



UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA ELÉTRICA E DE COMPUTAÇÃO

THIAGO SONNEWEND DINIZ FERREIRA

**DESENVOLVIMENTO DE METODOLOGIAS PARA MAIOR
ACOMODAÇÃO DE VEÍCULOS ELÉTRICOS E GERADORES
FOTOVOLTAICOS EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO DE
ENERGIA ELÉTRICA**

CAMPINAS

2020



UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA ELÉTRICA E DE COMPUTAÇÃO

THIAGO SONNEWEND DINIZ FERREIRA

DESENVOLVIMENTO DE METODOLOGIAS PARA MAIOR ACOMODAÇÃO
DE VEÍCULOS ELÉTRICOS E GERADORES FOTOVOLTAICOS EM
SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Tese apresentada à Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação da Universidade Estadual de Campinas como parte dos requisitos exigidos para a obtenção do título de Doutor em Engenharia Elétrica na Área de Energia Elétrica.

Orientadora: Prof.^a Dr.^a Fernanda Caseño Trindade Arioli

Este exemplar corresponde à versão final da tese defendida pelo aluno Thiago Sonnewend Diniz Ferreira e orientada pela Prof.^a Dr.^a Fernanda Caseño Trindade Arioli.

Campinas
2020

FICHA CATALOGRÁFICA

Ficha catalográfica
Universidade Estadual de Campinas
Biblioteca da Área de Engenharia e Arquitetura
Rose Meire da Silva - CRB 8/5974

F413d Ferreira, Thiago Sonnewend Diniz, 1990-
Desenvolvimento de metodologias para maior acomodação de veículos elétricos e geradores fotovoltaicos em sistemas de distribuição de energia elétrica / Thiago Sonnewend Diniz Ferreira. – Campinas, SP : [s.n.], 2020.
Orientador: Fernanda Caseno Trindade Arioli.
Tese (doutorado) – Universidade Estadual de Campinas, Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação.
1. Energia - Armazenamento. 2. Geração de energia fotovoltaica. 3. Energia elétrica. 4. Método de Monte Carlo. 5. Veículos elétricos. I. Arioli, Fernanda Caseno Trindade, 1984-. II. Universidade Estadual de Campinas. Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação. III. Título.

Informações para Biblioteca Digital

Título em outro idioma: Development of methodologies for increased hosting capacity of electric vehicles and photovoltaic generators in electric energy distribution systems

Palavras-chave em inglês:

Energy - Storage

Photovoltaic energy generation

Electric Energy

Monte Carlo Method

Electric vehicles

Área de concentração: Energia Elétrica

Titulação: Doutor em Engenharia Elétrica

Banca examinadora:

Fernanda Caseno Trindade Arioli [Orientador]

Maria Nataly Banol Arias

Victor Pellanda Dardengo

Renato Machado Monaro

Igor Delgado de Melo

Data de defesa: 16-09-2020

Programa de Pós-Graduação: Engenharia Elétrica

Identificação e informações acadêmicas do(a) aluno(a)

- ORCID do autor: <https://orcid.org/0000-0002-0791-4948>

- Currículo Lattes do autor: <http://lattes.cnpq.br/196616285711956>

COMISSÃO JULGADORA – TESE DE DOUTORADO

Candidato(a): Thiago Sonnewend Diniz Ferreira RA: 093110

Data da defesa: 16 de setembro de 2019

Título da Tese: Desenvolvimento de metodologias para maior acomodação de veículos elétricos e geradores fotovoltaicos em sistemas de distribuição de energia elétrica

Profa. Dra. Fernanda Caseno Trindade Arioli (Presidente)

Profa. Dra. Maria Nataly Banol Arias

Profa. Dr. Victor Pellanda Dardengo

Profa. Dr. Renato Machado Monaro

Profa. Dr Igor Delgado de Melo

A Ata de Defesa, com as respectivas assinaturas dos membros da Comissão Julgadora, encontra-se no SIGA (Sistema de Fluxo de Dissertação/Tese) e na Secretaria de Pós-Graduação da Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação.

AGRADECIMENTOS

Agradeço, primeiramente à minha orientadora Prof^ª. Dr^ª. Fernanda Caseño Trindade Arioli pelo apoio, orientação, paciência e amizade que tanto contribuíram para que este e outros trabalhos fossem feitos e pela oportunidade profissional.

Agradeço ao Prof. Dr. Walmir de Freitas Filho pelo apoio e pela oportunidade profissional contínua desde o fim da graduação, e pelas contribuições nos diversos projetos.

Agradeço também aos professores Dr. Madson Cortes de Almeida e Dr^ª. Maria Cristina Dias Tavares pelas contribuições no desenvolvimento do projeto.

Agradeço a todos meus colegas de laboratório pelo apoio, principalmente a Tiago Ricciardi, Tiago Barbosa, José Carlos, Mariana Lopes, Vinicius Cunha e Yuri Pinto pelo suporte durante o período do doutorado. E agradeço aos outros amigos de Campinas, São José dos Campos e Thoméia, pelo apoio nos momentos fora da pós-graduação.

Agradeço à minha família, principalmente à minha mãe e à minha irmã, por sempre me incentivarem e me apoiarem a continuar me aperfeiçoando.

Por fim, agradeço a Fernando Cesar Rufino, pelo amor, companhia, paciência, compreensão e pelo fato de ter sido um dos responsáveis pelo meu ingresso na pós-graduação e na descoberta pela minha paixão por ensinar.

O presente trabalho foi realizado com apoio da Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior - Brasil (CAPES) - Código de Financiamento 001.

RESUMO

Nos sistemas de distribuição de energia elétrica, problemas técnicos têm sido ocasionados pelo recente crescimento da conexão de novas tecnologias de carga, como os veículos elétricos, e de geração, como os geradores fotovoltaicos. Este fato aumentou o volume de estudos necessários para avaliar os impactos destas tecnologias e buscar soluções para mitigar estes impactos, sejam baseadas em novas tecnologias, em equipamentos já utilizados nas redes ou através do reforço de infraestrutura. Embora as concessionárias prefiram soluções que não envolvam a substituição de linhas e transformadores, em alguns casos somente o emprego das demais soluções pode não ser o suficiente. Neste contexto, este trabalho de doutorado: (a) avalia os impactos da alta penetração de veículos elétricos e geradores fotovoltaicos em redes secundárias reais de distribuição, considerando diferentes cenários com estas tecnologias e diferentes redes secundárias; (b) avalia a eficiência e as limitações de algumas das soluções que poderiam ser utilizadas para mitigar estes impactos, principalmente considerando as violações do módulo da tensão; e (c) propõe e testa extensivamente – em milhares de redes de baixa tensão – uma metodologia analítica para estimar os valores da tensão em sistemas de distribuição quando transformadores e/ou linhas são substituídas, podendo ser implementada em planilhas para casos mais simples ou integrada a análises mais complexas como métodos de otimização ou o método Monte Carlo. Como resultado, soluções e discussões importantes são apresentadas para auxiliar as distribuidoras no melhor gerenciamento da integração de veículos elétricos e geração fotovoltaica aos sistemas de distribuição de energia elétrica.

Palavras-chave: Armazenamento de energia; geração fotovoltaica; reforço de infraestrutura; simulações Monte Carlo; veículos elétricos.

ABSTRACT

Technical problems are emerging in electric power distribution systems caused by the recent widespread deployment of new technologies of load, as the plug-in electric vehicles, and generation, as the photovoltaic generators. This fact has increased the volume of studies required to evaluate the effectiveness of solutions to mitigate these impacts, whether based on new technologies, on equipment already used in the networks, or infrastructure reinforcement. Although utilities prefer solutions that do not involve replacing lines and transformers, in some cases the other solutions may not be enough. In this context, this work: (a) evaluates the impacts of high penetration of electric vehicles and photovoltaic panels in secondary distribution networks, considering different scenarios with these technologies and different real secondary networks; (b) assesses the efficiency and limitations of some of the solutions that could be used to mitigate these impacts, especially considering violations of the voltage magnitude; and (c) proposes and extensively tests – in thousands low voltage networks – an analytical methodology to update values of voltage magnitude in distribution systems when transformers and/or conductors are replaced, which can be implemented in spreadsheets for single-cases or integrated into more complex analyzes such as optimization methods or the Monte Carlo method. As a result, solutions and important discussions are presented to support the utilities to efficiently manage the integration of electric vehicles and photovoltaic generation into the distribution systems.

Keywords: Electric vehicles; energy storage; infrastructure reinforcement; Monte Carlo simulation; photovoltaic generation.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1: Potência instalada de FVs no mundo e número de VEs de passeio no mundo.....	15
Figura 1.2: Influência de 40% de penetração de VEs e FVs na carga de um sistema.....	17
Figura 1.3: Impactos na tensão de FVs e VEs instalados em uma rede secundária.	18
Figura 2.1: Fluxograma do método Monte Carlo utilizado.	25
Figura 2.2: Distribuição lognormal atribuída à distância percorrida por um VE [34].	27
Figura 2.3: Curva de irradiação utilizada.	30
Figura 3.1: Curvas de irradiação utilizadas nas simulações.	38
Figura 3.2: Curvas da estratégia utilizada nas simulações.	39
Figura 3.3: Equivalente monofásico de um sistema de distribuição com FV.	42
Figura 3.4: Limites do suporte de reativo feito por FVs em redes secundárias.	44
Figura 3.5: PDF e CDF considerando todas as quedas na irradiação (dados CEPAGRI).....	47
Figura 3.6: PDF e CDF considerando todas as quedas na irradiação acima de 5% (dados CEPAGRI).....	47
Figura 3.7: PDF e CDF considerando todas as quedas na irradiação, conforme dados de uma concessionária.....	49
Figura 3.8: PDF e CDF considerando quedas na irradiação maiores que 5%, conforme dados de uma concessionária.....	49
Figura 3.9: PDF e CDF considerando a filtragem de quedas consecutivas, conforme dados de uma concessionária.....	49
Figura 3.10: Área calculada pelo algoritmo.	51
Figura 3.11: Fluxograma do algoritmo Monte Carlo.	53
Figura 3.12: Boxplot das simulações Monte Carlo.	55
Figura 4.1: Fluxograma do método Monte Carlo utilizado.	59
Figura 4.2: Curvas da carga da residência com FV e os limiares que definem estado de recarga.	60
Figura 4.3: Curvas das estratégias de recarga/descarga da bateria com e sem limiar.	61
Figura 4.4: Curva exemplo de um controle Volt-Watt.....	73
Figura 5.1: Circuito de distribuição simplificado.....	77
Figura 5.2: Fluxograma para a aplicação do algoritmo em casos mais simples.....	78
Figura 5.3: Rede para o exemplo do método proposto.....	79
Figura 5.4: Rede secundária utilizada para os estudos específicos.	82
Figura 5.5: Resultados para as razões calculadas com a equação (5.5).....	82

Figura 5.6: Tensões nos consumidores para o caso base e para as duas soluções.	83
Figura 5.7: Tensões estimadas e calculadas para todos os consumidores para os dois casos. .	84
Figura 5.8: Tensões nos consumidores após a troca das duas linhas principais.....	85
Figura 5.9: Algoritmo original completo da rotina de Monte Carlo.	86
Figura 5.10: Rotina básica de reforço da infraestrutura.	87
Figura 5.11: Rotina básica de reforço da infraestrutura para a troca de linhas com o método proposto.	89
Figura 5.12: Rotina básica de reforço da infraestrutura para a troca de transformadores com o método proposto.	89
Figura 5.13: Distribuição lognormal atribuída à distância percorrida por um VE [34].	90

LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1: Resultados para as tensões no caso de VEs com tensão de 1,0 pu nos transformadores	28
Tabela 2.2: Resultados para as sobrecargas no caso de VEs com tensão de 1,0 pu nos transformadores	28
Tabela 2.3: Resultados para as tensões no caso de VEs com tensão de 1,03 pu nos transformadores	29
Tabela 2.4: Resultados para as sobrecargas e carregamentos no caso de VEs com tensão de 1,03 pu nos transformadores.....	29
Tabela 2.5: Resultados para as tensões no caso de FVs com tensão de 1,0 pu nos transformadores	31
Tabela 2.6: Resultados para as sobrecargas e carregamentos no caso de FVs com tensão de 1,0 pu nos transformadores.....	31
Tabela 2.7: Resultados para as tensões no caso de FVs com tensão de 1,03 pu nos transformadores	32
Tabela 2.8: Resultados para as sobrecargas e carregamentos no caso de FVs com tensão de 1,03 pu nos transformadores.....	32
Tabela 2.9: Resultados para as tensões no caso de FVs e VEs com tensão de 1,0 pu nos transformadores	34
Tabela 2.10: Resultados para as sobrecargas e carregamentos no caso de FVs e VEs com tensão de 1,0 pu nos transformadores.....	34
Tabela 2.11: Resultados para as tensões no caso de FVs e VEs com tensão de 1,03 pu nos transformadores	35
Tabela 2.12: Resultados para as sobrecargas e carregamentos no caso de FVs e VEs com tensão de 1,03 pu nos transformadores	35
Tabela 3.1: Resultados para as tensões no caso de FVs e o uso de inversores	40
Tabela 3.2: Resultados para as sobrecargas e carregamentos no caso de FVs e o uso de inversores.....	40
Tabela 3.3: Resultados para as tensões no caso de FVs, VEs e o uso de inversores.....	41
Tabela 3.4: Resultados para as sobrecargas e carregamentos no caso de FVs, VEs e o uso de inversores.....	41
Tabela 3.5: Valores típicos de impedâncias de redes de baixa tensão	43
Tabela 3.6: Limites do suporte reativo para inversores de FV em redes secundárias reais	45

Tabela 3.7: Caracterização das curvas de irradiação para base de dados do CEPAGRI.....	48
Tabela 3.8: Caracterização das curvas de irradiação para base de dados da concessionária ...	50
Tabela 3.9: Níveis de utilização do inversor para as diferentes bases de dados	51
Tabela 4.1: Resultados para as tensões no caso de FVs e baterias.....	63
Tabela 4.2: Resultados para as sobrecargas e carregamentos no caso de FVs e baterias.....	64
Tabela 4.3: Resultados para as tensões no caso de FVs, baterias e o uso de inversores	64
Tabela 4.4: Resultados para as sobrecargas e carregamentos no caso de FVs, baterias e o uso de inversores.....	65
Tabela 4.5: Resultados para as tensões no caso de FVs, VEs e baterias	65
Tabela 4.6: Resultados para as sobrecargas e carregamentos no caso de FVs, VEs e baterias	66
Tabela 4.7: Resultados para as tensões no caso de FVs, VEs, baterias e o uso de inversores .	66
Tabela 4.8: Resultados para as sobrecargas e carregamentos no caso de FVs, VEs, baterias e o uso de inversores	67
Tabela 4.9: Resultados do Monte Carlo para a tensão	68
Tabela 4.10: Resultados do Monte Carlo para as cargas das linhas e transformadores	68
Tabela 4.11: Resultados do Monte Carlo para a utilização da bateria	69
Tabela 4.12: Resultados para as tensões para a recarga controlada	71
Tabela 4.13: Resultados para as sobrecargas e carregamentos para a recarga controlada	71
Tabela 4.14: Comparação do potencial das estratégias em relação a transgressões de tensão e sobrecargas	74
Tabela 5.1: Valores das impedâncias para o exemplo do método analítico.....	80
Tabela 5.2: Valores dos módulos das tensões para o exemplo do método analítico.....	81
Tabela 5.3: Resultados detalhados para cinco redes secundárias reais	92
Tabela 5.4: Resultados para o comprimento das linhas substituídas.....	93
Tabela 5.5: Resultados para os custos das substituições incluindo os transformadores	93
Tabela 5.6: Erros absolutos para a tensão estimada com a substituição de linhas	93
Tabela 5.7: Erros absolutos para a tensão estimada com a substituição de transformadores...	94

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO.....	15
1.1	Impactos da alta penetração de VEs e FVs.....	16
1.1.1	Soluções convencionais.....	19
1.2	Soluções avaliadas	19
1.3	Objetivos e contribuições desta tese	21
1.4	Desafios relacionados aos estudos desta tese	21
1.5	Estrutura da tese.....	22
2	IMPACTOS DA ALTA PENETRAÇÃO DE FVS E VES E SOLUÇÕES CONSIDERANDO OS INVERSORES DOS FVS	23
2.1	Impactos da alta penetração de VEs	26
2.1.1	Resultados considerando a tensão no transformador como 1,0 pu.....	27
2.1.2	Resultados considerando a tensão no transformador como 1,03 pu.....	29
2.2	Impactos da alta penetração de FVs	30
2.2.1	Resultados considerando a tensão no transformador como 1,0 pu.....	30
2.2.2	Resultados considerando a tensão no transformador como 1,03 pu.....	31
2.3	Impactos da alta penetração de FVs e VEs.....	33
2.3.1	Resultados considerando a tensão no transformador como 1,0 pu.....	33
2.3.2	Resultados considerando a tensão no transformador como 1,03 pu.....	35
2.4	Conclusões parciais.....	36
3	SOLUÇÃO BASEADA NA COMPENSAÇÃO DE POTÊNCIA REATIVA POR INVERSORES DE FVS	37
3.1	Resultados considerando a compensação de potência reativa pelos inversores	37
3.1.1	Resultados considerando somente FVs	39
3.1.2	Resultados considerando FVs e VEs	40
3.2	Limitações do uso de inversores	42
3.2.1	O impacto da razão R/X	42

3.2.2	Limites do suporte reativo em redes secundárias	44
3.2.3	Caracterização de curvas de irradiação da região.....	46
3.2.4	Análise do nível de utilização do inversor.....	51
3.2.5	Simulações Monte Carlo para avaliar o limite dos inversores e a estimação deste limite pela razão R/X.....	52
3.3	Conclusões parciais.....	56
4	SOLUÇÕES BASEADAS EM POTÊNCIA ATIVA	57
4.1	Simulações e limitações do uso de baterias	57
4.1.1	Utilização de baterias em redes secundárias para controle de tensão e suas limitações.....	58
4.1.2	Algoritmo para o método Monte Carlo	58
4.1.3	Resultados para alta penetração de FVs e VEs com baterias, sem analisar a parte energética.....	62
4.1.4	Resultados com as estratégias com e sem limiar de recarga avaliando a energia das baterias	67
4.2	Recarga controlada de VEs.....	70
4.3	Discussões sobre outras soluções.....	72
4.3.1	Controle Volt-Watt	72
4.3.2	Corte de carga ou de geração.....	73
4.3.3	Função V2G em veículos elétricos	73
4.4	Conclusões parciais.....	74
5	MÉTODO ANALÍTICO PARA REFORÇOS NA INFRAESTRUTURA.....	76
5.1	Metodologia	76
5.1.1	Exemplo de aplicação.....	79
5.2	Discussão do valor utilizado como impedância da linha.....	81
5.3	Ilustração da metodologia com uma rede específica	83
5.4	Resultados para milhões de simulações com uma rotina de Monte Carlo.....	85
5.4.1	Rotina para reforço de infraestrutura original	85

5.4.2	Adaptações feitas na metodologia original.....	88
5.4.3	Considerações feitas para as simulações	90
5.4.4	Resultados detalhados para cinco redes.....	91
5.4.5	Resultados para a substituição das linhas	92
5.4.6	Resultados para a substituição dos transformadores	94
6	CONCLUSÕES	95
7	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	97
	APÊNDICE A – Método para estimar a penetração máxima de FVs e VEs	102
	APÊNDICE B – Teste de convergência para as simulações Monte Carlo.....	108
	APÊNDICE C – Impacto do modelo da carga na corrente para o método analítico para reforço de infraestrutura.....	109

1 INTRODUÇÃO

Nos últimos anos, aumentou-se a busca por fontes de energias renováveis e a preocupação com a emissão de gases poluentes. De acordo com [1], nos EUA chegaram a acontecer cerca de 200 mil mortes por ano em decorrência da emissão de poluentes provenientes de fontes de combustão como chaminés industriais, escapamento de veículos (53 mil mortes) e geração de energia elétrica com carvão (52 mil mortes). Além disto, em [2] é citado um estudo feito pelos EUA que estima que o prejuízo indireto da geração de energia com carvão equivale a US\$ 62 bilhões e o prejuízo indireto da queima de combustíveis nos motores dos veículos equivale a US\$ 56 bilhões. Estes gastos indiretos levam em conta os gastos devido aos impactos na saúde das pessoas e ao meio ambiente.

Com isto, no mundo todo houve um aumento expressivo em tecnologias consideradas sustentáveis e menos poluentes, como sistemas fotovoltaicos (FVs) e veículos elétricos (VEs). Ambas as tecnologias apresentam uma tendência de alto crescimento, como mostrado na Figura 1.1. Nota-se que o nível de penetração destas tecnologias tende a aumentar nos próximos anos.

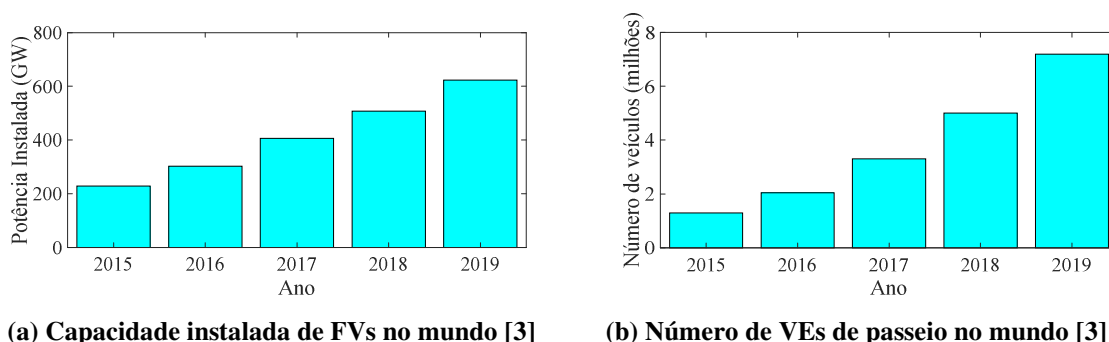


Figura 1.1: Potência instalada de FVs no mundo e número de VEs de passeio no mundo.

Em alguns países como Alemanha, China, Japão e EUA estas tecnologias já são bastante empregadas há alguns anos. De forma que estes países estudam há mais tempo medidas para avaliar a melhor forma de inseri-las nas redes, já que elas causam impactos técnicos nos sistemas de distribuição em que são conectadas. Por exemplo a Alemanha recentemente enfrentou problemas em suas redes devido ao alto valor de geração por FVs e a baixa carga []

No Brasil, a geração de energia através de sistemas fotovoltaicos representa quase 7% da potência outorgada, com cerca de 14 GW [4], mostrando que este mercado é uma realidade no Brasil e que cada vez mais as redes de distribuição devem ser impactadas pelo aumento da penetração desta tecnologia. Além disto, o mercado de veículos elétricos cresce a cada ano. Em 2019, por exemplo, foram cerca de 12 mil veículos licenciados, o que representa um aumento

expressivo em relação aos cerca de 4 mil veículos licenciados em 2018 [6]. Estes números mostram que embora os VEs ainda não sejam tão populares, este mercado deve se tornar importante em pouco tempo, principalmente dada a movimentação de empresas do ramo para zerar a produção de veículos de motor a combustão interna.

Tendo em vista que em alguns anos as redes de distribuição terão um alto nível de penetração de FVs e de carregadores residenciais de VEs, é necessário examinar soluções que permitam diminuir o impacto destas tecnologias de forma a possibilitar uma maior acomodação sem comprometer suas capacidades de geração (ou carregamento). Algumas das técnicas que podem aumentar esta acomodação, diminuindo os impactos causados nas redes, são tratadas neste trabalho. As técnicas são divididas em três classes, com base nos equipamentos empregados:

- Técnicas baseadas no uso de equipamentos já existentes no cenário avaliado (e.g., inversores dos FVs);
- Técnicas baseadas na instalação de novos equipamentos (e.g., baterias);
- Técnicas que não envolvem equipamentos (e.g., reforço de infraestrutura).

Ressalta-se que é de interesse das concessionárias, que o reforço de infraestrutura seja realizado de forma eficiente, já que o investimento financeiro é alto. Tal análise é importante pois, no mundo todo, as redes de distribuição estão começando a ser atualizadas, não só pela introdução de medidores inteligentes e pelo chamado “*smart grid*”, mas também pelo fato de que os equipamentos e condutores estarem perto do final de sua vida útil [7]. Com isto, algumas redes podem não suportar um alto nível de penetração de veículos elétricos ou de geradores fotovoltaicos sem que mudanças sejam feitas na infraestrutura. Vale ressaltar que assim como explicado em [8], mudanças nas redes de transmissão tendem a ser mais burocráticas e mais caras do que investimentos em redes de distribuição. Por isto, seria positivo se as redes de distribuição conseguissem absorver os impactos técnicos causados por VEs e FVs.

1.1 Impactos da alta penetração de VEs e FVs

O elevado número de FVs e VEs causam impactos técnicos nas redes de distribuição que devem ser avaliados. A Figura 1.2 mostra um caso exemplo da comparação entre a carga acumulada de um sistema secundário de distribuição com 40% de penetração de VEs e de FVs e a carga acumulada do mesmo sistema sem estas tecnologias. A curva de carga utilizada para este caso é de uma medição real de potência no secundário de um transformador de distribuição.

Vale ressaltar que o nível de penetração é calculado pela potência soma da potência nominal de todos os FVs (ou potência total máxima consumida pelos carregadores dos VEs) dividida pela carga total do sistema.

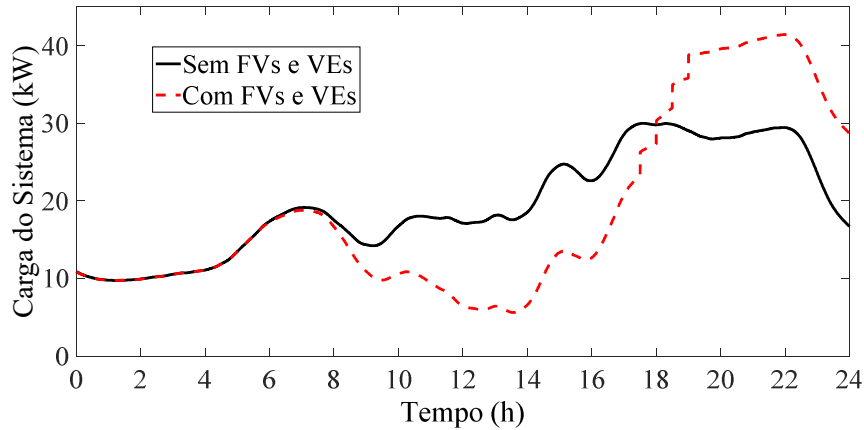


Figura 1.2: Influência de 40% de penetração de VEs e FVs na carga de um sistema.

Como esperado, durante o dia ocorre uma queda na carga total do sistema que começa a ser suprida pela geração dos FVs. Além disto, a partir de 17h30 (horário em que os veículos começam a ser carregados) até o final do dia, pode ocorrer um aumento significativo na carga do sistema devido ao carregamento dos VEs.

No caso dos VEs, uma alta quantidade de carregadores tende a ser instalada em algumas redes de baixa tensão, resultando em altos níveis de cargas que podem afetar cada rede de acordo com sua topologia e carga original. A violação nos limites de tensão (queda excessiva na magnitude) é um dos impactos técnicos mais comuns causados por estas conexões [9]-[11]. Além disto, uma penetração massiva de VEs pode resultar em sobrecarga de transformadores e condutores, diminuindo sua vida útil [10], [11], no aumento das perdas elétricas e no desequilíbrio de tensão.

No caso dos FVs, os efeitos são similares, mas o principal efeito é o aumento nos níveis de tensão (ao invés da queda de tensão observada no caso de VEs) [12]. Além disto, também pode ocorrer a inversão do fluxo de potência, o que pode afetar o funcionamento de alguns equipamentos ou da proteção [13]. Outro problema que pode ser causado por uma alta penetração de FVs é a variação de tensão resultante da passagem de nuvens sobre áreas com muita geração fotovoltaica [14].

A Figura 1.3 mostra os resultados de duas simulações em uma rede secundária real. O caso (a) apresenta a tensão máxima em uma rede com FVs, e o caso (b) apresenta a tensão mínima nesta mesma rede para o caso em que VEs são carregados em consumidores residenciais. Nota-se que a tensão sofre impactos diretos de ambas as tecnologias, com os FVs

amentando a tensão da rede, enquanto os VEs diminuem a tensão principalmente no horário de pico, em que as redes já apresentam um valor maior de carga (e quando os proprietários de VEs devem conectar seus carros na rede).

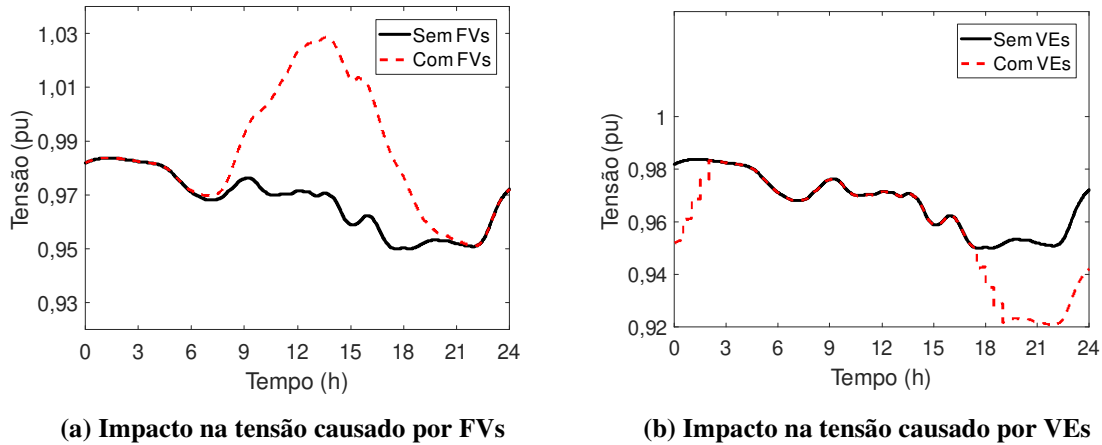


Figura 1.3: Impactos na tensão de FVs e VEs instalados em uma rede secundária.

Além disto, vale a pena ressaltar que as redes primárias e secundárias podem sofrer impactos diferentes na presença massiva de VEs e FVs, os principais impactos são listados a seguir:

- **Impactos na rede primária:** Atuação excessiva dos reguladores de tensão em dias parcialmente nublados (FVs); influência no desempenho dos dispositivos de proteção (FVs); violação dos limites de tensão em regime permanente (FVs e VEs); violação dos limites nominais dos equipamentos da rede, como transformadores (FVs e VEs); aumento das perdas elétricas (VEs).
- **Impactos na rede secundária:** Variações bruscas na tensão em dias parcialmente nublados (FVs); desequilíbrio de tensão (FVs e VEs); violação dos limites de tensão em regime permanente (FVs e VEs); valores de corrente que ultrapassam o limite térmico dos condutores (VEs); aumento das perdas elétricas (VEs).

Outro aspecto importante nas análises feitas com estas tecnologias é a aleatoriedade dos fatores envolvidos, pois não é possível determinar com certeza o comportamento das cargas residenciais (consumidores são cargas extremamente variáveis), a geração dos FVs (devido principalmente ao fato das nuvens causarem transitórios na potência de saída destes geradores) e do carregamento dos VEs (que depende do perfil de uso dos usuários).

Finalmente, este trabalho apresenta resultados quantitativos dos impactos destas duas tecnologias em redes de distribuição secundárias, considerando a natureza aleatória do problema e diferentes cenários de penetração. Com isto é possível analisar melhor as possíveis

soluções e suas limitações, além de avaliar a necessidade do reforço na infraestrutura. Maior foco é dado nos principais impactos: transgressão de tensão e sobrecarga dos equipamentos dos sistemas de distribuição de energia elétrica.

1.1.1 Soluções convencionais

Reguladores de tensão e bancos de capacitores são equipamentos já utilizados em redes de distribuição, mas que devem ter seu funcionamento repensado para acomodar altas penetrações de VEs e de FVs. No geral, em redes de distribuição, espera-se que a tensão seja sempre menor no final das linhas e que o nível de carga tende a subir com os anos. Mas os FVs quebram este paradigma, elevando a tensão em diferentes pontos da rede, o que pode tornar a calibragem destes equipamentos obsoleta.

No caso dos reguladores de tensão, estas novas regulagens podem ser utilizadas para de fato diminuir os impactos destas tecnologias na tensão [15],[16]. Porém, a vida útil deste equipamento pode ser gravemente comprometida, já que seus contatos se desgastam a cada mudança de tap [17]. Isto indica que tal tecnologia deve ser utilizada em conjunto com outras soluções e que estudos preliminares devem ser feitos para que haja uma boa coordenação entre as estratégias utilizadas.

Além dos reguladores de tensão, outra tecnologia presente em redes de distribuição, são os bancos de capacitores [16], e eles podem ser utilizados para melhorar o nível de tensão e na redução de sobrecarga. Porém, ele sofre do mesmo problema do regulador de tensão, pois sua vida útil depende do seu chaveamento, seja em bancos de valores fixos de capacitância ou não. Por isto, assim como anteriormente, esta solução não deve ser empregada sozinha, mas sim em conjunto com outras estratégias já discutidas neste trabalho e na literatura.

Outra solução é o recondutoramento dos sistemas, que é adotado caso a atuação dos equipamentos não seja suficiente para solucionar os problemas. Por isto, este trabalho apresenta (além das soluções discutidas em cada capítulo e da metodologia analítica do Capítulo 5) no Apêndice A um método para estimar de forma conservadora a penetração máxima de FVs e VEs em uma rede secundária sem a necessidade de se reforçar a rede.

1.2 Soluções avaliadas

Com base nas dificuldades associadas ao emprego dos equipamentos de controle de tensão e compensação de potência reativa tradicionais, este subcapítulo apresenta as soluções (e/ou suas implicações) que são exploradas nesta tese:

1. Controle reativo de tensão por inversores em redes secundárias: Utilização dos inversores dos FVs para mitigar os impactos causados pela alta penetração de FVs [14], [18].
2. Soluções baseadas em potência ativa: Instalação de novos equipamentos no sistema, com foco principal no uso de baterias para melhorar o nível de tensão da rede [19], é feita no fim uma análise energética levando em conta a tarifa branca [20]. São discutidas também, de forma mais sucinta, outras estratégias como o carregamento inteligente de VEs [21], o corte de geração/carga [22], [23] e o controle Volt-Watt [24].
3. Reforço de infraestrutura: Soluções baseadas em investimentos na infraestrutura, levando em conta o custo de tais investimentos e o quanto a capacidade de acomodação da rede a estas novas tecnologias seria aumentada. É proposta uma técnica conservadora para decidir a partir de que nível de penetração o reforço deve ser feito e uma metodologia analítica que permite calcular de forma simples e rápida o impacto da substituição de uma linha ou transformador em uma rede de distribuição secundária [25].

É importante ressaltar que mundialmente existe um esforço em se estudar técnicas que permitam absorver os impactos destas tecnologias sem a necessidade do reforço de infraestrutura, chamado em inglês de *Non-Wire Alternatives* (NWA) [26], já que o custo envolvido nestes reforços é alto.

No caso das baterias, o mercado mundial está crescendo [19], não somente devido ao uso das baterias nos veículos elétricos, mas também devido às pesquisas feitas considerando o uso das baterias no gerenciamento dos sistemas de distribuição, como por exemplo para o alívio de carga no horário de pico ou para mitigar o efeito causado por nuvens em redes com alta penetração de FVs [27].

Como discutido, devido às aleatoriedades envolvidas nas simulações, para obter uma análise mais realista dos impactos e das soluções é necessário um tratamento probabilístico para os resultados obtidos, para isto, foi selecionado o método Monte Carlo [28], que é explicado no próximo subcapítulo.

1.3 Objetivos e contribuições desta tese

Os fatores apresentados mostram que são necessários estudos que avaliem os impactos técnicos causados por VEs e FVs, e que proponham soluções levando em conta o custo-benefício, permitindo assim um maior nível de penetração destas tecnologias.

Neste contexto, este trabalho visa (a) avaliar os impactos causados pela alta penetração de FVs e VEs em redes secundárias de distribuição; (b) julgar as possíveis soluções considerando o uso dos inversores dos FVs para controle reativo ou a inserção de baterias nas redes secundárias; (c) propor uma metodologia para estimar o quanto estas soluções podem ajudar na mitigação dos impactos identificados; e por fim, (d) apresentar um método analítico simples, rápido e preciso para estimar os valores de tensão em uma rede após a substituição de linhas e transformadores.

Entre as contribuições desta tese, estão a discussão baseada em milhares de simulações sobre os impactos de FVs e VEs em centenas a milhares de redes secundárias, bem como o uso de diversas soluções presentes na literatura. Este trabalho analisa estas soluções em casos complexos que consideram uma total integração das redes secundárias, em cenários com FVs, VEs, baterias e com o uso dos inversores dos FVs para compensação de potência reativa.

Mas a principal contribuição desta tese é a metodologia analítica para reforços de infraestrutura, publicada em [25]. Este método, baseado em estudos feitos por uma concessionária em seus projetos, é extensamente testado em mais de 25.000 redes secundárias reais, em diversos cenários e é validado com milhões de simulações, apresentando resultados satisfatórios e diminuindo o esforço computacional para este tipo de estudo.

1.4 Desafios relacionados aos estudos desta tese

Embora este trabalho não trate de aspectos regulatórios e financeiros, entende-se que são aspectos fundamentais para viabilizar a adoção de determinadas soluções técnicas discutidas. No Brasil, atualmente não há regulamentação que envolva a utilização de baterias, inversores (de FVs ou VEs) ou outras estratégias de controle da rede pelos ativos dos próprios consumidores. No cenário atual, entende-se que a solução prioritária é o reforço de infraestrutura, também discutida neste trabalho. Conforme novas normas e regulamentações sejam criadas, as discussões deste trabalho podem ser expandidas considerando fatores como: compensação financeira pelo corte na geração de FVs ou da carga de VEs; utilização dos inversores já presentes nestas tecnologias; compensação pelo uso da bateria com enfoque de

controle de tensão e não para maximizar a injeção/absorção de potência pelo consumidor (visando lucro ou diminuição na conta de energia com a tarifa branca) etc.

1.5 Estrutura da tese

Esta tese está dividida como segue:

- No Capítulo 2 é feita uma análise dos principais impactos técnicos da alta penetração de FVs e VEs em redes de distribuição de baixa tensão.
- O Capítulo 3 apresenta estudos relacionados ao uso dos inversores dos FVs no controle de tensão em redes secundárias. O foco deste capítulo é avaliar a capacidade de injetar/absorver potência reativa para mitigar os impactos causados pelos FVs e VEs em redes de reais de distribuição de baixa tensão.
- No Capítulo 4 é discutida a utilização de baterias em redes secundárias para o controle da tensão, com foco em evitar sobretensões causadas por FVs residenciais. Além disto, são discutidas brevemente outras possíveis estratégias considerando o uso da potência ativa.
- O Capítulo 5 apresenta uma metodologia analítica para estimar as tensões em uma rede secundária quando ocorrem reforços de infraestrutura, como troca de linhas ou transformadores. Esta metodologia suprime a necessidade de simular fluxo de carga e com informações que a concessionária já teria normalmente.
- As principais conclusões são apresentadas no Capítulo 6.
- O Apêndice A apresenta uma metodologia para estimar a penetração máxima de FVs e VEs, auxiliando a decisão relacionada à necessidade de realizar reforços de infraestrutura. Os apêndices B e C mostram o teste de convergência feito para justificar a escolha do número de cenários nas simulações Monte Carlo e o impacto do modelo da carga no método analítico do Capítulo 5, respectivamente.

2 IMPACTOS DA ALTA PENETRAÇÃO DE FVS E VES E SOLUÇÕES CONSIDERANDO OS INVERSORES DOS FVS

Este capítulo discute os impactos causados por FVs e VEs em redes secundárias de distribuição, além da possibilidade do uso dos inversores dos FVs como solução e suas limitações¹. Primeiramente é feita uma análise dos impactos causados por estas tecnologias com diferentes níveis de penetração em diversas redes secundárias de distribuição utilizando o método Monte Carlo. Posteriormente, com este mesmo algoritmo, é avaliada a capacidade dos inversores dos FVs de mitigar tais impactos com a utilização de potência reativa. Finalmente é feita uma discussão sobre a limitação do uso da capacidade de compensação de potência reativa destes inversores considerando a razão R/X das redes passagem de nuvens sobre os FVs.

Como discutido anteriormente, a alta penetração de FVs e VEs afeta as redes de distribuição em que estas tecnologias estão conectadas. Com isto, este subcapítulo avalia tais impactos, divididos em duas categorias: **(a) Transgressão de tensão** – número de transgressões do limite do módulo da tensão em regime permanente; duração destas transgressões e desequilíbrio de tensão. **(b) Sobrecarga** – números de sobrecargas observadas em linhas e transformadores e duração destas sobrecargas.

Todos os resultados são obtidos considerando 200 cenários para cada uma das 200 redes reais consideradas. Estas redes são de uma base de dados de uma concessionária brasileira e os dados de uma destas redes é apresentado em [29] para ilustração dos dados. Com isto, para todas as grandezas avaliadas, o valor apresentado é a média ou o percentil 95º obtido considerando os 40.000 casos e cada um dos 96 pontos do dia, já que a resolução dos dados é de 15 minutos (200 cenários x 200 redes x 96 pontos). Por exemplo, no caso de transgressão de tensão, é gerado um vetor com comprimento 40.000 em que cada índice apresenta o número de consumidores com violação naquela simulação, e os resultados apresentados nas tabelas são a média e o percentil de todos estes valores.

Em todas as simulações é utilizado o algoritmo apresentado na Figura 2.1, implementado em Python, considerando três panoramas: somente VEs; somente FVs; e VEs e

¹ Não é considerada a utilização dos conversores dos VEs porque entende-se estar mais distante da realidade atual, sendo mais difícil convencer o usuário e estimar o local e o horário de conexão do VE na rede elétrica.

FVs simultaneamente. Em todas estas simulações, são considerados quatro casos com penetração diferentes de 10%, 20%, 30% e 40%, com o nível de penetração sendo definido como a porcentagem de consumidores com VE (ou FV) em relação ao total de consumidores. Estas penetrações estão de acordo com os valores obtidos em relatórios de países com maior acomodação destas tecnologias [3], e representam um valor aceitável para um panorama de médio prazo no Brasil. Ressalta-se, contudo, que a penetração de FVs atualmente é significativamente maior que de VEs, espera-se que a quantidade de VEs aumente pelo fato de que as principais montadoras já anunciaram que deixarão de produzir veículos a motor de combustão interna.

Finalmente, são utilizados 200 cenários para cada uma das 200 redes secundárias simuladas para garantir a convergência do método Monte Carlo, cada cenário tem uma resolução de 15 minutos e considera um período de 24 horas. A convergência do método com 200 cenários é discutida no Apêndice B.

Outro aspecto que deve ser considerado é que cada rede apresenta uma característica diferente, ou seja, cada rede pode apresentar transgressões diferentes para diferentes níveis de penetração. Os resultados deste trabalho mostram uma visão geral dos impactos e das soluções, que pode guiar os estudos das concessionárias. Mas cada rede deve ser analisada para uma discussão mais específica sobre quais impactos são mais relevantes.

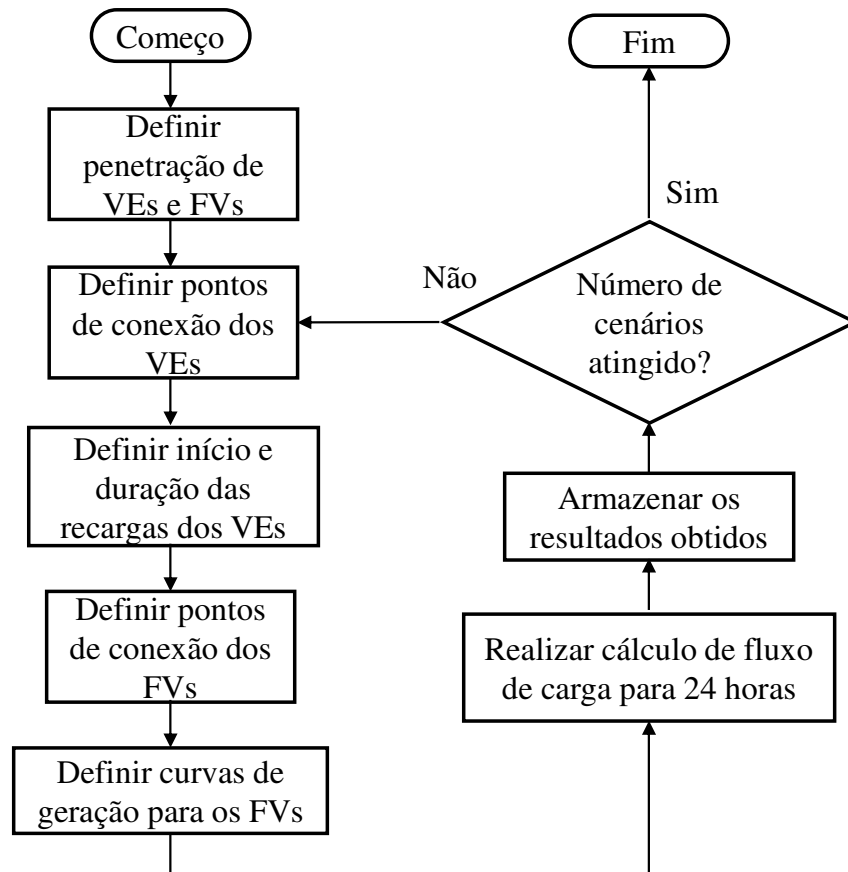


Figura 2.1: Fluxograma do método Monte Carlo utilizado.

Após cada cenário ser definido, os fluxos de carga de 24 horas são executados utilizando o programa OpenDSS [30]. Então, um conjunto de métricas é utilizado para definir se algum aspecto técnico é violado. As métricas utilizadas nestes estudos são baseadas em guias de procedimentos formulados pela ANEEL ou pela CPFL, uma das maiores concessionárias brasileiras. Estas métricas são listadas a seguir:

- Sobrecarga de transformadores: um transformador de distribuição (média tensão (MT) / baixa tensão (BT)) é considerado como sobrecarregado quando sua demanda é igual ou superior a 150% da sua potência nominal por mais de uma hora [31];
- Sobrecarga de condutores: um condutor é considerado como sobrecarregado quando sua corrente for maior que sua ampacidade por mais de uma hora [32].
- Limites para a magnitude de tensão: para consumidores de baixa tensão (até 1 kV), a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) classifica como tensão crítica, valores de tensão abaixo de 0,87 pu ou acima de 1,06 pu por mais de 0,5% do tempo, e como tensão precária, valores entre 0,87 pu e 0,92 pu ou entre 1,05 pu e 1,06 pu por mais de 3% do tempo [32].

- Limites para o desequilíbrio de tensão: é utilizado o valor de 3% de desequilíbrio estipulado para redes de baixa tensão pela ANEEL – somente os consumidores trifásicos são considerados para este cálculo.

São utilizadas 200 redes secundárias reais que fazem parte da base de dados de uma concessionária brasileira. Estas redes são modeladas no OpenDSS e representam diferentes regiões da cidade de Campinas. O modelo de carga utilizado varia para cada consumidor, já que eles seguem o definido na base de dados utilizada; mas, uma vez definidos, os modelos e curvas de carga são mantidos nas simulações. Na modelagem, adota-se o modelo ZIP: corrente constante, impedância constante, potência constante ou uma composição [33].

2.1 Impactos da alta penetração de VEs

O primeiro panorama avaliado é o de que somente os carregadores dos VEs são adicionados às redes. Embora existam diversos tipos de carregadores, variando de acordo com a tensão de alimentação e o tempo de recarga (de carregadores lentos monofásicos até eletropostos ligados diretamente na média tensão), este trabalho considera o carregamento lento residencial e despreza infraestruturas públicas para recarga de VEs.

Os carregadores são modelados como cargas de potência ativa de 3,3 kW (fator de potência unitário) conectadas entre duas fases ou entre uma fase e o neutro e seu consumo de potência permanece constante durante a recarga. Uma distribuição de probabilidade uniforme é utilizada para definir o instante de início de cada recarga, considerando o período de 18h00 a 21h00. A duração da recarga é definida primeiramente pela distância percorrida pelo consumidor durante o dia (km), de acordo com a distribuição lognormal apresentada na Figura 2.2 com uma média de 50 km e uma variância de 200 km [34]. Além disto, o consumo médio dos VEs é considerado como sendo de 0,18 kWh/km, este valor foi obtido por uma concessionária brasileira utilizando medições de um projeto de P&D ANEEL [35]. Cada consumidor recebe somente um VE em cada cenário simulado.

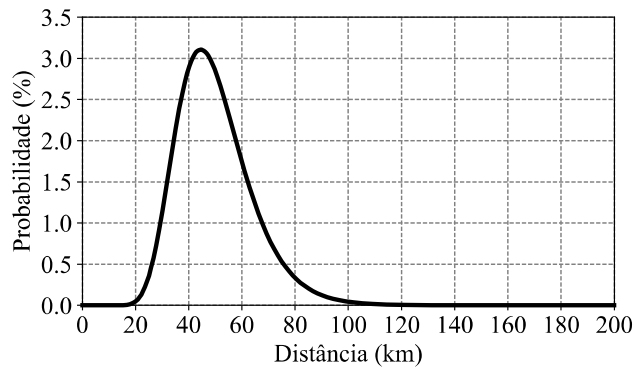


Figura 2.2: Distribuição lognormal atribuída à distância percorrida por um VE [34].

Em seguida, a distância selecionada para cada VE é convertida em energia elétrica a ser recarregada e na duração da recarga, considerando uma resolução de 15 minutos (a mesma das curvas de carga dos consumidores). Esta conversão é feita utilizando a equação (2.1).

$$duração = \frac{distância \times consumo}{P_{carregador}} \quad (2.1)$$

onde, *duração* é a duração da recarga, em horas, *distância* é a distância percorrida pelo VE, em km, *consumo* é o consumo médio do VE, em kWh/km (considerada como 0,18 kWh/km), e $P_{carregador}$ é a potência ativa do carregador (3,3 kW).

São apresentados os resultados para as 200 redes simuladas para quatro casos com nível de penetração (NP) crescente: NP = 10%; NP = 20%; NP = 30% e NP = 40%. Além disto, foram simulados dois valores de tensão no transformador (nó raiz): 1,0 pu e 1,03 pu. Tal variação é feita porque embora o aumento da tensão possa ajudar no caso dos VEs, tal aumento com a conexão de FVs pode gerar diversos casos de sobretensão.

2.1.1 Resultados considerando a tensão no transformador como 1,0 pu

Os primeiros resultados apresentados consideram a tensão no transformador como sendo de 1,0 pu. Os resultados para os 200 cenários para cada uma das redes são condensados na Tabela 2.1 e na Tabela 2.2 mostrando os valores obtidos para os valores médios e percentis 95º por simulação, ou seja, utilizando os 40.000 casos (200 redes x 200 cenários) para calcular os resultados. Todas as violações são calculadas de acordo com as considerações explicadas anteriormente de acordo com a ANEEL ou outras referências.

Tabela 2.1: Resultados para as tensões no caso de VEs com tensão de 1,0 pu nos transformadores

Valores médios/percentis obtidos por estudo (40.000 casos)	Nível de Penetração							
	10%		20%		30%		40%	
	Média	Per. 95	Média	Per. 95	Média	Per. 95	Média	Per. 95
N ° de consumidores com violações precárias ($ V > 1,05$ pu)	0	0	0	0	0	0	0	0
N ° de consumidores com violações críticas ($ V > 1,06$ pu)	0	0	0	0	0	0	0	0
N ° de consumidores com violações precárias ($ V < 0,92$ pu)	0,7241	3,3647	2,7018	8,5201	6,4218	14,9832	11,8814	22,9184
N ° de consumidores com violações críticas ($ V < 0,87$ pu)	0,0003	0	0,0164	0,0652	0,1086	0,6217	0,3705	2,1022
Duração Sobretensão (min)	0	0	0	0	0	0	0	0
Duração Subtensão (min)	1,6947	9,8406	5,6340	28,5890	12,2032	52,7009	21,0327	77,6050
N ° de consumidores com Desequilíbrio de tensão > 3 %	0,0010	-	0,0261	-	0,0783	-	0,2054	-

Tabela 2.2: Resultados para as sobrecargas no caso de VEs com tensão de 1,0 pu nos transformadores

Valores médios obtidos por estudo (40.000 casos)	Nível de Penetração			
	10%	20%	30%	40%
Nº de sobrecargas de linhas	0,040	0,156	0,378	0,606
Nº de sobrecargas de transformador	0,161	0,357	0,529	0,637
Duração da sobrecarga nas linhas (min)	0,441	2,040	4,640	7,387
Duração da sobrecarga no transformador (min)	1,728	4,225	6,801	8,882

Nota-se que mesmo no caso com a menor penetração (10%) já ocorrem casos de subtensão, desequilíbrio e sobrecargas. Além disto, como era esperado, conforme o nível de penetração aumenta, o número e a duração das violações também aumentam, seja de tensão ou sobrecarga. Vale ressaltar que no caso com 30% de penetração (valor que será utilizado em outros capítulos) já se observa uma média de 12 minutos de duração nas violações, mostrando que o problema não é pontual e deve ser tratado.

2.1.2 Resultados considerando a tensão no transformador como 1,03 pu

Nestes resultados, a tensão considerada nos transformadores das redes secundárias é de 1,03 pu. As simulações e os resultados são obtidos da mesma maneira descrita anteriormente. Os resultados para as tensões é mostrado na Tabela 2.3 e os resultados para as sobrecargas e carregamentos na Tabela 2.4.

Tabela 2.3: Resultados para as tensões no caso de VEs com tensão de 1,03 pu nos transformadores

Valores médios/percentis obtidos por estudo (40.000 casos)	Nível de Penetração							
	10%		20%		30%		40%	
	Média	Per. 95	Média	Per. 95	Média	Per. 95	Média	Per. 95
N ° de consumidores com violações precárias ($ V > 1,05$ pu)	0,0001	0	0,0026	0,0074	0,0127	0,0675	0,0220	0,1440
N ° de consumidores com violações críticas ($ V > 1,06$ pu)	0	0	0	0	0,0020	0	0,0060	0,0451
N ° de consumidores com violações precárias ($ V < 0,92$ pu)	0,1204	0,6683	0,5420	2,2910	1,545	5,3541	3,2498	9,4992
N ° de consumidores com violações críticas ($ V < 0,87$ pu)	0,0011	0	0,0153	0,0522	0,0823	0,4798	0,2432	1,2216
Duração Sobretensão (min)	0,0028	0,0238	0,0108	0,0856	0,0331	0,1995	0,0435	0,2549
Duração Subtensão (min)	0,2298	1,4852	0,9905	6,1522	2,5910	14,827	5,1739	26,979
N ° de consumidores com Desequilíbrio de tensão > 3%	0,0016	-	0,0283	-	0,1162	-	0,3126	-

Tabela 2.4: Resultados para as sobrecargas e carregamentos no caso de VEs com tensão de 1,03 pu nos transformadores

Valores médios obtidos por estudo (40.000 casos)	Nível de Penetração			
	10%	20%	30%	40%
Nº de sobrecargas de linhas	0,0540	0,1997	0,4477	0,7143
Nº de sobrecargas de transformador	0,1888	0,4151	0,6118	0,7253
Duração da sobrecarga nas linhas (min)	0,3605	1,5586	3,3672	5,3650
Duração da sobrecarga no transformador (min)	2,0462	4,8561	7,7736	10,1153

Assim como no caso anterior, nota-se que com o aumento da penetração, aumentam os casos de violação. Porém, é visível a diminuição das violações relativas a subtensão já que o nível de tensão na rede é 0,3 pu maior do que no caso anterior. É possível avaliar também o aumento dos casos de sobretensão, isto ocorre porque a(s) fase(s) em que o carregador do veículo não está conectado podem apresentar uma elevação na tensão causada pelo acoplamento

entre as fases. Finalmente, nota-se que o nível de tensão maior na rede também aumentou o número de sobrecargas já que as cargas são dependentes da tensão.

2.2 Impactos da alta penetração de FVs

O segundo panorama envolve a conexão de FVs nas redes secundárias de distribuição. Os sistemas fotovoltaicos são representados pelo modelo *PVSystem* do OpenDSS, que considera diversos fatores como irradiação, temperatura e capacidade do inversor nas simulações. Nas simulações relativas ao impacto dos FVs, os inversores são dimensionados para permitir a geração máxima de 2,5 kW quando a irradiação atinge o valor normalizado de 1 seguindo a curva da Figura 2.3. Tal curva foi retirada de um conjunto de medições reais de irradiância feitas pelo CEPAGRI [36] em Campinas. Além disto os FVs podem ser bifásicos ou monofásicos e têm o fator de potência fixo no modo unitário, já que esta primeira parte não discute a possibilidade de utilizar potência reativa para mitigar os impactos causados pela injeção de potência ativa. Cada consumidor recebe somente um FV em cada cenário simulado.

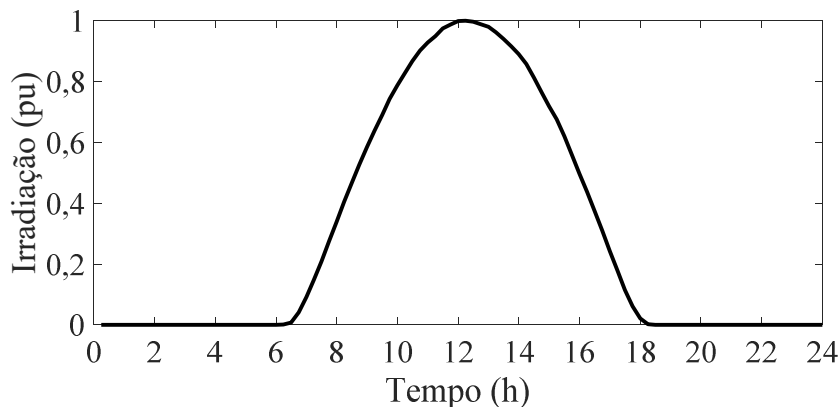


Figura 2.3: Curva de irradiação utilizada.

Assim como no caso para os VEs, são apresentados os resultados para as 200 redes simuladas para quatro níveis de penetração de FVs: NP = 10%; NP = 20%; NP = 30% e NP = 40%. Novamente, foram simulados dois valores de tensão no transformador (nó raiz): 1,0 pu e 1,03 pu.

2.2.1 Resultados considerando a tensão no transformador como 1,0 pu

Primeiramente, são apresentados na Tabela 2.5 e na Tabela 2.6, os resultados obtidos considerando 1,0 pu nos transformadores das redes secundárias.

Tabela 2.5: Resultados para as tensões no caso de FVs com tensão de 1,0 pu nos transformadores

Valores médios/percentis obtidos por estudo (40.000 casos)	Nível de Penetração							
	10%		20%		30%		40%	
	Média	Per. 95	Média	Per. 95	Média	Per. 95	Média	Per. 95
N ° de consumidores com violações precárias ($ V > 1,05$ pu)	0,0644	0,3513	0,5162	2,3458	1,6927	4,8320	3,3976	8,5678
N ° de consumidores com violações críticas ($ V > 1,06$ pu)	0,0266	0,1060	0,2559	1,1205	1,0139	3,2340	2,3720	5,7058
N ° de consumidores com violações precárias ($ V < 0,92$ pu)	0,0	0,0	0,0002	0,0	0,0002	0,0	0,0013	0,0150
N ° de consumidores com violações críticas ($ V < 0,87$ pu)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Duração Sobretensão (min)	0,2692	1,5089	1,7596	10,0764	6,5674	32,5179	15,0751	66,3597
Duração Subtensão (min)	0,0	0,0	0,0005	0,0030	0,0006	0,0064	0,0067	0,0746
N ° de consumidores com Desequilíbrio de tensão > 3%	0,0	-	0,0030	-	0,0174	-	0,0643	-

Tabela 2.6: Resultados para as sobrecargas e carregamentos no caso de FVs com tensão de 1,0 pu nos transformadores

Valores médios obtidos por estudo (40.000 casos)	Nível de Penetração			
	10%	20%	30%	40%
Nº de sobrecargas de linhas	0,004	0,055	0,159	0,253
Nº de sobrecargas de transformador	0,040	0,040	0,040	0,060
Duração da sobrecarga nas linhas (min)	0,104	1,777	6,241	10,665
Duração da sobrecarga no transformador (min)	0,500	0,495	0,564	1,003

Como esperado, no caso com FVs a sobretensão é um problema mesmo em penetrações menores, e conforme o nível de penetração aumenta, os casos de violações também aumentam. Em relação as linhas e transformadores, é interessante notar que diferente dos casos com VEs que carregam no horário de pico, os FVs geram a maior potência em um horário com pouca carga. Com isto, a média das sobrecargas observadas são muito menores.

2.2.2 Resultados considerando a tensão no transformador como 1,03 pu

Assim como feito para o caso dos VEs, as simulações para os FVs foram feitas considerando também um valor de 1,03 pu de tensão nos transformadores das redes secundárias e seus resultados podem ser vistos na Tabela 2.7 e na Tabela 2.8.

Tabela 2.7: Resultados para as tensões no caso de FVs com tensão de 1,03 pu nos transformadores

Valores médios/percentis obtidos por estudo (40.000 casos)	Nível de Penetração							
	10%		20%		30%		40%	
	Média	Per. 95	Média	Per. 95	Média	Per. 95	Média	Per. 95
N ° de consumidores com violações precárias ($ V > 1,05$ pu)	1,800	5,6015	6,5902	13,5920	13,2943	22,0623	19,7454	28,4313
N ° de consumidores com violações críticas ($ V > 1,06$ pu)	0,601	2,5818	2,9709	7,6380	7,3488	13,9665	12,9707	20,6795
N ° de consumidores com violações precárias ($ V < 0,92$ pu)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
N ° de consumidores com violações críticas ($ V < 0,87$ pu)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Duração Sobretensão (min)	7,385	37,9006	30,0316	127,2070	73,5582	232,7940	127,7830	312,7730
Duração Subtensão (min)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
N ° de consumidores com Desequilíbrio de tensão > 3%	0,0	-	0,0002	-	0,0063	-	0,0326	-

Tabela 2.8: Resultados para as sobrecargas e carregamentos no caso de FVs com tensão de 1,03 pu nos transformadores

Valores médios obtidos por estudo (40.000 casos)	Nível de Penetração			
	10%	20%	30%	40%
Nº de sobrecargas de linhas	0,0038	0,0481	0,1503	0,2329
Nº de sobrecargas de transformador	0,0350	0,0350	0,0350	0,0550
Duração da sobrecarga nas linhas (min)	0,1004	1,4852	5,7427	10,0199
Duração da sobrecarga no transformador (min)	0,5100	0,5009	0,5684	1,0057

Mais uma vez, o efeito observado era o esperado teoricamente. Já que a geração fotovoltaica tende a aumentar os níveis de tensão na rede e a carga é baixa neste horário, os casos de sobretensão aumentaram muito em relação ao caso anterior. Além disto, a duração destas violações também aumentou consideravelmente já que a geração segue a curva de um dia limpo. Como exemplo, pode-se tomar os valores médios de duração da transgressão de tensão para o caso com 30% de penetração de FVs, considerando a tensão de 1,0 pu, este valor é de 6,5 minutos, enquanto no caso com 1,03 pu de tensão, este valor sobe para mais de 73

minutos. Estes números indicam a gravidade da instalação de FVs em redes secundárias sem os devidos estudos, e confirmam a necessidade de ações para mitigar estes impactos. Finalmente, em relação as sobrecargas, não é possível avaliar se houve uma mudança significativa devido ao nível de tensão.

2.3 Impactos da alta penetração de FVs e VEs

Os resultados a seguir consideram tanto a conexão de FVs quanto a de VEs, utilizando os mesmo critérios dos subcapítulos 2.1 e 2.2. Além disto, é importante frisar que como descrito na Figura 2.1 os consumidores são sorteados independentemente para a alocação de FVs e de VEs, ou seja, cada consumidor pode não receber nenhuma tecnologia, receber apenas uma delas ou receber ambas. Assim como nos casos separados, são simulados quatro níveis de penetração de FVs: NP = 10%; NP = 20%; NP = 30% e NP = 40%. Nestes casos, as penetrações de VEs e FVs são iguais (no caso NP=10%, por exemplo, 10% de penetração de FVs e 10% de penetração de VEs na mesma simulação).

2.3.1 Resultados considerando a tensão no transformador como 1,0 pu

Os resultados apresentados na Tabela 2.9 e na Tabela 2.10 são relativos às simulações feitas nas 200 redes secundárias considerando as duas tecnologias juntas e a tensão nos transformadores de 1,0 pu.

Tabela 2.9: Resultados para as tensões no caso de FVs e VEs com tensão de 1,0 pu nos transformadores

Valores médios/percentis obtidos por estudo (40.000 casos)	Nível de Penetração							
	10%		20%		30%		40%	
	Média	Per. 95	Média	Per. 95	Média	Per. 95	Média	Per. 95
N ° de consumidores com violações precárias ($ V > 1,05$ pu)	0,0065	0,0	0,2238	1,4075	1,2347	3,4965	3,1571	8,0358
N ° de consumidores com violações críticas ($ V > 1,06$ pu)	0,0009	0,0	0,0707	0,4084	0,5559	2,0363	1,8816	4,4748
N ° de consumidores com violações precárias ($ V < 0,92$ pu)	0,6367	3,0571	2,4446	8,3801	6,3870	15,5677	12,2792	24,0633
N ° de consumidores com violações críticas ($ V < 0,87$ pu)	0,0008	0,0	0,0115	0,0540	0,1192	0,6385	0,4985	2,5164
Duração Sobretensão (min)	0,0138	0,0623	0,4526	1,8928	2,6626	9,8571	7,4238	25,0942
Duração Subtensão (min)	1,4553	8,7856	4,7814	24,8847	11,2794	49,2457	20,1441	75,2071
N ° de consumidores com Desequilíbrio de tensão > 3%	0,0004	-	0,0175	-	0,0786	-	0,2108	-

Tabela 2.10: Resultados para as sobrecargas e carregamentos no caso de FVs e VEs com tensão de 1,0 pu nos transformadores

Valores médios obtidos por estudo (40.000 casos)	Nível de Penetração			
	10%	20%	30%	40%
Nº de sobrecargas de linhas	0,0842	0,2700	0,5112	0,7619
Nº de sobrecargas de transformador	0,1402	0,3368	0,5156	0,6297
Duração da sobrecarga nas linhas (min)	1,1703	4,5447	9,7042	15,6137
Duração da sobrecarga no transformador (min)	1,4905	3,8635	6,4015	8,4277

Neste caso nota-se que os resultados são uma junção do observado nos casos com as tecnologias separadamente. Ocorrem violações de sobre e subtensão, os níveis de sobrecarga são parecidos com os piores casos e os desequilíbrios seguem baixas. Isto era esperado já que as tecnologias agem na rede em horários diferentes, no primeiro horário em que os VEs poderiam começar a ser carregados, os FVs já estão quase sem geração.

2.3.2 Resultados considerando a tensão no transformador como 1,03 pu

Os últimos resultados considerando os impactos das duas tecnologias em conjunto são apresentados na Tabela 2.11 e na Tabela 2.12. Eles são relativos as simulações feitas considerando uma tensão de 1,03 pu nos transformadores das redes secundárias.

Tabela 2.11: Resultados para as tensões no caso de FVs e VEs com tensão de 1,03 pu nos transformadores

Valores médios/percentis obtidos por estudo (40.000 casos)	Nível de Penetração							
	10%		20%		30%		40%	
	Média	Per. 95	Média	Per. 95	Média	Per. 95	Média	Per. 95
N ° de consumidores com violações precárias ($ V > 1,05$ pu)	1,041	3,943	5,312	12,675	13,609	24,023	23,623	35,128
N ° de consumidores com violações críticas ($ V > 1,06$ pu)	0,222	1,296	1,945	6,160	6,318	13,799	13,459	23,640
N ° de consumidores com violações precárias ($ V < 0,92$ pu)	0,108	0,559	0,560	2,290	1,631	5,519	3,523	9,505
N ° de consumidores com violações críticas ($ V < 0,87$ pu)	0,001	0,000	0,011	0,022	0,082	0,510	0,276	1,310
Duração Sobretensão (min)	3,552	17,978	19,201	87,095	54,412	186,304	103,123	270,071
Duração Subtensão (min)	0,207	1,294	0,966	5,755	2,664	14,409	5,388	26,014
N ° de consumidores com Desequilíbrio de tensão > 3%	0,0121	-	0,0418	-	0,1542	-	0,4119	-

Tabela 2.12: Resultados para as sobrecargas e carregamentos no caso de FVs e VEs com tensão de 1,03 pu nos transformadores

Valores médios obtidos por estudo (40.000 casos)	Nível de Penetração			
	10%	20%	30%	40%
Nº de sobrecargas de linhas	0,0741	0,2296	0,4882	0,7891
Nº de sobrecargas de transformador	0,1896	0,3904	0,5784	0,6906
Duração da sobrecarga nas linhas (min)	1,1231	3,3536	7,0714	11,3941
Duração da sobrecarga no transformador (min)	2,1845	4,7557	7,4763	9,6405

Assim como no caso com anterior, com a tensão de 1,0 pu nos transformadores, os resultados apontam para a independência dos impactos relacionados a FVs e VEs (atuam em momentos diferentes). Com isto, este trabalho discute algumas soluções que podem aumentar o nível de acomodação destas tecnologias, como o uso dos inversores (neste capítulo), o uso de baterias, carregamento inteligente e outras soluções sem a troca de linhas e transformadores (Capítulo 4) e soluções que consideram a troca de tais equipamentos (Capítulo 5).

2.4 Conclusões parciais

Nos casos apresentados neste capítulo, nenhuma estratégia foi empregada para mitigar os impactos de FVs e VEs, e nas condições avaliadas pode-se concluir que: ambas as tecnologias causam impactos na tensão e na sobrecarga que crescem com a penetração; os FVs causam sobretensão, mas os VEs causam mais transgressões por subtensão já que no horário de pico a tensão já tende a ser menor; com o mesmo raciocínio do horário de pico, os VEs causam mais impactos na sobrecarga do que os FVs. Finalmente, embora os níveis de desequilíbrio sejam baixos, algumas redes podem apresentar este problema em consumidores trifásicos.

3 SOLUÇÃO BASEADA NA COMPENSAÇÃO DE POTÊNCIA REATIVA POR INVERSORES DE FVS

Os painéis fotovoltaicos são conectados às redes de baixa tensão por meio de inversores eletrônicos. Estes equipamentos, além de transformarem a corrente contínua gerada pelo FV em corrente alternada, têm a capacidade de injetar/absorver potência reativa, ou seja, podem ser utilizados para amenizar os efeitos causados por esta mesma tecnologia na magnitude de tensão, por exemplo. Na literatura existem diversos trabalhos que propõem a utilização destes equipamentos no controle de tensão das redes secundárias com FVs [37]-[40]. Tais trabalhos discutem o uso de inversores em casos isolados como microrredes, mas também em casos com penetrações altas de FVs. Eles discutem que para evitar problemas com sobretensão, o inversor deve ter uma capacidade de absorver (consumir) potência reativa durante os horários em que a geração de potência ativa pelos FVs é maior, ou seja, em torno do meio-dia. Para isto diversas estratégias podem ser utilizadas, como a utilização de uma curva Volt/Var (em que a absorção de potência reativa depende do valor da tensão na rede), a fixação de um valor de fator de potência (esta estratégia embora mais simples pode ajudar em casos em que o inversor foi projetado para esta função), a utilização da capacidade máxima restante do inversor para suporte reativo (sem impactar a geração) ou a utilização de estratégias mais complexas que utilizem por exemplo o valor de irradiação, do consumo etc.

3.1 Resultados considerando a compensação de potência reativa pelos inversores

Altas penetrações de FVs em sistemas de distribuição podem resultar em uma baixa qualidade de energia. Primeiramente, podendo resultar em variações lentas (em regime permanente) devido ao perfil típico da irradiância de um dia limpo e que podem levar a violação dos limites de sobretensão; mas também podendo levar a variações rápidas de tensão (transitórios), causadas pela passagem de nuvens em dias parcialmente nublados. Compensação com potência ativa e/ou reativa (VAr) tem sido proposta como uma solução para resolver ambos problemas de tensão [41]. A solução relativa à variação de tensão pela passagem de nuvens é complexa, como discutido em [14], por este motivo, este trabalho só propõe uma estratégia para mitigar sobre e subtensões.

Para as simulações deste subcapítulo são consideradas duas curvas de irradiância, como mostrado na Figura 3.1. A curva de dia limpo é a mesma utilizada nas simulações apresentadas anteriormente, mas agora é proposto o uso também de uma curva de um dia parcialmente nublado (um dia com muitas variações causadas pelas nuvens, mas com diversos períodos de geração). Esta curva do dia parcialmente nublado foi escolhida por representar bem as curvas da base de dados da CEPAGRI. A caracterização destas curvas é feita no subcapítulo 3.2.3.

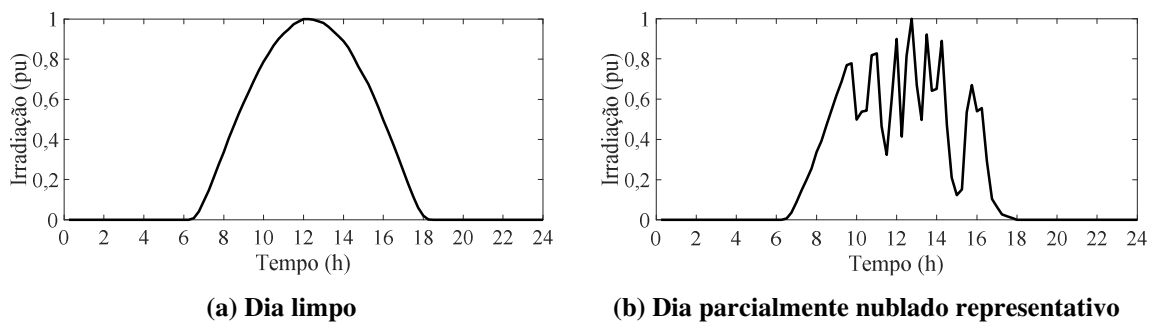


Figura 3.1: Curvas de irradiância utilizadas nas simulações.

Além das curvas de irradiância, é necessário discutir a estratégia utilizada para os inversores em relação a injeção/absorção de potência reativa. Tal estratégia é baseada em testes empíricos que permitiram decidir por uma lógica que permita avaliar melhor o problema:

- Durante a geração do FV (mais exatamente entre 9:00 e 17:00) o inversor consome o máximo de potência reativa possível com base no seu limite de potência aparente (potência nominal do inversor) e a geração de potência ativa. Esta limitação pela geração da potência ativa é para evitar um degrau de potência reativa quando o FV começa a gerar, e para evitar que este excesso de potência reativa cause mais impactos na rede, dado que a ideia deste capítulo é avaliar a eficiência dos inversores em compensar os impactos da potência ativa.
- Durante o horário de pico (mais exatamente entre 17:00 e 20:00) é injetada potência reativa de forma incremental até um limite de 50% da potência nominal, este valor é escolhido para que o nível de compensação de potência reativa fique num valor próximo nos picos de absorção e injeção. Novamente isto é feito para evitar que a potência reativa cause mais impactos na rede, permitindo assim que seja avaliado se os inversores dos FVs conseguem mitigar os impactos causados pelos VEs (que podem estar em pontos diferentes da rede).

Esta estratégia objetiva diminuir os impactos causados não só pelos FVs, mas também pelos VEs, já que eles tendem a carregar no horário de pico. As curvas normalizadas das

potências ativas e reativas para estas estratégias são apresentadas na Figura 3.2 considerando as curvas de dia limpo e parcialmente nublado. Estas curvas são utilizadas no modelo *PVSystem* do OpenDSS para que ele faça o controle da potência reativa.

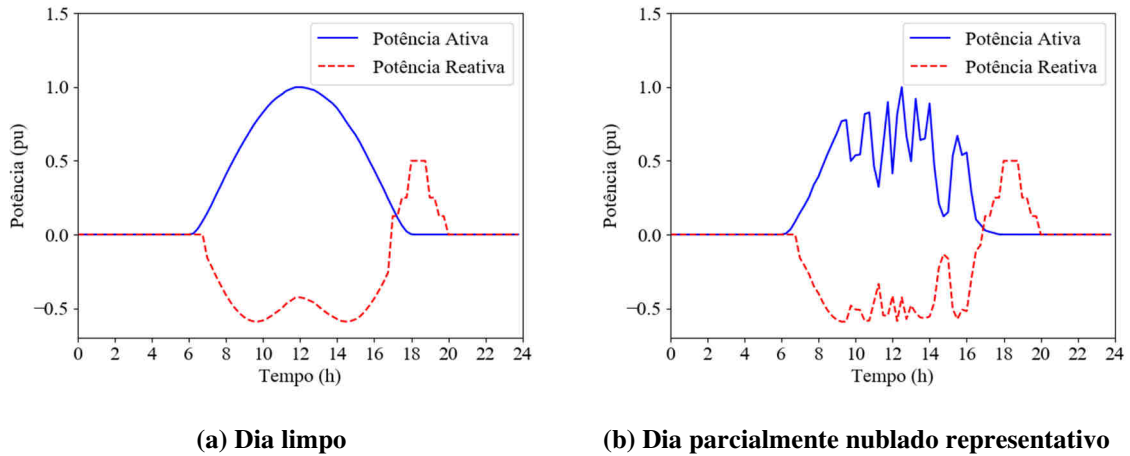


Figura 3.2: Curvas da estratégia utilizada nas simulações.

As simulações consideram somente o cenário com a tensão de 1,0 pu nos transformadores de tensão e 30% de penetração da(s) tecnologia(s) utilizada(s). Além disto, são mostrados 3 casos: caso 1 – caso base (30% de penetração sem uso do inversor), caso 2 – uso do inversor em um dia limpo e caso 3 – uso do inversor em um dia parcialmente nublado. O caso sem inversor e considerando a irradiância de um dia parcialmente nublado não foi simulado, já que a ideia não é mitigar as variações de tensão, mas o caso com inversor é mostrado para que se possa discutir que mesmo com menos geração, o inversor ainda pode ser útil. Assim como no Capítulo 2, são mostrados os resultados para a tensão (transgressões dos limites de tensão em regime permanente e desequilíbrio de tensão) e para o carregamento e sobrecargas. Mas neste caso também é mostrada a variação da tensão no período de geração do FV, para que o impacto das nuvens seja destacado. Este valor é obtido para cada considerando o módulo das variações de tensão a cada ponto no tempo entre 9h00 e 16h00, e assim como as outras grandezas, em posse dos 40.000 casos, a média e o percentil 95º são calculados.

3.1.1 Resultados considerando somente FVs

Os primeiros resultados consideram níveis de penetração de FVs de 10%, 20% e 30% e são apresentados na Tabela 3.1 e na Tabela 3.2.

Tabela 3.1: Resultados para as tensões no caso de FVs e o uso de inversores

Valores médios/percentis obtidos por estudo (40.000 casos)	Estudos de caso com NP = 30%					
	Sem inversor / dia limpo		Com inversor / dia limpo		Com inversor / dia nublado	
	Média	Per. 95	Média	Per. 95	Média	Per. 95
N ° de consumidores com violações precárias ($ V > 1,05$ pu)	1,6927	4,832	0,0266	0,0	0,0	0,0
N ° de consumidores com violações críticas ($ V > 1,06$ pu)	1,0139	3,234	0,0023	0,0	0,0013	0,0
N ° de consumidores com violações precárias ($ V < 0,92$ pu)	0,0002	0,0	0,0030	0,0	0,0016	0,0
N ° de consumidores com violações críticas ($ V < 0,87$ pu)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Duração Sobretensão (min)	6,5674	32,5179	0,0318	0,1877	0,0067	0,0367
Duração Subtensão (min)	0,0006	0,0064	0,0112	0,0943	0,0033	0,0271
$ \Delta V $ entre 9h e 16h (pu)	0,0011	0,0023	0,0010	0,0022	0,0027	0,0069
N ° de consumidores com Desequilíbrio de tensão > 3%	0,0174	-	0,2184	-	0,1113	-

Tabela 3.2: Resultados para as sobrecargas e carregamentos no caso de FVs e o uso de inversores

Valores médios obtidos por estudo (40.000 casos)	Estudos de caso com NP = 30%		
	Sem inversor / dia limpo	Com inversor / dia limpo	Com inversor / dia nublado
Nº de sobrecargas de linhas	0,0741	0,2296	0,4882
Nº de sobrecargas de transformador	0,1896	0,3904	0,5784
Duração da sobrecarga nas linhas (min)	1,1231	3,3536	7,0714
Duração da sobrecarga no transformador (min)	2,1845	4,7557	7,4763

Nota-se que a estratégia utilizada embora não zere os casos de sobretensão, diminui muito as violações. Além disto se nota um aumento no desequilíbrio e um grande aumento na variação média de tensão no caso com nuvens, como esperado. É importante ressaltar que no caso parcialmente nublado, o inversor tem um limite maior para trabalhar e a própria geração já é menor, causando menos impactos. Finalmente, pode-se notar também que ocorre um aumento nas sobrecargas da rede, já que agora o fluxo de potência reativa também aumentou.

3.1.2 Resultados considerando FVs e VEs

Os resultados da Tabela 3.3 e da Tabela 3.4 consideram 30% de penetração de FVs e VEs, e assim como anteriormente, como as escolher aleatórias de conexão são independentes entre as tecnologias, um mesmo consumidor pode ter somente FVs, FVs e VEs ou nenhum deles.

Tabela 3.3: Resultados para as tensões no caso de FVs, VEs e o uso de inversores

Valores médios/percentis obtidos por estudo (40.000 casos)	Estudos de caso com NP = 30%					
	Sem inversor / dia limpo		Com inversor / dia limpo		Com inversor / dia nublado	
	Média	Per. 95	Média	Per. 95	Média	Per. 95
N ° de consumidores com violações precárias ($ V > 1,05$ pu)	1,2347	3,4965	0,0443	0,2725	0,0	0,0
N ° de consumidores com violações críticas ($ V > 1,06$ pu)	0,5559	2,0363	0,0056	0,0	0,0093	0,0
N ° de consumidores com violações precárias ($ V < 0,92$ pu)	6,387	15,5677	6,2075	16,9447	6,1751	16,8889
N ° de consumidores com violações críticas ($ V < 0,87$ pu)	0,1192	0,6385	0,1427	0,8631	0,1533	0,8906
Duração Sobretensão (min)	2,6626	9,8571	0,0433	0,2459	0,0072	0,0361
Duração Subtensão (min)	11,2794	49,2457	8,8142	42,2201	8,8475	42,3276
$ \Delta V $ entre 9h e 16h (pu)	0,001	0,0021	0,0009	0,0022	0,0027	0,0069
N ° de consumidores com Desequilíbrio de tensão > 3%	0,0786	-	0,3243	-	0,1736	-

Tabela 3.4: Resultados para as sobrecargas e carregamentos no caso de FVs, VEs e o uso de inversores

Valores médios obtidos por estudo (40.000 casos)	Estudos de caso com NP = 30%		
	Sem inversor / dia limpo	Com inversor / dia limpo	Com inversor / dia nublado
Nº de sobrecargas de linhas	0,5112	0,5849	0,5173
Nº de sobrecargas de transformador	0,5156	0,5369	0,5371
Duração da sobrecarga nas linhas (min)	9,7042	19,4455	9,3398
Duração da sobrecarga no transformador (min)	6,4015	8,0465	6,5240

Nota-se que os impactos causados pelos FVs continuam sendo mitigados de forma mais eficiente pela estratégia, assim como esperado, mas neste caso os impactos causados pelos VEs também diminuem. Ocorre uma diminuição nas violações causadas pelos VEs, principalmente em relação à duração destas violações, mostrando que mesmo uma estratégia simples como a proposta pode ajudar. Além disto, como no caso anterior, as sobrecargas, o desequilíbrio e as variações aumentam com o uso dos inversores.

Os resultados até aqui mostram que parte dos impactos podem ser mitigados pelo uso dos inversores. Entretanto, em algumas redes somente o uso dos inversores pode não ser suficiente. O próximo subcapítulo discute diversas limitações que devem ser levadas em conta quando um projeto que considera os inversores for feito, por exemplo a limitação causada pelo alto valor da razão R/X e o controle de reativos por equipamentos bifásicos.

3.2 Limitações do uso de inversores

Soluções para sobretensão baseadas em potência ativa como armazenadores de energia apresentam custos elevados ou são de difícil implementação em sistemas de baixa tensão. O corte de potência ativa dos FVs também não é uma solução atrativa do ponto de vista do consumidor, que deixa de gerar energia e ter ganhos financeiros. Por conseguinte, diversos trabalhos recomendam o uso da capacidade do inversor do FV de controlar a potência reativa para fazer o controle da tensão [37], [38]. Infelizmente, esta ideia pode não funcionar tão bem em algumas redes secundárias. Isto ocorre devido ao alto valor da razão R/X destas redes. Com isto, o objetivo deste subcapítulo é esclarecer a efetividade do suporte de potência reativa para redes secundárias na presença de FVs.

3.2.1 O impacto da razão R/X

O impacto da razão R/X na eficiência do suporte de reativo (VAr) de inversores de FV para regular a tensão pode ser discutido analiticamente considerando o equivalente monofásico da Figura 3.3, em que $\hat{V}_F$ é a tensão da fonte do sistema de distribuição que é considerada como $V_F \angle 0^\circ$, e $R+jX$ é a impedância equivalente no Ponto de Conexão em Comum (PCC) do FV.

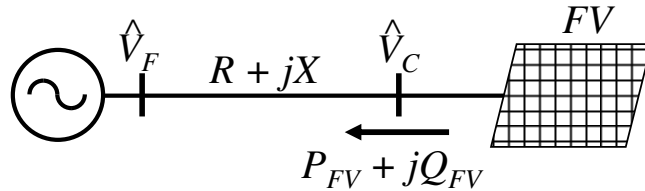


Figura 3.3: Equivalente monofásico de um sistema de distribuição com FV.

A tensão na barra do FV ($\hat{V}_C$) é dada pela equação (3.1).

$$\hat{V}_C = V_F + \frac{P_{FV} \cdot R + Q_{FV} \cdot X}{\left(\hat{V}_C\right)^*} + j \frac{P_{FV} \cdot X - Q_{FV} \cdot R}{\left(\hat{V}_C\right)^*} \quad (3.1)$$

Para um sistema de distribuição típico, a parte imaginária de (3.1) é consideravelmente menor que a parte real, e por isto, pode ser descartada, resultando em (3.2).

$$V_C \approx V_F + \frac{P_{FV} \cdot R + Q_{FV} \cdot X}{V_C} \quad (3.2)$$

Se for considerada uma estratégia de controle que mantenha a tensão constante, então ΔV_C é igual a zero, como em (3.3).

$$\Delta V_C \approx (\Delta P_{FV} \cdot R + \Delta Q_{FV} \cdot X) / V_C = 0 \quad (3.3)$$

Com isto, a potência reativa necessária para compensar a variação de tensão causada por uma mudança na geração do FV é mostrada em (3.4). Nota-se que tal valor é proporcional à razão R/X e por isto, em sistemas com altos valores de R/X , uma alta potência reativa é necessária para regular a tensão.

$$\Delta Q_{FV} \approx -\left(\frac{R}{X}\right) \cdot \Delta P_{FV} \quad (3.4)$$

Este conceito de compensar a potência reativa pode ser utilizado para duas análises: a primeira, mais ligada diretamente à equação (3.4), seria a compensação de alguma queda na potência ativa (causada pela passagem de nuvens por exemplo) com a utilização de potência reativa, ou seja, quanto de Q é necessário para que a tensão continue no patamar antes da queda de P ; a segunda análise é ligada a capacidade da potência reativa de ajudar na regulação de tensão, ou seja, mesmo que o FV esteja gerando o máximo possível, o quanto uma absorção de Q é capaz de mitigar do aumento de tensão causado pela injeção de P .

Esta equação revela que a potência reativa necessária para compensar uma mudança na potência ativa é proporcional a razão R/X . Redes de transmissão de energia elétrica geralmente apresentam uma razão de 0,1 ou menos. As razões de sistemas de baixa tensão de vários países podem ser vistas na Tabela 3.5 [42], [43]. Nota-se que as razões estão em torno de 2, o que significa que é necessário o dobro de potência reativa para compensar variações na potência ativa.

Tabela 3.5: Valores típicos de impedâncias de redes de baixa tensão

Região	Detalhes	$R+jX$ (1ϕ , Ω)	R/X
<i>Europa</i>	IEC-TR-60275	0,400+j0,250	1,60
	Europa (outro)	0,470+j0,270	1,74
<i>Ásia</i>	Coréia do Sul	0,670+j0,370	1,81
	Japão	0,231+j0,089	2,59
		0,257+j0,117	2,20
<i>América do Norte</i>	EUA	0,102+j0,059	1,73
	Canadá (Hydro Quebec)	0,190+j0,062	3,06
		0,200+j0,080	2,50
	Canadá (outro)	0,090+j0,055	1,64
<i>América do Sul</i>	Brasil (Sudeste)	0,079+j0,052	1,51

3.2.2 Limites do suporte reativo em redes secundárias

O limite de potência reativa de um FV é afetado pelo seu inversor. A potência máxima que pode ser injetada/absorvida segue a equação (3.5).

$$Q_{FV}(t) \leq \sqrt{S_{nom}^2 - P_{FV}^2(t)} \quad (3.5)$$

em que S_{nom} é a potência nominal do inversor do FV.

De acordo com esta equação, a potência reativa que o FV pode suprir ao sistema depende da potência nominal de seu inversor S_{nom} e da geração de potência ativa no instante avaliado $P_{FV}(t)$.

A limitação de se utilizar suporte de reativos para manter a tensão em redes secundárias com FVs é discutida neste subcapítulo considerando razões R/X de redes secundárias reais de diferentes partes do mundo. Na Figura 3.4 (feita para o caso Canadá (outro) da Tabela 3.5) o limite da potência reativa do inversor do FV, dado pela equação (3.5), é representado pelo quarto de círculo e a potência reativa necessária para compensar a variação de tensão causada pela variação na potência ativa ΔP_{FV} é representada pela curva com a linha sólida. Esta última curva foi obtida com múltiplos fluxos de carga variando o nível de geração do FV. Esta figura mostra o valor de injeção de potência reativa necessária para manter um valor fixo de tensão caso a geração de potência ativa tenha uma certa queda.

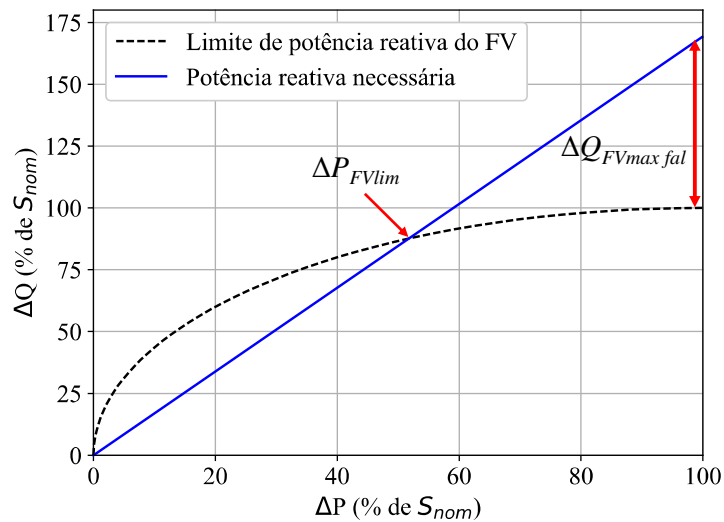


Figura 3.4: Limites do suporte de reativo feito por FVs em redes secundárias.

De acordo com a Figura 3.4, conforme ΔP_{FV} aumenta, a quantidade de ΔQ_{FV} necessária para manter a tensão aumenta aproximadamente do valor de R/X multiplicado por ΔP_{FV} . Neste trabalho, o valor máximo de ΔP_{FV} que o inversor consegue prover potência reativa suficiente

para manter o nível da tensão é chamado de limiar de ΔP_{FV} (ou ΔP_{FVlim}). Este limite é dado pela intersecção da curva do limite de potência reativa do inversor do FV e da curva da potência reativa necessária para manter a tensão.

Outro valor útil para elucidar a limitação de se utilizar o suporte reativo de FVs em redes secundárias para manter a tensão é a potência reativa máxima faltante, $\Delta Q_{FVmax\,fal}$. Este valor representa a porcentagem de potência reativa não suprida (em relação à potência reativa total) necessária para manter a tensão quando ΔP_{FV} é máximo (i.e., igual a 100%). A Figura 3.4 mostra que, para redes secundárias típicas canadenses, ΔP_{FVlim} e $\Delta Q_{FVmax\,fal}$ são respectivamente 54,38% e 67,29%. Os valores para estes dois índices foram encontrados para todas as regiões apresentadas na Tabela 3.5, e são mostrados na Tabela 3.6. Nestes resultados, assume-se que a potência nominal do inversor é a mesma da potência nominal do conjunto de painéis (a 1000 W/m²).

Tabela 3.6: Limites do suporte reativo para inversores de FV em redes secundárias reais

Região	Detalhes	ΔP_{FVlim} (% do S_{nom})	$\Delta Q_{FVmax\,fal}$ (% do S_{nom})
<i>Europa</i>	IEC-TR-60275	56,18	77,09
	Europa (outro)	49,63	104,51
<i>Ásia</i>	Coreia do Sul	46,74	149,58
	Japão	25,85	220,24
		34,33	155,06
<i>América do Norte</i>	EUA	50,14	77,98
	Canadá (Hydro Quebec)	19,25	299,74
		27,59	192,07
	Canadá (outro)	54,38	67,29
<i>América do Sul</i>	Brasil (Sudeste)	54,32	60,46

Esta tabela mostra que a capacidade de regular a tensão dos inversores dos FVs pode ser bem limitada, por exemplo no caso da Hydro Quebec no Canadá. O valor máximo ΔP_{FVlim} que ainda permitiria o inversor manter a tensão é de cerca de 20% e a máxima falta de potência reativa é de cerca de 300%.

Além disto, nota-se que a média do primeiro índice, que é o limite do inversor, é de algo entre 40% e 50% da potência do FV. O subcapítulo 3.2.5 mostra que para resultados em redes brasileiras, estes valores são parecidos e que a estimação pela equação (3.4) não se distancia da maioria dos resultados. Mas antes de tais resultados, uma caracterização das curvas de irradiação da região é necessária, bem como uma análise do nível do uso do inversor. Já que estas variáveis afetam diretamente a análise do uso da potência reativa.

Novamente, embora a discussão seja mais direta em torno do problema da queda de geração, estes resultados com a razão R/X podem ser utilizados para se ter uma ideia do quanto a tensão pode ser controlada em cada rede utilizando a potência reativa.

3.2.3 Caracterização de curvas de irradiação da região

Os resultados obtidos no subcapítulo anterior mostram a importância de se avaliar a capacidade dos inversores de controlar a tensão em redes secundárias de distribuição, principalmente em relação as variações causadas pela passagem de nuvens pelos FVs ou a capacidade de se mitigar o aumento de tensão causado pela injeção de potência ativa. Porém, antes de simular casos brasileiros, deve-se avaliar o comportamento das curvas de irradiação na região de interesse, bem como o grau de liberdade que tais inversores vão ter para trabalhar (analisando por exemplo o nível de utilização de tais inversores em dias de geração comum). Este subcapítulo foca no caso da passagem de nuvens, já que está mais relacionado à caracterização das quedas de geração.

3.2.3.1 Análise estatística de curvas de irradiação

As primeiras análises feitas são de como as curvas de irradiação disponíveis para este trabalho se comportam estatisticamente. Para isto, duas bases de dados são utilizadas: curvas oriundas do CEPAGRI [36], com resolução de 10 minutos e correspondem ao período de 1 de janeiro de 2013 até 30 de setembro de 2014, contabilizando 666 dias; e curvas de medições do projeto de telhados da CPFL [44], com resolução de 1 minuto e correspondem à potência ativa medida na saída do inversor, com um período de medição é de 22/08/2017 até 27/06/2018, contabilizando 305 dias.

Para ambos os casos algumas filtragens são feitas nas quedas de geração registradas. Para a base de dados do CEPAGRI, que tem uma resolução de 10 minutos, foi considerada a opção de filtrar quedas abaixo de 5%, já que elas podem estar relacionadas a quedas naturais no fim do dia. Para a base de dados de uma concessionária brasileira, que tem uma resolução de 1 minuto, foi feita esta mesma filtragem, porém foi adicionado mais um filtro, que considera as quedas consecutivas como uma única queda (isto não era possível na outra base dados, pois não havia garantia de que as quedas consecutivas estariam interligadas, já que em 10 minutos as nuvens podem mudar muito).

3.2.3.2 Análise das quedas de geração para as curvas de irradiação do CEPAGRI

Em todos os casos considerados foi feita a normalização das curvas pelo valor de 1000 W/m². São apresentados, a probabilidade de ocorrência (PDF do inglês *probability density function*) de quedas por porcentagem (passos de 5%), a probabilidade acumulativa (CDF do inglês *cumulative density function*) para este caso e alguns índices mais diretos como: o número de dias com quedas acima do limite que o inversor do FV conseguiria suprir com potência reativa; a porcentagem de quedas acima deste limiar em relação a todas as quedas e em relação somente as quedas maiores que 5% (não relativas ao fim do dia). As curvas com as PDFs e as CDFs para os casos com e sem o filtro de 5% são apresentadas na Figura 3.5 e na Figura 3.6.

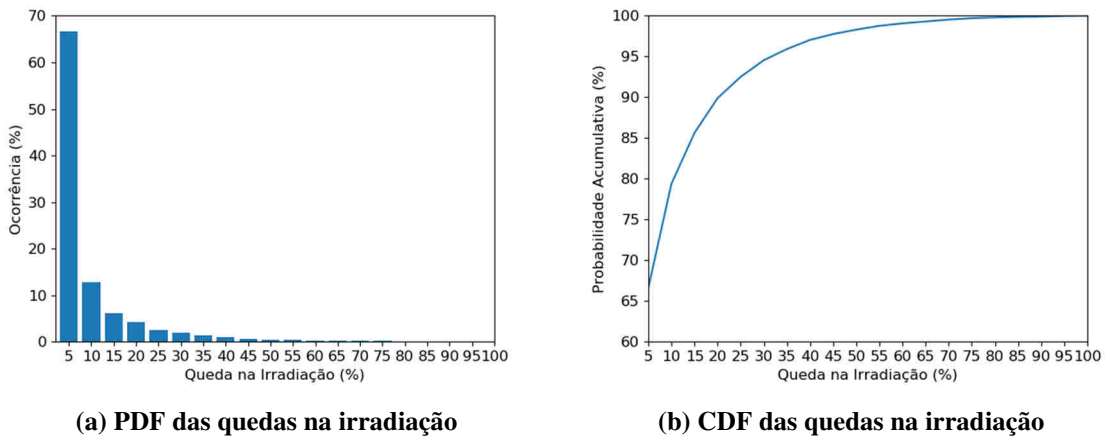


Figura 3.5: PDF e CDF considerando todas as quedas na irradiação (dados CEPAGRI).

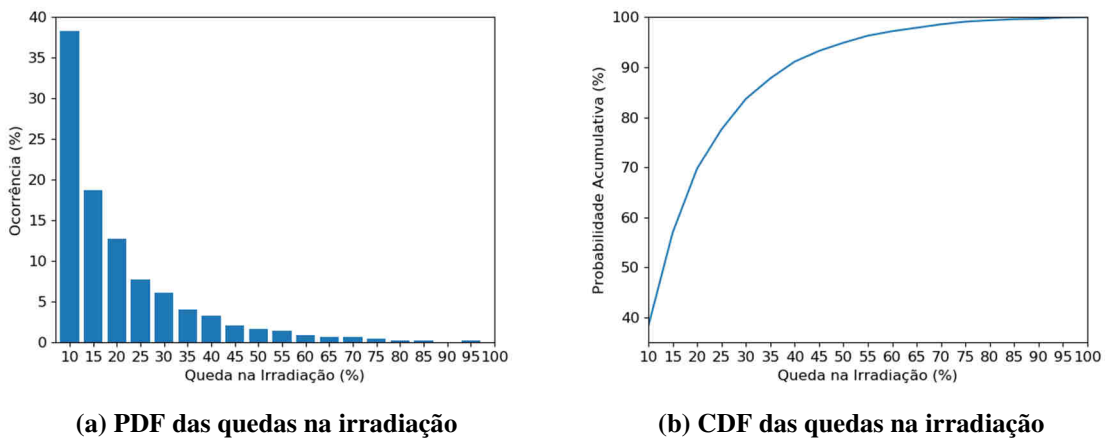


Figura 3.6: PDF e CDF considerando todas as quedas na irradiação acima de 5% (dados CEPAGRI).

Como esperado, nota-se que nos casos em que todas as quedas são consideradas, o valor (percentual) de quedas que passam do limite do inversor ($\Delta P_{FVlim} = 40\% \sim 50\%$ da irradiação máxima, segundo discutido anteriormente) é baixo. Isto acontece porque as quedas no fim do dia devido ao pôr do sol também são contabilizadas (quase 70% de ocorrência em quedas até

5% da irradiação máxima). O caso filtrado (somente quedas acima de 5%) apresenta valores mais razoáveis para os percentuais de quedas. É difícil estabelecer corretamente um limiar de quedas que deve ser ignorado, principalmente com uma resolução tão baixa nos dados.

Para analisar melhor estes resultados, a Tabela 3.7 mostra diretamente os índices obtidos com as curvas de irradiação. Considerando novamente os casos com e sem a filtragem para desconsiderar as quedas na geração no fim do dia. Além disto, são considerados 3 valores para o limiar que o inversor consegue suprir.

Tabela 3.7: Caracterização das curvas de irradiação para base de dados do CEPAGRI

Índice	Limiar do inversor		
	40%	45%	50%
Nº de dias com queda acima do limiar	299	251	211
% de dias com queda acima do limiar	44,89	37,69	31,68
% de quedas acima do limiar considerando todas as quedas	2,96	2,24	1,69
% de quedas acima do limiar considerando quedas acima de 5%	8,88	6,72	5,07

Nota-se que como esperado, quanto menor o limiar do inversor, mais dias apresentam quedas que não seriam supridas. Além disto, considerar apenas quedas acima de 5% também aumenta a porcentagem de quedas que não seriam supridas. Concluindo, se utilizarmos o cenário mais realista (desconsiderando quedas menores que 5%), pode-se dizer que entre 45% e 31% dos dias ocorrem quedas que o inversor não consegue suprir. Sendo que estas quedas representam de 8% a 5% das quedas registradas. Estes valores podem ser suficientes para mostrar a incapacidade dos inversores de manter a tensão fixa durante a passagem de nuvens somente com a injeção de potência reativa. Contudo, mesmo que não traga a tensão para o patamar da tensão sem que haja nuvem sobre o sistema, é possível diminuir o impacto na tensão e na atuação de reguladores de tensão.

3.2.3.3 Análise das quedas de geração para as curvas de irradiação de uma concessionária

Para as análises mostradas neste item, o valor máximo que normaliza as curvas é 2 kW (máximo do painel). São considerados os resultados para 40%, 45% e 50% do limite do inversor (assim como na análise anterior). Porém, como a resolução é maior, é possível fazer uma análise também considerando as quedas consecutivas que formam uma queda maior (para este caso somente quedas acima de 5% foram consideradas).

Com isto, são apresentados 2 resultados: os gráficos das probabilidades para toda as quedas (Figura 3.7), quedas acima de 5% (Figura 3.8), que ainda está sendo usado para filtrar

as quedas naturais pelo fim do dia, e considerando quedas consecutivas como uma única queda (Figura 3.9); e os índices para cada limite do inversor e considerando quedas consecutivas.

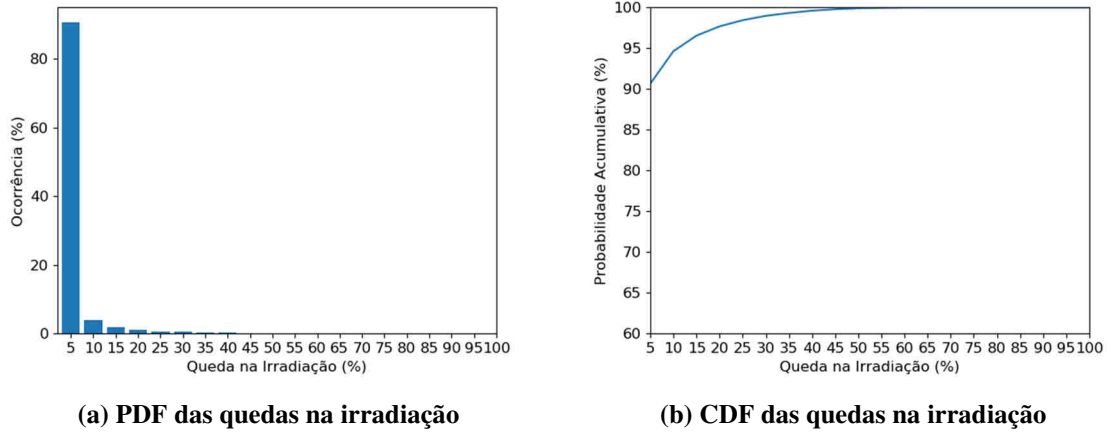


Figura 3.7: PDF e CDF considerando todas as quedas na irradiação, conforme dados de uma concessionária.

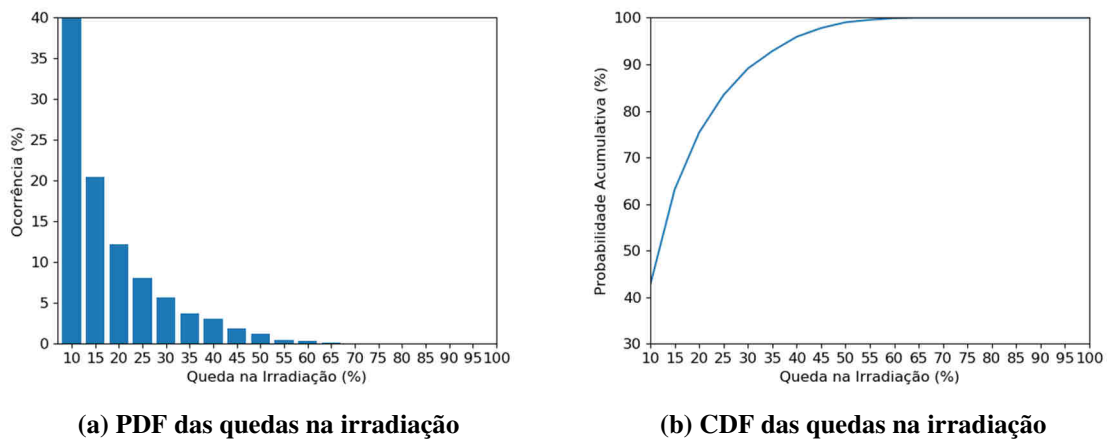


Figura 3.8: PDF e CDF considerando quedas na irradiação maiores que 5%, conforme dados de uma concessionária.

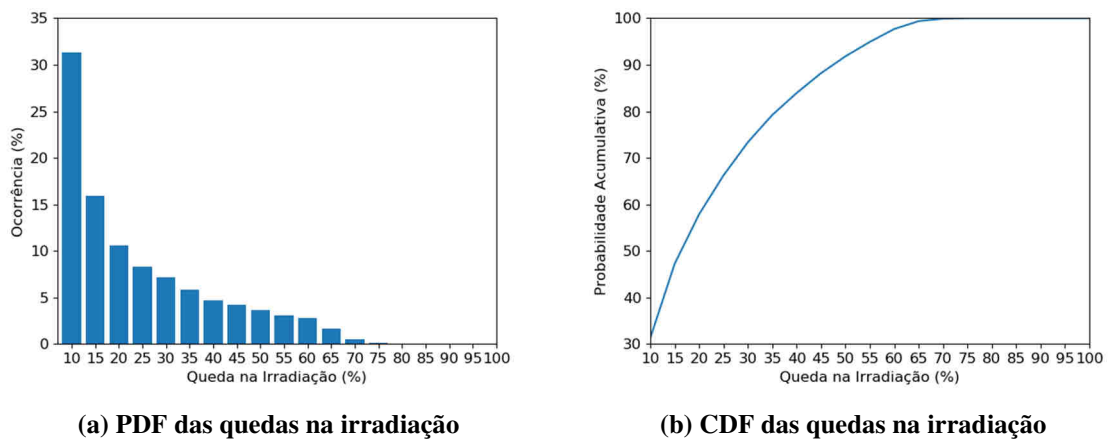


Figura 3.9: PDF e CDF considerando a filtragem de quedas consecutivas, conforme dados de uma concessionária.

Como esperado, nota-se que nos casos em que todas as quedas são consideradas, o valor (percentual) de quedas que passam do limite do inversor (40%~50% da irradiação máxima) é baixo. Ainda mais baixo do que na análise anterior, já que agora um maior número de pontos é amostrado (resolução maior) e o número quedas é naturalmente muito menor do que o número de pontos normais de operação.

Considerar somente quedas acima de 5% melhora bastante o resultado, principalmente se considerarmos as quedas consecutivas como uma única queda. Isto fica mais claro na Tabela 3.8 que mostra diretamente os índices obtidos com as curvas de potência. Utilizando as considerações já discutidas e os 3 valores para limite do inversor.

Tabela 3.8: Caracterização das curvas de irradiação para base de dados da concessionária

Índice	Limiar do inversor		
	40%	45%	50%
Nº de dias com queda acima do limiar (sem consecutivas)	135	103	67
% de dias com queda acima do limiar (sem consecutivas)	44,26	33,77	21,97
Nº de dias com queda acima do limiar (com consecutivas)	186	163	142
% de dias com queda acima do limiar (com consecutivas)	60,98	53,44	46,56
% de quedas acima do limiar considerando todas as quedas	0,38	0,21	0,09
% de quedas acima do limiar considerando quedas acima de 5%	4,09	2,22	0,98
% de quedas acima do limiar considerando quedas consecutivas	16,07	11,80	8,19

Nota-se que como esperado, quanto menor o limiar do inversor, mais dias apresentam quedas que não seriam supridas. Além disto, considerar apenas quedas acima de 5% também aumenta a porcentagem de quedas que não seriam supridas. Mas o melhor resultado se dá quando se consideram as quedas consecutivas como uma única queda, já que agora quedas menores que acontecem em seguida (e que não eram maiores do que o limite), se tornam quedas que podem passar do limite do inversor, aumentando também o número de dias com quedas acima do limiar.

Se for considerado que o cenário com quedas consecutivas é o mais próximo da realidade, pode-se dizer que entre 61% e 46% dos dias de um ano podem apresentar quedas acima do limite do inversor. Sendo que tais quedas são correspondentes de 16% a 8% de todas as quedas. Tal resultado corrobora a necessidade de se discutir a utilização dos inversores como meio de controle de tensão em redes secundárias.

3.2.4 Análise do nível de utilização do inversor

Após analisar o comportamento das curvas em relação as quedas observadas em cada base de dados, pode-se analisar o quão subutilizado o inversor está nestes casos, ou seja, quanta margem ele tem para ações de controle. Para isto, é utilizado um algoritmo que calcula a porcentagem da área obtida quando se subtrai a curva de um dia limpo da curva do dia analisado (área hachurada na Figura 3.10, considerando um inversor que não é sobre dimensionado para permitir maior injeção/absorção de potência reativa). Este algoritmo leva em conta diferentes estações do ano (que mudam o horário de sol e a intensidade da irradiação) para comparar corretamente um possível dia limpo com o dia analisado.

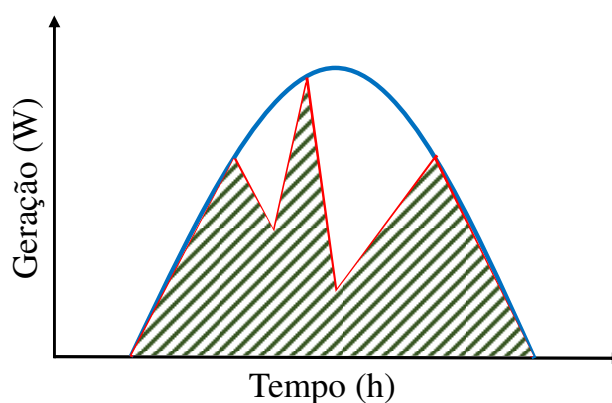


Figura 3.10: Área calculada pelo algoritmo.

Os resultados obtidos por este algoritmo são mostrados na Tabela 3.9. Foi criado um filtro para o caso do CEPAGRI, pois durante o inverno, existiram várias medições nulas e/ou com valores muito baixos de geração (podendo ser um período atipicamente nublado ou erros de medição).

Tabela 3.9: Níveis de utilização do inversor para as diferentes bases de dados

Base de dados	Média (%)	Percentil 95º (%)	Percentil 5º (%)
CEPAGRI	47,12	89,19	0,11
CEPAGRI filtrado	61,14	90,68	10,35
Medições projeto	62,62	93,93	27,49

Nota-se que a média das duas bases (olhando o caso filtrado do CEPAGRI) são bem próximos, além disto, os valores dos percentis não são muito próximos, isto ocorre pois mesmo com a filtragem, alguns dias fora do período do inverno ainda tiveram horários com geração nula. Estes valores mostram que o inversor é subutilizado mesmo se for levado em conta somente a geração esperada para um dia limpo (sem considerar os baixos valores de geração no começo da manhã e no fim da tarde). Este valor disponível que pode ser útil para estratégias de

mitigação do aumento da tensão em regime permanente causado pela injeção de potência ativa, mas não necessariamente é suficiente para suprir as variações causadas pelas nuvens.

Para discutir melhor os efeitos destas variações em redes secundárias reais, o próximo subcapítulo apresenta o método Monte Carlo utilizado e os resultados obtidos.

3.2.5 Simulações Monte Carlo para avaliar o limite dos inversores e a estimação deste limite pela razão R/X

Após caracterizar as curvas de irradiação disponíveis é possível utilizar os resultados obtidos para em conjunto de simulações Monte Carlo avaliar a capacidade dos inversores dos FVs de manterem a tensão nos casos em que ocorrem variações na geração dos FVs devido a passagem de nuvens. Além disto, estes testes também vão permitir avaliar o quanto a equação (3.4), que relaciona ΔP , ΔQ e a razão R/X , está correta, ajudando a analisar o quão eficaz seria a utilização do inversor também para casos de sobretensão.

Para isto, é utilizado o algoritmo apresentado na Figura 3.11. Que consiste basicamente: do bloco responsável por alocar o FV, dos blocos que simulam os fluxos de carga com o controle de tensão e o bloco que salva os resultados. A ideia geral é reconstruir a Figura 3.4 com milhares de simulações, diferentes redes secundárias reais, diferentes níveis de penetração e de quedas na geração.

Neste algoritmo, um FV é simulado em uma barra aleatória com o máximo de geração, então as quedas na geração são introduzidas e a potência reativa necessária para manter a tensão no mesmo valor anterior é calculado pelo controle do OpenDSS. Este procedimento é feito 200 vezes para cada rede, para cada nível de penetração (passos de 5%) e para cada queda na geração (passos de 10%). As considerações utilizadas nesta simulação são apresentadas a seguir.

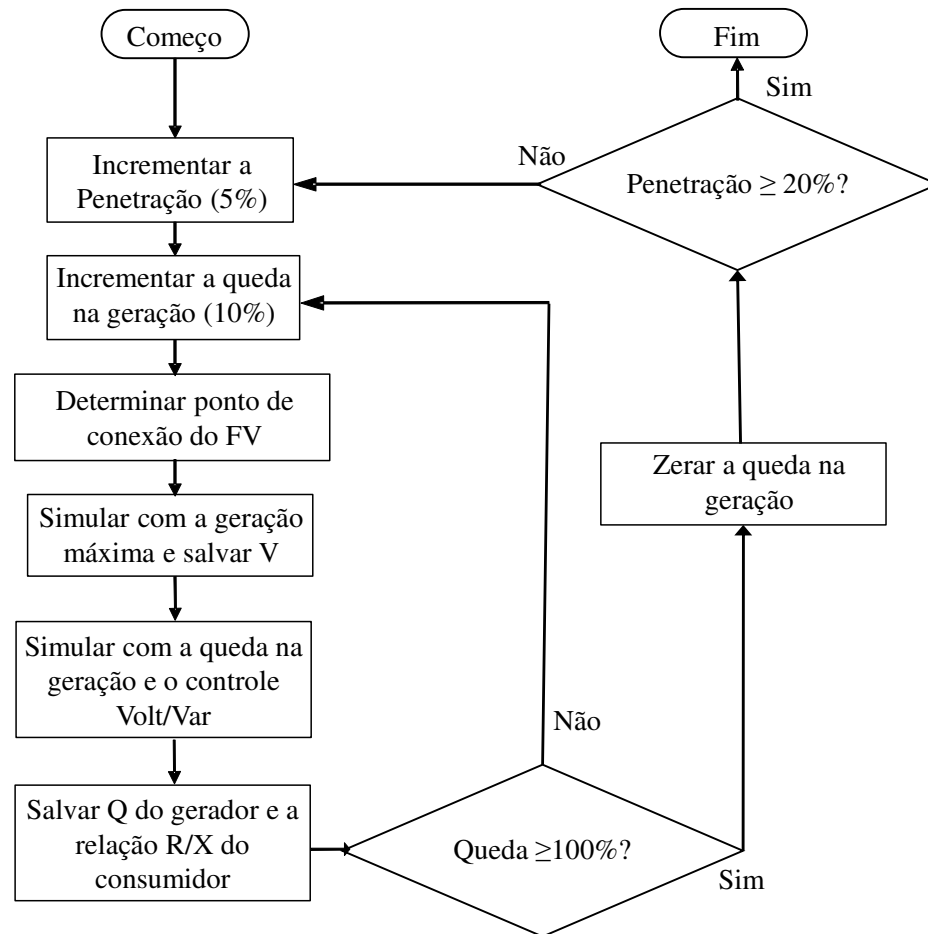


Figura 3.11: Fluxograma do algoritmo Monte Carlo.

3.2.5.1 Considerações feitas para as simulações

Para estes testes, o nível de penetração é variado de 0% a 20% em passos de 5%, definido como a potência do FV dividida pela carga máxima da rede (considerando as curvas de carga de todos os consumidores juntos). Neste caso todos os consumidores são considerados como aptos a receber o FV, e eles são escolhidos aleatoriamente baseado em uma distribuição de probabilidade uniforme.

O FV é considerado como monofásico e com seu valor de geração máxima (W_p) variável de acordo com a carga de cada rede e o nível de penetração simulado. Neste caso, diferente das outras simulações Monte Carlo presentes neste trabalho, somente um FV é instalado por cenário, contendo toda a geração responsável pela penetração, e tal FV é monofásico. Isto ocorre para que o problema tenha apenas uma solução possível. No caso com 2 ou mais geradores, pode haver diferentes soluções para manter a tensão fixa, com isto, seria difícil avaliar diretamente a relação entre ΔP e ΔQ .

Neste estudo, não é utilizado o objeto *PVSystem* do OpenDSS, mas sim um objeto *Generator* que permite o controle de reativo de forma mais simples. Além disto, a penetração é considerada somente até 20% (valor baixo em relação a outros estudos), pois como toda a geração está em um mesmo FV (único ponto) valores muito altos começam a distorcer demais a tensão na rede. E como o problema é não linear, tanto a simulação, quanto as análises utilizando a relação R/X ficam prejudicadas.

Após cada cenário ser definido, um fluxo de carga é executado para definir o valor da tensão no ponto de geração máxima utilizando o programa OpenDSS. Com isto, cada queda de geração é simulada para obter o valor de Q que mantenha a tensão no nível anterior. São simulados 200 cenários por caso, e são armazenadas: a relação R/X do consumidor (considerando o caminho dele até o transformador) e o valor de Q do FV que mantém a tensão no nível anterior a queda na geração.

Finalmente, como estas simulações são muito mais complexas (demandam maior esforço computacional), somente 50 redes foram utilizadas para estas simulações.

3.2.5.2 Resultados para 50 redes

Utilizando o algoritmo descrito anteriormente, foram simuladas 50 redes para avaliar o limite esperado em que os inversores devem ser capazes de manter a tensão fixa com a variação da geração e o quanto a equação (3.4), que relaciona ΔP , ΔQ e a razão R/X, está correta. A Figura 3.12 mostra este resultado utilizando um recurso chamado Boxplot, que indica:

- A mediana pela linha laranja no meio das caixas. A mediana corresponde ao valor em que 50% dos pontos estão abaixo e 50% dos pontos estão acima.
- Os percentis 25 e 75 pelas linhas de baixo e de cima, respectivamente, das caixas.
- Os percentis 5 e 95 pelos limites inferior e superior respectivamente.

Além disto, é mostrada a estimativa do ΔQ de acordo com a equação (3.4) (linha azul com traços e pontos) e o limite de potência do inversor (curva preta tracejada). Em cada caso o P de base é o valor máximo de geração, para que todos os casos possam ser agrupados corretamente.

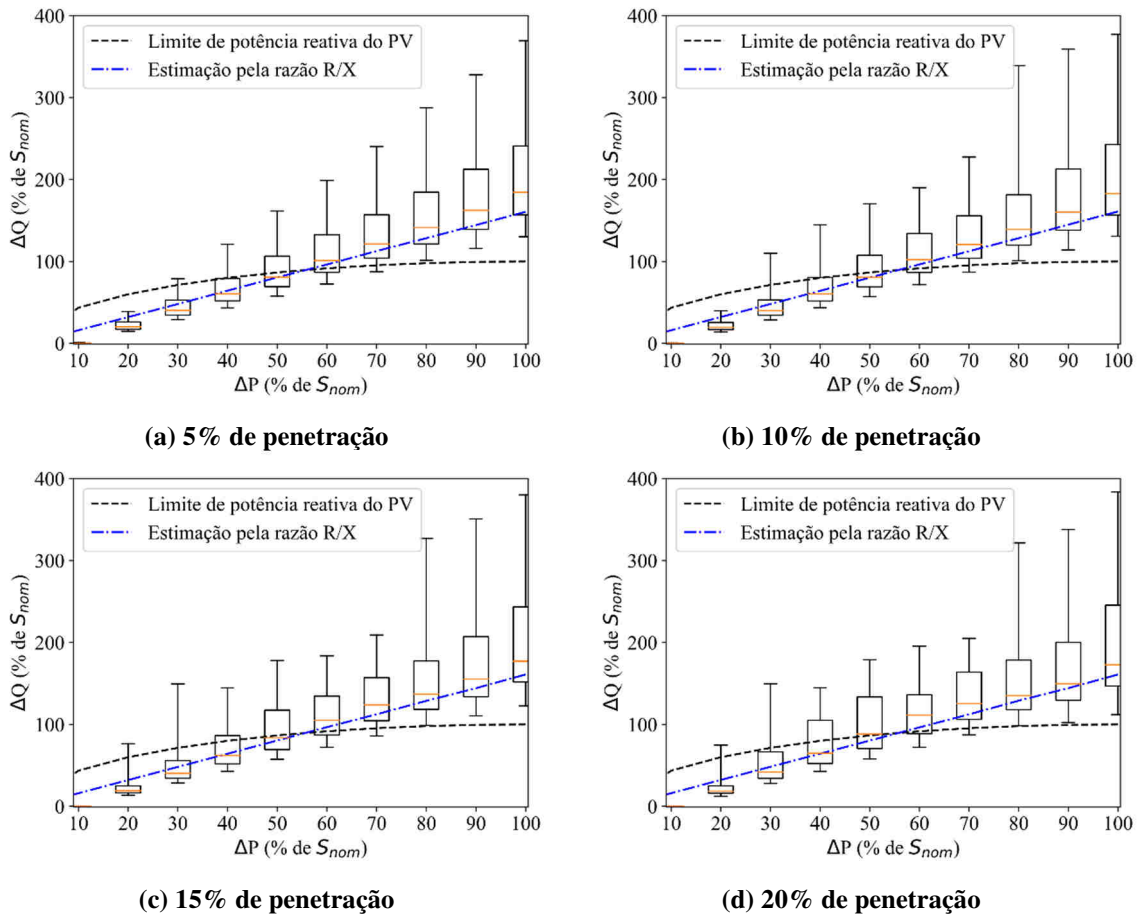


Figura 3.12: Boxplot das simulações Monte Carlo.

Nota-se que principalmente nos casos com menor penetração (menor distorção da tensão e menos não linearidade), a estimativa pela equação (3.4) segue a mediana dos valores obtidos, mostrando que esta métrica pode ser utilizada para uma primeira análise visando avaliar a capacidade ou não do inversor manter o nível da tensão em casos em que a geração varia pela passagem de nuvens ou o quanto de potência reativa seria necessária para evitar uma sobretensão. Além disto, os valores obtidos como limites do inversor (ou ΔP_{FVlim}) estão de acordo com os da literatura (~50%).

Conforme a penetração aumenta, não só a estimativa pela equação piora, mas ocorre uma maior dispersão dos resultados. Novamente, isto era esperado, já que uma alta penetração concentrada em um único ponto além de não realista, distorce o valor das tensões.

Finalmente, após as simulações, discussões e análises feitas em relação aos impactos e ao uso da potência reativa proveniente da atuação dos inversores dos FVs, outras soluções podem ser avaliadas. Por isto, o próximo capítulo discute a utilização de baterias, carregamento inteligente e outras estratégias baseadas em potência ativa para mitigar os impactos causados por FVs e VEs.

3.3 Conclusões parciais

Este capítulo mostrou que a utilização dos inversores dos FVs para compensar potência reativa pode auxiliar na mitigação dos impactos causados por FVs, mas que os impactos causados pelos VEs são mitigados em uma intensidade menor dado que os VEs podem estar em barras diferentes dos FVs, onde a potência reativa é regulada. Ocorre também, um aumento significativo nos índices de sobrecarga, já que a corrente nos condutores aumenta, dado que agora a potência reativa indutiva ajustada pelo inversor flui pela rede.

Além disto, a análise das limitações deste tipo de compensação mostrou que a razão R/X das redes é um fator que pode impossibilitar tal controle e que a quantidade necessária de potência reativa para manter a tensão fixa com uma certa variação de potência ativa pode ser estimada pela equação (3.4).

Finalmente, notou-se que pela caracterização das curvas de irradiação os inversores dos FVs precisam ter mais capacidade de injeção de potência reativa (do que o considerado neste trabalho) para os casos em que se espera mitigar as variações bruscas de tensão causadas pela passagem de nuvens.

4 SOLUÇÕES BASEADAS EM POTÊNCIA ATIVA

Este capítulo trata de soluções baseadas em potência ativa. O foco principal é na inserção de baterias em redes secundárias, mais especificamente em consumidores de baixa tensão que possuam FVs. São propostas estratégias simples de carga e descarga que permitam analisar a capacidade destas tecnologias em mitigar os impactos de FVs e VEs. Os resultados obtidos por estas estratégias são avaliados de duas formas (ambas utilizando Monte Carlo): considerando a redução nos impactos na tensão e no carregamento da rede, e considerando a parte energética. Após a discussão das baterias, é analisado o caso da chamada recarga controlada de VEs, em que alguma estratégia deve impedir que os VEs sejam carregados durante o horário de pico. Embora tal estratégia seja intrusiva para os consumidores, ela desloca esta nova carga para o horário da madrugada, que tem carga leve, e acaba com boa parte dos problemas de subtensão na rede. Para avaliar a eficiência deste método nas redes, o algoritmo Monte Carlo descrito neste capítulo é utilizado e o horário de recarga é pré-definido nas simulações, fazendo com que em nenhum dos 200 cenários, ocorra recarga no horário de pico. Finalmente é apresentada uma breve discussão, sem simulações, acerca de outras possibilidades para se mitigar os impactos causados por FVs e VEs.

4.1 Simulações e limitações do uso de baterias

O principal objetivo deste subcapítulo é avaliar o uso de baterias para combater violações no nível de tensão na presença de FVs, fazendo além de uma análise dos índices de qualidade de energia, uma análise preliminar da parte energética e operacional de se utilizar uma estratégia complexa de carregamento das baterias em comparação com uma estratégia simples e que não demande investimentos em circuitos de controle e/ou otimização, além de redes de comunicação. Este trabalho considera que todas as baterias são instaladas pelos consumidores com o intuito de utilizar a energia do FV no horário de pico, ou seja, não são consideradas as baterias dos VEs para os estudos.

É apresentada uma breve revisão bibliográfica do uso das baterias em redes secundárias e o algoritmo de Monte Carlo utilizado nas simulações considerando FVs e baterias. Posteriormente, são discutidas estratégias de uso das baterias e suas implicações para a rede e para os consumidores e por fim são mostrados alguns resultados considerando os diferentes aspectos deste problema.

4.1.1 Utilização de baterias em redes secundárias para controle de tensão e suas limitações

Diversos trabalhos discutem a utilização de baterias em redes secundárias com o intuito de mitigar os impactos causados por FVs e outras tecnologias presentes nas chamadas redes inteligentes [45].

Alguns destes trabalhos discutem estratégias mais específicas que podem ser aplicadas em casos de microrredes [46], já que no controle destes sistemas isolados, além dos problemas de tensão e carregamentos que afetam as redes de distribuição, há também o problema da estabilidade da rede, já que a capacidade do gerador e o nível de curto-circuito da rede são menores. Outros focam também no fato de que a energia solar e a energia eólica têm fontes intermitentes, ou seja, que podem variar rapidamente ao longo do dia [47],[48]. Com isto além de propor estratégias que ajudem a evitar violações de tensão na rede, estes trabalhos também tratam das variações bruscas de tensão causadas por estas tecnologias e como as baterias podem ajudar neste contexto, inclusive com o uso de potência reativa pelo inversor da bateria (que não é tratado nesta tese).

Existem trabalhos que utilizam modelos matemáticos mais complexos, e aplicam otimização para a alocação e controle de baterias [49], tornando o uso delas mais eficaz para cada problema analisado. Outros trabalhos utilizam as baterias em conjunto com outros equipamentos já presentes nas redes de distribuição, ou que têm seu controle já conhecido pela concessionária, como os reguladores de tensão [50].

Embora na literatura seja possível encontrar diferentes metodologias e estudos sobre a aplicação das baterias, é sempre importante lembrar que além da limitação financeira de se obter estes equipamentos, da questão ambiental e da estratégia de controle, a concessionária só teria controle absoluto das baterias adquiridas por ela (que seriam maiores e alocadas em lugares críticos). Já as baterias instaladas em consumidores, além de terem um funcionamento de difícil previsão (estratégia de recarga, capacidade de potência e energia), não necessariamente poderão ser acessadas pela concessionária para ajudar na regulação da rede de distribuição.

4.1.2 Algoritmo para o método Monte Carlo

Assim como nos capítulos anteriores, as simulações com baterias utilizam o método Monte Carlo para fazer uma análise estatística do problema, dado que existem diversas incertezas neste cenário. A Figura 4.1 apresenta o fluxograma com o algoritmo utilizada nas

próximas simulações. Mais detalhes sobre as considerações feitas são dados no próximo subcapítulo.

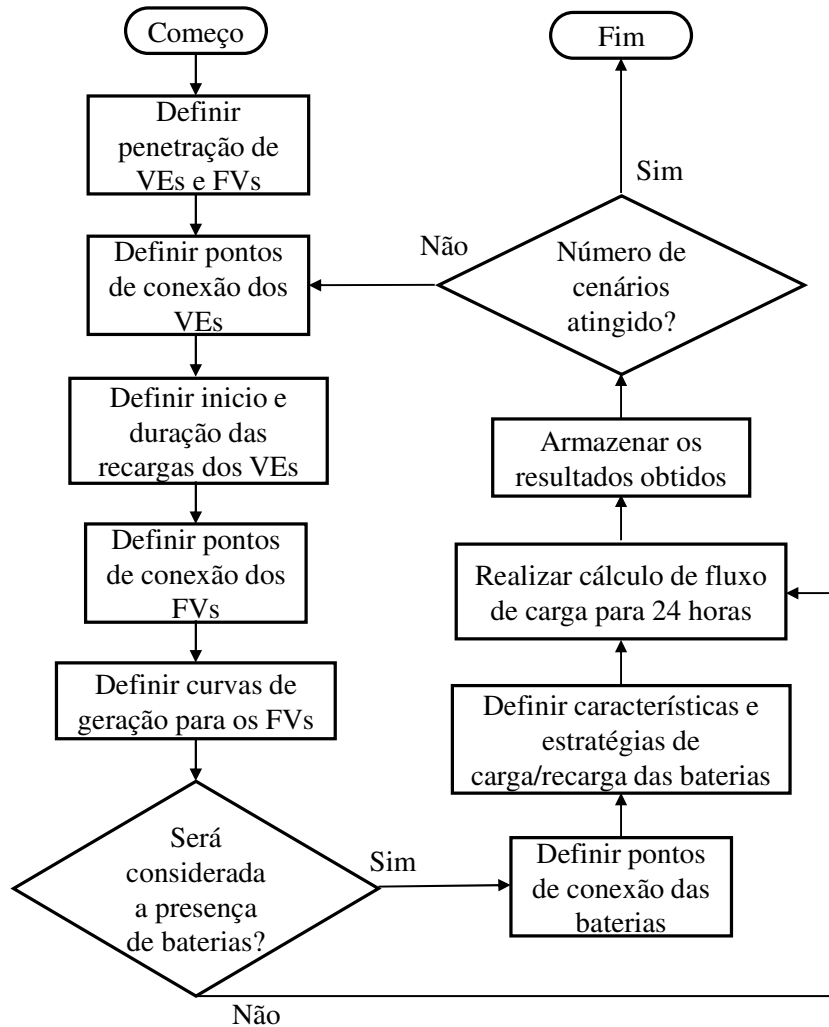


Figura 4.1: Fluxograma do método Monte Carlo utilizado.

4.1.2.1 Estratégias de recarga das baterias

Este subcapítulo discute as estratégias de recarga das baterias que foram consideradas nas simulações Monte Carlo. A primeira estratégia consiste em carregar a bateria com qualquer inversão de fluxo que ocorra (geração do FV maior do que a carga da unidade consumidora). Já a segunda estratégia estabelece um limiar para o começo desta recarga, nos casos apresentados, este valor é igual a uma porcentagem da potência de pico do FV (a bateria só carrega quando a inversão é maior do que este limiar). Os valores escolhidos para as baterias neste trabalho estão de acordo com os valores comerciais disponíveis [51].

Para exemplificar estas estratégias, pode-se considerar um caso em que uma residência tem um FV. A Figura 4.2 mostra como a curva de carga da residência ficaria com uma certa geração de FV típica da região de Campinas (curva em azul com linha sólida). Além disto, são mostrados os limites de começo e fim da recarga para os casos com (linha vermelha tracejada) e sem limiar. Neste caso em específico, o FV é de 2,5 kWp, o limiar é de 50% deste valor, ou seja, a bateria começaria a carregar quando a inversão fosse maior do que 1,25 kW (linha preta com traços e pontos). Este valor foi obtido empiricamente com estudos sobre a parte energética, assim como no subcapítulo 4.1.2.3. Os valores de limiar entre 40% e 50% se mostraram capazes de carregar a bateria durante a geração do FV com pouco tempo ocioso (bateria cheia) e de descarregar mais energia no horário de pico.

As consideradas com uma capacidade de 5,76 kWh e CRatio de 0,75 [52] (relação entre potência de carga/descarga e energia). Por questões operacionais, estas baterias só podem operar com cargas entre 20% e 90% de sua capacidade total, e a cada dia se considera que as baterias começam com 30% de sua capacidade (para gerar um caso em que a bateria não descarregou totalmente no dia anterior). Tal valor é aceitável, dado que durante o horário de pico do dia anterior, as baterias têm plena capacidade de descarregar a maioria de sua energia disponível.

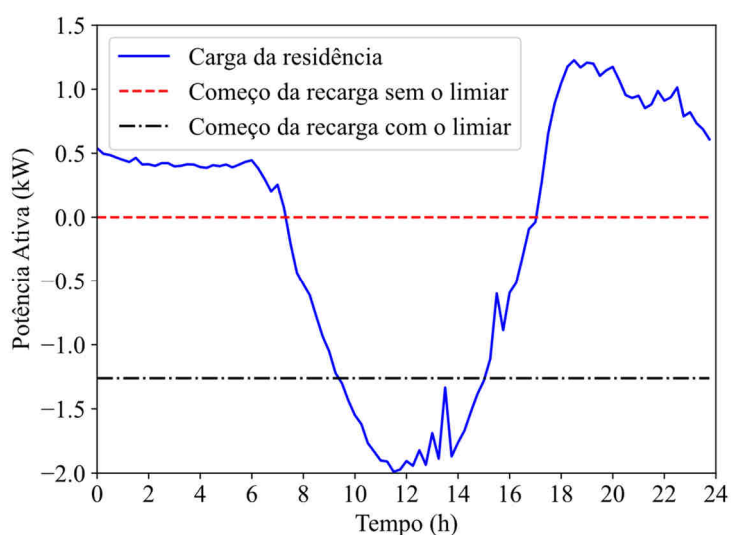


Figura 4.2: Curvas da carga da residência com FV e os limiares que definem estado de recarga.

Nota-se que há uma grande diferença entre os pontos em que a curva de carga se torna menor do que os limites, isto faz com que o comportamento da bateria em cada um dos casos seja completamente diferente. A Figura 4.3 mostra a curva de recarga/descarga da bateria para ambas as estratégias, a partir das 18:00 ambas as estratégias são liberadas para descarregar parte de sua energia para garantir que estejam descarregadas no próximo dia (e para ajudar no horário

de pico). Esta descarga é baseada na curva de carga de cada residência para garantir que no horário com maior geração, a bateria tenda a injetar mais potência ativa.

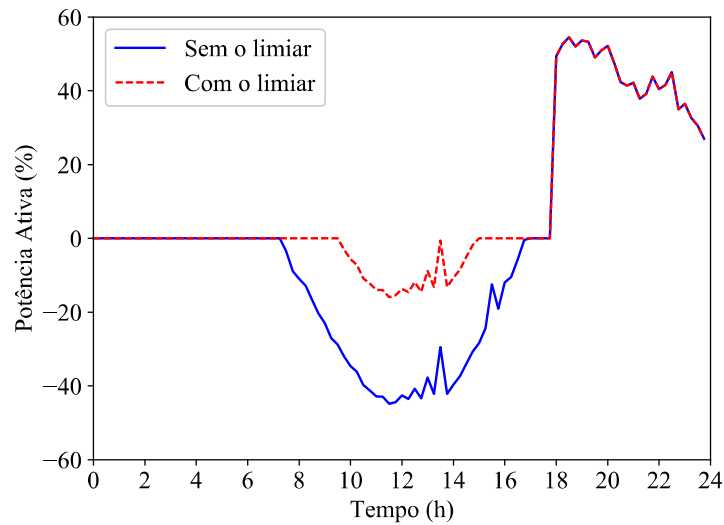


Figura 4.3: Curvas das estratégias de recarga/descarga da bateria com e sem limiar.

Nota-se que, como esperado, a área de recarga do caso sem limiar é muito maior do que a do caso com o limiar. Embora este caso seja só um exemplo, deve-se ressaltar que no caso sem limiar, a bateria atinge seu máximo de energia às 11h15, ou seja, esta bateria não colabora completamente para a diminuição no aumento da tensão causado pelo FV (já que o horário mais crítico é exatamente entre 11h00 e 13h00). Além disso, embora neste caso a área de recarga do caso com limiar seja menor, a bateria consegue carregar até cerca de 3,88 kWh (correspondendo a cerca de 67% da capacidade da bateria, que não pode ser carregada a mais do que 90%). Mais uma vez, além de não ter sua energia máxima atingida, esta bateria recarrega no horário mais crítico de geração do FV, colaborando mais com o controle da tensão na rede.

4.1.2.2 Considerações feitas para as simulações sem a parte energética

Para estes testes, apresentados no 4.1.3, as considerações são as mesmas utilizadas em no Capítulo 2, considerando 30% de penetração para todas as tecnologias envolvidas e uma tensão de 1,0 pu nos transformadores das redes secundárias. A diferença em relação àqueles testes é que as baterias são inseridas na rede nos mesmos consumidores que possuem FVs (seguindo as mesmas penetrações). E as baterias consideradas a serem instaladas são iguais às descritas anteriormente (5,76 kWh, taxa de carga/descarga de 0,75 e limites mínimo e máximo de energia de 20% e 90%, respectivamente).

Finalmente, a estratégia adotada para as baterias neste caso é a que considera o limiar dos FVs para começar a carga da bateria, já que ela não se carrega totalmente antes do pico,

sendo mais capaz de diminuir as violações de tensão. São considerados também, casos em que os inversores dos FVs estão disponíveis para ajudar na regulação de tensão seguindo a mesma proposta do subcapítulo 3.1.

4.1.2.3 Considerações para a análise energética

No caso da análise energética, com os resultados apresentados no subcapítulo 4.1.4, o nível de penetração considerado é de 30%, definido como o número de FVs pelo número total de consumidores. Este valor é considerado inicialmente por não se distanciar de um caso real em que os efeitos possam ser notados, mas simulações com diferentes valores são feitas destacando tal mudança. Para atingir este nível de penetração, somente os consumidores bifásicos e trifásicos são considerados como aptos a receber os FVs bifásicos, e eles são escolhidos aleatoriamente baseado em uma distribuição de probabilidade uniforme. Os FVs são modelados de acordo com o objeto *PVSystem* do programa OpenDSS com 2,5 kWp (fator de potência unitário) conectadas entre duas fases e sua geração segue uma curva sorteada aleatoriamente no banco de curvas de irradiação do CEPAGRI (filtrados os dias com possíveis erros de medição).

As baterias só podem ser conectadas em barras que receberam FVs, mas seguem a mesma estratégia de alocação (no caso, como elas têm a mesma penetração, toda barra com FV recebe uma bateria). Além disto, elas são consideradas com uma capacidade de 5,76 kWh e taxa de carga/descarga de 0,75 [51] (relação entre potência de carga/recarga e energia nominal). Por questões operacionais, estas baterias só podem operar com cargas entre 20% e 90% de sua capacidade total, e a cada dia se considera que as baterias começam com 30% de sua capacidade. Tal valor é aceitável, dado que durante o horário de pico do dia anterior, as baterias têm plena capacidade de descarregar a maioria de sua energia disponível.

Após cada cenário ser definido, os fluxos de carga de 24 horas são executados utilizando o programa OpenDSS. São simulados 200 cenários por rede, e são armazenadas: tensão nos consumidores, corrente nas linhas, carregamento no transformador e potência e energia da bateria durante o dia.

4.1.3 Resultados para alta penetração de FVs e VEs com baterias, sem analisar a parte energética

Os resultados apresentados, são relativos ao método Monte Carlo descrito anteriormente, com as considerações do subcapítulo 4.1.2.2. Estas simulações visam avaliar somente a capacidade das baterias de mitigar os impactos causados pela alta penetração de FVs

e VEs, com ou sem a utilização do inversor dos FVs para ajudar na regulação de tensão. Nestas simulações, são avaliados quatro panoramas, todos considerando o limiar de recarga da bateria:

- **Panorama 1:** 30% de penetração de FVs e de baterias, sem o uso dos inversores dos FVs.
- **Panorama 2:** 30% de penetração de FVs e baterias, com o uso dos inversores dos FVs.
- **Panorama 3:** 30% de penetração de VEs, FVs e baterias, sem o uso dos inversores dos FVs.
- **Panorama 4:** 30% de penetração de VEs, FVs e baterias, com o uso dos inversores dos FVs.

Em cada panorama, são simulados 3 casos, em que o caso 1 é o caso base, o caso 2 considera a irradiação de dia limpo e o caso 3 considera a irradiação do dia parcialmente nublado.

4.1.3.1 Resultados para o panorama 1: FVs e baterias, sem compensação de reativos pelos inversores dos FVs

Considerando o primeiro panorama para as simulações, são obtidos os resultados apresentados na Tabela 4.1 e na Tabela 4.2.

Tabela 4.1: Resultados para as tensões no caso de FVs e baterias

Valores médios/percentis obtidos por estudo (40.000 casos)	Estudos de caso com NP = 30%					
	Sem baterias/ dia limpo		Com baterias / dia limpo		Com baterias / dia nublado	
	Média	Per. 95	Média	Per. 95	Média	Per. 95
N ° de consumidores com violações precárias ($ V > 1,05$ pu)	1,6927	4,832	0,7090	2,3275	0,0671	0,3165
N ° de consumidores com violações críticas ($ V > 1,06$ pu)	1,0139	3,234	0,5620	1,9910	0,0280	0,1653
N ° de consumidores com violações precárias ($ V < 0,92$ pu)	0,0002	0,0	0,0011	0,0	0,0011	0,0
N ° de consumidores com violações críticas ($ V < 0,87$ pu)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Duração Sobreensão (min)	6,5674	32,5179	1,5321	7,7174	0,1560	0,9134
Duração Subtensão (min)	0,0006	0,0064	0,0022	0,0183	0,0026	0,0170
N ° de consumidores com Desequilíbrio de tensão > 3%	0,0174	-	0,0004	-	0,0001	-

Tabela 4.2: Resultados para as sobrecargas e carregamentos no caso de FVs e baterias

Valores médios obtidos por estudo (40.000 casos)	Estudos de caso com NP = 30%		
	Sem baterias/ dia limpo	Com baterias / dia limpo	Com baterias / dia nublado
Nº de sobrecargas de linhas	0,159	0,1012	0,0069
Nº de sobrecargas de transformador	0,04	0,0001	0,0011
Duração da sobrecarga nas linhas (min)	6,241	1,9979	0,1438
Duração da sobrecarga no transformador (min)	0,5637	0,0748	0,1167

Nota-se que mesmo neste caso, mesmo sem a utilização dos inversores as baterias conseguem diminuir as violações e suas durações. Além disto, os casos de desequilíbrios são quase zerados e diferentemente do que acontecia com o uso dos inversores, o carregamento é aliviado pela presença das baterias, já que além de absorver a potência ativa que seria injetada, não há fluxo de potência reativa.

4.1.3.2 Resultados para o panorama 2: FVs e baterias, com compensação de reativos pelos inversores dos FVs

A Tabela 4.3 e a Tabela 4.4 apresentam os resultados obtidos para o segundo panorama, em que os VEs ainda não estão presentes, mas os inversores dos FVs são utilizados para mitigar os impactos dos FVs.

Tabela 4.3: Resultados para as tensões no caso de FVs, baterias e o uso de inversores

Valores médios/percentis obtidos por estudo (40.000 casos)	Estudos de caso com NP = 30%					
	Sem baterias/ sem inversores / dia limpo		Com baterias/ com inversores / dia limpo		Com baterias/ com inversores / dia nublado	
	Média	Per. 95	Média	Per. 95	Média	Per. 95
Nº de consumidores com violações precárias ($ V > 1,05$ pu)	1,6927	4,832	0,4364	1,8715	0,3801	1,6188
Nº de consumidores com violações críticas ($ V > 1,06$ pu)	1,0139	3,234	0,4029	1,5575	0,3516	1,2218
Nº de consumidores com violações precárias ($ V < 0,92$ pu)	0,0002	0,0	0,1027	0,5220	0,0370	0,1458
Nº de consumidores com violações críticas ($ V < 0,87$ pu)	0,0	0,0	0,0006	0,0	0,0	0,0
Duração Sobreensão (min)	6,5674	32,5179	0,5637	2,4868	0,3982	1,7268
Duração Subtensão (min)	0,0006	0,0064	0,3292	1,6092	0,0803	0,3725
Nº de consumidores com Desequilíbrio de tensão > 3%	0,0174	-	0,2225	-	0,1200	-

Tabela 4.4: Resultados para as sobrecargas e carregamentos no caso de FVs, baterias e o uso de inversores

Valores médios obtidos por estudo (40.000 casos)	Estudos de caso com NP = 30%		
	Sem baterias/ sem inversores / dia limpo	Com baterias/ com inversores / dia limpo	Com baterias/ com inversores / dia nublado
Nº de sobrecargas de linhas	0,159	0,3688	0,1751
Nº de sobrecargas de transformador	0,04	0,1678	0,0250
Duração da sobrecarga nas linhas (min)	6,241	14,9883	5,8267
Duração da sobrecarga no transformador (min)	0,5637	2,9069	0,7384

Neste caso, assim como esperado, no dia limpo a junção das baterias com o uso dos inversores diminuiu ainda mais os casos de violação e a duração de cada uma delas. Porém, nota-se um aumento nas violações de subtensão (que pode ser explicado pelo efeito de acoplamento entre fases) e um aumento no carregamento, embora menor do que no caso sem as baterias.

4.1.3.3 Resultados para o panorama 3: FVs, VEs e baterias, sem compensação de reativos pelos inversores dos FVs

Para o terceiro panorama, que considera a conexão dos carregadores dos VEs, são obtidos os resultados apresentados na Tabela 4.5 e na Tabela 4.6.

Tabela 4.5: Resultados para as tensões no caso de FVs, VEs e baterias

Valores médios/percentis obtidos por estudo (40.000 casos)	Estudos de caso com NP = 30%					
	Sem baterias/ dia limpo		Com baterias / dia limpo		Com baterias / dia nublado	
	Média	Per. 95	Média	Per. 95	Média	Per. 95
Nº de consumidores com violações precárias ($ V > 1,05$ pu)	1,2347	3,4965	0,2079	0,7783	0,0003	0,0
Nº de consumidores com violações críticas ($ V > 1,06$ pu)	0,5559	2,0363	0,0840	0,6884	0,0	0,0
Nº de consumidores com violações precárias ($ V < 0,92$ pu)	6,387	15,5677	2,2811	8,6404	3,7267	11,6793
Nº de consumidores com violações críticas ($ V < 0,87$ pu)	0,1192	0,6385	0,0242	0,0919	0,0409	0,2455
Duração Sobretensão (min)	2,6626	9,8571	0,2014	1,0059	0,0013	0,0098
Duração Subtensão (min)	11,2794	49,2457	4,7602	23,9304	7,2400	34,2511
Nº de consumidores com Desequilíbrio de tensão > 3%	0,0786	-	0,2403	-	0,1714	-

Tabela 4.6: Resultados para as sobrecargas e carregamentos no caso de FVs, VEs e baterias

Valores médios obtidos por estudo (40.000 casos)	Estudos de caso com NP = 30%		
	Sem baterias/ dia limpo	Com baterias / dia limpo	Com baterias / dia nublado
Nº de sobrecargas de linhas	0,5112	0,1532	0,2471
Nº de sobrecargas de transformador	0,5156	0,1691	0,4095
Duração da sobrecarga nas linhas (min)	9,7042	2,3301	3,2272
Duração da sobrecarga no transformador (min)	6,4015	2,7409	4,5090

É possível notar que além da diminuição já vista para as violações de sobretensão, o uso das baterias consegue também diminuir os impactos causados pelos VEs, principalmente nos dias limpos, já que a bateria acumula mais carga. Também é possível notar que como no caso do panorama 1, os níveis de carregamento melhoram com a presença das baterias, mesmo a carga total da rede tendo aumentado por causa dos VEs.

4.1.3.4 Resultados para o panorama 4: FVs, VEs e baterias, com compensação de reativos pelos inversores dos FVs

O último panorama considerado considera a presença de FVs, VEs, baterias e do uso dos inversores dos FVs. Os resultados relativos a estas simulações são apresentados na Tabela 4.7 e na Tabela 4.8

Tabela 4.7: Resultados para as tensões no caso de FVs, VEs, baterias e o uso de inversores

Valores médios/percentis obtidos por estudo (40.000 casos)	Estudos de caso com NP = 30%					
	Sem baterias/ sem inversores / dia limpo		Com baterias/ com inversores / dia limpo		Com baterias/ com inversores / dia nublado	
	Média	Per. 95	Média	Per. 95	Média	Per. 95
Nº de consumidores com violações precárias ($ V > 1,05$ pu)	1,2347	3,4965	0,0105	0,0	0,0101	0,0
Nº de consumidores com violações críticas ($ V > 1,06$ pu)	0,5559	2,0363	0,0065	0,0	0,0064	0,0
Nº de consumidores com violações precárias ($ V < 0,92$ pu)	6,387	15,5677	1,8796	8,3162	3,5283	12,3460
Nº de consumidores com violações críticas ($ V < 0,87$ pu)	0,1192	0,6385	0,0186	0,0712	0,0388	0,2237
Duração Sobretensão (min)	2,6626	9,8571	0,0135	0,0838	0,0133	0,0744
Duração Subtensão (min)	11,2794	49,2457	3,1867	17,2184	5,4080	27,2447
Nº de consumidores com Desequilíbrio de tensão > 3%	0,0786	-	0,4841	-	0,3354	-

Tabela 4.8: Resultados para as sobrecargas e carregamentos no caso de FVs, VEs, baterias e o uso de inversores

Valores médios obtidos por estudo (40.000 casos)	Estudos de caso com NP = 30%		
	Sem baterias/ sem inversores / dia limpo	Com baterias/ com inversores / dia limpo	Com baterias/ com inversores / dia nublado
Nº de sobrecargas de linhas	0,5112	0,2539	0,2548
Nº de sobrecargas de transformador	0,5156	0,1544	0,3926
Duração da sobrecarga nas linhas (min)	9,7042	9,1602	4,3690
Duração da sobrecarga no transformador (min)	6,4015	3,3752	4,0880

A utilização dos inversores em conjunto com as baterias consegue como esperado melhorar os índices de violações mesmo com a presença de VEs na rede. É importante notar que neste caso a diminuição no carregamento não é tão acentuada em relação ao caso sem o uso dos inversores na regulação de tensão, já que agora ocorre o fluxo de potência reativa.

Finalmente, nota-se que a utilização de baterias e dos inversores podem trazer bons resultados, podendo retardar o investimento em diversas redes. Porém, tais tecnologias dependem da escolha de uma boa estratégia e utilizam aparelhos que não são da concessionária, ou seja, o consumidor de alguma forma deve ser ressarcido ou inserido na estratégia de controle da rede. Esta integração entre os controláveis da concessionária e dos consumidores pode gerar problemas financeiros e até mesmo jurídicos se não forem corretamente abordados.

4.1.4 Resultados com as estratégias com e sem limiar de recarga avaliando a energia das baterias

Com o método Monte Carlo, foram simulados 6 casos em 200 redes secundárias reais, todos com a tensão no transformador em 1,03 pu, com 30% de penetração de FVs, com baterias em todos os consumidores com FVs (nos casos com bateria), um limiar de recarga de 50% da potência máxima do FV (quando a bateria carrega utilizando a estratégia de limiar, lembrando que a curva da bateria é obtida descontando o FV da carga) e finalmente a bateria foi programada para começar a descarregar com 40% de sua potência no horário de pico (esta parte só garante que ela esteja descarregada aos 30% no próximo dia):

Caso 1: Somente os FVs com fator de potência unitário (30% de penetração).

Caso 2: FVs com fator de potência unitário e baterias carregando com o limiar (30% de penetração).

Caso 3: FVs com fator de potência unitário e baterias carregando sem o limiar (30% de penetração).

Caso 4: Somente os FVs com fator de potência unitário (50% de penetração).

Caso 5: FVs com fator de potência unitário e baterias carregando com o limiar (50% de penetração).

Caso 6: FVs com fator de potência unitário e baterias carregando sem o limiar (50% de penetração).

A Tabela 4.9 mostra os resultados para as tensões na rede. A tensão máxima (e a mínima) foi obtida salvando o valor máximo (e o mínimo) de cada fase em cada consumidor. A porcentagem de consumidores precários e críticos foram obtidos de acordo com a norma (3% das medidas no precário e 0,5% no crítico) para cada cenário.

Nota-se que os casos 2 e 5 (bateria com limiar) apresentam valores menores de tensão máxima e de consumidores classificados como precários ou críticos, enquanto no caso sem limiar tal número ainda é notável. O principal motivo para este resultado é que no caso sem limiar as baterias carregam muito rápido, atingindo o valor máximo de energia antes do pico de geração do FV.

Tabela 4.9: Resultados do Monte Carlo para a tensão

Caso	Tensão Máxima (pu)			Tensão Mínima			Precários (%)	Críticos (%)
	Média	Percentil 95	Máximo	Média	Percentil 5	Mínimo		
1	1,0285	1,0502	1,0888	0,9989	0,9651	0,9515	2,32	5,54
2	1,0266	1,0427	1,0709	1,0000	0,9656	0,9510	0,12	0,21
3	1,0280	1,0502	1,0947	1,0000	0,9657	0,9509	2,11	5,18
4	1,0332	1,0658	1,1078	0,9989	0,9651	0,9515	82,23	31,72
5	1,0302	1,0529	1,0861	1,0003	0,9512	0,9511	3,59	7,57
6	1,0324	1,0645	1,1063	1,0006	0,9509	0,9509	61,50	28,61

A Tabela 4.10 apresenta as cargas nos transformadores (durante o dia) e nas linhas (o máximo por fase por consumidor durante um dia). Mais redes e cenários devem ser analisados, mas esta tabela indica que os carregamentos não devem ser um problema (não antes que a tensão esteja precária ou crítica). Além disto, nota-se que os casos com as baterias tendem a aliviar a carga nestes equipamentos.

Tabela 4.10: Resultados do Monte Carlo para as cargas das linhas e transformadores

Caso	Carga Transformador (%)			Máxima Carga Linha (%)		
	Média	Percentil 95	Máximo	Média	Percentil 95	Máximo
1	26,69	101,72	140,28	11,31	84,39	161,042
2	25,42	93,89	140,25	10,81	79,13	190,02
3	25,81	87,85	140,20	11,28	81,10	190,01
4	28,27	102,88	154,80	12,29	87,20	255,47
5	25,81	90,47	140,20	11,30	82,63	200,38
6	25,88	90,07	154,52	12,28	89,32	253,79

Finalmente, a Tabela 4.11 mostra a energia máxima de cada bateria em todos os cenários (lembrando que o máximo é 90%), a quantidade de horas que cada bateria não consegue mais carregar por estar cheia (FV ainda está gerando o suficiente para carregar a bateria caso houvesse capacidade) e a porcentagem de baterias cheias considerando todos os cenários. Nota-se que como esperado, o caso com limiar apresenta um valor baixo de baterias cheias e mesmo as baterias que de fato atingem o limite de energia apresentam um tempo ocioso menor.

Tabela 4.11: Resultados do Monte Carlo para a utilização da bateria

Caso	Máxima Energia Bateria (%)			Horas com bateria cheia			Baterias cheias (%)
	Média	Percentil 95	Máximo	Média	Percentil 95	Máximo	
1	-	-	-	-	-	-	-
2	58,12	90	90	1,14	2,5	3	8,43
3	85,34	90	90	5,44	7,96	10,5	86,72
4	-	-	-	-	-	-	-
5	58,32	90	90	1,15	2,5	3	8,69
6	85,37	90	90	5,46	8	10,5	86,72

Porém, esta estratégia faz com que os consumidores não utilizem totalmente a capacidade de compra e venda de energia que um cenário com tarifa branca e baterias permite (comprar fora da ponta, recarregando a bateria, e vende fora da ponta, descarregando a bateria).

Este estudo com 200 redes indica que se várias redes forem simuladas, uma estratégia simples de controle deve ser melhor para a concessionária do que deixar as baterias carregarem com qualquer inversão de fluxo, mesmo que isto implique em uma compensação financeira para os donos das baterias.

Seria interessante comparar isto com um método de controle complexo que melhore os índices e quase zere a compensação por não uso da bateria. Isto seria importante para mostrar que o custo de implementação poderia ou não valer a pena, e que qualquer estratégia de recarga já apresenta resultados melhores para a concessionária do que a bateria carregando livremente com qualquer excedente do FV.

Após avaliar o uso das baterias em redes de distribuição secundárias para mitigar os impactos causados por FVs e VEs, outras possíveis soluções devem ser discutidas. A seguir são mostradas simulações considerando a chamada recarga controlada de VEs, e após isto, são feitas discussões sobre outras estratégias e tecnologias que poderiam ser aplicadas em redes secundárias de distribuição.

4.2 Recarga controlada de VEs

As últimas simulações feitas avaliando soluções para mitigar os impactos da alta penetração de FVs e/ou VEs é apresentada neste subcapítulo. Tal solução é a chamada recarga controlada de VEs [21]. A ideia básica desta recarga controlada é que de alguma forma a concessionária (de forma remota), ou o próprio consumidor, só permitam a realização da recarga dos VEs durante a madrugada, ou pelo menos, após o pico de carga.

Existem diversas estratégias que poderiam ser utilizadas, como limitar (ou impedir) a recarga enquanto o pico de carga ocorre, a liberação de partes da rede para recarregar, ou a conexão gradual de carregadores na rede. Nas simulações apresentadas, para a recarga controlada, foi considerado que a partir das 22 horas cada veículo é conectado de 15 em 15 minutos, enquanto para a recarga normal, o horário de começo é escolhido aleatoriamente durante o horário de pico (assim como nas outras simulações com VEs já apresentadas).

Além da estratégia citada acima, as simulações foram feitas com as mesmas considerações utilizadas para as simulações Monte Carlo do subcapítulo 2.1 (com somente VEs conectados). A única diferença, além da estratégia de recarga dos VEs, é que para diminuir o número de veículos na rede (e garantir que todos os veículos terão tempo de se recarregar), somente os consumidores bifásicos e trifásicos são considerados no cálculo da penetração, ou seja, são aptos para receber os veículos elétricos. Caso uma estratégia mais complexa fosse empregada, esta limitação de consumidores monofásicos não seria necessária, mas neste trabalho, o foco é apenas analisar se tal estratégia de fato diminui os impactos.

Finalmente, são considerados quatro casos, todos com 30% de penetração de VEs:

Caso 1: recarga normal com tensão no transformador de 1,0 pu;

Caso 2: recarga controlada com tensão no transformador de 1,0 pu;

Caso 3: recarga normal com tensão no transformador de 1,03 pu;

Caso 4: recarga controlada com tensão no transformador de 1,03 pu.

Com isto, os resultados são apresentados na Tabela 4.12 e na Tabela 4.13.

Tabela 4.12: Resultados para as tensões para a recarga controlada

Valores médios/percentis obtidos por estudo (40.000 casos)	Estudos de caso com NP = 30%							
	Recarga normal / V = 1,0 pu		Recarga controlada / V = 1,0 pu		Recarga normal / V = 1,03 pu		Recarga controlada / V = 1,03 pu	
	Média	Per. 95	Média	Per. 95	Média	Per. 95	Média	Per. 95
N ° de consumidores com violações precárias ($ V > 1,05$ pu)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
N ° de consumidores com violações críticas ($ V > 1,06$ pu)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
N ° de consumidores com violações precárias ($ V < 0,92$ pu)	1,2278	3,7655	0,0028	0,0117	0,0152	0,0711	0,0	0,0
N ° de consumidores com violações críticas ($ V < 0,87$ pu)	0,0008	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Duração Sobretensão (min)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Duração Subtensão (min)	1,9332	10,3947	0,0191	0,1017	0,0228	0,1653	0,0	0,0
N ° de consumidores com Desequilíbrio de tensão > 3%	0,0233	-	0,0126	-	0,0415	-	0,0121	

Tabela 4.13: Resultados para as sobrecargas e carregamentos para a recarga controlada

Valores médios obtidos por estudo (40.000 casos)	Estudos de caso com NP = 30%			
	Recarga normal / V = 1,0 pu	Recarga controlada / V = 1,0 pu	Recarga normal / V = 1,03 pu	Recarga controlada / V = 1,03 pu
Nº de sobrecargas de linhas	0,07982	0,00079	0,07795	0,00050
Nº de sobrecargas de transformador	0,29690	0,01997	0,30363	0,01386
Duração da sobrecarga nas linhas (min)	0,38574	0,02338	0,36795	0,01152
Duração da sobrecarga no transformador (min)	3,41003	0,63538	3,50076	0,67067

Nota-se duas grandes diferenças entre os casos com recarga controlada e com recarga normal. Primeiramente, a diminuição dos casos com violação (e suas durações), principalmente para os cenários com 1,03 pu no transformador da rede secundária. A segunda diferença é no carregamento, afinal ocorre o deslocamento da carga. Finalmente, embora originalmente já existam menos casos com violações devido ao menor número de VEs, é visível que esta estratégia pode ajudar na mitigação dos impactos causados pela conexão destes carregadores.

Os resultados apresentados neste capítulo mostram que a recarga controlada pode ser considerada como uma solução para os impactos causados pelo VEs. Porém, existem algumas limitações que devem ser consideradas como: a própria estratégia a ser utilizada, que deve ser bem estudada para cada rede; o fato de o consumidor liberar o acesso remoto ao seu carregador para a concessionária, muitas vezes isto pode causar um problema financeiro, com a exigência de compensações por exemplo, ou até mesmo jurídicas em casos de desentendimento; os carregadores devem ter a capacidade de serem controlados de forma remota (ou com alguma programação baseada no nível de tensão por exemplo, para evitar carregar em caso com tensão abaixo de um patamar); e finalmente, deve-se garantir que o consumidor consiga utilizar o carro no outro dia ou em caso de emergência, o que pode não ocorrer caso a recarga demore demais para começar.

4.3 Discussões sobre outras soluções

Após as discussões baseadas em simulações, este subcapítulo traz uma breve discussão de outras possíveis soluções que podem ser empregadas na mitigação dos impactos causados pela alta penetração de VEs e FVs.

4.3.1 Controle Volt-Watt

A primeira solução a ser discutida é o chamado controle Volt-Watt, em que alguma tecnologia capaz de absorver (ou injetar) potência ativa segue uma curva pré-definida para decidir seu ponto de operação [24]. Geralmente são utilizados os inversores dos FVs e/ou baterias, mas no caso dos FVs, utilizar este controle pode significar um corte na geração.

Por exemplo, se uma bateria fosse programada com este controle seguindo a curva da Figura 4.4, sempre que a tensão ficasse acima de 1,0 pu, a bateria começaria a recarregar com uma taxa proporcional ao aumento da tensão, até o ponto em que a tensão atingisse 1,05 pu em que a bateria carregaria com sua taxa máxima de potência.

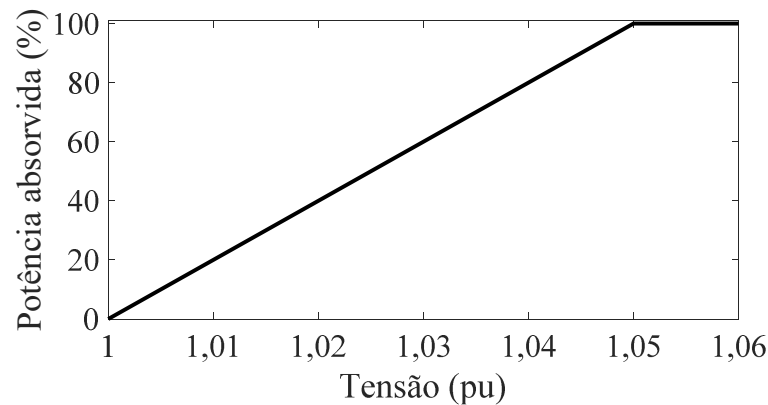


Figura 4.4: Curva exemplo de um controle Volt-Watt.

Este tipo de estratégia é interessante já que em redes secundárias, a resposta da tensão a potência ativa é melhor do que em relação a potência reativa. Porém, a tensão na área da bateria (ou equipamento com esta capacidade) deve ser bem conhecida para se programar uma curva destas, pois, caso a curva esteja mal calibrada para o caso aplicado, a bateria pode não ser utilizada de forma tão eficiente, ou pode até mesmo piorar a situação em alguns casos.

4.3.2 Corte de carga ou de geração

Outras opções mais diretas, são o corte de carga, para evitar subtensão nos casos com VEs carregando durante o horário de pico [22], e o corte de geração, nos casos em que a geração dos FVs possa causar sobretensão [23]. Ambas as opções trazem problemas para os consumidores, pois no caso do corte de cargas, o conforto dos consumidores é diminuído (sendo obrigados a desligar cargas maiores como ar condicionado ou o próprio carregador do VE por exemplo), e no caso dos FVs, os consumidores não conseguiriam abater o máximo possível de sua conta de energia. Por isto, existem trabalhos que discutem a melhor forma de se utilizar tais estratégias, focando em cortes pré-programados e de lugares públicos que não estejam com alto grau de ocupação (como prédios públicos a noite).

4.3.3 Função V2G em veículos elétricos

Os VEs geralmente são conectados na rede somente para recarregar suas baterias para que o consumidor possa utilizar o carro no próximo dia. Porém, existe uma função que pode ajudar na regulação da tensão na rede, que é a chamada conexão *Vehicle to Grid* (V2G), em que o veículo elétrico utiliza seu inversor e sua bateria para injetar potência ativa na rede, ou injetar/absorver potência reativa [53].

Embora esta opção seja interessante para a concessionária, para o consumidor só valeria a pena com alguma compensação financeira, porque além de diminuir a carga da bateria (o que pode gerar uma situação em que o consumidor precise do carro e não tenha toda a autonomia disponível), esta estratégia diminui a vida útil do inversor do carregador, que precisará chavear mais vezes. Além disso, nem sempre os VEs possuem esta função.

A Tabela 4.14 resume as estratégias discutidas (e algumas extensivamente simuladas) até este ponto do trabalho considerando a capacidade de cada uma de diminuir as transgressões de tensão e as sobrecargas. No geral, estratégias que injetam potência reativa tendem a aumentar a sobrecarga, já que aumentam a corrente em circulação na rede, e estratégias que utilizam potência ativa tendem a influenciar mais a tensão e diminuir a sobrecarga, porém dependem da disponibilidade de potência ativa a ser controlada.

Com as discussões das possíveis soluções sem a consideração de reforço de infraestrutura, agora deve-se discutir em que momento de fato estes investimentos são necessários e como garantir que os estudos sobre estes investimentos sejam facilitados. Para isto, o Apêndice A apresenta um método conservador para estimar a máxima penetração de FVs e VEs em redes secundárias sem a necessidade de reforços, e o Capítulo 5 apresenta uma metodologia analítica simples que permite avaliar de maneira rápida e precisa o impacto destas substituições de linhas e transformadores nas tensões das redes secundárias de distribuição.

Tabela 4.14: Comparação do potencial das estratégias em relação a transgressões de tensão e sobrecargas

Estratégia	Transgressão de tensão	Sobrecarga
Compensação reativa pelos inversores do FVs	Diminui	Aumenta
Uso de baterias	Diminui muito	Diminui muito
Recarga controlada de VEs	Diminui	Diminui
Controle Volt-Watt	Diminui	Diminui
Corte de carga/geração	Diminui	Diminui
Função V2G em VEs (injeção de P)	Diminui	Diminui
Função V2G em VEs (injeção de Q)	Diminui	Aumenta

4.4 Conclusões parciais

Conforme discutido neste capítulo e sumarizado na Tabela 4.14, o uso de baterias apresenta resultados melhores do que a utilização da capacidade de controle de potência reativa dos inversores dos FVs para mitigar os impactos de FVs e VEs. Isto ocorre primeiramente porque a potência ativa é mais eficiente em controlar a tensão (como discutido com a razão R/X no capítulo anterior) e porque esta tecnologia é instalada diretamente para esta função. Porém,

nota-se que a estratégia de controle das baterias é de extrema importância, já que ela pode minimizar o tempo ocioso da bateria (com carga máxima mesmo com fluxo inverso) e maximizar a injeção de potência ativa durante o horário de pico. Além disto, é possível concluir que a recarga controlada de VEs, simulada fora do horário de pico, pode reduzir ainda mais os impactos causados por esta tecnologia do que a instalação de baterias ou a utilização do inversor dos FVs. Porém, esta estratégia depende de uma infraestrutura de controle e pode causar incômodos aos proprietários.

5 MÉTODO ANALÍTICO PARA REFORÇOS NA INFRAESTRUTURA

Este capítulo apresenta um método analítico que permite estimar o valor das tensões em uma rede quando ocorrem reforços na infraestrutura, como troca de transformadores e linhas, em redes secundárias de distribuição na tentativa de solucionar os principais impactos técnicos causados pela elevada penetração de VEs nos sistemas de distribuição (podendo também ser aplicada em casos com alta penetração de FVs, já que os impactos são similares). Para isto basta saber as impedâncias dos equipamentos que serão trocados, e o estado inicial da rede e supor que o valor da corrente no circuito não se modifica com as mudanças na infraestrutura.

O método proposto pode ser implementado em planilhas para análises mais simples ou integrado a abordagens mais complexas como métodos de otimização ou estudos com Monte Carlo. Neste último caso, o principal objetivo é acelerar o processo, já que não é necessário simular vários fluxos de carga. Neste trabalho, a formulação analítica é integrada a um processo com simulações Monte Carlo com dois objetivos principais: a) prover uma avaliação em larga escala do aumento da capacidade de acomodação de VEs nas redes de baixa tensão, analisando mais de 25.000 redes secundárias reais de uma concessionária brasileira; b) validar de forma sistemática e ampla a formulação analítica com milhões de simulações.

A grande vantagem deste método está no menor esforço computacional (ligado à simplicidade do método), já que ele pode substituir o uso de diversos fluxos de carga. Tal justificativa fica ainda mais clara nos casos em que são feitas simulações Monte Carlo (MC) que precisam atualizar o valor da tensão constantemente.

Neste capítulo a metodologia é explicada, seguida por um estudo específico para ilustrar a aplicação do método, e por fim são feitos testes com uma rotina de Monte Carlo utilizando mais de 25.000 redes secundárias que fazem parte da base de dados de uma concessionária brasileira.

5.1 Metodologia

Primeiramente, é feita uma análise teórica do método proposto, para que seja possível discutir seus detalhes e sua aplicação. Considerando o circuito simplificado da Figura 5.1, que consiste em uma fonte, uma linha e uma carga, sabe-se que a queda de tensão na linha é dada por $\Delta \hat{V} = Z \cdot \hat{I}$.

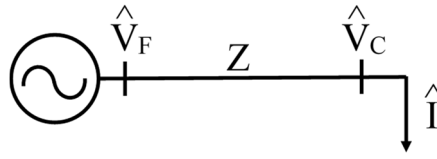


Figura 5.1: Circuito de distribuição simplificado.

Se a linha é substituída por uma nova linha com uma impedância igual a Z_n , a nova queda de tensão é $\Delta \hat{V}_n = Z_n \cdot \hat{I}_n$. Então, para uma mesma corrente $\hat{I} = \hat{I}_n$, a nova queda de tensão pode ser escrita como na equação (5.1). Além disto, como em redes de distribuição a diferença entre os ângulos das tensões tende a ser pequena, pode-se considerar somente suas magnitudes. Assumindo que V_F é constante, tem-se (5.2).

$$\Delta \hat{V}_n = \frac{Z_n}{Z} \cdot \Delta \hat{V} \quad (5.1)$$

$$V_F \approx V_C + \Delta V \approx V_{Cn} + \Delta V_n \quad (5.2)$$

Então, o valor da tensão na barra de carga pode ser aproximado por (5.4).

$$V_{Cn} \approx V_C + (\Delta V - \Delta V_n) = V_C + \left(\Delta V - \frac{Z_n}{Z} \cdot \Delta V \right) \quad (5.3)$$

$$V_{Cn} \approx V_C + \Delta V \left(1 - \frac{Z_n}{Z} \right) \quad (5.4)$$

Com isto, o método proposto precisa somente dos valores de tensão antes das substituições e das impedâncias dos equipamentos (valores antes e depois das substituições). Para cada substituição, todos os consumidores localizados a jusante da nova linha ou transformador devem ter suas tensões atualizadas, como melhor explicado na Figura 5.2, que detalha a aplicação do método analítico proposto em estudos de reforço de infraestrutura.

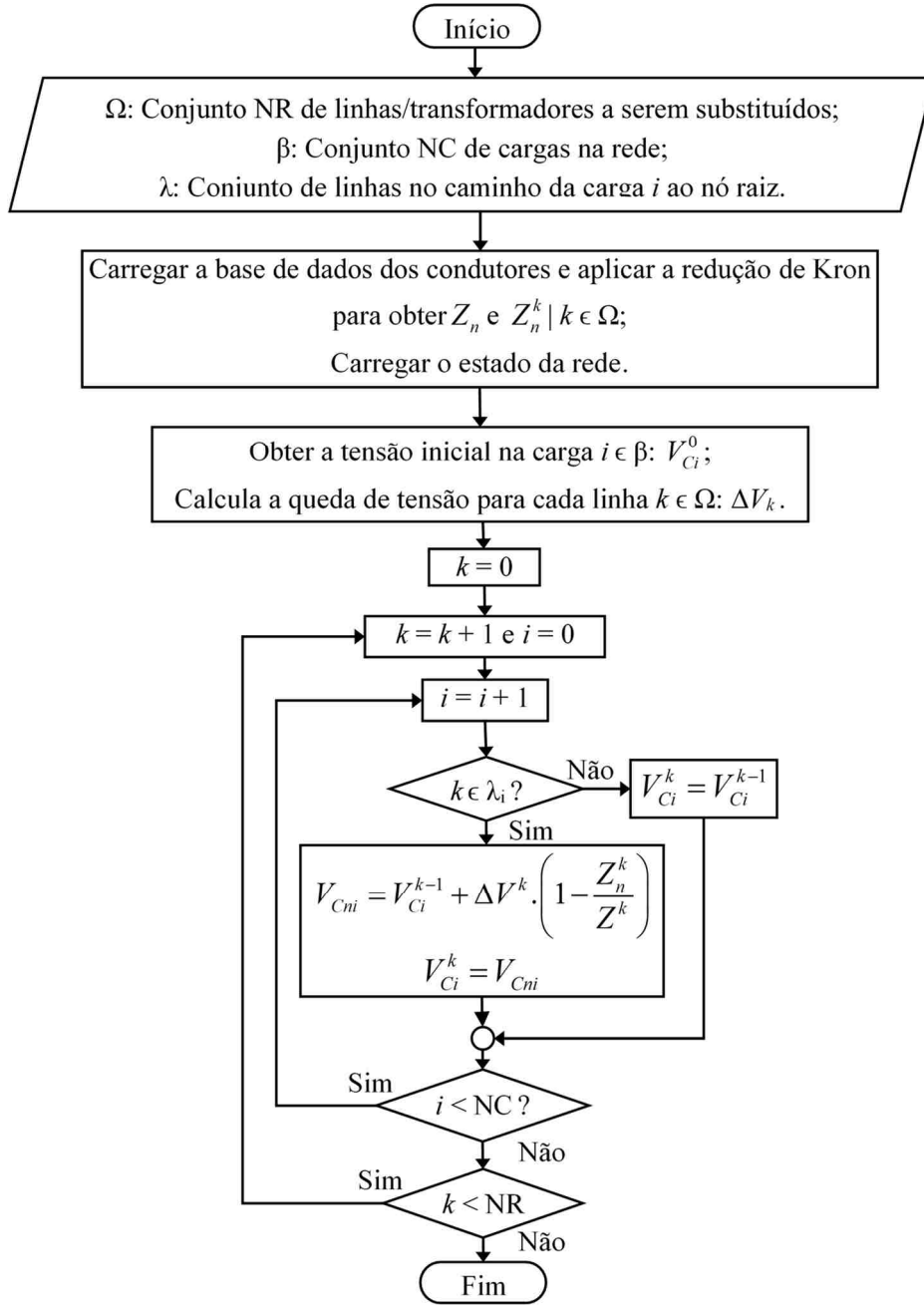


Figura 5.2: Fluxograma para a aplicação do algoritmo em casos mais simples.

Na realidade, sistemas de distribuição são multifásicos e desbalanceados, e por simplicidade a demonstração desta estimação foi feita para um sistema monofásico. Por isto, com a finalidade de utilizar representação monofásica de redes multifásicas, estudos foram feitos para determinar qual valor utilizar para as impedâncias Z e Z_n de (5.4). Para os transformadores, os melhores resultados foram obtidos utilizando o valor absoluto da impedância de dispersão. Já para as linhas das redes de baixa tensão, a parte real da impedância

própria apresentou os melhores resultados. Este último resultado é mostrado no subcapítulo a seguir.

Deve-se ressaltar que o método poderia ser mais preciso com menos aproximações, porém isto não o tornaria tão simples de ser utilizado, já que é possível, por exemplo, estimar as novas tensões em uma rede utilizando as próprias planilhas com os dados (inserindo a equação (5.4), que é uma fórmula direta), sem a necessidade da utilização de um programa de cálculo de fluxo de carga. Além disto, para manter tal simplicidade, um único valor de Z e Z_n é utilizado para cada linha (independentemente do número de fases), e com isto a tensão de cada fase deve ser calculada separadamente, desconsiderando qualquer acoplamento entre elas.

A precisão do método analítico depende majoritariamente de dois fatores: (a) como as impedâncias utilizadas na equação (5.4) são definidas (afetando a precisão dos valores das impedâncias); e (b) do modelo da carga – potência, corrente ou impedância constante (porque o método assume que a corrente não se modifica após as substituições). Estes fatores são discutidos no subcapítulo 5.2 e no Apêndice C.

5.1.1 Exemplo de aplicação

Seja a rede da Figura 5.3 com três linhas e três cargas, em que as linhas 1 e 3 têm quatro fios (três fases e neutro) e a linha 2 tem três fios (duas fases e neutro). As Cargas 1 e 3 são trifásicas e a carga 2 é bifásica (com os consumos igualmente distribuídos entre as fases). Um engenheiro de uma concessionária identificou a necessidade de substituir as linhas 1 e 2, e o estado da rede é conhecido: a tensão no nó raiz é de 1 pu e a tensão nas cargas 1 e 2 (V_{C1} e V_{C2}) são 0,99 pu e 0,98 pu, respectivamente. Estes valores são iguais entre as fases das cargas, já que elas são igualmente distribuídas.

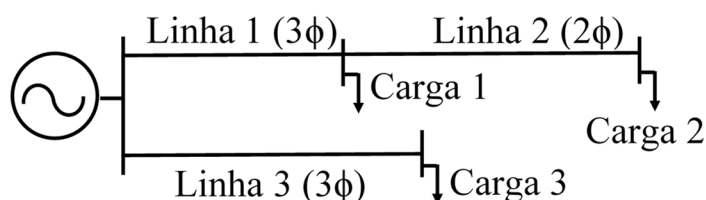


Figura 5.3: Rede para o exemplo do método proposto.

A Tabela 5.1 mostra o valor das impedâncias para as linhas originais e para as novas linhas (que irão substituí-las) antes e após a redução de Kron, usada para representar a influência do neutro nas fases. Assumindo que a linha é simétrica, somente os valores próprios e mútuos

são dados. Para a aplicação do método, o engenheiro deve usar a equação (5.4) para obter os valores das tensões após cada substituição – os dados podem ser manualmente importados em uma planilha com a equação (5.4) ou toda a base de dados pode ser automaticamente importada em um programa usando o fluxograma da Figura 5.2.

Tabela 5.1: Valores das impedâncias para o exemplo do método analítico

	Impedância própria antes da redução de Kron (Ω)	Impedância mútua antes da redução de Kron (Ω)	Impedância própria após a redução de Kron (Ω)	Impedância própria após a redução de Kron (Ω)
Linha 1 original	$0,3000 + 0,1300i$	$0,0300 + 0,0130i$	$0,2970 + 0,1287i$	$0,0270 + 0,0117i$
Nova linha 1	$0,2000 + 0,0600i$	$0,0200 + 0,0060i$	$0,1980 + 0,0594i$	$0,0180 + 0,0054i$
Linha 2 original	$0,4000 + 0,1800i$	$0,0400 + 0,0180i$	$0,3960 + 0,1782i$	$0,0360 + 0,0162i$
Nova linha 2	$0,3000 + 0,1300i$	$0,0300 + 0,0130i$	$0,2970 + 0,1287i$	$0,0270 + 0,0117i$
Linha 3	$0,2000 + 0,0600i$	$0,0200 + 0,0060i$	$0,1980 + 0,0594i$	$0,0180 + 0,0054i$

Para a primeira substituição (Linha 1) 2, as cargas afetadas são a carga 1 e a carga 2, consequentemente, ambas as tensões devem ser recalculadas. Com isto, são consideradas a queda de tensão na linha 1 ($\Delta V = 0,01$ pu, obtida do estado da rede) e a parte real da impedância própria após a redução de Kron da linha 1 original ($Z1 = 0,2970 \Omega$) e da nova linha 1 ($Zn1 = 0,1980 \Omega$). Portanto, a equação (5.4) leva a um aumento de $0,0033$ pu nas tensões de ambas as cargas ($VCn1 = 0,9933$ pu e $VCn2 = 0,9833$ pu).

Para a substituição da linha 2, a mesma ideia é aplicada e somente a tensão da carga 2 precisa ser atualizada, pois a queda de tensão na linha 2 não afeta as outras cargas, o que é equivalente a afirmar que as outras cargas não têm a linha 2 em seus caminhos para o nó raiz. A impedância própria para a linha 2 original ($Z2 = 0,3960 \Omega$) e para a nova linha 2 ($Zn2 = 0,2970 \Omega$) são utilizadas com o ΔV para esta linha ($0,01$ pu) e com a tensão na carga 2 obtida após a primeira substituição ($VL = 0,9833$ pu). Aplicando a equação (5.4) novamente, esta substituição leva a um aumento na tensão de $0,0025$ pu na carga 2 ($VLn2 = 0,9858$ pu). A Tabela 5.2 sumariza os resultados, apresentando as tensões antes e depois de cada substituição.

² A ordem das substituições é arbitrária.

Tabela 5.2: Valores dos módulos das tensões para o exemplo do método analítico

	Tensão na carga 1 (pu)	Tensão na carga 2 (pu)	Tensão na carga 3 (pu)
Antes das substituições	0,99	0,98	0,97
Após a substituição da linha 1	0,9933	0,9833	0,97
Após a substituição da linha 2	0,9933	0,9858	0,97

5.2 Discussão do valor utilizado como impedância da linha

Sobre a utilização da parte real da impedância própria para as linhas, é importante citar que para todas as redes consideradas neste trabalho (oriundas da base de dados de uma concessionária brasileira) os valores das diagonais principais são iguais, e que as matrizes são simétricas. Para confirmar a escolha feita por estes valores, é possível considerar a equação (5.5), que mostra que no caso em que a impedância for bem selecionada, a razão entre as impedâncias $\left(\frac{Z_n}{Z}\right)$ e as tensões $\left(\frac{\Delta V_n}{\Delta V}\right)$ antes e depois da substituição, deve ser unitária.

$$razão = \frac{\left(\frac{\Delta V_n}{\Delta V}\right)}{\left(\frac{Z_n}{Z}\right)} = 1 \quad (5.5)$$

Para testar os valores escolhidos foram feitos testes que consistem em substituir todas as linhas de uma rede (uma por uma), e obter os valores de tensão antes e depois das trocas. Com estes valores é possível comparar as razões das tensões com a razão das impedâncias das linhas que estavam na rede e as que foram adicionadas. É importante ressaltar que embora sejam mostrados os resultados para somente uma rede, estes testes foram feitos com diferentes redes, apresentando desempenhos semelhantes.

O sistema utilizado para demonstrar um destes testes é apresentado na Figura 5.4. Este sistema também é utilizado no próximo subcapítulo para demonstrar a aplicação do método com um estudo mais específico. Este sistema também faz parte da base de dados utilizada e seus ramos trifásicos são mostrados abaixo. Esta rede tem 60 barras alimentadas por um transformador de 45 kVA (11,4/0,22 kV), na barra de média tensão do transformador o nível de curto-circuito é de 153 MVA. O circuito tem 65 consumidores e a carga de pico do transformador é de 43,33 kVA às 19:00.

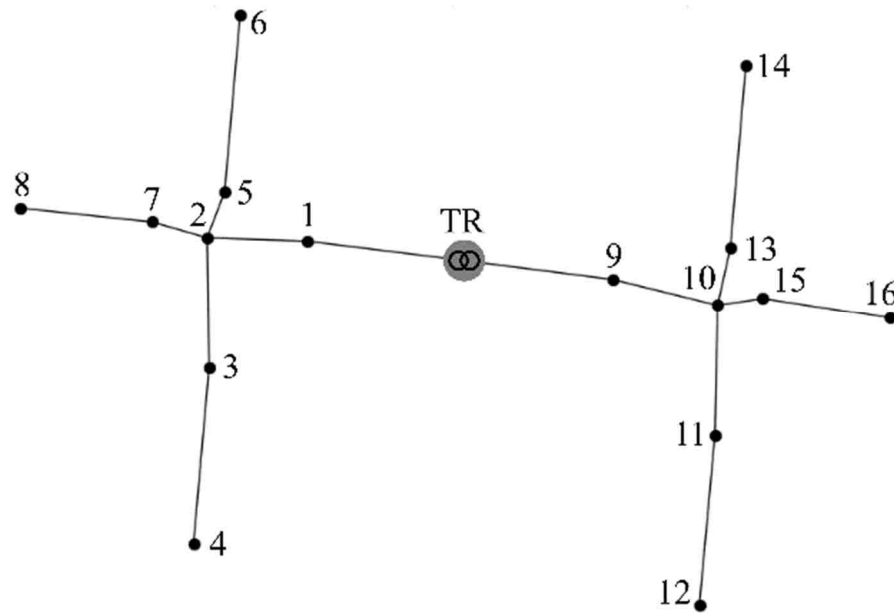
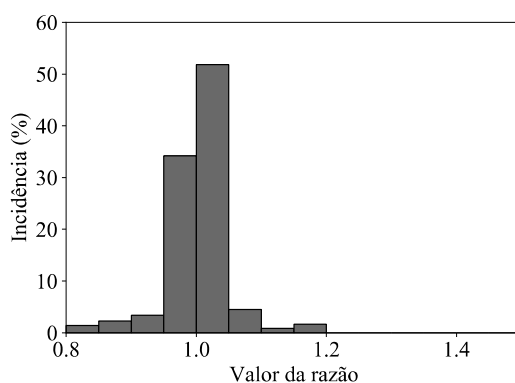
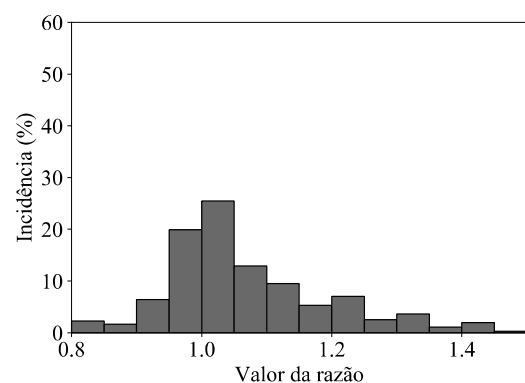


Figura 5.4: Rede secundária utilizada para os estudos específicos.

São apresentados os resultados para as duas suposições que obtiveram os melhores resultados, considerando somente o ponto de carga máxima (às 19:00): (a) usando somente a parte real da impedância própria; (b) usando somente a parte real da impedância de sequência positiva. Outras possibilidades foram testadas, como usar o módulo da impedância própria complexa, mas os resultados obtidos foram piores do que os apresentados. Os resultados são mostrados na Figura 5.5, na qual a razão da equação (5.5) é calculada para cada linha na rede e os resultados são organizados na forma de histograma.



(a) Resultados obtidos para a parte real da impedância própria



(b) Resultados obtidos para a parte real da impedância de sequência positiva

Figura 5.5: Resultados para as razões calculadas com a equação (5.5).

Como discutido, o uso da parte real da impedância própria forneceu os melhores resultados e por isto foi selecionado como valor padrão para as impedâncias. Esta conclusão reforça o fato de que em redes de baixa tensão, devido à alta razão R/X , a queda de tensão está

mais relacionada com a parte real do que com a parte imaginária. Além disto, redes de distribuição podem ter de dois condutores (uma fase e um neutro) a até 4 condutores (3 fases e um neutro). Em todos os casos com neutro, é feita uma redução de Kron para obter uma matriz reduzida, então as impedâncias calculadas já consideram a influência do condutor de neutro.

5.3 Ilustração da metodologia com uma rede específica

Após a apresentação da metodologia, é possível mostrar um estudo específico para ilustrar o funcionamento do método. Para estes testes, a mesma rede da Figura 5.4 é considerada. A tensão na barra de média tensão no transformador é fixada em 1,00 pu, as cargas são aumentadas proporcionalmente para valores que criem violações de tensão e somente o ponto correspondente às 19:00 (carga máxima) é considerado.

A Figura 5.6 apresenta as tensões nos consumidores (a menor entre todas as fases de cada consumidor) para um fluxo de carga normal para o caso base (parâmetros originais) e para as duas ações de reforço de infraestrutura consideradas: (1) substituição do transformador (por um transformador que não seja sobrecarregado) e (2) substituição de todas as linhas no sistema (por linhas com maior ampacidade).

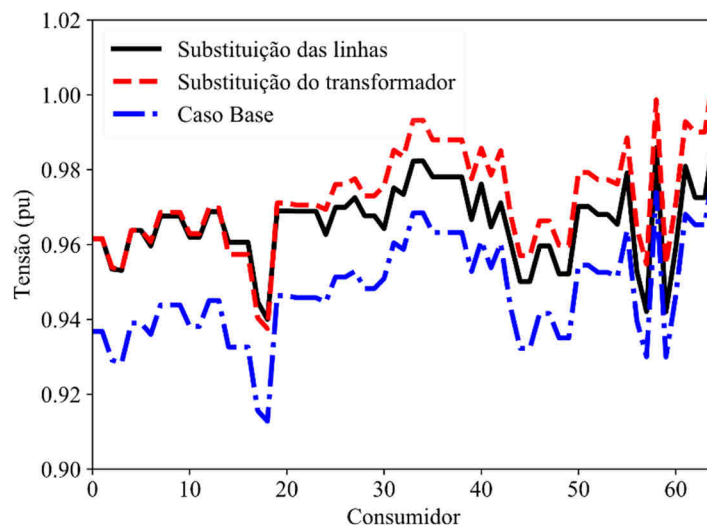


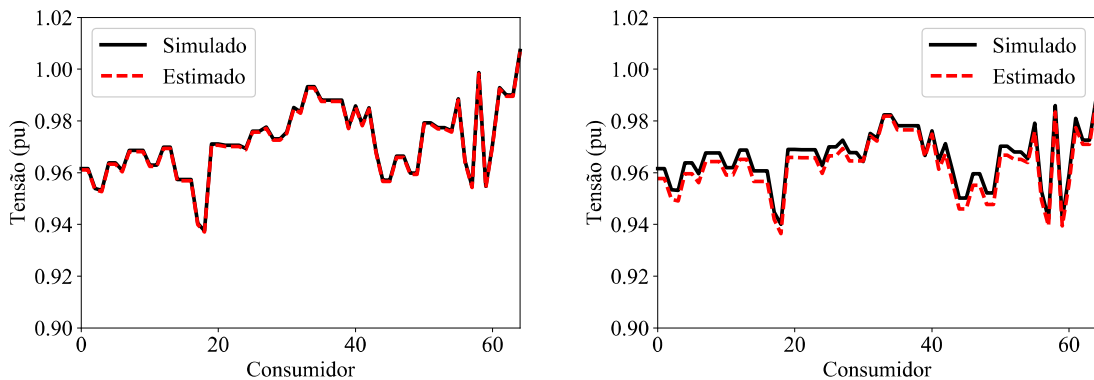
Figura 5.6: Tensões nos consumidores para o caso base e para as duas soluções.

A Figura 5.6 mostra que ambas as soluções resolvem o principal problema (tensões abaixo de 0,92 pu). Na prática, vários fluxos de carga são necessários, como a concessionária pode precisar testar numerosas opções para cada rede para decidir qual ação é necessária para resolver os impactos técnicos. Neste contexto, o método analítico proposto pode ser utilizado. Usando somente as informações sobre o estado anterior da rede, as impedâncias dos

transformadores e linhas presentes na rede, as impedâncias dos novos equipamentos, e usando a equação (5.4), é possível estimar as novas tensões no sistema.

Os resultados para a metodologia proposta são apresentados na Figura 5.7. A figura da esquerda, Figura 5.7 (a), mostra as tensões em cada consumidor, após a troca do transformador, obtidas por meio da simulação de fluxo de carga (linha cheia preta) e da equação (5.4) (linha pontilhada vermelha). A figura da direita, Figura 5.7 (b), mostra as tensões em cada consumidor, após a troca de todas as linhas, obtidas por meio da simulação de fluxo de carga (linha cheia preta) e da equação (5.4) (linha pontilhada vermelha).

Em ambos os casos, nota-se que os valores estimados (usando a metodologia proposta) estão próximos dos simulados (usando fluxo de carga). O erro máximo para a troca de linhas foi de 0,30% e para a troca de transformador foi de 0,01%.



(a) Tensões nos consumidores com a troca do transformador

(b) Tensões nos consumidores com a troca de todas as linhas

Figura 5.7: Tensões estimadas e calculadas para todos os consumidores para os dois casos.

Para reforçar o fato de que as concessionárias podem utilizar este método para obter estimativas rápidas dos efeitos das substituições, um segundo caso é simulado, no qual somente as duas principais linhas, conectando o transformador às barras 1 e 9, são substituídas por condutores de maior ampacidade.

A Figura 5.8 mostra os resultados para este teste, apresentando as magnitudes de tensão estimadas pelo método proposto e as obtidas pelo fluxo de carga para cada consumidor. Nota-se que neste teste o método proposto obteve melhores resultados, com um erro máximo de 0,20 %. Isto ocorre porque menos linhas foram trocadas e menos erros foram acumulados no processo.

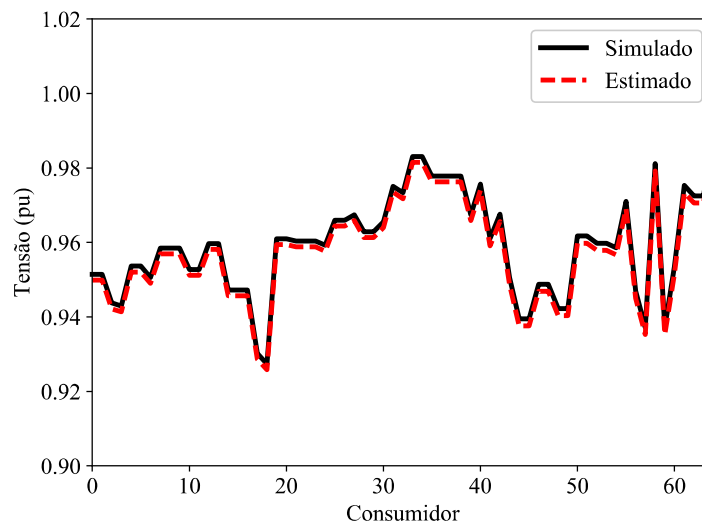


Figura 5.8: Tensões nos consumidores após a troca das duas linhas principais.

Estes resultados são importantes para mostrar como o método proposto pode ser usado para estimar a variação na tensão causada pela substituição de linhas ou transformadores. Várias outras redes foram testadas com resultados similares, e mais estudos específicos foram feitos para avaliar o método (por exemplo, trocar somente as linhas no caminho do consumidor com a menor tensão), e em todos estes testes o método funcionou corretamente.

5.4 Resultados para milhões de simulações com uma rotina de Monte Carlo

Após demonstrar a aplicabilidade do método, o principal teste feito pode ser apresentado. Para avaliar a precisão do método proposto, foram simuladas mais de 25.000 redes de baixa tensão com um método Monte Carlo (MC) que utiliza reforço de infraestrutura para mitigar os impactos do aumento na penetração de VEs.

5.4.1 Rotina para reforço de infraestrutura original

O algoritmo de Monte Carlo utilizado para mostrar a aplicabilidade do método proposto é apresentado em [54] e brevemente explicado nos fluxogramas da Figura 5.9 e da Figura 5.10 e ao longo deste subcapítulo. Basicamente são gerados cenários (200 para cada rede) para as recargas dos VEs, e cada cenário é avaliado para testar os impactos técnicos, caso ocorram violações nos aspectos técnicos avaliados (sobrecarga de transformadores e linhas e violação nos níveis de tensão) uma rotina de reforço de infraestrutura é simulada. Esta rotina substitui

os transformadores e linhas sobrecarregados e avalia novas substituições de linhas para mitigar as violações de tensão. Mais detalhes sobre a aplicação do método podem ser vistos em [54].

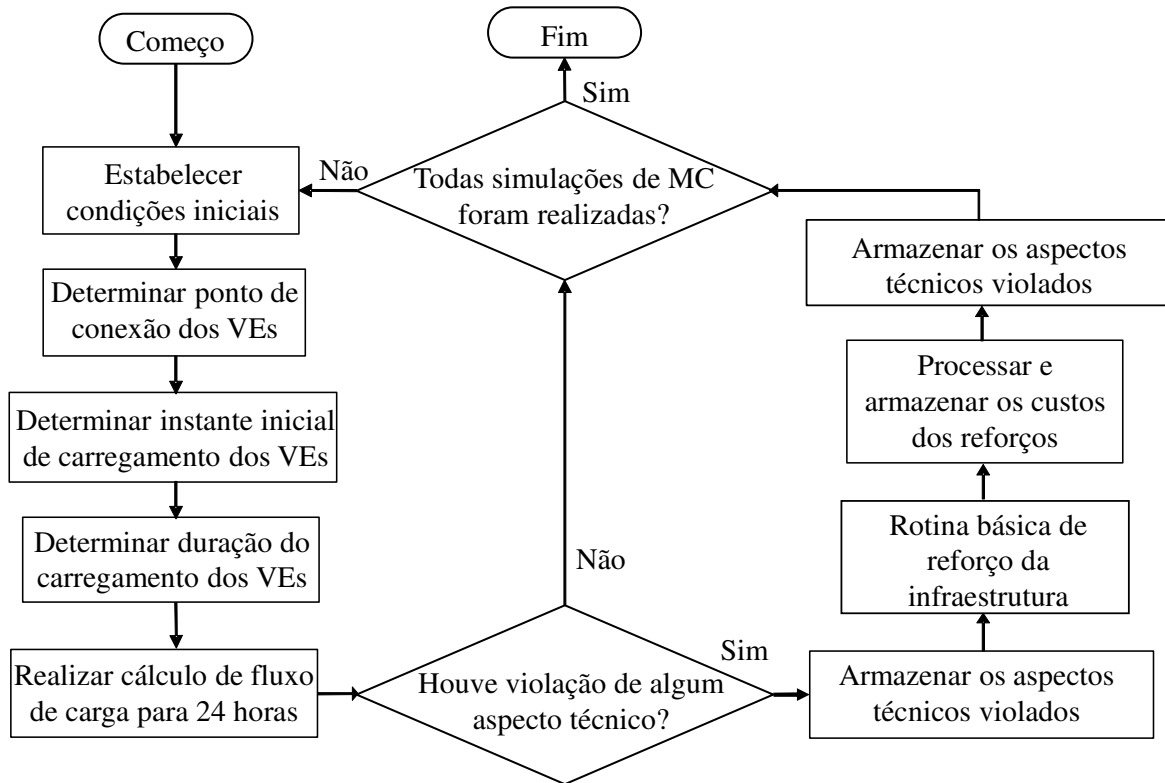


Figura 5.9: Algoritmo original completo da rotina de Monte Carlo.

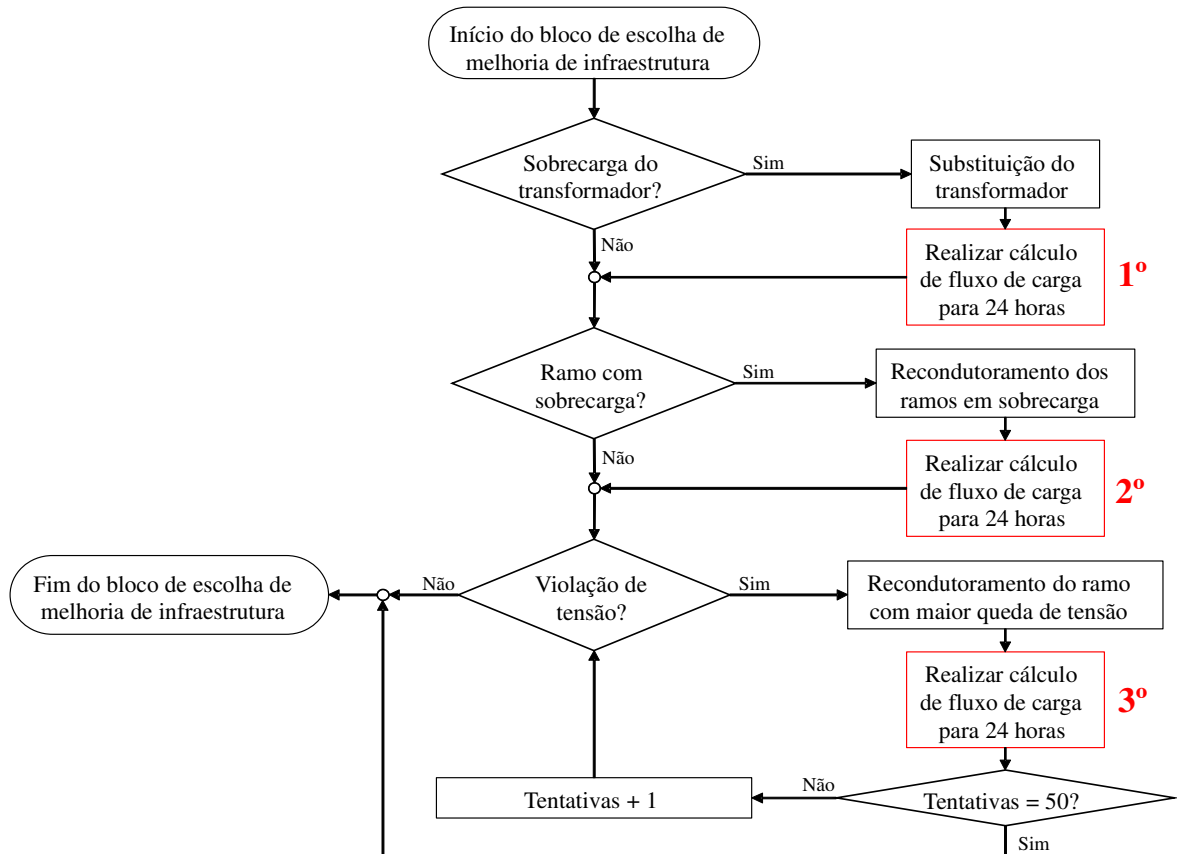


Figura 5.10: Rotina básica de reforço da infraestrutura.

Esta rotina obtém os reforços de infraestrutura necessários seguindo a seguinte ordem:

- A substituição de um transformador sobrecarregado por um transformador com maior potência nominal em casos em que o transformador esteja sobrecarregado;
- A substituição de uma linha sobrecarregada por uma linha com condutor de maior ampacidade em casos em que uma linha esteja sobrecarregada;
- A substituição de linhas associadas a maior queda de tensão por uma linha com maior ampacidade em casos em que existam violações de tensão.

É importante ressaltar que as substituições de linhas para mitigar os problemas de tensão são feitas somente após todas as substituições devidas a sobrecargas. Isto ocorre porque as substituições para mitigar as sobrecargas em alguns casos resolvem os problemas de tensão na rede.

Para confirmar que não ocorre nenhuma violação, a cada substituição um novo cálculo de fluxo de carga série temporal (24 horas) é feito para atualizar o estado da rede. Isto demanda um alto esforço computacional e é a maior justificativa da aplicação do método proposto, já que ele pode substituir os fluxos de carga necessários para atualizar o estado da rede.

Finalmente, além da possibilidade de utilizar o método proposto ao invés dos fluxos de carga para atualizar o estado da rede nesta rotina, os dados fornecidos no final das simulações permitem avaliar o quão preciso o método analítico é, já que além de poder avaliar diretamente a tensão, a rotina de MC apresentada fornece resultados sobre os custos das substituições e do comprimento das linhas substituídas nas simulações.

5.4.2 Adaptações feitas na metodologia original

Este subcapítulo apresenta as mudanças feitas no algoritmo original de reforço de infraestrutura, para englobar o método analítico proposto neste trabalho. O algoritmo principal mostrado no fluxograma da Figura 5.9 não foi alterado, por ser responsável pela geração dos cenários e cálculos dos índices. Todas as mudanças foram feitas na rotina básica de reforço da infraestrutura (Figura 5.10).

Primeiramente é importante destacar que os resultados para a substituição dos transformadores e das linhas foram tratados separadamente, para que seja possível avaliar os erros de cada parte. Por isto, as adaptações são mostradas de forma separada na Figura 5.11 e na Figura 5.12, de modo que a primeira mostra as mudanças necessárias para a utilização do método na troca de linhas, e a segunda na troca dos transformadores.

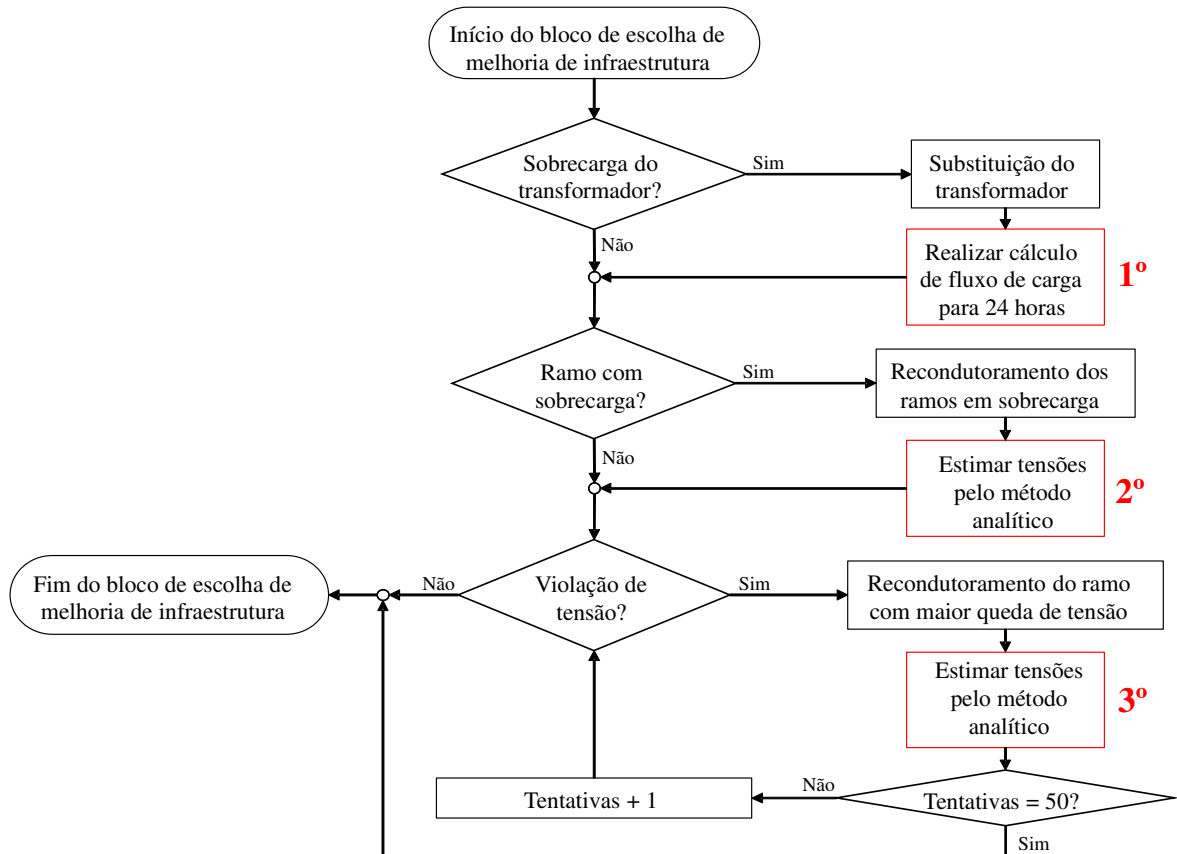


Figura 5.11: Rotina básica de reforço da infraestrutura para a troca de linhas com o método proposto.

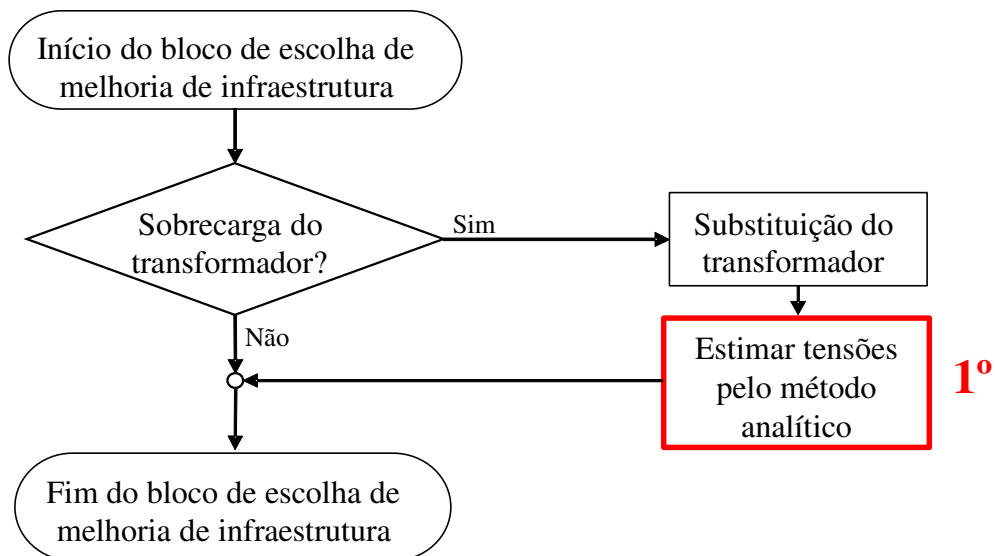


Figura 5.12: Rotina básica de reforço da infraestrutura para a troca de transformadores com o método proposto.

Em relação ao caso de troca de linhas, o primeiro fluxo de carga, relativo à mudança do transformador, é mantido para que não ocorra a acumulação de erros e somente o segundo e o terceiro bloco que utilizam os fluxos de carga foram trocados pela metodologia proposta. Este terceiro bloco é o que gera a maior economia de tempo computacional, dado que enquanto

houver violações na tensão, novas substituições serão feitas e novos fluxos de carga serão simulados.

Em relação ao caso de troca de transformadores, toda a parte de substituição linhas é desconsiderada, já que para avaliar a precisão do método, bastam os valores de tensão após a troca do transformador. Com isto, somente o primeiro bloco que utilizava fluxos de carga é trocado pela metodologia proposta e utilizado

5.4.3 Considerações feitas para as simulações

Para estes testes, o nível de penetração considerado é de 30%, definido como o número de carregadores de VEs pelo número total de consumidores. Este valor adotado é baseado na campanha EV30@30 que tem como objetivo alcançar 30% de vendas de VEs até 2030 [55]. Para atingir este nível de penetração, somente os consumidores bifásicos e trifásicos são considerados como aptos a receber um carregador, e eles são escolhidos aleatoriamente baseado em uma distribuição de probabilidade uniforme.

Os carregadores são modelados como cargas de potência ativa de 3,3 kW (fator de potência unitário) conectadas entre duas fases e seu consumo de potência permanece constante durante a recarga. Uma distribuição de probabilidade uniforme é utilizada para definir o instante de início de cada recargar, considerando o período de 18:00 até as 21:00. A duração da recarga é definida primeiramente pela distância percorrida pelo consumidor durante o dia (km), de acordo com a distribuição lognormal apresentada na Figura 5.13 [34] com uma média de 50 km e uma variância de 200 km. Além disto, o consumo médio dos VEs é considerado como sendo de 0,18 kWh/km, este valor foi obtido por uma concessionária brasileira utilizando medições de um projeto de P&D [35].

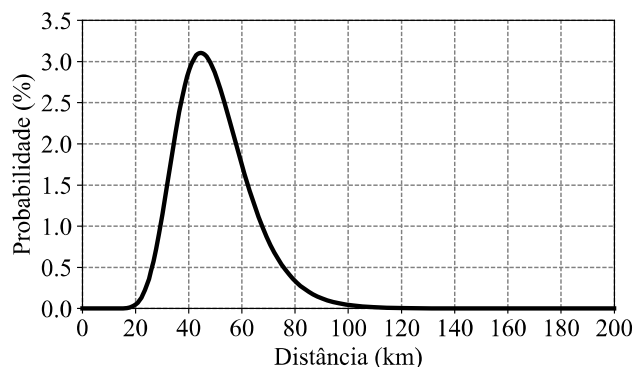


Figura 5.13: Distribuição lognormal atribuída à distância percorrida por um VE [34].

Em seguida, a distância selecionada para cada VE é convertida em energia elétrica a ser recarregada e na duração da recarga, considerando uma resolução de 15 minutos (a mesma das curvas de carga dos consumidores). Esta conversão é feita utilizando a equação (5.6).

$$duração = \frac{distância \times consumo}{P_{carregador}} \quad (5.6)$$

onde, *duração* é a duração da recarga, em horas, *distância* é a distância percorrida pelo VE, em km, *consumo* é o consumo médio do VE, em kWh/km (considerada como 0,18 kWh/km), e $P_{carregador}$ é a potência ativa do carregador (3,3 kW).

Após cada cenário ser definido, os fluxos de carga de 24 horas são executados utilizando o programa OpenDSS. Então, um conjunto de métricas é utilizado para definir se algum aspecto técnico é violado. As métricas utilizadas nestes estudos são baseadas em guias de procedimentos formulados pela ANEEL ou pela CPFL (Companhia Paulista de Força e Luz), uma das maiores concessionárias brasileiras. Estas métricas são listadas a seguir:

- Sobrecarga de transformadores: um transformador de distribuição (MT/BT) é considerado como sobrecarregado quando sua demanda é igual ou superior a 150% da sua potência nominal por mais de uma hora [31];
- Sobrecarga de condutores: Um condutor é considerado como sobrecarregado quando sua corrente for maior que sua ampacidade por mais de uma hora [32];
- Limites para a magnitude de tensão: para consumidores de baixa tensão, a ANEEL classifica como tensão crítica, valores de tensão abaixo de 0,87 pu por mais de 0,5% do tempo, e como tensão precária, valores entre 0,87 pu e 0,92 pu por mais de 3% do tempo [32].

5.4.4 Resultados detalhados para cinco redes

Antes de apresentar os resultados para as mais de 25.000 redes, resultados mais detalhados são mostrados para cinco destas redes de distribuição, já que é impraticável mostrar tantos detalhes para o grupo todo. Com isto, a Tabela 5.3 apresenta o número de substituições feitas pelo método proposto e pelo método original e os tempos computacionais para os 200 cenários. Além disto, são mostrados os erros nos custos, nos comprimentos de linhas substituídas e nas tensões. Nota-se que além de preciso, o método apresenta tempos computacionais menores, principalmente em casos com mais substituições.

Tabela 5.3: Resultados detalhados para cinco redes secundárias reais

	Rede 1	Rede 2	Rede 3	Rede 4	Rede 5
Nº de consumidores	79	32	56	22	39
Nº de substituições pelo método proposto	206	66	0	742	200
Nº de substituições pelo método original	204	49	0	544	200
Tempo total do método proposto (s)	86,35	43,88	50,14	91,92	43,07
Tempo total do método original (s)	145,55	47,31	44,96	37,62	66,29
Erro médio do comprimento das linhas (%)	0,97	14,84	0	4,01	0
Erro médio nos custos (%)	0,58	17,8	0	12,61	0
Erro médio nos valores de tensão (pu)	0,0027	0,0005	0	0,0087	0,0039

5.4.5 Resultados para a substituição das linhas

Os primeiros testes feitos levam em conta os resultados obtidos para a substituição das linhas. Para isto, no algoritmo da Figura 5.10 os fluxos de cargas que atualizam o estado da rede após a substituição das linhas (marcados como 2º e 3º no fluxograma) são substituídos pelo método proposto para estimar a tensão, como mostrado na Figura 5.11. Porém, o primeiro fluxo de carga é mantido, para que os erros na estimativa da tensão com a troca dos transformadores não afetem o resultado.

Estes estudos são feitos considerando uma penetração de 30% de VEs em cada rede que todos os carregadores são bifásicos de 3,3 kW e que a tensão no lado de alta do transformador de distribuição é de 1,03 pu. Os 200 cenários para cada rede são gerados de acordo com o explicado na subcapítulo 5.4.1.

Os resultados obtidos são mostrados na Tabela 5.4, na Tabela 5.5 e na Tabela 5.6, nas quais o método *fluxo de carga* utiliza a rotina original de reforço de infraestrutura [54] e o método *analítico* usa a rotina modificada utilizando o método proposto. A primeira tabela apresenta o resultado para o comprimento das linhas substituídas. Este resultado só leva em conta os casos onde pelo menos uma linha foi substituída. A segunda tabela apresenta os custos dos procedimentos considerando a troca de linhas e transformadores, usando uma tabela de custos cedida por uma concessionária brasileira. Os resultados não levam em conta os casos onde nenhuma substituição é feita. Finalmente a terceira tabela mostra uma comparação direta dos valores de tensão estimados no fim de cada cenário com os valores calculados pelo fluxo de carga (erro absoluto entre eles), estes valores foram obtidos salvando o menor valor de tensão de cada consumidor em cada rede em cada cenário.

Tabela 5.4: Resultados para o comprimento das linhas substituídas

Método	Média (m)	Percentil 95° (m)	Máximo (m)
<i>Fluxo de carga</i>	49,39	120	1210
<i>Analítico</i>	52,26	140	1320
Erro (%)	5,81	16,67	9,09

Tabela 5.5: Resultados para os custos das substituições incluindo os transformadores

Método	Cenários com custo nulo (%)	Média (R\$)	Percentil 95° (R\$)
<i>Fluxo de carga</i>	55,81	4281,59	9084,00
<i>Analítico</i>	55,82	4374,16	9356,49
Erro (%)	0,01	2,16	2,99

Tabela 5.6: Erros absolutos para a tensão estimada com a substituição de linhas

Média (pu)	Percentil 95° (pu)	Máximo (pu)
0,0011	0,0059	0,0621

As diferenças entre os resultados obtidos para os dois métodos são menores do que 10% para os comprimentos das linhas (resultados da Tabela 5.4) e de cerca de 3% para os custos (resultados da Tabela 5.5). No caso dos erros absolutos, nota-se que o valor médio e o percentil 95 são baixos o suficiente para não comprometer os cálculos. Porém, o erro máximo é maior. Isto ocorre porque em alguns cenários, um número grande de trocas é feito, e os resultados dos dois métodos podem causar diferenças em quais linhas são substituídas, causando maiores diferenças entre as tensões. Esta diferença acontece porque a aproximação na tensão estimada pode mudar qual condutor é selecionado para ser substituído na tentativa de solucionar violações na tensão, já que o critério adotado é a substituição do condutor com a maior queda de tensão.

Estes resultados reafirmam que ao invés de utilizar inúmeros fluxos de carga, pode-se utilizar o método proposto para ajudar nas tomadas de decisão acerca de reforços na infraestrutura. Além disto, as simulações com o método proposto foram 25% mais rápidas do que as simulações utilizando a rotina original de Monte Carlo com fluxos de carga. Isto mostra que a maior vantagem do método proposto é o baixo esforço computacional com uma precisão aceitável.

É importante ressaltar que as simulações com o método original demoravam cerca de 25 dias em um único computador (com processos em cinco núcleos). Com isto, uma redução de 25% no tempo é considerável. Ademais, o método proposto apresenta uma redução maior no tempo de simulação nos casos em que muitas linhas são substituídas, já que para cada troca, o método original precisa atualizar o estado da rede por meio de fluxos de carga.

Finalmente, a metodologia proposta foi modificada para se juntar a esta rotina de MC para fornecer um parâmetro de comparação (já que envolve um altíssimo número de

simulações). Entretanto, dada sua simplicidade, o método pode ser aplicado em várias outras aplicações. Por exemplo, pode-se utilizar a metodologia proposta para estimar diretamente o quanto uma linha (ou grupo de linhas) deve mudar para mitigar problemas de subtensão em um consumidor ou região.

5.4.6 Resultados para a substituição dos transformadores

Este subcapítulo apresenta os resultados para a substituição dos transformadores utilizando as mesmas redes (mais de 25.000) secundárias. O procedimento destes testes é o mesmo apresentado anteriormente, porém somente a substituição do transformador é considerada como solução, conforme a Figura 5.12.

Para os casos onde ocorre a substituição dos transformadores, a tensão do lado do secundário é calculada por um fluxo de carga e pela metodologia proposta, e então o ponto com a maior diferença em cada cenário é salvo, considerando as três fases e o dia todo simulado. Com isto, é obtido um vetor cujo tamanho é o número de casos com troca de transformadores. Estes valores são utilizados para calcular a média, o percentil 95º e o valor máximo dos erros.

A Tabela 5.7 mostra os resultados para este caso. É importante notar que os valores estão em pu e representam os erros absolutos de tensão.

Tabela 5.7: Erros absolutos para a tensão estimada com a substituição de transformadores

Média (pu)	Percentil 95º (pu)	Máximo (pu)
0,0016	0,0028	0,0257

Pode-se concluir que como mostrado anteriormente, os erros para a estimação de tensão com a substituição de transformadores apresentam resultados mais precisos do que no caso com substituição de linhas. Com isto, pode-se utilizar o método proposto para avaliar a mudança na tensão com a troca de transformadores sem grandes perdas de precisão.

Finalmente, deve-se ressaltar que embora estas análises tenham sido feitas somente com VEs, o mesmo método pode ser aplicado em casos em que uma alta penetração de FVs obrigue a concessionária a reforçar sua rede. A única diferença entre o caso analisado e o caso com FVs seria que a tensão tenderia a subir ao invés de cair, porém a metodologia continuaria estimando corretamente o ΔV para as trocas de linhas e transformadores.

6 CONCLUSÕES

Como mostrado neste trabalho, os impactos causados pelas novas tecnologias presentes nas redes secundárias de distribuição como os VEs e os FVs são de extrema importância para concessionárias de todo o mundo. Alguns países já estão sofrendo com estes impactos por apresentarem uma alta penetração, enquanto outros países como o Brasil apresentam poucas regiões com a presença massiva destas tecnologias. Isto permite a estes países que mais estudos sejam feitos, permitindo um preparo maior para acomodação de FVs e VEs por parte das concessionárias.

Este trabalho mostrou, utilizando o método Monte Carlo, redes reais e valores realistas os impactos de VEs e FVs em redes de distribuição secundárias, bem como a eficiência de algumas soluções para mitigar estes impactos. Além disto, foram discutidas as limitações destas soluções bem como de outras soluções que aparecem na literatura. Finalmente, foi proposto um método analítico simples e rápido que permite a rápida avaliação das mudanças no perfil da tensão na rede com as substituições de linhas e transformadores. As principais descobertas deste trabalho são citadas a seguir:

- Como discutido na literatura, os impactos causados por FVs e VEs devem ser devidamente estudados pelas concessionárias, principalmente em relação ao módulo da tensão (subtensão para os VEs e sobretensão para os FVs) e ao carregamento para os VEs. Para isto o método Monte Carlo se mostrou uma ferramenta apropriada.
- Os inversores podem ser utilizados para a mitigação dos impactos de FVs e VEs, mas deve-se observar a razão R/X da rede, o nível de utilização dos inversores e as fases envolvidas na conexão destes sistemas à rede.
- As baterias são uma opção para diminuir as violações de tensão e de carregamento, já que permitem utilizar a energia gerada pelos FVs no horário de pico, promovendo maior flexibilidade. Porém, as estratégias de recarga são de extrema importância, sendo determinantes para a eficiência desta solução.
- Existem outras soluções que podem ser empregadas, como a recarga controlada, o uso de outras funções dos inversores e o do corte de carga/geração. Mas tais soluções dependem de uma boa coordenação das estratégias adotadas, bem como de uma boa estrutura de comunicação e controle.
- Finalmente, o método analítico proposto neste trabalho e que foi testado em mais de 25.000 redes secundárias reais mostrou-se eficiente, preciso e demanda um esforço

computacional claramente menor. Este método pode ser utilizado pelas concessionárias nos estudos de reforço de infraestrutura, já que pode ser facilmente implementado pelos engenheiros das concessionárias e diversas redes não estão preparadas para receber uma alta penetração destas tecnologias. O uso deste método pode poupar horas de simulação e guiar decisões complexas em relação a infraestrutura das redes.

Os estudos feitos neste trabalho para avaliar os impactos e as soluções podem ser mais refinados por pesquisas futuras, principalmente para se criar uma interface que permita as concessionárias utilizar o método Monte Carlo de forma mais simples. Os métodos propostos podem ser adaptados para o uso direto das concessionárias, principalmente o método analítico, extensamente testado, que permite de forma simples ajudar em decisões importantes como o reforço de infraestrutura.

Como sugestão de trabalhos futuros, destaca-se a possibilidade de incluir aspectos econômicos e regulatórios às soluções discutidas, a exploração das outras funções disponíveis nos inversores e a aplicação do método analítico em sistemas de distribuição com FVs.

7 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] Revista Pesquisa FAPESP, “Mortes por poluição nos Estados Unidos,” [On-line]. Disponível em: <http://revistapesquisa.fapesp.br/wp-content/uploads/2013/09/012-015_Tecnociencia_2117.pdf>. Acessado em: Ago. 2020.
- [2] News from the National Academies, “Report Examines Hidden Health and Environmental Costs of Energy Production and Consumption in U.S.,” [On-line]. Disponível em: <<http://www8.nationalacademies.org/onpinews/newsitem.aspx?RecordID=12794>>. Acessado em: Ago. 2020.
- [3] REN 21, “Renewables 2020 Global Status Report,” [On-line]. Disponível em: <https://www.ren21.net/wp-content/uploads/2019/05/gsr_2020_full_report_en.pdf>. Acessado em: Ago. 2020.
- [4] Green Tech Media, “Germany’s Maxed-Out Grid Is Causing Trouble Across Europe,” [On-line]. Disponível em: <<https://www.greentechmedia.com/articles/read/germanys-stressed-grid-is-causing-trouble-across-europe>>. Acessado em: Ago. 2020.
- [5] ANEEL, “Banco de Informações de Geração da ANEEL,” [On-line]. Disponível em: <<https://www.aneel.gov.br/siga>>. Acessado em: Ago. 2020.
- [6] ANFAVEA - Associação Nacional dos Fabricantes de Veículos Automotores, [On-line]. Disponível em: <<http://www.anfavea.com.br/estatisticas>>. Acessado em: Ago. 2020.
- [7] Transmission and Distribution World, “What Does the Future Hold for Utilities?,” [On-line]. Disponível em: <<http://tdworld.com/distribution/what-does-future-hold-utilities>>. Acessado em: Ago. 2020.
- [8] M. Y. Vaziri, S. Vadhva, S. Ghadiri., C. J. Hoffman e K. K. Yagnik, “Standards, Rules, and Issues for Integration of Renewable Resources,” *IEEE Power and Energy Society General Meeting*, pp.1-8, Minneapolis, EUA, Jul. 2010.
- [9] K. Clement-Nyns, E. Haesen e J. Driesen, “The impact of charging plug-in hybrid electric vehicles on a residential distribution grid,” *IEEE Trans. Power Systems*, vol. 25, pp. 371-380, Fev. 2010.
- [10] L. Kelly, A. Rowe e P. Wild, “Analyzing the impacts of plug-in electric vehicles on distribution networks in British Columbia,” no *2009 IEEE Electrical Power & Energy Conf.*, Out. 2009.

- [11] M. Moghbel, M. A. S. Masoum, F. Shahnia e P. Moses, "Distribution transformer loading in unbalanced three-phase residential networks with random charging of plug-in electric vehicles," no *Universities Power Engineering Conf. (AUPEC)*, Set. 2012.
- [12] R. Tonkoski, D. Turcotte e T. H. M. EL-Fouly, "Impact of High PV Penetration on Voltage Profiles in Residential Neighborhoods," *IEEE Trans. Sustainable Energy*, vol. 3, no.3, pp. 518 - 527, Mai. 2012.
- [13] S. Eftekharnajad, V. Vittal, G. T. Heydt, B. Keel e J. Loehr, "Impact of increased penetration of photovoltaic generation on power systems," *IEEE Trans. Power Systems*, vol. 28, no.2, pp. 893 - 901, Out. 2012.
- [14] F. C. L. Trindade, T. S. D. Ferreira, M. G. Lopes e W. Freitas, "Mitigation of Fast Voltage Variations During Cloud Transients in Distribution Systems with PV Solar Farms," *IEEE Trans. Power Delivery*, vol. 32, no. 2, pp. 921 - 932, Mai. 2016.
- [15] S. Yoshizawa et al, "Novel voltage control of multiple step voltage regulators in a distribution system," no *2014 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference (ISGT)*, Fev. 2014.
- [16] C. Long e L. F. Ochoa, "Voltage Control of PV-Rich LV Networks: OLTC-Fitted Transformer and Capacitor Banks," *IEEE Trans. Power Systems*, vol.31, no.5, pp.4016-4025, Set. 2016.
- [17] D. J. Rogers e T. C. Green, "An Active-Shunt Diverter for On-load Tap Changers," *IEEE Trans. Power Delivery*, vol. 28, no. 2, pp. 649–657, Abr. 2013.
- [18] F. Olivier, P. Aristidou, D. Ernst, e T. V. Cutsem, "Active Management of Low-Voltage Networks for Mitigating Overvoltages Due to Photovoltaic Units," *IEEE Trans. Smart Grids*, vol. 7, no. 2, pp. 926 - 936, Mar. 2015.
- [19] AECOM, "Empowering a Changing World," [On-line]. Disponível em: <<http://www.aecom.com/deployedfiles/Internet/Geographies/Australia-New%20Zealand/Documents/Empowering%20a%20Changing%20World.pdf>>. Acessado em: Ago. 2020.
- [20] ANEEL, "Tarifa Branca," [On-line]. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=781>>. Acessado em: Ago. 2020.
- [21] G. Zhang, S. T. Tan e G. G. Wang, "Real-Time Smart Charging of Electric Vehicles for Demand Charge Reduction at Non-Residential Sites," *IEEE Trans. Smart Grids*, vol.9, no.5, pp.4027-4037, Set. 2018.

- [22] S. Althaher, P. Mancarella e Joseph Mutale, "Automated Demand Response From Home Energy Management System Under Dynamic Pricing and Power and Comfort Constraints," *IEEE Trans. Smart Grids*, vol.6, no.4, pp.1874-1883, Jul. 2015.
- [23] J. G. S. F. Junior, Y. Nishitsuji, Y. Udagawa, T. Oozeki e K. Ogimoto, "Improving Regional PV Power Curtailment with Better Day-ahead PV Forecasts: An Evaluation of 3 Forecasts," no *2018 IEEE 7th World Conference on Photovoltaic Energy Conversion (WCPEC)*, Jun. 2018.
- [24] T. M. Wanzeler, J. P. A. Vieira, P. Radatz, V. C. Souza e D. C. Pinheiro, "Assessing the performance of smart inverter volt-watt and volt-var functions in distribution systems with high PV penetration," no *2018 Simposio Brasileiro de Sistemas Eletricos (SBSE)*, Mai. 2018.
- [25] T. S. D. Ferreira, F. C. L. Trindade, Y. G. Pinto e W. Freitas, "New analytical method for analysing the effectiveness of infrastructure reinforcement in electric power distribution systems," *Electric Power Systems Research*, v. 182, p. 106250, 2020.
- [26] E4TheFuture, "Non-Wires Alternatives - Case Studies from Leading U.S. Projects," [On-line]. Disponível em: <https://e4thefuture.org/wp-content/uploads/2018/11/2018-Non-Wires-Alternatives-Report_FINAL.pdf>. Acessado em: Ago, 2020.
- [27] J. Marcos, O. Storke, L. Marroyo, M. Garcia e E. Lorenzo, "Storage requirements for PV power ramp-rate control," *Solar Energy* 2014, vol.99, pp.28-35.
- [28] F. B. Ribeiro, E. C. Molina, "Uma introdução ao método Monte Carlo," Sociedade Brasileira de Matemática Aplicada e Computacional, São Carlos, SP, Brasil, pp. 1–130, 2017.
- [29] "Dados de uma rede secundária real", [On-line]. Disponível em: www.dsee.fee.unicamp.br/~fernanda/60busesLVnetwork.dss
- [30] R. C. Dugan. "Reference Guide the Open Distribution System Simulator (OpenDSS)," Operation Manual V7.6, 2012.
- [31] IEEE Guide for Loading Mineral-Oil-Immersed Transformers and Step-Voltages Regulators, IEEE Std. C57.91, Mar. 2012.
- [32] ANEEL, "Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional - PRODIST, Módulo 8 - Qualidade de Energia Elétrica". [On-line]. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/arquivos/PDF/M%C3%B3dulo8_Revis%C3%A3o_7.pdf> Acessado em: Ago. 2020.
- [33] F. Milano, *Power System Modelling and Scripting*, Springer, 2010. DOI: 10.1007/978-3-642-13669-6.

- [34] J. A. Orr, A. E. Emanuel e K. W. Oberg, "Current harmonics generated by a cluster of electric vehicle battery chargers," *IEEE Trans. Power Systems*, vol. 3, pp. 691-700, Fev. 1982.
- [35] "CPFL, Projeto Emotive", [On-line]. Disponível em: <<https://www.cpfl.com.br/sites/mobilidade-eletrica/emotive/Paginas/default.aspx/>>. Acessado em: Ago. 2020.
- [36] CEPAGRI - Centro de Pesquisas Meteorológicas e Climáticas Aplicadas à Agricultura [On-line]. Disponível em: <<https://www.cpa.unicamp.br/>>. Acessado em: Ago. 2020.
- [37] W. Du, Q. Jiang, M. J. Erickson e R. H. Lasseter, "Voltage-Source Control of PV Inverter in a CERTS Microgrid," *IEEE Trans. Power Delivery*, vol.29, no.4, pp.1726-1734, Aug. 2014.
- [38] R. K. Varma, S. A. Rahman e T. Vanderheide, "New Control of PV Solar Farm as STATCOM (PV-STATCOM) for Increasing Grid Power Transmission Limits During Night and Day," *IEEE Trans. on Power Delivery*, vol.30, no.2, pp.755-763, Apr. 2015.
- [39] H. G. Yeh, D. F. Gayme e S. H. Low, " Adaptive VAR Control for Distribution Circuits with Photovoltaic Generators," *IEEE Trans. Power Systems*, vol.27, no.3, pp.1656-1663, Fev. 2012.
- [40] P. Jahangiri e D. C. Aliprantis, " Distributed Volt/VAr Control by PV Inverters," *IEEE Trans. Power Systems*, vol.28, no.3, pp.3429-3439, Ago. 2013.
- [41] A. Samadi, R. Eriksson, L. Söder, B. G. Rawn e J. C. Boemer, "Coordinated Active Power-Dependent Voltage Regulation in Distribution Grids with PV Systems," *IEEE Trans. on Power Delivery*, vol.29, no.3, pp.1454-1464, Jun. 2014.
- [42] IEC, "Consideration of reference impedances and public supply network impedances for use in determining disturbance characteristics of electrical equipment having a rated current ≤ 75 A per phase," International Electrotechnical Commission, Tech. Rep. IEC-TR60725, Jun. 2012.
- [43] A. Oury, R. Bergeron e André Laperrière, "Source Impedances of the Canadian Distribution Systems (Residential and Industrial)," in *1997 CIREN*, vol.2, pp.34/1-34/8, Jun. 1997.
- [44] "CPFL, Projeto Telhados Solares," [On-line]. Disponível em: <<https://www.cpfl.com.br/energias-sustentaveis/inovacao/projetos/paginas/pa3012-telhados.aspx/>>. Acessado em: Ago. 2020.
- [45] B. P. Roberts e C. Sandberg, "The Role of Energy Storage in Development of Smart Grids," *Proceedings of the IEEE*, vol.99, no.6, pp.1139-1144, Jun. 2011.

- [46] J. M. Guerrero, J. C. Vasquez, J. Matas, L. G. Vicuna e M. Castilla, " Hierarchical Control of Droop-Controlled AC and DC Microgrids—A General Approach Toward Standardization," *IEEE Trans. Industrial Electronics*, vol.58, no.1, pp.158-172, Jan. 2011.
- [47] J. P. Barton e D. G. Infield, "Energy storage and its use with intermittent renewable energy," *IEEE Trans. Energy Conversion*, vol.19, no.2, pp.441-448, Jan. 2004.
- [48] C. A. Hill, M. C. Such, D. Chen, J. Gonzalez e W. M. Grady, "Battery Energy Storage for Enabling Integration of Distributed Solar Power Generation," *IEEE Trans. Smart Grids*, vol.3, no.2, pp.850-857, Jun. 2012.
- [49] M. Nick, R. Cherkaoui e M. Paolone, "Optimal Allocation of Dispersed Energy Storage Systems in Active Distribution Networks for Energy Balance and Grid Support," *IEEE Trans. Power Systems*, vol.29, no.5, pp.2300-2310, Set. 2014.
- [50] X. Liu, A. Aichhorn, L. Liu e H. Li, " Coordinated Control of Distributed Energy Storage System With Tap Changer Transformers for Voltage Rise Mitigation Under High Photovoltaic Penetration," *IEEE Trans. Smart Grids*, vol.3, no2, pp.897-906, Jun. 2012.
- [51] "Naked Solar, solar batteries and storage," [On-line]. Disponível em: <<https://naked solar.co.uk/storage/>>. Acessado em: Ago. 2020.
- [52] MIT, "A Guide to Understanding Battery Specifications," [On-line]. Disponível em: <http://web.mit.edu/evt/summary_battery_specifications.pd>. Acessado em: Ago. 2020.
- [53] G. Buja, M. Bertoluzzo e C. Fontana, "Reactive Power Compensation Capabilities of V2G-Enabled Electric Vehicles," *IEEE Trans. Power Electronics*, vol.32, no.12, pp.9447-9459, Dez. 2017.
- [54] Y. G. Pinto, F. C. L. Trindade, J. C. Cebrian e W. W. Teixeira, "Investigation of infrastructural solutions to mitigate the impacts of EV recharging al LV Networks," no *2017 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference – Latin America (ISGT Latin America)*, Set. 2017.
- [55] "Clean Energy Ministerial, EV30@30 campaign", [On-line]. Disponível em: <<http://www.cleanenergyministerial.org/campaign-clean-energy-ministerial/ev3030-campaign>>. Acessado em: Ago. 2020.

APÊNDICE A – Método para estimar a penetração máxima de FVs e VEs

Este apêndice apresenta brevemente um método para estimar, de modo conservador, a penetração máxima possível de VEs e FVs em redes secundárias sem a necessidade de se investir em reforço de infraestrutura, já que tais investimentos geram um impacto financeiro não só para a concessionária, mas para todos os consumidores com o valor da energia elétrica. Primeiramente é apresentada a ideia do método e posteriormente algumas simulações mostram que o método pode ser utilizado para uma rápida estimativa conservadora em casos em que a concessionária queria avaliar os impactos da entrada destas novas tecnologias na rede.

Antes de se investir em reforço de infraestrutura para garantir a acomodação de FVs e VEs, deve-se avaliar o uso de estratégias para mitigar os impactos causados por estas tecnologias. Com isto, o método proposto analisa não somente os casos em que nenhuma estratégia é utilizada (e as tecnologias causam mais impactos), bem como casos discutidos anteriormente como o uso de baterias e do inversor dos FVs. Para os casos em que o reforço de infraestrutura é necessário, seja por limitações da rede, seja por um alto nível de penetração de FVs e VEs, o Capítulo 5 discute uma metodologia para facilitar tais estudos.

Estimação conservadora da penetração máxima de FVs e VEs

Como discutido, o objetivo é avaliar de maneira simples e conservadora o limite máximo de FVs e VEs para o pior caso em redes secundárias considerando tensão e carregamento. Para cada caso, é considerado um limite e um consumidor crítico para receber o FV ou o VE é escolhido, com isto, de forma iterativa a potência do FV ou do VE é aumentado e um fluxo de carga é simulado até que se ultrapasse o limite de tensão ou carregamento estabelecido.

Para a tensão, primeiramente o consumidor com o maior valor de resistência acumulada é escolhido para concentrar toda a penetração, já que se espera que ele tenha a maior queda de tensão (ou aumento no caso de FVs) acumulada na rede. Porém, o limite de tensão considerado não é o deste consumidor, mas sim o menor valor de tensão na rede para o VE (no horário entre 18h00 e 24h00) e o maior valor de tensão na rede para o FV (no horário entre 9h00 e 16h00). Com isto, se utiliza a menor variação de tensão na rede que causaria uma violação e o consumidor com a maior resistência acumulada, gerando um cenário extremamente conservador. O algoritmo é detalhado no fluxograma da Figura A.1.

No caso do carregamento, é escolhido o maior carregamento como limite (no período de funcionamento do FV e do VE) e um consumidor, que esteja na linha com o maior carregamento, para receber toda a penetração. A Figura A.2 mostra o fluxograma deste método.

Embora não esteja especificado nas figuras, a alocação dos VEs e FVs é sempre feita na fase com a maior tensão no caso dos FVs, menor tensão no caso dos VEs e maior carregamento para ambos os casos.

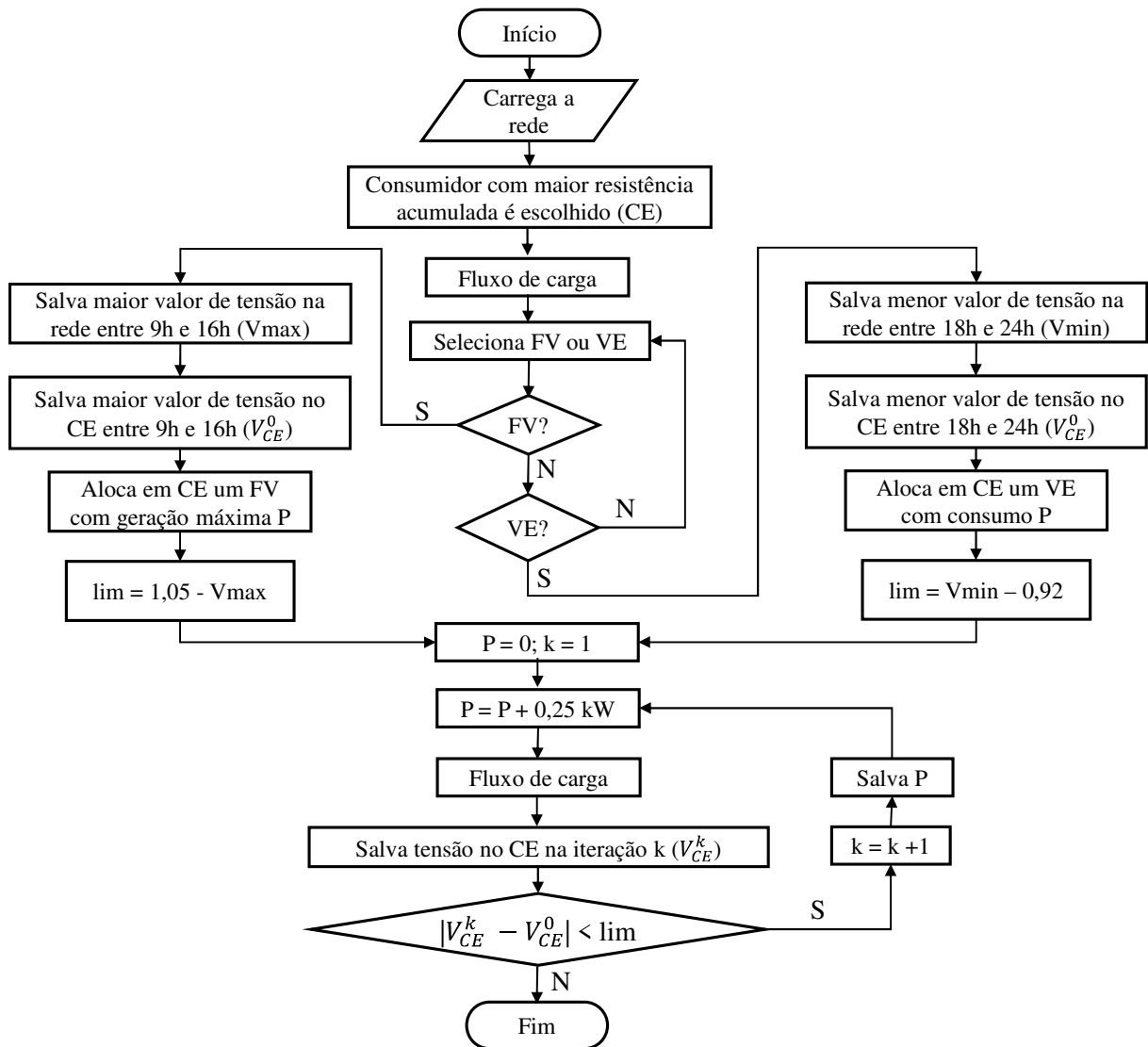


Figura A.1: Fluxograma do método proposto para as tensões.

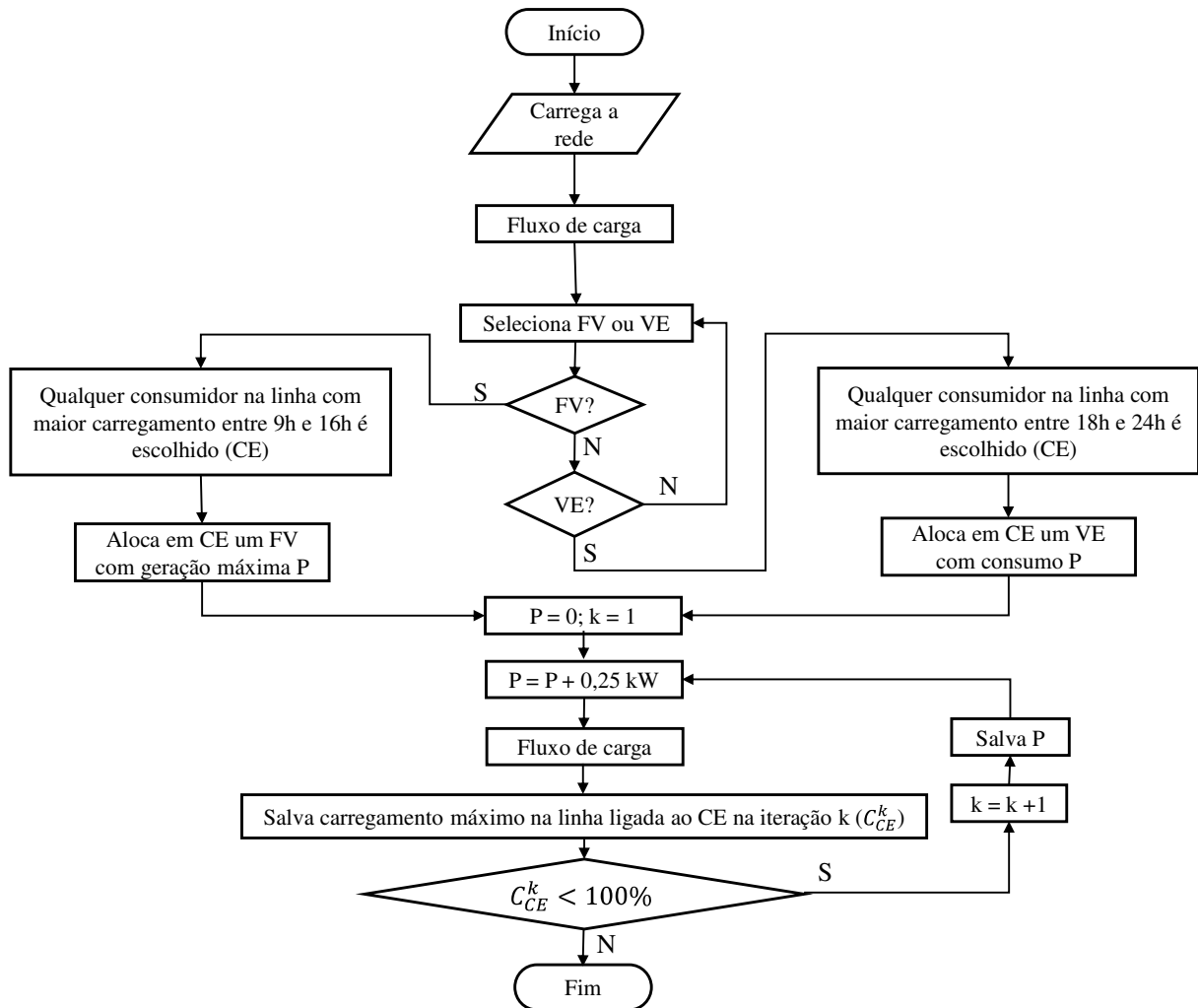


Figura A.2: Fluxograma do método proposto para o carregamento.

Com estes algoritmos, espera-se obter valores conservadores de penetração possível para as redes. Pois, para a tensão está se observando o consumidor que sofre mais queda de tensão, e se considera a menor variação que a tensão poderia ter em qualquer ponto da rede para que uma violação ocorra. O mesmo para o carregamento onde se escolhe a linha mais carregada. Além disto, a situação em que toda a penetração está em uma única barra não é realista, reforçando o conservadorismo.

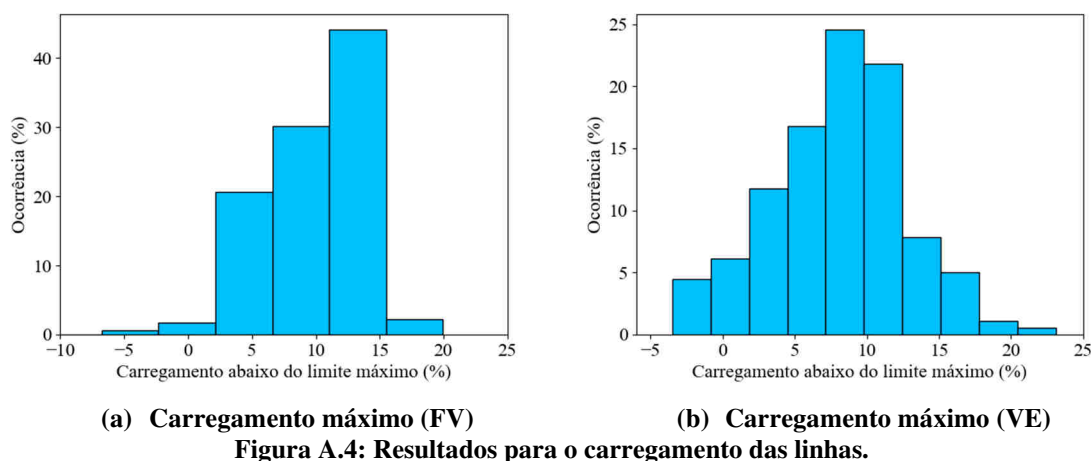
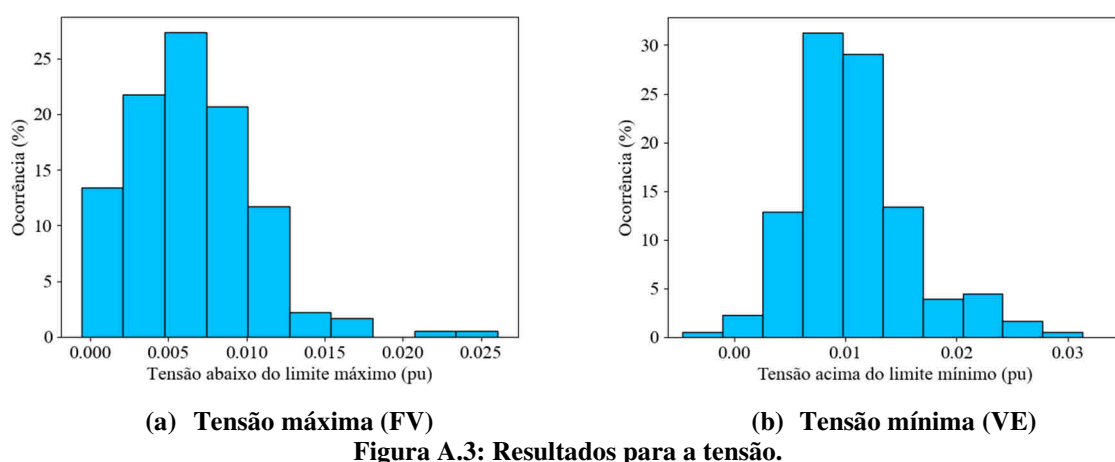
Embora não seja avaliado, o caso do transformador poderia ser feito com a mesma estratégia, observando a carga máxima do transformador no período desejado, subtraindo o limite térmico dele, e definindo esta sobra como máxima penetração.

O próximo subitem apresenta alguns testes feitos para testar se de fato o método garante que não haverá violações e que ele pode ser utilizado mesmo com estratégias já discutidas neste trabalho, como baterias e o uso dos inversores dos FVs.

Validação das estimativas obtidas

Para testar cada caso, são feitas diversas simulações, e em cada uma, um consumidor de uma das 200 redes recebe o FV (e o VE) com o valor máximo calculado pelo método proposto (P nos fluxogramas) e um fluxo de carga é feito considerando o dia todo para avaliar se este valor causa alguma transgressão de tensão ou carregamento. Este procedimento é feito até que todos os consumidores de todas as 200 redes secundárias sejam testados.

Os resultados a seguir mostram a diferença obtida entre os valores de tensão (máxima no caso com FVs e mínima no caso com VEs) e carregamento (máximo em ambos os casos) obtidos utilizando os valores de FVs e VEs calculados pelo método proposto e os valores simulados considerando cada um dos consumidores. O resultado para a tensão é apresentado na Figura A.3 e para o carregamento na Figura A.4. Valores negativos mostram que o valor estimado de penetração causou alguma violação, enquanto valores positivos mostram o quão conservador o método é.



Embora bastante simples, nota-se que o método apresentou bons resultados mesmo em casos extremos (concentração da penetração em um consumidor), pois os valores não são tão conservadores (a média dos valores não estão muito longe do zero) e pouquíssimos casos causam alguma violação. Estes casos ocorrem pelo fato de a penetração estar concentrada, com isto podem ocorrer níveis de desequilíbrio que causem violações no condutor neutro (no caso do carregamento) ou em fases que não eram as mais críticas na avaliação do método.

Validação do método com a utilização de estratégias de mitigação de impactos

Após as simulações avaliando somente as tecnologias causando impactos na rede, pode-se avaliar a funcionalidade do método perante algumas estratégias já discutidas neste trabalho, como o uso de baterias e o uso do inversor do FV fora do fator de potência unitário. Não são considerados VEs pois não há garantia de que a bateria ou o inversor estejam na mesma barra, ou perto o suficiente para diminuir os impactos causados por eles.

Para estas simulações, são feitas as seguintes considerações: para as baterias, o valor que ela consumiria é descontado do valor utilizado na estimação de P nos fluxogramas, ou seja, o método estima um P maior já que parte será absorvido pela bateria (por exemplo 50% da potência ativa); para o uso do inversor, foi utilizada uma estratégia mais simples, em que o inversor sempre trabalha com o fator de potência de 0,92 indutivo, desta forma, para aplicar o método basta considerar este fator de potência sempre que o valor de P for incrementado nas iterações.

Quanto à validação, a estratégia é a mesma do item anterior, testar cada consumidor de cada rede separadamente concentrando toda a penetração. Além disto, agora a bateria é considerada com a estratégia apresentada no Capítulo 4 que utiliza um limiar da geração do FV (50% no caso). E no caso do inversor, durante a simulação diária, o fator de potência do FV é mantido fixo em 0,92 indutivo. São considerados 2 casos, um somente com o uso do inversor com fator de potência fixo, e outro com o uso do inversor juntamente com a bateria.

Assim como anteriormente, os resultados a mostram a diferença obtida entre os valores de tensão máxima e carregamento máximo obtidos utilizando os valores de FVs calculados pelo método proposto e os valores simulados considerando cada um dos consumidores. O resultado para a tensão é apresentado na Figura A.5 e para o carregamento na Figura A.6. Valores negativos mostram que o valor estimado de penetração causou alguma violação, enquanto valores positivos mostram o quão conservador o método é.

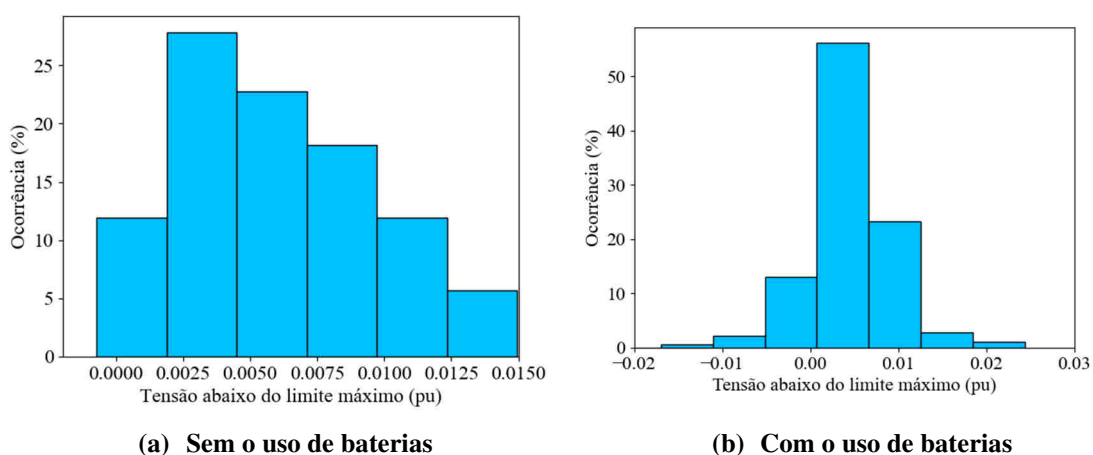


Figura A.5: Resultados para a tensão com o inversor com fator de potência 0,92 indutivo.

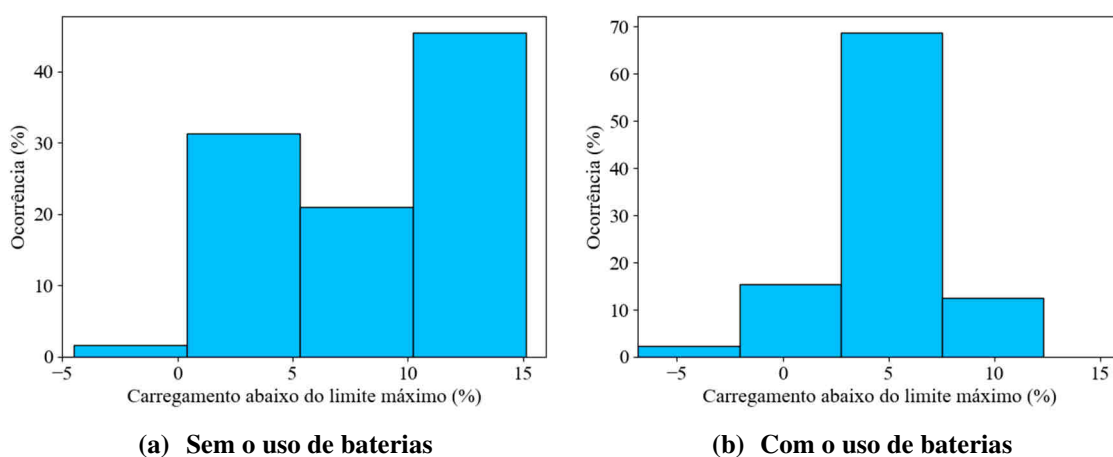


Figura A.6: Resultados para o carregamento das linhas com o inversor com fator de potência 0,92 indutivo.

Novamente, nota-se que o método pode ser utilizado para uma primeira estimativa, já que mesmo com a concentração da penetração e o uso de estratégias de mitigação de impactos, os valores seguem positivos quase em sua totalidade, e os valores não estão muito longe do zero, mostrando que embora conservador, o método não gera resultados extremamente limitantes.

Com as discussões feitas até aqui sobre as possíveis soluções sem o reforço de infraestrutura e sobre um método para estimar o limite de penetração possível (mesmo com algumas destas estratégias), é possível agora propor um método que permita uma análise simples, precisa e analítica para os casos em que o reforço de infraestrutura é necessário.

APÊNDICE B – Teste de convergência para as simulações Monte Carlo

Este apêndice apresenta um teste de convergência para as simulações Monte Carlo utilizadas neste trabalho. Considerando as mesmas características do algoritmo apresentado no Capítulo 5 (tensão no primário do transformador em 1,03 pu e penetração de 30% de VEs), foram feitos testes nas mais de 25.000 redes secundárias utilizadas neste capítulo, utilizando a menor tensão na rede como parâmetro de convergência. Além disto, as tensões monitoradas foram aquelas anteriores as mudanças na infraestrutura, dado que após tais mudanças as tensões tendem a um limiar de 0,92 pu (estipulado pelo PRODIST), convergindo em menos iterações.

Neste caso, se considera que uma simulação de Monte Carlo de uma rede secundária convergiu quando a média da menor tensão fica dentro de um determinado limiar por trinta cenários consecutivos. Tal limiar utilizado tem o valor empírico de ± 0.0005 pu. Deve-se destacar que estas considerações são conservativas, garantindo uma boa convergência.

Finalmente, os resultados para este teste mostram que mais de 99,5% dos casos convergem com menos de 200 simulações, como visto na Figura B.1. Este resultado é importante para mostrar que o número de simulações utilizadas pelas metodologias é suficiente, principalmente se considerarmos que nos casos com reforço de infraestrutura as tensões tendem a convergir mais rápido devido ao patamar de 0,92 pu estabelecido pela norma.

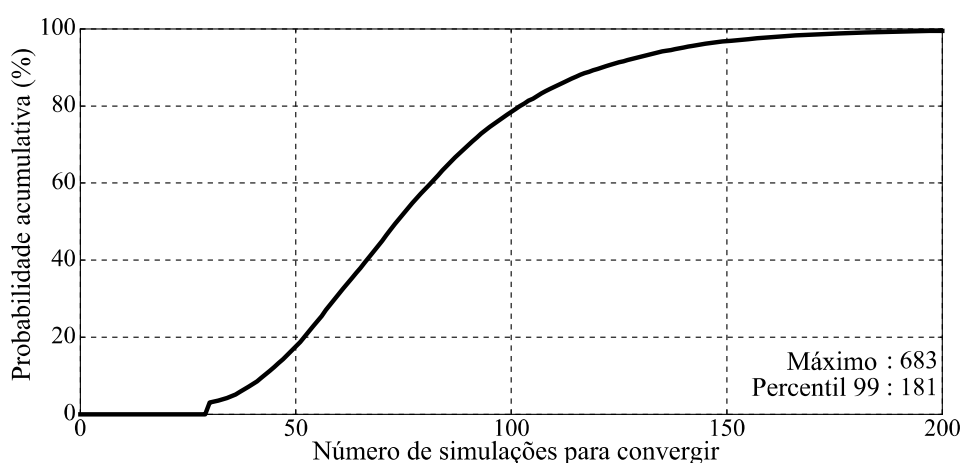


Figura B.1: Resultado do teste de convergência.

APÊNDICE C – Impacto do modelo da carga na corrente para o método analítico para reforço de infraestrutura

Este apêndice aborda o impacto da substituição de linhas ou transformadores no fluxo de corrente da rede, e o impacto de diferentes modelos de carga nos resultados do método analítico para reforço de infraestrutura.

Três casos foram simulados com o uso de fluxos de carga e considerando a rede da Figura 5.4: (a) substituição do transformador; (b) Substituição de todas as linhas por linhas com maior ampacidade; (c) substituição do transformador e de todas as linhas – casos (a) + (b). Os resultados são apresentados na Tabela C.1, em que $\Delta I_{\max}$ é a maior diferença nos fluxos de corrente, obtido com um fluxo de carga antes e outro fluxo de carga após a substituição; e $\varepsilon_{v\max}$ é a maior diferença entre o módulo da tensão obtido após as substituições considerando o fluxo de carga e o método analítico proposto.

Tabela C.1: Comparação do desempenho do método para diferentes modelos de carga

Caso	Modelo da carga					
	Potência Constante		Corrente Constante		Impedância Constante	
	$\Delta I_{\max}$	$\varepsilon_{v\max}$	$\Delta I_{\max}$	$\varepsilon_{v\max}$	$\Delta I_{\max}$	$\varepsilon_{v\max}$
(a)	1,50%	0,05%	0,005%	0,03%	2,32%	0,04%
(b)	2,17%	0,36%	0,009%	0,34%	3,57%	0,37%
(c)	3,11%	0,40%	0,013%	0,37%	4,63%	0,41%

Nota-se que os erros de tensão para os três modelos são pequenos e próximos, mesmo com a diferença na corrente variando entre 0,013% (caso (c) com corrente constante) e 4,63% (caso (c) com impedância constante). Pode-se concluir também que suposição de que a corrente permanece igual após uma substituição não afeta a precisão do método, que não é fortemente afetado pelo modelo da carga. Os resultados são mais afetados pelos valores das impedâncias como discutido no subcapítulo 5.2.