (2)$$

Na equação (2) $I_{inj}(V)$ representa as correntes de injeção dos elementos PCE (cargas, geradores, sistemas fotovoltaicos e armazenamento), que são não lineares. Em cada iteração, cada elemento PCE atualiza suas correntes de injeção com base nas tensões estimadas, permitindo flexibilidade na modelagem de comportamentos não lineares, incluindo vários modelos de carga e geradores.

Esse método apresenta boa convergência na maioria dos sistemas de distribuição que apresentam capacidade de potência adequada para suprir as cargas. Sua principal premissa é a presença de uma fonte de potência dominante, comum em sistemas de distribuição.

Em simulações diárias ou anuais, a solução do tempo atual serve como ponto de partida para o próximo passo. Alterações pequenas na carga geralmente permitem a convergência em apenas duas iterações. Para passos de tempo pequenos, a estimativa inicial é frequentemente suficiente. A opção MinIterations possibilita configurar o número mínimo de iterações em simulações como QSTS.

Entre as vantagens da ferramenta, os programas oferecem maior personalização e automação, permitindo executar simulações em lote, integração com outras linguagens (como Python) e realizar análises repetitivas de forma eficiente. Ideal para estudos complexos e grandes sistemas, como integração de energia renovável ou análise de cenários com milhares de variáveis. Por ser de código aberto, é acessível para pesquisadores e desenvolvedores.

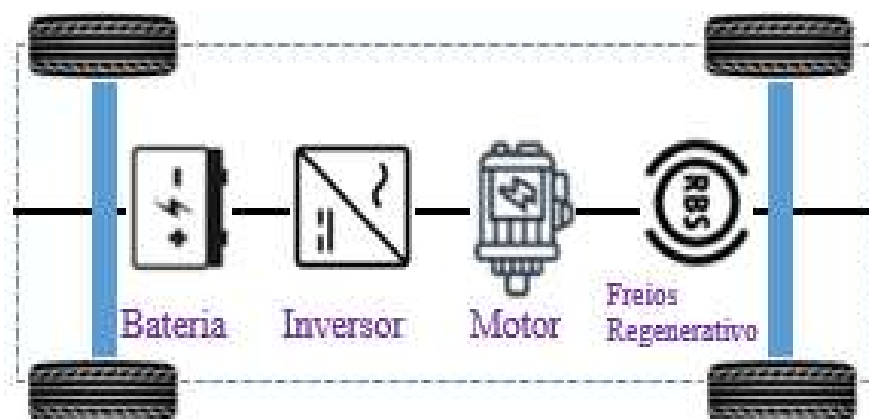
Entre os desafios destaca-se a curva de aprendizado mais íngreme e/ou longa, devido ausência de um ambiente gráfico, o que exige maior familiaridade com programação e mais tempo para iniciantes. A entrada manual de dados em texto aumenta o risco de erros, como configurações incorretas de parâmetros ou falhas na estrutura do código. Já a ausência de representação gráfica direta dificulta o entendimento intuitivo de sistemas mais complexos.

O OpenDSS utiliza uma abordagem baseada em scripts de texto para definir modelos de sistemas elétricos, configurar simulações e processar resultados. Esse formato exige que o usuário tenha um bom entendimento do sistema que está modelando e da sintaxe da ferramenta, além de habilidades em programação ou manipulação de texto estruturado. A ausência de uma interface gráfica amigável significa que o usuário precisa, abstrair a estrutura física da rede (linhas, transformadores, geradores, etc.) em termos de comandos de texto e escrever códigos que configurem os parâmetros corretamente e representem o comportamento do sistema.

3 VEÍCULOS ELÉTRICOS

O tipo mais frequente de modelo puramente elétrico, no qual a energia provém da bateria e a recarga é feita pela conexão à rede elétrica, usa eletricidade armazenada na bateria para alimentar o motor elétrico. À medida que a carga disponível se reduz, a bateria é recarregada utilizando os freios regenerativos e a energia proveniente da rede elétrica pela tomada ou via plugue por um carregador de carro elétrico. Com uma mecânica mais simples do que a de um veículo com motor à combustão, os carros elétricos são formados por quatro componentes básicos, conforme descrito na Figura 5:

Figura 5 – Principais partes de um VE.



Fonte: autor.

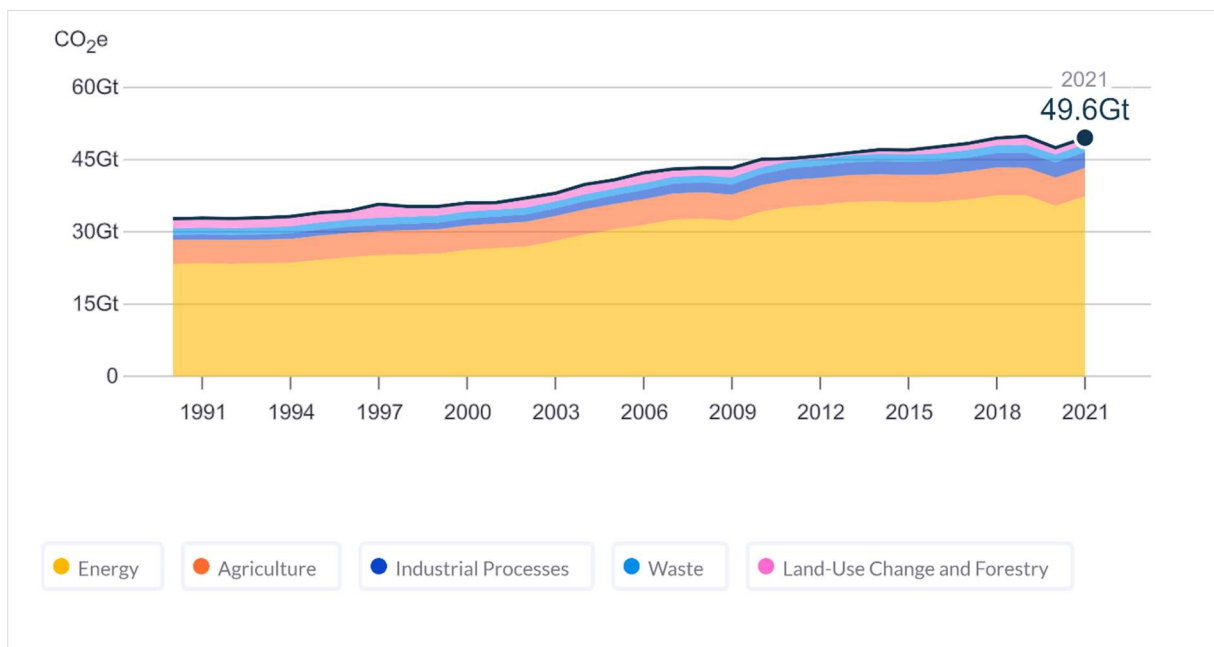
1. Bateria: recarregável, responsável por armazenar a energia elétrica que movimenta o carro.
2. Inversor: converte a corrente elétrica contínua em corrente alternada, que é direcionada até o motor de indução.
3. Motor de indução: quando recebe a energia enviada pelo inversor, o motor de indução é acionado pela eletricidade que aciona os mecanismos responsáveis por fazer o carro se mover.
4. Sistema de recuperação de energia: formado por dispositivos, geralmente o próprio motor elétrico atuando como gerador, que recolhem a energia cinética gerada pela desaceleração do carro para reutilizá-la.

O processo produtivo pode ser considerado mais simples, pois exige menos uso de peças de reposição, não possuindo itens como caixa de câmbio, bombas de combustível, filtros, correias, injetores, radiadores e alternadores e têm custos de manutenção mais baixos. Embora a bateria seja um componente essencial e de alto custo, ela é projetada para ter uma vida útil longa, geralmente acompanhada de garantias estendidas pelos fabricantes. Em caso de problemas, a maioria das baterias modernas conta com sistemas de monitoramento que

detectam falhas precocemente, permitindo reparos ou substituições antes que ocorram danos maiores. Adicionalmente, a simplicidade do sistema elétrico como um todo compensa eventuais preocupações, já que a ausência de componentes complexos reduz a probabilidade de falhas em outras partes do VE. Além das vantagens individuais dos VEs, seu impacto positivo se estende a um nível global, especialmente no contexto da transição energética e da redução de GEE.

Conforme ilustrado na Figura 6 a produção e o uso de energia são a maior fonte global de emissões de gases de efeito estufa (GEE), o que significa que o setor de energia é fundamental para atingir os objetivos de desenvolvimento sustentável (ODS), relacionados a alcançar o acesso universal à energia (ODS 7), reduzir os graves impactos da poluição do ar na saúde (parte do ODS 3) e enfrentamento das mudanças climáticas (ODS 13) [8].

Figura 6 – Emissões de GEE mundo.



Fonte: [9]

Nos últimos anos, grandes montadoras de veículos têm anunciado o fim de suas atividades de produção de pesquisa e desenvolvimento de motores a combustão interna (MCI) [10], [11], [12]. Essa situação se apresenta principalmente em decorrência da busca de soluções alternativas ao atual modelo da matriz energética mundial. Uma solução baseada na queima de combustíveis fósseis para uma nova matriz que impacte positivamente a questão do aquecimento global.

A produção da indústria automobilística global sofreu forte queda em 2020 por causa do grande choque da Covid-19. Porém o mercado de veículos elétricos contrariou a tendência mais ampla com um crescimento de mais de 40% e está a caminho de uma década de forte expansão, de acordo com relatório publicado pela Agência Internacional de Energia [13].

As montadoras ofereceram 370 modelos de carros elétricos em 2020, um aumento de 40% com relação ao ano anterior. Dezoito das 20 maiores montadoras anunciaram a intenção de aumentar ainda mais o número de modelos disponíveis e aumentar a produção de veículos elétricos leves. Essas montadoras respondem por 90% de todas as vendas globais de automóveis [13].

Um dos principais desafios para a inserção de veículos elétricos no Brasil está relacionado a infraestrutura para carregamento que requer uma abordagem coordenada que reúna soluções de tecnologia com políticas, programas e condições estruturais. A princípio a inserção gradativa deste tipo de carga poderia ser absorvida com relativa segurança pela rede, pois tradicionalmente, sistemas elétricos são planejados com capacidade de geração e reservas energéticas suficientes para o atendimento de modo confiável ao pico de demanda.

No entanto as novas cargas associadas aos VEs demandam potências relativamente maiores quando comparadas as cargas típicas tradicionais dos sistemas de distribuição. Caso estes não estejam preparados para responder a esta nova demanda, pode-se ter graves problemas, principalmente relacionado aos níveis de tensão fora dos limites padrão de operação, aumentando muito a probabilidade de danos em ativos de terceiros (residenciais, comerciais, industriais, público) ou da própria concessionária.

O conceito V2G, *Vehicle-to-Grid* permite que os VEs injetem parte da energia armazenada em suas baterias de volta na rede elétrica. Essa funcionalidade representa um dos principais benefícios dos VEs, indo além dos ganhos ambientais em comparação aos motores de combustão interna. Ao disponibilizar energia em situações pontuais, como nos horários de pico, o V2G ajuda a mitigar parte dos impactos na rede de distribuição, contribuindo para a estabilidade e a eficiência do sistema elétrico [14].

A história dos veículos elétricos é repleta de marcos importantes que remontam a mais de um século. Ao analisar sua evolução ao longo do tempo, é possível identificar diferentes fases ou eras, cada uma marcada por avanços tecnológicos, mudanças nas políticas energéticas e transformações sociais. A seguir é traçado um breve panorama histórico dos veículos elétricos, desde suas origens até os dias atuais, destacando os principais acontecimentos, tendências e desafios que moldaram o setor.

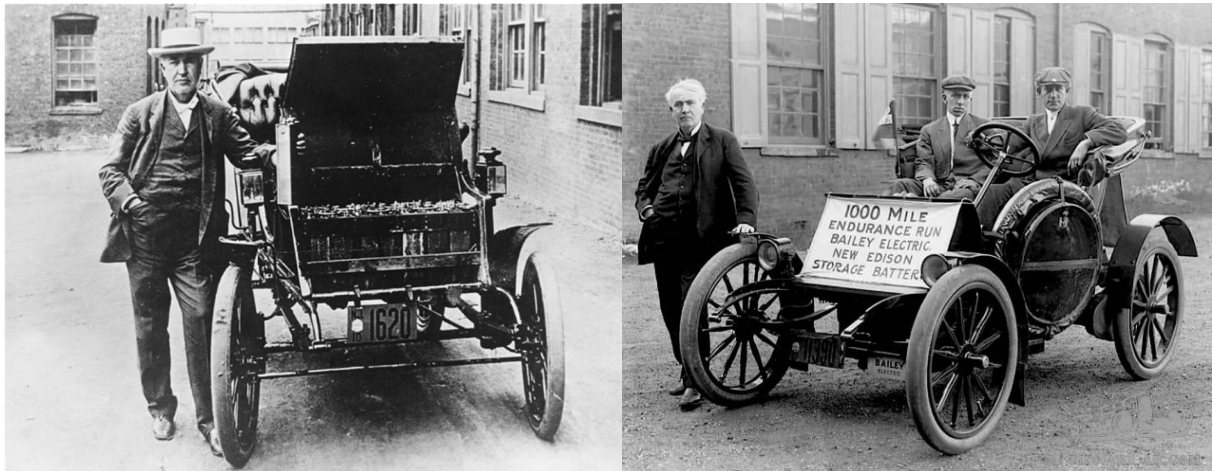
3.1 ORIGENS DOS VEs

A história dos carros elétricos começa em meados do século XIX e está intimamente relacionada à história das baterias. Em 1859, o belga Gaston Planté realizou a demonstração da primeira bateria de chumbo e ácido. Esse equipamento veio a ser utilizado por diversos veículos

elétricos desenvolvidos a partir do início da década de 1880 na França, EUA e Reino Unido. Em 1885, Benz demonstrou o primeiro motor de combustão interna. Em 1901, Thomas Edison, interessado no potencial dos veículos elétricos, desenvolveu a bateria níquel-ferro, com capacidade de armazenamento 40% maior que a bateria de chumbo, só que com custo de produção muito mais elevado.

Na Figura 7 observa-se o inventor e empresário americano Thomas Edison com seu primeiro carro elétrico, o Edison Baker. À esquerda ele está segurando uma das baterias usadas para alimentar o veículo. A imagem à direita mostra o carro S.R.Bailey & Co, para o qual sua empresa forneceu a bateria de célula alcalina usada na competição de resistência de mil milhas de setembro de 1910 com carros movidos a gasolina que envolveu uma subida em torno de 1917 metros até o cume do Monte Washington.

Figura 7 – Thomas Edison e seu primeiro carro elétrico.



Fonte: [16]

As baterias níquel-zinco e zinco-ar foram também criadas no final do século XIX. Além das baterias, duas tecnologias desenvolvidas entre 1890 e 1900 contribuíram para melhorar o desempenho dos carros elétricos: a frenagem regenerativa, um equipamento capaz de transformar a energia cinética do automóvel em movimento em energia elétrica durante uma frenagem e o sistema híbrido a gasolina e eletricidade. Na virada do século XIX, três tecnologias de propulsão concorriam no mercado de automóveis: o carro elétrico, a vapor e a gasolina.[15]

Na Tabela 1 é possível observar de forma resumida alguns dos principais eventos históricos que resumem esta primeira parte.

Tabela 1 – Sequência temporal de mobilidade elétrica no mundo parte 1.

1801-1850	O começo - Os primeiros modelos de carros elétricos são inventados na Escócia e EUA.
1832 – 1839	Robert Anderson, da Escócia construiu o primeiro protótipo de carruagem elétrica.
1834	Thomas Davenport, dos EUA inventou o primeiro motor elétrico de corrente contínua em um carro que operava em uma pista circular eletrificada.
1851-1900	A primeira era - Os carros elétricos entram no mercado e encontram ampla aceitação.
1888	O engenheiro alemão Andreas Flocken construiu o primeiro carro elétrico de quatro rodas.
1897	Os primeiros VEs comerciais foram utilizados como taxi na cidade de Nova Iorque. A Pope Manufacturing Company se tornou a primeira fabricante de VEs em larga escala nos EUA.
1899	O “La Jamais Contente” (O Nunca Feliz), construído na França, se tornou o primeiro veículo elétrico a trafegar acima de 100 km/h.
1900	VEs se tornam os veículos rodoviários mais vendidos dos EUA, capturando 28% do mercado.

Fonte: [17].

A disputa pela preferência dos nova-iorquinos no início do século XX era acirrada entre os automóveis a vapor, a gasolina e os elétricos. Em 1903, a frota da cidade, composta por cerca de quatro mil veículos, era dividida entre esses três tipos. Os elétricos, embora representassem apenas 20% da frota, ganharam destaque nos anos seguintes, atingindo o pico de 30 mil unidades em 1912. Contudo, a crescente produção e a redução dos custos dos veículos a gasolina, que já superavam em número os elétricos em 1912, fizeram com que os carros elétricos perdessem a corrida, iniciando um declínio que perduraria por décadas.

3.2 AUGE E QUEDA DOS VEs

A busca por soluções para os desafios da mobilidade elétrica no início do século XX impulsionou o desenvolvimento dos primeiros automóveis híbridos. A baixa eficiência das baterias e a escassez de pontos de recarga levaram os engenheiros a explorar a combinação de motores elétricos e a combustão interna. Já em 1903 existiam veículos híbridos em série, nos quais um motor a combustão alimentava um gerador que, por sua vez, carregava as baterias. Outros modelos, como os híbridos em paralelo, ofereciam maior flexibilidade, com ambos os motores trabalhando em conjunto ou de forma independente. Essa diversidade tecnológica demonstra que, até os anos 1920, os híbridos eram uma realidade em diversos países como a França, Canadá e Estados Unidos da América.

Entre os principais fatores apontados para o declínio dos carros elétricos destacam-se os seguintes:

1. O sistema de produção em série de automóveis desenvolvido por Henry Ford, permitiu que o preço final dos carros a gasolina ficasse entre 500 e 1000 dólares o que correspondia a metade do preço pago pelos elétricos.
2. Em 1912 foi inventada a partida elétrica, que eliminou a manivela utilizada para acionar o motor dos veículos a gasolina.
3. Nos anos 1920, as rodovias dos Estados Unidos já interligavam diversas cidades, o que demanda veículos capazes de percorrer longas distâncias.
4. As descobertas de petróleo no Texas reduziram o preço da gasolina, tornando-a um combustível atrativo para o setor de transportes.

A seguir na Tabela 2 é destacado resumidamente alguns dos principais eventos históricos que marcaram esse período.

Tabela 2 – Sequência temporal de mobilidade elétrica no mundo parte 2.

1901-1950	Boom e decadência - Carros elétricos atingem o auge em produção, mas são logo substituídos por veículos movidos a motor com combustão interna (MCI).
1908	O veículo com MCI Ford Model T abastecido com gasolina entra no mercado.
1909	William Taft foi o primeiro presidente estadunidense a comprar um automóvel, um Baker Electric.
1912	A invenção da ignição elétrica por Charles Kettering elimina a necessidade da manivela, tornando mais fácil dirigir carros a gasolina.
1912	Estoque global de VEs atinge a marca histórica de 30 mil veículos.
1930	Por volta de 1935, os VEs são quase extintos devido à predominância de veículos com (MCI) e gasolina barata.
1947	Racionamento de petróleo no Japão leva a fabricante de automóveis Tama a lançar um carro elétrico de 4.5cv (cavalo vapor), com uma bateria de chumbo-ácido de 40V.

Fonte: [17].

A partir da década de 1930, a produção em larga escala de veículos elétricos sofreu um declínio acentuado, restrita a aplicações específicas em algumas cidades dos Estados Unidos e do Reino Unido. Essas aplicações incluíam principalmente serviços urbanos como coleta de lixo, entregas e distribuição de leite. A escassez de combustíveis durante as guerras mundiais impulsionou temporariamente a produção de carros elétricos nesses países, mas com o fim dos conflitos e a retomada da oferta de gasolina e diesel, a demanda por veículos elétricos diminuiu. No Japão, a situação foi semelhante em que o racionamento de combustíveis no pós-guerra popularizou os carros elétricos, mas a produção foi interrompida com a normalização do abastecimento a partir da década de 1950 [17].

3.3 ASCENÇÃO DOS VEs

Foi somente a partir da década de 1960, com a crescente preocupação com a poluição do ar, que os carros elétricos voltaram a ser considerados pelas grandes montadoras. A gasolina, altamente poluente por conta do chumbo, e a ausência de tecnologias de controle de emissões nos veículos à combustão impulsionaram essa busca por alternativas mais limpas. A partir da década de 1970, a problemática ambiental tornou-se um componente crucial nas discussões acerca da produção e do consumo de energia [17]. Três fatores convergiram para evidenciar a urgência de se desenvolverem tecnologias energéticas renováveis.

1. Em 1972, o Clube de Roma publicou o livro *Limites para o Crescimento*, que chamou a atenção para a necessidade de um limite para a exploração de recursos naturais não renováveis.
2. A crise do petróleo, em 1973, causada pelo embargo de produtores de petróleo, teve como consequência ondas de racionamento em diversos países.
3. A conscientização a respeito do uso da energia nuclear, tais como a segurança operacional e o destino dos dejetos radioativos.

O final dos anos 80 marcou um novo ciclo de interesse em veículos elétricos, motivado pela busca por soluções para a poluição urbana. Em 1990, a Califórnia pioneiramente implementou normas de emissões zero, e em 1992, a Agenda 21 globalizou o debate sobre a necessidade de energias renováveis. Nesse mesmo ano, a União Europeia definiu uma política de transportes sustentáveis. Através de políticas de cotas e incentivos financeiros, a Califórnia, no início dos anos 1990, incentivou a produção de veículos elétricos. A medida, pioneira nos EUA, levou empresas como a General Motors e a Honda a investirem no desenvolvimento de modelos elétricos comercialmente viáveis.

A indústria automobilística tradicional e as petrolíferas lançaram campanhas contra os veículos elétricos, questionando sua viabilidade econômica e ambiental. Essa pressão levou a Califórnia a recuar em suas metas para a venda de carros elétricos em 1996. Ainda no decorrer dos anos 90, o governo Clinton, através do programa *PNGV Partnership for a New Generation Vehicles* (Parceria para veículos de nova geração), investiu bilhões de dólares no desenvolvimento de carros híbridos super eficientes. Apesar dos protótipos, nenhum modelo chegou às linhas de produção.

A seguir na Tabela 3 é apresentado os principais tópicos e destaques desse período.

Tabela 3 – Sequência temporal de mobilidade elétrica no mundo parte 3.

1951-2000	A segunda era - O alto preço do petróleo e os elevados níveis de poluição atmosférica renova o interesse nos VEs.
1966	O Congresso dos EUA introduz legislação recomendando VEs como medida para redução da poluição do ar.
1973	O embargo da Organização dos Países Exportadores de Petróleo (OPEP) leva à alta nos preços do petróleo, longas filas nos postos de gasolina e um renovado interesse pelos VEs.
1975	O Gurgel Itaipu, lançado em 1975, foi o primeiro carro elétrico nacional. Compacto e para duas pessoas, pesava 460 kg, sendo 320 kg de baterias. Com 3,2 kW (4,2 cv) de potência, atingia 30 km/h inicialmente, depois aumentado para 60 km/h. Tinha autonomia de 50 km por carga e levava dez horas para recarregar.
1976	O governo francês lança o programa “PREDIT”, acelerando P&D em VEs.
1996	Para cumprir os requisitos de emissões-zero (ZEV) da Califórnia, a General Motors começa a produzir e fazer leasing do carro elétrico EV1.
1997	No Japão, a Toyota começa as vendas do Prius, o primeiro carro híbrido comercial do mundo. 18 mil unidades são vendidas no primeiro ano de produção.

Fonte: [17].

Em 2007, os Estados Unidos aprovaram a Lei de Independência e Segurança Energética, com o objetivo de diminuir a dependência do petróleo importado e incentivar a produção de combustíveis renováveis. Essa lei destinou bilhões de dólares para pesquisas em veículos elétricos e híbridos, além de oferecer incentivos financeiros para fabricantes que produzissem esses veículos.

3.4 VEs - CENÁRIOS ATUAIS

A Lei de Energia Limpa de 2009 nos EUA obrigou empresas de energia a criar planos para redes inteligentes e destinou US\$ 50 bilhões para o desenvolvimento de veículos híbridos, com o objetivo de modernizar a infraestrutura energética e promover a mobilidade sustentável.

A seguir na Tabela 4 é apresentado os principais tópicos e destaques desse período.

Tabela 4 – Sequência temporal de mobilidade elétrica no mundo parte 4.

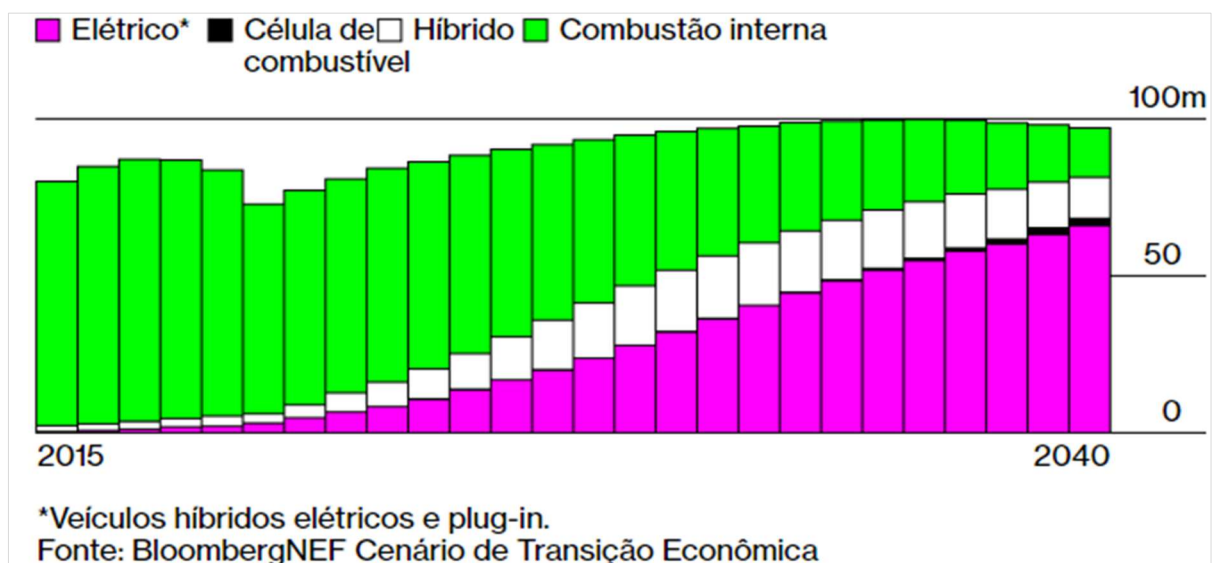
2001	A terceira era - Setores público e privado voltam a se comprometer com a eletromobilidade
2003	Lançamento da Tesla Motors.
2008	O preço do petróleo passa dos US\$145/barril.
2010	O VEB (veículo elétrico a bateria) Nissan Leaf é lançado.
2011	O serviço de car sharing Autolib (compartilhamento de veículos elétricos) é lançado em Paris, com uma meta de estoque de 3 mil VEs. O governo francês se compromete a adquirir 50 mil unidades de VEs no decorrer de 4 anos.
2011	Estoque global de VEs atinge nova marca histórica de 50 mil veículos.

2012	O veículo híbrido plug in HEVP Chevrolet Volt superou as vendas de metade dos modelos de carros no mercado estadunidense. O total de VEs no mundo atingiu a marca de 180 mil unidades.
2014	O Tesla Model S, com certificação 5 estrelas pela Euro NCAP (programa de segurança veicular europeu) equipado com piloto automático e disponível com tração nas quatro rodas e dois motores elétricos, exibiu performance de 0 a 100 km/h em apenas 2,8 segundos e autonomia de até 530 km.
2015	Estoque global de VEs atinge nova marca histórica de 1,26 milhão de veículos.
2015	A quantidade de eletropostos (públicos e privados, lentos e rápidos) atinge o número de 1,45 milhão no mundo – valores em 2014 e 2010 eram de 820 mil e 20 mil, respectivamente.
2016	Preço do pack das baterias fabricadas pela Tesla atinge baixa recorde de US\$190/kWh – com a Gigafactory da Tesla iniciando produção em dezembro deste ano, esse valor ficará cada vez mais próximo de US\$100/kWh.
2017	Reservas do Tesla Model 3 alcançam 530 mil, 24 meses antes da entrega prevista dos veículos.

Fonte: [17].

Projeções indicam que as vendas de VEs para passageiros devem aumentar acentuadamente, passando de 3 milhões em 2020 para 66 milhões em 2040, de acordo com o cenário ilustrado na Figura 8. Globalmente, os VEs representarão mais de dois terços das vendas de veículos de passageiros em 2040 [18].

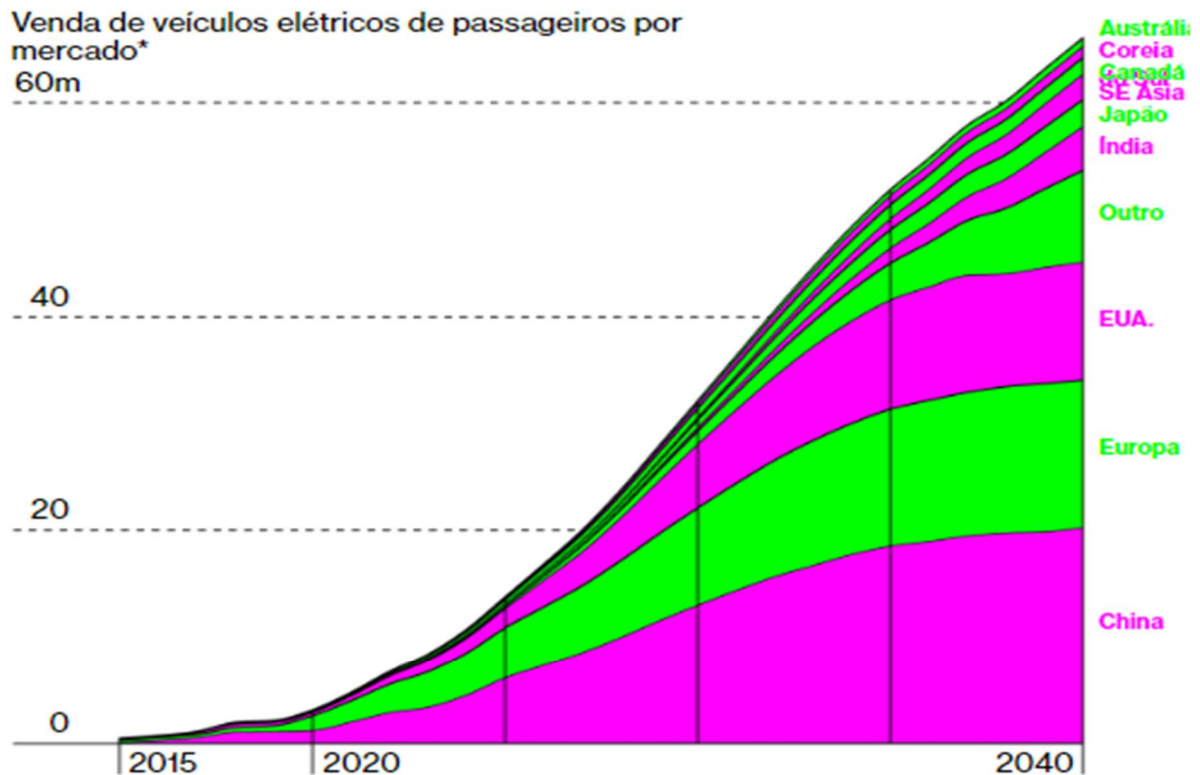
Figura 8 – Estimativa global de vendas de VEs.



Fonte: [18]

Observa-se na Figura 9, transição liderada por China, Europa, e Estados Unidos.

Figura 9 – Vendas de VEs por Países.



*Veículos híbridos elétricos e plug-in.

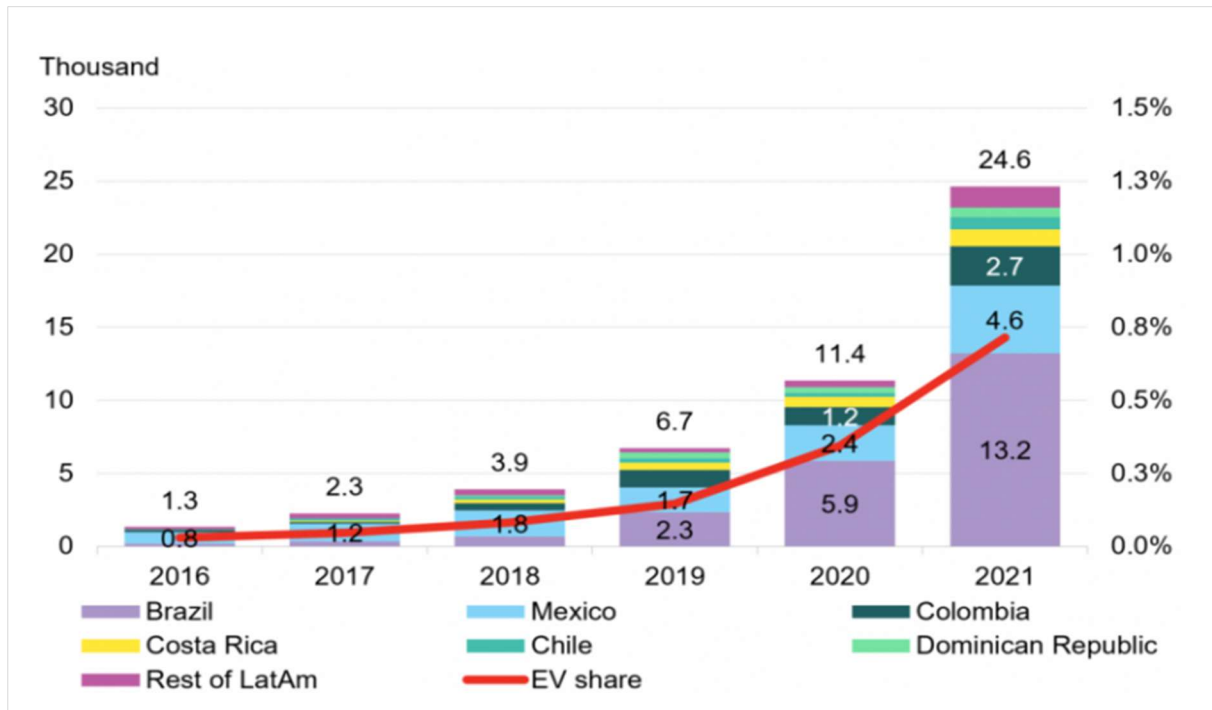
Fonte: BloombergNEF Economic Transition Scenario, que assume que não são introduzidas novas iniciativas de política de energia limpa e custos, oferta e demanda são controlados pela dinâmica do mercado. Não leva em conta a meta anunciada recentemente pela Casa Branca para que metade de todos os veículos vendidos nos EUA sejam elétricos a bateria, híbridos plug-in ou movidos a células

Fonte: [18]

No gráfico da Figura 10 é possível notar que as vendas de VEs estão aumentando na América Latina, porém, em escala bastante reduzida quando comparado aos demais mercados. Na região como um todo, os VEs representaram 0,7% do total de carros vendidos em 2021, com taxas variadas em diferentes países. O Brasil registrou o maior número de unidades vendidas, um total de 13.000, e a Costa Rica liderou em valores percentuais, com 2,7% de todos os carros vendidos. O México é o único país da América Latina que fabrica VEs, focando também na exportação para os EUA. As projeções preveem um aumento na fatia de elétricos em relação as vendas totais de automóveis para 2% a 4% até 2025 no Brasil e México, os dois maiores mercados da região. Em comparação, os VEs representaram 20%, 15% e 4,5% das vendas na Europa, China e EUA em 2021, respectivamente. Os veículos elétricos híbridos plug-in foram responsáveis por dois terços dos veículos elétricos vendidos na América Latina em 2021, um possível reflexo da insegurança dos consumidores ocasionada pelas limitações de locais públicos para carregamento das baterias [19]. Em 2024, segundo a ABVE (Associação

Brasileira do Veículo Elétrico), as vendas de veículos eletrificados leves no Brasil atingiram 177.358 unidades, um aumento de 88,83% em relação a 2023.

Figura 10 – Vendas de VEs na América Latina.



Fonte: [19]

Nos últimos anos, as montadoras vêm progressivamente elaborando estratégias de negócios que consideram a eletrificação não apenas como uma maneira de cumprir as regulamentações políticas ou responder aos incentivos governamentais, mas também como uma oportunidade de capturar a participação de mercado e manter uma vantagem competitiva.

Em 2021 diversas montadoras tornaram público os objetivos para alcançar um futuro totalmente elétrico no horizonte da próxima década. A capacidade de produção existente atualmente está sendo modificada para atendimento das novas linhas. Como exemplo a Hyundai anunciou o encerramento do departamento de produção de motores movidos a gasolina e diesel que fica em Namyang, na Coreia do Sul, e tinha como objetivo produzir os motores da Hyundai desde 1983. Esse setor de motores a gasolina e diesel conta com aproximadamente 12 mil colaboradores, que gradualmente estão sendo transferidos para o setor de produção de sistemas de propulsão para carros elétricos [20].

Paralelo a essa dinâmica e com vistas a eletrificação da atual frota existente de veículos movidos a combustão interna a General Motors anunciou recentemente que irá expandir a eletrificação para outro nível, indo além do lançamento de novos carros elétricos. A marca norte-americana pretende oferecer um amplo leque de opções para a conversão de carros antigos, barcos e outros tipos de veículos [21].

3.5 VEs - DOMINÂNCIA CHINESA

A China, líder na produção de veículos a combustão no início dos anos 2000, ainda não havia consolidado marcas nacionais com força para desafiar as grandes fabricantes estrangeiras ocidentais, antevendo a futura transição para os elétricos. Incapaz de ultrapassar os líderes em motores tradicionais e híbridos, fez uma virada estratégica, apostando em uma nova fronteira tecnológica. Os desafios de produzir carros totalmente elétricos era um jogo de alto risco, com tecnologia ainda incipiente e pouco explorada, porém o potencial de liderança nesse novo mercado era tentador.

Nesse contexto os VEs representavam uma solução para diversos problemas como, redução da poluição, menor dependência de importações de petróleo e recuperação econômica. A China já contava com vantagens competitivas para a produção de VEs, como uma cadeia de suprimentos consolidada e abundância de recursos, o que acelerou sua ascensão nesse mercado. Também investiu fortemente em pesquisa científica nesta área desde 2001, posicionando-a como pilar estratégico para o futuro da indústria automotiva nacional.

De 2009 a 2022, o governo investiu mais de 29 bilhões de dólares em subsídios relevantes e incentivos fiscais. Também adotou uma estratégia de mercado, utilizando contratos públicos que permitiu uma maior integração de VEs ao transporte público. Embora a política de subsídios tenha terminado oficialmente e tenha sido substituída por um sistema mais voltado para o mercado chamado “créditos duplos”, ela já havia surtido o efeito pretendido: os mais de 6 milhões de VEs vendidos na China em 2022 representaram mais da metade das vendas globais de veículos deste setor.

Quando o governo chinês distribuiu subsídios, não os limitou às empresas nacionais, a ascensão da Tesla como a maior empresa de VEs está profundamente entrelaçada com o desenvolvimento desse mercado na China. Sua fábrica gigante de baterias, conhecida como Gigafactory, em Xangai, foi construída com extrema rapidez em 2019, graças às políticas locais favoráveis. Atualmente, a China é uma parte indispensável da cadeia de suprimentos da Tesla. A Shanghai Gigafactory é hoje o centro de fabricação mais produtivo da empresa e, em 2022, foi responsável por mais da metade dos carros entregues.[22]

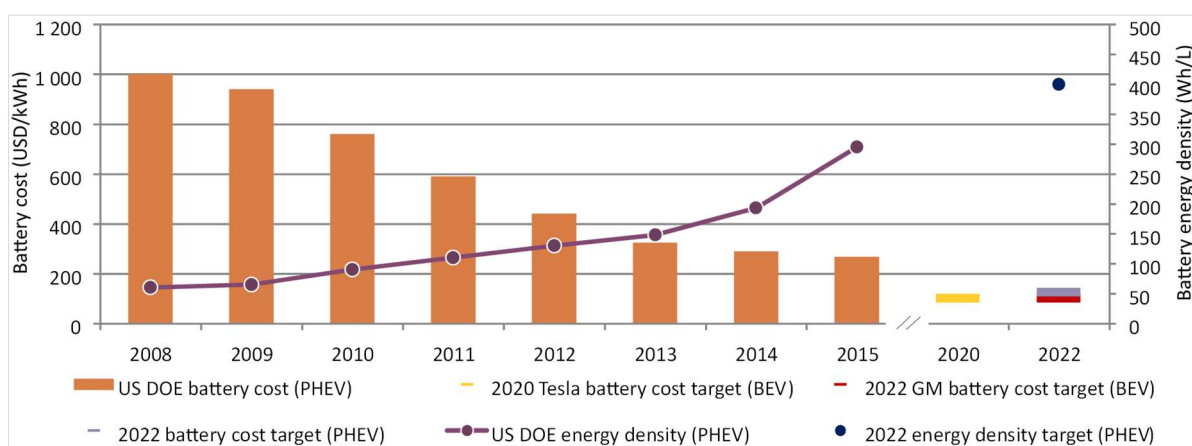
A parceria entre a Tesla e a China gerou uma sinergia positiva, impulsionando a inovação em ambos os lados. A competição acirrada elevou os padrões da indústria, com a Tesla buscando manter sua vantagem e as empresas chinesas buscando superá-la.

3.6 VEs BATERIAS

Dada a importância de descarbonização das economias mundiais e atuação do setor de transporte neste sentido, vários países do mundo estão buscando maneiras de incentivar maior adoção dos carros elétricos. A perspectiva de aumento de eficiência energética das baterias aliado a redução de custo de produção para valores em torno de US\$100/kWh é considerado chave para a massificação do VEs.

Na Figura 11 é apresentado a evolução de custos e densidade energética das baterias com destaque para a queda de em torno de 75% nos custos de produção de baterias enquanto que a densidade energéticas das baterias mais que triplicaram no mesmo período de 2008 a 2015 [12].

Figura 11 – Baterias VEs – Densidade energética x custos.



Fonte: [23]

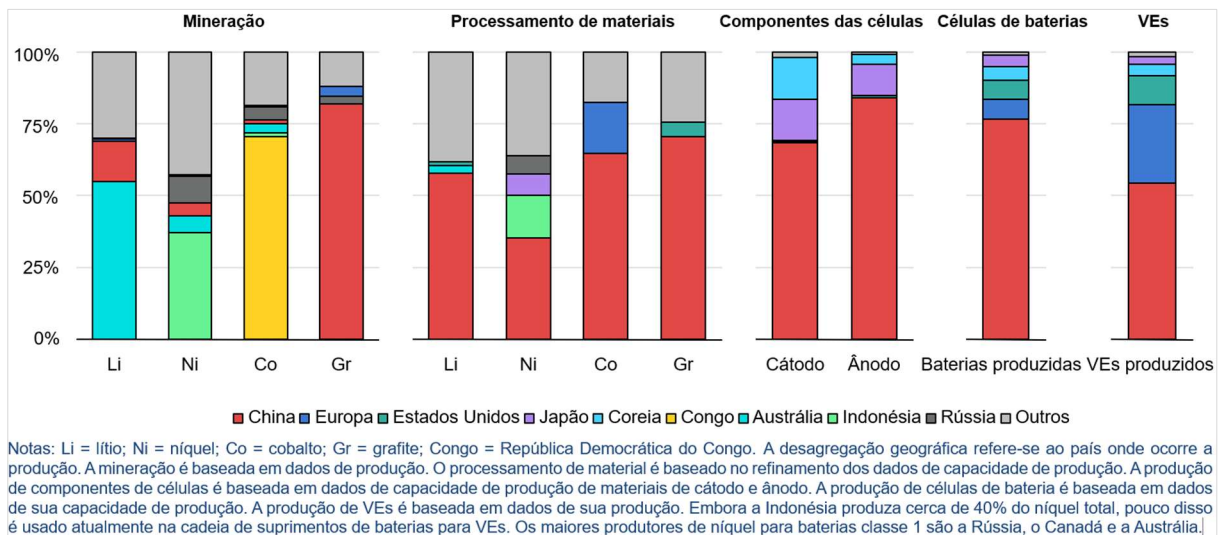
O desempenho e o custo dos VEs estão intimamente ligados à sua bateria, pois representam uma parte substancial do valor final de venda e é fundamental para sua autonomia e confiabilidade. Desenvolver baterias mais eficientes e com preços cada vez menores é um desafio crucial para a indústria de VEs.

A última década foi marcada pela disputa entre as baterias LFP (Fostato de Ferro-Lítio), promovidas pela China, e as baterias NMC (Lítio e Níquel-Manganês-Cobalto), mais comuns no Ocidente.

As baterias LFP são mais seguras e baratas, mas inicialmente não eram a primeira escolha em carros porque costumavam ter densidade de energia muito menor e funcionavam mal em baixas temperaturas. No entanto empresas chinesas passaram a última década pesquisando e conseguiram reduzir essa diferença de densidade energética. Hoje, a indústria de VEs está novamente reconhecendo os benefícios das baterias LFP, que representavam um terço de todas as baterias de VEs em setembro de 2022.

A China também teve uma vantagem importante na fabricação de baterias, pois ela controla muitos dos materiais necessários. Embora o país não tenha necessariamente os recursos naturais para fabricação de baterias, ele possui a maior parte da capacidade de refinaria do mundo quando se trata de componentes críticos como cobalto, sulfato de níquel, hidróxido de lítio e grafite. Agora, outros países perceberam a importância desses materiais utilizados na produção de baterias e estão assinando acordos com o Chile e a Austrália para obter o controle de minas de metais de terras raras. Mas a vantagem da China deu às empresas nacionais uma cadeia de suprimentos estável de longa data conforme exposto na Figura 12 o amplo domínio em toda cadeia produtiva.[22]

Figura 12 – Cadeia global de suprimentos de baterias.



Fonte: [24]

A escalada da produção de baterias na China está reduzindo significativamente os custos por kWh, impulsionada por economias de escala e avanços tecnológicos. Essa dinâmica está diminuindo o tempo de retorno sobre o investimento em VEs e estimulando a demanda por modelos elétricos com maior autonomia e desempenho. A abundante oferta de baterias chinesas está alavancando a produção de VEs em diversas faixas de preço, democratizando o acesso a essa tecnologia e acelerando a descarbonização do setor de transportes, impulsionando a criação de infraestruturas de carregamento e fomentando a pesquisa e desenvolvimento de novas tecnologias.

3.7 ESTRUTURAS DE RECARGA DOS VEs

A disseminação dos VEs está diretamente ligada à disponibilidade de pontos de recarga eficientes e economicamente viáveis, para que estes se popularizem é fundamental que haja uma rede ampla e acessível de pontos de recarga. Atualmente, a maior parte dos

carregamentos ocorre em residências ou outros locais privados. No entanto, para expandir a adoção tanto em áreas urbanas ou regiões mais afastadas dos grandes centros é preciso investimento em infraestrutura de carregamento para que estes estejam disponíveis em pontos estratégicos como em locais de trabalho, áreas de acesso público, vias intermunicipais, interestaduais etc.

Os tipos de carregamento podem ter diferentes combinações de corrente e tensão, resultando em diferentes capacidades de potência. A potência P é dada pela fórmula, $P = V \cdot I$, onde:

- P é a potência em Watts (W)
- V é a tensão em Volts (V)
- I é a corrente em Amperes (A)

Por exemplo:

- Um carregador de 220 V e 16 A forneceria a potência de 3,5 kW ($220 \text{ V} \times 16 \text{ A} = 3.520 \text{ W}$)
- Um carregador de 400 V e 50 A forneceria a potência de 20 kW ($400 \text{ V} \times 50 \text{ A} = 20.000 \text{ W}$)

Esses valores são aproximados e podem variar dependendo do tipo de veículo e das condições da infraestrutura de carregamento. A corrente alternada (AC) é a mais comum nas residências e é utilizada para carregar os veículos elétricos de forma mais lenta. A energia CA da rede elétrica é convertida em corrente contínua (DC) pelo próprio veículo para carregar a bateria. Na Tabela 5 é possível observar maiores detalhes sobre os diferentes níveis de recargas disponíveis.

Tabela 5 – Tipos de recarga de VEs.

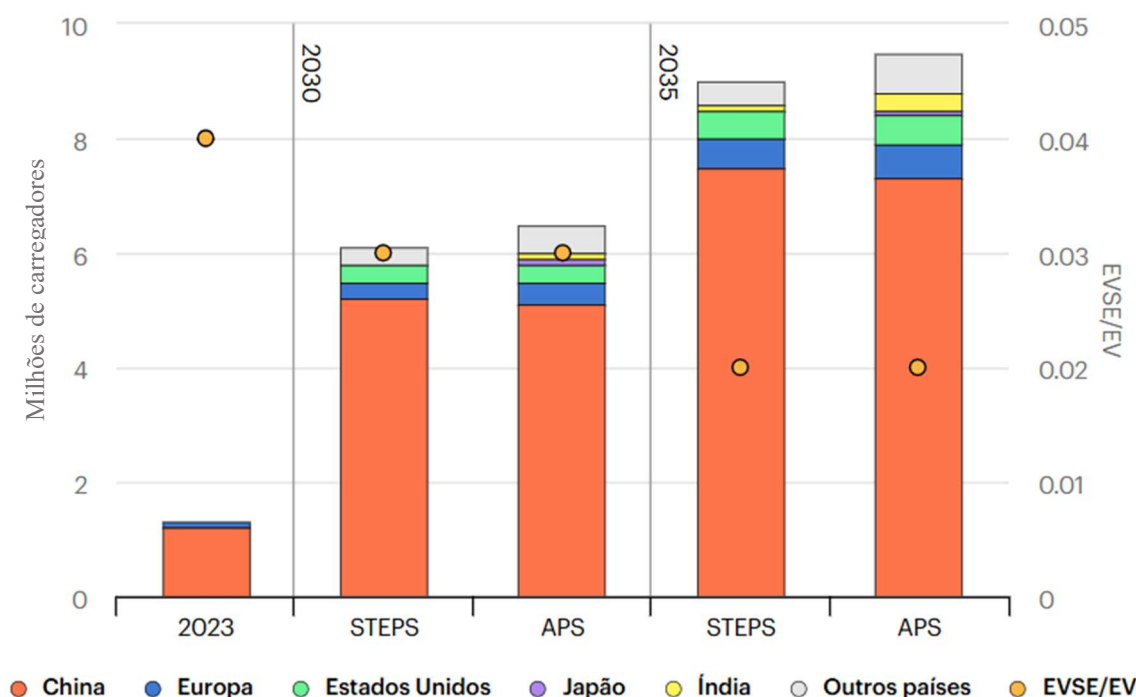
Tipo de Carregamento	Corrente	Potência	Tempo de Carregamento	Comentário
Lento Residencial_Nível 1	AC	3,7 kW	8-20 horas para carga total	Utiliza uma tomada padrão de 127 ou 220 V.
Rápido Residencial_Nível 2	AC	7,4 kW	4-8 horas para carga total	Usado em home chargers e estações públicas de baixa potência.
Rápido Público_Nível 2	AC	22 kW	2-4 horas para carga total	Carregadores públicos em shoppings, parques, etc.
Rápido_Nível 3	DC	350 kW	20-60 minutos para 80% de carga	Utiliza infraestrutura de carregamento rápido em estradas ou postos de gasolina.
Ultra-Rápido_Nível 4	DC	350 kW a 1 MW	10-30 minutos para 80% de carga	Para veículos que suportam altíssima potência, como alguns carros de alta performance ou caminhões elétricos.
Super-Rápido	DC	1 MW ou mais	Menos de 10 minutos para 80% de carga	Carregamento muito rápido, usado em veículos pesados ou para testes de velocidade.

Fonte: autor com base em [38],[39],[40],[41],[42],[43],[44].

O tipo de carregamento nível 1 AC é o mais básico, utilizando uma tomada comum esse tipo de carregamento é mais adequado para o uso doméstico, pois os menores níveis de corrente drenada da rede, por questões de segurança, requer maior disponibilidade de tempo para recarga. Já o nível 2 AC é mais comum em instalações residenciais e comerciais, oferecendo uma taxa de carregamento significativamente maior, mas ainda depende de infraestrutura elétrica de baixa tensão de 220 V ou 380 V. No nível 3 e ultrarrápido utilizam corrente contínua e são projetados para carregamento rápido, geralmente em estações públicas de carregamento rápido. O tempo de carga é muito menor, mas exige que o VE tenha a capacidade de aceitar essas altas potências.

Segundo a IEA a China foi responsável por 70% do carregamento público global em 2023 e deve permanecer líder com uma participação semelhante nas projeções da próxima década. Na Figura 13 observa-se as quantidades e estações de recargas de carregadores públicos rápidos, separadas por região de 2023 a 2035 contemplando os cenários STEPS e APS.

Figura 13 – Carregadores públicos rápidos de VEs instalados por região.



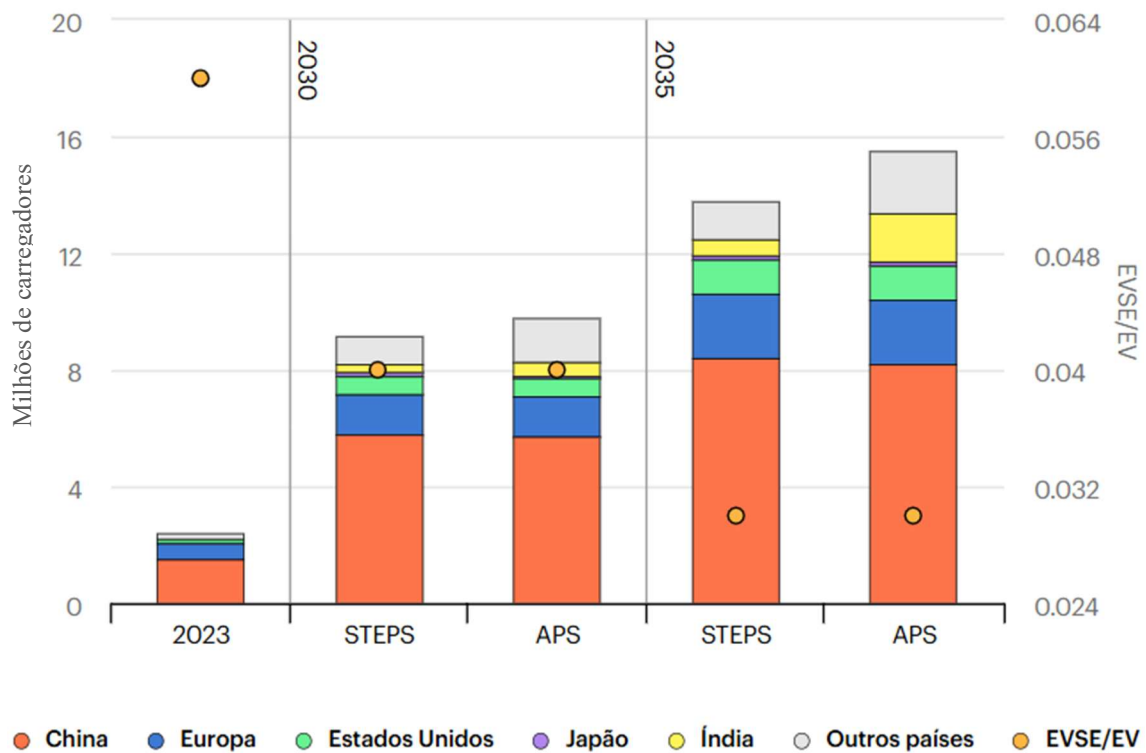
Fonte: [25]

A projeção denominada STEPS (*Stated Policies Scenario*) se refere ao cenário de desenvolvimento sustentável baseado nas ações atuais e políticas em vigor utilizado para ilustrar uma trajetória onde as metas climáticas são atendidas parcialmente e prever como o mundo pode evoluir caso as políticas de transição energética não sejam aceleradas drasticamente. Já a projeção nomeada APS (*Announced Pledges Scenario*) tem como objetivo

prever como esse cenário evoluiria se todos os compromissos climáticos anunciados fossem integralmente cumpridos. Já o termo EVSE (*Electric Vehicle Supply Equipment*) destacado na Figura 13 refere-se aos sistemas e equipamentos necessários para carregar um VE. Isso inclui não apenas o carregador em si, mas todo o conjunto de infraestrutura, como estações de carregamento, cabo de carregamento, conectores e os mecanismos de segurança e comunicação que permitem que o carregamento seja feito de forma segura e eficiente. Já a relação EVSE/EV representa o número de pontos de carregamento por veículo elétrico.

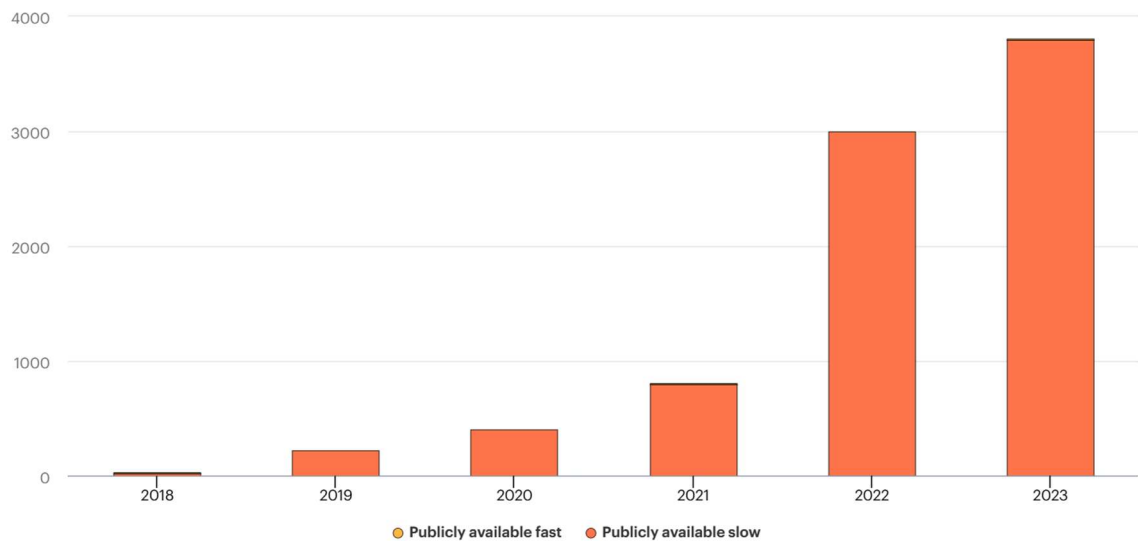
Na Figura 14 é possível verificar as quantidades e estações de recargas de carregadores públicos lentos, separadas por região de 2023 a 2035 também contemplando os cenários STEPS e APS.

Figura 14 – Carregadores públicos lentos de VEs instalados por região.



Fonte: [25]

Atualmente a “Terra do Dragão” é a região do mundo onde o acesso da população ao carregamento doméstico é mais limitado e onde o carregamento público foi mais amplamente implementado. No Brasil a rede de pontos de abastecimento de veículos elétricos ainda está em desenvolvimento conforme observamos na Figura 15. Embora tenha crescido significativamente nos últimos anos, a cobertura ainda é considerada insuficiente para atender à demanda crescente.

Figura 15 – Carregadores públicos de VEs no Brasil.

Fonte: [25]

No Brasil entre os principais desafios enfrentados no país para a expansão da rede de carregadores veicular estão:

1. Desigualdade na distribuição: A maioria dos pontos de carregamento se concentra nas grandes cidades, deixando áreas mais remotas com poucas opções o que cria uma "ansiedade de autonomia" gerando insegurança aos condutores de VEs.
2. Falta de padronização: A diversidade de padrões de carregadores dificulta a interoperabilidade entre os VEs e as estações.
3. Custo de instalação: A instalação de pontos de carregamento ainda é relativamente cara, especialmente os carregadores rápidos CC o que limita a expansão da rede.

Conforme menciona [25] nos Estados Unidos, o governo anunciou quase 50 milhões de dólares para subsidiar projetos que visam expandir o acesso às estruturas de carregamento de VEs. O Japão visa implantar 150.000 pontos de carregamento até 2030, incluindo 30.000 carregadores rápidos, com o objetivo de atingir um nível de conforto semelhante ao do reabastecimento de veículos convencionais. A Índia, anunciou subsídios financeiro para o desenvolvimento de infraestrutura de carregamento e definiu metas, como a exigência de que carregadores sejam instalados a cada 25 km ao longo das principais rodovias. A Europa está expandindo rapidamente sua rede de carregamento de VEs até 2035, espera-se que o número de carregadores públicos aumente mais de três vezes, chegando a cerca de 2,7 milhões. Essa expansão significativa é impulsionada, em grande parte, por regulamentações europeias que estabelecem requisitos mínimos de potência para os carregadores e incentivam a instalação de carregadores rápidos em intervalos regulares ao longo das principais rotas de transporte.

3.8 CONEXÃO COM A REDE V2G E G2V

Frente à crescente perspectiva de elevada penetração de veículos elétricos conectados aos sistemas de distribuição os conceitos de G2V e V2G tornam-se cada vez mais importantes. O primeiro relaciona-se com o carregamento do veículo através da rede elétrica. Este carregamento pode ser feito nas tomadas de casa, sendo um pouco mais demorado devido a menores correntes elétricas impostas por normas de segurança ou em postos públicos de carregamento (lento ou rápido).

Este carregamento, se não for controlado, pode levar a vários problemas, pois com mais carga nas horas de ponta pode haver uma sobrecarga na rede, o que aumentará os desequilíbrios de tensão, perdas e pode reduzir a vida útil de certos equipamentos. No caso do V2G, o veículo pode injetar energia na rede, enquanto estacionado, através da sua bateria. As baterias, de íons de lítio, destes veículos podem carregar durante um período de pouca procura (ou tarifa mais baixa) e descarregar num período de maior procura (ou tarifa mais cara).[26]

Em [27] destaca-se que a utilização de VEs na configuração V2G para transferência de energia em um ambiente de rede inteligente pode oferecer suporte para distribuidoras nos horários de pico de demanda, e reduzir o valor da energia pago pelos seus proprietários no horário de ponta. Um dos principais benefícios de um sistema de energia V2G é facilitar e incentivar a participação dos VEs na oferta de vários serviços auxiliares à rede elétrica por meio de comunicações adequadas, como no fornecimento de energia de reserva, quando um sistema V2G de grande escala pode ajudar a manter o equilíbrio entre a oferta e a demanda na rede elétrica através da injeção de energia no SDEE.

Ao injetar energia acumulada em suas baterias na rede elétrica, poderão fornecer a potência adicional requerida por um determinado período de tempo, agindo de forma semelhante a uma fonte reserva de geração de energia. Embora a capacidade de fornecimento de cada VE individual seja pequena, um grupo de VEs agregados e sincronizado pode ser perceptível e gerenciável. É conhecido que normalmente existe pelo menos um pico principal num perfil de demanda de carga residencial diária por exemplo, e para suprir esse pico de demanda os SDEE devem ser superdimensionado, aumentando significativamente o custo de geração e distribuição, já que a rede será subutilizada na maior parte do dia, sendo assim, os VEs ao descarregar suas baterias no horário de ponta (18:00 até as 22:00 horas), carregá-las fora dele, (após as 22:00 horas), podem ajudar significativamente a reduzir o pico de demanda.

Este novo cenário de redes elétricas com VEs que podem ser passivos e ativos no sistema impacta o sentido do fluxo de energia. No momento em que o VE fornece energia à

rede, o fluxo passa a ser contrário ao tradicional e, portanto, surgem no sistema fluxos bidirecionais. A possibilidade de monitoramento e controle oferecidas pelas REIs juntamente com os conceitos de V2G e G2V caracterizam uma importante ferramenta de planejamento, permitindo em muitos cenários o adiamento de investimentos no aumento da capacidade de transporte de determinadas linhas ou suprimento de demandas de ponta e cargas prioritárias.

3.9 SEGUNDA VIDA DE BATERIAS

Conforme menciona [28] a química de baterias mais utilizada atualmente para a composição de VEs é a do lítio-íon devido a sua alta densidade de energia (de 200 a 250Wh/Kg) e elevada vida cíclica. No entanto estas baterias degradam durante sua utilização, resultado de envelhecimento por tempo e ciclos de recarga. Devido a estes mecanismos de degradação, após serem utilizadas em VEs por períodos de 8 a 10 anos estas não são mais capazes de fornecer os requisitos mínimos necessários de autonomia e aceleração. Dessa forma atingem o fim de sua vida útil nesta aplicação, precisando ser substituídas por novas. Estimativas mais otimistas projetam cerca de 3,4 milhões de quilos de baterias descartadas até 2040.

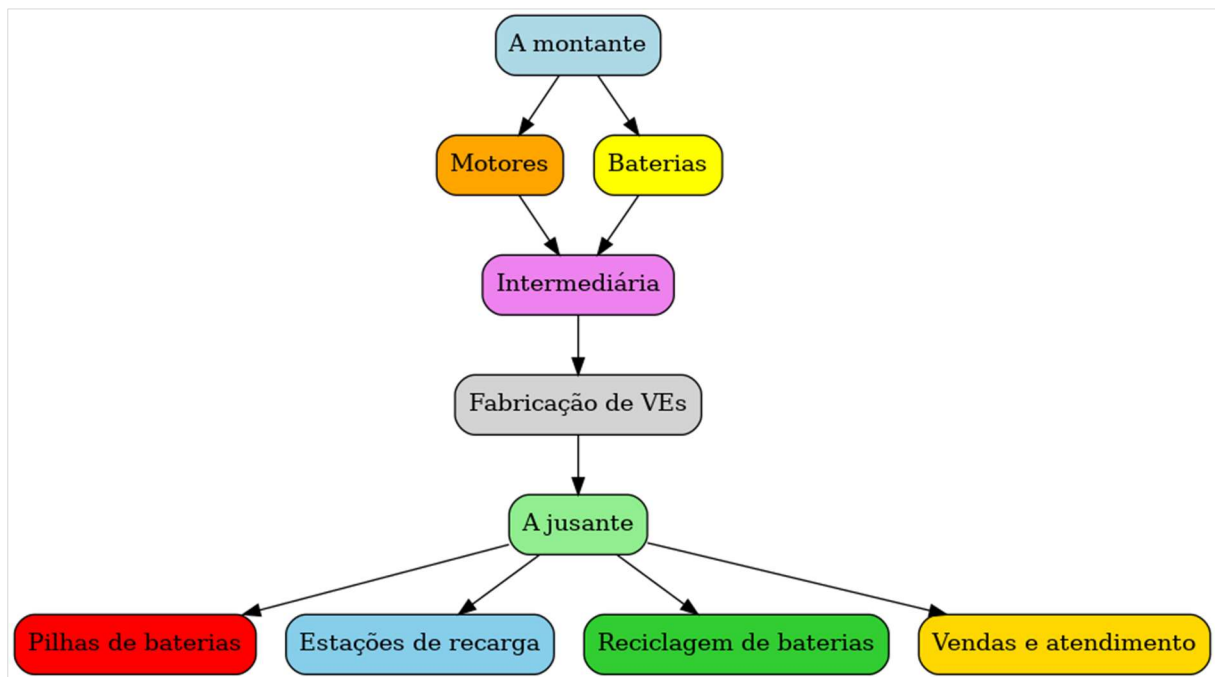
Ao ser retiradas dos VEs é estimado que as baterias ainda contenham cerca de 70-80% de sua capacidade nominal disponível, o que é suficiente para seja utilizada em novas aplicações menos exigentes em termos de potência e energia. Este conceito é chamado *second-life*, sendo uma alternativa para melhorar o aproveitamento de todo o valor agregado a estas unidades, precedendo os processos de reciclagem.

Em conformidade com esta tendência os sistemas de armazenamento de energia com baterias (BESS – *battery energy storage system*) estarão com alta demanda nos próximos anos, tendo em vista uma maior incorporação de REDs à rede elétrica. Assim endereçar estas baterias retiradas de VEs uma segunda vida é benefício não só do ponto de vista econômico, como também auxiliará a reduzir a demanda global por baterias para BESS e reduzindo também desperdícios, o que é extremamente relevante tendo em vista a necessidade crescente de extração de materiais para produção de novas baterias.

Os sistemas de armazenamento de energia são partes indispensáveis em diferentes sistemas elétricos, como no provimento de serviços ancilares à rede elétrica, backup de energia, armazenamento associado a geração de fontes renováveis, aplicações em microrredes, novas aplicações veiculares (p.e. Empilhadeira elétricas), dentre outros, favoráveis ao uso de baterias de segunda vida oriundas de VEs. Isso poderá tornar o investimento nesses sistemas mais atraentes e encurtar o período de retorno dos investimentos.

O adiamento da vida útil das baterias retiradas de VEs para uso em novas aplicações é altamente desejável, pois aumenta o valor residual dos VEs, cria potenciais mercados de armazenamento de energia e reduz os preços de venda dos VEs e sistemas de armazenamento, além de contribuir para a redução de resíduos químicos e metálicos e economizar energia utilizada na produção de novas baterias. Na Figura 16 é possível observar que o surgimento deste novo modelo de negócios está a jusante do processo de fabricação de VEs e, portanto, seus desafios requerem adaptações fora da cadeia produtiva.

Figura 16 – Cadeia de valor da indústria de VEs.



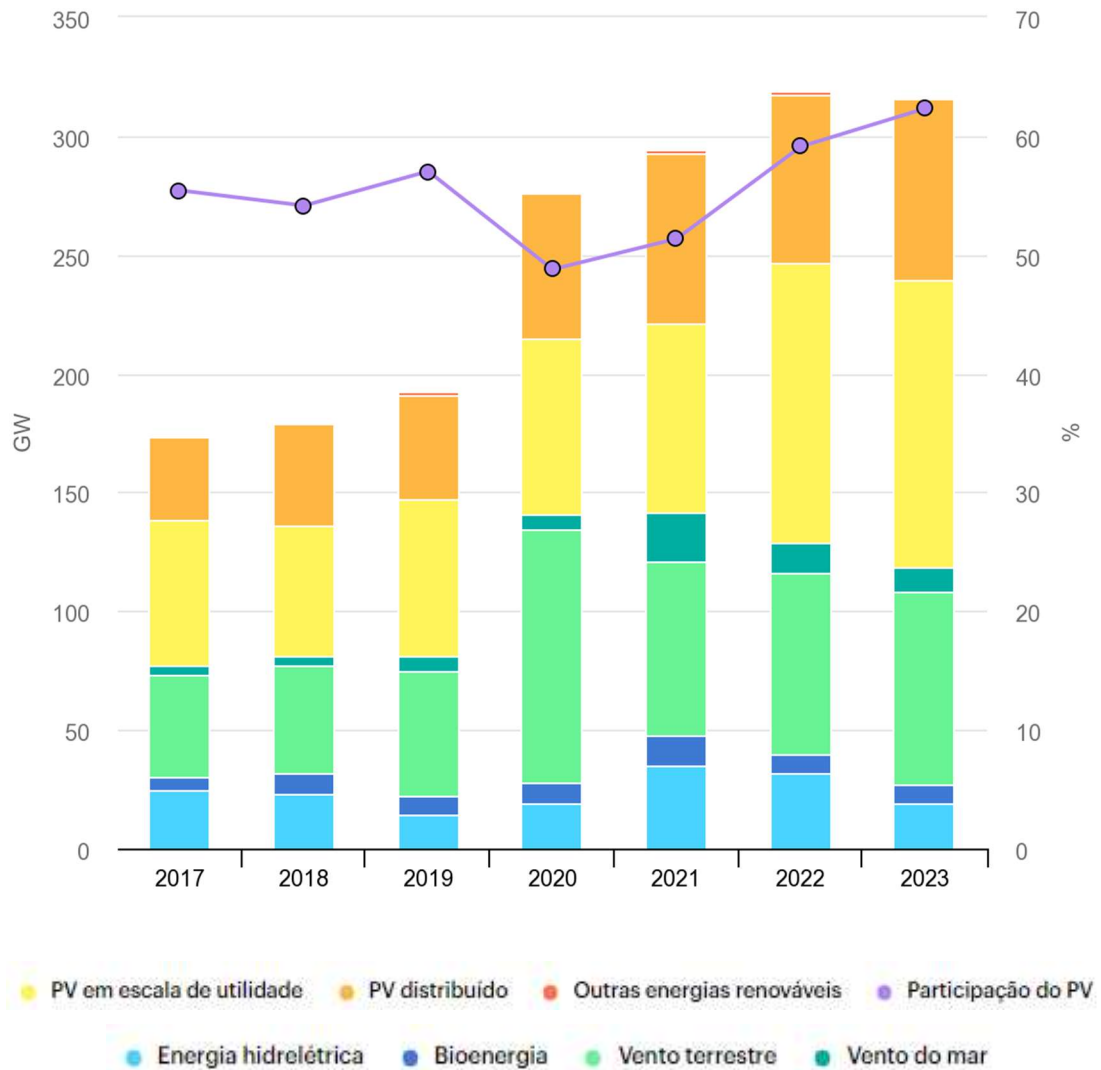
Fonte: [24]

Diversos estudos estão sendo desenvolvidos para prolongar a vida útil de baterias, adaptando-as para o armazenamento de energia. O processo envolve a desmontagem cuidadosa das baterias, a seleção de células em condições adequadas e a reconfiguração em novos sistemas, considerando aspectos mecânicos, térmicos e eletrônicos. Testes laboratoriais avaliam o desempenho das baterias em novas aplicações e fornecem dados para o desenvolvimento de algoritmos de monitoramento e gestão da bateria, garantindo segurança e otimização da operação.

4 SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

Conforme destaca [29] e observa-se na Figura 17, as adições de energia renovável quebraram outro recorde em 2022, liderado pela energia solar fotovoltaica, espera-se que a capacidade renovável aumente mais de 8% em 2022 em comparação com o ano passado, ultrapassando a marca de 300 GW pela primeira vez.

Figura 17 – Adição de energia elétrica renovável no mundo por tecnologia.



Fonte: [29]

Projeta-se que a energia solar fotovoltaica corresponda a 60% do aumento da capacidade renovável global este ano com o comissionamento de 190 GW, um ganho de 25% em relação ao ano passado. Ressalta ainda que os custos mais altos de energia solar fotovoltaica chegaram para ficar, mas não desafiam sua competitividade. Os preços de muitas matérias-primas e os custos de frete estão em tendência crescente desde o início de 2021. Em março de 2022, o preço do polissilício fotovoltaico mais que quadruplicou, o cobre aumentou 70%, o

alumínio dobrou e os custos de frete aumentaram quase cinco vezes. Para a energia solar fotovoltaica, o impacto é dividido de forma mais equilibrada entre preços elevados de frete, polissilício e metais. Os altos preços do petróleo, gás natural e carvão também contribuem para o aumento dos custos de produção de materiais industrializados empregado na fabricação dos painéis fotovoltaicos, uma vez que os combustíveis fósseis são usados tanto nos processos industriais quanto na geração de energia. Embora significativo em termos absolutos, o aumento dos custos dos matérias não prejudicou a competitividade dos sistemas fotovoltaicos, porque os preços dos combustíveis fósseis aumentaram em um ritmo muito mais rápido.

No mundo China, Japão e Estados Unidos respectivamente lideram como maiores “produtores” de geração solar com quase 60% da capacidade instalada total e o Brasil atualmente ocupa a 20ª posição com 0,5% de participação mundial.

A capacidade instalada de geração de eletricidade no Brasil foi expandida em 2,7% no período entre 2019 e 2020, com a contribuição majoritária da geração hidráulica. Conforme destaca a Figura 18, atualmente o Brasil ocupa a 3ª posição em relação à capacidade instalada de geração renovável no mundo.

Figura 18 – Capacidade instalada de geração renovável no mundo.

World renewable generation installed capacity - top ten countries in 2018 (GW)

	2014	2015	2016	2017	2018	Δ% (2018/2017)	Part. % (2018)	
Mundo	1.809	1.964	2.138	2.311	2.485	7,5	100,0	World
China	434	499	568	649	724	11,5	29,1	China
Estados Unidos	203	217	237	253	267	5,7	10,7	United States
Brasil	106	113	121	128	137	6,8	5,5	Brazil
Alemanha	98	106	112	120	127	5,5	5,1	Germany
Índia	73	79	95	110	123	11,7	4,9	India
Japão	79	90	99	107	114	6,8	4,6	Japan
Canadá	89	96	98	99	100	0,9	4,0	Canada
Itália	54	55	56	57	58	1,8	2,3	Italy
Rússia	52	53	53	53	55	3,1	2,2	Russia
França	43	45	47	50	53	5,5	2,1	France
Outros	577	612	652	685	728	6,2	29,3	Others

Fonte: U.S. Energy Information Administration (EIA); América do Sul: para o Brasil, Balanço Energético Nacional 2021.

Nota:

(1) Capacidade Instalada Renovável EIA - biomassa e resíduos, eólica, geotérmica, hidrelétrica, hidrelétrica com reservatório, maré e solar;

(2) Capacidade Instalada Renovável BEN - bagaço de cana, eólica, hidroelétrica, lenha, lixo, out. fontes renováveis e solar.

Fonte: [30]

Porém, a maior expansão proporcional ocorreu na geração solar, que fechou o ano de 2020 com um aumento na potência instalada de 32,9% em relação ao ano anterior, ressaltando que em 2019 houve um aumento de 37,6% em relação ao ano de 2018 [30], conforme observa-se na Figura 19.

Figura 19 – Geração renovável elétrica por fonte no Brasil.

	2016	2017	2018	2019	2020	$\Delta\%$ (2020/2019)	Part. % (2020)
Total	578.898	587.962	601.396	626.324	621.219	-0,8	100,0
Hidráulica (i)	380.911	370.906	388.971	397.877	396.381	-0,4	63,8
Gás Natural	56.550	65.591	54.295	60.188	53.515	-11,1	8,6
Derivados de Petróleo (ii)	12.207	12.911	10.293	7.846	8.556	9,1	1,4
Carvão	17.001	16.257	14.204	15.327	11.946	-22,1	1,9
Nuclear	15.864	15.739	15.674	16.129	14.053	-12,9	2,3
Biomassa (iii)	49.236	49.385	51.876	52.111	55.613	6,7	9,0
Eólica	33.489	42.373	48.475	55.986	57.051	1,9	9,2
Solar	85	831	3.461	6.651	10.717	61,1	1,7
Outras (iv)	13.554	13.968	14.147	14.210	13.387	-5,8	2,2

Fonte: Balanço Energético Nacional 2021; Elaboração: EPE

Fonte: [30]

A geração distribuída entendida como produção energética próxima ao consumo foi via de regra até por volta da metade do século XX. Já a partir da segunda metade do século passado a modalidade de referência torna-se a geração centralizada. Devido a utilização de usinas de grande porte a produção e transporte de energia ficou mais barata, porém, necessitando de vastos e complexos sistemas para disponibilizar potência aos usuários finais. mais recentemente fortemente impulsionado por agendas de ordem ambiental e avanços na ciência, ressurge a geração de energia de forma descentralizada baseada em fontes renováveis como a eólica e a solar.

4.1 MICROGERAÇÃO E MINIGERAÇÃO DISTRIBUIDA

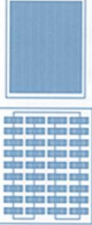
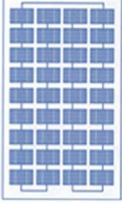
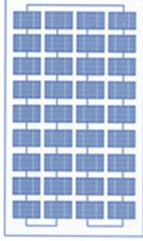
A lei nº 14300, de 6 de janeiro de 2022 institui o marco legal da microgeração e minigeração distribuída e também versa sobre o sistema de compensação de energia elétrica (SCEE). Ressalta que a microgeração distribuída é definida como: central geradora de energia elétrica, com potência instalada, em corrente alternada, menor ou igual a 75 kW (setenta e cinco quilowatts) e que utilize cogeração qualificada, conforme regulamentação da Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel), ou fontes renováveis de energia elétrica, conectada na rede de

distribuição de energia elétrica por meio de instalações de unidades consumidoras. Já a minigeração distribuída é conceituada como: central geradora de energia elétrica renovável ou de cogeração qualificada que não se classifica como microgeração distribuída e que possua potência instalada, em corrente alternada, maior que 75 kW (setenta e cinco quilowatts), menor ou igual a 5 MW (cinco megawatts) para as fontes despacháveis e menor ou igual a 3 MW (três megawatts) para as fontes não despacháveis, conforme regulamentação da Aneel, conectada na rede de distribuição de energia elétrica por meio de instalações de unidades consumidoras. Já o SCEE é definido como: sistema no qual a energia ativa é injetada por unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída na rede da distribuidora local, cedida a título de empréstimo gratuito e posteriormente compensada com o consumo de energia elétrica ativa ou contabilizada como crédito de energia de unidades consumidoras participantes do sistema.

4.2 GERADOR FOTOVOLTAICO

Define-se como gerador fotovoltaico qualquer dispositivo capaz de converter energia solar em eletricidade por meio do efeito fotovoltaico, sendo a célula fotovoltaica o dispositivo que constitui a unidade básica. Porém a célula atinge valores de tensão da ordem de 0,5 V a 1,5 V, dessa forma é necessária a adoção de várias células em série e/ou paralelo para se obterem tensões e correntes utilizáveis na prática. Os módulos fotovoltaicos atualmente são compostos por 36 a 72 células solares produzidas normalmente por silício, alguns exemplos podem ser verificados na Figura 20 em maiores detalhes.

Figura 20 – Principais módulos fotovoltaicos.

0 - 2 Wp Micropotência 0-500cm ²	2 - 10 Wp Baixa potência 500 cm ² - 0,2 m ²	20 - 50 Wp Média potência 0,2 m ² - 0,5m ²	50 – 300 Wp Alta potência > 0,5 m ²
 Célula solar tipo interior de 1,5 V a 6 V  Módulo pequeno de silício amorfo de 4 V a 12 V	 Módulo de silício amorfo, CIS ou silício policristalino em 6 V ou 12 V	 Módulo de silício cristalino, mono ou poli (e às vezes CIS) 6 V ou 12 V	 Módulo de silício cristalino, mono ou poli e amorfo em 12 V, 24 V, ...
Calculadoras, relógios, medidas médicas, telefones de urgência, alarmes etc.	Instrumentação, sinalização de estradas, estações meteorológicas, cercas eletrificadas, eletrificação rural, náutica etc.		Casas isoladas, eletrificação rural, conexão à rede elétrica, postos de telecomunicações e centrais solares.

Fonte [31].

Como a energia elétrica gerada depende da área disponível para a conversão fotovoltaica, conclui-se que quanto maior o espaço ocupado por células na estrutura do módulo maior a potência fornecida por este. Atualmente é possível encontrar no mercado módulos com potência nominal acima de 300Wp. Em termo de área ocupada os módulos de silício mono e multicristalino disponíveis no mercado possuem uma densidade de potência de aproximadamente 100Wp/m² e suas características elétricas podem variar de acordo com as condições de operação relacionada a temperatura local, níveis de sombreamento, sujidades nas superfícies dos módulos, níveis de irradiância.

4.3 EVOLUÇÃO DOS SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

O funcionamento da energia solar fotovoltaica se dá pela conversão da energia luminosa do sol em energia elétrica. Essa transformação é possível graças à interação da radiação solar com materiais semicondutores, que desencadeiam dois fenômenos físicos. O efeito fotoelétrico, que se baseia na criação de uma diferença de potencial quando a luz incide sobre a junção de dois metais diferentes e o efeito fotovoltaico, que utiliza células solares para converter os fótons da luz solar em corrente elétrica, alimentando diversos dispositivos [32].

Entre 1873 e 1884, diversos avanços foram feitos no estudo do selênio e sua aplicação na conversão de energia solar. Em 1873, Willoughby Smith identificou a fotocondutividade do

selênio. Pouco depois, em 1876, seu aluno William Adams notou que era possível gerar corrente elétrica no selênio por meio da ação da luz ao conduzir experimentos com eletrodos de platina. Em 1877, Adams e Day confirmaram propriedades fotocondutoras no selênio sólido e criaram o primeiro dispositivo para produção de eletricidade pela luz, embora com baixa eficiência.

Já em 1883, Charles Fritts desenvolveu a primeira célula solar de selênio revestida com uma fina camada de ouro, alcançando eficiência de conversão de apenas 1 a 2%. Esse módulo pioneiro produzia corrente contínua e marcou o início da inovação dos painéis solares fotovoltaicos nos Estados Unidos. Em 1884, o primeiro painel solar foi instalado em um telhado em Nova York, utilizando células de selênio com eficiência de 1%. Até os anos 1940, os sistemas fotovoltaicos baseavam-se em materiais como selênio, óxido de cobre e sulfeto de tálio para a camada de absorção, acompanhados de metais que retificavam a saída.

A modernização das células solares começou nas décadas de 1940 e 1950, quando o polonês Czochralski desenvolveu um método para fabricar cristais de silício, amplamente utilizados hoje em células fotovoltaicas e componentes eletrônicos. Em 1954, Chapin e colaboradores dos laboratórios Bell alcançaram eficiência de 6% em células de silício monocristalino, e a primeira aplicação ocorreu em uma rede telefônica nos EUA em 1955. No ano de 1958, o satélite Vanguard utilizou células solares de silício, e, com o aumento do investimento, a eficiência das células chegou a 14% em 1959 [32].

Já em 1963, os primeiros módulos começaram a ser comercializados no Japão. A produção em massa das células solares, impulsionada nos anos 1970, reduziu custos ao usar silício monocristalino, material mais econômico que os cristais iniciais. Além disso, tecnologias com materiais alternativos, como silício amorfo, telureto de cádmio (CdTe), disseleneto de cobre e índio (CIS) e arseneto de gálio (GaAs), se destacaram por permitir a fabricação em filmes finos, reduzindo material e custos.

4.3.1 PRIMEIRA GERAÇÃO DOS PVs

Diferentes tecnologias fotovoltaicas são encontradas no mercado e podem apresentar particularidades que variam na forma, desempenho energético e detalhes construtivos para um determinado tipo de aplicação. As características dos diferentes materiais semicondutores das células fotovoltaicas podem se distinguir na cristalinidade, coeficiente de absorção da luz e custo. Na Tabela 6 destacam-se as células da primeira geração, representadas por tecnologias de silício cristalino, são as tecnologias mais utilizadas, que representam cerca de 85% do mercado, devido à sua eficiência, pois atingem uma performance de 15-20%. Porém, esses tipos

de células necessitam de uma grande quantidade de energia durante o processo de fabricação [32].

Tabela 6 – Células solares de primeira geração.

Tipos de células	Vantagens	Desvantagens
Silício Monocristalino (m-Si) Fabricadas a partir de um único cristal de silício de alta pureza. Essa uniformidade estrutural permite um transporte eficiente dos elétrons, resultando em alta eficiência na conversão da luz solar em energia elétrica. No entanto, para que a célula seja eficiente, é necessário que o silício passe por uma dopagem (processo com o intuito de criar camadas) dos tipos p e n.	Alta eficiência: As células monocristalinas apresentam as maiores eficiências entre os tipos de células de silício. Longa vida útil: Possuem uma vida útil longa e confiável.	Alto custo de produção: Devido ao processo de fabricação complexo e à necessidade de alta pureza do silício. Consumo de energia elevado: O processo de fabricação exige altas temperaturas, resultando em um alto consumo de energia.
Silício Policristalino (p-Si) Fabricadas a partir de múltiplos cristais de silício menores, o que as torna mais acessíveis economicamente em comparação às células monocristalinas. No entanto, essa estrutura cristalina menos perfeita resulta em uma eficiência ligeiramente menor.	Custo mais baixo: O processo de fabricação é mais simples e utiliza menos material puro, resultando em um custo menor. Tecnologia madura: É a tecnologia fotovoltaica mais tradicional e, portanto, mais consolidada.	Eficiência menor: Devido à estrutura cristalina menos perfeita, a eficiência na conversão da luz solar em energia elétrica é ligeiramente inferior às células monocristalinas. Limitações na redução de custos: O uso de "wafers" limita as possibilidades de redução de custos, pois exige uma quantidade significativa de material.
Power Um tipo especializado de célula policristalina que se destaca por sua estrutura única. Ao contrário das células policristalinas tradicionais, as células Power possuem sulcos profundos e polidos em ambas as faces, criando uma espécie de grade. Essa estrutura permite que a luz penetre mais profundamente no material, aumentando a eficiência da conversão da luz em eletricidade.	Maior eficiência: A estrutura em grade permite uma maior absorção de luz, potencialmente aumentando a eficiência da célula. Menor reflexividade: Os sulcos reduzem a reflexão da luz, otimizando a captura de fótons.	Complexidade de fabricação: O processo de criação dos sulcos é mais complexo e pode aumentar os custos de produção. Fragilidade: A presença de sulcos pode tornar a célula mais frágil e suscetível a danos. Menor disponibilidade: As células Power são menos comuns no mercado em comparação com as células monocristalinas e policristalinas.
Silício cristalino laminadas e de película fina O processo tradicional de produção de pastilhas de silício resulta em uma perda significativa de material na forma de pó, o que representa um desperdício de recursos e aumenta os custos de produção. As	Menor desperdício de material: A redução da espessura das lâminas e a eliminação do processo de corte resultam em uma menor perda de material. Maior eficiência: Lâminas mais finas resultam em	Controle de qualidade: A produção de lâminas com espessura extremamente fina exige um controle de qualidade rigoroso. Pequenas variações na espessura ou na composição do material podem afetar significativamente o

pastilhas de silício cortadas apresentam uma espessura mínima de cerca de 0,3 mm, devido às limitações mecânicas do processo de corte. Para minimizar as perdas de material e reduzir a espessura das pastilhas, foram desenvolvidos processos de laminação de faixas diretamente no banho de fusão do silício. Através desses processos, é possível produzir lâminas de silício com espessuras de até 0,1 mm, o que representa uma redução significativa em relação às pastilhas tradicionais.	células solares mais eficientes, pois permitem uma maior absorção de luz. Redução de custos: A diminuição do desperdício de material e a simplificação do processo de produção levam a uma redução nos custos de fabricação.	desempenho da célula solar. Defeitos: O processo de laminação pode introduzir defeitos no material, como microfissuras ou impurezas, que podem comprometer a eficiência da célula solar. Custos de equipamento: Os equipamentos utilizados para a laminação de faixas podem ser complexos e caros, o que representa um investimento inicial elevado.
Barramento enterrado Nas células de barramento enterrado, a tecnologia empregada é conhecida como “BURIED”. Essa técnica consiste em colocar os dedos de contatos e barramentos na parte inferior da célula, ao invés de ser na parte frontal. Os mesmos são enterrados por meio de um corte a laser na parte inferior da célula, fazendo com que aumente a área de superfície e absorva mais luz solar.	Maior Eficiência e Menor Degradação: Ao enterrar os contatos e barramentos na parte inferior da célula, reduz-se a sombra projetada sobre a superfície ativa, maximizando a área de captação de luz. Além disso, essa configuração minimiza as perdas ôhmicas, aumentando a eficiência da célula. apresentam uma menor taxa de degradação em comparação com as células convencionais.	Maior Complexidade e Custo de Fabricação: A necessidade de realizar cortes a laser na parte inferior da célula e a deposição dos contatos em uma posição precisa aumentam o número de etapas do processo e requerem equipamentos mais sofisticados. o custo de produção é geralmente mais elevado em comparação com as células convencionais.
Contato Inverso Já as células produzidas pela técnica de contato inverso consistem em inverter as posições dos contatos dianteiros, sendo transferidos para o lado oposto. Por meio disso, a área de superfície da célula é aumentada e o sombreamento dos contatos na célula diminuem.	Maior Eficiência e Durabilidade: Ao posicionar os contatos na parte traseira, evita-se a sombra projetada sobre a superfície ativa, maximizando a área de captação de luz. As células de contato inverso apresentam uma menor taxa de degradação em comparação com as células convencionais.	Maior Complexidade e Custo de Fabricação: O processo de fabricação das células de contato inverso é mais complexo do que o das células convencionais. Devido à maior complexidade do processo de fabricação, o custo de produção das células de contato inverso é geralmente mais elevado em comparação com as células tradicionais.
Texturização A tecnologia das células por texturização é conhecida no mercado como “PLUTO”. Essa técnica, que foi desenvolvida pela empresa Suntech, consiste na texturização exclusiva do processo, melhorando a absorção da luz nas condições de pouca incidência de raios solares.	Maior absorção de luz: A superfície texturizada dispersa a luz incidente fazendo com que ela penetre mais profundamente no material semicondutor.	Maior complexidade e custo de fabricação: A criação da textura na superfície da célula solar exige processos de fabricação adicionais, como a litografia ou a gravação química. Esses processos aumentam a complexidade e o custo de produção das células solares.

4.3.2 SEGUNDA GERAÇÃO DOS PVs

Na Tabela 7 observa-se a segunda geração de células solares embasada na tecnologia de filmes finos, que constitui no uso de camadas muito finas de materiais semicondutores, em que silício amorfo é o mais conhecido. Podem ser divididas em três cadeias produtivas: silício amorfo (a-Si), disseleneto de cobre e índio (CIS), disseleneto de cobre índio e gálio (CIGS) e telureto de cádmio (CdTe) e representa aproximadamente 12% das instalações solares no mundo. O processo produtivo consome menos energia em comparação às células de primeira geração, porém menos atrativas comercialmente devido questões como, baixo rendimento, baixa disponibilidade de matéria-prima e poluição do meio ambiente.

Tabela 7 – Células solares de segunda geração.

Tipos de células	Vantagens	Desvantagens
Silício amorfo (a-Si) Célula solar que utiliza uma forma amorfa (não cristalina) de silício. uma alternativa interessante para a produção de painéis solares, especialmente em aplicações onde a flexibilidade, o peso e o custo são fatores importantes.	Processo de fabricação mais simples e barato: A produção de células a-Si ocorre em temperaturas mais baixas e em processos a plasma, permitindo a deposição de filmes finos sobre substratos de baixo custo. Versatilidade: As células a-Si podem ser fabricadas em diversos formatos e tamanhos, incluindo painéis flexíveis, inquebráveis, leves e semitransparentes.	Degradação: As células a-Si sofrem uma queda significativa de eficiência nos primeiros anos de uso, devido a um fenômeno conhecido como efeito Staebler-Wronski. Eficiência: Mesmo com o empilhamento de camadas, a eficiência das células a-Si ainda é menor do que a de outras tecnologias, como as células monocristalinas e policristalinas.
Disseleneto de cobre, índio e gálio (CIGS) As células solares de disseleneto de cobre, índio e gálio (CIGS) são um tipo de célula fotovoltaica que utiliza uma combinação específica de elementos químicos para converter a luz solar em eletricidade. A adição de gálio à composição básica das células melhora o desempenho geral do dispositivo.	Eficiência: Embora a eficiência seja menor que 10%, as células CIGS apresentam um bom desempenho, especialmente quando comparadas a outras tecnologias de filme fino. Flexibilidade: A possibilidade de utilizar diferentes substratos, como polímeros flexíveis, permite a fabricação de módulos solares com formatos e aplicações variadas.	Eficiência: A eficiência ainda é menor do que a de tecnologias como as células de silício monocristalino e policristalino. Complexidade de fabricação: O processo de fabricação das células CIGS é mais complexo e requer um controle preciso das condições de deposição das camadas.
Telureto de cádmio (CdTe) As células solares de telureto de cádmio (CdTe) são uma alternativa promissora no mercado fotovoltaico, competindo diretamente com as tecnologias de silício amorfo e policristalino.	Custo-benefício: A produção em larga escala de células CdTe é mais econômica que outras tecnologias. Eficiência: Alto desempenho na conversão solar, tornando-as competitivas no mercado.	Toxicidade: O cádmio é um elemento tóxico, o que exige cuidados especiais no manuseio e descarte das células solares CdTe, especialmente em grandes escalas de produção.

Arsenieto de Gálio (GaAs) O GaAs é um material com diversas propriedades desejáveis à aplicação em células solares, porque possuem alto coeficiente de absorção. Além disso, são capazes de formar ligas com vários materiais.	Alto coeficiente de absorção: O GaAs absorve uma grande quantidade de luz, maximizando a geração de energia elétrica. Versatilidade: O GaAs pode formar ligas com diversos materiais, permitindo a criação de células solares com diferentes características e aplicações.	Alto custo de fabricação: O processo de produção das células solares de GaAs é complexo e caro, o que limita sua utilização em larga escala, principalmente em aplicações terrestres.
---	--	---

Fonte: [32].

4.3.3 TERCEIRA GERAÇÃO DOS PVs

As células solares da terceira geração alcançam altos níveis de eficiência, fazendo uso de características da primeira geração. Sugerem a utilização de materiais não tóxicos e abundantes, em grandes escalas de produção. Possui características como processamento de baixo custo sobre grandes áreas, semitransparência, flexibilidade e baixo peso. Utilizam métodos como: células multijunção, células de banda intermediária, células de portadores quentes e conversão do espectro. Alguns métodos já estão disponíveis comercialmente, contudo outros ainda se apresentam em fase experimental, conforme observa-se na Tabela 8.

Tabela 8 – Células solares de terceira geração.

Tipos de células	Vantagens	Desvantagens
PERC As células solares PERC (Passivated Emitter and Rear Cell) são uma evolução das células solares de silício tradicionais, tanto monocristalinas quanto policristalinas. A principal característica das células PERC é a adição de uma camada de passivação na parte traseira da célula, que tem como objetivo reduzir a recombinação de elétrons, aumentando assim a eficiência da célula.	Maior eficiência: A passivação da face traseira aumenta a eficiência das células solares, permitindo gerar mais energia com a mesma área de painel. Menor degradação: Embora apresentem uma pequena degradação inicial, as células PERC demonstram melhor desempenho em condições de alta temperatura e baixa insolação. Menor custo: A necessidade de menos módulos para gerar a mesma quantidade de energia resulta em uma redução nos custos de instalação.	Degradação inicial: As células PERC apresentam uma pequena degradação da eficiência nas primeiras horas de exposição à luz solar.
HJT (Heterojunção) As células solares HJT (Heterojunção) representam uma evolução significativa na tecnologia fotovoltaica. Elas combinam as melhores características de duas	Alta eficiência: A combinação de silício cristalino e amorfo resulta em uma maior eficiência na conversão da luz solar em energia elétrica quando comparadas às células solares convencionais. Baixa	Custo: A produção de células HJT envolve processos mais complexos e materiais de maior custo, o que se reflete em um preço final mais elevado em comparação com outras tecnologias, como as células

tecnologias: o silício cristalino e o silício amorfo.	temperatura de processamento: A fabricação ocorre em temperaturas mais baixas, o que reduz os custos de produção. Boa performance em condições de baixa luminosidade: Bom desempenho como em dias nublados. Maior tolerância à sombra: Menos afetadas pela sombra em comparação com outras tecnologias.	PERC. Disponibilidade: A tecnologia HJT ainda está em desenvolvimento e sua produção em larga escala é relativamente recente. Degradação: Embora as células HJT apresentem uma boa estabilidade, estudos a longo prazo ainda são necessários para avaliar completamente sua degradação ao longo do tempo e em diferentes condições climáticas.
HIT/HCI (Híbridas) As células HIT/HCI são um tipo de célula solar híbrida que combina as vantagens das células de silício cristalino (c-Si) com as de silício amorfo (a-Si). Elas são constituídas por uma pastilha de silício cristalino revestida por finas camadas de silício amorfo, com uma camada intrínseca entre elas. Essa estrutura única confere às células HIT/HCI diversas vantagens em relação às células convencionais, como maior eficiência em altas temperaturas, menor perda de eficiência ao longo do tempo e possibilidade de produção em pastilhas mais finas.	Maior eficiência em altas temperaturas: Diferentemente das células de c-Si, as células HIT/HCI mantêm sua eficiência mesmo em condições de alta temperatura. Menor perda de eficiência ao longo do tempo: As células HIT/HCI apresentam menor degradação da eficiência com o passar do tempo, o que aumenta sua vida útil. Pastilhas mais finas: A temperatura de deposição das camadas é baixa, permitindo a utilização de pastilhas mais finas e leves. Alta eficiência: As células HIT/HCI pode atingir eficiências de até 17,3%. Estrutura semelhante às células cristalinas: Facilita a integração em sistemas fotovoltaicos convencionais.	Menos difundidas no mercado: A tecnologia ainda é relativamente nova e menos difundida que outras opções de células solares. Custo: As células HIT/HCI pode ter um custo de produção mais elevado em comparação com outras tecnologias. Complexidade de fabricação: A estrutura da célula exige um processo de fabricação mais complexo e controlado.
Célula solar sensibilizada por corante (Dye-sensitized solar cell – DSSC) Convertem energia solar em eletricidade semelhante à fotossíntese. Utilizam nano cristais semicondutores e corantes para absorver a luz solar e gerar corrente elétrica. Os nano cristais captam a luz e os corantes transferem os elétrons excitados para o semicondutor, iniciando o processo de geração de energia. Células de pontos quânticos usam nanocristais semicondutores menores, aproveitando efeitos quânticos na conversão de energia.	Imitação da fotossíntese: Processo natural e eficiente. Baixo custo: Materiais acessíveis e processos de produção relativamente simples. Diversidade de materiais: Possibilidade de utilizar diferentes corantes e semicondutores.	Degradação: As células DSSC podem se degradar com a exposição prolongada à luz solar. Congelamento do eletrólito: Em baixas temperaturas, o eletrólito líquido pode congelar, afetando o desempenho. Faixa espectral limitada: Dificuldade em encontrar corantes que absorvam uma ampla faixa do espectro solar. Eficiência: Embora promissoras, as DSSCs ainda apresentam eficiência menor que outras tecnologias fotovoltaicas.

Perovskita (PSCs) As células solares de perovskita têm se destacado pela alta eficiência na conversão de energia solar em eletricidade, podendo ultrapassar 20%. Essa tecnologia utiliza materiais de baixo custo e de fácil processamento, tornando-a promissora para produção em larga escala. A perovskita, material principal dessas células, possui propriedades únicas como alto coeficiente de absorção de luz, bandgap direto e tunelável, além de transporte ambipolar de carga e alta mobilidade de elétrons. A estrutura básica da célula consiste em uma camada de perovskita entre camadas transportadoras de elétrons e buracos, com um metal como contato superior.	Alta eficiência: As células solares de perovskita alcançam eficiências superiores a 20%. Baixo custo de produção: Os materiais utilizados são relativamente baratos e o processo de fabricação pode ser mais simples. Facilidade de processamento: A perovskita pode ser processada em solução, permitindo a produção de células solares flexíveis e de baixo peso. Amplo espectro de absorção: A perovskita absorve uma ampla faixa da radiação solar. Potencial para aplicações em diversos dispositivos: A versatilidade da perovskita permite sua utilização em diferentes dispositivos eletrônicos.	Estabilidade: A principal desvantagem das células solares de perovskita é a sua instabilidade, especialmente quando expostas à umidade, luz e calor. Toxicidade: Alguns componentes da perovskita, como o chumbo, podem apresentar riscos à saúde e ao meio ambiente. Escalabilidade: A produção em larga escala ainda apresenta desafios, como a necessidade de garantir a uniformidade das camadas e a estabilidade a longo prazo. Eficiência a longo prazo: A degradação das células solares de perovskita ao longo do tempo pode afetar sua eficiência.
Orgânica (OPV) São dispositivos que convertem luz solar em eletricidade utilizando materiais orgânicos e polímeros. Ao absorver a luz, esses materiais geram elétrons que se movem entre as camadas da célula, criando uma corrente elétrica. Uma das principais vantagens é a impressão em substratos leves e transparentes. Além disso, são flexíveis e compostas por materiais não tóxicos e abundantes. No entanto, a principal desvantagem das OPVs é a baixa eficiência energética em comparação com outras tecnologias fotovoltaicas, além da curta vida útil devido à instabilidade dos materiais.	Baixo custo de fabricação: Processos de produção simples e materiais baratos. Leveza e flexibilidade: Possibilidade de aplicação em superfícies curvas e integração em diferentes produtos. Materiais abundantes e não tóxicos: Menor impacto ambiental. Alta produtividade: Processos de produção contínuos e de alta velocidade. Transparência: Permite a aplicação em superfícies transparentes como vidros e fachadas. Customização: Possibilidade de adaptar as células a diferentes aplicações e formatos.	Baixa eficiência: A conversão de luz em eletricidade é menor comparada a outras tecnologias. Curta vida útil: A instabilidade dos materiais orgânicos limita o tempo de funcionamento da célula. Instabilidade: As células são sensíveis a fatores como luz, temperatura e umidade, o que pode afetar seu desempenho.

Fonte: [32].

5 ESTUDOS DE CASO

Neste capítulo, são apresentados dois estudos de caso em sistemas de distribuição de energia elétrica. O primeiro trata de um sistema de baixa tensão, enquanto o segundo aborda um sistema de média tensão. No primeiro caso, são programados todos os elementos do sistema, incluindo geradores, transformadores, linhas de distribuição, cargas e veículos elétricos (VEs), que são modelados como baterias. A modelagem é feita no OpenDSS, e antes da apresentação dos resultados, são detalhados os principais elementos utilizados, sua programação e sua interação com a rede. O segundo estudo de caso expande a análise ao considerar a inserção de sistemas fotovoltaicos em um sistema de média tensão.

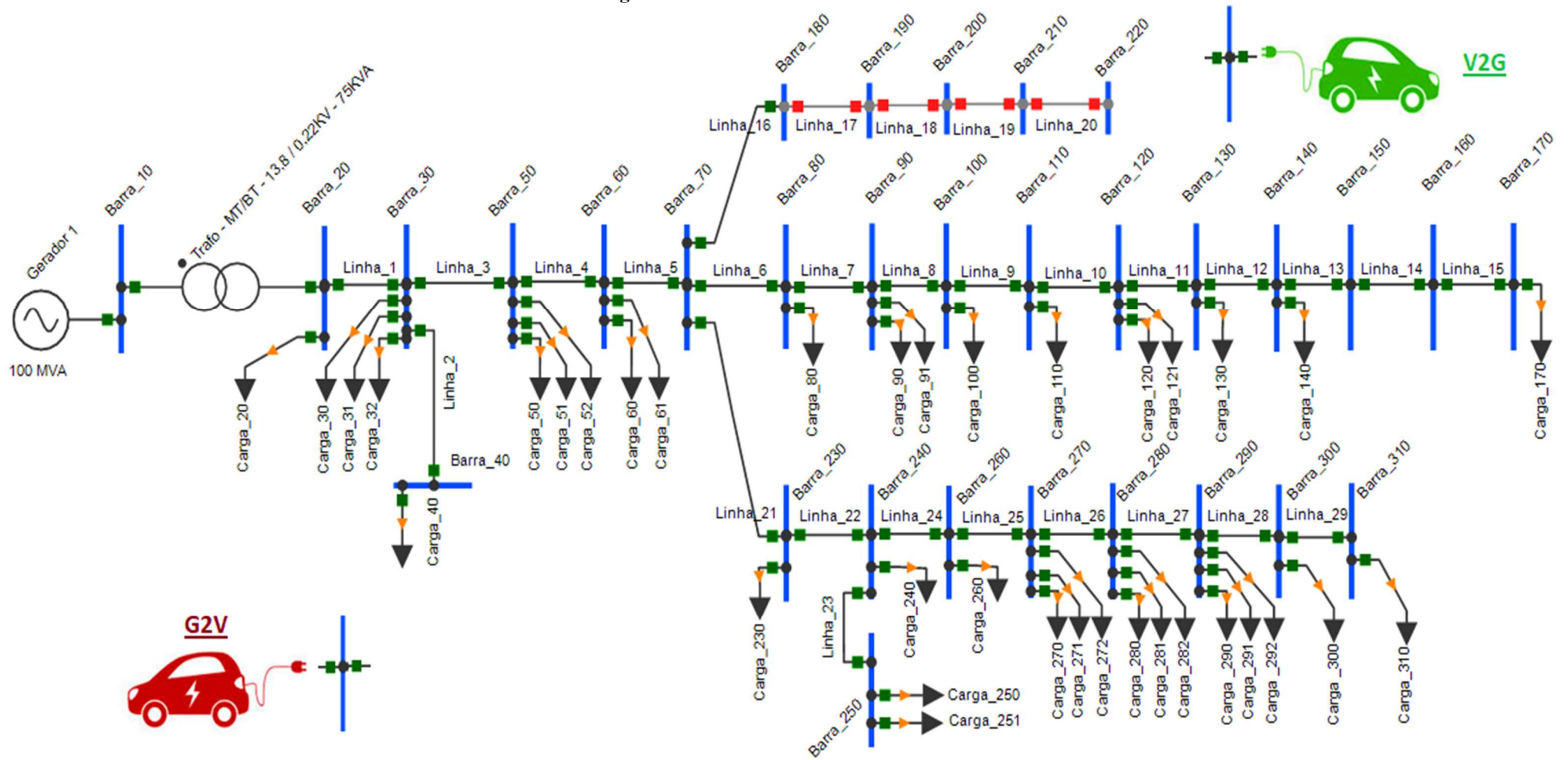
5.1 ESTUDO DE CASO I

Para a simulação do primeiro estudo de caso, é necessário definir a fonte de tensão, transformadores, linhas e cargas. O primeiro elemento modelado no OpenDSS é a fonte de tensão, representada pelo objeto Vsource, que define a tensão e a frequência do sistema. A seguir, são descritos os principais elementos utilizados na modelagem e programação do sistema.

5.1.1 REDE DE DISTRIBUIÇÃO AVALIADA

Os parâmetros de rede podem ser obtidos em [33], o SDEE pode ser observado na Figura 21, composto por um gerador equivalente de 100MVA, trafo abaixador de tensão de 13800V para 220V de 75KVA, 31 barras, 29 linhas, 36 cargas, conectadas entre fase-neutro na tensão de 127V ou fase-fase na tensão de 220V, embora a rede de baixa tensão seja trifásica equilibrada (a 4 fios) as cargas estão conectadas de forma desbalanceadas e destaca-se que não há cargas trifásicas.

Figura 21 – SDEE caso I.

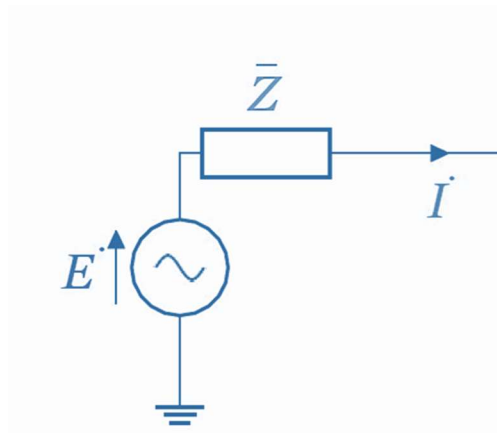


Fonte: autor.

5.1.2 PROGRAMAÇÃO DO ELEMENTO VSOURCE

Na Figura 22 é possível visualizar o esquema de representação do circuito equivalente de Thévenin com uma fonte de tensão em série com uma impedância.

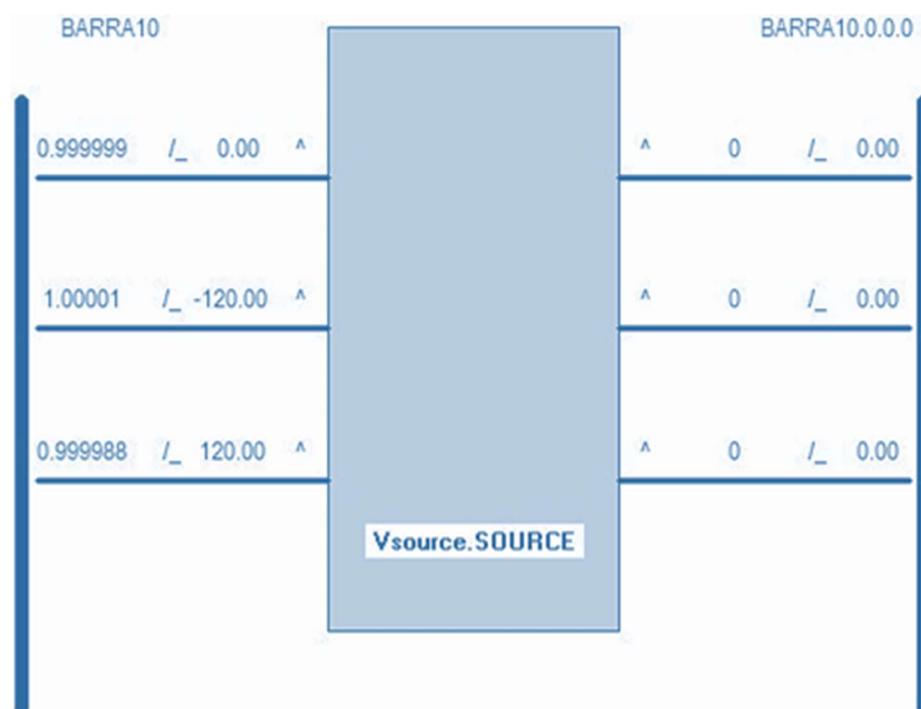
Figura 22 – Equivalente de Thévenin.



Fonte: [7]

O circuito visto na Figura 22 é representado no OpenDSS pelo objeto Vsource, observado na Figura 23, como um dispositivo multifásico de dois terminais, podendo ser entendida como uma barra de referência do sistema, devido os valores fixos para tensões e ângulos.

Figura 23 – Fonte de tensão, Vsource.



Fonte: autor.

Cada circuito modelado no OpenDSS deve conter pelo menos um elemento de fonte de tensão. Apenas o primeiro desses elementos deve ser especificado com o tipo *Circuit* enquanto outros elementos devem ser especificados com o tipo *Vsource*. Ambos têm a mesma representação (na verdade, o elemento *Circuit* é mapeado internamente para um elemento *Vsource* com o nome *Source*) esse artifício foi desenvolvido no OpenDSS com intuito de facilitar a programação e estudos de vários outros subsistemas interconectados.

O elemento *Circuit* é utilizado para inicialização da topologia do circuito e outras inicializações internas no OpenDSS e pode ser visto como a fonte de tensão principal do sistema. A linha de código utilizada para a programação deste elemento no OpenDSS é vista em destaque na sequência.

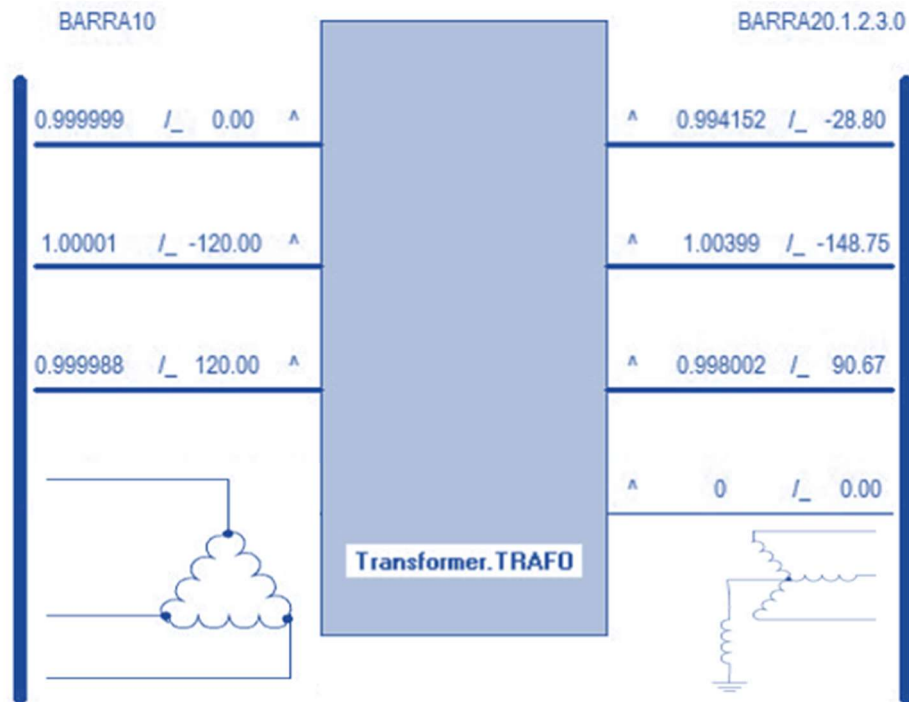
```
New Circuit.Fonte phases=3 basekv=13.8 bus1=barra10 Set maxiter=10000
```

Os valores configurados para os demais atributos desse elemento seguem o padrão interno (modo default) do OpenDSS.

5.1.3 PROGRAMAÇÃO DO ELEMENTO TRANSFORMER

No OpenDSS um transformador é definido como um elemento de fornecimento de energia (*Power Delivery Element*, PDE) multiterminal, configurado com dois ou mais enrolamentos. Na Figura 24 é possível visualizar a conexão do transformador entre as barras 10 e 20, tensões em p.u e defasagens angular na barra 20 proporcionada pela conexão delta-estrela (DY11), onde o lado do primário esta conectado em delta e o lado secundário em estrela, com um deslocamento de fase de 30° entre as duas conexões.

Figura 24 – Transformador.



Fonte: autor.

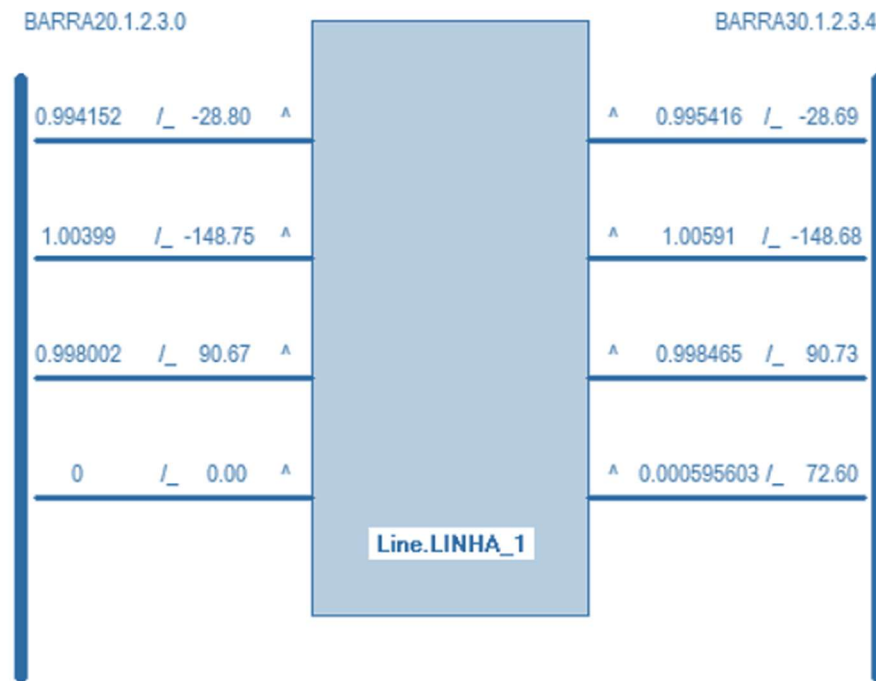
Em destaque a programação via script OpenDSS para o elemento transformer visto na Figura 24, designado TRAFO, com conexão trifásica delta-estrela, tensão primária 13,8 Kv, secundária 220V com acesso ao neutro, potência 75kVA, parametros de configuração obtidos em [33].

```
New Transformer.trafo phases=3 xhl=1.85 wdg=1 bus=barra10 kv=13.8 kva=75
conn=delta wdg=2 bus=barra20.1.2.3.0 kv=0.22 kva=75 conn=wye
```

5.1.4 PROGRAMAÇÃO DO ELEMENTO LINE

O elemento Line é usado para modelar a maioria das linhas ou cabos multifásicos. Descrito por sua impedância, utiliza um modelo “Pi” com capacitância shunt (em paralelo) e é caracterizado como um elemento de fornecimento de energia (*Power Delivery Element*, PDE). Na Figura 25, observa-se, entre as barras 20 e 30, uma linha trifásica, designada LINHA_1, com acesso ao neutro na barra 30 elaborada por intermédio da programação utilizando o objeto Line.

Figura 25 – Linha de distribuição trifásica.



Fonte: autor.

Há variadas formas de especificar os valores de impedância das linhas, por componentes simétricos, matrizes, utilizando os objetos Geometry ou Linecode. A utilização do objeto LineCode diferencia-se das demais por ser uma das opções que possibilita executar a redução de Kron, em que por exemplo uma linha a 4 fios passa a ser representada a 3 fios, reduzindo o número de nós. Em destaque um exemplo de programação da LINHA_1 configurada a 4 fios com acesso ao neutro, utilizando o LineCode denominado de Arranjo_1.

New Line.Linha_1 phases=4 bus1=barra20.1.2.3.0 bus2=barra30.1.2.3.4 length=2.4 units=m linecode=Arranjo_1

As inserções de todas as barras no OpenDSS são definidas como atributo do elemento Line.

Em destaque, exemplo de programação do objeto LineCode com a utilização das matrizes de resistência e reatância, valores obtidos em [33]. Os valores para a matriz de capacitância foram utilizados o padrão do OpenDSS.

New Linecode.Arranjo_1 nphases=4 basefreq=60 units=km
~ Rmatrix = [0.51 |0.06 0.51 |0.06 0.06 0.51 |0.06 0.06 0.06 0.71] !ohm/km
~ Xmatrix = [0.99 |0.72 0.99 |0.66 0.72 0.99 |0.72 0.66 0.63 0.98] !ohm/km

No OpenDSS os barramentos são pontos de conexão para todos os outros elementos de circuito, podendo conter [1..N] nós. Em muitos programas de análise de fluxo de potência, “barramento” e “nó” são quase sinônimos, mas no OpenDSS são distintos. Barramento é um “bloco” que comporta os vários nós, conforme observa-se na Figura 26.

Figura 26 – Exemplo, barramento trifásico aterrado, neutro disponível.



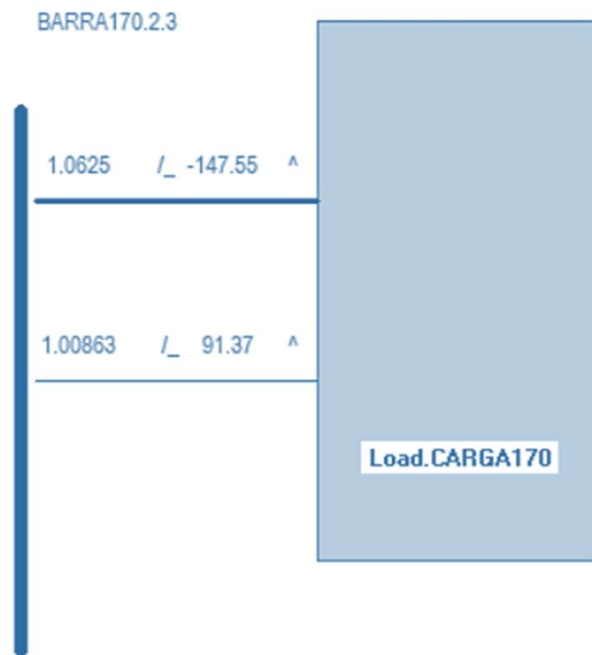
Fonte: [7]

A principal propriedade elétrica de um barramento é o nível de tensão. Cada nó tem um nível de tensão diferente em relação ao nó de referência (terra, zero Volts). As correntes são somadas em cada nó através de equações de admitância nodal. Não há barras especiais no OpenDSS e estas são utilizadas apenas conectar os diversos elementos dos sistemas.

5.1.5 PROGRAMAÇÃO DO ELEMENTO LOAD

Com apenas um terminal, uma carga é um componente sofisticado de conversão de energia (*Power Convert Element*, PCE) que desempenha um papel central em diversas análises. Suas especificações básicas incluem a potência nominal em kW combinada com o fator de potência (FP) ou com o valor em kvar. Além disso, suas características podem ser ajustadas por diferentes fatores, como o multiplicador global de carga do circuito, LoadShape, com os padrões de carga diários, anuais, e aqueles associados a ciclos de trabalho, respectivamente (*daily*, *yearly*, *dutycycle*). A Figura 27 ilustra a configuração do elemento Load com um terminal conectando a 2 fios a carga, designada CARGA170 à barra 170.

Figura 27 – Exemplo, carga conectada à barra 170.



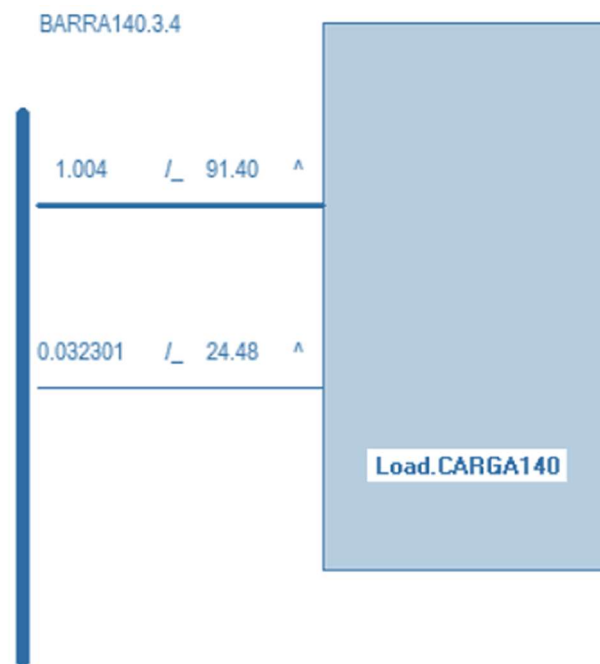
Fonte: autor.

Em destaque a programação para a carga designada, CARGA170, modelada com potências ativa e reativa constantes (model=1) conectada à barra 170 entre as fases 2 e 3 na tensão de 220 Volts.

New load.carga170 phases=1 model=1 bus1=barra170.2.3 kv=0.22 kw=0.2726 kvar=0.2045 conn=delta daily=Dia1 !220 Volts fase-fase

Na Figura 28 observa-se a configuração do elemento Load com um terminal a dois fios, conectando a carga, designada CARGA140 entre fase e neutro à barra 140.

Figura 28 – Exemplo, carga conectada à barra 140.



Fonte: autor.

Em destaque a programação no OpenDSS da carga vista na figura 28, modelada com potência constante, conectada na tensão de 127 Volts fase-neutro.

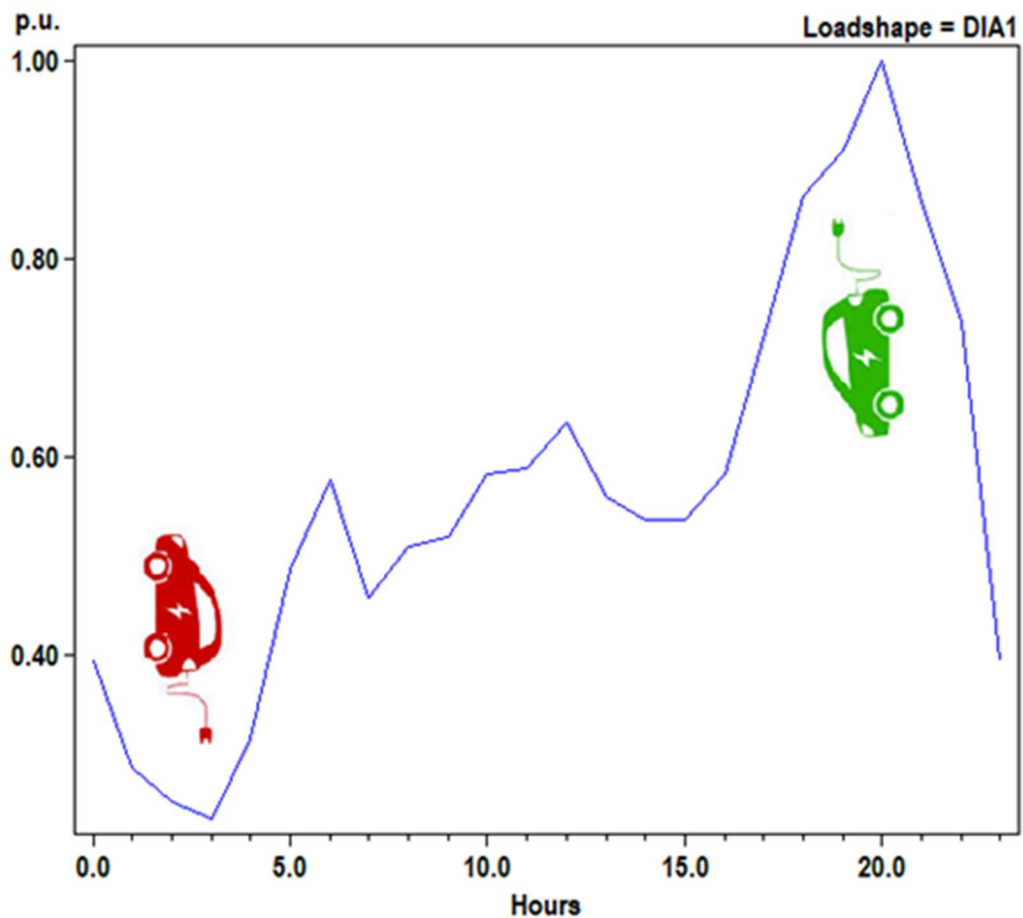
```
New load.carga140 phases=1 model=1 bus1=barra140.3.4 kv=0.127 kw=0.5452
kvar=0.409 conn=wye daily=Dia1 !127 Volts fase-neutro
```

Na sequência destaca-se a programação para o multiplicador de carga diário LoadShape denominado Dia1 discretizado com 24 pontos.

```
New Loadshape.Dia1 npts=24 interval=1 mult=(0.69 0.50 0.44 0.41 0.55 0.85 1.01 0.80
0.89 0.91 1.02 1.03 1.11 0.98 0.94 0.94 1.02 1.26 1.51 1.59 1.75 1.50 1.29 0.69)
action=normalize
```

Nas simulações considera-se que as cargas seguem o perfil diário residencial de uma curva conforme ilustrado na Figura 29. Observar-se valores mínimos de consumo no primeiro terço do dia, denominado de carga leve, na sequência com demanda intermediária, representando uma carga média e no último terço do dia carga pesada com pico em torno das 20h.

Figura 29 – Curva de carga diária normalizada.



Fonte: autor.

Cargas modelada como potência constante apresentam um aumento da corrente circulante na rede em caso de queda de tensão, pois busca manter a potência inalterada. Isso, por sua vez, intensifica as quedas de tensão nas linhas de distribuição. Essa condição de maior severidade do ponto de vista dos SDEE permite que o modelo esteja mais próximo do pior caso e condições reais de operação.

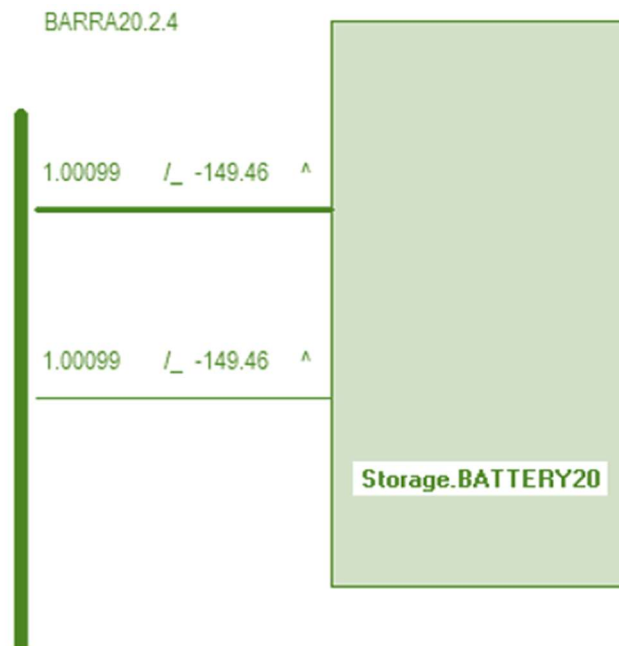
Ademais, há de se destacar o impacto na demanda decorrente de fatores conjunturais, como variações bruscas de temperatura, muito determinantes tanto no montante de energia requerido quanto no molde da curva de carga horária. Dependendo das particularidades de cada classe de consumo e de sua dinâmica de evolução, associadas a questões como jornada de trabalho, iluminação natural, hábitos de uso dos equipamentos, entre outros, a necessidade de consumo acaba por variar no decorrer do dia [34]. Todas as cargas consideradas nas simulações são tipicamente residências (impedância única) e seguem o perfil apresentado na Figura 29, modeladas como potência constante no modo “daily” do OpenDSS, curva composta de 24 pontos com intervalos de 1 hora.

5.1.6 PROGRAMAÇÃO DO ELEMENTO STORAGE

Na Figura 30 observa-se o PCE Storage nomeado BATTERY20 e respectivos terminais conectados à barra 20. Em destaque a programação do elemento no OpenDSS.

**New storage.battery20 phases=1 bus1=barra20.2.4 kv=0.127 conn=wye
kwrated=3.6 kwhrated=24 dispmode=follow daily=storagecurve**

Figura 30 – Exemplo de bateria.



Fonte: autor.

Na Figura 30 a bateria está conectada entre os terminais 2 e 4 (tensão V2 e neutro) em 127 Volts, com taxa de carregamento e/ou descarregamento de 3600 W, capacidade máxima de armazenamento de energia de 24.000 Wh, configurado no modo “follow”, seguidor de curva diário com 24 horas. Essa configuração é encontrada em VEs como o Nissan Leaf (1ª geração).

Em destaque exemplo de programação semelhante a Figura 30, porém representando uma conexão fase-fase entre os terminais 1 e 2 (tensão V1 e V2).

**New storage.battery40 phases=1 bus1=barra40.1.2 kv=0.22 conn=delta
kwrated=3.6 kwhrated=24 dispmode=follow daily=storagecurve**

Na sequência destaca-se a programação da curva de carregamento dos VEs, nomeada storagecurve, com a utilização do elemento LoadShape, composta de 24 pontos.

**New Loadshape.storagecurve npts=24 interval=1 mult=[0 0 -1 -1 -1 -1 -1 0 0 0 0
0 0 0 0 0 0.5 0.5 0.5 0.5 0.5 0]**

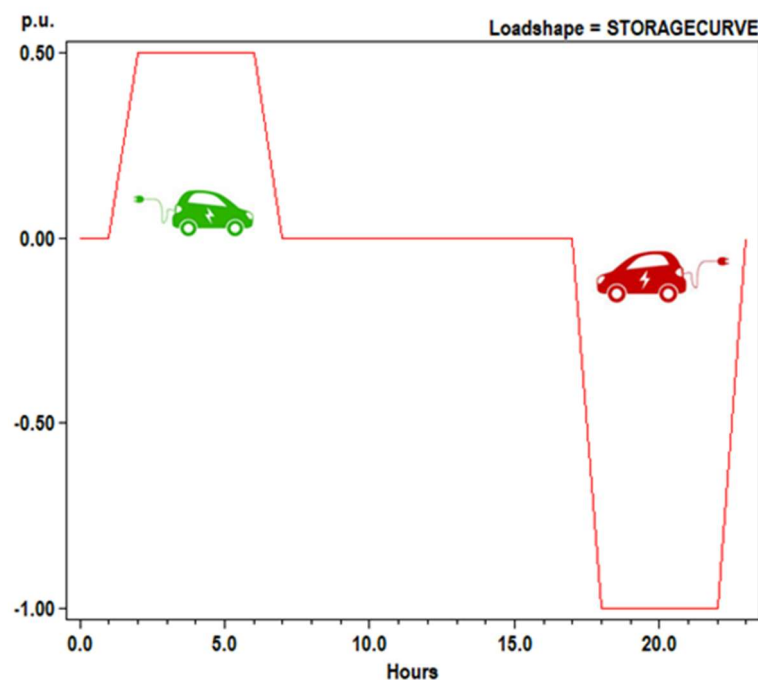
O elemento descarrega para valores positivos, carrega para valores negativos, proporcionalmente ao valor especificado na propriedade “kwrated”, já os valores zero no multiplicador indica o modo de inatividade onde não há carregamentos e/ou descarregamentos. Nesta configuração o elemento carrega entre 2 e 6 horas demandando máxima potência da rede elétrica e descarrega entre 18 e 22 horas injetando potência nas barras do sistema de distribuição.

Em destaque a programação do elemento LoadShape com a curva invertida em relação ao modelo anterior, com VEs descarregando ou injetando potência na rede entre 2 e 6 horas e carregando entre 18 e 22 horas.

New Loadshape.storagecurve npts=24 interval=1 mult=[0 0 0.5 0.5 0.5 0.5 0 0 0 0 0 0 0 0 0 -1 -1 -1 -1 -1 0]

A disponibilidade de VEs em relação a sua capacidade de armazenamento de energia a depender do modelo e de forma ampla e genérica, varia em torno de 20 kWh a 100kWh. Neste estudo os padrões elaborado pelo autor inserem os VEs no sistema modelados como baterias com capacidade máxima de armazenamento de 24kWh e taxa de carregamento/descarregamento de 3.6kW. Nas Figuras 31 e 32 o VE na cor verde denota injeção de potência no modo V2G e o VE na cor vermelho denota demanda de potência no modo G2V.

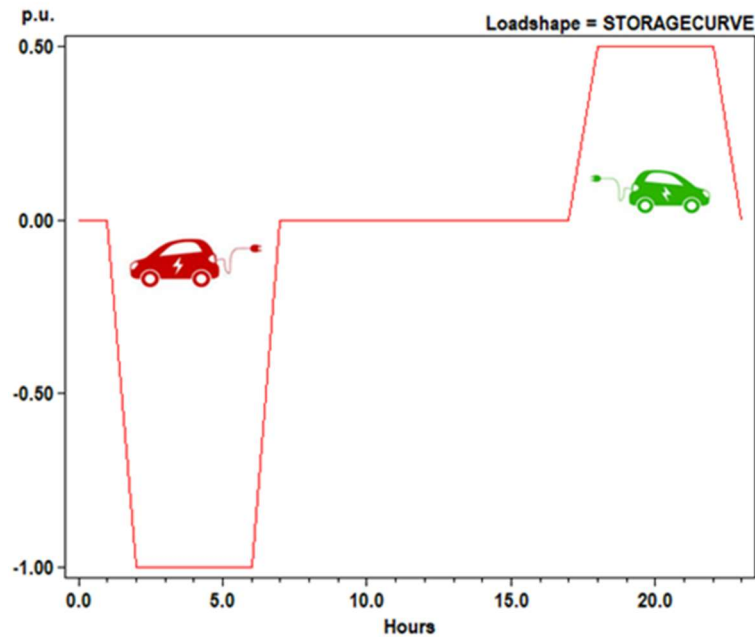
Figura 31 – Curva de carregamento dos VEs cenário crítico.



Fonte: autor.

Na Figura 31 a parte negativa indica carregamento dos VEs e a parte positiva indica que os VEs estão fornecendo energia. Neste cenário nomeado crítico, foi considerado horários entre 2h e 6h da madrugada e no período final do dia foi considerado horário das 18h às 22h, sendo estes mesmos parâmetros aplicados na Figura 32 considerado cenário ideal.

Figura 32 – Curva de carregamento dos VEs cenário ideal.



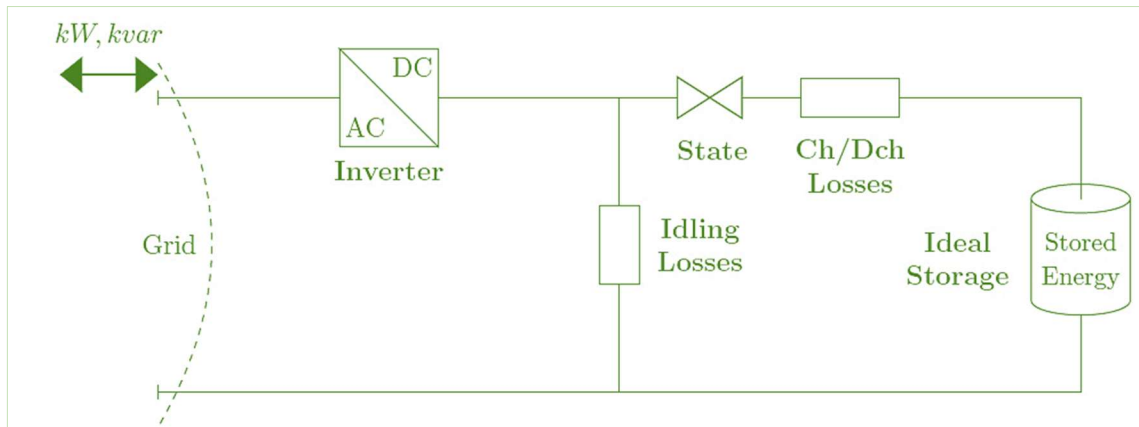
Fonte: autor.

Todos os VEs para absorver ou ceder potência à rede seguem as curvas específicas de carregamento/descarregamento mostradas nas Figuras 31 e 32. A modelagem dos elementos de armazenamento no OpenDSS é baseada em um conjunto de parâmetros que determinam seu comportamento dinâmico no sistema. Para uma melhor compreensão dos resultados obtidos, é essencial explorar o conceito por trás do elemento Storage, suas propriedades e os diferentes modos de operação, como será detalhado a seguir.

5.1.7 ELEMENTO DE ARMAZENAMENTO STORAGE

O meio de armazenamento Storage é um elemento de conversão de energia (*Power Convert Element*, PCE), modelado como uma carga de potência constante durante o carregamento e como um gerador que pode injetar energia na rede durante o descarregamento, sempre sujeito à sua capacidade de armazenamento de energia e taxa de transferência de potência. O modelo geral está ilustrado na Figura 33.

Figura 33 – Modelo geral do elemento storage.



Fonte: [7]

Os diversos componentes presentes neste modelo estão descritos resumidamente na sequência:

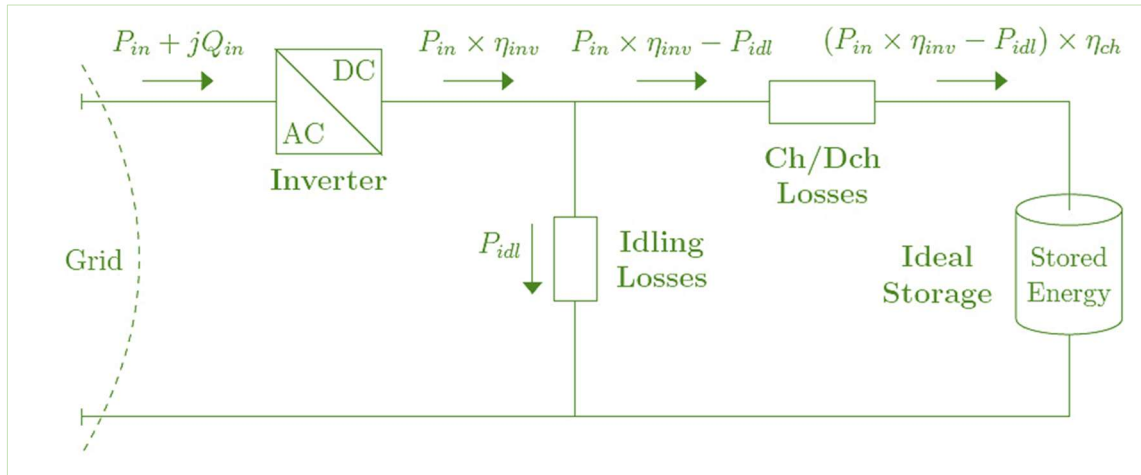
- **Armazenamento Ideal (Ideal Storage):** representa um armazenamento de energia ideal, sem perdas. Seu Estado de Carga (*State Of Charge*, SOC) varia de acordo com a evolução do estado do elemento entre carga, descarga e inatividade, juntamente com as taxas e perdas associadas aos processos de carregamento e descarregamento.
- **Perdas de Carga e Descarga (Ch/Dch Losses):** representam as perdas durante os processos de carregamento e/ou descarregamento associadas à conversão da energia armazenada na bateria para a rede elétrica ou vice-versa. O modelo permite especificar eficiências separadas para carga e descarga.
- **Estado (State):** representa o estado em que o elemento storage opera. Os três estados possíveis são: carregando, descarregando e inativo.
- **Perdas no modo de inatividade (Idling Losses):** representam as perdas de autodepleção ou autodescarga do sistema de armazenamento e cargas auxiliares (perda gradual de carga de uma bateria, mesmo quando ela não está sendo utilizada devido a processos internos, como reações químicas inevitáveis ou consumo de energia pelos sistemas de comunicação, monitoramento e controle interno) que são alimentadas pelo mesmo inversor utilizado pela bateria. Quando em estado de descarga, as perdas de autodescarga e as cargas auxiliares são alimentadas pelo armazenamento ideal, aumentando a potência que descarrega o elemento. Quando em estado de carregamento, essas perdas são supridas pelo inversor e atuam para desacelerar o carregamento do armazenamento ideal. No modo de inatividade, as perdas são alimentadas pela rede elétrica por meio do inversor. As cargas auxiliares em corrente alternada, que não são

alimentadas pelo mesmo inversor do meio de armazenamento/bateria, podem ser modeladas como um objeto de carga conectado em paralelo ao elemento de armazenamento Storage.

5.1.8 ELEMENTO STORAGE EM ESTADO DE CARREGAMENTO

O elemento de armazenamento só pode entrar em estado de carga se a quantidade de energia armazenada for menor que a capacidade nominal de armazenamento, definido pela propriedade `kwhrated`. O fluxo de potência dentro do elemento de armazenamento durante o estado de carga está ilustrado na Figura 34.

Figura 34 – Fluxo de potência interna, elemento storage em carga.



Fonte: [7]

As definições para as terminologias utilizadas na Figura 34 estão descritas na sequência.

- $P_{in}[t]$: potência fluindo para o interior do elemento de armazenamento no tempo t quando em modo de carga ou inativo;
- P_{idl} : perdas constantes no modo de inatividade;
- $\eta_{inv}[t]$: eficiência do inversor no tempo t ;
- η_{ch} : eficiência de carregamento;
- $E[t]$: energia armazenada no tempo t ;

Depois que a potência $P_{in}[t]$, na interface entre o elemento de armazenamento e a rede, é obtida a partir da solução do fluxo de potência, as perdas do inversor de armazenamento são determinadas por:

$$P_{losses,inv}^{ch}[t] = P_{in}[t] * (1 - \eta_{inv}[t]) \quad (3)$$

A potência no lado DC (*direct current*), em corrente contínua do inversor, $P_{in}[t] \times \eta_{inv}[t]$, fornece as perdas no modo de inatividade P_{idl} . As perdas de carregamento são calculadas de forma análoga às perdas do inversor.

$$P_{losses,ch}[t] = (P_{in}[t] * \eta_{inv}[t] - P_{idl}) * (1 - \eta_{ch}) \quad (4)$$

Assim, a equação que representa as perdas totais durante o processo de carregamento pode ser definida como:

$$P_{losses,tot}^{ch}[t] = Losses_{inv}^{ch}[t] + P_{idl} + P_{losses,ch}[t] \quad (5)$$

A potência que efetivamente é disponibilizada para carregar o armazenamento ideal, $P_{eff}^{ch}[t]$, é determinada por:

$$P_{eff}^{ch}[t] = (P_{in}[t] * \eta_{inv}[t] - P_{idl}) * \eta_{ch} \quad (6)$$

Os resultados obtidos em (4) podem ser encontrados de forma equivalente ou alternativa com a utilização da seguinte equação:

$$P_{eff}^{ch}[t] = P_{in}[t] - P_{losses,tot}^{ch}[t] \quad (7)$$

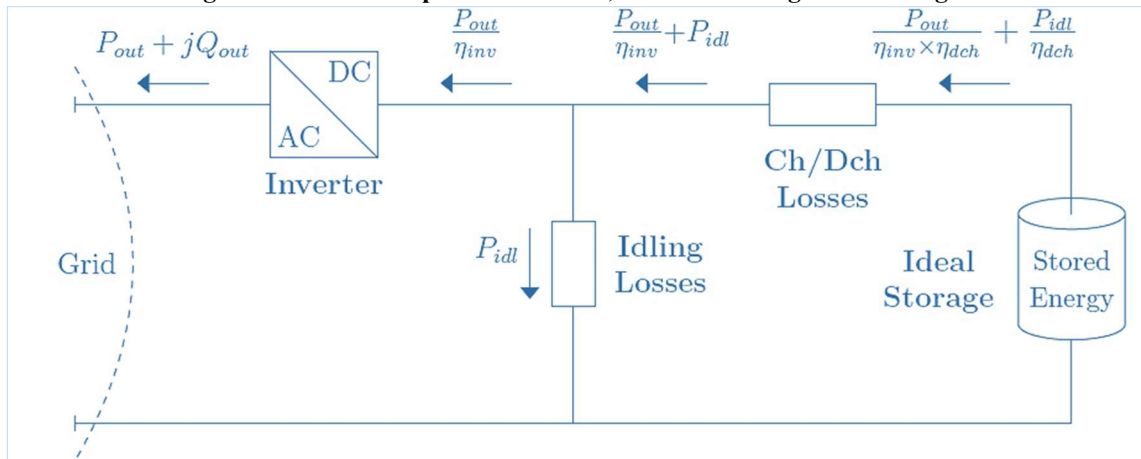
A energia que será armazenada no próximo passo de tempo de simulação, $t + \Delta t$, é dada por:

$$E[t] = E[t - \Delta t] + P_{eff}^{ch}[t - \Delta t] * \Delta t \quad (8)$$

5.1.9 ELEMENTO STORAGE EM ESTADO DE DESCARREGAMENTO

O elemento de armazenamento só pode entrar no estado de descarga se a quantidade de energia armazenada for maior do que a capacidade de energia que deve ser mantida em reserva para operação normal. Na figura 35 é ilustrado o fluxo de potência durante a descarga.

Figura 35 – Fluxo de potência interna, elemento storage em descarga.



As definições para as terminologias utilizadas na Figura 35 estão descritas na sequência:

- $P_{out}[t]$: potência fluindo para fora do elemento de armazenamento no tempo t quando em modo de descarregamento;
- P_{idl} : perdas constantes no modo de inatividade;
- $\eta_{inv}[t]$: eficiência do inversor no tempo t ;
- η_{dch} : eficiência de descarregamento;
- $E[t]$: energia armazenada no tempo t ;

Após a potência que sai do elemento de armazenamento, $P_{out}[t]$ ter sido determinada no sistema a partir da solução de fluxo de potência, as perdas do inversor de armazenamento são determinadas por:

$$P_{losses,inv}^{dch}[t] = P_{out}[t] * \left(\frac{1}{P_{out}[t]} - 1 \right) \quad (9)$$

O componente Ideal Storage fornece a potência no lado DC do inversor junto com as perdas no modo de inatividade e as perdas de descarregamento. As perdas durante o processo de descarregamento são dadas por:

$$P_{losses,dch}[t] = \left(\frac{P_{out}[t]}{\eta_{inv}[t]} + P_{idl} \right) * \left(\frac{1}{\eta_{ch}} - 1 \right) \quad (10)$$

As perdas totais durante o processo de descarregamento podem ser calculadas a partir da seguinte expressão:

$$P_{losses,tot}^{dch}[t] = P_{losses,inv}^{dch}[t] + P_{idl} + P_{losses,dch}[t] \quad (11)$$

Já a potência que efetivamente é descarregada do elemento Ideal Storage, $P_{eff}^{dch}[t]$, é determinada por:

$$P_{eff}^{dch}[t] = \left(\frac{P_{out}[t]}{\eta_{inv}[t] * \eta_{dch}} \right) + \left(\frac{P_{idl}[t]}{\eta_{dch}} \right) \quad (12)$$

Os resultados obtidos em (12) podem ser encontrados de forma equivalente ou alternativa com a utilização da seguinte equação (13):

$$P_{eff}^{dch}[t] = P_{out}[t] + P_{losses,tot}^{dch}[t] \quad (13)$$

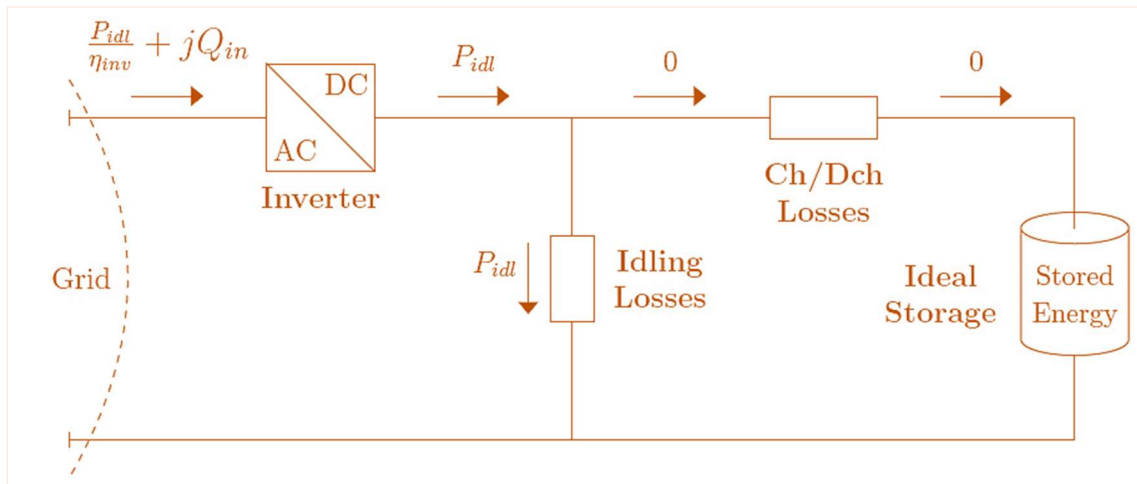
Portanto, a energia descarregada no passo de tempo seguinte, $t + \Delta t$, pode ser determinada com a utilização da equação (14):

$$E[t] = E[t - \Delta t] - P_{eff}^{dch}[t - \Delta t] * \Delta t \quad (14)$$

5.1.10 ELEMENTO STORAGE NO MODO DE INATIVIDADE

Quando o elemento de armazenamento está no modo de inatividade ou espera, as perdas nesse estado e as perdas associadas ao inversor são supridas pela rede elétrica.

Figura 36 – Fluxo de potência interna, elemento storage inativo.



Fonte: [7]

O estado de carga (*State Of Charge*, SOC) permanece inalterado e o elemento de armazenamento opera como uma carga, conforme ilustrado na Figura 36.

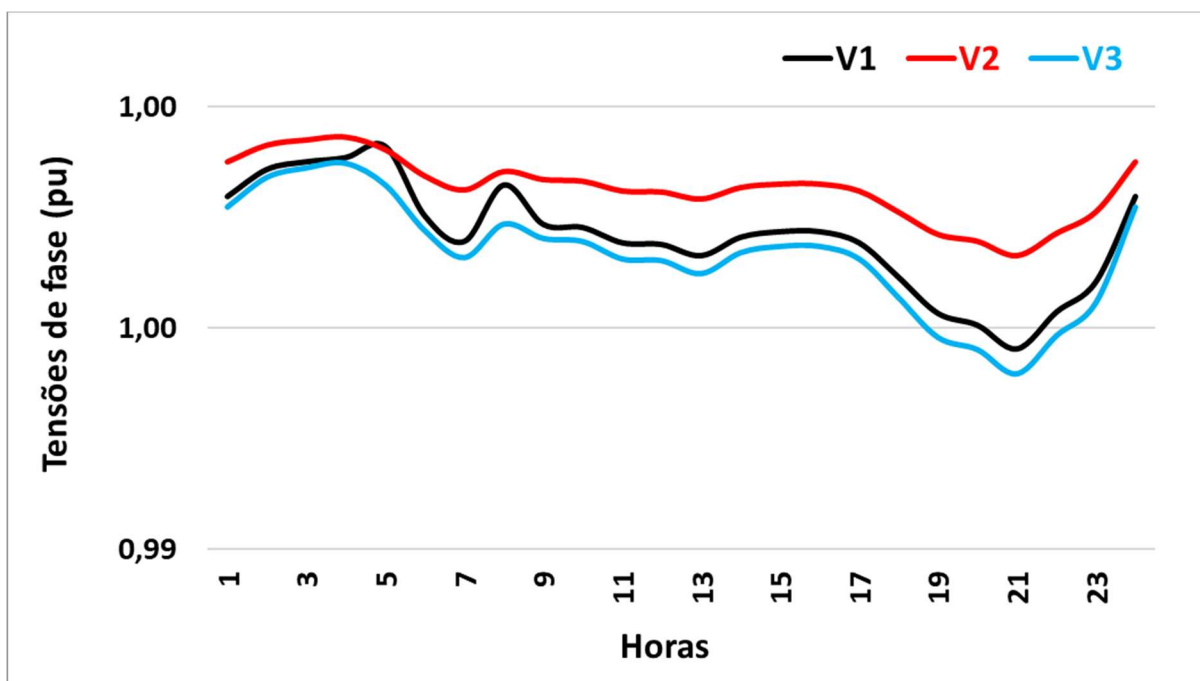
5.1.11 RESULTADOS

São considerado 3 cenários para a inserção dos VEs no sistema de distribuição avaliado, nomeados como cenários **base**, **crítico** e **ideal** (iniciais destacadas em negrito com vistas a facilitar entendimento dos gráficos comparativos de cenários). O cenário base é composto sem a presença dos VEs, nos demais um VE é conectado em cada barra de carga. Os VEs disponibilizam até 50% de sua energia para a rede, sendo ideal das 18 às 22h de modo a atenuar o pico de demanda tornando a curva de carga vista na Figura 29 mais “flat” e crítico das 2 às 6h. Já os carregamentos dos VEs são realizados com 100% da capacidade de armazenamento das baterias, sendo ideal das 2 às 6h e crítico das 18 às 22h devido a elevação de demanda de potência neste último horário possibilitar o agravamento do pico de demanda observado na Figura 29.

5.1.12 RESULTADOS DE SEQUÊNCIA TEMPORAL NO CENÁRIO BASE

A fim de verificar os impactos no sistema de distribuição foram analisados os perfis de tensão de fase nas barras iniciais e terminais do SDEE.

Figura 37 – Tensões de fase Barra_30 cenário base.

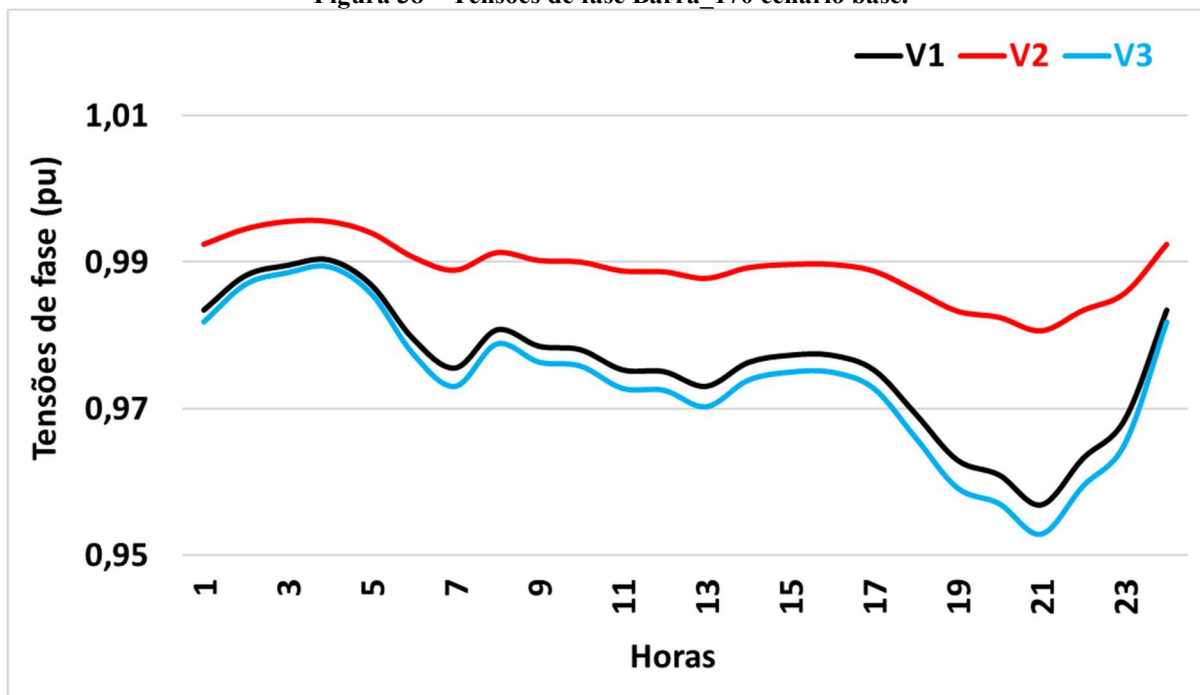


Fonte: autor.

Conforme pode ser notado na Figura 37 devido à proximidade com o secundário do trafo praticamente não há variação de tensão durante as 24 horas de simulação.

Na Figura 38 observa-se as tensões de fase presentes na barra 170.

Figura 38 – Tensões de fase Barra_170 cenário base.

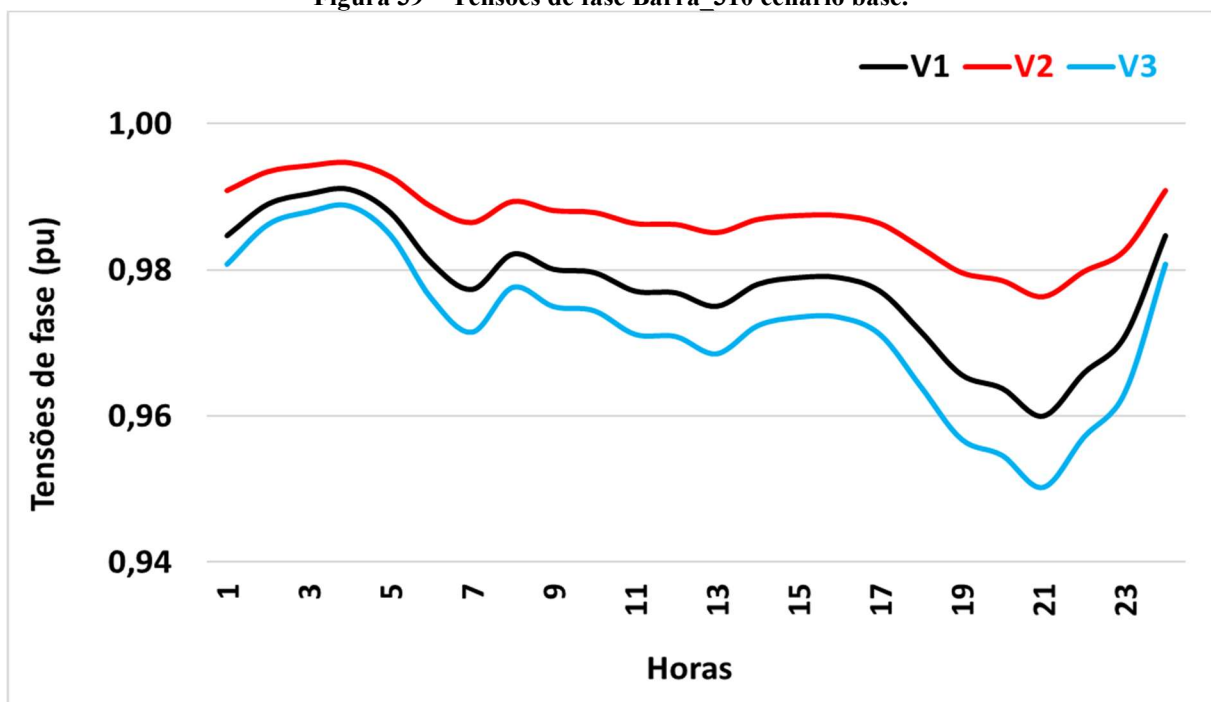


Fonte: autor.

Percebe-se na Figura 38 a tensão V2 mais próxima do valor unitário, refletindo uma menor demanda de carga para a mesma. Já em relação a V1 e V3 observa-se menores níveis de tensão, devido ao maior carregamento das linhas desde a saída do trafo até o fim do sistema.

No cenário base para a barra 310, conforme pode ser visualizado na Figura 39, percebe-se os valores de tensão dentro da faixa adequada, que corresponde ao intervalo entre 0,92 p.u e 1,05 p.u conforme os critérios estabelecidos na tabela 4 do modulo 8 do PRODIST. De acordo com esse padrão, tensões entre 0,87 e 0,92 p.u ou entre 1,05 e 1,06 p.u são classificadas como precárias, enquanto valores inferiores a 0,87 p.u ou superiores a 1,06 p.u são considerados críticos.

Figura 39 – Tensões de fase Barra_310 cenário base.

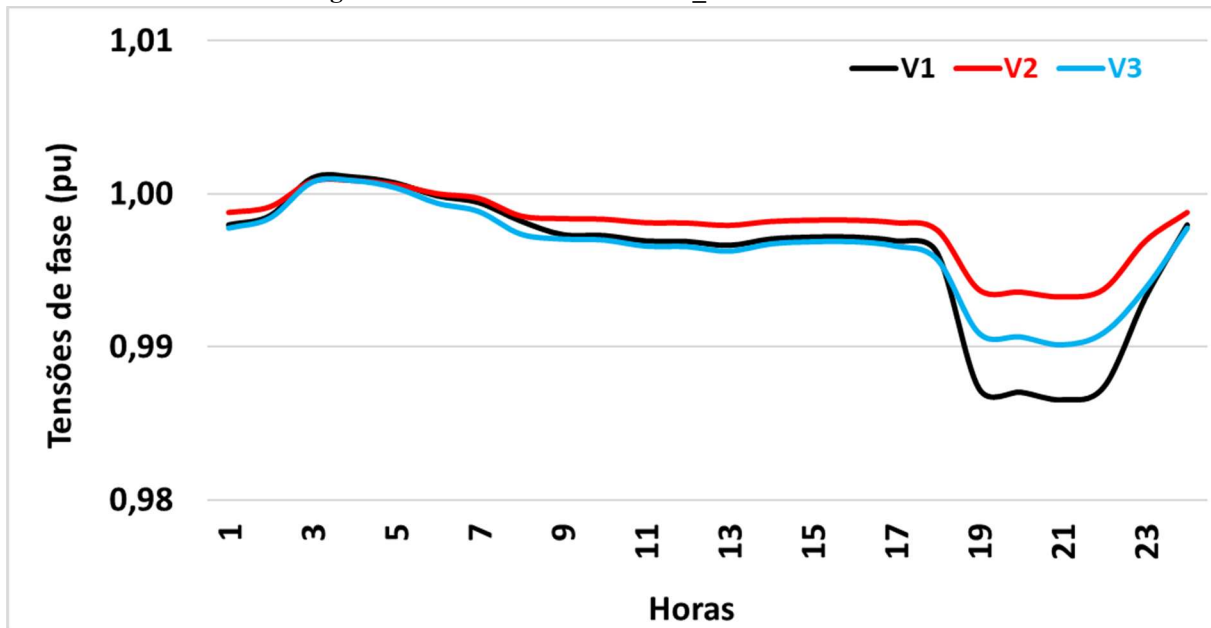


Fonte: autor.

5.1.13 RESULTADOS DE SEQUÊNCIA TEMPORAL NO CENÁRIO CRÍTICO

Neste cenário visto na Figura 40 os VEs interagem com o SDEE nos modos V2G e G2V respectivamente durante as 24h.

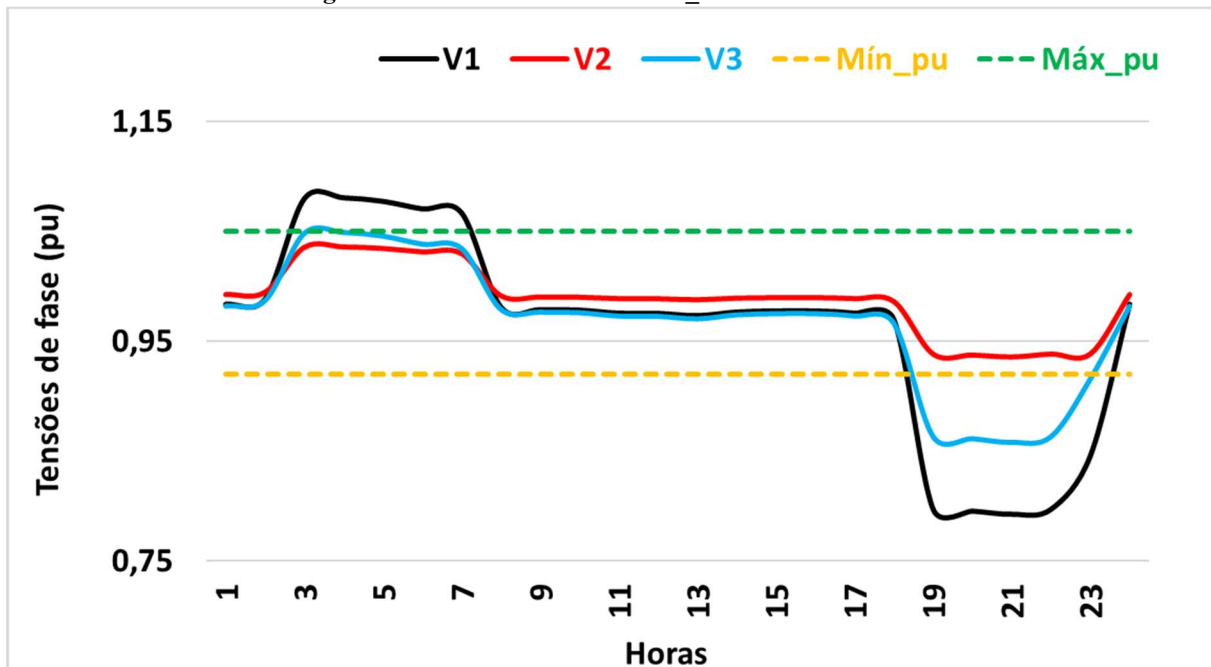
Figura 40 – Tensões de fase Barra_30 cenário crítico.



Fonte: autor.

Na Figura 40 visualiza-se tensões desequilibradas, devido aos diferentes níveis de carregamento nas fases, porém, os valores se apresentam dentro dos limites estipulados em norma. Já na Figura 41 pode ser observado a situação da barra 170 no cenário crítico.

Figura 41 – Tensões de fase Barra_170 cenário crítico.



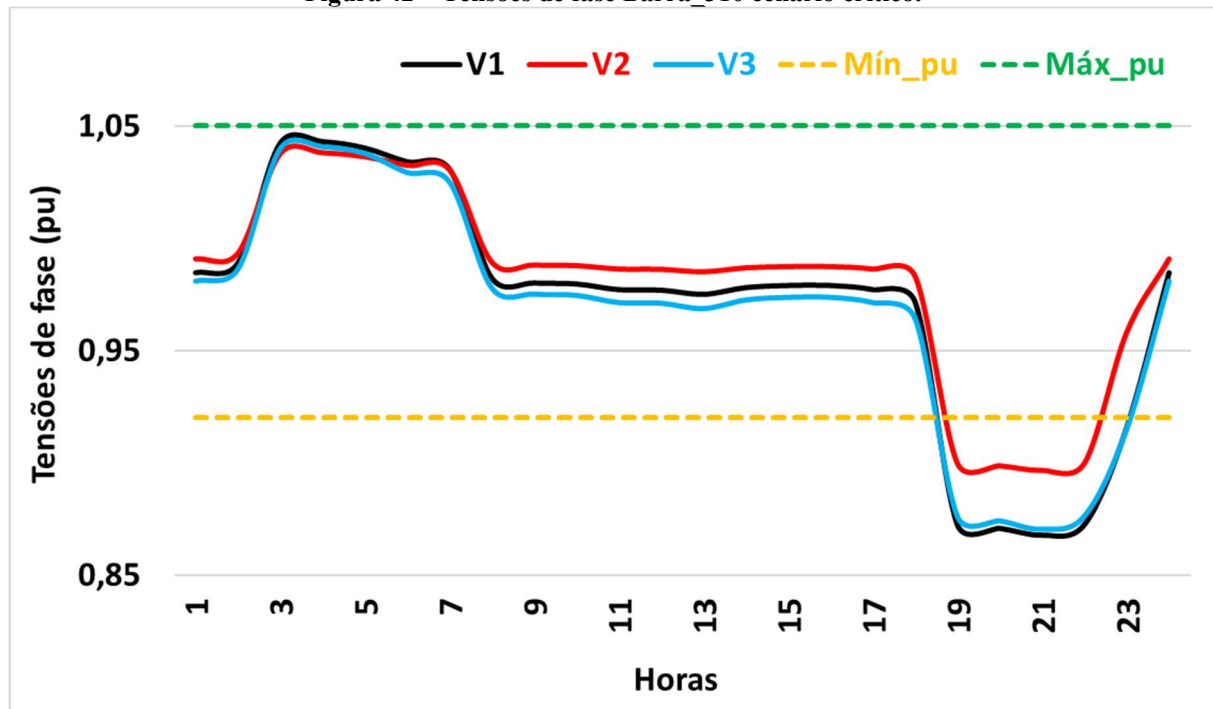
Fonte: autor.

Na Figura 41 o carregamento dos veículos ocorre no período de pico de demanda em torno das 20 horas e há injeção de energia na linha na madrugada entre 2 e 6 horas. Nota-se V1 e V3 fora dos parâmetros de normalidade de tensão, situação inadmissível, pois os eletrodomésticos e eletrônicos residenciais conectados nestas fases podem apresentar danos

irreversíveis ou mesmo funcionamento inadequado prejudicando diretamente o cliente e por consequência a concessionária que poderá arcar com prejuízos financeiros decorrentes deste cenário.

Em relação ao perfil de carregamento considerado crítico para a barra 310 é possível visualizar na Figura 42 que os afundamentos de tensão nos horários de pico são impraticáveis.

Figura 42 – Tensões de fase Barra_310 cenário crítico.



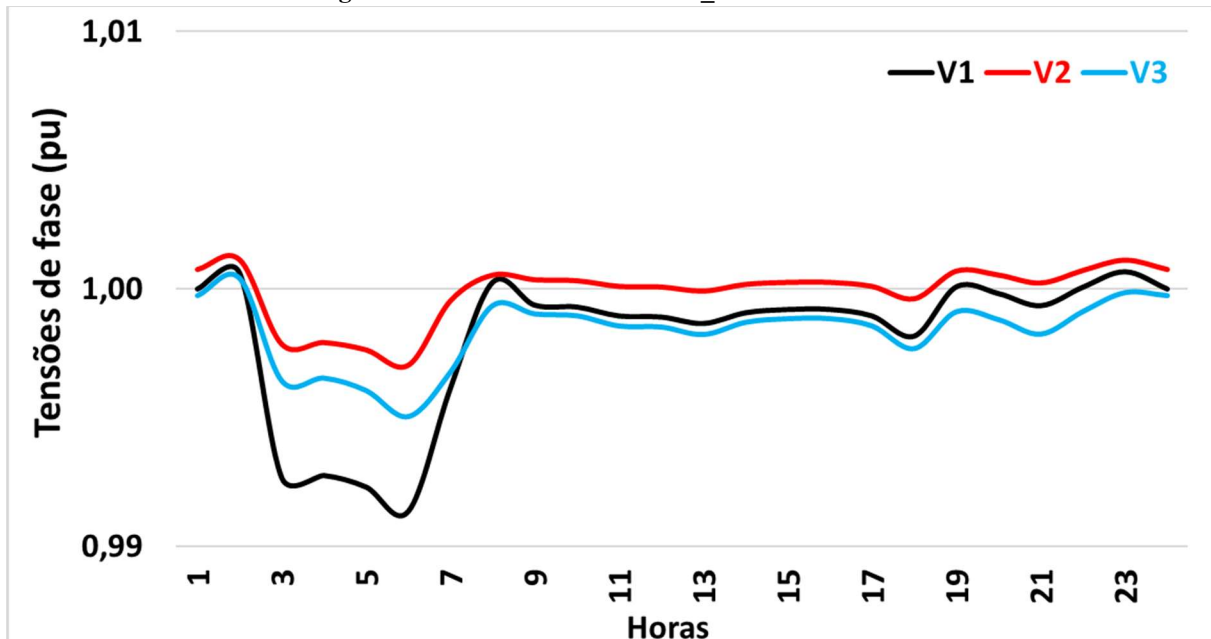
Fonte: autor.

Ainda na Figura 42 observa-se que a injeção de potência entre às 2 e 6 horas não ultrapassa o limite crítico superior.

5.1.14 RESULTADOS DE SEQUÊNCIA TEMPORAL NO CENÁRIO IDEAL

No cenário ideal os VEs interagem com o SDEE nos modos G2V e V2G respectivamente no decorrer das 24 horas de simulação, conforme pode ser notado na Figura 43 as variações nas tensões de fase presentes na barra 30.

Figura 43 – Tensões de fase Barra_30 cenário ideal.

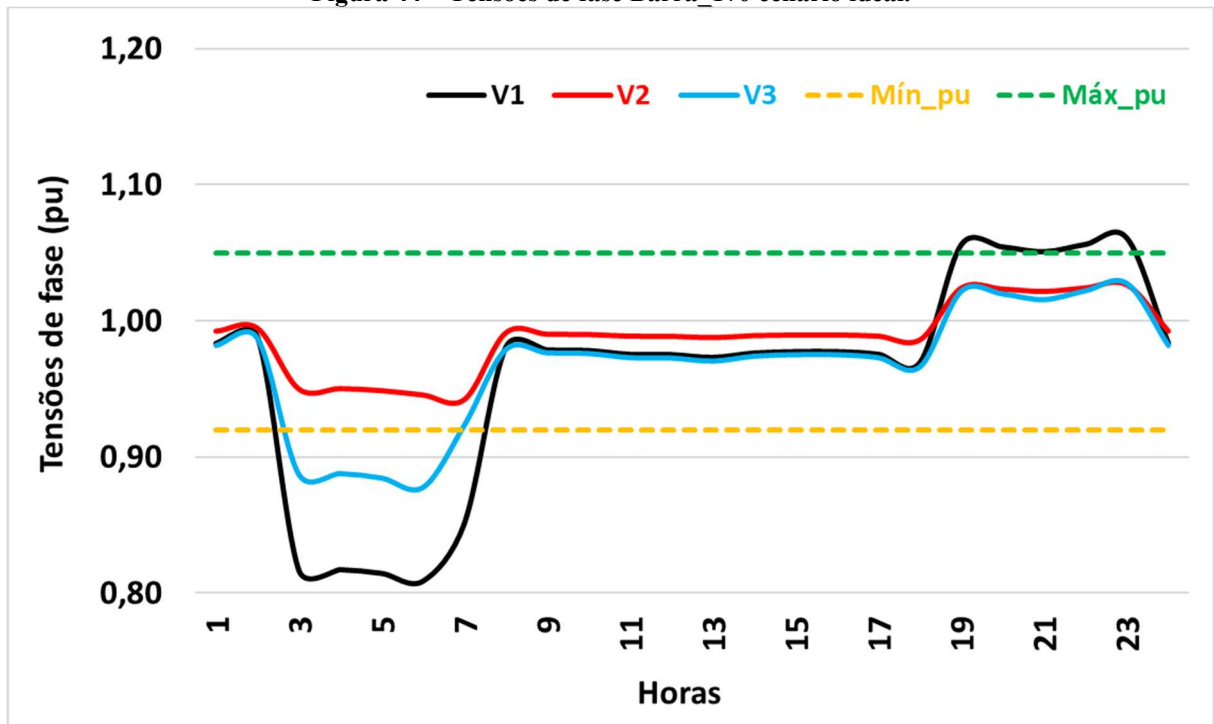


Fonte: autor.

Conforme visto na Figura 43 praticamente não há distorções de tensão devido a curta distância desta barra em relação ao secundário do trafo.

Na Figura 44 observa-se os perfis de tensão de fase presentes na barra 170 no cenário considerado ideal, com carregamento dos VEs entre 2 e 6 horas e injeção de energia na rede disponibilizada pelos VEs entre 18 e 22 horas.

Figura 44 – Tensões de fase Barra_170 cenário ideal.

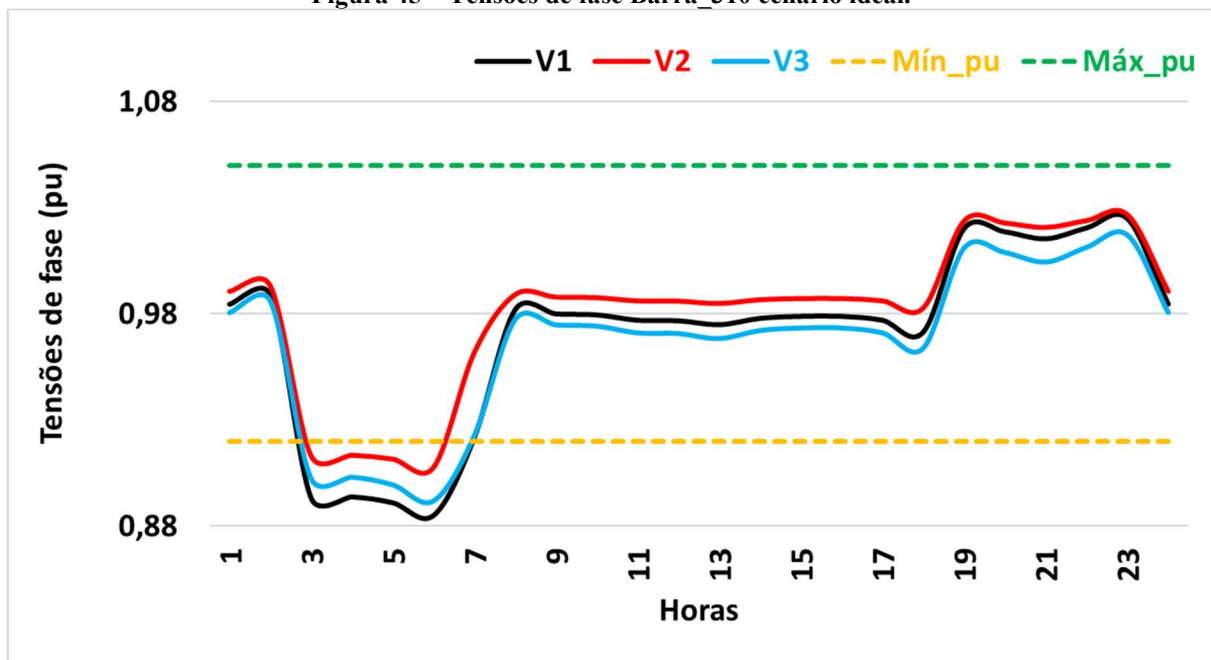


Fonte: autor.

Percebe-se que um pequeno decréscimo de injeção de potência dos VEs colocaria V1 dentro dos limites adequados. Já o limite inferior de tensão é infringido por V1 e V3 evidenciando que seria necessário, uma alteração no perfil de carregamento para estas fases, postergando-as para horários alternativos. Estes ajustes seriam dinâmicos e pontuais, proporcionados pelo advento dos conceitos das REI, considerando o perfil de carga individualizado de cada residência juntamente com padrão de recarga dos VEs mais flexível, diferentemente da curva estática padrão adotada nestas simulações.

Na Figura 45 é possível verificar as tensões de fase no cenário ideal presentes na barra 310.

Figura 45 – Tensões de fase Barra_310 cenário ideal.



Fonte: autor.

Em se comparando com o cenário crítico apresentado na Figura 42 a injeção de potência nos períodos de pico de demanda elimina a brusca queda de tensão, colocando-as em padrões aceitáveis. Na mesma linha de comparação observa-se no período de carregamento dos veículos das 2 às 6 horas que V1, V2 e V3 se apresentam abaixo de 0,92 p.u, evidenciando que tais demandas não podem ser alocadas em sua totalidade para os horários estipulados pela curva de carregamento dos VEs.

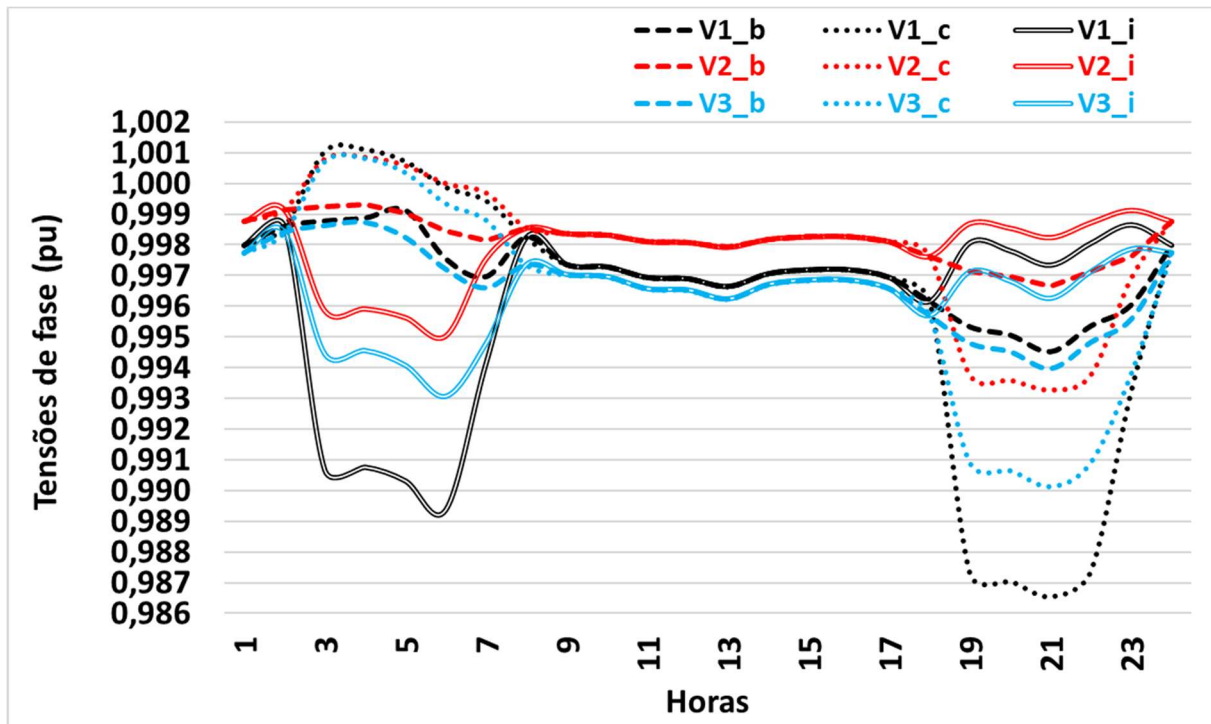
5.1.15 COMPARAÇÃO DE CENÁRIOS

Na sequência são apresentados os gráficos contendo os três cenários, base, crítico e ideal, no cenário base não há inserção de VEs, no cenário crítico os VEs interagem com o SDEE nos modos V2G e G2V respectivamente nos horários entre 2 e 6 horas e 18 e 22 horas sendo

estes mesmos parâmetros horários aplicados no cenário ideal com VEs alterando o SDEE ordenadamente nos modos G2V e V2G.

Na Figura 46 visualiza-se nove diferentes níveis de tensão presentes na barra 30 nos três cenários considerados. As letras *b*, *c* e *i* presentes nas legendas indicam respectivamente os cenários *Base*, *Crítico* e *Ideal*.

Figura 46 – Tensões de fase Barra_30 comparações de cenários.

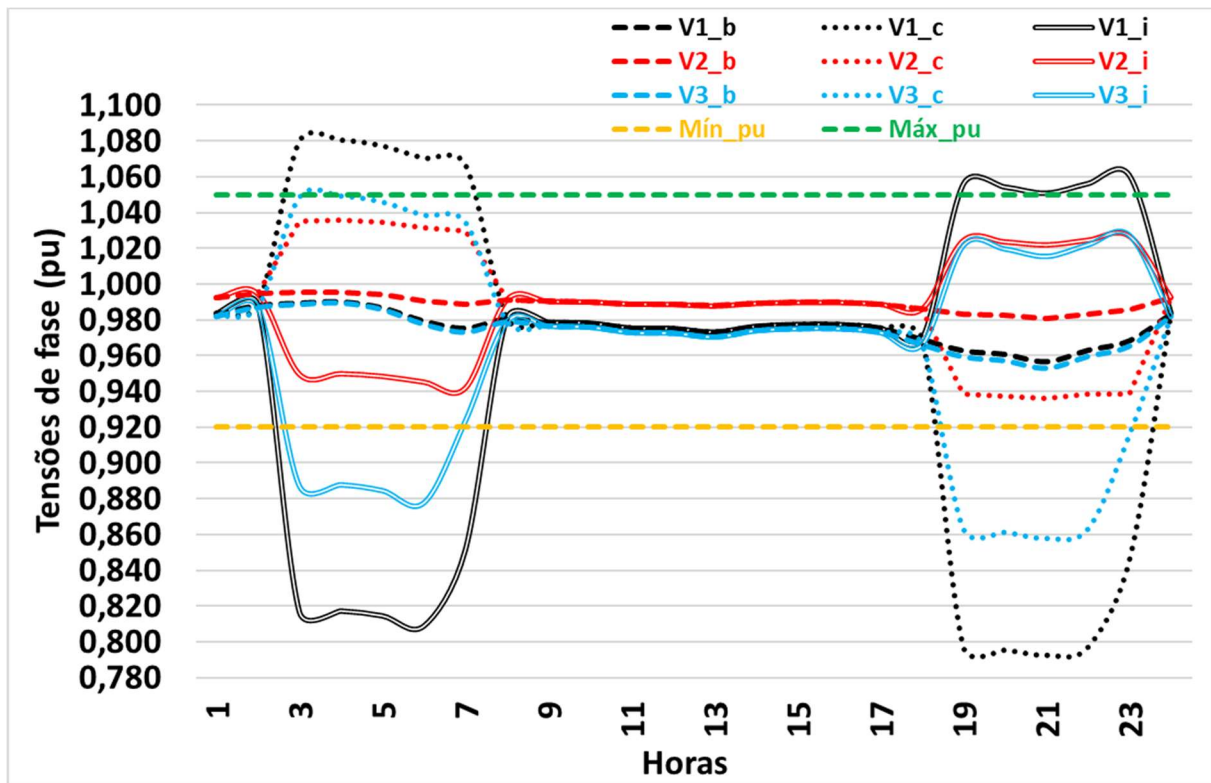


Fonte: autor.

Como observa-se na Figura 46 pode-se desprezar as variações de tensão, pois, devido à proximidade com o trafo em termos práticos as mínimas flutuações de tensões visualizadas no gráfico tornam-se irrelevantes.

Na sequência a Figura 47 apresenta um comparativo para a barra 170 contemplando o cenário base sem a inserção de VEs, cenário crítico com os VEs carregando em sua totalidade nos horários de pico entre 18 e 22 horas e disponibilizando energia para o SDEE entre as 2 e 6 horas e por fim o cenário ideal invertido em relação ao cenário crítico com os VEs carregando nas horas iniciais e disponibilizando energia para a rede nos horários de pico.

Figura 47 – Tensões de fase Barra_170 comparações de cenários.

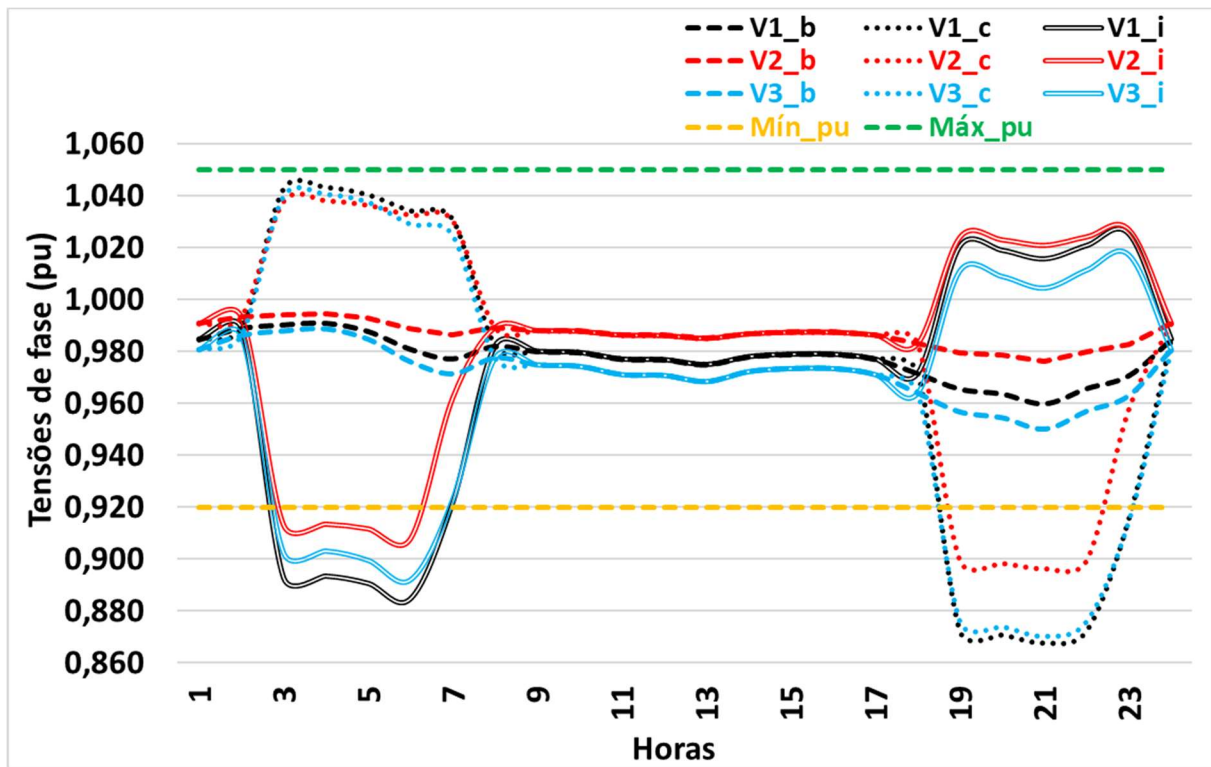


Fonte: autor.

Ressalta-se na Figura 47 que as tensões para V2 nos 3 cenários adotados se encontram dentro dos limites regidos por norma. No cenário crítico o limite superior de tensão é extrapolado por V1 e o limite inferior de tensão é infringido por V1 e V3. Já no cenário considerado ideal V1 é ligeiramente extrapolado acima do limite máximo, enquanto que no range inferior V1 e V3 demonstram que tal estratégia de carregamento dos VEs neste horário é prejudicial ao sistema.

No gráfico da Figura 48 está presente um comparativo semelhante ao apresentado na Figura 47, porém para a barra 310.

Figura 48 – Tensões de fase Barra_310 comparações de cenários.



Fonte: autor.

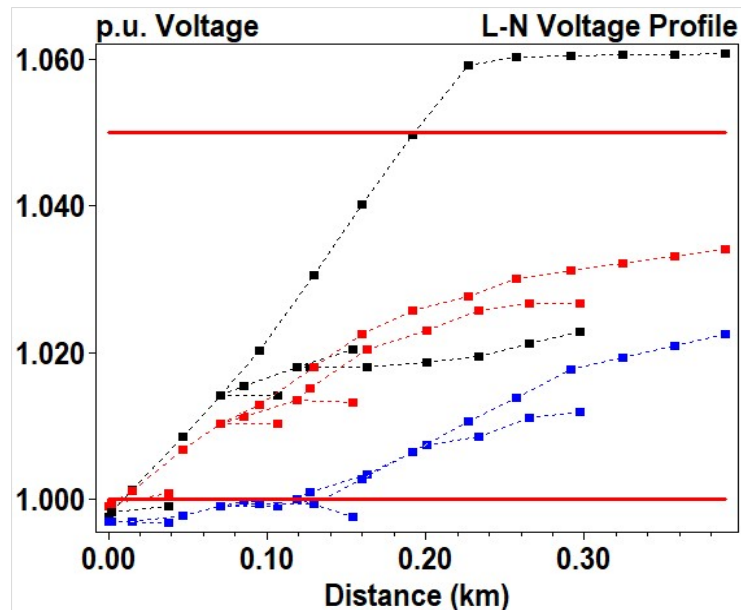
Observa-se que em nenhum dos cenários houve ultrapassagem do ponto máximo de tensão. No cenário crítico as 3 fases violam o range inferior de tensão assim como no cenário ideal onde o carregamento simultâneo dos veículos proporciona queda de tensão além dos limites legais estipulados na legislação vigente, tornando inviável na prática que tais perfis de carregamento sejam realizados pelos usuários do SDEE.

5.1.16 RESULTADO EM ANÁLISE DE SEQUÊNCIA ESTÁTICA

Na Figura 49 observa-se os perfis de tensão de fase no cenário ideal ao longo de todas as barras do SDEE a partir do secundário do trafo que está conectado na barra 20.

No gráfico da Figura 49 está evidenciado um “retrato” no modo Snapshot, referente a interação dos VEs com o SDEE no modo V2G. Este momento de maior severidade acontece às 5 horas com os valores de tensão na fase V1 (cor preta) ultrapassando o limite superior normativo (linha vermelha em 1,05 p.u) nas barras 120, 130, 140, 150, 160 e 170.

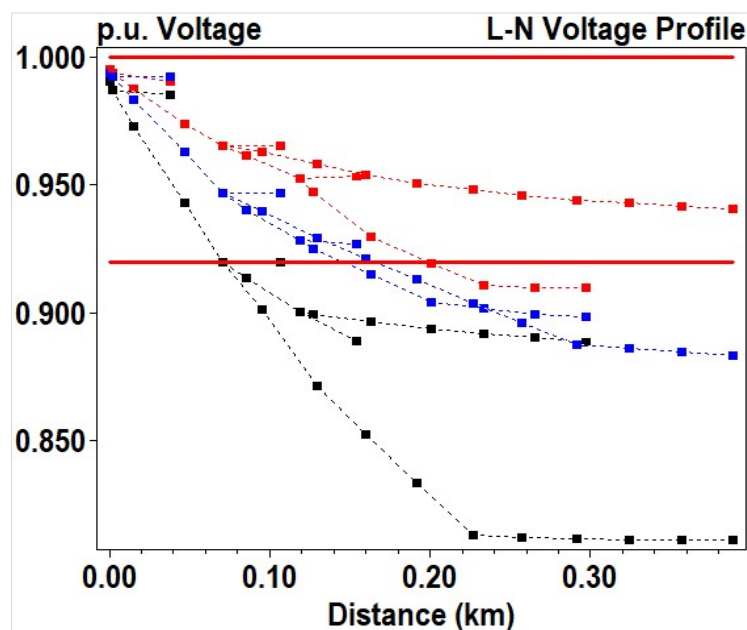
Figura 49 – Tensões de fase nas barras cenário ideal (5ª hora).



Fonte: autor.

Já no gráfico da Figura 50 os VEs alteram o SDEE no modo G2V, em que o momento de maior exigência do sistema ocorre às 22 horas. Na fase V1 (cor preta), com exceção das barras 20, 30, 40, 50, 60 e 70, todas as demais apresentam valores de tensão proibitivos, enquanto que na fase V2 (cor vermelha) apenas as barras 280, 290, 300 e 310 estão abaixo de 0,92 p.u e por último observa-se na fase V3 que 12 das 31 barras estão abaixo do valor mínimo normativo.

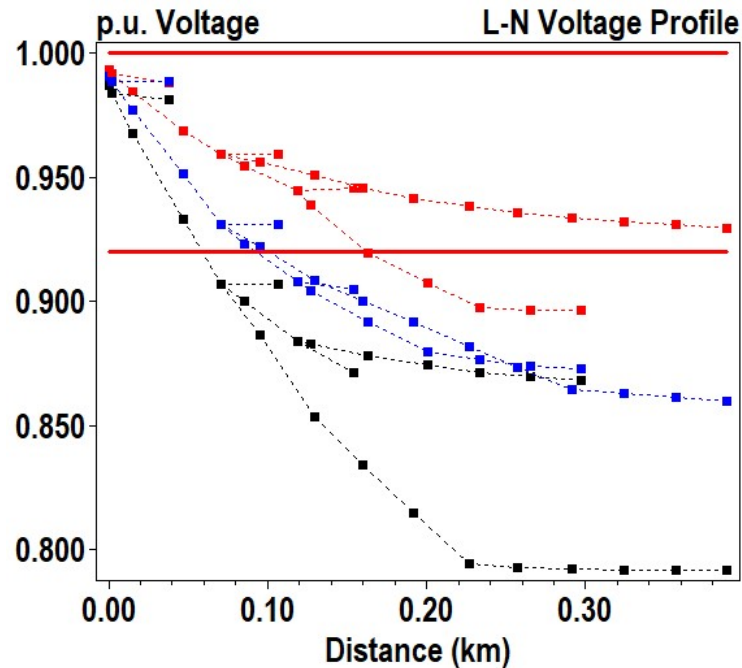
Figura 50 – Tensões de fase nas barras cenário ideal (22ª hora).



Fonte: autor.

Um “retrato” semelhante às Figuras 49 e 50 está contido na Figura 51, porém para o cenário crítico.

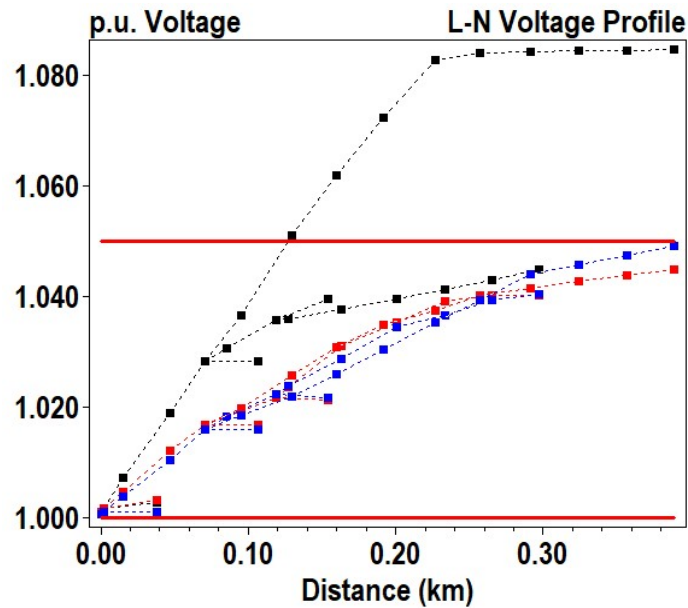
Figura 51 – Tensões de fase nas barras cenário crítico (20ª hora).



Fonte: autor.

Nota-se no gráfico da Figura 51 os impactos nas barras do SDEE no modo de atuação G2V na vigésima hora de simulação com valores na tensão V1(cor preta) dentro dos critérios de normalidade apenas nas barras 20, 30, 40, 50 e 60. Em relação aos valores na tensão V2(cor vermelha) somente as barras 270, 280, 290, 300 e 310 indicam valores abaixo de 0,92 p.u enquanto que na tensão V3(cor azul) a maior parte das barras estão fora dos padrões normativos com exceção das barras iniciais 20, 30, 40, 50, 60, 70, 80, 180 e 230. No gráfico da Figura 52 está contemplado o “retrato” dos VEs modificando o SDEE no modo V2G na terceira hora de simulação.

Figura 52 – Tensões de fase nas barras cenário crítico (3ª hora).



Fonte: autor.

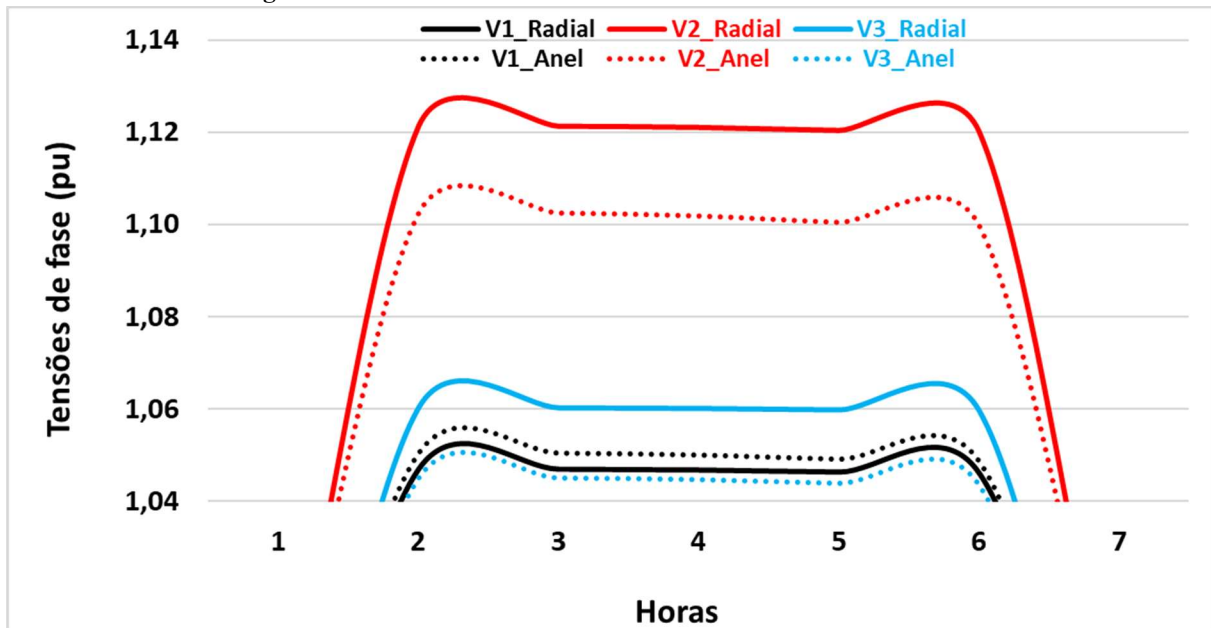
Observa-se níveis acima do permitido apenas na tensão V1 iniciando na barra 90 e terminando na barra 170.

5.1.17 TOPOLOGIA DE REDE ANEL NO CENÁRIO CRÍTICO

A topologia de rede atribuída ao SDEE observado na Figura 33 apresenta uma configuração radial. A interligação entre as barras 170 e 310 altera esse arranjo topológico de forma que esse trecho do sistema passa a ser caracterizado com a topologia em anel. Essas simulações foram realizadas considerando a máxima capacidade das baterias no modo V2G.

Na Figura 53 estão presentes as duas diferentes topologias, radial (sistema original) e anel (interligação entre as barras 170 e 310, através de linha de distribuição a 4 fios), tensões de fase no cenário crítico no modo de operação V2G, na barra terminal 170.

Figura 53 – Tensões de fase no cenário crítico V2G na barra 170.

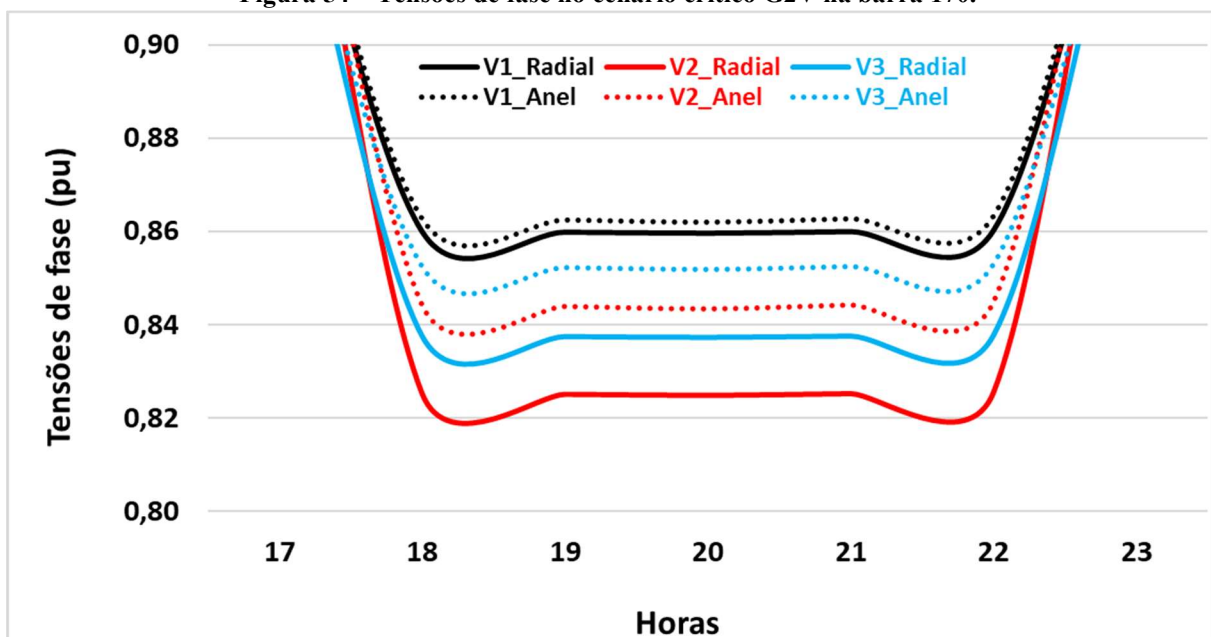


Fonte: autor.

Embora os carregamentos excessivos na barra 170 sejam impraticáveis é possível notar que os níveis de sobretensão verificados em V3 e V2 mostram que a aplicação da topologia anel foi benéfica ao sistema contribuindo com sua diminuição. Já na tensão V1 é observado uma elevação em pequena escala da sobretensão demonstrando uma diminuta desvantagem da topologia anel nessa fase no cenário considerado.

A Figura 54 é semelhante a Figura 53, porém, considera-se o modo de operação G2V também no cenário crítico.

Figura 54 – Tensões de fase no cenário crítico G2V na barra 170.

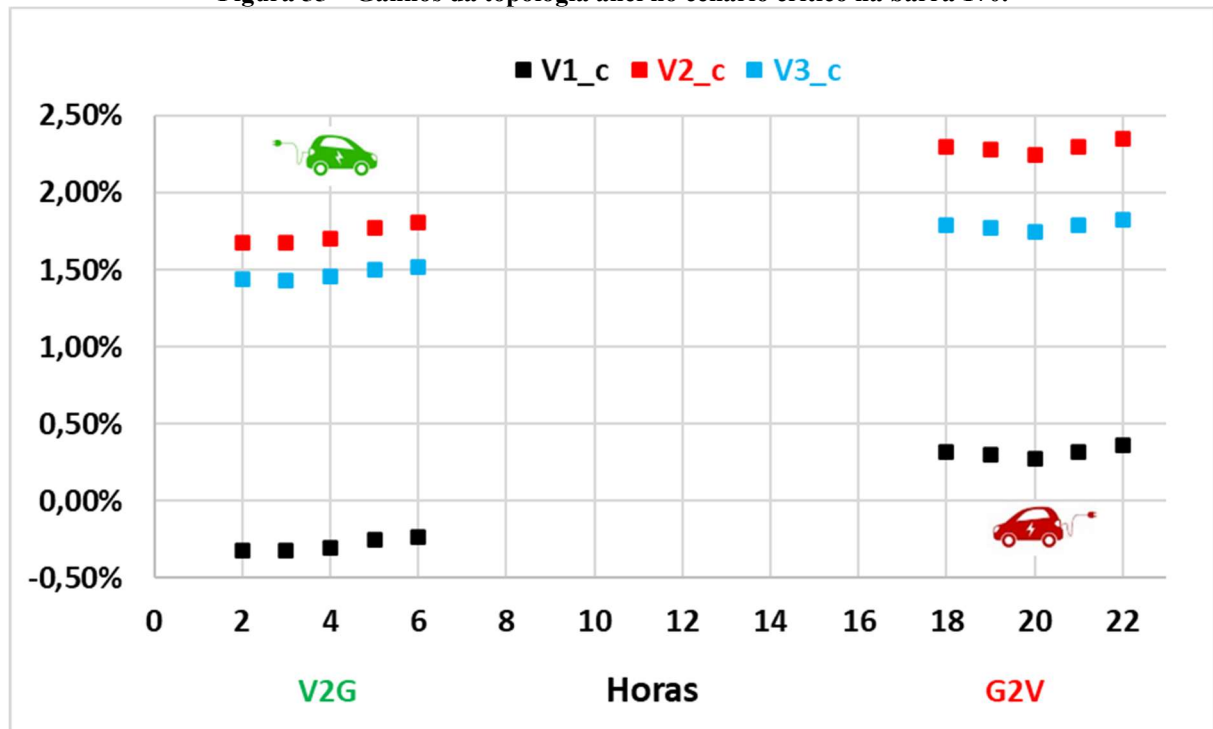


Fonte: autor.

Nota-se na Figura 54 que a aplicação da topologia anel proporcionou ganhos, em maior ou menor escala, contribuindo com a atenuação das subtensões em todas as fases observadas.

Na Figura 55 é possível visualizar de forma resumida os ganhos percentuais da topologia anel em relação a topologia radial no cenário crítico nos modos de atuação V2G e G2V.

Figura 55 – Ganhos da topologia anel no cenário crítico na barra 170.



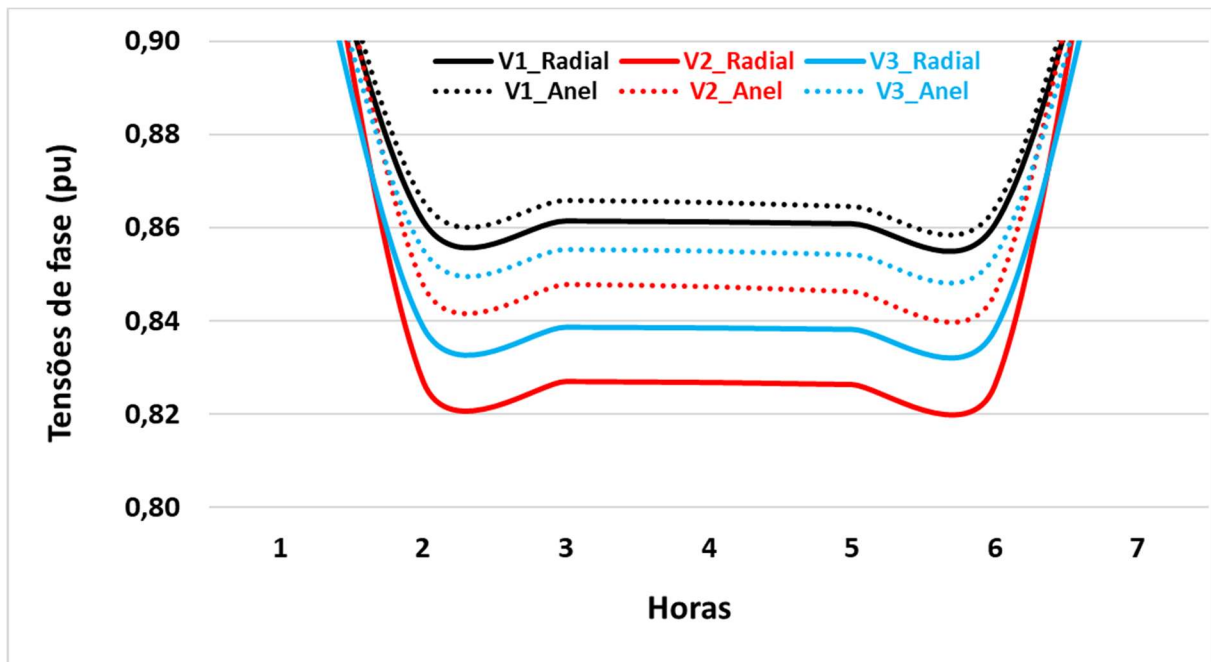
Fonte: autor.

No modo de atuação V2G as tensões V3, V2 e V1 apresentaram variação percentual média de 1,47%, 1,73% e 0,28% respectivamente, com ganhos nas duas primeiras e perdas nessa última. Já no modo de operação G2V houve ganhos nas três fases V3, V2 e V1 com médias respectivas de 1,78%, 2,29% e 0,32%.

5.1.18 TOPOLOGIA DE REDE ANEL NO CENÁRIO IDEAL

Ainda considerando a comparação da topologia radial versus topologia anel agora no cenário considerado ideal, nota-se na Figura 56 as tensões de fase na barra 170 considerando o modo de operação G2V no intervalo entre 2 e 6 horas.

Figura 56 – Tensões de fase no cenário ideal G2V na barra 170.

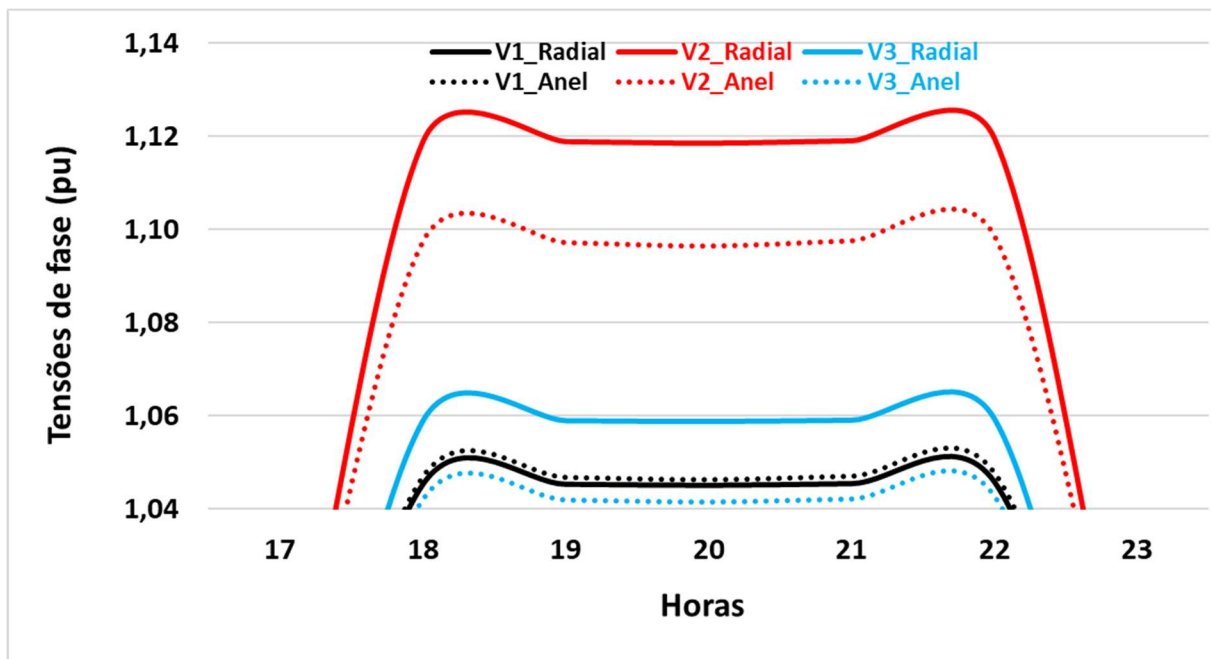


Fonte: autor.

Na Figura 56 é possível observar melhoras no níveis de subtensão em todas as fases sobretudo nas tensões V3 e V2.

Na Figura 57 é considerado nas simulações o modo de atuação V2G no cenário ideal para a comparação das topologias radial e anel no intervalo observado entre 18 e 22 horas.

Figura 57 – Tensões de fase no cenário ideal V2G na barra 170.

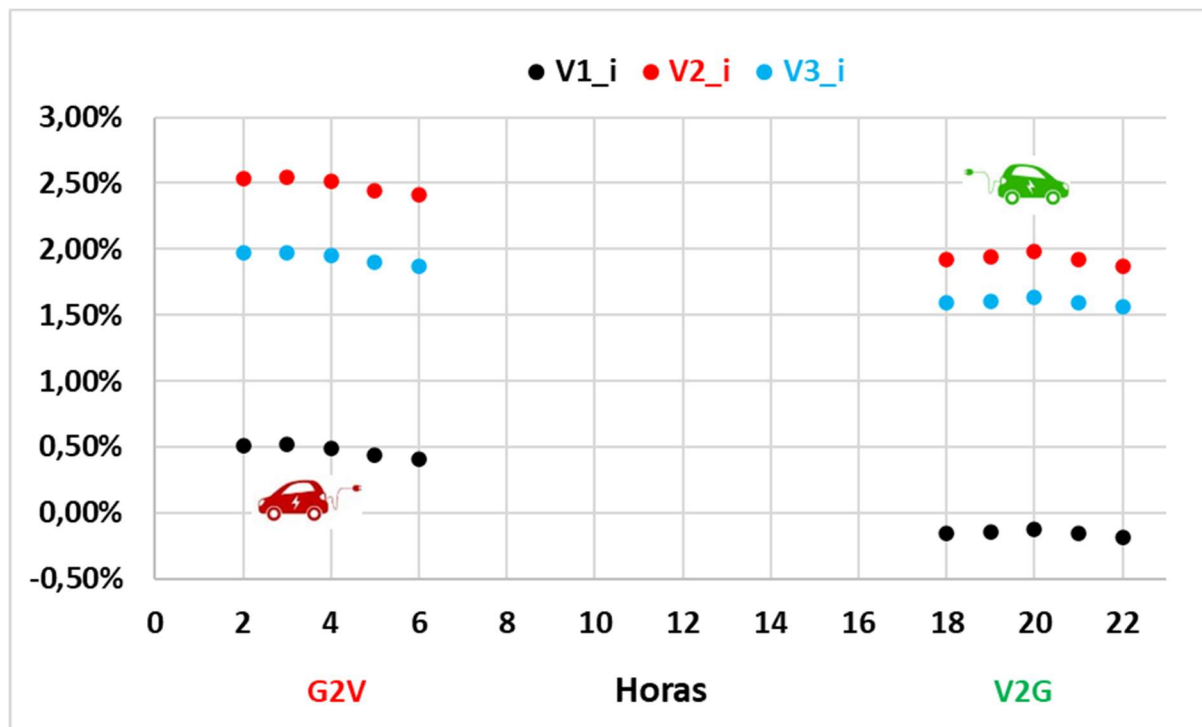


Fonte: autor.

Na Figura 57 é possível visualizar melhoras nas tensões de fase V3 e V2 enquanto que V1 permanece praticamente inalterada.

A Figura 58 apresenta uma síntese dos ganhos percentuais nas tensões de fase com aplicação da topologia anel nos modos de atuação G2V e V2G no cenário ideal.

Figura 58 – Ganhos da topologia anel no cenário ideal na barra 170.



Fonte: autor.

Na Figura 58 a topologia anel em G2V apresenta ganho médio nas tensões V3, V2 e V1 respectivamente de 1,93%, 2,49% e 0,47%. Já em V2G há ganho médio em V3 de 1,93%, V2 de 2,49% e perda média em V1 de 0,47%.

5.1.19 CONCLUSÃO ESTUDO DE CASO I

No caso I as simulações elaboradas proporcionam visibilidade dos impactos no SDEE, avaliado nos pontos de interesse, referente aos diferentes níveis de carregamento presente nas barras, conforme os cenários propostos nos modos G2V ou V2G. Nos gráficos de comparações de cenários é possível contemplar de forma simultânea as flutuações de tensão fora dos limites normativos impostos pelas curvas de carregamento e descarregamento dos VEs.

As simulações apresentam valores de sobretensão em dois pontos distintos ambos na tensão V1 com VEs interagindo no modo V2G nos cenários, crítico das 2 às 6 horas e ideal das 18 às 22 horas. Já em relação às subtensões é possível visualiza-las em dez diferentes pontos com os VEs interagindo no modo G2V nos cenários crítico e ideal, sendo quatro deles na tensão V1, dois na tensão V2 e os outros quatro na tensão V3. No contexto analisado percebe-se que a demanda simultânea de potência imposta pelos VEs é capaz de alterar de forma abrupta as

condições de normalidade do SDEE avaliado, principalmente em relação aos afundamentos de tensão.

Enquanto que as simulações de sequência temporal (QSTS) foram apresentadas nas barras terminais e inicial do SDEE, evidenciando como as tensões de fase em p.u variam no decorrer do dia nos momentos de interação dos VEs com a rede, as simulações estáticas permitem uma visualização ampla das tensões de fase vista em p.u em função das distâncias em todas as barras do SDEE. Esse panorama permitiu um melhor discernimento do comportamento da rede avaliada nos momentos de maior severidade.

Na sequência a configuração radial original do sistema foi alterada com a interconexão entre as barras 170 e 310. Essa estratégia configurou uma parte da rede de distribuição com arranjo topológico no formato em anel. Como observado embora essa técnica tenha apresentado melhora nos níveis de subtensão e sobretensão, os ganhos não ocorreram necessariamente em todas as fases.

As possibilidades de otimização apontam necessariamente para a adoção de tecnologias de monitoramento e controle inteligente proporcionados pelas REIs dado a complexidade e dinamicidade dos sistemas reais, frente a perspectiva de elevada inserção de VEs, entre outros REDs conectados à rede e a necessidade de garantia da qualidade de energia.

5.2 ESTUDO DE CASO II

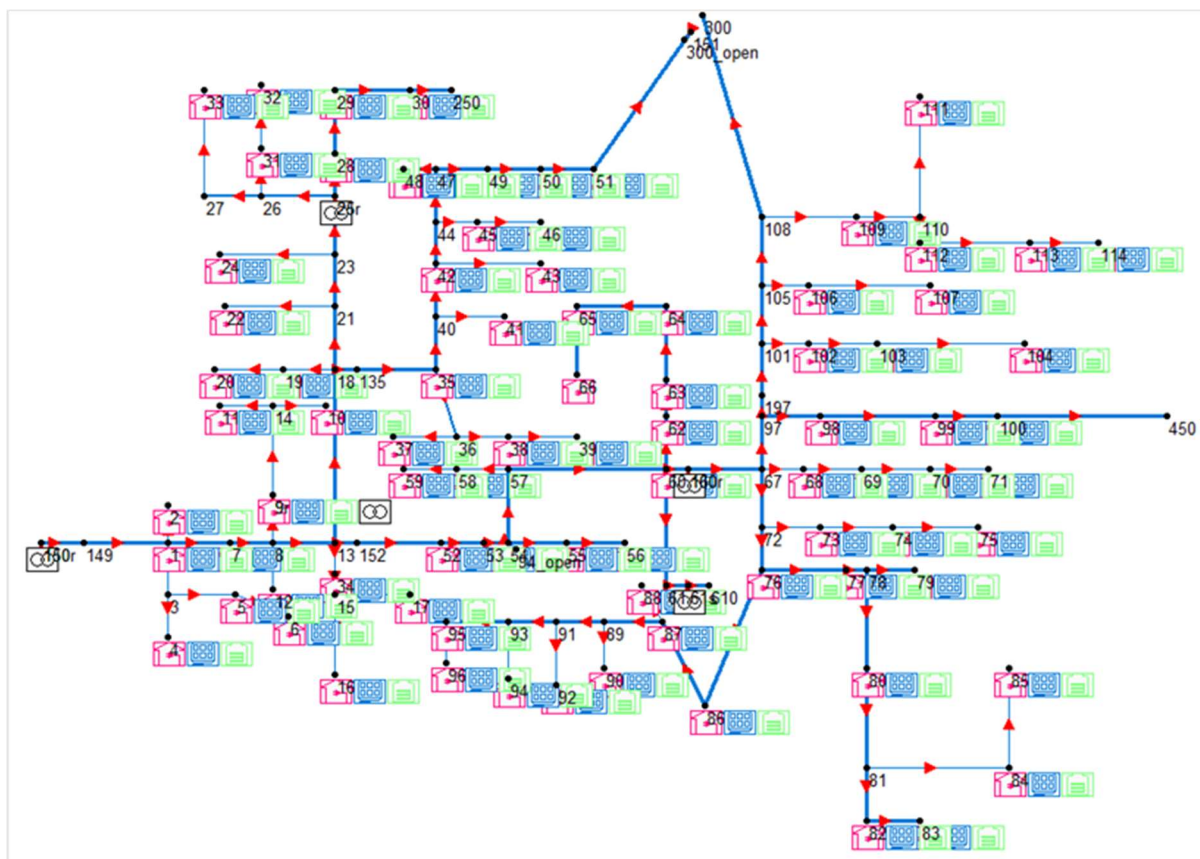
Neste estudo de caso, a análise é expandida para um sistema de média tensão, utilizando o modelo de testes IEEE 123 barras disponibilizado pelo OpenDSS. A principal novidade deste estudo é a inserção dos PVs em conjunto com os VEs, que agora possuem maior capacidade de armazenamento (100 kWh) e taxa de transferência de potência (22 kW) em comparação ao estudo de caso anterior. Além disso, tanto os PVs quanto os VEs são conectados de forma aleatória às diversas barras do sistema, simulando um cenário mais próximo da realidade, onde a localização desses recursos distribuídos pode variar significativamente.

A programação dos elementos de armazenamento foi detalhada no estudo de caso I e, por ser bem semelhante, não será repetida aqui. No entanto, a interação dos VEs com a rede no modo V2G e G2V continua sendo um foco importante, agora com a adição dos PVs, que influenciam diretamente no comportamento do sistema de distribuição. A combinação desses recursos permite avaliar de forma mais abrangente os impactos da integração da geração fotovoltaica e dos veículos elétricos na rede, especialmente no perfil de tensão, na demanda de potência e nas perdas técnicas.

5.2.1 REDE DE DISTRIBUIÇÃO AVALIADA - IEEE 123 BARRAS

Para o desenvolvimento das simulações é utilizado o modelo de testes IEEE 123 barras, disponibilizado pelo próprio OpenDSS, afim de analisar o comportamento do SDEE referente a presença conjunta de VEs e PVs, conforme observa-se no sistema da Figura 59 com os números indicando as barras e os ícones nas cores verde, azul e vermelho representando respectivamente a conexão dos VEs, PVs e as cargas.

Figura 59 – Sistema de testes IEEE 123 barras.



Fonte: autor.

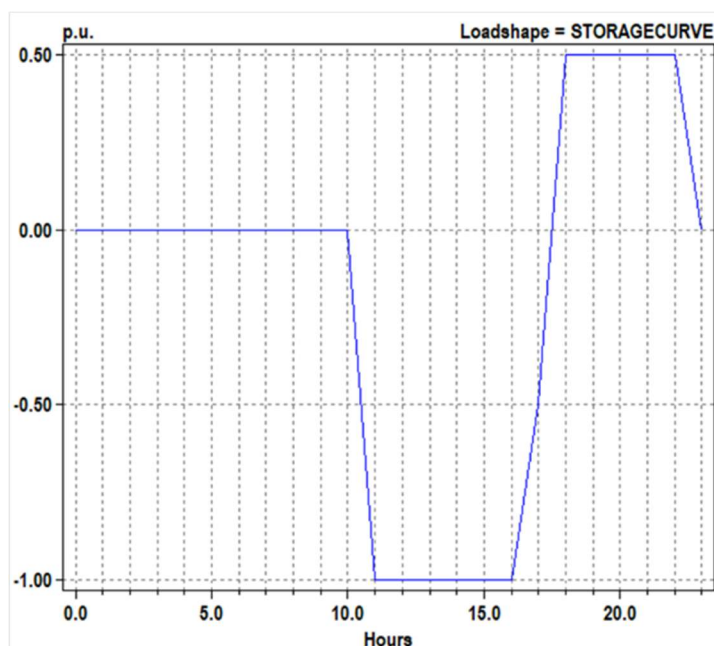
Este modelo de testes é composto por um gerador equivalente de 100MVA, 8 transformadores, 91 cargas conectadas em 2,4 kV fase neutro ou 4,16 kV fase-fase, 133 barras (diferença de 123 barras devido a conexão de dispositivos reguladores de tensão), 126 linhas, 4 capacitores e 7 reguladores de tensão. Também consta a presença de cargas trifásicas. O Sistema é balanceado, porém as cargas estão conectadas de forma desequilibrada com três modelos distintos, impedância constante, corrente constante e o modo padrão com potências ativa e reativa constantes, já a discretização da curva de carga é composta por 24 pontos e segue o modo “daily”. Ademais foram inseridos no sistema nas barras de carga, 91 VEs e 91 PVs.

5.2.2 CURVAS DE CARGA

Os VEs são modelados como baterias com a utilização do elemento “storage” conectados diretamente às barras com capacidade máxima de armazenamento de energia de 100kWh e taxa de carregamento/descarregamento de 22kW. Os VEs foram programados no modo “follow” e seguem a curva vista na Figura 60 interagindo com a rede no processo de armazenamento de energia no período das 11 às 16 horas no modo conhecido como G2V (rede para veículo) com capacidade máxima de carregamento. Já no período do dia entre 17 e 22

horas o VEs alteram o SDEE fornecendo até 50% da energia armazenada em suas baterias para a rede, no modo conhecido como V2G. Ressalta-se que os picos de demanda neste sistema apresentam-se no segundo trecho do dia em torno das 11 às 16 horas e que as conexões dos VEs em fase-neutro, fase-fase ou trifásico segue o padrão das cargas previamente disponibilizados pelo sistema original.

Figura 60 – Curva de carga dos VEs.



Fonte: autor.

Já os PVs são modelados com a utilização do elemento “PVSystem” também conectados diretamente às barras e seguem o mesmo padrão das cargas para conexão fase-neutro, fase-fase ou trifásico com 5kVA de potência configurando uma microgeração distribuída.

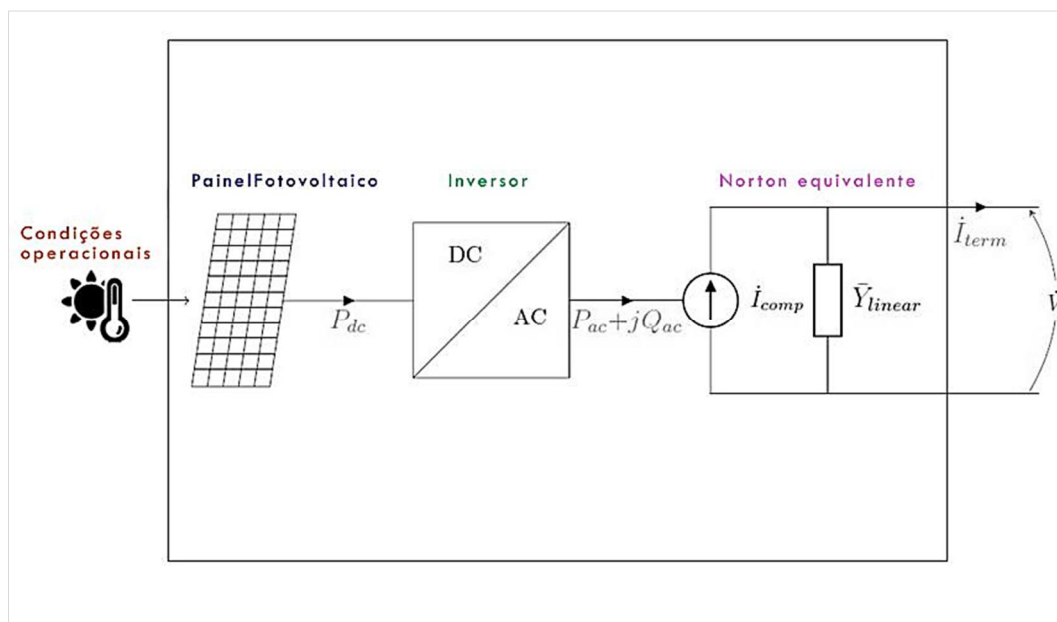
Como forma de mitigar a utilização da curva estática padrão adotada no processo de carregamento/descarregamento dos VEs e acessar minimamente a dinâmica de aleatoriedade no processo de interação destes com o SDEE fora utilizado a ferramenta de programação py-dss-interface. Esta ferramenta viabiliza a interoperabilidade do Python com o OpenDSS em conjunto com um ambiente de desenvolvimento integrado (neste caso a IDE PyCharm) permitindo aos usuários maior flexibilidade e facilidade no desenvolvimento das simulações. Com a utilização da biblioteca “Random” foi possível realizar o sorteio de 50% dos VEs (46 dos 91 VEs programados) permitindo desta forma caracterizar a estas conexões o formato de “pseudoaleatório” presente nos diversos VEs inseridos às diversas barras do sistema de testes. As simulações foram realizadas observando-se o horário das 14 horas e um período total de 5 dias.

Além dos veículos elétricos, a integração dos sistemas fotovoltaicos é um componente essencial neste estudo de caso, impactando significativamente a dinâmica de carregamento e a injeção de energia na rede. A seguir, será detalhada a programação do elemento PVSystem, responsável por simular o comportamento dos geradores fotovoltaicos no OpenDSS, levando em conta variáveis como irradiância, temperatura e eficiência do inversor.

5.2.3 PROGRAMAÇÃO DO ELEMENTO PVSYSTEM

O PVSystem definido como elemento de conversão de potência (Power Convert Element, PCE) pode ser visualizado na Figura 61.

Figura 61 – Composição do elemento do PVSystem.



Fonte: [7]

O diagrama de blocos do elemento PVSystem visto na Figura 61 é composto por uma fonte de corrente (Norton equivalente), inversor (conversor de potência em corrente contínua para corrente alternada) e painel fotovoltaico diretamente influenciado pelos níveis de irradiância e temperaturas locais, entre outros fatores que podem afetar seu rendimento.

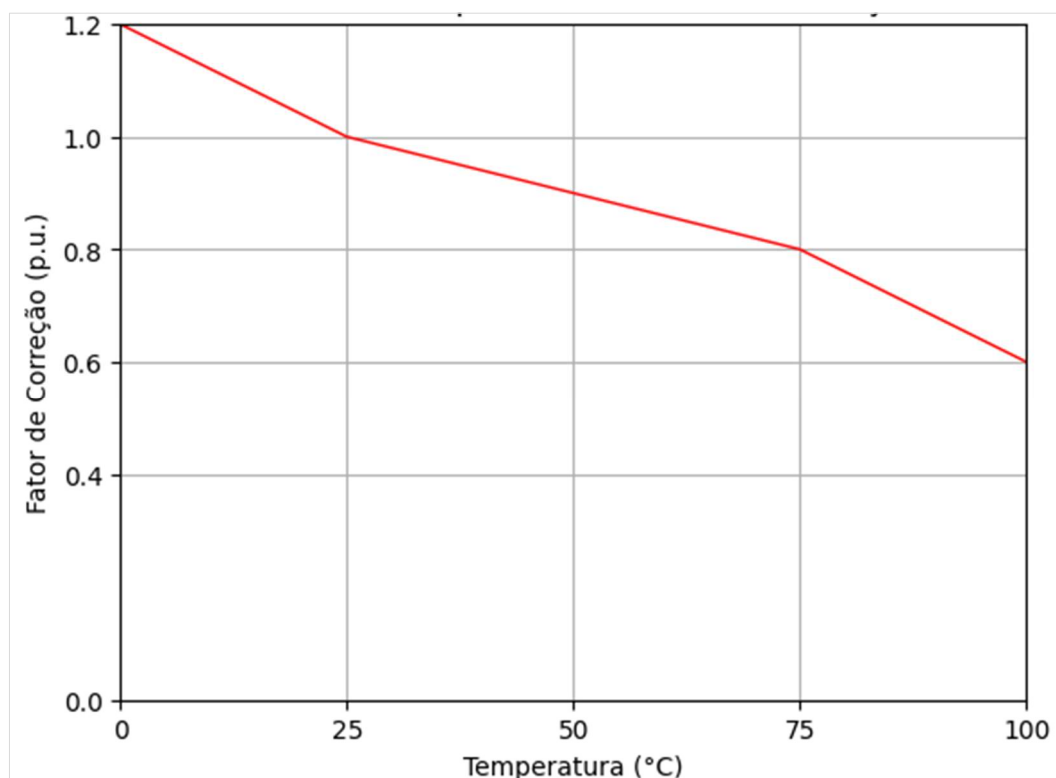
Entre as principais propriedades do painel fotovoltaico, que precisam ser parametrizadas no modelo, destacam-se:

- P_{mpp}: A potência máxima nominal do conjunto PV, em kW, para irradiação de 1 kW/m² a uma dada temperatura definida pelo usuário com a utilização propriedade P-Tcurve.

- P-TCurve: Curva de temperatura do painel em graus Celsius em função do tempo. Fator de correção do conjunto fotovoltaico por unidade de P_{mpp} em função da temperatura do conjunto fotovoltaico. Como pode ser visto na Figura 62, o fator de correção deve ser unitário para a temperatura na qual P_{mpp} é definido, neste caso 25°C . O conjunto fotovoltaico gera sua potência nominal máxima, P_{mpp} , quando opera nesta temperatura de 25°C e com irradiância de 1 kW/m^2 . Curva definida com a utilização do objeto XYCurve, em destaque:

New XYcurve.MyPvsT npts=4 xarray=[0 25 75 100] yarray=[1.2 1 .8 .6]

Figura 62 – Curva Temperatura vs. Fator de correção.



Fonte: autor.

- %cutin: Fornece potência ativa quando potência em corrente contínua, P_{dc} , é maior que um determinado valor de %kva;
- %cutout: Não fornece potência ativa quando P_{dc} é menor que um determinado valor de %kva;

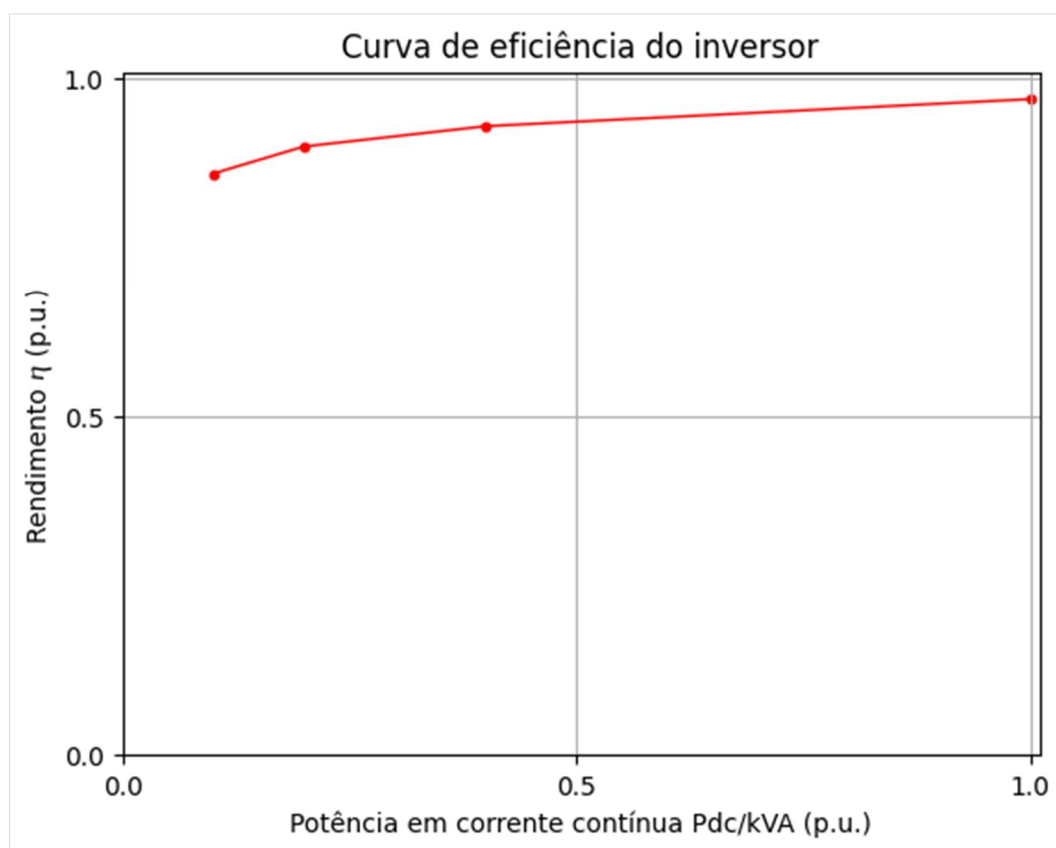
Entre as principais propriedades do inversor, que precisam ser parametrizadas no modelo, destacam-se:

- Kva: Potência aparente nominal do inversor;
- Kv: tensão nominal em corrente alternada do inversor;
- Phases: Quantidade de fases do sistema;

- Bus1: Barramento que deverá ser conectado o elemento PVSystem;
- PF: Fator de potência de operação;
- EffCurve: Curva de eficiência do inversor. Esta curva caracteriza a variação da eficiência do inversor em função da potência de saída em corrente contínua, P_{dc} , do conjunto fotovoltaico proporcionalmente à propriedade kVA do inversor, como pode ser visto na Figura 63. Para definir esta curva no OpenDSS, deve-se usar o objeto XYCurve, em destaque;

```
New XYCurve.MyEff npts=4 xarray=[.1 .2 .4 1] yarray=[0.86 .9 .93 .97]
```

Figura 63 – Curva de eficiência do inversor.



Fonte: autor.

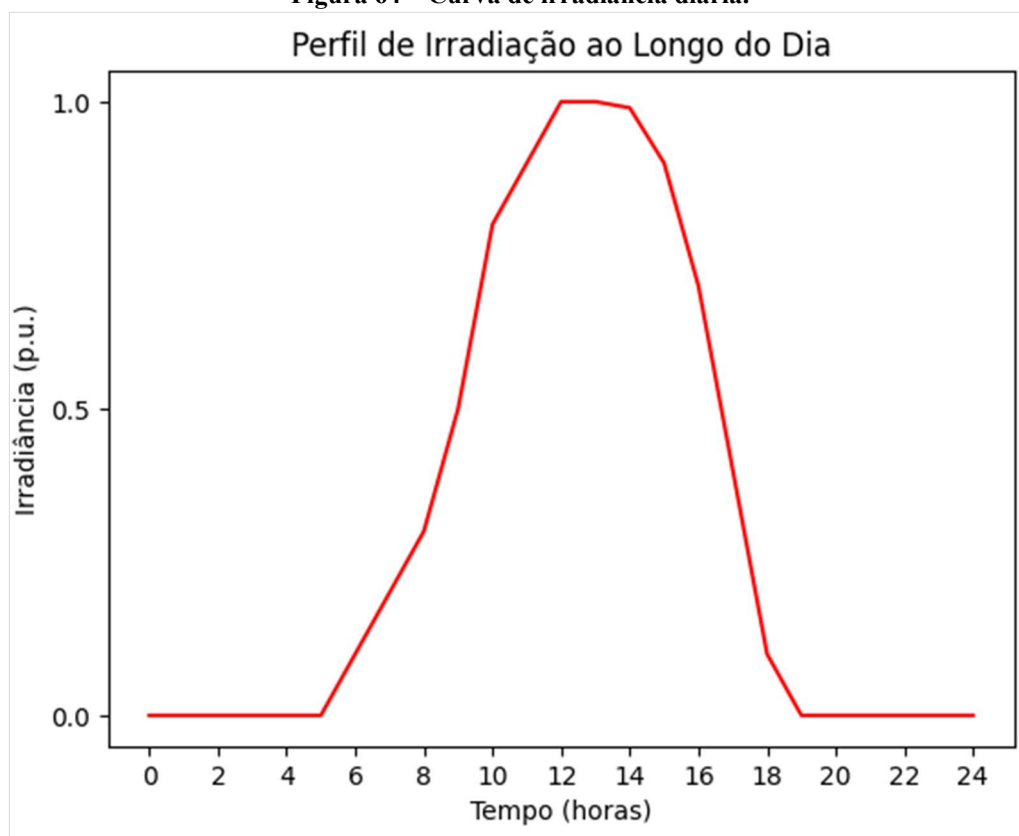
As propriedades operacionais relacionadas a irradiância e a temperatura no painel fotovoltaico são as informações que definem a condição operacional.

- irradiance: Valor base de irradiância em kW/m^2 para simulações QSTS e valor de irradiância atual para simulações estáticas;
- daily: Curva diária de irradiação, visto na Figura 64. Para determinação desta curva é utilizado o objeto LoadShape, conforme observado em destaque;

```
New loadshape.MyIrrad npts=24 interval=1 mult=[0 0 0 0 0 0 .1 .2 .3 .5 .8 .9 1.0
1.0 0.99 0.9 .7 .4 .1 0 0 0 0 0]
```

- temperature: Temperatura presente no conjunto PV. Esta propriedade é usada apenas para simulações estáticas, para simulações QSTS é utilizado o objeto Tshape;

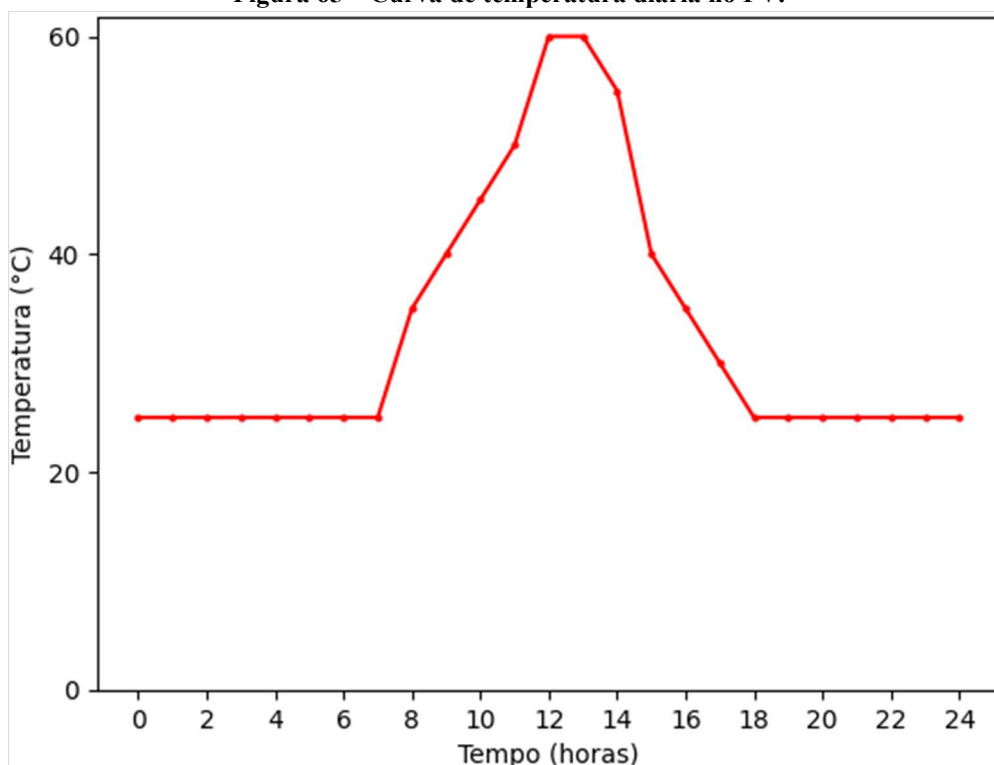
Figura 64 – Curva de irradiância diária.



Fonte: autor.

- tshape: Curva de temperatura em função do tempo, vista na Figura 65.

Figura 65 – Curva de temperatura diária no PV.



Fonte: autor.

Para definição da curva observada na Figura 65 é utilizado o objeto tshape conforme observa-se em destaque.

```
New Tshape.Mytemp npts=24 interval=1 temp=[25 25 25 25 25 25 25 25 35 40 45  
50 60 60 55 40 35 30 25 25 25 25 25 25]
```

Exemplo de programação do elemento PVSystem, nomeado PV170, com conexão fase-fase, tensão de 220 Volts e potência nominal de 5kVA.

```
New PVSystem.PV170 phases=1 bus1=barra170.2.3 kv=0.22 conn=delta kva=5.0  
irrad=0.98 pmpp=5.0 temperature=25 pf=1 %cutin=0.1 %cutout=0.1  
effcurve=MyEff P-tcurve=MyPvsT Daily=MyIrrad Tdaily=MyTemp
```

Após a configuração dos principais parâmetros do elemento PVSystem, é fundamental compreender como a potência gerada pelos sistemas fotovoltaicos é calculada e integrada ao sistema de distribuição. No próximo tópico, será detalhado o processo de determinação da potência fornecida pelo elemento PVSystem, considerando as variações de irradiância, temperatura e eficiência do inversor ao longo do tempo.

5.2.4 POTÊNCIA FORNECIDA PELO ELEMENTO PVSYSTEM

A determinação da potência transmitida ao circuito no tempo t é detalhada nesta seção. Caso o sistema fotovoltaico seja regulado por um elemento de controle 'InvControl', este

procedimento pode ser iterado múltiplas vezes para o mesmo instante de tempo, t , dentro do laço de controle.

- **Etapa 1: Cálculo da potência de saída do conjunto fotovoltaico.** A irradiância incidente em um determinado intervalo de tempo t é transformada em potência contínua de saída do sistema fotovoltaico, $P_{dc}[t]$, conforme a relação estabelecida na Equação 15.

$$P_{dc}[t] = P_{mpp} * irradiance * irradiance[t] * PTCurve(Temperature[t]) \quad (15)$$

- **Etapa 2: Verificação do estado do inversor fotovoltaico.** O estado do inversor em um determinado instante t é determinado pelo seu estado no instante imediatamente anterior, $t - 1$. Quando o estado do inversor é OFF em $t - 1$, significa que a potência em corrente alternada $P_{ac}[t - 1] = 0$. Ele é ligado em t de acordo com a Equação 16.

$$Status[t] = ON, se P_{dc}[t] \geq \frac{\%cutin * kVA}{100} \quad (16)$$

Quando o estado do inversor é ON em $t - 1$, significa que $P_{ac}[t - 1] > 0$. Ele é desligado em t de acordo com a Equação 17.

$$Status[t] = OFF, se P_{dc}[t] < \frac{\%cutout * kVA}{100} \quad (17)$$

- **Etapa 3: Cálculo da potência ativa de saída desejada do inversor.** A Equação 18 determina a potência ativa de saída desejada do inversor. Paralelamente, verifica-se se essa potência respeita os limites impostos pela propriedade $\%P_{mpp}$ do sistema fotovoltaico e por um possível controlador InvControl, que pode limitar a potência a um valor $P_{Limit}[t]$.

$$P_{dc}[t] = \begin{cases} 0, se o estatus do inversor é OFF \\ P_{LimitMin}[t], se P_{dc}[t] * Effcurve \geq P_{LimitMin}[t] \\ Caso contrário, P_{dc}[t] * EffCurve \end{cases} \quad (18)$$

Onde:

$$P_{LimitMin}[t] = \begin{cases} \min \left(\frac{\%P_{mpp} * P_{mpp}}{100} P_{Limit}[t] \text{ de voltwatt_curve} \right) \\ Caso contrário, \frac{\%P_{mpp} * P_{mpp}}{100} \end{cases} \quad (19)$$

- **Etapa 4: Especificação da potência reativa desejada do inversor.** A potência reativa desejada do inversor $Q_{ac}[t]$ é configurada de forma independente da potência ativa e pode ser definida de duas maneiras: como um valor fixo em kvar, utilizando a propriedade kvar, ou em função de um fator de potência constante, por meio da propriedade PFPriority.

No caso de especificação fixa em kvar, o inversor busca manter o valor da potência reativa constante e igual ao definido, independentemente da potência ativa atualmente fornecida. Já na configuração baseada no fator de potência constante, correspondente à função de inversor inteligente denominada "fator de potência constante", o inversor ajusta a potência reativa dinamicamente para garantir o fator de potência nominal. Além disso, o valor desejado para a potência reativa $Q_{ac}[t]$ também pode ser determinado através de certas funções do elemento InvControl.

- **Etapa 5: Verificação dos limites de potência reativa do inversor.** A potência reativa desejada, após a verificação de seus limites, é determinada pelas equações 20 e 21. A equação 20 aplica-se quando o valor desejado de $Q_{ac}[t]$ é positivo, enquanto a equação 21 é utilizada quando $Q_{ac}[t]$ assume um valor negativo.

$$Q''_{ac}[t] = \begin{cases} Q'_{ac}[t], & \text{se } Q'_{ac}[t] < |Q_{Limit}[t]| \\ |Q_{Limit}[t]|, & \text{se } Q'_{ac}[t] \geq |Q_{Limit}[t]| \end{cases} \quad (20)$$

$$Q''_{ac}[t] = \begin{cases} -|Q_{Limitneg}[t]|, & \text{se } Q'_{ac}[t] < |Q_{Limitneg}[t]| \\ Q'_{ac}[t], & \text{se } -|Q_{Limitneg}[t]| \leq Q'_{ac}[t] \end{cases} \quad (21)$$

As Equação 22 e 23 apresentam os limites da potência reativa fornecida e absorvida, respectivamente, em função da potência ativa entregue à rede.

$$|Q_{Limit}[t]| = \begin{cases} 0, & \text{se } P_{ac}[t] < P_{Min} \\ \frac{kvarMax}{P_{Max}} * P_{ac}[t], & \text{se } P_{Min} \leq P_{ac}[t] < P_{Max} \\ kvarMax, & \text{se } P_{ac}[t] \geq P_{Max} \end{cases} \quad (22)$$

$$|Q_{Limitneg}[t]| = \begin{cases} 0, & \text{se } P_{ac}[t] < P_{Min} \\ \frac{kvarMaxAbs}{P_{Max}} * P_{ac}[t], & \text{se } P_{Min} \leq P_{ac}[t] \leq P_{max} \\ kvarMaxAbs, & \text{se } P_{ac}[t] \geq P_{Max} \end{cases} \quad (23)$$

Onde:

$$P_{Min} = \frac{\%P_{Min}NoVars * Pmpps}{100}$$

$$P_{Max} = \frac{\%P_{Min}Max * Pmpps}{100}$$

Se o status do inversor for OFF, $Q''_{ac}[t]$ só poderá ser diferente de zero quando a propriedade VarFollowInverter estiver definida como NO ou False.

- **Etapa 6: Verificando a capacidade do inversor.** A capacidade máxima do inversor é determinada por sua classificação em kVA. As potências ativas e reativas fornecidas à rede são calculadas conforme as Equações 24 e 25, desde que a capacidade do inversor não seja ultrapassada.

$$P_{ac}[t] = P'_{ac}[t] \quad (24)$$

$$Q_{ac}[t] = Q''_{ac}[t] \quad (25)$$

Caso sua capacidade seja excedida, o inversor fotovoltaico restringe sua saída ao valor máximo definido pela sua classificação em kVA, representada pela propriedade kVA. Consequentemente, $P'_{ac}[t]$ e/ou $Q''_{ac}[t]$ precisam ser ajustados para atender a uma das três prioridades a seguir:

1. **Prioridade do fator de potência:** As equações 26 e 27 definem os valores de potência ativa e reativa fornecidos à rede quando a capacidade do inversor é excedida, seguindo a prioridade definida pelo fator de potência.

$$P_{ac}[t] = kVA * |PF| \quad (26)$$

$$Q_{ac}[t] = kVA * \sqrt{1 - PF^2} * \pm(PF) \quad (27)$$

2. **Prioridade de potência ativa:** A Equação 28 define o valor ajustado da potência reativa fornecida ao circuito quando a capacidade do inversor é ultrapassada, priorizando a potência ativa. Caso a potência ativa exceda ou seja igual à capacidade do inversor, a potência ativa entregue à rede é limitada à classificação em kVA, eliminando a possibilidade de fornecer potência reativa, conforme descrito na Equação 29.

$$Q_{ac}[t] = \sqrt{kVA^2 - P_{ac}[t]^2} \quad (28)$$

$$P_{ac}[t] = \begin{cases} kVA, & \text{se } P'_{ac}[t] \geq kVA \\ \text{caso contrário, } P'_{ac}[t] \end{cases} \quad (29)$$

3. **Prioridade de potência reativa:** A Equação 30 determina o novo valor reduzido da potência ativa entregue ao circuito quando a capacidade do inversor é superada, com prioridade para a potência reativa. Caso a potência reativa seja maior ou igual à capacidade do inversor, o valor da potência reativa será restringido à capacidade do inversor, conforme especificado na Equação 31. No

entanto, isso só ocorre se o inversor for capaz de fornecer ou absorver potência reativa sem gerar potência ativa, ou seja, quando a propriedade VarFollowInverter estiver configurada como NO ou False.

$$P_{ac}[t] = \sqrt{kVA^2 - Q_{ac}[t]^2} \quad (30)$$

$$Q_{ac}[t] = \begin{cases} kVA * \pm(Q''_{ac}[t]), & \text{se } |Q''_{ac}[t]| \geq kVA \\ \text{caso contrário, } Q''_{ac}[t] \end{cases} \quad (31)$$

A Equação 32 apresenta a expressão matemática para a potência aparente fornecida pelo sistema fotovoltaico durante um período de tempo t.

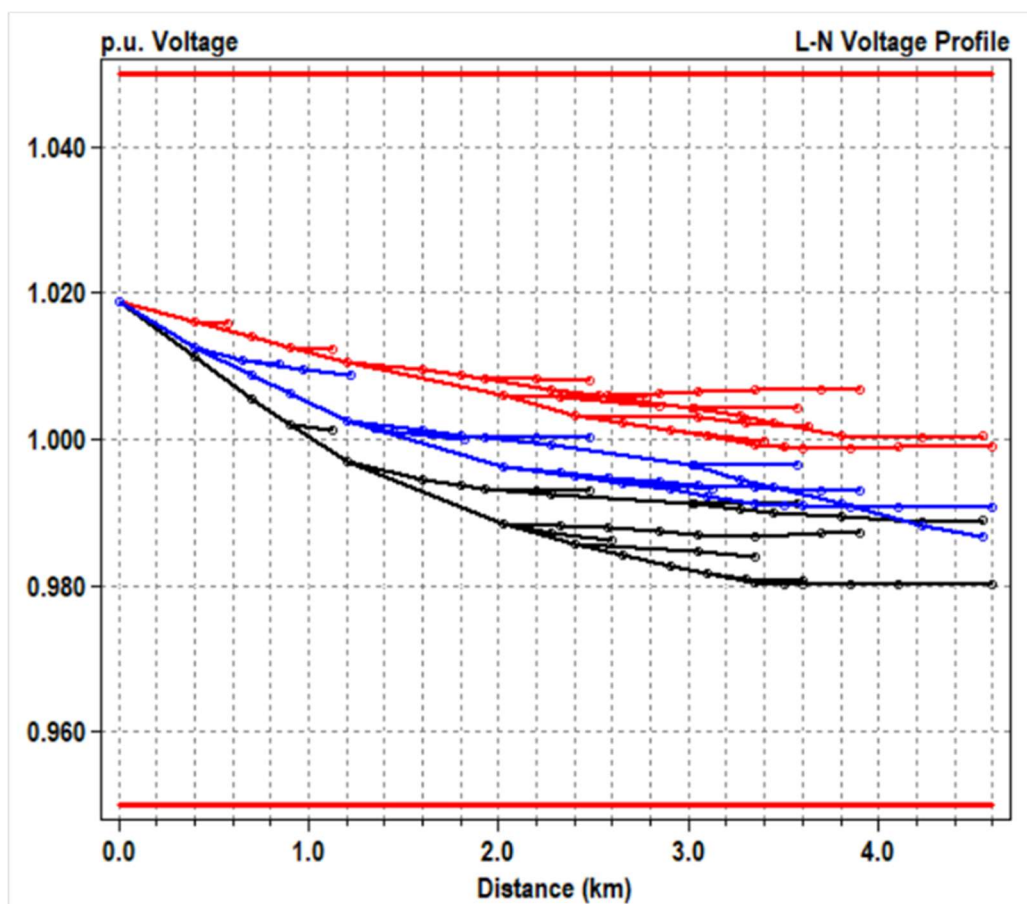
$$\bar{S}[t] = P_{ac}[t] + jQ_{ac}[t] \quad (32)$$

Com o cálculo da potência fornecida pelo elemento PVSystem detalhado, é possível analisar como a integração dos PVs e VEs impacta o comportamento do sistema de distribuição. A seguir, serão apresentados os resultados obtidos a partir das simulações, destacando os efeitos na tensão, demanda de potência e perdas técnicas ao longo do sistema IEEE 123 barras.

5.2.5 RESULTADOS

A fim de analisar o comportamento do SDEE sem e com a presença conjunta dos VEs e PVs foi realizado plotagem dos perfis de tensão ao longo de todo o sistema de distribuição. Conforme observa-se na Figura 66 o sistema sem a presença dos VEs e PVs onde consta os três perfis de tensão fase-neutro, sendo V1, V2 e V3 respectivamente nas cores preto, vermelho e azul.

Figura 66 – Tensões de fase nas barras, VEs e PVs ausentes.

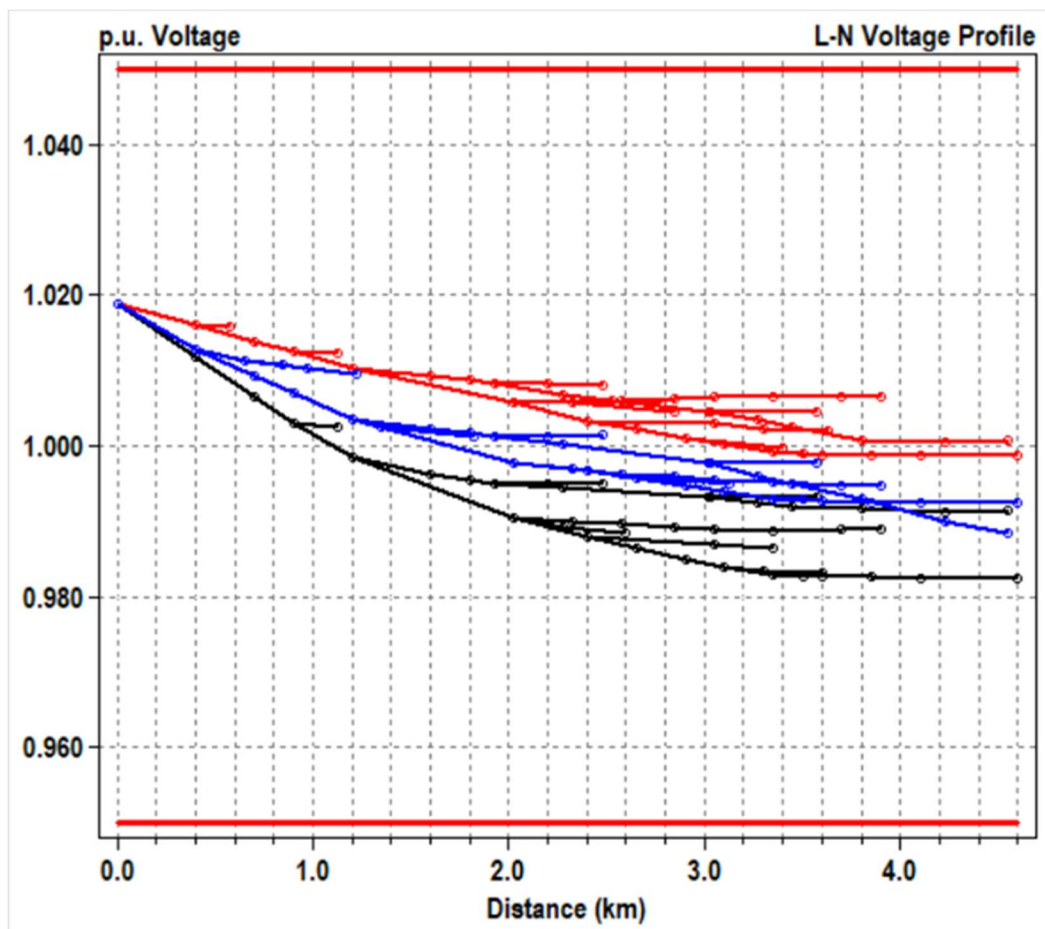


Fonte: Autor.

Nota-se no eixo horizontal a escala de distância mostrando que este sistema possui distância máxima de 6270 metros desde a origem até a barra mais distantes. Já no eixo vertical visualiza-se a escala de tensão em p.u evidenciando que o sistema opera dentro dos limites normativos, observado na Figura 66 delimitado entre duas linhas contínuas, na cor vermelho em 1,05 no range superior e 0,95 na parte inferior. Observa-se ainda o valor máximo de tensão de 1,018 p.u na origem e mínimo de 0,980 p.u na tensão V1(cor preta) e barra terminal número 151 mais distante do alimentador que se encontra na origem.

Na Figura 63 é possível visualizar as tensões de fase no SDEE com a presença do PVs e a conexão de 50% dos VEs aleatoriamente às barras. De maneira geral observa-se uma pequena elevação de tensão quando comparado com a Figura 67, porém ainda dentro dos limites de normalidade.

Figura 67 – Tensões de fase nas barras com PVs e 50 % de VEs aleatórios.



Fonte: Autor.

Ainda na Figura 67 nota-se que o valor máximo de tensão permaneceu inalterado enquanto que o valor mínimo registrado de 0,982 p.u na tensão V1 (cor preta) da barra terminal 151. Já na Figura 68 é possível visualizar um comparativo das tensões máximas e mínimas e também potência ativa e perdas.

Figura 68 – Comparativo de tensões, potência e perdas.

Grandezas	VEs + PVs ausentes	PVs	VEs	VEs + PVs	aleatório 50% VEs + PV
V_Min_(pu)	0,98005	0,98254	0,97994	0,98243	0,98249
V_Max_(pu)	1,0187	1,0187	1,0187	1,0187	1,0187
P_Total_(MW)	1,94444	1,71192	1,95513	1,72258	1,71615
P_Losses_(MW)	0,0292365	0,0244977	0,0294653	0,0246985	0,0245846

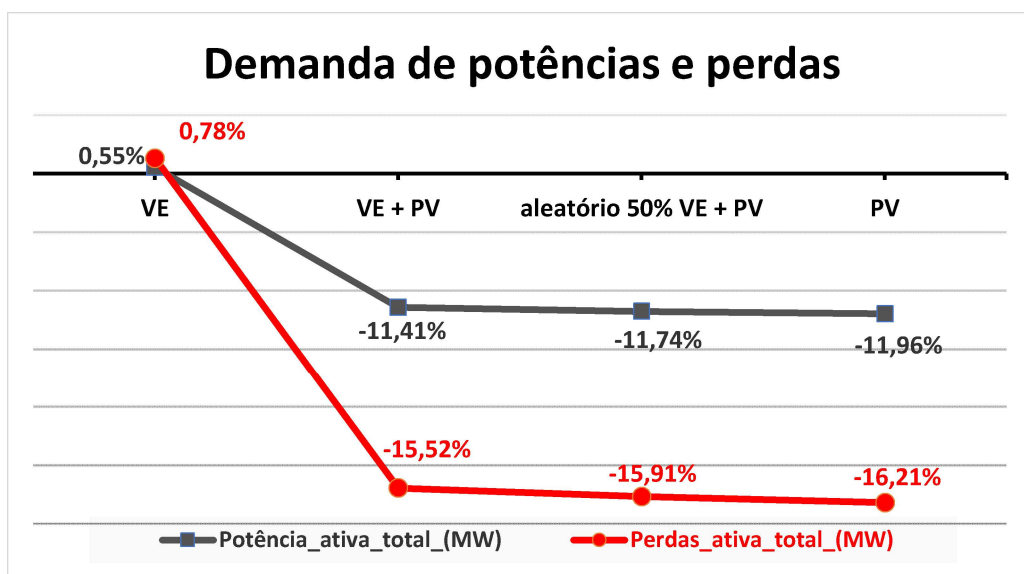
Fonte: Autor.

Na Figura 68 nota-se variações irrelevantes nos valores de tensão mínima enquanto que as tensões máximas nos cinco casos observados permanecem inalteradas. Já os valores anotados em relação a potência ativa total demanda pelo sistema apresenta variações

significativas, registrando valor mínimo de 1,711MW na presença dos PVs e valor máximo de 1,955MW com a inserção dos VEs. Já os “VEs + PVs” em conjunto reduziram a demanda de 1,944MW para 1,722MW e quando os 50% dos VEs são inseridos nas diversas barras do sistema de forma aleatória a potência demanda foi de 1,716 MW.

Na Figura 69 é possível verificar a variação da solicitação de demanda de potência e perdas em termos percentuais, tomando como base o sistema com VEs e PVs ausentes.

Figura 69 – Demanda de potências e perdas.



Fonte: Autor.

Como observa-se na Figura 69 o sistema com a presença somente dos VEs aumenta a solicitação de potência e perdas em 0,55% e 0,78% respectivamente. Já a inserção conjunta de “VEs + PVs” apresenta redução da demanda de potência ativa e perdas técnicas em -11,41% e -15,52%. No cenário em que 50% dos VEs são alocados de forma randômica às diversas barras do SDEE percebe-se um decréscimo ainda maior da solicitação de potência e perdas com valores de -11,74% e -15,91%. E por último a conexão dos PVs e ausência dos VEs contribui para os melhores valores de redução de potência e perdas com -11,96% e -16,21%.

5.2.6 CONCLUSÃO ESTUDO DE CASO II

No caso II Conforme menciona [35] na macrotemática de mobilidade elétrica, pelo lado da distribuição, VEs se comportam como uma nova carga de perfil bastante específico. Em termos de consumo de energia, um VE corresponde a uma unidade consumidora (UC) de consumo médio próximo a 240 kWh. Há diferenças, contudo, no padrão da curva de carga representativa do carregamento das baterias, uma vez que a operação de recarga pode durar de

30 minutos a várias horas, dependendo da potência do carregador, da capacidade da bateria e do ambiente em que é realizada.

Espera-se que no horizonte da próxima década a massificação dos VEs em conjunto com o desenvolvimento das redes elétricas inteligente possam tornar o conceito V2G realidade cotidiana no Brasil auxiliando positivamente os SDEE e oferecendo contrapartida propositiva aos usuários, firmando uma relação simbiótica entre os diversos atores envolvidos na cadeia de produção e consumo de energia.

Em relação a geração de energia distribuída proporcionada pelos PVs percebe-se uma realidade consolidada no Brasil e com perspectivas de continua e elevada expansão desses sistemas interligados com a rede elétrica. Nesse cenário, os sistemas de armazenamento de energia por baterias (VEs, BESS) desempenham um papel crucial, pois permitem mitigar parte da intermitência inerente à geração fotovoltaica, promovendo maior estabilidade e confiabilidade aos SDEE.

Esses sistemas possibilitam o armazenamento do excedente de energia gerado durante períodos de alta produção e baixa demanda para posterior utilização em horários de maior demanda ou baixa geração. Além disso, podem contribuir para a regulação de frequência, o controle de tensão e o suporte à estabilidade dinâmica dos sistemas elétricos. Dessa forma, tornam-se elementos estratégicos na integração da geração distribuída com a rede elétrica, maximizando os benefícios e minimizando os desafios associados à expansão da energia fotovoltaica.

Em relação aos resultados obtidos pelas simulações é possível concluir que as pequenas flutuações de tensão são justificadas em parte devido a imposição de correntes relativamente pequenas proporcionadas pelos VEs seja no modo de atuação G2V ou V2G. Quando observado a taxa máxima de transferência de potência dos VEs de 22kW para os níveis de média tensão, 4,16kV fase-fase ou 2,4kV fase-neutro as correntes máximas drenadas ou injetadas no SDEE são respectivamente 5,28A e 9,16A.

Os resultados demonstram que este sistema tem capacidade de suportar a imposição de correntes mais elevadas configurando um carregamento considerado ultrarrápido, sem maiores prejuízos em relação a afundamentos de tensão por exemplo. Seguindo a mesma linha de raciocínio observa-se que este sistema comportaria sem maiores complicações níveis de geração do porte de minigeração ao invés da microgeração configurada nestas simulações.

Já a redução de demanda de potência e perda técnica observada com a presença dos “VEs + PVs” se deve ao consumo de potência das cargas e VEs no modo G2V, supridos localmente, em parte pela geração dos PVs, que elimina uma fração considerável da

necessidade de utilização da rede durante o trecho intermediário do dia que neste caso também coincide com o pico de demanda do sistema, atenuando-o.

O modo de atuação V2G contribui positivamente com o sistema injetando energia armazenada presente na bateria dos VEs para a rede, também diminuindo a necessidade de utilização desta no suprimento das demandas nesse período do dia. Já quando apenas 46 dos 91 VEs estão presentes nas barras de forma aleatória os ganhos não são expressivos. Pois, embora metade dos VEs estejam ausentes e deixam de demandar energia no modo G2V também deixam de supri-la para a rede no modo V2G. Junta-se também o fato desses sistemas estarem conectados em diferentes níveis de tensão fase-fase, fase-neutro ou mesmo trifásico em maior ou menor escala que contribui para justificativa de melhoria em proporção reduzida.

Nota-se também que a estratégia de inserção somente dos VEs é a única configuração que demandou maior potência em relação ao caso base e aumentou as perdas técnicas, mostrando-se ser a menos vantajosa, enquanto que o sistema somente com os PVs demonstra os melhores resultados de redução de perdas e demanda de potência do alimentador central.

6 CONSIDERAÇÕES FINAIS

A ascensão da China como líder global em produção de veículos elétricos está redefinindo as regras do jogo na indústria automotiva. A agressividade das empresas chinesas, aliada a políticas governamentais de incentivo à eletrificação, transformou a China em um dos principais centros de inovação do setor. A dominância chinesa representa um desafio sem precedentes para as montadoras tradicionais, que precisam encontrar novas formas de competir em um mercado cada vez mais competitivo e globalizado.

Tal como a Volkswagen, uma das maiores fabricantes de automóveis do mundo, é uma constatação clara dessa realidade. A empresa alemã, assim como outras gigantes do setor, tem anunciado planos de demissões em massa, fechamento de fábricas e redução de custos. A necessidade de investir pesadamente em novas tecnologias para a produção de veículos elétricos, aliada à queda na demanda por modelos a combustão, alta expressiva em custos de energia, tem colocado uma enorme pressão sobre as finanças da empresa [36].

Outros grandes players do mercado automotivo, como Ford, Mercedes, General Motors e Stellantis, também estão enfrentando desafios semelhantes. A Ford, por exemplo, tem anunciado planos de reestruturação e demissões em diversas regiões do mundo, buscando reduzir custos e acelerar a transição para veículos elétricos. A General Motors, por sua vez, tem investido pesadamente em novas tecnologias, mas ainda enfrenta desafios relacionados à reestruturação de suas operações [37].

Os resultados obtidos indicaram que os VEs nos modos de atuação G2V e V2G, podem tornar a curva de carga dos SDEE mais “flat” atenuando picos e vales característicos, desde que integrados de forma planejada e coordenada à rede elétrica. A combinação de VEs com PVs mostrou-se particularmente vantajosa, ao permitir que a energia gerada durante o dia seja utilizada localmente ou armazenada para suprir demandas futuras, diminuindo a necessidade de utilização da rede, reduzindo perdas técnicas, promovendo maior confiabilidade no SDEE.

Nesse contexto as redes elétricas inteligentes revelam-se fundamentais para maximizar os benefícios desses sistemas na medida em que possibilitam um monitoramento e controle mais preciso das operações da rede, facilitando a gestão de recursos como o armazenamento distribuído, a geração intermitente e a resposta às flutuações de carga. Essa VPP planta de energia virtual, cria um ambiente interoperável para diferentes tecnologias e agentes, reduzindo custos operacionais e aumentando a eficiência da rede.

Por fim, conclui-se que os REDs aqui configurados em VEs e PVs em conjunto com as REIs representam um caminho promissor para os desafios do setor elétrico. Este trabalho

reforça a importância de estudos futuros que considerem a implementação das REIs como elemento essencial para a modernização das redes de distribuição e o avanço tecnológico do setor.

6.1 TRABALHOS DESENVOLVIDOS

Os estudos de caso I e II deste trabalho foram desenvolvidos a partir de dois projetos de iniciação científica. Os resultados obtidos nesses projetos foram apresentados no Seminário Local de Iniciação Científica e Tecnológica do IFG nos ciclos 2021-2022 e 2022-2023.

Como um dos principais resultados da primeira iniciação científica, foi elaborado o artigo intitulado "Impactos de veículos elétricos em redes de distribuição de energia elétrica considerando V2G e G2V", que foi submetido e aceito em três congressos acadêmicos:

- 1 *20th International Conference on Renewable Energies and Power Quality (ICREPQ'2022)*

Título: *Impacts of Electric Vehicles on Power Distribution Networks Considering V2G and G2V.*

Referência do artigo: 356-22-Silva.

- 2 XVI Simpósio Brasileiro de Automação Inteligente e X Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos (SBAI-SBSE-2023)

Submissão: 8737

- 3 Congresso Brasileiro de Automática (CBA 2022)

Submissão: 7141

Além disso, como parte da divulgação científica do projeto, foi publicado um vídeo na plataforma YouTube intitulado: *EVs_Effects*, disponível no link: <https://www.youtube.com/watch?v=8PDLBdCPS04>.



6.2 TRABALHOS FUTUROS

A crescente integração de VEs e PVs nos sistemas de distribuição de energia elétrica traz consigo desafios e oportunidades que merecem ser investigados em estudos futuros. Com base nos resultados alcançados neste trabalho, é possível identificar áreas de pesquisa promissoras que podem impulsionar a evolução do setor energético, promovendo maior eficiência e sustentabilidade. Entre essas direções, destacam-se:

- Investigar a aplicação do método de Monte Carlo para aprimorar a modelagem da incerteza na demanda e geração de energia em sistemas de distribuição. Esse método pode ser utilizado para gerar curvas de carga mais realistas, definir conexões aleatórias de VEs e representar a variabilidade da geração fotovoltaica. A adoção dessa abordagem permitirá reduzir a dependência de cenários estáticos e proporcionar uma representação mais fidedigna da dinâmica real de operação dos REDs nos SDEE.
- Investigar a influência da topologia da rede na integração de VEs e PVs, avaliando como diferentes configurações afetam a estabilidade do sistema, os níveis de tensão e as perdas elétricas.
- Desenvolvimento de algoritmos de controle adaptativo, capazes de permitir que a rede elétrica se ajuste automaticamente às mudanças nas condições operacionais. Esses algoritmos poderiam responder dinamicamente a variações na carga, geração distribuída e eventos inesperados, otimizando o uso dos recursos energéticos distribuídos (REDs) e minimizando impactos adversos na qualidade da energia elétrica, contribuindo para uma operação mais eficiente e resiliente da rede.
- Analisar os aspectos econômicos e regulatórios da integração entre geração distribuída e mobilidade elétrica, com foco na proposição de modelos de tarifação que incentivem uma expansão segura, sustentável e acessível para a sociedade.

REFERÊNCIAS

- [1] De Souza, Antonio C. Zamboni; Bonatto, Benedito D.; Ribeiro, Paulo Fernando. **Integração de renováveis e redes elétricas inteligentes**. Editora Interciência, Rio de Janeiro, 2020. 244 p.
- [2] GOUVÊA, Adriana Ribeiro. **Uma Visão Estratégica do Setor de Distribuição de Energia Elétrica Frente aos Desafios da Expansão de Recursos Energéticos Distribuídos no Brasil**. 2019. 108 f, Dissertação de Mestrado Apresentada ao Programa de Pós Graduação em Planejamento Energético, COPPE — Universidade Federal do Rio de Janeiro.
- [3] IEA – INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. **Smart Grids**, IEA, Paris-2021. Disponível em: <https://www.iea.org/reports/smart-grids>. Acesso em: 25 de junho de 2022.
- [4] LAMIN, Hugo. **Análise de impacto regulatório da implantação de redes inteligentes no Brasil**. 2013. xxii, 300 f, il. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) —Universidade de Brasília, Brasília, 2013.
- [5] MICROGRIDS. **Microgrids**. Disponível em: www.microgrids.eu. Acesso em: 02 de junho de 2021.
- [6] EPE – EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Recursos energéticos distribuídos: Nota técnica EPE-DEA-NT-016/2018-r0**: 11 de julho de 2018.
- [7] EPRI. **OpenDSS**. Disponível em: <https://www.epri.com/pages/sa/opensdss>. Acesso em: 10 junho de 2021.
- [8] ODS BRASIL. **Indicadores Brasileiros para os Objetivos de Desenvolvimento Sustentável**. Disponível em: <https://odsbrasil.gov.br/> . Acesso em: 02 junho de 2021.
- [9] GE, Mengpin and FRIEDRICH, Johannes. **4 Charts Explain Greenhouse Gas Emissions by Countries and Sectors**. World Resources Institute, 2020.
- [10] MORENO, Thiago. **Adeus, gasolina: estas marcas vão parar de investir nos motores a combustão**. Disponível em: <https://www.cnnbrasil.com.br/auto/adeus-gasolina-estas-marcas-voao-parar-de-investir-nos-motores-a-combustao/>. CNN Brasil Business, 2021.
- [11] MIRAGAYA, Fernando. **Adeus, gasolina! 10 montadoras que têm data para o fim do motor a combustão**. Disponível em: <https://autopapo.com.br/noticia/10-montadoras-anuncio-carro-eletricos/>. AutoPapo, 2021.
- [12] MARINHO, Flávia. **Volkswagen anuncia encerramento da produção de motores a combustão a gasolina e a diesel**. Disponível em: <https://clickpetroleoegas.com.br/chefao-da-volkswagen-anuncia-encerramento-da-producao-de-motores-a-combustao-a-gasolina-e-a-diesel/>. Click Petróleo e Gás – CPG, Indústria e Construção Civil, 2021.
- [13] IEA – INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. **Global electric car sales set for further strong growth after 40% rise in 2020**. Disponível em: <https://www.iea.org/news/global-electric-car-sales-set-for-further-strong-growth-after-40-rise-in-2020>. Acesso em: 02 de junho de 2021.

- [14] GUILLE, Christophe and GROSS, George. **A conceptual framework for the vehicle-to-grid (V2G) implementation**. Econpapers: economics at your fingertips, v. 37, issue 11, 2009. p. 4379-4390.
- [15] BNDES – BANCO NACIONAL DE DESENVOLVIMENTO ECONÔMICO E SOCIAL. **Veículos elétricos: história e perspectivas no Brasil. Biblioteca digital do BNDES**. Disponível em: <http://web.bndes.gov.br/bib/jspui/handle/1408/1489>. Acesso em: 27 de outubro de 2024.
- [16] PreWarCar.com. **The daily magazine & marketplace dedicated to the pre-1945 cars and bikes**. Disponível em: <https://www.prewarcar.com/edison-s-electric-cars>. Acesso em: 27 de outubro de 2024.
- [17] FGV Energia. **Cadernos FGV Energia: Carros elétricos**. n. 7. Ano 4. Rio de Janeiro, 2017. ISSN 2358-5277. 112 p.
- [18] MCKERRACHER, Colin; WAGNER, Siobhan. **Pelo menos dois terços das vendas globais de carros serão elétricos até 2040**. Bloomberg, 2021. Disponível em: <https://www.bloomberg.com/news/articles/2021-08-09/at-least-two-thirds-of-global-car-sales-will-be-electric-by-2040>. Acesso em: 20 de junho de 2022.
- [19] CASTILHOS, Natalia. **Mercado de veículos elétricos começa a crescer na América Latina**. Bloomberg, 2021. Disponível em: <https://www.bloomberg.com.br/blog/mercado-de-veiculos-eletricos-comeca-a-crescer-na-america-latina/>. Acesso em: 20 de junho de 2022.
- [20] MEDEIROS, Valdemar. **Hyundai encerra oficialmente a produção de motores a gasolina e diesel para focar em carros elétricos**. Click Petróleo e Gás – CPG, Automotivo, Veículos elétricos, 2021. Disponível em: <https://clickpetroleoegas.com.br/hyundai-encerra-oficialmente-a-producao-de-motores-a-gasolina-e-diesel-para-focar-em-carros-eletricos/>. Acesso em: 20 de junho de 2022.
- [21] CESAR, Julio. **GM anuncia kit para eletrificar tudo: de carros antigos a barcos**. INSIDEEVs, Notícias, 2021. Disponível em: <https://insideevs.uol.com.br/news/557191/gm-kit-conversao-carros-eletricos/>. Acesso em: 21 de junho de 2022.
- [22] MIT TECHNOLOGY REVIEW. **Como a China passou a dominar o mundo dos carros elétricos**. Disponível em: <https://mittechreview.com.br/como-a-china-passou-a-dominar-o-mundo-dos-carros-eletricos/>. Acesso em: 08 de outubro de 2024.
- [23] IEA – INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. **Global EV outlook 2016**. Technology report. Disponível em: <https://www.iea.org/reports/global-ev-outlook-2016>. Acesso em: 03 junho 2021.
- [24] IPEA – INSTITUTO DE PESQUISA ECONÔMICA APLICADA. **Veículos elétricos: como a China está se preparando para se tornar a maior potência mundial do segmento**. Disponível em: <https://repositorio.ipea.gov.br/handle/11058/12293>. Acesso em: 08 de outubro de 2024.
- [25] IEA – INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. **Global EV outlook 2024**. Technology report. Disponível em: <https://www.iea.org/reports/global-ev-outlook-2024/outlook-for-electric-vehicle-charging-infrastructure>. Acesso em: 10 de outubro de 2024.

- [26] VAZ, Gustavo Pereira Granjo. **Análise dos Sistemas V2G e G2V no Contexto da Integração de Geração Renovável**. 2019. 112 f, Dissertação de Mestrado em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores — Faculdade de Ciências e Tecnologias da Universidade de Coimbra.
- [27] Silva, Jardel Eugenio da. **Veículos Elétricos e a Geração Distribuída a Partir de Sistemas Fotovoltaicos**. 2019. 115 f, Dissertação de Mestrado em Automação e Sistemas de Energia — Universidade Tecnológica Federal do Paraná. Curitiba 2019.
- [28] O SETOR ELÉTRICO. **Revista Edição 196. 2023**. Disponível em: <https://www.osetoreletrico.com.br/revista/revista-edicao-196/> . Acesso em: 04 de novembro de 2024.
- [29] IEA – INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. **Renewable Energy Market Update - May 2022**. Disponível em: <https://www.iea.org/reports/renewable-energy-market-update-may-2022/renewable-electricity>. Acesso em: 24 de junho de 2022.
- [30] EPE – EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Anuário Estatístico de Energia Elétrica 2021 ano base 2020**. Brasília, Distrito Federal, 2021. 255p.
- [31] Ziles, Roberto. **Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede Elétrica**. São Paulo, Oficina de Textos 2012.
- [32] Lazzarin, Rafaela. **Evolução Tecnológica de Sistemas Fotovoltaicos ao Longo dos Tempos: Estudo de Caso de uma Propriedade Rural no Município de Cascavel/PR**. 2023. 126 f, Dissertação de Mestrado em Engenharia de Energia na Agricultura — Universidade Estadual do Oeste do Paraná. Cascavel 2023.
- [33] Arioli, Vitor Torquato. **Análise de Impactos Técnicos Provocados pela Penetração Massiva de Veículos Elétricos em Redes de Distribuição de Energia Elétrica**. 2016. 174 f, Dissertação de Mestrado em Engenharia Elétrica e de Computação — Universidade Estadual de Campinas. Campinas 2016.
- [34] EPE – EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Metodologia: Projeção de Curva de Carga Horária: Nota técnica NT-EPE-DEA-005-016/2020**: março 2020.ref
- [35] CENTRO DE GESTÃO E ESTUDOS ESTRATÉGICOS (CGEE). **Prospecção tecnológica no setor de energia elétrica: Evolução tecnológica nacional no segmento de distribuição de energia elétrica**. Brasília, Distrito Federal, 2017. v5. 587p
- [36] RAYMUNT, Monica. **Volkswagen avalia fechar fábricas na Alemanha pela primeira vez em sua história**. Bloomberg, 2024. Disponível em: <https://www.bloomberglinea.com.br/negocios/volkswagen-avalia-fechar-fabricas-na-alemanha-pela-primeira-vez-em-sua-historia/>. Acesso em: 08 de janeiro de 2025.
- [37] WELCH, David. **De bateria a software: os gargalos da GM para avançar no mercado de elétricos**. Bloomberg, 2024. Disponível em: <https://www.bloomberglinea.com.br/negocios/de-bateria-a-software-os-gargalos-da-gm-para-avancar-no-mercado-de-eletricos/>. Acesso em: 08 de janeiro de 2025.
- [38] ABB E-mobility. **SOLUÇÕES DE CARREGAMENTO**. Disponível em: <https://e-mobility.abb.com/en/>. Acesso em: 12 de fevereiro de 2025.

[39] VOLT-E. **SOLUÇÕES DE CARREGAMENTO**. Disponível em: <https://www.volt-e.pt/>. Acesso em: 12 de fevereiro de 2025.

[40] TEISON BRASIL. **Carregadores**. Disponível em: <https://teisonbrasil.com.br/>. Acesso em: 12 de fevereiro de 2025.

[41] INSIDE EVs. **Fórmula E e FIA Introduzem recarga rápida com o Pit Boost**. Disponível em: <https://insideevs.uol.com.br/news/748696/formula-e-fia-pit-boost/>. Acesso em: 12 de fevereiro de 2025.

[41] INSIDE EVs. **ABB e Scania anunciam "super carregador" rápido para caminhões elétricos**. Disponível em: <https://insideevs.uol.com.br/news/667972/abb-carregadores-rapidos-caminhoes/>. Acesso em: 12 de fevereiro de 2025.

[41] NeoCharge. **TEMPO DE CARGA DE UM CARRO ELÉTRICO**. Disponível em: <https://www.neocharge.com.br/tudo-sobre/carro-eletrico/tempo-carga-veiculo-eletrico>. Acesso em: 12 de fevereiro de 2025.

[42] Autel. **Sistema de carregamento de megawatts MAXICHARGER (MCS)**. Disponível em: <https://autelenergy.eu/products/maxicharger-megawatt-charging-system>. Acesso em: 12 de fevereiro de 2025.