

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL
ESCOLA DE ENGENHARIA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

TAÍS TAVARES DE OLIVEIRA

**ESTUDO DA DISTORÇÃO HARMÔNICA
EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO DE
BAIXA TENSÃO COM SISTEMAS
FOTOVOLTAICOS E VEÍCULOS
ELÉTRICOS**

Porto Alegre
2019

TAÍS TAVARES DE OLIVEIRA

**ESTUDO DA DISTORÇÃO HARMÔNICA
EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO DE
BAIXA TENSÃO COM SISTEMAS
FOTOVOLTAICOS E VEÍCULOS
ELÉTRICOS**

Dissertação de mestrado apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Rio Grande do Sul como parte dos requisitos para a obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica.
Área de concentração: Energia

ORIENTADOR: Prof. Dr. Roberto Chouhy Leborgne

Porto Alegre
2019

TAÍS TAVARES DE OLIVEIRA

**ESTUDO DA DISTORÇÃO HARMÔNICA
EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO DE
BAIXA TENSÃO COM SISTEMAS
FOTOVOLTAICOS E VEÍCULOS
ELÉTRICOS**

Esta dissertação foi julgada adequada para a obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica e aprovada em sua forma final pelo Orientador e pela Banca Examinadora.

Orientador: _____
Prof. Dr. Roberto Chouhy Leborgne, UFRGS
Doutor pela Chalmers University of Technology - Gothenburg, Suécia

Banca Examinadora:

Prof. Dr. Arno Krenzinger, UFRGS
Doutor pela Universidad Politécnica de Madrid – Madrid, Espanha

Prof. Dra. Mariana Resener, UFRGS
Doutora pela Universidade Federal do Rio Grande do Sul – Porto Alegre, Brasil

Prof. Dr. Paulo Fernando Ribeiro, UNIFEI
Doutor pela The University of Manchester – Manchester, Inglaterra

Coordenador do PPGEE: _____
Prof. Dr. João Manoel Gomes da Silva Junior

Porto Alegre, dezembro de 2019.

RESUMO

Estima-se um crescimento significativo na integração de fontes alternativas de energia e no aumento de cargas não lineares nas redes de distribuição de baixa tensão como, por exemplo, a geração fotovoltaica e a instalação de carregadores de veículos elétricos. Tais equipamentos necessitam de conversores eletrônicos para viabilizar sua conexão na rede e causam, portanto, distorção harmônica. Este trabalho propõe analisar a distorção harmônica causada por esses elementos por meio de simulações diárias, utilizando o *OpenDSS*, considerando cenários nos quais os equipamentos operam em condições distintas. É implementada uma metodologia de simulações que calcula os índices de distorção harmônica ao longo das 24h do dia para identificar os intervalos que apresentam variação e o que a motiva. De forma complementar, são calculados os índices regulamentados pelo PRODIST, que define os limites que não podem ser ultrapassados em mais de 5% das medições em uma semana. Constata-se que um alto nível de penetração de sistemas fotovoltaicos e carregadores de veículos elétricos causaria problemas de subtensão atingindo valores na faixa de tensão precária antes de serem verificados altos níveis de distorção harmônica. O deslocamento da recarga de veículos elétricos do horário de ponta para um período com menor carga apresenta melhoras tanto na tensão como nos índices de distorção. Nos cenários simulados não foram verificadas elevações alarmantes de distorção harmônica; portanto, esse indicador não seria um fator limitante na instalação dos equipamentos. Verifica-se, também, que a distorção harmônica depende fortemente dos ângulos de fase das componentes harmônicas individuais, pois isso define como os diferentes equipamentos irão interagir e isso pode aumentar ou reduzir a distorção total de tensão.

Palavras-chave: Qualidade da energia elétrica, distorção harmônica, veículo elétrico, sistema fotovoltaico, sistema de distribuição, baixa tensão.

ABSTRACT

Significant growth is expected for the integration of alternative sources of energy and nonlinear loads in low voltage distribution networks, e.g. photovoltaic generation and the installation of electric vehicle chargers. Such equipment requires electronic converters to enable their connection to the network, thus cause harmonic distortion. This paper proposes to analyse the harmonic distortion caused by these elements through daily simulations, using *OpenDSS*, in scenarios with the equipment operating under different conditions. A simulation methodology is implemented for calculating the harmonic distortion indices over 24h periods to identify daily time intervals that present variation and what is it driven by. In addition, the indices regulated by PRODIST are calculated. PRODIST defines the limits that cannot be exceeded in more than 5 % of the measurements made in one week. It is found that a significant insertion of photovoltaic systems and electric vehicle chargers would cause undervoltage problems before high levels of harmonic distortion are reached. Shifting the recharge of electric vehicles from the end of the day to a period with lower demand improves both voltage levels and distortion rates. In simulated scenarios no alarming elevations of harmonic distortion were observed; therefore, this indicator would not be a limiting factor in equipment installation. It is also verified that the harmonic flow strongly depends on the phase angles of the individual harmonic components, showing how the different equipment will interact, eventually increasing or reducing the voltage total harmonic distortion.

Keywords: Power quality, harmonic distortion, electric vehicle, photovoltaic system, distribution system, low voltage.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 –	Exemplo de sinal com distorção e respectiva decomposição em frequências harmônicas	16
Figura 2 –	Diagrama ilustrativo de um sistema FV conectado à rede	21
Figura 3 –	Curvas $I \times V$ e $P \times V$ características de um dispositivo FV	21
Figura 4 –	Perfil de carregamento das baterias	23
Figura 5 –	Características de recarga da bateria de Li-ion	24
Figura 6 –	Fluxograma da metodologia implementada	28
Figura 7 –	Modelo equivalente da rede primária de distribuição	29
Figura 8 –	Modelo do circuito equivalente do transformador	30
Figura 9 –	Modelo pi equivalente da linha	31
Figura 10 –	Modelo das cargas no modo harmônicas	31
Figura 11 –	Curvas de carga residencial típica para dia útil, sábado e domingo . .	32
Figura 12 –	Curva de geração fotovoltaica	33
Figura 13 –	Perfil do consumo de um veículo elétrico	35
Figura 14 –	Sistema teste de distribuição de baixa tensão utilizado	37
Figura 15 –	Esquema dos casos e cenários simulados	41
Figura 16 –	Diferença no DTT dos casos característicos em relação ao caso base - Cenário: Sem harmônicas na carga	42
Figura 17 –	Tensão fundamental para os quatro casos - Cenário: Sem harmônicas na carga	44
Figura 18 –	DTT em todos os nós do sistema para os casos característicos no horário 18h - Cenário: Sem harmônicas na carga	46
Figura 19 –	Perfil diário de TDD - Cenário: Sem harmônicas na carga	47
Figura 20 –	Perfil diário de DTT nos quatro casos - Cenário: Baixa penetração . .	49
Figura 21 –	Diferença no DTT dos casos característicos em relação ao caso base - Cenário: Baixa penetração	50
Figura 22 –	Tensão fundamental para os quatro casos - Cenário: Baixa penetração	51
Figura 23 –	DTT por nó às 18h - Cenário: Baixa penetração	53
Figura 24 –	Perfil de DTT em R18, dias da semana - Cenário: Baixa penetração .	53
Figura 25 –	Variação da tensão fundamental em R18, dias da semana - Cenário: Baixa penetração	54
Figura 26 –	Perfil diário de TDD - Cenário: Baixa penetração	55
Figura 27 –	Perfil diário de DTT nos quatro casos - Cenário: Alta penetração . . .	56
Figura 28 –	Diferença no DTT dos casos característicos em relação ao caso base - Cenário: Alta penetração	57
Figura 29 –	Magnitude das harmônicas individuais no nó R1 - Cenário: Alta penetração	59

Figura 30 –	Ângulo das harmônicas individuais no nó R1 - Cenário: Alta penetração	59
Figura 31 –	DTT por nó às 18h - Cenário: Alta penetração	61
Figura 32 –	Perfil de DTT em R18, dias da semana - Cenário: Alta penetração . .	62
Figura 33 –	Variação da tensão fundamental em R18, dias da semana - Cenário: Alta penetração	62
Figura 34 –	Perfil diário de TDD - Cenário: Alta penetração	63
Figura 35 –	Corrente fundamental em um dia útil - Cenário: Alta penetração . . .	64
Figura 36 –	Correntes harmônicas individuais circulando na saída do transforma- dor - Cenário: Alta penetração	65
Figura 37 –	Correntes harmônicas individuais circulando na saída do transforma- dor nos quatro casos - Cenário: Alta penetração	66
Figura 38 –	Correntes harmônicas múltiplas de 3 circulando no neutro, na saída do transformador - Cenário: Alta penetração	67
Figura 39 –	Correntes harmônicas múltiplas de 3 circulando no condutor que ali- menta o nó R18 - Cenário: Alta penetração	67
Figura 40 –	Correntes harmônicas múltiplas de 3 circulando no neutro do nó R18 - Cenário: Alta penetração	68
Figura 41 –	Perfil diário de DTT nos quatro casos - Cenário: Recarga de VE 1 a.m.	69
Figura 42 –	Diferença no DTT dos casos característicos em relação ao caso base - Cenário: Recarga de VE 1 a.m.	70
Figura 43 –	Tensão fundamental para os quatro casos - Cenário: Recarga de VE 1 a.m.	71
Figura 44 –	Perfil diário de TDD - Cenário: Recarga de VE 1 a.m.	72
Figura 45 –	Corrente fundamental - Cenário: Recarga de VE 1 a.m.	73
Figura 46 –	Correntes harmônicas individuais circulando na saída do transforma- dor - Cenário: Recarga do VE 1a.m.	74

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 –	Limites do PRODIST para as distorções totais de tensão	19
Tabela 2 –	Limites de distorção de corrente da IEEE Std.519	20
Tabela 3 –	Tabela comparativa dos tipos de carregadores de VE	23
Tabela 4 –	Comparativo de trabalhos relacionando características da modelagem	26
Tabela 5 –	Comparativo de trabalhos relacionando características da avaliação de harmônicas	26
Tabela 6 –	Espectro harmônico das cargas residenciais	33
Tabela 7 –	Espectro harmônico dos sistemas fotovoltaicos	34
Tabela 8 –	Espectro harmônico de carregador de veículos elétricos	35
Tabela 9 –	Parâmetros nominais das cargas	38
Tabela 10 –	Potência das cargas e equipamentos instalados para os dois níveis de penetração	40
Tabela 11 –	Número aproximado de residências com os equipamentos instalados por nível de penetração	40
Tabela 12 –	DTT 95% em todos os nós do sistema - Cenário: Sem harmônicas na carga	45
Tabela 13 –	DTT ₃ 95% em todos os nós do sistema - Cenário: Sem harmônicas na carga	45
Tabela 14 –	DTT _I 95% em todos os nós do sistema - Cenário: Sem harmônicas na carga	45
Tabela 15 –	TDD 95% em R1 e R18 - Cenário: Sem harmônicas na carga	47
Tabela 16 –	DTT 95% em todos os nós do sistema - Cenário: Baixa penetração . .	51
Tabela 17 –	DTT ₃ 95% em todos os nós do sistema - Cenário: Baixa penetração .	52
Tabela 18 –	DTT _I 95% em todos os nós do sistema - Cenário: Baixa penetração .	52
Tabela 19 –	TDD 95% em R1 e R18 - Cenário: Baixa penetração	55
Tabela 20 –	DTT 95% em todos os nós do sistema - Cenário: Alta penetração . .	60
Tabela 21 –	DTT ₃ 95% em todos os nós do sistema - Cenário: Alta penetração . .	60
Tabela 22 –	DTT _I 95% em todos os nós do sistema- Cenário: Alta penetração . .	60
Tabela 23 –	TDD 95% em R1 e R18 - Cenário: Alta penetração	63
Tabela 24 –	TDD 95% em R1 e R18 - Cenário: Recarga de VE 1 a.m.	72

LISTA DE ABREVIATURAS

BT	Baixa Tensão
CIGRÉ	Conseil International des Grands Réseaux Électriques
COM	<i>Component Object Model</i>
DTT	Distorção Total de Tensão
EPRI	<i>Electric Power System Research Institute</i>
FV	Fotovoltaico
HVDC	<i>High Voltage Direct Current</i>
Li-ion	Íons de Lítio
MT	Média Tensão
OpenDSS	<i>Open Distribution System Simulation</i>
PRODIST	Procedimentos de Distribuição de energia elétrica do sistema elétrico nacional
QEE	Qualidade da Energia Elétrica
SOC	<i>State Of Charge</i>
TDD	Distorção Total de Demanda
VE	Veículo Elétrico

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	11
1.1	Motivação	11
1.2	Objetivos	13
1.3	Estrutura da dissertação	13
2	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	15
2.1	Distorção harmônica	15
2.1.1	Fontes	16
2.1.2	Consequências na rede	17
2.1.3	Técnica de análise	17
2.1.4	Normas e limites	18
2.2	Sistemas fotovoltaicos	20
2.3	Carregadores de veículos elétricos	22
2.4	Estado da arte	24
3	METODOLOGIA E MODELAGEM	27
3.1	Metodologia proposta	27
3.2	Programas utilizados	28
3.3	Modelagem dos elementos do sistema	29
3.3.1	Rede primária de distribuição	29
3.3.2	Transformador	30
3.3.3	Linhas	30
3.3.4	Cargas	31
3.3.5	Sistema fotovoltaico	33
3.3.6	Carregador de veículo elétrico	34
4	ESTUDOS DE CASO	36
4.1	Sistema de distribuição utilizado	36
4.2	Formulação dos casos e cenários	38
4.3	Cenário 1: Sem distorção harmônica na rede	41
4.3.1	Distorção de tensão ao longo de um dia útil	41
4.3.2	Distorção de tensão ao longo do alimentador	44
4.3.3	Distorção de corrente	46
4.4	Cenário 2: Baixo nível de penetração	48
4.4.1	Distorção de tensão ao longo de um dia útil	48
4.4.2	Distorção de tensão ao longo do alimentador	51
4.4.3	Distorção de tensão nos dias da semana	53

4.4.4	Distorção de corrente	54
4.5	Cenário 3: Alto nível de penetração	55
4.5.1	Distorção de tensão ao longo de um dia útil	56
4.5.2	Componentes harmônicas individuais de tensão	58
4.5.3	Distorção de tensão ao longo do alimentador	60
4.5.4	Distorção de tensão nos dias da semana	61
4.5.5	Distorção de corrente	62
4.5.6	Harmônicas individuais nos condutores de fase e neutro	64
4.6	Cenário 4: Horário da recarga do VE - 1 a.m.	68
4.6.1	Distorção de tensão ao longo de um dia útil	68
4.6.2	Distorção de corrente	71
4.7	Síntese dos resultados	75
5	CONCLUSÕES	79
5.1	Trabalhos futuros	80
	REFERÊNCIAS	82

1 INTRODUÇÃO

1.1 Motivação

Motivada pelo aquecimento global, a intensificação de abordagens sobre as medidas de preservação ao meio ambiente tem popularizado discussões sobre a utilização de fontes alternativas na geração de energia elétrica e a sustentabilidade da mobilidade urbana.

As fontes renováveis de energia como eólica, solar, biomassa e hidrogênio são alternativas para reduzir a dependência de fontes não renováveis. Dentre elas, a geração solar fotovoltaica destaca-se no quesito de flexibilidade quanto à potência instalada, devido à sua característica modular. A facilidade de instalação, por poder ser de pequeno porte, leva também ao conceito de geração distribuída, que pode reduzir perdas na transmissão e custos de expansão da distribuição, além de ter o incentivo financeiro para consumidores pela compensação de energia.

A utilização de meios de transporte não dependentes de combustíveis fósseis é uma importante medida para a redução da poluição do ar e da dependência de derivados do petróleo. Os veículos elétricos são uma solução interessante cujo conceito já tem se popularizado e vem apresentando crescimento. Entretanto, ainda requer melhorias do ponto de vista de acessibilidade financeira para apresentar competitividade frente a veículos tradicionais e popularização do uso.

A geração fotovoltaica distribuída e os veículos elétricos são, portanto, duas tecnologias independentes que se posicionam como interessantes alternativas ao propósito de desenvolvimento sustentável e vêm apresentando um crescimento considerável a cada ano. Consta-se que sistemas fotovoltaicos e veículos elétricos tendem, de forma distribuída, a crescer e a se sobrepor geograficamente. Essas duas tecnologias representam mudanças na sociedade e têm efeitos nos sistemas elétricos de potência.

Dentro desse contexto, verifica-se a necessidade de estudos dos efeitos de tais equipamentos no sistema do ponto de vista da qualidade de energia elétrica (QEE), a fim de compreender as mudanças esperadas, verificar os possíveis impactos e propor métodos de mitigação, tendo em vista o planejamento e expansão das instalações. Ambos elementos conectam-se na rede por meio de conversores eletrônicos de potência (carregadores e

inversores), e essa conexão massiva gera um importante tema de pesquisa concernente à distorção harmônica.

A distorção harmônica é um distúrbio de QEE que tem apresentado um aumento significativo nas redes de distribuição secundárias, de baixa tensão (BT), devido à conexão de diversas cargas não lineares. Além da instalação de sistemas fotovoltaicos (FV) e carregadores para veículos elétricos (VE), outros bons exemplos de cargas não lineares de baixa potência que são atrativos para consumidores residenciais e estão se tornando cada vez mais comuns são a utilização de lâmpadas fluorescentes compactadas (CFL), lâmpadas LED e fontes chaveadas. Portanto, o aumento desse tipo de carga nas redes de distribuição secundárias é diversificado e representa um aumento das fontes de distorção harmônica, sendo um tema atual para realização de estudos.

É importante analisar o comportamento dos equipamentos não lineares de forma individual e também a interação entre eles. Por consumirem corrente com características diferentes, quando equipamentos distintos são conectados simultaneamente, o efeito resultante dá-se de acordo com as componentes harmônicas de cada um naquele ponto. Algumas componentes harmônicas podem se somar, aumentando em amplitude, enquanto outras podem se cancelar, levando a diminuição da sua amplitude. O fruto disso é uma corrente com outra forma de onda circulando na rede. Essa análise individual e coletiva é interessante, visto a variedade de cargas já presente nas redes de BT, quando se propõe estudar o impacto de um equipamento em específico.

Outro aspecto relevante é a avaliação das componentes harmônicas individuais, e não apenas os índices de distorção total. Isso porque os sistemas de BT são, usualmente, conectados em estrela aterrada ($Y_{aterrado}$) e esse tipo de conexão viabiliza a circulação de harmônicas múltiplas de três no condutor de neutro. Essas harmônicas caracterizam-se por serem de sequência zero e, por isso, mesmo em circuitos trifásicos equilibrados, elas circulam no neutro com amplitude três vezes maior do que na fase.

Diante disso, este trabalho visa contribuir na pesquisa da área de QEE, com foco na distorção harmônica em redes residenciais de distribuição de BT causada por dois equipamentos que utilizam conversores eletrônicos para conexão: sistemas FV e carregadores de VE.

A proposta para realização do estudo é baseada em simulações e envolve avaliação dos índices de distorção harmônica totais e individuais em cenários distintos. Os cenários são formulados com o intuito de avaliar o comportamento individual de cada um dos equipamentos sob circunstâncias diferentes e, também, o comportamento coletivo em diversos pontos do sistema.

A proposta inclui a implementação de uma metodologia de simulações a partir de curvas de carga diárias, montando um cenário semanal. Isso permite avaliar o comportamento do sistema em um longo período de tempo de forma mais realista, pois não são considerados apenas alguns patamares de carga. Fazer essa análise utilizando curvas diá-

rias considera as variações de potência consumida e gerada ao longo do dia, o que influencia a circulação de harmônicas, além de considerar os períodos em que há simultaneidade de operação dos equipamentos.

1.2 Objetivos

Esta dissertação tem como principal objetivo propor e implementar uma metodologia para analisar a distorção harmônica em cenários com inserção de sistemas FV e de carregadores de VE, que seja capaz de avaliar os impactos consequentes da conexão de tais equipamentos do ponto de vista da distorção harmônica, verificando a influência de cada um deles individualmente e a interação com as cargas já presentes na rede, além da interação entre eles. De forma específica, os objetivos incluem:

- elaborar uma modelagem diária dos elementos, considerando os espectros harmônicos característicos e a variação das cargas e da geração ao longo do dia;
- formular casos e cenários que possibilitem avaliar a influência individual e conjunta dos equipamentos, assumindo a variação em parâmetros importantes a serem considerados como horário da recarga dos VE e potência instalada dos equipamentos;
- desenvolver uma metodologia de simulações paralela aos cálculos dos índices de distorção harmônica ao longo das 24h do dia, para os diferentes dias da semana de forma automatizada;
- aplicar a metodologia proposta em um sistema teste de BT;
- avaliar a influência dos equipamentos escolhidos nos índices de distorção harmônica não só de acordo com a norma, que indica o cálculo na forma de 95% das medidas de uma semana, mas também a variação dos índices ao longo do dia em cada situação;
- investigar de forma detalhada a distorção harmônica ao longo do sistema e a interação entre elementos distintos por meio da análise das componentes harmônicas individuais.

1.3 Estrutura da dissertação

Este trabalho está organizado em cinco capítulos, iniciando com este capítulo introdutório que descreve a motivação e relevância do tema, assim como os objetivos e a estrutura da dissertação.

O segundo capítulo traz uma revisão bibliográfica sobre distorção harmônica, desde sua definição, principais características, origem e consequências na rede, além das nor-

mas regulamentadoras e os limites indicados. Apresenta também detalhes sobre os equipamentos não lineares abordados no trabalho: sistemas FV e carregadores de VE e uma breve revisão do estado da arte.

O terceiro capítulo é dedicado a explicar a metodologia proposta, os programas utilizados para as simulações e a forma como é feita a modelagem do sistema elétrico e seus componentes.

O quarto capítulo apresenta o sistema de distribuição de baixa tensão utilizado e a formulação dos casos e cenários simulados. Na sequência são detalhados estudos de caso realizados, apresentando e discutindo os resultados obtidos.

No quinto capítulo constam as conclusões do trabalho e propostas para trabalhos futuros.

2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

A distorção das formas de onda é um conceito que inclui qualquer desvio das ondas de tensão ou corrente em relação a uma senoide ideal. Dentre os possíveis tipos de distorção podem-se identificar harmônicas, interharmônicas, supraharmônicas e distorções não periódicas. Contudo, na maior parte dos estudos apenas a distorção harmônica é considerada. Quantificar os outros tipos de distorção por meio de parâmetros adequados é uma tarefa de maior complexidade, motivo pelo qual são geralmente desconsiderados. Outra razão para serem desconsiderados é que a distorção harmônica é dominante na maioria dos casos (BOLLEN; GU, 2006).

Harmônicas são distorções periódicas caracterizadas por múltiplos inteiros da frequência fundamental. Dentro dessa classificação ainda se encontram as subharmônicas e supraharmônicas que se referem, respectivamente, a harmônicas de frequência abaixo da fundamental e acima de 2kHz. Já as interharmônicas são as componentes múltiplas não-inteiras da frequência fundamental. Sinais que não possuem periodicidade não se enquadram nessas classificações, como por exemplo a tensão durante ferro ressonância ou corrente consumida por um forno a arco (BOLLEN; GU, 2006).

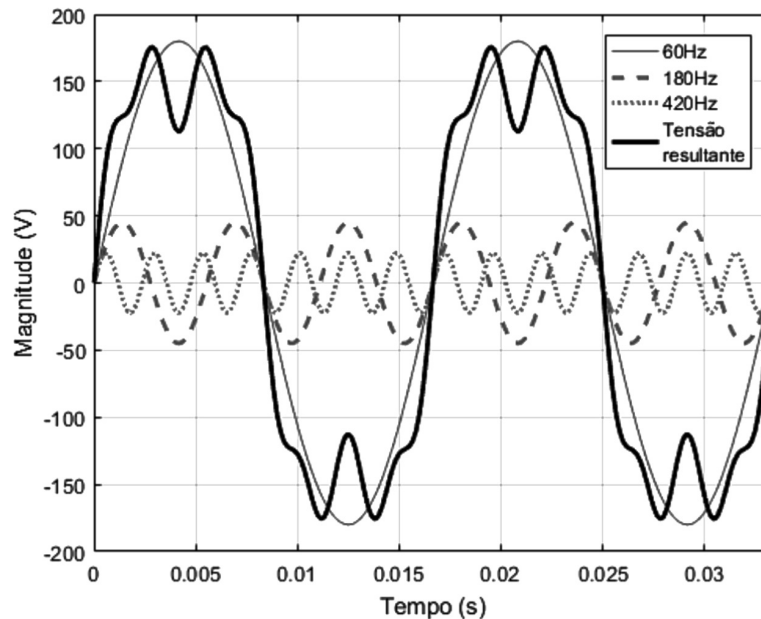
2.1 Distorção harmônica

Uma forma de onda que possui distorção harmônica mantém seu comportamento periódico e pode ser caracterizada por múltiplos inteiros da sua frequência original. Portanto, como qualquer sinal periódico, pode ser descrita através da soma de sinais senoidais cujas frequências são os múltiplos inteiros do valor da frequência fundamental.

Este conceito é um método matemático para descrever e quantificar a distorção na forma de onda que se baseia em série de Fourier. Ele está exemplificado de forma visual na Figura 1 pela decomposição de um sinal com distorção em componentes fundamental, 3ª harmônica e 7ª harmônica.

Com a decomposição do sinal em frequências harmônicas, o sistema pode ser analisado separadamente para cada frequência. Essa simplificação permite uma análise mais direta, pois sabendo que o sistema tem uma resposta senoidal para cada frequência indi-

Figura 1 – Exemplo de sinal com distorção e respectiva decomposição em frequências harmônicas



Fonte:(PULZ, 2017)

vidual não se faz necessário trabalhar com a forma de onda distorcida em cada ponto a ser analisado (DUGAN; MCGRANAGHAN; BEATY, 1996).

Deste modo, os sinais de tensão e corrente com distorção harmônica podem ser expressados utilizando um espectro harmônico que contém como informação frequência, magnitude e ângulo de fase para cada componente harmônica.

2.1.1 Fontes

Cargas não lineares são aquelas que consomem uma corrente não proporcional à tensão nelas aplicada. Assim, elas geram deformação nas formas de onda da corrente, mesmo se lhes for aplicada uma tensão perfeitamente senoidal. Essas cargas são a principal fonte de distorção em sistemas de potência (DUGAN; MCGRANAGHAN; BEATY, 1996).

A maior parte dos elementos da rede é linear, à exceção dos transformadores, especialmente quando estes operam em sobretensão, e das máquinas elétricas operando sob saturação. As principais cargas não lineares são equipamentos que utilizam conversores de eletrônica de potência para fazer conexão na rede AC (BOLLEN; GU, 2006). Esses equipamentos são utilizados nas mais diversas aplicações, em todo tipo de consumidor com diversos níveis de potência, desde conversores HVDC (*High Voltage Direct Current*) até inversores de sistemas fotovoltaicos e carregadores de veículos elétricos que são conectados na BT.

2.1.2 Consequências na rede

A circulação de harmônicas pode provocar diversos efeitos nos sistemas elétricos e nos equipamentos nele conectados. Primeiramente é interessante destacar que a distorção da forma de onda pode se referir tanto as ondas de tensão como de corrente e uma tem forte influência da outra (BOLLEN; GU, 2006).

De forma geral pode-se dizer que entre as principais consequências de harmônicas na rede estão o aumento da perdas, devido à relação quadrática com a corrente, a redução da vida útil de equipamentos como transformadores e banco de capacitores causada por sobreaquecimento ou sobrecarga, problemas de compatibilidade eletromagnética e nos sistemas de proteção, além dos casos de ressonância.

Em especial, a circulação de correntes harmônicas múltiplas de três no condutor de neutro mostra-se como um dos efeitos importantes. Esse condutor em sistemas trifásicos normalmente não conduz uma quantidade significativa de corrente. No entanto, mesmo em condições de equilíbrio, as harmônicas múltiplas de 3 somam-se no neutro em sistemas $Y_{aterrado}$, que é a configuração mais comum em sistemas de distribuição em BT. A principal consequência é sobreaquecimento do condutor sem acionar a proteção (BOLLEN; GU, 2006), (DUGAN; MCGRANAGHAN; BEATY, 1996).

2.1.3 Técnica de análise

A técnica mais utilizada para estimar a tensão em sistemas elétricos de potência a partir das correntes não senoidais consumidas pelos equipamentos faz uma varredura das frequências harmônicas.

Para isso, as cargas não lineares são modeladas como fontes de corrente e o sistema como uma impedância. O valor da corrente (I_h) é diferente para cada ordem harmônica (h) e definida pelo espectro. A impedância equivalente (Z_h) é calculada para cada frequência e a tensão (V_h) é calculada pela lei de Ohm (1) (BOLLEN; GU, 2006), (BONNER *et al.*, 1996):

$$V_h = Z_h * I_h, \quad (1)$$

onde os espectros harmônicos são definidos para cada componente não linear e compostos por ordem harmônica (h), amplitude (I_h) e ângulo de fase (θ_h). A ordem harmônica irá definir a frequência de ordem h (F_h) a partir da frequência fundamental (F_{fund}), como mostra (2). A amplitude das correntes harmônicas (I_h) é calculada, como mostra (3), com base na amplitude da corrente fundamental (I_{fund}) do último fluxo de potência calculado, nos valores de amplitude de ordem h do espectro ($I_{h-espectro}$) e no valor de ordem 1, que é a frequência fundamental ($I_{fund-espectro}$). Já o ângulo de fase é definido de acordo com a expressão (4), utilizando o ângulo de fase da corrente fundamental (θ_{fund}) do último fluxo de potência calculado, os ângulos de fase do espectro de ordem h ($\theta_{h-espectro}$) e o ângulo da fundamental ($\theta_{fund-espectro}$) (BONNER *et al.*, 1996).

$$F_h = h * F_{fund} \quad (2)$$

$$I_h = I_{fund} * \frac{I_{h-espectro}}{I_{fund-espectro}} \quad (3)$$

$$\theta_h = \theta_{h-espectro} + h * (\theta_{fund} - \theta_{fund-espectro}) \quad (4)$$

A correção do valor do ângulo de fase mostrada na expressão (4) é importante, pois garante que o ângulo na frequência harmônica seja definido em relação ao ângulo na frequência fundamental no mesmo instante de tempo, resultado do fluxo de potência. Assim é possível verificar o comportamento e interação entre cargas com espectros diferentes para observar quais componentes se cancelarão e quais se somarão.

2.1.4 Normas e limites

A ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica) elaborou, juntamente com os agentes de distribuição e de outras entidades e associações do setor elétrico nacional, o PRODIST (Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica do Sistema Elétrico Nacional), que normatiza e padroniza as atividades técnicas relacionadas ao funcionamento e desempenho dos sistemas de distribuição de energia elétrica (ANEEL, 2018).

O módulo 8 do PRODIST regulamenta a qualidade da energia em duas partes: qualidade do produto e qualidade do serviço. Dentro da qualidade do produto são encontrados os distúrbios que afetam as redes de distribuição, a definição dos índices utilizados para mensurá-los e os respectivos limites a serem seguidos.

Sobre as distorções harmônicas, o módulo 8 do PRODIST (ANEEL, 2018) define os seguintes índices: distorção harmônica individual de tensão de ordem h ($DIT_h\%$), calculado de acordo com (5), distorção harmônica total de tensão ($DTT\%$), calculado de acordo com (6), distorção harmônica total de tensão para as componentes pares não múltiplas de 3 ($DTT_P\%$), calculado de acordo com (7), distorção harmônica total de tensão para as componentes ímpares não múltiplas de 3 ($DTT_I\%$), calculado de acordo com (8), distorção harmônica total de tensão para as componentes múltiplas de 3 ($DTT_3\%$), calculado de acordo com (9).

$$DIT_h\% = \frac{V_h}{V_1} 100 \quad (5)$$

$$DTT\% = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{hmax} V_h^2}}{V_1} 100 \quad (6)$$

onde h = todas as ordens harmônicas.

$$DTT_P\% = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{h_{max}} V_h^2}}{V_1} 100 \quad (7)$$

onde h = todas as ordens harmônicas pares não múltiplas de 3 ($h = 2, 4, 8, 10, 14, 16, 20, 22, 26, 28, 32, 34, 38, \dots$).

$$DTT_I\% = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{h_{max}} V_h^2}}{V_1} 100 \quad (8)$$

onde h = todas as ordens harmônicas ímpares não múltiplas de 3 ($h = 5, 7, 11, 13, 17, 19, 23, 25, 29, 31, 35, 37, \dots$).

$$DTT_3\% = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{h_{max}} V_h^2}}{V_1} 100 \quad (9)$$

onde h = todas as ordens harmônicas múltiplas de 3 ($h = 3, 6, 9, 12, 15, 18, 21, 24, 27, 30, 33, 36, 39, \dots$).

Os limites impostos para as distorções totais estão na Tabela 1 e são calculados por percentil 95% semanal. Portanto, o limite $DTT_{95\%}$ é referente ao valor do indicador DTT superado em apenas 5% das medidas válidas de uma semana.

Tabela 1: Limites do PRODIST para as distorções totais de tensão

Indicador	Tensão nominal		
	$V_n < 1,0 \text{ kV}$	$1,0 \text{ kV} < V_n < 69 \text{ kV}$	$69 \text{ kV} < V_n < 230 \text{ kV}$
$DTT_{95\%}$	10,0%	8,0%	5,0%
$DTT_P_{95\%}$	2,5%	2,0%	1,0%
$DTT_I_{95\%}$	7,5%	6,0%	4,0%
$DTT_3_{95\%}$	6,5%	5,0%	3,0%

Fonte:(ANEEL, 2018)

Como não são definidos no PRODIST limites para a distorção de corrente buscou-se outra referência para quantificá-la. As recomendações e requisitos para controle de harmônicas em sistemas de potência do IEEE (IEEE Std. 519/2014) (IEEE, 2014) é um documento que define limites recomendados de distorção de tensão e também de corrente.

O índice de distorção total de corrente utilizado é o $TDD\%$ (*Total Demand Distortion*), que é definido em (10), onde se vê que é calculado considerando as correntes harmônicas em relação a I_L , que é a corrente máxima de demanda (de frequência fundamental) sob condições normais de operação no ponto que está sendo medido. Este índice é interessante para quantificar o efeito da distorção de corrente na rede, pois a corrente fundamental (I_1) é um dado que varia muito.

$$TDD\% = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{hmax} I_h^2}}{I_L} 100 \quad (10)$$

Os limites da IEEE Std. 519 são mostrados na Tabela 2 para TDD e para as componentes individuais (que também são calculados em porcentagem de I_L). Observa-se que os limites são classificados de acordo com a razão de curto circuito. Esta razão utiliza o valor da corrente de curto circuito (I_{SC}) e a corrente máxima de demanda (I_L), ambas no ponto de conexão considerado.

Tabela 2: Limites de distorção de corrente da IEEE Std.519

I_{SC}/I_L	$h < 11$	$11 \leq h < 17$	$17 \leq h < 23$	$23 \leq h < 35$	$35 \leq h$	TDD
<20	4	2	1,5	0,6	0,3	5
20 <50	7	3,5	2,5	1	0,5	8
50 <100	10	4,5	4	1,5	0,7	12
100 <1000	12	5,5	5	2	1	15
>1000	15	7	6	2,5	1,4	20

Fonte: (IEEE, 2014)

2.2 Sistemas fotovoltaicos

Entre os elementos não lineares conectados à rede considerados neste estudo estão os sistemas fotovoltaicos. É seguida a nomenclatura utilizada em (VILLALVA *et al.*, 2010), que define como dispositivo fotovoltaico aquele que converte energia da luz solar diretamente em eletricidade.

O dispositivo fotovoltaico elementar é a célula fotovoltaica. As células podem ser agrupadas para formar painéis ou módulos fotovoltaicos, que por sua vez podem ser agrupados em conjuntos ou arranjos fotovoltaicos.

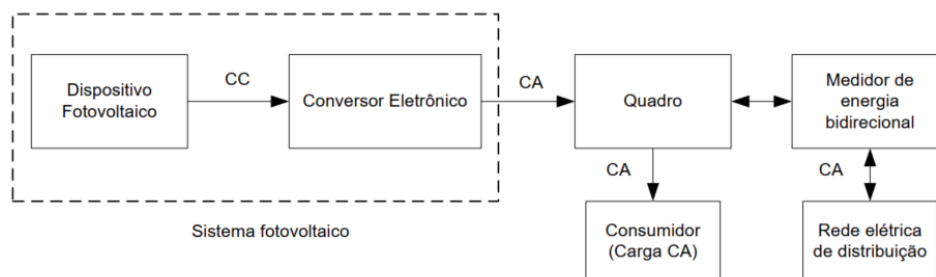
Os sistemas fotovoltaicos são construídos a partir de painéis fotovoltaicos acrescidos de conversores eletrônicos ou outros elementos necessários para o aproveitamento da energia fotovoltaica (VILLALVA *et al.*, 2010).

A Figura 2 mostra um diagrama ilustrativo que destaca a composição de um sistema fotovoltaico e os elementos utilizados para interligação na rede. A saída do sistema FV é conectada ao quadro de distribuição dos circuitos da instalação no qual ele foi instalado e na sequência necessita-se de um medidor bidirecional de energia para conexão à rede.

Destaca-se que a composição do sistema FV pode variar de acordo com a aplicação. Em especial na parte do conversor eletrônico, que é responsável por fazer conversão e ajuste dos parâmetros de tensão e corrente antes de injetá-la na rede.

Os conversores eletrônicos podem possuir uma ou duas etapas. O conversor de uma etapa compreende apenas um conversor CC-CA (inversor). O conversor de duas etapas

Figura 2: Diagrama ilustrativo de um sistema FV conectado à rede

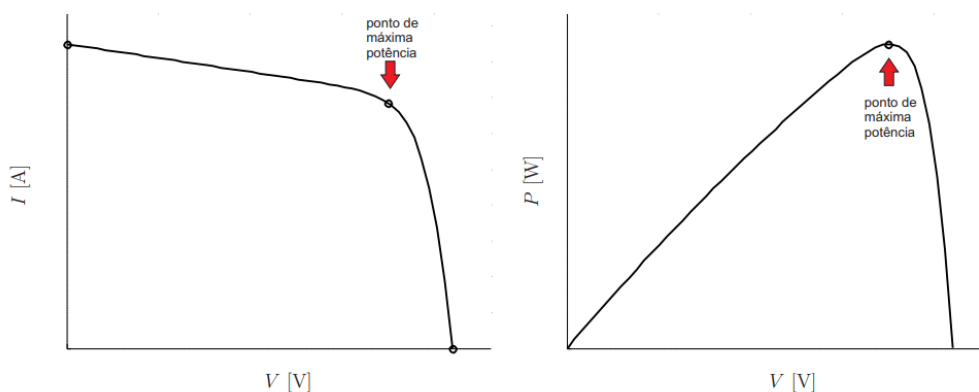


Fonte:(PALUDO, 2014)

possui primeiro um conversor CC-CC e, na sequência, um conversor CC-CA. O conversor CC-CC é responsável por regular a tensão de saída do dispositivo FV. Já o conversor CC-CA tem a função de interligar o painel à rede, ajustando os valores de saída do gerador aos padrões da rede.

A Figura 3 mostra as curvas $I \times V$ e $P \times V$ de um dispositivo fotovoltaico, destacando a existência de um ponto onde a potência fornecida pelo dispositivo é máxima. Como as condições de operação do painel (temperatura e irradiação) mudam intermitentemente durante a operação ao longo do dia, os valores de V e I também mudam. Portanto, faz-se necessária uma estratégia de MPPT (*Maximum Power Point Tracking*). Essa estratégia é implementada por meio dos conversores eletrônicos para garantir a operação do painel no seu ponto máximo de rendimento e é necessária em todos os sistemas fotovoltaicos conectados à rede, para maximizar a produção de energia. Geralmente é implementada na etapa do conversor CC-CC, quando existente.

Figura 3: Curvas $I \times V$ e $P \times V$ características de um dispositivo FV



Fonte:(VILLALVA *et al.*, 2010)

Por utilizarem um conversor eletrônico de potência para conexão na rede, sistemas FV são caracterizados como elementos não lineares, visto que a forma de onda sintetizada pelo inversor não tem características de uma senoide ideal. Os níveis e consequências

da distorção harmônica na rede, causada por sistemas FV, são amplamente avaliados na literatura e uma característica importante é avaliada em (TOVILOVIĆ; RAJAKOVIĆ, 2015), (PATSALIDES *et al.*, 2012) e (FEKETE; KLAIC; MAJDANDZIC, 2012), que é a variação da distorção harmônica injetada em função da potência gerada pelo sistema FV ao longo do dia.

É verificado que, quando a geração é baixa, o inversor opera em uma potência distante da sua potência nominal e, com isso, a forma de onda da corrente pode apresentar alta distorção com baixa geração, o que foi verificado em (TOVILOVIĆ; RAJAKOVIĆ, 2015), (PATSALIDES *et al.*, 2012) e (FEKETE; KLAIC; MAJDANDZIC, 2012). Contudo, nesses períodos a amplitude da corrente é baixa, e não necessariamente causará uma elevação nos níveis de distorção na tensão, mas é um comportamento relevante a ser considerado nos estudos.

2.3 Carregadores de veículos elétricos

Dentre os VE, existe aqueles que são movidos puramente a bateria (BEV) e os híbridos *plug-in* (PEV). Ambos podem ser carregados por fontes externas e estão se tornando um novo tipo de carga para o sistema elétrico. Para recarga, os veículos PEV e BEV são conectados na rede utilizando um conversor eletrônico (CA-CC) e são, por isso, considerados cargas não lineares.

Os carregadores são classificados em três níveis e as principais características são resumizadas na Tabela 3. Para os carregadores de nível 1, que são monofásicos, a maior parte dos carregamentos de VE é feita em residências, durante a noite, onde são conectados em BT para uma recarga lenta. Os carregadores de nível 2 proporcionam uma potência mais elevada. Podem ser monofásicos, bifásicos ou trifásicos e são utilizados tanto em redes públicas como em residências. Os carregadores de nível 3 são conhecidos como carregadores rápidos e são projetados para aplicação em redes públicas e comerciais. Estes carregadores são trifásicos e possuem potência elevada. Estações de recarga de VE em estacionamentos e shoppings utilizam, geralmente, carregadores de nível 2 e 3 (YILMAZ; KREIN, 2012) (BASS; ZIMMERMAN, 2013).

Os carregadores do tipo *on-board* estão situados dentro do VE e possuem, por isso, limitação de potência devido aos limites atrelados de peso e espaço. Carregadores de nível 1 e 2 normalmente são *on-board*. Já os carregadores de nível 3, que possuem elevada potência, são *off-board* e, portanto, localizados fora do veículo, na estação de recarga, sem as limitações de potência devido a peso e tamanho.

As baterias mais utilizadas para VE são de chumbo-ácido e íons de lítio (Li-ion). A bateria de chumbo é uma tecnologia mais amadurecida, enquanto as baterias Li-ion apresentam um aumento de popularidade e rápido avanço nas características de performance (QIAN *et al.*, 2011).

Tabela 3: Tabela comparativa dos tipos de carregadores de VE

Níveis de Tensão	Localização do Carregador	Uso típico	Potência	Tempo de recarga
Nível 1 $120V_{ac}(US)$ $230V_{ac}(EU)$	<i>on-board</i> <i>1-fase</i>	Residências ou escritórios	1,4 kW (12A) 1,9 kW (20A)	4 - 11 horas
Nível 2 $240V_{ac}(US)$ $400V_{ac}(EU)$	<i>on-board</i> <i>1 2 ou 3 fases</i>	Redes públicas ou privadas	4 kW (17A) 8 kW (32A) 19,2 kW (80A)	1 - 4 horas 2 - 6 horas 2 - 3 horas
Nível 3 $208 - 600V_{ac}$ ou V_{dc}	<i>off-board</i> <i>3-fases</i>	Comercial	50 kW 100 kW	0,4 - 1 hora 0,2 - 0,5 hora

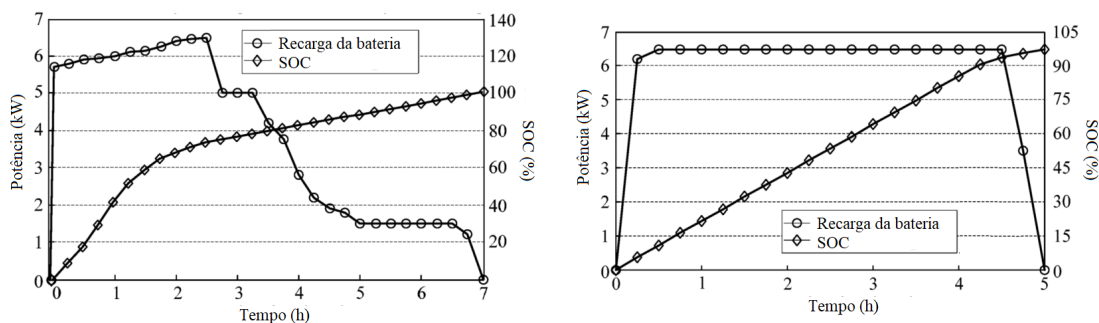
Fonte: Adaptado de (YILMAZ; KREIN, 2012)

A potência consumida durante a recarga tem comportamento diferente para esses tipos de bateria e varia de acordo com o estado de carga (SOC - *State Of Charge*), como é visto na Figura 4. Entretanto, apesar de apresentarem tempos de recarga e comportamentos diferentes de SOC, as baterias cujas cargas são apresentadas têm aproximadamente a mesma capacidade. Para uma recarga completa, a bateria de chumbo-ácido possui 27,19kWh e a de Li-ion possui 29,01kWh (QIAN *et al.*, 2011).

Figura 4: Perfil de carregamento das baterias

(a) chumbo-ácido

(b) íons de lítio

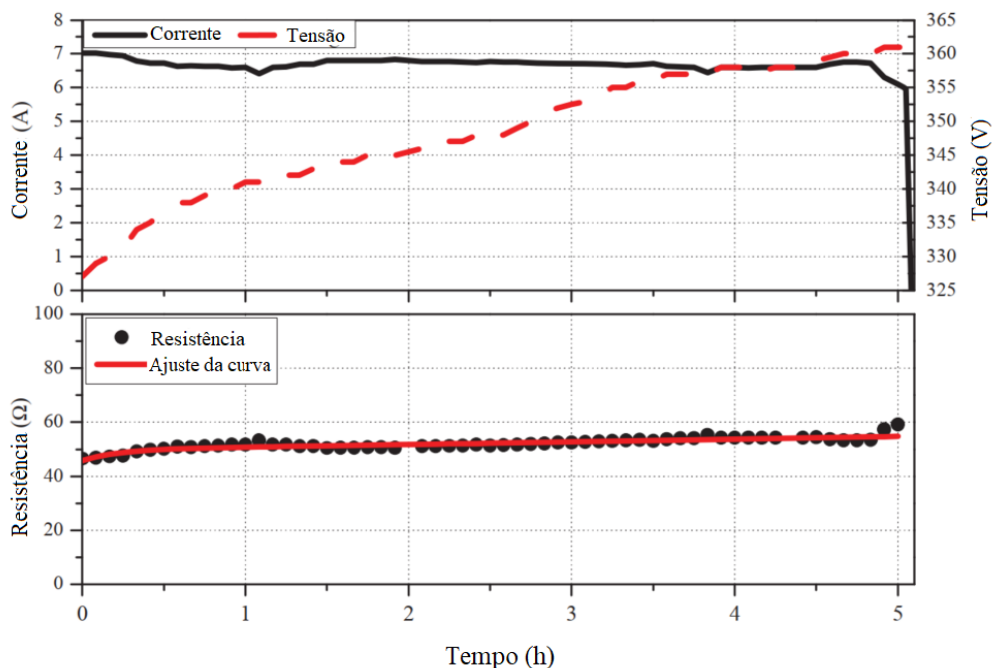


Fonte: Adaptado de (QIAN *et al.*, 2011)

Opta-se, nesta dissertação, por focar na modelagem das baterias de Li-ion. Em (COLLIN *et al.*, 2011) é avaliado o comportamento de tensão e corrente durante a recarga, para modelagem desse tipo de bateria, conforme Figura 5.

Nota-se que esse tipo de bateria segue um perfil de carregamento de potência constante durante quase toda a recarga. A demanda apenas decai quando o SOC está em torno de 90%, enquanto a resistência se mantém praticamente constante durante todo o ciclo de recarga. Por esse motivo seria uma boa aproximação modelar carregadores de VE com baterias de Li-ion como cargas de impedância constante (COLLIN *et al.*, 2011) (QIAN *et al.*, 2011).

Figura 5: Características de recarga da bateria de Li-ion



Fonte: Adaptado de (COLLIN *et al.*, 2011)

2.4 Estado da arte

Na literatura são encontradas diversas abordagens diferentes do tema de distorção harmônica entre simulações, medições e análise da influência na rede de distribuição. Nessa seção são destacados os principais trabalhos utilizados como referência para desenvolver esta pesquisa. São trabalhos que têm como foco estudos desenvolvidos considerando QEE e sistemas FV e/ou carregadores de VE e avaliam as variações ao longo do dia.

Um estudo detalhado é feito por TOVILOVIĆ; RAJAKOVIĆ (2015) que avalia, além da distorção harmônica na BT, o perfil de tensão nesses nós e a variação da carga nos transformadores utilizando fluxo de potência probabilístico. Na parte de harmônicas foca, de forma determinística, nos ângulos de fase das componentes individuais. Como não possuem os ângulos de fase de todos elementos modelados, eles fazem um estudo de sensibilidade desse dado para enfatizar a relevância do mesmo. Neste trabalho foi considerada a conexão simultânea de sistemas FV e carregadores de VE durante o dia.

Em (CEYLAN *et al.*, 2017), o estudo é feito no nível de média tensão (MT), onde é avaliada a distorção de tensão e de corrente em pontos diferentes da rede residencial que possui alta taxa de penetração de sistemas FV e de carregadores de VE. É considerada a recarga dos VE à noite a partir de 20h30, quando já não há mais geração FV portanto, sem simultaneidade. O trabalho não verifica problemas de distorção de tensão, mas conclui que a distorção de corrente é elevada. Contudo, a distorção total de corrente é avaliada

em relação a corrente fundamental, o que pode sobrestimar o indicador em função de possíveis baixos valores da corrente fundamental.

Em (PATSALIDES *et al.*, 2012) é analisada a distorção de tensão no transformador de distribuição e a sua capacidade de suportar o distúrbio além do estudo do nível de tensão nos nós de BT, onde são conectados geradores distribuídos (FV). Nesse trabalho é feito um estudo detalhado das formas de onda de tensão e corrente geradas por sistemas FV de acordo com a potência gerada.

Em (LUCAS *et al.*, 2015) é avaliado apenas o comportamento de carregadores rápidos de VE, que possuem potência elevada, com foco nos ângulos de fase das componentes harmônicas durante todo o ciclo de recarga. Os autores fazem estudos probabilísticos e avaliam a possibilidade dessas componentes se somarem, ou não, nos casos onde há carregadores diferentes conectados simultaneamente.

Em (SHARMA; RYLANDER; DORR, 2016) são avaliados os níveis de distorção de tensão em redes primárias de distribuição com diferentes cargas não lineares em simulações para um único instante. É verificado que os nós com bancos de capacitores são os mais afetados e também que os nós próximos da subestação são pouco afetados. Sugere-se converter bancos de capacitores em filtros de harmônicas para reduzir os índices.

Com base na ampla variedade de trabalhos encontrados da literatura optou-se por apresentar esses que possuem as principais características que se deseja considerar no estudo. Em especial a partir dos trabalhos (TOVILOVIĆ; RAJAKOVIĆ, 2015) e (CEYLAN *et al.*, 2017), que consideram tanto sistemas FV como carregadores de VE, se propõe realizar uma extensão dos métodos por eles implementados modificando alguns aspectos e acrescentando algumas considerações com foco de estudo semelhante.

Destaca-se, como aspecto relevante, a consideração das diferentes formas de onda da corrente injetada pelos sistemas FV de acordo com a potência gerada. Além disso, neste trabalho se propõe comparar o comportamento da rede com ou sem distorção harmônica de fundo causada pelas cargas presentes no sistema.

Salienta-se que TOVILOVIĆ; RAJAKOVIĆ (2015) avaliam a recarga de VE durante o dia a partir das 8h e CEYLAN *et al.* (2017) consideram essa recarga à noite a partir das 20h30, enquanto nesta dissertação a proposta é comparar os resultados alterando o horário da recarga do final do dia para a madrugada.

Para uma melhor comparação, a Tabela 4 apresenta algumas das características consideradas na modelagem dos elementos não lineares nos trabalhos. A Tabela 5 relaciona os indicadores de distorção calculados juntamente com os pontos onde foram avaliadas as medidas, se é em todos os nós do sistema ou apenas no ponto de conexão do equipamento, além do método utilizado para avaliar os índices, que pode ser diário e semanal.

Tabela 4: Comparativo de trabalhos relacionando características da modelagem

Referências	Modelados com injeção de harmônicas			Variação do espectro FV com a potência
	Carga	VE	FV	
A	x	x	x	x
B	x	x	x	
C			x	x
D		x		-
Esta dissertação	x	x	x	x

Tabela 5 – Comparativo de trabalhos relacionando características da avaliação de harmônicas

Referências	Inserção de		Medidas das harmônicas				Avaliação	
	VE	FV	BT	por nó	DTT	TDD	semanal	diária
A	x	x	x	x	x			x
B	x	x		x	x			x
C		x	x		x		x	x
D	x		x		x	x		x
Esta dissertação	x	x	x	x	x	x	x	x

Referência A (TOVILOVIĆ; RAJAKOVIĆ, 2015)

Referência B (CEYLAN *et al.*, 2017)

Referência C (PATSALIDES *et al.*, 2012)

Referência D (LUCAS *et al.*, 2015)

3 METODOLOGIA E MODELAGEM

Este capítulo visa descrever a metodologia proposta e os modelos utilizados para abordar e simular a inserção de cargas não lineares no sistema de distribuição. É feita uma breve apresentação do programa escolhido para calcular a distorção harmônica e como ele realiza as simulações, e também do software utilizado para fazer o controle do mesmo. As etapas desenvolvidas de modelagem são detalhadas, além das especificações que são utilizadas para cada elemento do sistema.

3.1 Metodologia proposta

O objetivo é implementar uma metodologia para analisar, a partir de curvas de carga diárias, o impacto da inserção de equipamentos que utilizam conversores eletrônicos para conexão nas redes de BT, do ponto de vista da distorção harmônica. Isso permite realizar uma análise do comportamento do sistema em um longo período de tempo, e não apenas para alguns patamares de carga.

Isto posto, propõe-se a formulação de cenários que possibilitam avaliar o impacto em um sistema de distribuição considerando situações distintas e casos específicos da inserção de tais equipamentos.

A partir dos casos e cenários formulados, utiliza-se um programa que resolve fluxo de potência e também calcula as harmônicas para realizar as simulações. Essas simulações recebem como dados de entrada os parâmetros da rede de distribuição, as curvas diárias de carga/recarga, curva diária de geração, juntamente com os valores de potência instalada dos equipamentos e os espectros harmônicos característicos de cada elemento não linear inserido na rede.

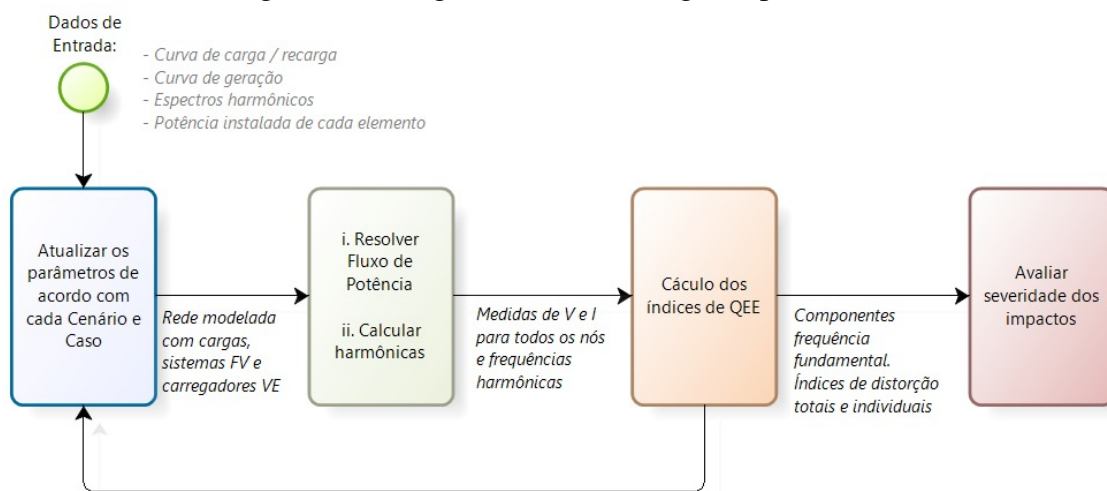
Com os dados de tensão e corrente obtidos das simulações são calculados os índices de QEE para cada ponto das curvas diárias. Com isso são traçados perfis diários dos índices de interesse, para então avaliar a existência, ou não, e a severidade dos impactos. São calculados também os índices semanais, para verificar os limites de acordo com as normas.

A modelagem de forma diária torna as simulações mais realistas, pois considera variações da potência consumida e gerada ao longo do dia e também os horários que há simultaneidade de operação dos equipamentos.

O valor da potência influencia diretamente a magnitude da corrente naquele instante. Por consequência, a variação da magnitude da corrente altera a injeção de harmônicas, que é modelada em porcentagem da corrente fundamental. Isso destaca a importância de explorar cenários que consideram a variação de potência ao longo do dia e motiva a utilização de simulações diárias.

A Figura 6 sumariza a metodologia detalhada nessa seção, que inicia com a entrada dos dados que caracterizam cada cenário. Com a atualização dos parâmetros no software, a rede é modelada considerando as cargas conectadas (de acordo com cada caso também são conectados os sistemas FV e carregadores de VE). Com isso é possível resolver o fluxo de potência e calcular as harmônicas, que têm como resultado os valores de tensão e corrente em todos os nós para todas as frequências simuladas. Os valores obtidos são utilizados para calcular os índices de distorção harmônica total e também os índices individuais, que são os dados utilizados para fazer análise dos cenários. Essa sequência se repete para cada hora do dia de cada caso em todos os cenários.

Figura 6: Fluxograma da metodologia implementada



Fonte: da autora

3.2 Programas utilizados

O software de simulação escolhido para resolver o fluxo de potência e calcular as harmônicas neste trabalho é o *Open Distribution System Simulator* (OpenDSS). Trata-se de um programa livre, desenvolvido pela empresa americana *Electric Power System Research Institute* (EPRI), voltado para simulações e análises em sistemas de distribuição de energia elétrica. É um programa que, por operar no domínio da frequência, naturalmente é uma boa opção para simulações de harmônicas.

O software pode ser utilizado para calcular o fluxo de potência tradicional, mas também tem opções que representam o comportamento do sistema com as variações temporais nos modos de simulação diário e anual, além de ter o modo de simulação harmônico.

O OpenDSS poder ser utilizado através de uma interface COM (*Component Object Model*). Isso possibilita que ele seja controlado por outro programa. No presente trabalho é utilizado o software MATLAB[®] (MATrix LABoratory) para controlar o OpenDSS. A interface torna possível a variação de parâmetros das cargas, do sistema e o cálculo dos índices de QEE de forma automatizada.

As etapas de "Atualizar os parâmetros" e "Calcular os índices de QEE" do fluxograma apresentado na Figura 6, na seção 3.1, são realizadas utilizando o MATLAB[®], enquanto as etapas de modelagem da rede, resolução do fluxo de potência e cálculo das harmônicas são realizadas pelo OpenDSS.

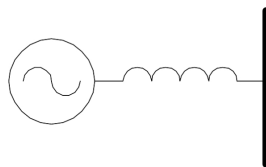
3.3 Modelagem dos elementos do sistema

Essa seção visa descrever como são modelados cada um dos elementos do sistema elétrico de distribuição, principalmente as cargas não lineares, que são o foco do estudo, e detalhar os parâmetros utilizados de acordo com os modelos correspondentes no software escolhido - OpenDSS.

3.3.1 Rede primária de distribuição

O modelo da rede primária de distribuição corresponde a um circuito equivalente do sistema anterior ao transformador de distribuição do sistema sob estudo. Portanto, este modelo deve caracterizar o circuito da rede de MT, que é modelada por meio de uma fonte de tensão seguida de uma impedância e um nó de referência, conforme Figura 7.

Figura 7: Modelo equivalente da rede primária de distribuição

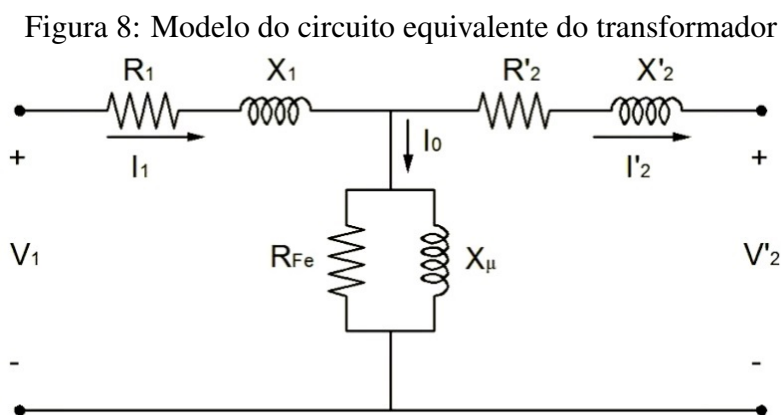


Fonte: (DUGAN; MONTENEGRO, 2018)

A caracterização é feita definindo o número de fases da fonte e a sua tensão nominal. Para definir as impedâncias são utilizadas as potências de curto circuito trifásica e monofásica e a razão X/R.

3.3.2 Transformador

Para modelagem do transformador é utilizado um modelo para cálculos de fluxo que considera a reatância de dispersão, perdas ôhmicas e resistência do neutro para configuração $Y_{aterrado}$. A Figura 8 apresenta o circuito equivalente tradicional de transformadores referido ao primário onde são representados: a resistência do enrolamento primário (R_1), a reatância de dispersão do primário (X_1), a resistência do enrolamento secundário referido ao primário (R'_2), a reatância de dispersão do secundário referido ao primário (X'_2), a reatância de magnetização (X_μ) e a resistência de perdas do núcleo (R_{Fe}). No modelo utilizado a corrente de magnetização (I_0) foi considerada nula.



Fonte: Adaptado de (KERSTING, 2006)

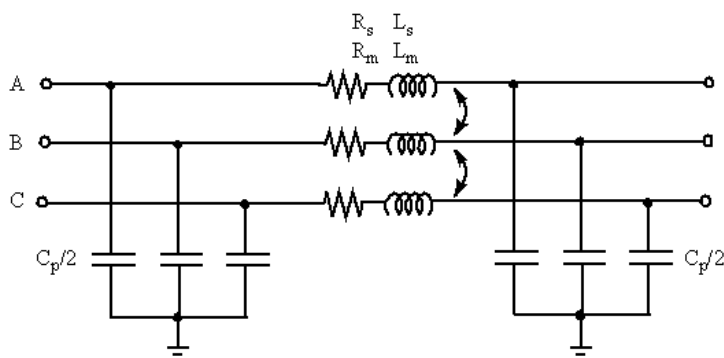
Para a caracterização do transformador, os seguintes parâmetros são definidos: número de fases, número de enrolamentos, forma de conexão, potência, níveis de tensão, perdas nos enrolamentos, reatância e a impedância de neutro. Neste estudo, o foco é na rede de BT e é, portanto, modelado apenas um transformador de distribuição, com conexão " $\Delta/Y_{aterrado}$ ".

3.3.3 Linhas

Para as linhas de distribuição utiliza-se o modelo π , como mostra a Figura 9, onde são consideradas as resistências próprias, R_S , e mútuas, R_m , indutâncias próprias, L_S , e mútuas, L_m , e as capacitâncias shunt C_p para compor as matrizes de impedâncias da linha (Ω).

As linhas são caracterizadas no software pelo número de condutores, comprimento da linha e pelas suas matrizes de impedâncias complexas (Ω/km).

Figura 9: Modelo pi equivalente da linha



Fonte: Adaptado de (KERSTING, 2006)

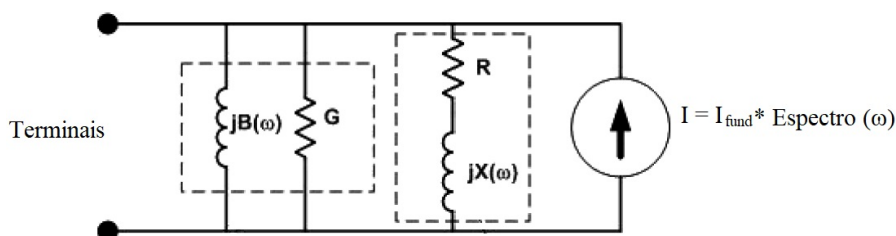
3.3.4 Cargas

Para a modelagem das cargas são utilizadas as curvas diárias de potência e os espectros harmônicos para modelar o comportamento não linear. Na sequência é descrito o método que o programa utiliza para modelar as cargas não lineares e detalha-se, a partir disso, como foram modeladas as cargas residenciais com a não linearidade.

3.3.4.1 Cargas não lineares

No modo harmônico, o OpenDSS modela as cargas na forma de um equivalente Norton, a partir de um espectro harmônico definido pelo usuário. As cargas, bem como os outros elementos não lineares, são modelados como fontes de corrente com sua impedância equivalente. Ela é calculada com um termo resistivo e um indutivo (R-L) série e um R-L paralelo, como mostra a Figura 10. A parte imaginária é dependente da frequência e, portanto, varia para cada ordem harmônica (DUGAN; MONTENEGRO, 2018).

Figura 10: Modelo das cargas no modo harmônicas



Fonte: Adaptado de (DUGAN; MONTENEGRO, 2018)

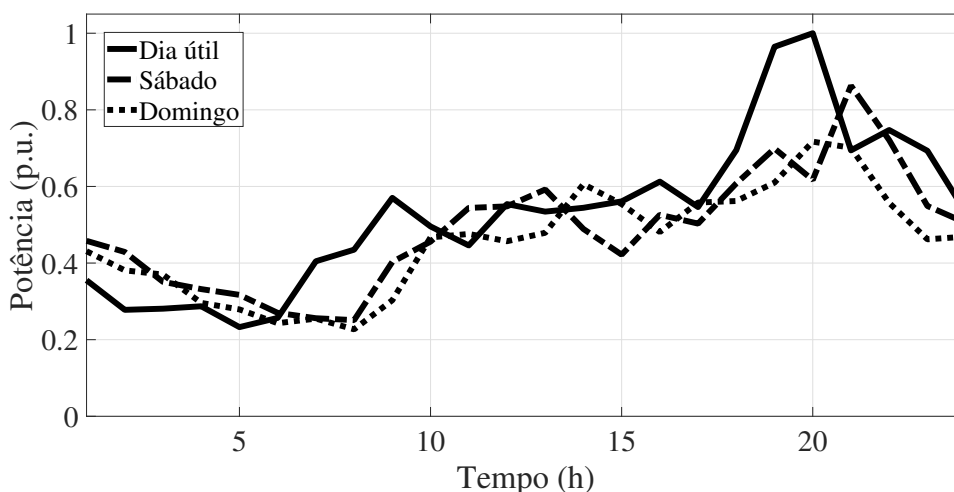
A fonte de corrente e impedâncias do modelo de carga no modo harmônicas são definidas de acordo com o espectro e calculadas em relação à corrente fundamental. Portanto, primeiramente deve ser resolvido um fluxo de potência tradicional, que define tensões e

correntes na frequência fundamental para então calcular as harmônicas por meio de cálculo direto, como é detalhado na seção 2.1.3 para cada uma das frequências harmônicas definidas.

3.3.4.2 Cargas residenciais

Para a modelagem dos consumidores residenciais conectados na rede é utilizado o modelo de carga de impedância constante. São utilizadas curvas de carga residenciais para dia útil, sábado e domingo, apresentadas na Figura 11. Esses dados são curvas típicas de um dia de verão, referentes a um consumidor nível 4, obtidas com uma concessionária local. Um consumidor de nível 4 tem consumo mensal entre 500 e 1000kWh/mês.

Figura 11: Curvas de carga residencial típica para dia útil, sábado e domingo



Fonte: da autora

Para caracterizar o perfil de harmônicas em uma carga residencial são utilizados dois espectros diferentes encontrados em (CHERIAN; BINDU; NAIR, 2016), que são resultado de medições realizadas em residências diferentes com diversos equipamentos não lineares conectados. Os espectros são apresentados na Tabela 6.

Cada carga do sistema de distribuição, que representa um conjunto de diversas residências, é dividida em duas. A primeira metade é caracterizada com o Espectro 1 e a segunda parte com o Espectro 2, para haver certa variabilidade na injeção de harmônicas por parte das residências.

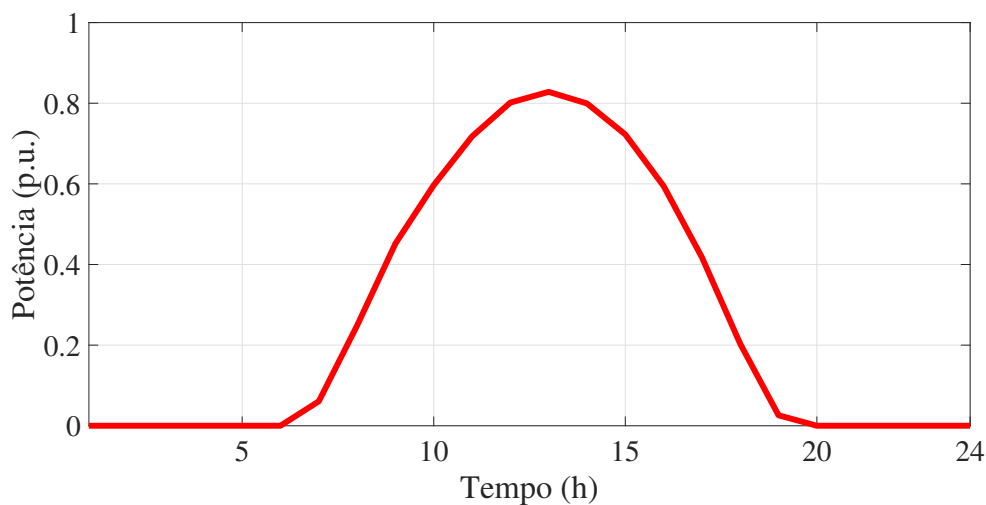
Tabela 6: Espectro harmônico das cargas residenciais

Ordem harmônica	Espectro 1	Espectro 2	Ângulo (°)
	Magnitude (%fund)	Magnitude (%fund)	
1	100	100	0
3	7,4	1,0	148,60
5	1,7	4,3	-78,34
7	2,4	1,2	199,73
9	1,7	0,6	83,23
11	0,2	1,5	-76,30
13	1,2	1,2	158,74
15	0,4	1,1	180,00

3.3.5 Sistema fotovoltaico

A geração fotovoltaica é modelada com base na potência gerada durante um dia de verão. A curva de geração em p.u. pode ser vista na Figura 12.

Figura 12: Curva de geração fotovoltaica



Fonte: da autora

Os dados de geração utilizados são obtidos pela ferramenta digital *Renewables Ninja* (PFENNINGER; STAFFELL, 2016), a qual usa um banco de dados meteorológicos e gera curvas de irradiância e geração, com resolução horária, para a localidade e potência definida pelo usuário. Para gerar a curva de geração são escolhidos o mesmo ano, estação e cidade das curvas de carga obtidas com a concessionária, apresentada na seção anterior.

No OpenDSS opta-se por modelar cada sistema FV como uma carga de potência constante com um consumo negativo de valor igual à geração e fator de potência igual a 1, que é o valor para o qual eles geralmente são projetados, injetando apenas potência ativa na rede.

A distorção da corrente injetada por sistemas FV varia de acordo com o inversor utilizado para fazer a conexão na rede e também depende fortemente da potência gerada, ou indiretamente da irradiância. Por este motivo, para uma modelagem mais precisa, como é feito em (TOVILOVIĆ; RAJAKOVIĆ, 2015), três espectros diferentes são utilizados para caracterizar os sistemas FV de acordo com a potência gerada. São definidos três níveis de geração com base na potência nominal do inversor: baixa, média e alta. Cada nível recebe um espectro harmônico diferente, conforme a Tabela 7.

Tabela 7: Espectro harmônico dos sistemas fotovoltaicos

Ordem harmônica	Nível baixo (%fund)	Nível médio (%fund)	Nível alto (%fund)	Ângulo (°)
1	100	100	100	0
3	18,75	2,98	1,15	-92
5	20,39	5,53	3,46	93
7	11,22	3,21	1,54	-68
9	7,40	2,10	0,69	117
11	2,87	1,67	0,77	-44
13	3,23	2,12	0,92	122

Fonte: (TOVILOVIĆ; RAJAKOVIĆ, 2015)

É considerado baixo nível de geração quando a potência injetada está com valor abaixo de 25% da potência nominal. Nível médio é considerado com a geração entre 25% e 80% e alto nível é com a geração acima de 80%.

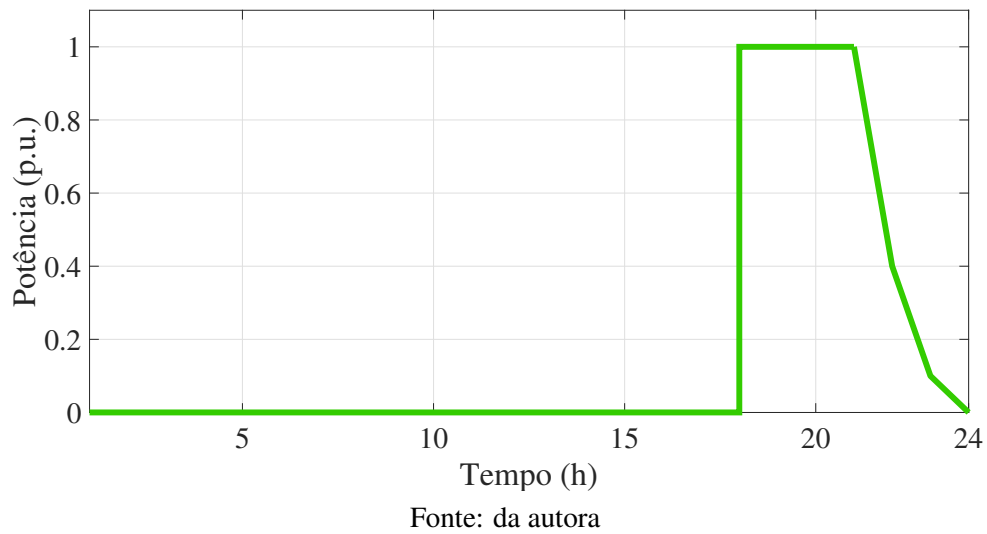
Em estudo feito por PATSALIDES *et al.* (2012), utilizam medidas de diversos sistemas FV e verifica-se que o ângulo de fase das componentes harmônicas não varia significativamente com a geração, dependendo portanto mais do modelo do inversor. Por este motivo se considera o ângulo de fase igual nos três níveis.

3.3.6 Carregador de veículo elétrico

O carregamento de carros elétricos representa uma carga adicional conectada ao sistema, cujo comportamento já foi bastante explorado na literatura com o objetivo de realizar modelagens realistas para simulação e verificação dos efeitos em sistemas de potência. As características variam de acordo com o tipo de carregador e tipo da bateria. Opta-se por utilizar a representação que aproxima baterias de Li-ion.

A Figura 13 mostra a curva de carga onde um carro é conectado para recarga às 18h, o que seria o comportamento típico de recarga residencial. O carregamento completo da bateria é feito em 5h. Nota-se que ao longo da recarga o consumo se mantém na potência nominal durante maior parte do tempo e apenas decai no final do carregamento.

Figura 13: Perfil do consumo de um veículo elétrico



O espectro harmônico utilizado para caracterizar carregadores de carros elétricos é encontrado em (JIANG *et al.*, 2014), onde foi obtido através de medições. Os valores são apresentados na Tabela 8 e caracterizam o padrão de distorção de carregadores nível 1 durante a recarga.

Tabela 8: Espectro harmônico de carregador de veículos elétricos

Ordem harmônica	Magnitude (%fund)	Ângulo (°)
1	100	15,1
3	9,13	144,9
5	3,23	30,9
7	0,95	-126,2
9	1,52	76,5
11	1,33	-85,1

Fonte: (JIANG *et al.*, 2014)

4 ESTUDOS DE CASO

Este capítulo concentra os estudos de caso implementados e visa detalhar as simulações realizadas. É apresentado o sistema teste de distribuição que é utilizado para aplicar a metodologia proposta, além da descrição dos casos e cenários simulados. Na sequência são explorados e discutidos os resultados obtidos para cada cenário, com uma comparação entre os cenários que sumariza os resultados no final.

4.1 Sistema de distribuição utilizado

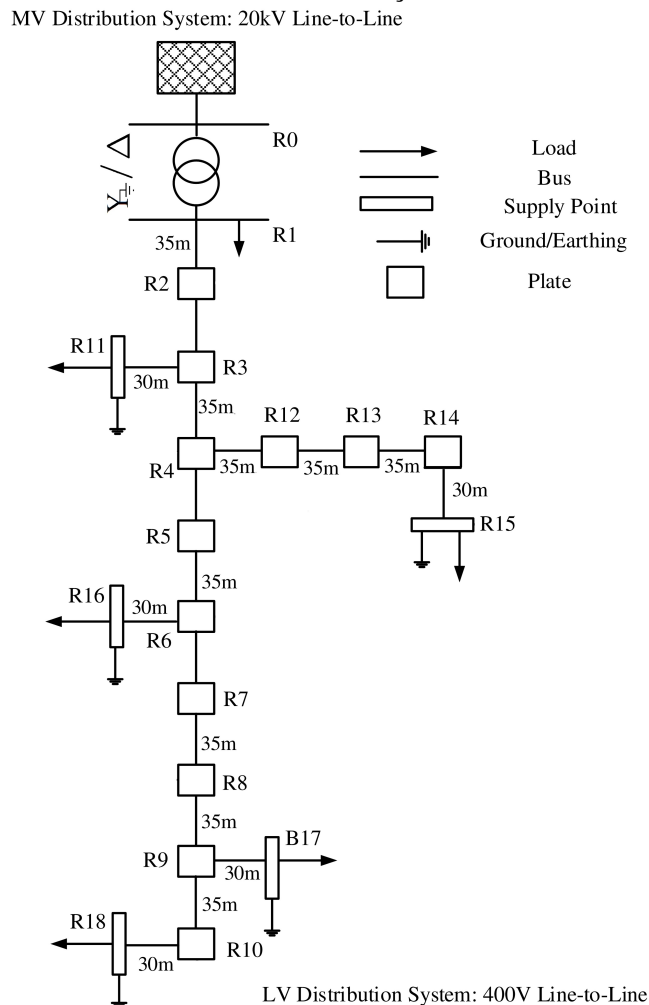
O sistema de distribuição utilizado neste trabalho baseia-se na rede de distribuição referência de BT (*benchmark LV distribution network*) desenvolvida pelo CIGRÉ (*Conseil International des Grands Réseaux Électriques*). As características detalhadas da rede são encontrados em (CIGRE, 2014).

Esse sistema é escolhido para o trabalho pelo tamanho reduzido, que facilita a análise de dados, visto que o objetivo é implementar uma metodologia para verificar a circulação de harmônicas e, portanto, realizar as medidas e observar os efeitos em pontos distintos da rede de BT.

A topologia do sistema é apresentada na Figura 14. Trata-se de um equivalente do sistema de MT de 20kV, seguido do transformador de 20kV/400V, 500kVA com conexão $\Delta/Y_{aterrado}$. Os circuitos de BT são compostos por quatro condutores que alimentam seis cargas agrupadas, onde cada uma delas representa um grupo de consumidores residenciais. Os valores nominais das cargas podem ser vistos na Tabela 9, que são utilizados como valor de pico nas curvas de carga.

O sistema teste é um modelo europeu e possui frequência de 50Hz, porém considera-se neste trabalho que o sistema opera em 60Hz. Essa modificação é feita para aproximar o estudo de um caso brasileiro.

Figura 14: Sistema teste de distribuição de baixa tensão utilizado



Fonte: (CIGRE, 2014)

O circuito equivalente de MT é caracterizado utilizando uma razão R/X unitária e pelas potências de curto circuito trifásico e monofásico, com os valores de 100MVA e 30MVA respectivamente, com isso é determinada a impedância equivalente do sistema anterior ao transformador. Este dado é relevante pois caracteriza a robustez do sistema e influencia fortemente o fluxo de harmônicas.

Os valores de corrente de curto circuito (I_{SC}) são estimados, através de simulações de falta, com o objetivo de se calcular a razão I_{SC}/I_L em distintos nós do sistema, para classificação do mesmo de acordo o IEEE Std.519. A partir dessa classificação são determinados os limites, como é visto na Tabela 2 apresentada no Capítulo 2, contudo se destaca que a instalação de carregadores de VE aumenta a I_L e conseqüentemente reduz a razão I_{SC}/I_L .

Com a simulação de falta no nó R1 obtém-se um valor de $I_{SC} = 15,95kA$ e a razão I_{SC}/I_L tem valor de 25,66. Considerando alta penetração de carregadores de VE essa razão cai para 22,78. No nó R18 obtém-se uma $I_{SC} = 2,18kA$ e a razão I_{SC}/I_L fica em 34,87 nas condições iniciais; já com os carregadores de VE a razão tem valor 22,95.

Tabela 9: Parâmetros nominais das cargas

Nó	Potência Aparente [kVA]	Fator de potência
R1	200	0,95
R11	15	0,95
R15	52	0,95
R16	55	0,95
R17	35	0,95
R18	47	0,95

Fonte: (CIGRE, 2014)

Em todos os nós, os valores obtidos estão na segunda faixa da classificação do IEEE Std.519, onde a razão tem valores entre 20 e 50 e o limite de TDD é de 8%. Entretanto é interessante marcar que com os carregadores de VEs essa razão diminui e fica muito próxima de 20, que é o limite para a primeira faixa onde os limites de distorção de corrente são menores.

4.2 Formulação dos casos e cenários

Esta seção descreve os casos e cenários formulados para avaliar os impactos da inserção de sistemas FV e carregadores de VE. O método estabelece um caso base que possui condições operativas bem definidas e considera apenas as cargas residenciais do sistema, onde não há conexão de sistemas FV nem carregadores de VE. A partir desse caso são definidos os outros três casos com os sistemas FV e carregadores de VE que são descritos na sequência.

1. Caso Base: É o caso elementar, que serve de referência, onde o sistema de distribuição não possui sistemas FV ou carregadores de VE, apenas as cargas residenciais.
2. Caso FV: Considera as mesmas cargas já consideradas no caso base, mais a conexão de sistemas FV, porém sem carregadores de VE.
3. Caso VE: Considera as mesmas cargas já consideradas no caso base, mais a conexão de carregadores de VE, porém sem sistemas FV.
4. Caso FV+VE: Considera as mesmas cargas já consideradas no caso base, mais a conexão de sistemas FV e também de carregadores de VE.

O caso base é determinado a fim de obter uma referência para avaliar e comparar os resultados e impactos de cada um dos dois equipamentos separadamente e também o resultado da interação entre eles.

A partir disso são formulados alguns cenários onde serão avaliados sempre os quatro casos. O objetivo dos cenários é de simular situações específicas, nas quais alguns parâmetros ou características da rede são modificados para analisar possíveis alterações de comportamento que podem influenciar a distorção harmônica e alterar o impacto, como:

- a presença, ou não, de distorção harmônica no caso base;
- o nível de penetração dos dois equipamentos sob estudo (FV e VE);
- o horário de conexão dos VE para recarga.

O primeiro cenário supõe que não há outras cargas não lineares na rede, e portanto os únicos elementos não lineares são o FV e o VE. Esse cenário visa avaliar a influência individual das harmônicas injetadas por cada um desses equipamentos em uma rede cujas formas de onda são perfeitamente senoidais.

O segundo cenário considera que a rede já possui distorção harmônica no caso base devido à presença de cargas não-lineares no sistema. Dessa forma pretende-se avaliar a influência da instalação dos sistemas FV e carregadores de VE e a interação dos mesmos com as cargas residenciais, do ponto de vista da distorção, com baixo nível de penetração dos dois equipamentos.

O terceiro cenário assume um alto nível de penetração de sistemas FV e carregadores de VE em um sistema que também já possui distorção harmônica proveniente das cargas residenciais. Considera-se a recarga dos VEs com início às 18h, horário de ponta.

Os níveis de penetração são calculados como porcentagem da potência instalada de sistemas FV e carregadores de VE em relação à potência nominal das cargas. É considerado baixo nível de penetração uma porcentagem de 30% para sistemas FV e de 20% para carregadores de VE. O nível alto de penetração é definido como 90% para sistemas FV e 60% para carregadores de VE. Esses valores são estabelecidos de forma que a potência instalada de geração FV não seja suficiente para causar fluxo reverso no transformador da distribuição e para que a conexão de VE para recarga no horário de ponta não cause uma sobrecarga no transformador. Os valores de potência instalada das cargas dos sistemas FV e dos carregadores de VE em cada nó do sistema para os dois níveis de penetração definidos são apresentados na Tabela 10.

Com o intuito de melhor entender o significado físico de cada nível de penetração, a Tabela 11 apresenta uma estimativa qualitativa do número equivalente de residências em cada nó e do número de residências que teriam instalado FV e VE para os dois níveis de penetração.

Tabela 10 – Potência das cargas e equipamentos instalados para os dois níveis de penetração

Nó	Carga [kVA]	Baixa penetração		Alta penetração	
		30% FV [kW]	20% VE [kW]	90% FV [kW]	60% VE [kW]
R11	15	4,5	3	13,5	9
R15	52	15,6	10,4	46,8	31,2
R16	55	16,5	11	49,5	33
R17	35	10,5	7	31,5	21
R18	47	14,1	9,4	42,3	28,2

Tabela 11 – Número aproximado de residências com os equipamentos instalados por nível de penetração

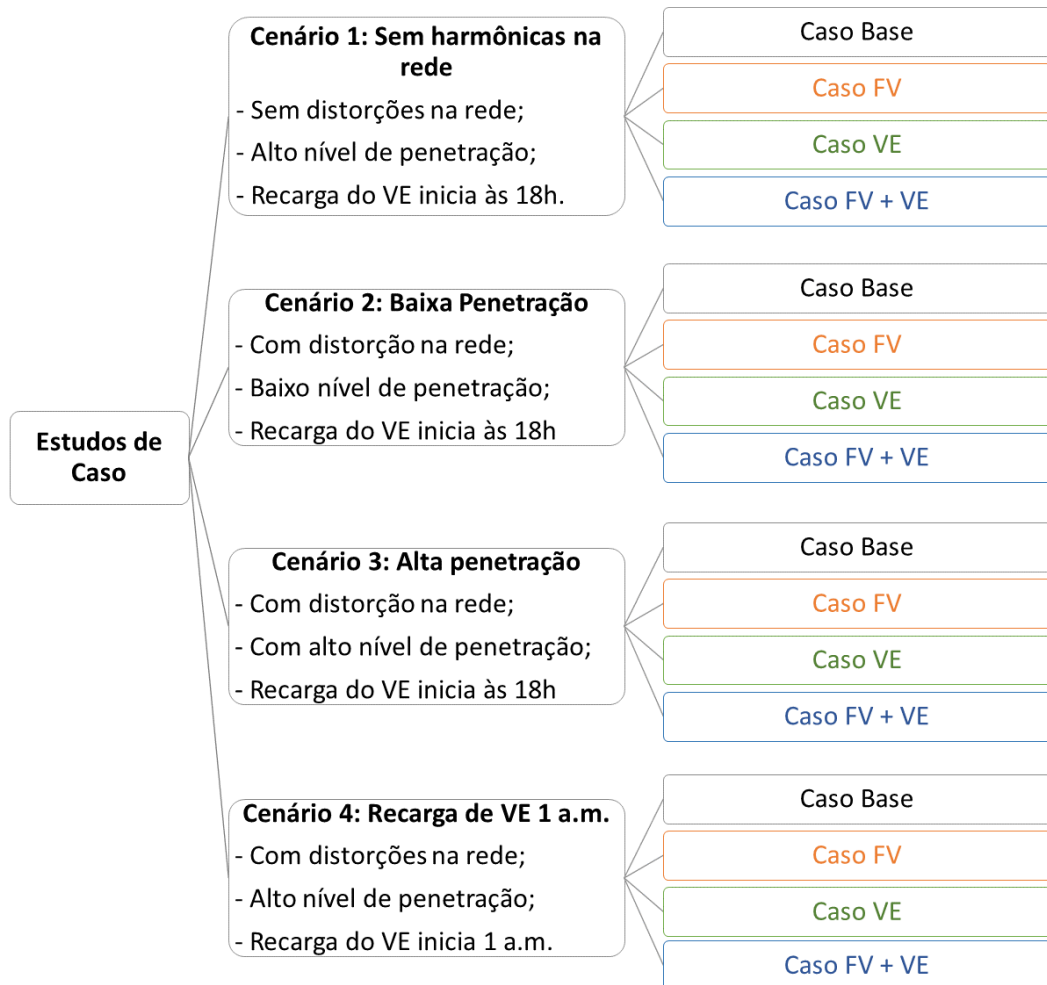
Nó	nº de residências	Baixa		Alta	
		FV	VE	FV	VE
R11	3	1	1	3	2
R15	11	3	3	10	9
R16	11	3	3	10	9
R17	7	2	2	6	5
R18	10	3	3	9	8

O quarto cenário considera que haja uma coordenação do carregamento dos VE, de forma que a recarga inicie à 1h, evitando os problemas causados pela sobrecarga no horário de ponta. Esse cenário objetiva verificar o comportamento das harmônicas nessa situação, onde se espera uma melhoria do ponto de vista de tensão em regime permanente no final do dia.

A Figura 15 sintetiza os casos e cenários simulados, evidenciando as características assumidas em cada um.

Nas simulações de todos os cenários, para os quatro casos, são feitas medições de tensão e corrente na frequência fundamental e nas frequências harmônicas, para as 24h do dia. A partir dos dados medidos são calculados os índices de distorção harmônica para cada hora, de forma a possibilitar a visualização da variação dos indicadores diante da variação de consumo ao longo do dia. Também são calculados os percentis 95% semanais, para verificar os limites de acordo com as normas, utilizando cinco curvas de carga de dia útil, uma de sábado e uma de domingo. A fim de verificar quais ordens harmônicas são mais relevantes, também são averiguadas as componentes individuais.

Figura 15: Esquema dos casos e cenários simulados



Fonte: da autora

4.3 Cenário 1: Sem distorção harmônica na rede

O primeiro cenário considera que as outras cargas conectadas no sistema são lineares e, portanto, os únicos elementos não lineares modelados são os sistemas FV e os carregadores de VE. Nesse cenário é considerada a recarga do VE com início às 18h e uma alta penetração de ambos equipamentos, com as potências definidas na Tabela 10.

É avaliada primeiramente a variação do índice de distorção de tensão ao longo do dia e a variação da tensão fundamental. Na sequência é calculado o percentil 95%, calculado para uma semana, da distorção de tensão nos nós ao longo do alimentador e também é avaliada a distorção da corrente em dois ramos ao longo do dia, por meio do TDD, além do percentil 95% semanal.

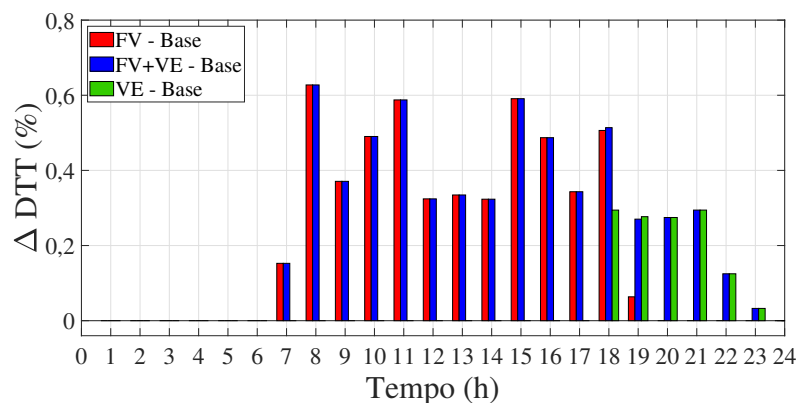
4.3.1 Distorção de tensão ao longo de um dia útil

A variação da distorção total de tensão (DTT) dos três casos (FV, VE e FV+VE) em relação ao caso base é apresentada na Figura 16 para os nós (a) R1 e (b) R18. O

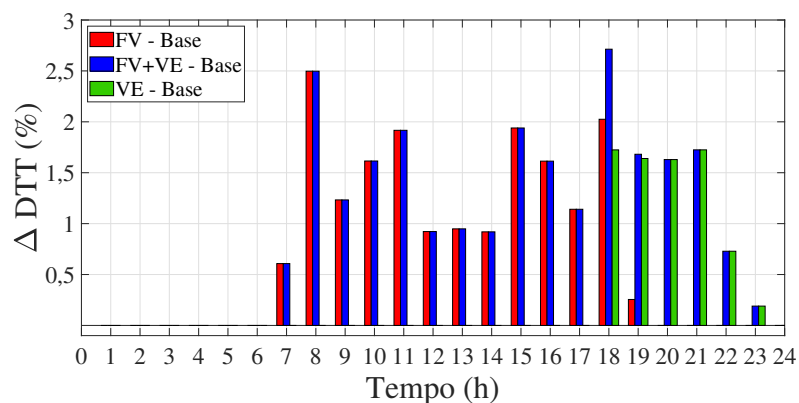
primeiro nó é o mais próximo do transformador, enquanto o segundo é um nó no final do alimentador. Neste cenário a DTT tem valor nulo no caso base e, portanto, a variação de DTT (Δ DTT) é equivalente ao valor do índice em si.

Figura 16 – Diferença no DTT dos casos característicos em relação ao caso base - Cenário: Sem harmônicas na carga

(a) nó R1



(b) nó R18



Fonte: da autora

Nota-se que a distorção de tensão em R1 se mantém em um valor pequeno ao longo do dia, sempre abaixo de 1% enquanto o nó R18, que se localiza após um longo trecho de linha, é mais afetado e apresenta distorção de tensão mais elevada. Contudo, os valores não ultrapassam 3% e estão muito abaixo do limite do Prodist, que é de 10% para este nível de tensão.

Durante o período de geração FV (7h a 19h) verifica-se um aumento da DTT e também a variação desse índice com o nível da geração. Percebe-se que os momentos que apresentam maior DTT não coincidem com os horários de máxima geração, e sim com os períodos onde o sistema FV não recebe máxima incidência solar, no início da manhã e final da tarde. Como é considerado na modelagem, nesses intervalos de baixa geração muitas vezes o conversor do sistema FV não consegue operar no seu ponto de máxima potência e injeta uma corrente com forma de onda mais distorcida. Embora a amplitude

da corrente sintetizada seja menor nesses períodos, é suficiente para originar uma DTT mais elevada, enquanto no período de maior geração (12h a 14h) a DTT não atinge 1% no nó R18.

Esse comportamento observado diverge do que foi encontrado em (TOVILOVIĆ; RAJAKOVIĆ, 2015) para outro sistema de distribuição. Contudo, vai de acordo com o que é visto em (SEME *et al.*, 2017), onde se verifica maior distorção nos momentos de baixa geração e se relaciona esse efeito com a baixa potência de curto circuito do sistema.

No caso VE a recarga do veículo ocorre a partir das 18h, onde se percebe um aumento na DTT nos dois nós, sendo maior no nó R18. Porém nesse caso, diferentemente do caso FV, a DTT está diretamente relacionada com a potência consumida, que reduz ao final do carregamento.

No caso FV+VE dá-se destaque aos valores de DTT entre 18h e 19h, que é o período onde há simultaneidade de geração FV e recarga de VE. Observa-se um aumento da DTT, mas não de forma aditiva se comparado com os outros casos; algumas componentes harmônicas se somam enquanto outras se cancelam parcialmente. Isso evidencia o papel e a importância de considerar os ângulos de fase das harmônicas na simulação.

Ainda assim, mesmo no nó R18, que é o mais afetado, os índices de DTT mantêm-se abaixo do limite e não são verificados problemas de distorção harmônica.

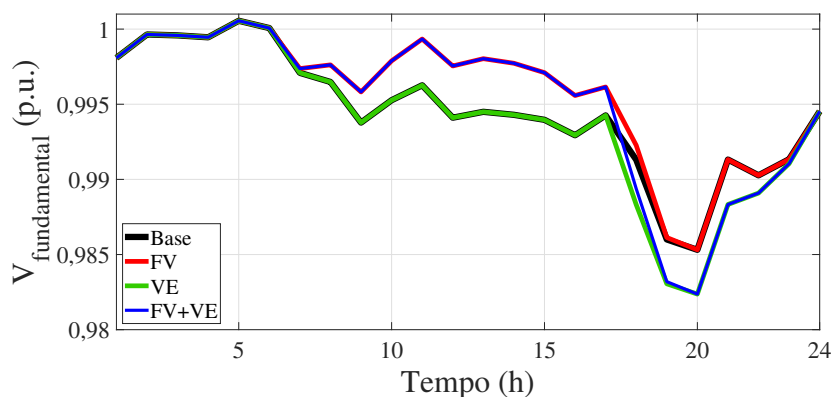
O comportamento da tensão fundamental ao longo do dia, que também é influenciado pela conexão dos sistemas FVs e carregadores de VE, é apresentado na Figura 17, para os quatro casos nos mesmos nós R1 e R18. Como é esperado, a geração fotovoltaica distribuída causa um aumento na tensão no período de geração e a recarga do VE provoca, como um incremento de carga no horário de ponta, uma queda na tensão.

Constata-se, na Figura 17 (a), que a tensão próxima ao transformador, no início da rede mantém-se estável com variações sutis. Em R18, no final do alimentador, essa variação é mais significativa, Figura 17 (b).

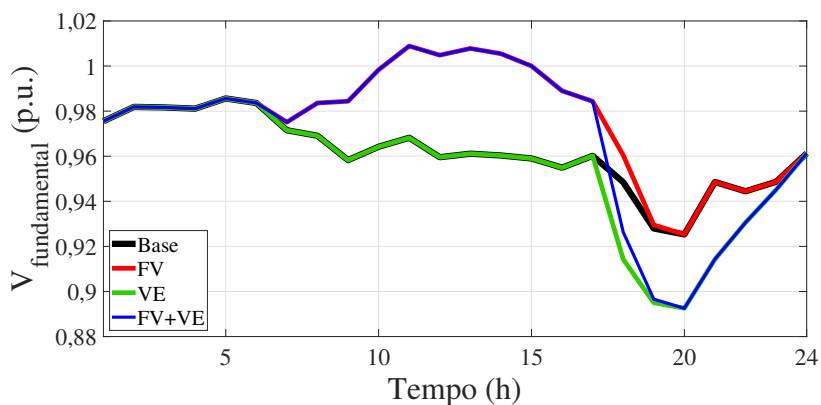
No caso base, às 20h, a tensão já alcança 0,92 p.u., que é o valor limite de tensão adequada do Prodist. Nos casos em que há recarga de VEs nesse horário de pico, a tensão chega a 0,89 p.u., o que se enquadraria em tensão precária e necessitaria de uma ação da concessionária para regular a tensão.

A variação da tensão fundamental em regime permanente não é o foco deste estudo, mas os valores são apresentados com intuito de destacar que, nesse cenário, que considera alto nível de penetração, uma intervenção da parte de operação do sistema para regular a tensão dentro dos limites de tensão adequada seria necessária antes de tratar problemas relacionados a harmônicas.

Figura 17 – Tensão fundamental para os quatro casos - Cenário: Sem harmônicas na carga
(a) nó R1



(b) nó R18



Fonte: da autora

4.3.2 Distorção de tensão ao longo do alimentador

De acordo com as normas, os índices de distorção harmônica devem ser mantidos abaixo dos limites determinados em, no mínimo, 95% das medições realizadas ao longo de uma semana. São simulados, portanto, cinco dias úteis, um sábado e um domingo utilizando as curvas de carga residenciais exibidas na seção 3.3. Na sequência são calculados os índices de distorção de tensão abordados no Prodist, para cada ponto das curvas completando uma semana e, então, calculados os percentis 95%.

A Tabela 12 mostra os valores da DTT que não são ultrapassados em 95% das medidas ao longo de uma semana, em todos os nós da rede, para os três casos. Por possuir valor nulo, o caso base não é apresentado nesse cenário.

Verifica-se que, quanto mais distante da subestação, maiores são os índices de distorção. O nó R18, que é o ponto situado após maior trecho de linha, apresenta os valores mais elevados mas que não ultrapassam o valor de 2,51%.

Tabela 12: DTT 95% em todos os nós do sistema - Cenário: Sem harmônicas na carga

	R1	R11	R15	R16	R17	R18
Caso FV	0,59	1,03	1,67	1,66	1,95	2,03
Caso VE	0,29	0,76	1,48	1,39	1,64	1,72
Caso FV+VE	0,59	1,23	2,04	2,05	2,40	2,51

Percebe-se que os casos com a presença de sistemas FV manifestam valores superiores ao caso VE, o que indica que aquele equipamento causa maior impacto para os valores de potência de geração FV e de carregadores de VE simulados. Entretanto, nos três casos, nenhum dos nós ultrapassa o limite do Prodist de 10%.

Tabela 13: DTT₃ 95% em todos os nós do sistema - Cenário: Sem harmônicas na carga

	R1	R11	R15	R16	R17	R18
Caso FV	0,24	0,74	1,39	1,35	1,61	1,69
Caso VE	0,21	0,69	1,41	1,31	1,55	1,64
Caso FV+VE	0,31	0,93	1,72	1,70	2,02	2,12

As tabelas 13 e 14 apresentam, respectivamente, os valores de DTT_3 e DTT_I que não são ultrapassados em 95% das medições de uma semana, em todos os nós, nos três casos. Tais índices auxiliam a identificar quais componentes harmônicas são mais influentes na distorção de tensão. Nesse cenário, também não são ultrapassados os respectivos limites do Prodist de 6,5% e 7,5% para DTT_3 e DTT_I .

Fazendo-se uma comparação dos dados de DTT com DTT_3 e DTT_I , verifica-se que as componentes múltiplas de 3 têm valor significativo na distorção de tensão. Contudo também se vê a presença de componentes ímpares não múltiplas de 3.

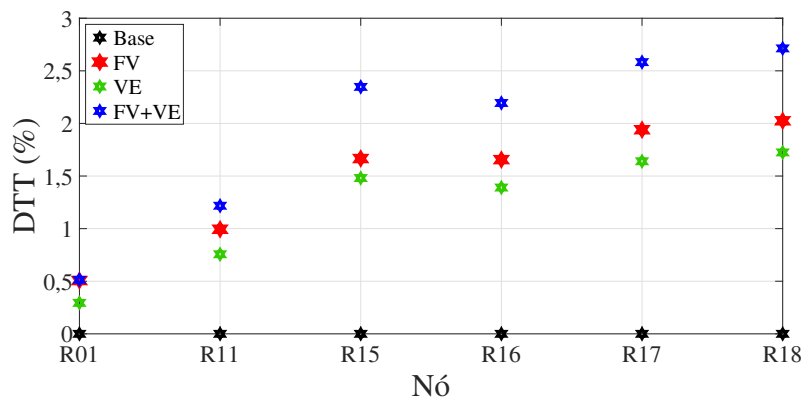
Tabela 14: DTT_I 95% em todos os nós do sistema - Cenário: Sem harmônicas na carga

	R1	R11	R15	R16	R17	R18
Caso FV	0,55	0,82	1,11	1,16	1,32	1,36
Caso VE	0,20	0,32	0,44	0,46	0,53	0,55
Caso FV+VE	0,55	0,82	1,11	1,16	1,32	1,36

São exibidos na Figura 18 os valores de distorção total de tensão (DTT) medidos às 18h de um dia útil em todos os nós, para todos os casos. Neste horário específico há simultaneidade de operação de FV e VE e são verificados os valores mais altos de DTT. Esse gráfico tem objetivo de mostrar o efeito dos dois equipamentos sob estudo ao longo do alimentador.

Fica visível que há mais distorção nos nós situados após um maior trecho de linha, sendo mais afetados os consumidores em final de alimentador. Possibilita também, a visualização dos fatos que se repetem em todos os nós, como o caso VE, que causa menor DTT que o caso FV, e o caso FV+VE, que apresenta um aumento de forma não aditiva.

Figura 18 – DTT em todos os nós do sistema para os casos característicos no horário 18h - Cenário: Sem harmônicas na carga



Fonte: da autora

4.3.3 Distorção de corrente

A distorção de corrente é avaliada pelos valores de TDD calculados ao longo do dia, apresentados na Figura 19, para dois trechos de linha: (a) na saída do nó R1, que alimenta todo o sistema sob estudo; e (b) na linha que fornece corrente ao nó R18, no final do alimentador.

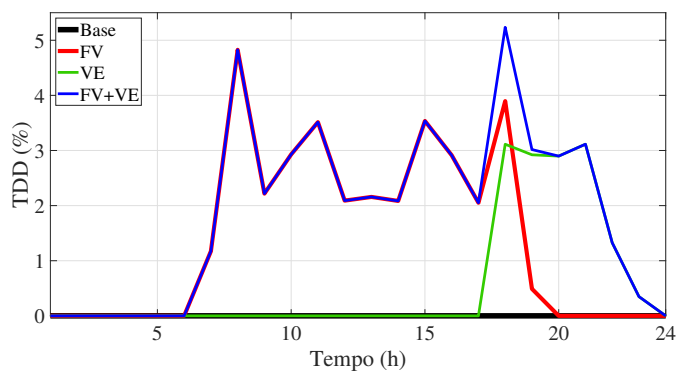
Comparando os valores de TDD do início e do final do alimentador nota-se que são muito semelhantes, pois são calculados usando a máxima corrente de demanda (I_L) naquele ponto e, também, porque são consideradas todas as cargas ao longo da rede com injeção proporcional de harmônicas.

Verifica-se que a TDD segue um comportamento similar ao DTT, com valor nulo nos horários em que não há geração FV ou recarga dos VE; contudo apresenta valores mais significativos.

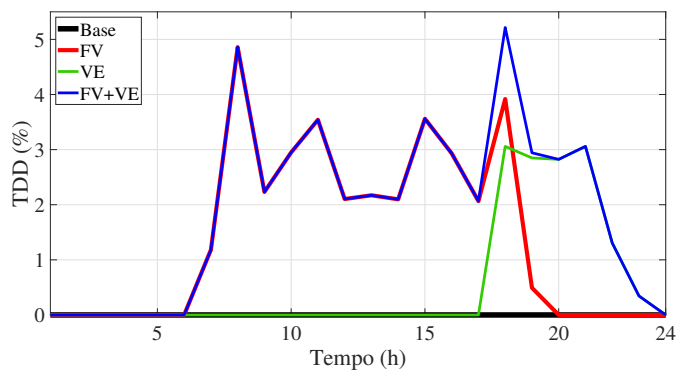
Também são calculados os percentis 95% do TDD relativos ao período de uma semana na Tabela 15. Reforça-se que o IEEE Std. 519 limita esse índice em 8% de acordo com os valores de I_{SC} e I_L do sistema. Comparando os valores de TDD do início e do final do alimentador nota-se que são muito semelhantes, pois são calculados usando a máxima corrente de demanda (I_L) naquele ponto e, também, porque são consideradas todas as cargas ao longo da rede com injeção proporcional de harmônicas.

Verifica-se que a TDD segue um comportamento similar ao DTT, com valor nulo nos horários em que não há geração FV ou recarga dos VE; contudo apresenta valores mais significativos.

Figura 19: Perfil diário de TDD - Cenário: Sem harmônicas na carga
(a) Nó R1



(b) Nó R18



Fonte: da autora

Tabela 15: TDD 95% em R1 e R18 - Cenário: Sem harmônicas na carga

	R1	R18
Caso FV	3,91	3,93
Caso VE	3,11	3,06
Caso FV+VE	4,86	4,90

Quanto aos três casos simulados, os resultados obtidos nos casos com sistemas FV originam maior TDD. Tal característica pode ser verificada tanto no perfil diário, na Figura 19, como no índice semanal, na Tabela 15. Todavia é interessante salientar que nos cenários simulados é considerada uma maior potência instalada de sistemas FV, além do fato de estarem conectados na rede durante um período de tempo maior que o VE.

Destaca-se também que, devido à alta penetração de VE, a corrente de demanda é elevada e a razão I_{SC}/I_L fica muito próxima de 20. Caso a razão fosse esse valor, seria classificada em outra faixa segundo o IEEE Std.519, onde o limite de TDD é 5%. Em tal situação, o caso FV+VE estaria muito próximo do limite em R1 e R18.

4.4 Cenário 2: Baixo nível de penetração

O segundo cenário considera a presença de outras cargas não lineares já conectadas no sistema e, portanto, possibilita avaliar a influência dos sistemas FV e dos carregadores de VE em uma rede já poluída do ponto de vista de distorção harmônica. Por isso, ele caracteriza-se como um cenário que se aproxima mais da realidade.

Neste cenário é considerado um baixo nível de penetração, utilizando os valores de potência dos equipamentos definidos na Seção 4.2 na Tabela 10 e a recarga de VE com início às 18h.

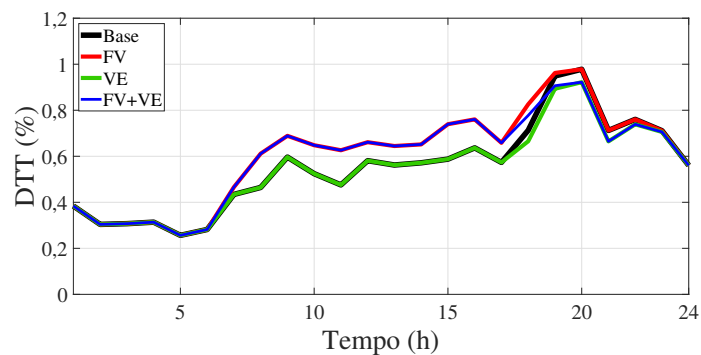
São avaliados o perfil diário de DTT e de tensão fundamental para dia útil, sábado e domingo. E também os percentis 95% de DTT relativos a uma semana, que são calculados para todos os nós do sistema possibilitando avaliar o impacto ao longo do alimentador para avaliar a conformidade com o PRODIST. Analisa-se também a distorção da corrente que é avaliada ao longo do dia e o percentil 95% semanal, para dois ramos do sistema.

4.4.1 Distorção de tensão ao longo de um dia útil

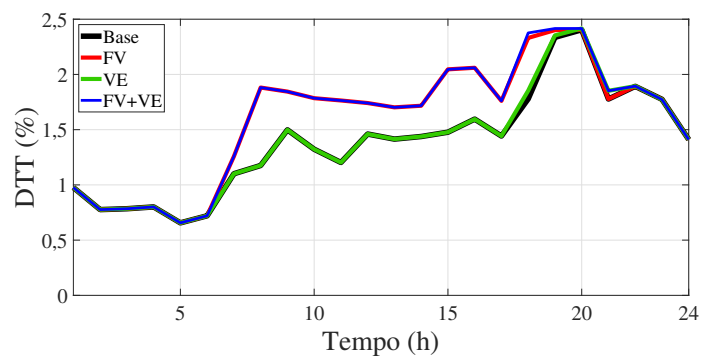
A Figura 20 apresenta o perfil diário da DTT nos quatro casos (base, FV, VE e FV+VE) para os nós R1 e R18. Nota-se que a DTT no caso base segue, como esperado, o comportamento da curva de carga, pois a distorção injetada é um dado proporcional à corrente consumida e não é considerada variação dos espectros das cargas ao longo do dia. O momento que foi medido maior DTT nesse caso é, portanto, quando há maior consumo, no horário de ponta.

Para melhor visualizar a influência de cada equipamento, a Figura 21 mostra a diferença no perfil diário desse indicador (Δ DTT) nos três casos definidos em relação ao caso base nos mesmos nós. Percebe-se que há uma variação no DTT, porém não é expressiva nesse cenário de baixa penetração. Observa-se também que os casos com FV provocam uma diferença maior na DTT, enquanto nos intervalos em que há conexão do VE a variação é pequena e chega a mostrar uma redução, muito baixa, no nó R1, visto na Figura 21 (a).

Figura 20: Perfil diário de DTT nos quatro casos - Cenário: Baixa penetração
(a) nó R1



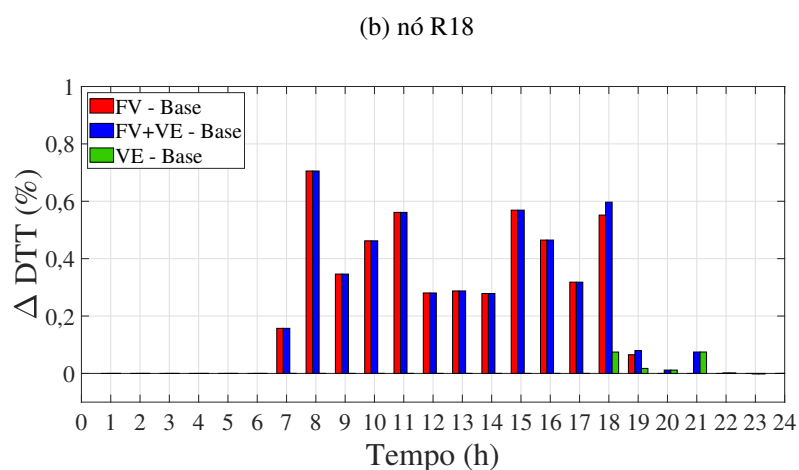
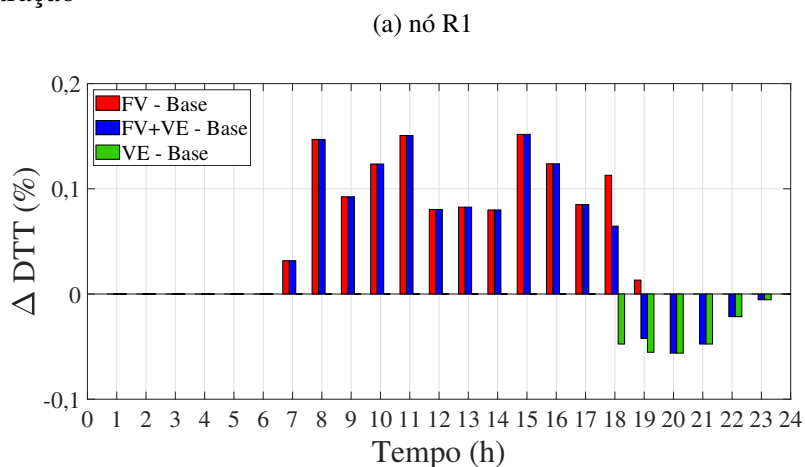
(b) nó R18



Fonte: da autora

O perfil de DTT apresenta valores um pouco maiores nesse cenário, mesmo com baixa penetração, se comparados com o Cenário 1, sem as harmônicas da carga. Isso indica que a distorção harmônica proveniente das cargas presentes na rede tem mais influência neste cenário. A conexão de sistemas FV e carregadores de VE gera uma variação na DTT, mas não é um impacto significativo com este nível de penetração. Portanto, da mesma forma que o cenário sem harmônicas na carga, o índice está muito abaixo do limite do Prodist nos quatro casos e não são verificados problemas de harmônicas.

Figura 21 – Diferença no DTT dos casos característicos em relação ao caso base - Cenário: Baixa penetração

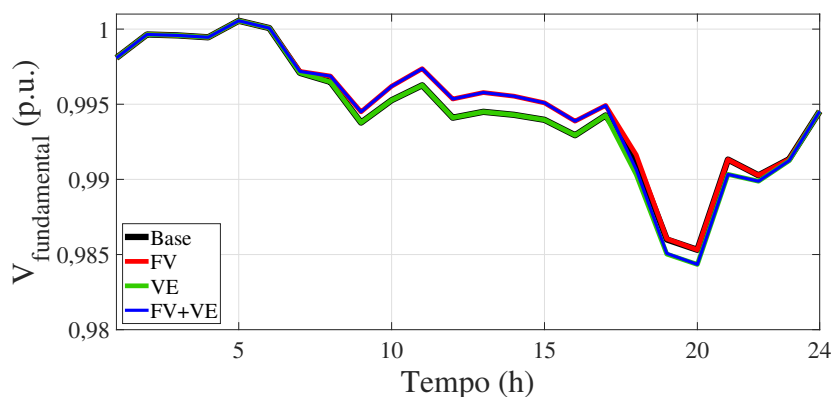


Fonte: da autora

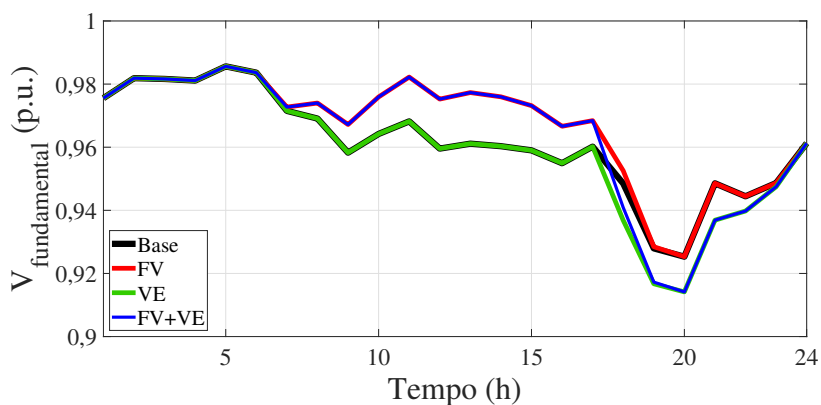
A Figura 22 exibe o perfil da tensão fundamental para os quatro casos em R1 e R18. Da mesma forma que é visto no Cenário 1, os sistemas FV provocam um aumento da tensão enquanto a recarga de VE causa uma diminuição. Porém, como no cenário atual é considerada uma baixa penetração dos equipamentos, essa variação de tensão é menor.

Na presença dos carregadores de VE, o nó R18 apresenta tensão de 0,91 p.u. entre 19h e 20h, Figura 22 (b), o que é considerado nível de tensão precária pelo Prodist. Porém, se comparado com o cenário anterior que considera alta penetração, Figura 17 (b), percebe-se que esse impacto, causado pela recarga dos VE em horário de ponta, é muito menor em duração e magnitude com baixa penetração.

Figura 22: Tensão fundamental para os quatro casos - Cenário: Baixa penetração
(a) nó R1



(b) nó R18



Fonte: da autora

4.4.2 Distorção de tensão ao longo do alimentador

Da mesma forma que é descrito no cenário anterior, são calculados os índices de DTT ao longo de uma semana e 95% dos valores medidos mantêm-se abaixo dos valores registrados na Tabela 16.

Pode-se constatar que nitidamente nenhum dos nós ultrapassa o limite de 10% e o nó que apresenta maior DTT é novamente o R18, no final do alimentador. Os dados calculados neste cenário, com baixa penetração de FV e VE, assemelham-se aos do cenário 1, sendo levemente maiores.

Tabela 16: DTT 95% em todos os nós do sistema - Cenário: Baixa penetração

nó	R1	R11	R15	R16	R17	R18
Caso Base	0,95	1,39	2,00	2,00	2,26	2,34
Caso FV	0,96	1,42	2,05	2,05	2,32	2,40
Caso VE	0,89	1,35	2,05	2,00	2,27	2,35
Caso FV+VE	0,91	1,38	2,10	2,05	2,33	2,42

Percebe-se também na Tabela 16 que a diferença entre o caso base e os outros três é muito pequena no índice semanal. Isso evidencia, neste cenário, que as cargas são fontes mais significativas de harmônicas e que a influência da inserção de FV e VE é muito baixa, como é verificado no perfil diário.

As tabelas 17 e 18 apresentam, respectivamente, os valores de percentil 95% do DTT_3 e DTT_I em todos os nós, nos quatro casos. Como no cenário anterior, as componentes múltiplas de 3 têm valor significativo na DTT, porém também há presença de outras ordens harmônicas ímpares, como a 5ª e a 7ª.

Tabela 17: DTT_3 95% em todos os nós do sistema - Cenário: Baixa penetração

nó	R1	R11	R15	R16	R17	R18
Caso Base	0,51	0,96	1,57	1,55	1,79	1,87
Caso FV	0,52	0,99	1,62	1,60	1,85	1,93
Caso VE	0,51	1,00	1,72	1,65	1,91	2,00
Caso FV+VE	0,52	1,03	1,77	1,70	1,97	2,05

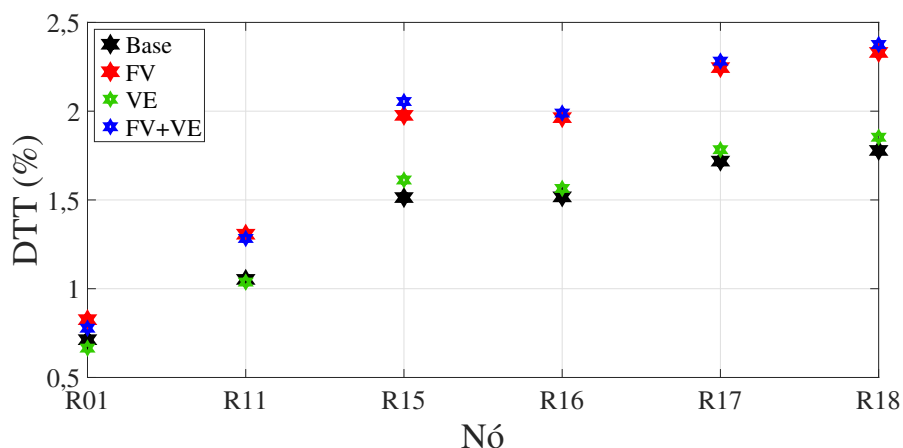
Tabela 18: DTT_I 95% em todos os nós do sistema - Cenário: Baixa penetração

nó	R1	R11	R15	R16	R17	R18
Caso Base	0,80	1,00	1,24	1,26	1,37	1,40
Caso FV	0,81	1,02	1,26	1,28	1,40	1,43
Caso VE	0,73	0,90	1,11	1,12	1,22	1,25
Caso FV+VE	0,74	0,92	1,13	1,14	1,24	1,27

A Figura 23 mostra os valores de DTT medidos às 18h de um dia útil, em todos os nós ao longo da rede, para os quatro casos. Percebe-se que, nesse instante, o caso VE gera uma variação muito pequena em relação ao caso base, enquanto o caso FV provoca uma diferença maior.

É verificado um comportamento diferente nos nós R1 e R11, onde se constata que o caso VE reduz a DTT em relação ao caso base, mesmo que de forma quase insignificante. A redução causada pelos carregadores de VE faz com que o Caso FV+VE apresente DTT menor que o caso apenas com FV nesses mesmos dois nós mais próximos do transformador.

Figura 23: DTT por nó às 18h - Cenário: Baixa penetração

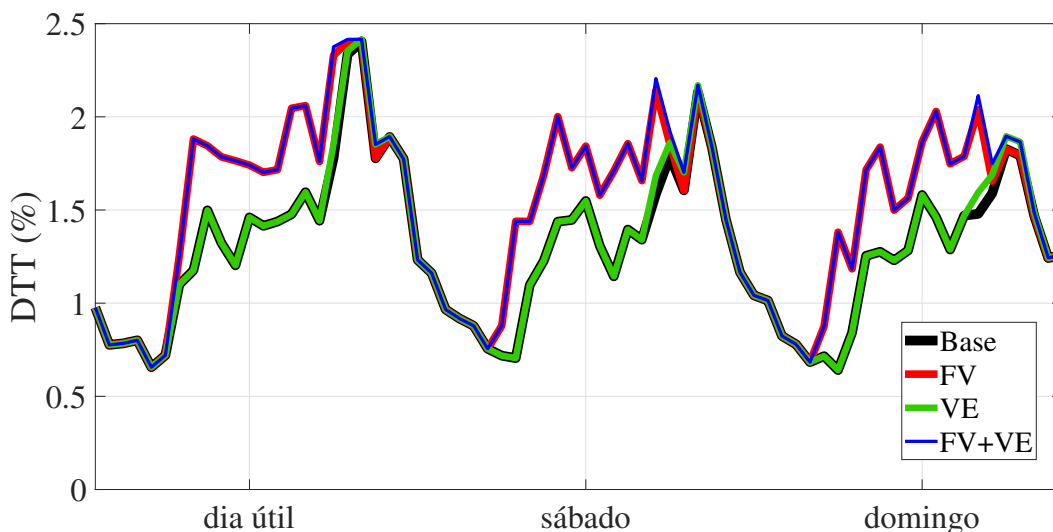


Fonte: da autora

4.4.3 Distorção de tensão nos dias da semana

A Figura 24 apresenta o perfil de DTT para um dia útil, um sábado e um domingo com o objetivo de mostrar a diferença de comportamento deste indicador para as diferentes curvas de carga. Nota-se que tal curva influencia diretamente o perfil de DTT do caso base. Entretanto, os outros três casos apresentam uma variação de comportamento em relação ao caso base semelhante em todos os dias. O sistema FV gera um aumento da DTT no período de geração e a recarga de VE causa uma variação muito sutil na DTT no final da tarde.

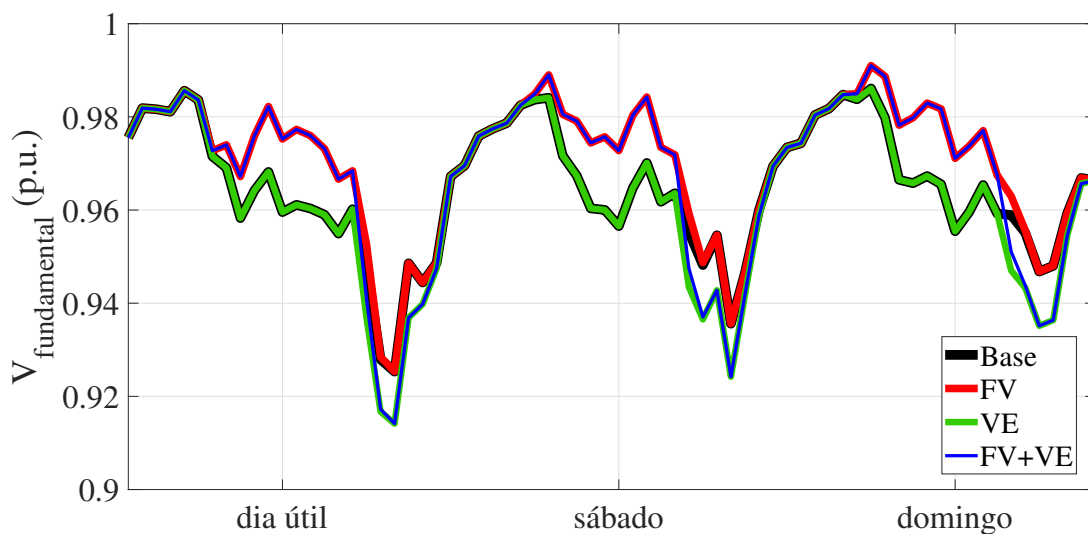
Figura 24: Perfil de DTT em R18, dias da semana - Cenário: Baixa penetração



Fonte: da autora

A variação da tensão fundamental para o dia útil, sábado e domingo pode ser vista na Figura 25. Neste cenário, com baixo nível de penetração, percebe-se que valores de tensão precária (abaixo de 0,92) são alcançados apenas no dia útil e durante um curto intervalo. Nos dias de final de semana a tensão mantém-se dentro dos valores adequados, de acordo com o Prodist.

Figura 25 – Variação da tensão fundamental em R18, dias da semana - Cenário: Baixa penetração



Fonte: da autora

4.4.4 Distorção de corrente

Da mesma forma que no cenário anterior, a distorção de corrente é avaliada pelos valores de TDD, devido à grande variação da fundamental ao longo do dia. A Figura 26 mostra o perfil de TDD ao longo das 24h de um dia útil calculado para os nós (a)R1 e (b)R18, onde é visível a semelhança entre ambos.

Neste cenário, já é verificado que a presença das harmônicas da carga é predominante pelo comportamento da distorção de tensão. Observa-se que o perfil de TDD também apresenta similaridade com o perfil de DTT, com uma variação pequena em relação ao caso base devido à conexão de sistemas FV e carregadores de VE; no entanto, o TDD tem valores consideravelmente maiores.

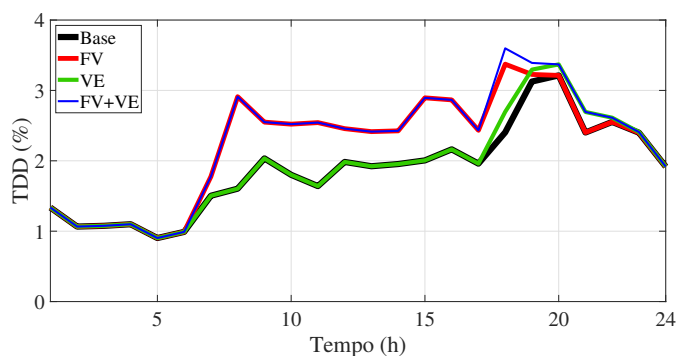
Os percentis 95% de TDD calculados relativos a uma semana são apresentados na Tabela 19 para os nós R1 e R18. Constata-se que, da mesma forma que é visto no perfil diário, não há uma variação grande entre os casos e não são verificados picos, o que mantém os valores semanais próximos nos quatro casos.

Tabela 19: TDD 95% em R1 e R18 - Cenário: Baixa penetração

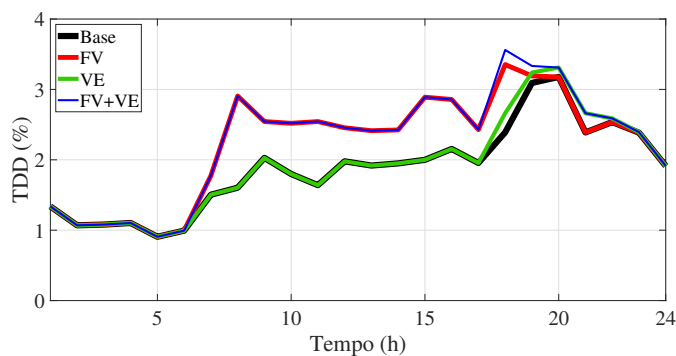
	R1	R18
Caso Base	3,13	3,09
Caso FV	3,23	3,19
Caso VE	3,30	3,24
Caso FV+VE	3,39	3,33

O limite de 8% do TDD no sistema não é ultrapassado em nenhuma das linhas. Ressalta-se que para o cálculo do TDD é utilizada a mesma I_L dos cenários de alta penetração, mesmo que tal valor de corrente de demanda não seja atingido neste cenário, para uma comparação justa.

Figura 26: Perfil diário de TDD - Cenário: Baixa penetração
(a) R1



(b) R18



Fonte: da autora

4.5 Cenário 3: Alto nível de penetração

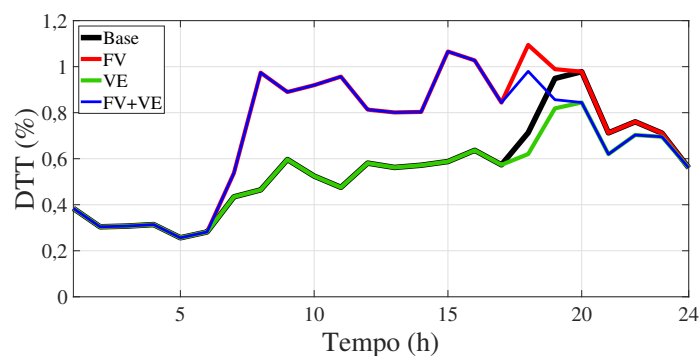
No terceiro cenário, a diferença em relação ao cenário 2 está na potência instalada dos sistemas FV e carregadores de VE, que agora é considerada com valores de alto nível de penetração, de acordo com o descrito na Seção 4.2, Tabela 10. A recarga de VE continua no mesmo horário, com início às 18h. O caso base continua o mesmo do cenário anterior, pois as cargas residenciais e os respectivos espectros são mantidos iguais.

Esse cenário é o que apresenta mais estresse ao sistema e, por isso, alguns itens são explorados de forma mais detalhada. São apresentados os perfis de DTT e Δ DTT, na sequência são avaliadas algumas componentes harmônicas individuais de tensão, com magnitude e fase. O impacto ao longo do alimentador é verificado pelos percentis 95% calculados para uma semana, conforme o PRODIST. Também são avaliados DTT e variação da tensão fundamental para os diferentes dias da semana. A distorção de corrente é avaliada pelo TDD ao longo do dia e o percentil 95% semanal de dois ramos do sistema, além das componentes individuais, em ampères, ao longo do dia para os condutores de fase e neutro.

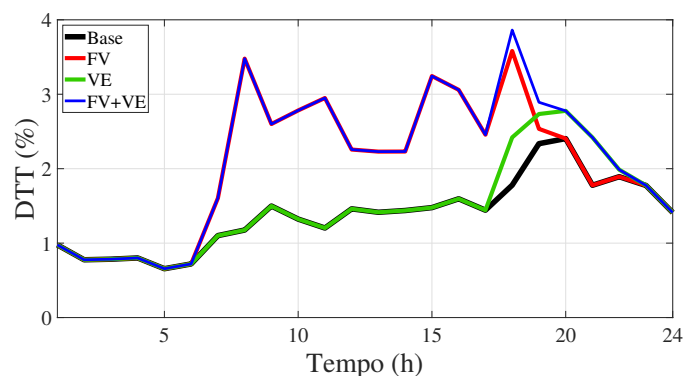
4.5.1 Distorção de tensão ao longo de um dia útil

A Figura 27 apresenta o perfil diário da DTT para os quatro casos característicos nos nós R1 e R18 e a Figura 28 mostra a diferença no perfil diário desse indicador (Δ DTT) para os três casos especificados em relação ao caso base, para os mesmos nós.

Figura 27: Perfil diário de DTT nos quatro casos - Cenário: Alta penetração
(a) nó R1



(b) nó R18

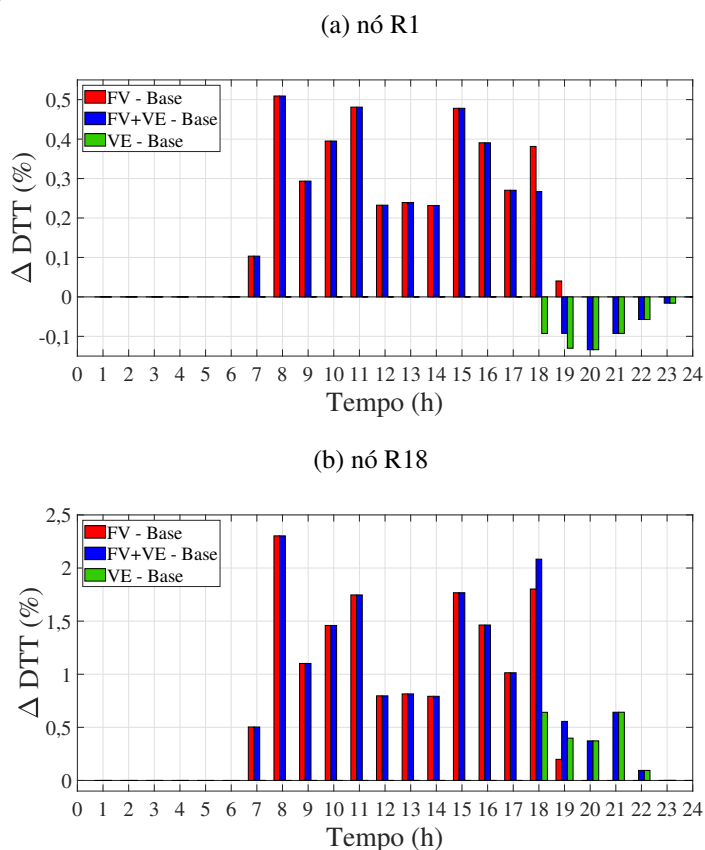


Fonte: da autora

No perfil diário, o valor da DTT fica sempre abaixo de 4% no nó R18, que é o mais afetado. Isso indica que o limite do Prodíst não é ultrapassado.

Nota-se que a variação causada pelos casos com sistemas FV e carregadores de VE é cerca de duas vezes maior com a alta penetração desses equipamentos se comparada com o cenário de baixa penetração. Contudo, novamente a distorção da própria carga tem uma influência maior, visto que a diferença de DTT em relação ao caso base não ultrapassa 2,3%.

Figura 28 – Diferença no DTT dos casos característicos em relação ao caso base - Cenário: Alta penetração



Fonte: da autora

Outro comportamento que se repete dos cenários anteriores é a maior diferença na DTT causada pelo FV, especialmente no início e final do período de geração, enquanto nos casos com VE essa variação é menor.

Neste cenário de alta penetração fica mais evidente a redução de DTT no nó R1 nos períodos de conexão do VE, Figura 28 (a). As componentes harmônicas injetadas pelos sistemas FV têm ângulos que tendem a se somar com as harmônicas da carga, aumentando a DTT. Já as harmônicas dos carregadores de VE manifestam um comportamento contrário e a maior parte das componentes se cancela parcialmente com as harmônicas da carga, causando a redução de DTT vista no nó R1.

4.5.2 Componentes harmônicas individuais de tensão

Com o objetivo de explorar a interação entre carregadores de VE e cargas residenciais, que causa a redução de DTT no nó R1, opta-se por analisar o comportamento individual das harmônicas neste ponto. São examinadas as tensões harmônicas individuais no nó R1 em 3 situações:

1. VE: Onde os únicos elementos não lineares do sistema são os carregadores de VE;
2. Cargas: Onde os únicos elementos não lineares do sistema são as cargas residenciais;
3. Cargas+VE: Onde os elementos não lineares do sistema são as cargas residenciais e os carregadores de VEs.

Para exemplificar a análise feita são apresentados os perfis diários da magnitude das tensões harmônicas de 3ª e 5ª ordem na Figura 29 e os respectivos ângulos de fase na Figura 30. Em tais figuras é possível verificar, no caso Cargas+VE, o aumento na magnitude da 3ª harmônica e a redução da 5ª harmônica em relação ao caso somente com as cargas (caso base) no período de simultaneidade.

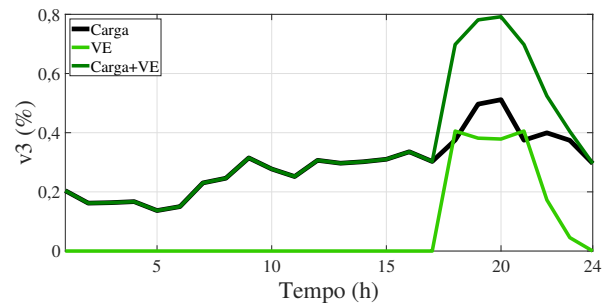
É constatado que a 3ª harmônica é a única componente de tensão que apresenta aumento de magnitude resultante no caso Cargas+VE, no período de simultaneidade. Esse aumento deve-se à diferença entre o ângulo de fase das componentes de 3ª ordem das tensões originadas pela carga e pelo carregador de VE individualmente, que é menor de 90°, conforme é visto na Figura 30 (a).

As demais componentes harmônicas apresentam redução da magnitude no caso Cargas+VE, como é visto na 5ª harmônica. Isso ocorre quando a diferença entre os ângulos de fase das componentes individuais da carga e dos carregadores VE é maior de 90°, causando cancelamento parcial e redução da resultante. Esse comportamento se repete para as demais frequências harmônicas e optou-se por apresentar apenas essas duas componentes, como exemplo.

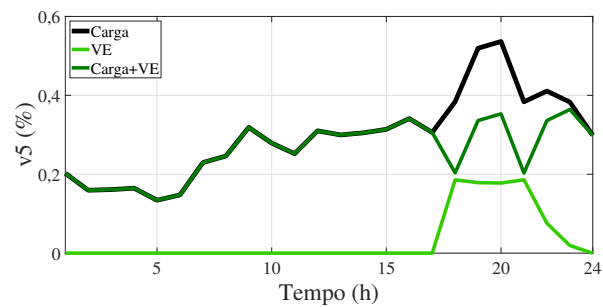
A redução de DTT em R1 devido à recarga de VE, vista na Figura 28 (a), é portanto explicada por essa verificação da diminuição de magnitude da maior parte das componentes harmônicas de tensão causada pela interação entre cargas e carregadores de VE.

Esse comportamento é coerente com o que foi observado em (WANG *et al.*, 2017), onde é verificado que em redes residenciais a 3ª harmônicas é a mais relevante. Além disso também é constatado que o ângulo de fase dessas componentes não tem uma variabilidade grande e elas tendem a se somar.

Figura 29: Magnitude das harmônicas individuais no nó R1 - Cenário: Alta penetração
(a) 3ª harmônica

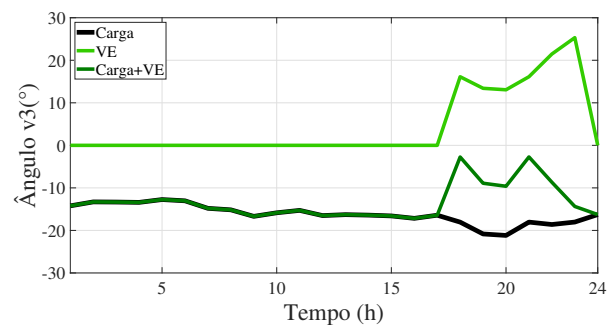


(b) 5ª harmônica

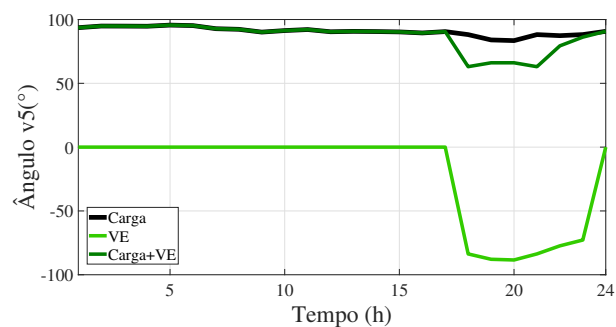


Fonte: da autora

Figura 30: Ângulo das harmônicas individuais no nó R1 - Cenário: Alta penetração
(a) 3ª harmônica



(b) 5ª harmônica



Fonte: da autora

4.5.3 Distorção de tensão ao longo do alimentador

Os valores encontrados na Tabela 20 são os percentis 95% relativos à DTT medida durante o equivalente a uma semana, calculados para todos os nós do sistema. Nota-se que, mesmo com alta penetração, os valores de DTT estão distantes do limite do Prodist de 10%.

Tabela 20: DTT 95% em todos os nós do sistema - Cenário: Alta penetração

nó	R1	R11	R15	R16	R17	R18
Caso Base	0,95	1,39	2,00	2,00	2,26	2,34
Caso FV	1,07	1,79	2,89	2,87	3,34	3,48
Caso VE	0,82	1,41	2,42	2,27	2,62	2,73
Caso FV+VE	1,03	1,79	2,89	2,87	3,34	3,48

Percebe-se que nos índices semanais, bem como é visto nos perfis diários, o caso FV ocasiona um aumento considerável em relação ao caso base, enquanto o VE tem uma influência menor nesse indicador. O caso FV+VE quase não se altera em relação ao caso com apenas FV, pois esse índice é calculado excluindo 5% dos valores mais altos, que nesse cenário são referentes aos picos de DTT causados pelos sistemas FV.

Os percentis 95% dos indicadores DTT_3 e DTT_I estimados de forma semanal estão nas tabelas 21 e 22 para todos os nós do sistema nos 4 casos simulados. Como nos outros cenários, as componentes múltiplas de 3 apresentam valor significativo na DTT, pelo valor de DTT_3 , porém também há presença de outras ordens harmônicas ímpares, como a 5ª e a 7ª identificadas pela DTT_I .

Tabela 21: DTT_3 95% em todos os nós do sistema - Cenário: Alta penetração

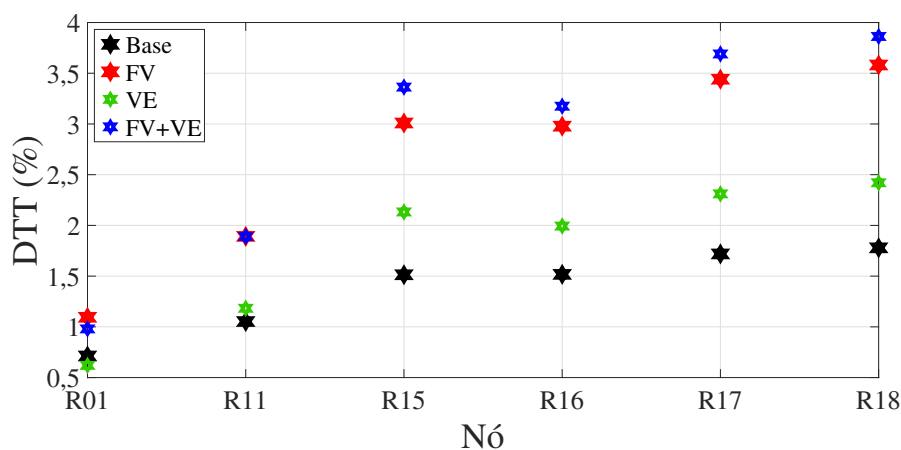
nó	R1	R11	R15	R16	R17	R18
Caso Base	0,51	0,96	1,57	1,55	1,79	1,87
Caso FV	0,54	1,37	2,46	2,41	2,85	2,98
Caso VE	0,55	1,21	2,25	2,10	2,44	2,56
Caso FV+VE	0,57	1,37	2,46	2,41	2,85	2,98

Tabela 22: DTT_I 95% em todos os nós do sistema- Cenário: Alta penetração

nó	R1	R11	R15	R16	R17	R18
Caso Base	0,80	1,00	1,24	1,26	1,37	1,40
Caso FV	0,91	1,24	1,62	1,66	1,85	1,90
Caso VE	0,61	0,73	0,87	0,89	0,97	0,99
Caso FV+VE	0,89	1,24	1,61	1,66	1,85	1,90

A Figura 31 mostra os valores de DTT medidos às 18h de um dia útil, em todos os nós ao longo do sistema para os quatro casos, onde se percebe um comportamento similar ao cenário de baixa penetração. O caso FV gera um aumento na DTT em quase todos os nós, e a diferença causada pelo caso VE é menor. No caso FV+VE o índice apresenta um aumento pequeno em relação ao caso FV. Da mesma forma foi identificado no cenário de baixa penetração que o comportamento no nó R1 difere dos outros, onde o VE reduz a DTT nesse ponto e faz com que o caso FV+VE também apresente um DTT menor que o caso com apenas FV.

Figura 31: DTT por nó às 18h - Cenário: Alta penetração



Fonte: da autora

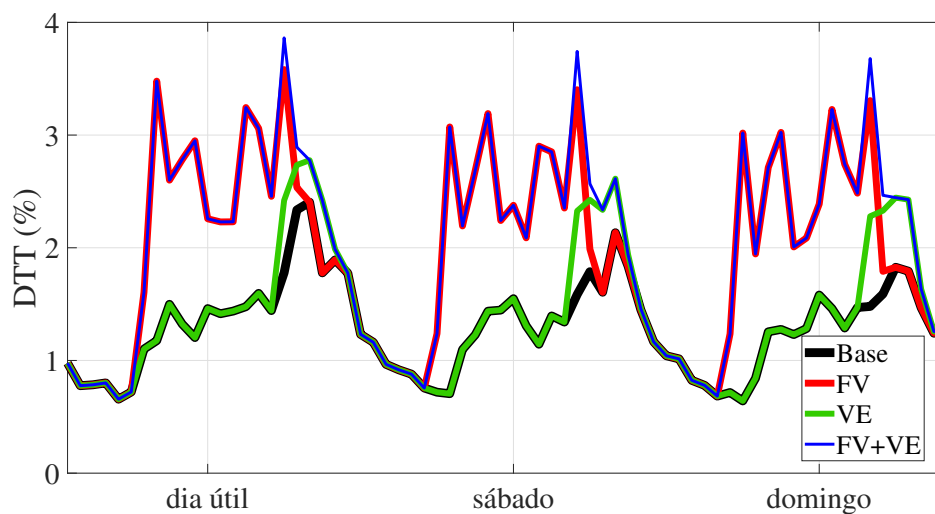
4.5.4 Distorção de tensão nos dias da semana

A Figura 32 apresenta o perfil de DTT durante três dias: um dia útil, um sábado e um domingo. Observa-se que a variação da DTT em relação ao caso base é consideravelmente maior do que no caso de baixa penetração.

É notável também que, bem como na baixa penetração, as curvas de carga diferentes influenciam o perfil de DTT do caso base, mas a variação dos outros casos em relação ao mesmo apresenta comportamento semelhante nos três dias.

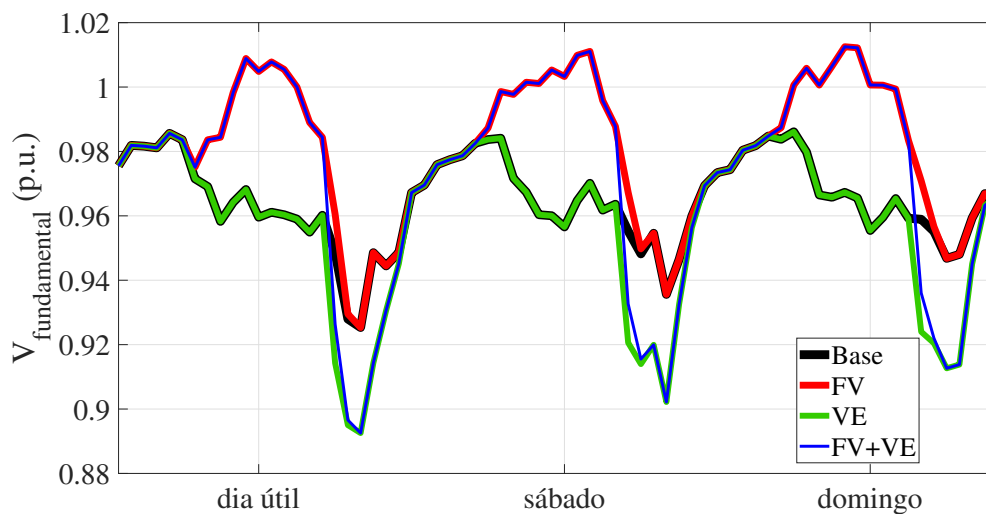
Já o perfil de tensão fundamental durante os mesmos três dias, exibido na Figura 33, mostra que, no cenário com alta penetração, o valor de tensão precária é atingido nos três dias e apresenta maior duração do que na baixa penetração, onde esse valor é atingido apenas no dia útil.

Figura 32: Perfil de DTT em R18, dias da semana - Cenário: Alta penetração



Fonte: da autora

Figura 33 – Variação da tensão fundamental em R18, dias da semana - Cenário: Alta penetração



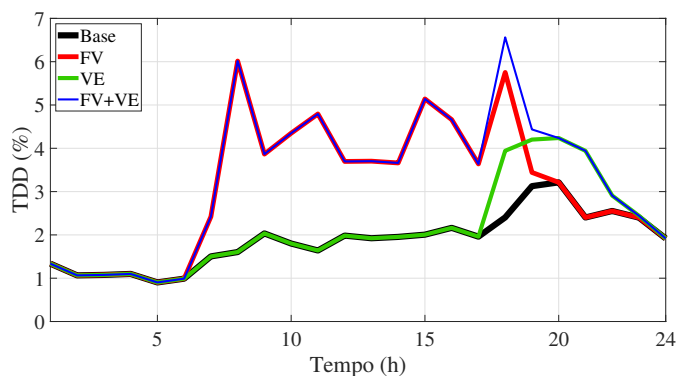
Fonte: da autora

4.5.5 Distorção de corrente

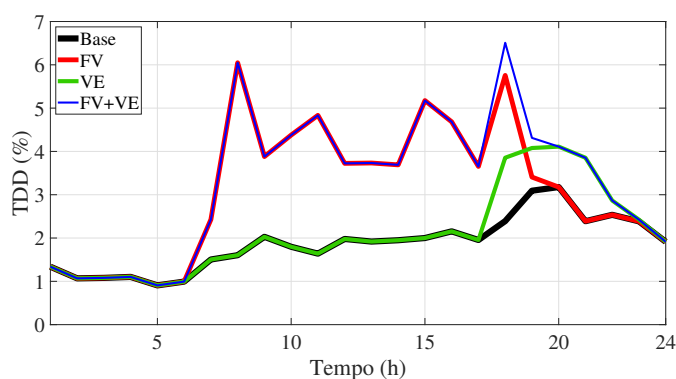
Os perfis de TDD ao longo do dia para os nós R1 e R18 são mostrados na Figura 34, onde se nota que, da mesma forma que os cenários anteriores, o perfil diário de distorção de corrente comporta-se de forma semelhante ao perfil de DTT, porém com valores mais elevados.

Os perfis de TDD são muito similares nos trechos distintos do sistema pela própria definição do índice, que tem como denominador I_L naquele trecho, além da proporção de cargas não lineares que é considerada nas simulações.

Figura 34: Perfil diário de TDD - Cenário: Alta penetração
(a) R1



(b) R18



Fonte: da autora

A Tabela 23 apresenta os percentis 95% dos TDD calculados ao longo de uma semana em R1 e R18, que apresentam valores muito próximos. Nota-se que os casos com inserção de sistemas FV têm maior TDD 95% como consequência dos picos causados nos momentos de baixa geração, vistos no perfil diário de TDD.

Tabela 23: TDD 95% em R1 e R18 - Cenário: Alta penetração

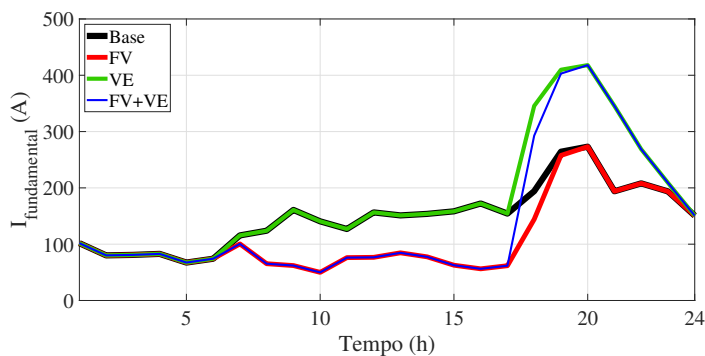
	R1	R18
Caso Base	3,13	3,09
Caso FV	5,75	5,76
Caso VE	4,20	4,08
Caso FV+VE	6,02	6,05

Contudo, o limite de 8% não é ultrapassado em nenhum dos casos. Todavia é importante salientar, novamente, que a razão I_{SC}/I_L está com valor muito próximo de 20, devido ao aumento da corrente máxima de demanda (I_L) causado pelos carregadores de VE. Se a razão chegar nesse valor, o limite de TDD passa a ser 5% e seria ultrapassado, nesse cenário, nos casos FV e FV+VE em ambos nós.

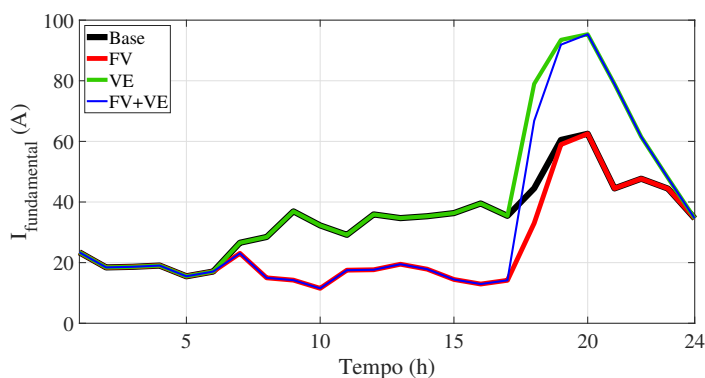
A Figura 35 mostra a variação da corrente fundamental ao longo de um dia útil no início do alimentador (R1) e no ramo que alimenta o nó R18, onde é visível o aumento da corrente de demanda em relação ao caso base no momento que os VE fazem a recarga, no final da tarde.

Figura 35: Corrente fundamental em um dia útil - Cenário: Alta penetração

(a) R1



(b) R18



Fonte: da autora

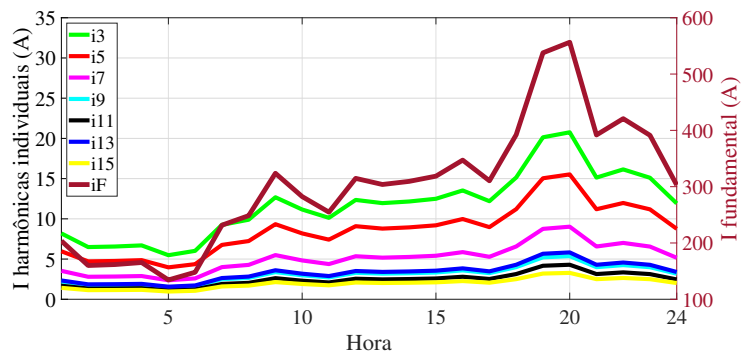
Destaca-se também a diferença na amplitude da corrente nos dois pontos distintos. A I_L utilizada para o cálculo de TDD é a corrente máxima considerando a recarga dos VE no horário de ponta, relativa a cada nó, que tem valor de $418A$ em R1 e de $95A$ em R18. Os dois nós apresentam valores TDD muito semelhantes ao longo do dia, no entanto a amplitude de harmônicas que circula em cada um é bem diferente. A magnitude das harmônicas individuais é avaliada em ampères na próxima seção para explorar mais essa característica.

4.5.6 Harmônicas individuais nos condutores de fase e neutro

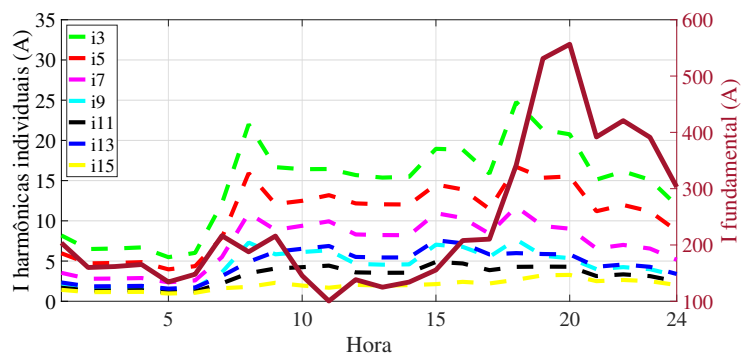
As correntes harmônicas individuais (i_n) e a fundamental (i_F), medidas da saída de BT do transformador que alimenta o sistema são apresentadas na Figura 36 para (a) o Caso base, (b) Caso FV, (c) Caso VE e (d) Caso FV+VE.

Figura 36 – Correntes harmônicas individuais circulando na saída do transformador - Cenário: Alta penetração

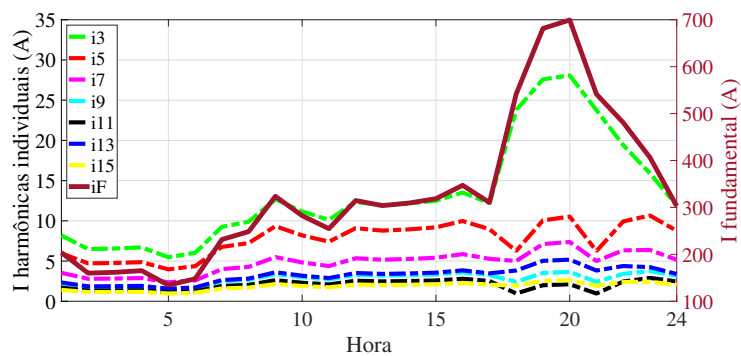
(a) Caso base



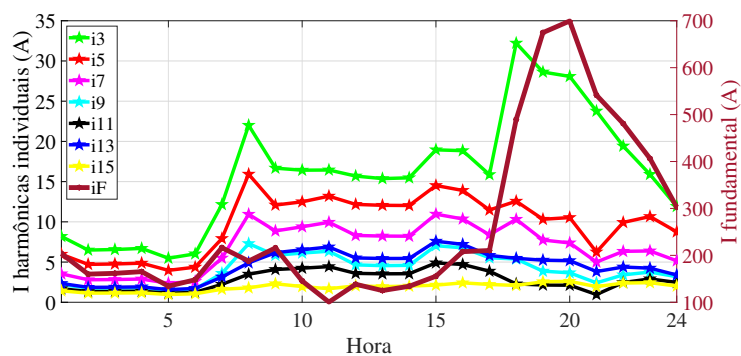
(b) Caso FV



(c) Caso VE



(d) Caso FV+VE



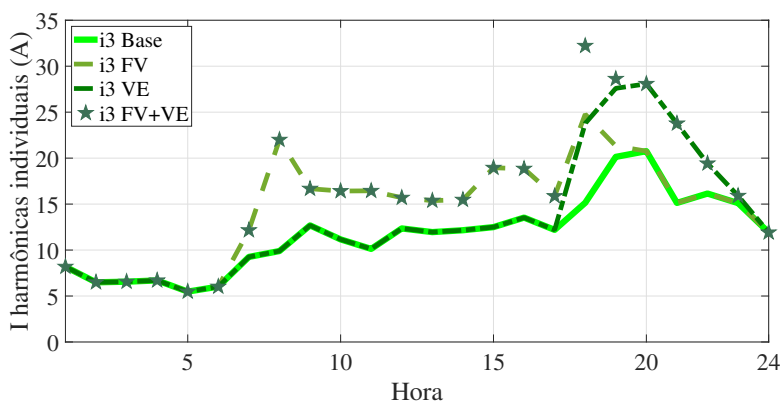
Fonte: da autora

Nota-se, em especial no comportamento da corrente fundamental, um aumento significativo nos casos que há carregamento de VE a partir de 18h e uma redução nos horários de geração nos casos com sistemas FV. Pode-se verificar também quais são as harmônicas mais significativas, onde a 3ª se destaca principalmente nos períodos que há recarga de VE.

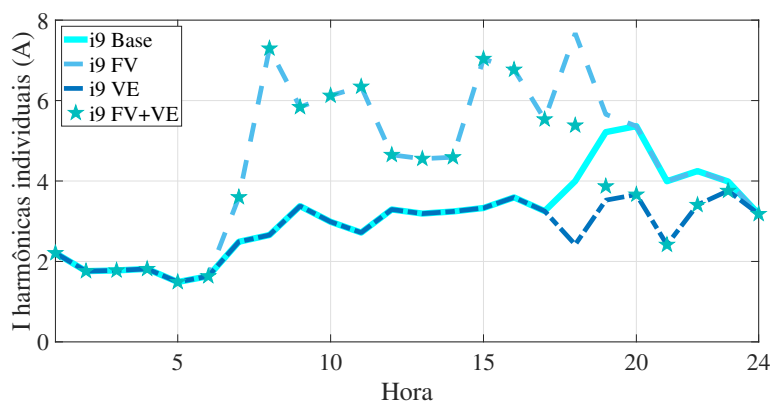
Com a finalidade de melhor comparar a variação das correntes harmônicas individuais entre os casos, são apresentadas para os quatro casos duas componentes individuais medidas na saída de BT do transformador, na Figura 37 (a) de 3ª ordem e (b) de 9ª ordem. É possível verificar de forma nítida que a componente de ordem 3 se destaca em magnitude.

Figura 37 – Correntes harmônicas individuais circulando na saída do transformador nos quatro casos - Cenário: Alta penetração

(a) 3ª ordem



(b) 9ª ordem

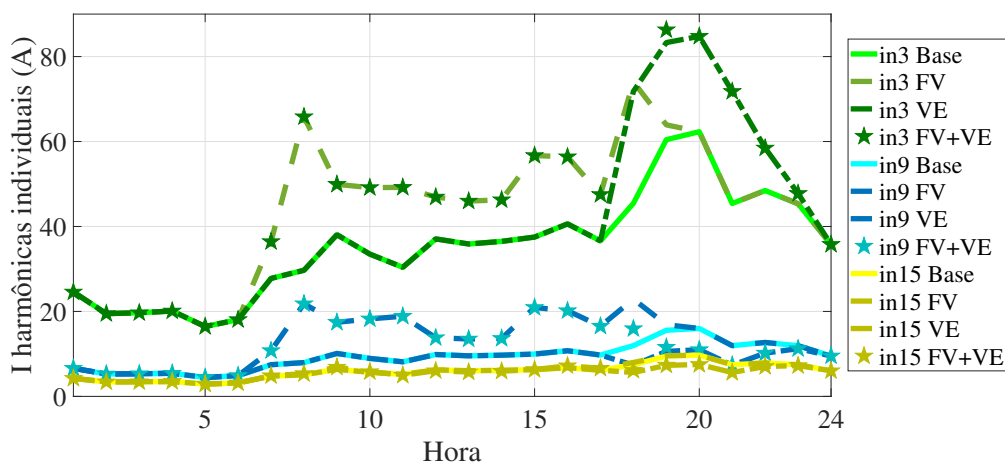


Fonte: da autora

Além disso, também é possível observar o comportamento das correntes harmônicas nos casos com carregador de VE que é anteriormente explorado para as harmônicas individuais de tensão. A única componente harmônica que, após as 18h com a conexão dos VE, aumenta em relação ao caso base é a 3ª, visto na Figura 37 (a). As demais componentes apresentam redução da magnitude da corrente com a inserção dos carregadores de VE, como a corrente harmônica de ordem 9 apresenta na Figura 37 (b).

A presença de harmônicas múltiplas de três em sistemas $Y_{aterrado}$ tem como uma das principais características o problema de circulação de tais componentes no neutro com amplitude três vezes maior do que na fase, em sistemas equilibrados. Esse distúrbio é verificado nas simulações e pode ser visto na Figura 38 que a amplitude das correntes múltiplas três na saída do transformador é cerca de três vezes maior no neutro do que na fase.

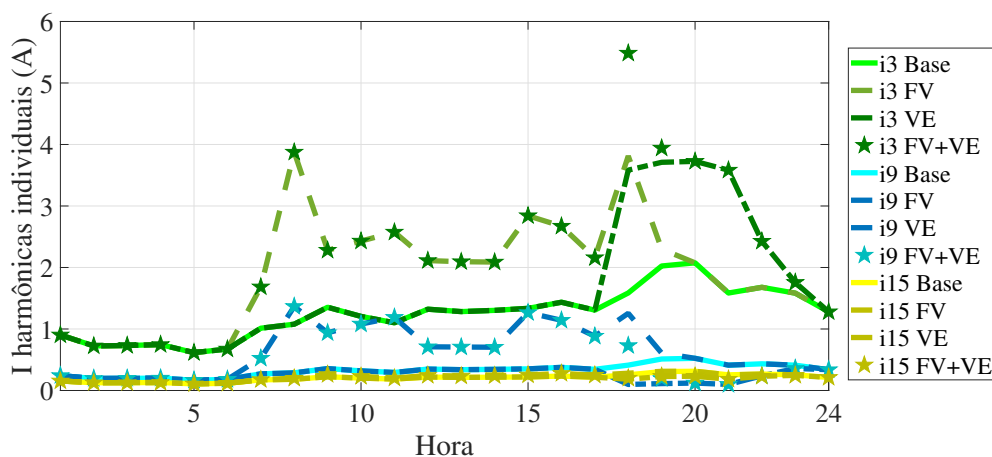
Figura 38 – Correntes harmônicas múltiplas de 3 circulando no neutro, na saída do transformador - Cenário: Alta penetração



Fonte: da autora

As figuras 39 e 40 mostram, respectivamente, as correntes harmônicas individuais na fase e no neutro da linha que alimenta o nó R18, no final da rede. Também se observa que as correntes harmônicas múltiplas de três circulando pelo neutro têm amplitude cerca de três vezes maior que na fase.

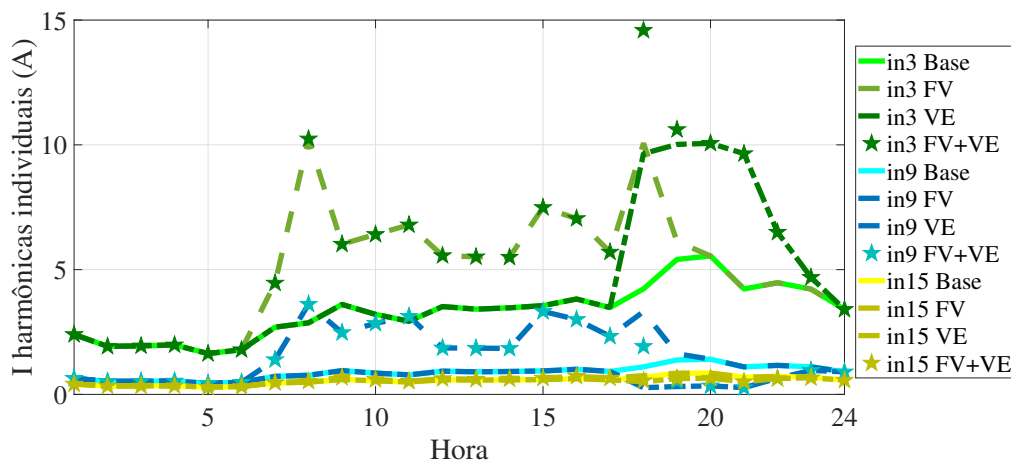
Figura 39 – Correntes harmônicas múltiplas de 3 circulando no condutor que alimenta o nó R18 - Cenário: Alta penetração



Fonte: da autora

Destaca-se que o nó R18 apresenta os maiores índices de DTT em todos os cenários. Contudo é interessante notar que a amplitude das correntes harmônicas que circulam nesse nó não é alta. O alto valor de distorção de tensão ocorre devido ao longo trecho de linha, que apresenta uma impedância elevada.

Figura 40 – Correntes harmônicas múltiplas de 3 circulando no neutro do nó R18 - Cenário: Alta penetração



Fonte: da autora

4.6 Cenário 4: Horário da recarga do VE - 1 a.m.

O quarto cenário considera a injeção de harmônicas por parte das cargas residenciais, que são mantidas iguais aos cenários 2 e 3; portanto, o caso base continua o mesmo. É considerado um alto nível de penetração de FV e VE com potência instalada de acordo com a Tabela 10. A diferença do atual cenário é que se considera um deslocamento da recarga dos VEs para a madrugada, onde a demanda é reduzida e há uma tendência a causar menos problemas de sobrecarga e subtensão. A recarga dos VE nesse cenário inicia à 1h.

Nesse cenário são apresentados apenas os tópicos que mostram diferenças causadas pela alteração do horário de recarga do VE, que é o objetivo da seção. São avaliados, então, o perfil diário de DTT e a sua variação em relação ao caso base, além do perfil da tensão fundamental. A distorção da corrente é avaliada pelo TDD ao longo do dia e o percentil 95% semanal para dois ramos do sistema, além do perfil da corrente fundamental e as harmônicas individuais em ampères.

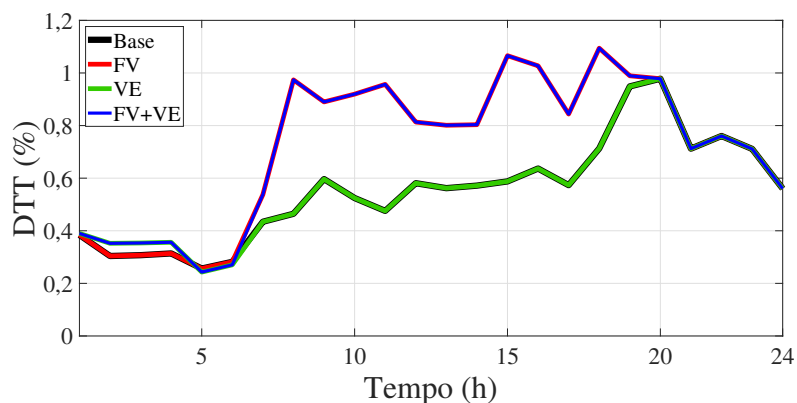
4.6.1 Distorção de tensão ao longo de um dia útil

A Figura 41 mostra o perfil diário de DTT nos quatro casos deste cenário, para os nós R1 e R18, e a Figura 42 apresenta a diferença no perfil diário de DTT dos três casos definidos em relação ao caso base, para melhor visualizar a influência de cada um

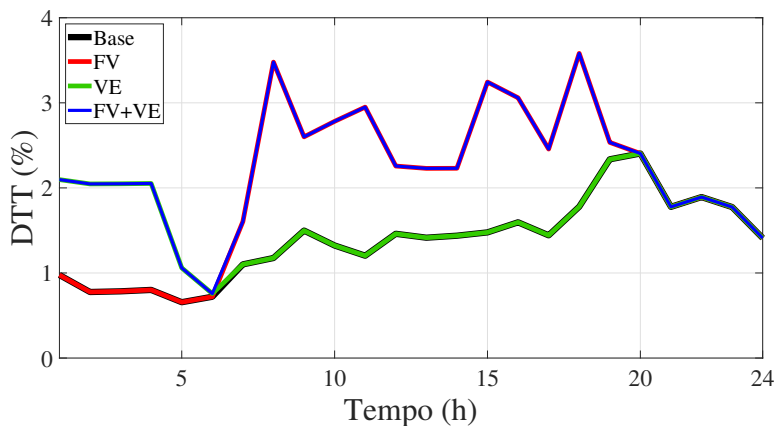
dos equipamentos. Destaca-se que nesse cenário não há momentos de simultaneidade de geração FV e recarga de VE.

Pelo perfil diário de DTT percebe-se que o limite do Prodist novamente não é excedido. O índice mantém-se abaixo de 4% em R18, de forma semelhante ao cenário 3, apenas com um deslocamento da variação para as primeiras horas do dia nos casos com carregadores VE.

Figura 41: Perfil diário de DTT nos quatro casos - Cenário: Recarga de VE 1 a.m.
(a) em R1



(b) em R18



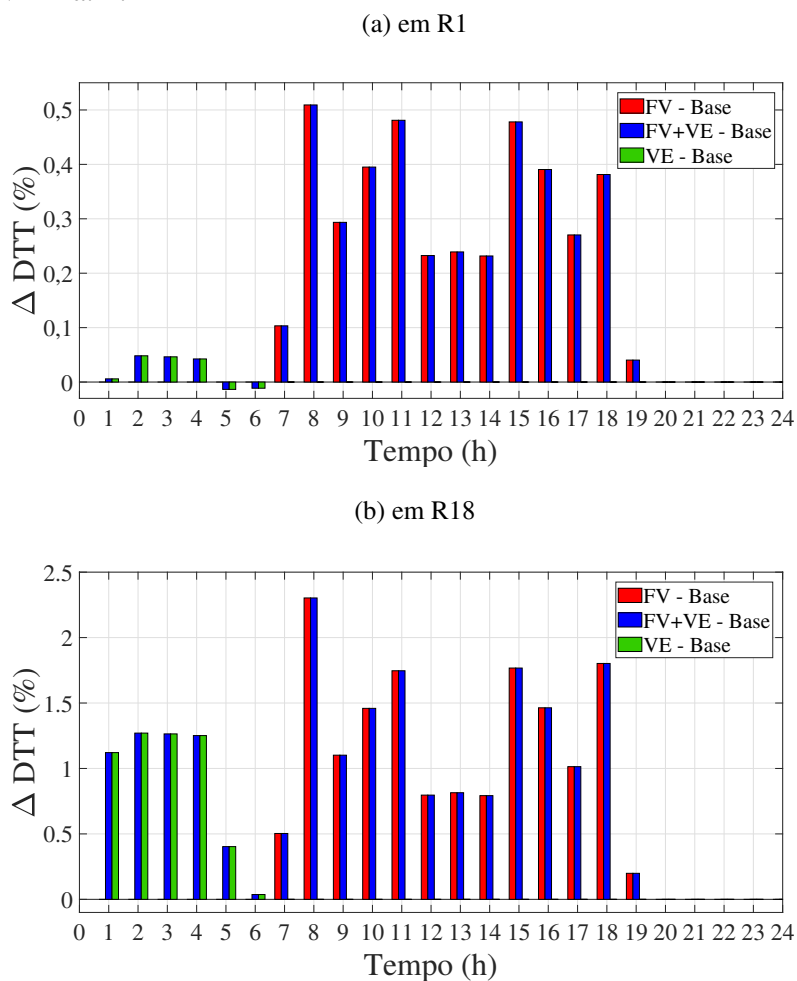
Fonte: da autora

Nota-se que a diferença de DTT em R18, Figura 42 (b), causada pelos carregadores de VE é maior se comparada ao cenário 3, com conexão para recarga às 18h. O aumento da DTT devido à recarga de VE fica acima de 1% nas primeiras horas do dia, enquanto no cenário 2 fica abaixo de 0,5%. Contudo, o valor da DTT em si é menor nas primeiras horas do dia e mantém-se, mesmo com o maior aumento, mais baixo que a DTT no horário de ponta.

A interação entre as harmônicas muda de acordo com o que está circulando na rede naquele momento. Como nesse horário da madrugada a distorção causada pela carga é menor, as componentes harmônicas têm amplitude menor no caso base. Elas continuam

a se cancelar parcialmente com as harmônicas dos carregadores de VE; no entanto não é vista redução de DTT como acontece no cenário 3 em R1, onde há um cancelamento maior que chega a causar a redução do índice. Isso ocorre devido à amplitude das harmônicas da carga que são maiores no final do dia.

Figura 42 – Diferença no DTT dos casos característicos em relação ao caso base - Cenário: Recarga de VE 1 a.m.

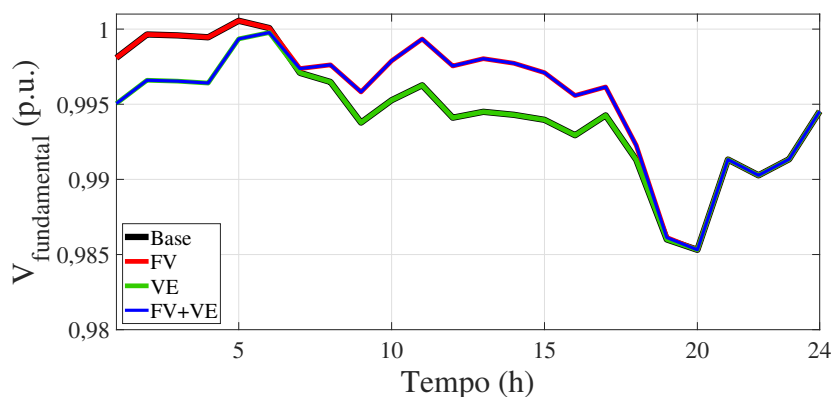


Fonte: da autora

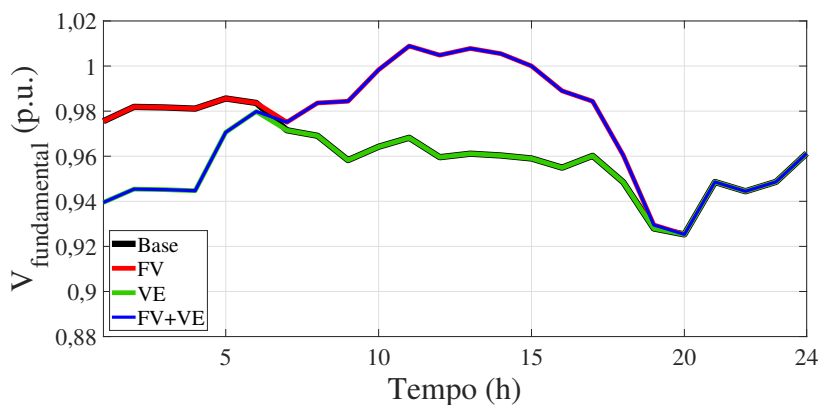
A variação da tensão fundamental ao longo de um dia útil, para os nós R1 e R18, é apresentada na Figura 43, onde se vê uma melhora no perfil de tensão com a coordenação do horário de recarga. Não são atingidos valores de tensão precária, mesmo com alta penetração.

Dessa forma, o deslocamento da recarga dos VE para um horário com menos carga causa menor impacto do ponto de vista da tensão fundamental e também da DTT.

Figura 43: Tensão fundamental para os quatro casos - Cenário: Recarga de VE 1 a.m.
(a) em R1



(b) em R18



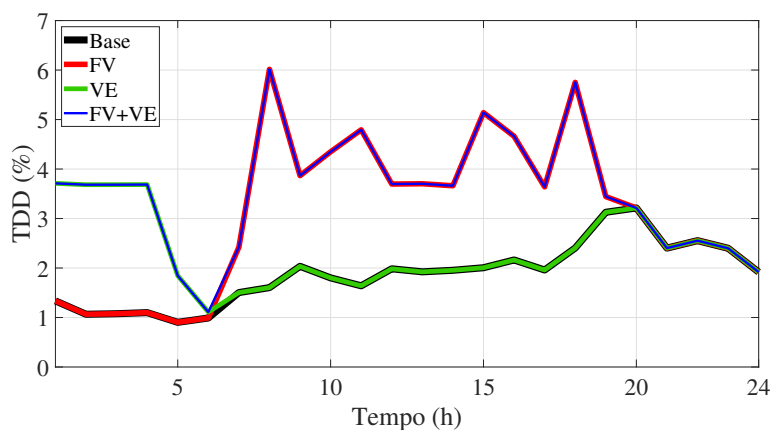
Fonte: da autora

4.6.2 Distorção de corrente

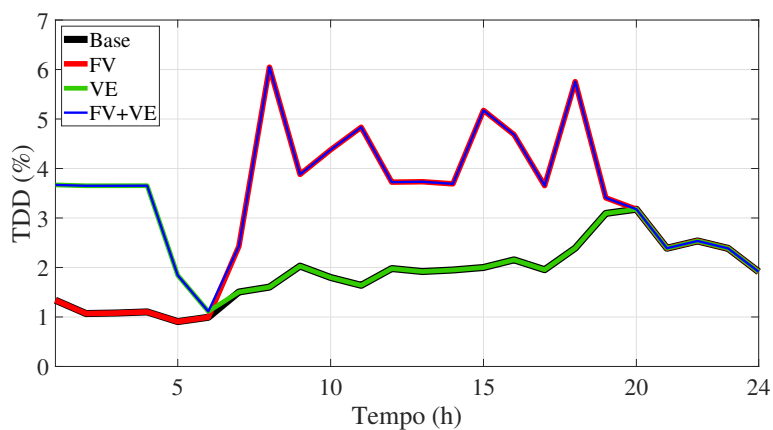
O perfil de TDD calculado ao longo das 24h de um dia útil é exposto na Figura 44 (a) para o nó R1 e (b) para o nó R18. Este cenário também apresenta curvas muito similares para os dois trechos e uma relação de similaridade entre curva de TDD e DTT é vista no nó R18.

O nó R1 não apresenta, contudo, uma variação significativa de DTT devido à conexão dos VE para recarga nas primeiras horas do dia, visto na Figura 41 (a). Isso indica que há sim um aumento das correntes harmônicas circulando no nó R1 nesse período, visto pelo TDD na Figura 44 (a), mas não o suficiente para causar uma variação significativa na distorção de tensão, devido à amplitude das harmônicas.

Figura 44: Perfil diário de TDD - Cenário: Recarga de VE 1 a.m.
(a) em R1



(b) em R18



Fonte: da autora

A Tabela 24 mostra os valores obtidos de TDD 95% referentes a uma semana para as correntes em R1 e R18, que apresentam valores muito similares nos dois pontos. Como já é visto no perfil diário e nos outros cenários, o TDD apresenta comportamento muito parecido nos trechos distintos do sistema.

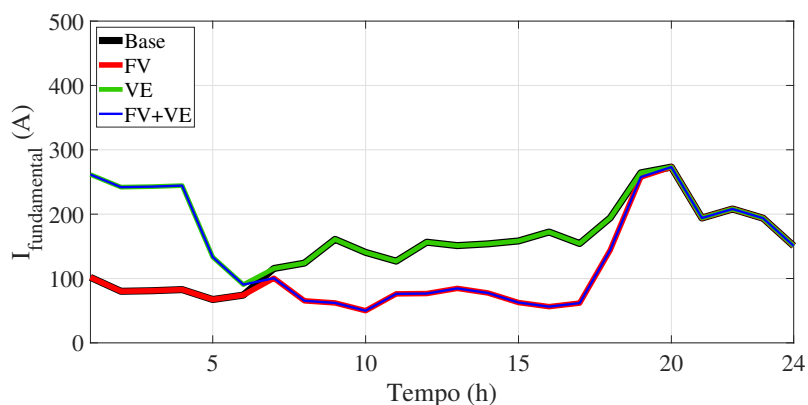
Tabela 24: TDD 95% em R1 e R18 - Cenário: Recarga de VE 1 a.m.

	R1	R18
Caso Base	3,13	3,09
Caso FV	5,75	5,76
Caso VE	3,71	3,67
Caso FV+VE	5,75	5,76

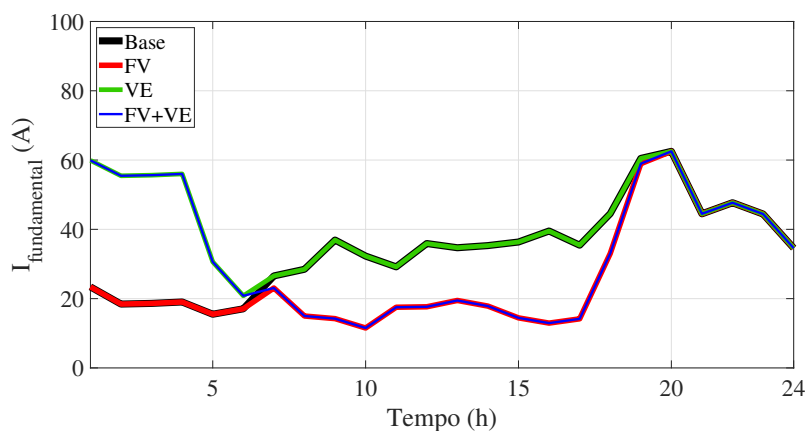
O caso VE apresenta uma pequena redução, se comparado ao TDD 95% do cenário 3, devido à alteração do horário da recarga, que reduz também o índice no caso FV+VE. Da mesma forma que no cenário com a recarga às 18h, o índice é maior nos casos com sistemas FV.

Na Figura 45 pode-se verificar que há uma redução na variação da corrente fundamental com a recarga dos VE iniciando à 1h, de forma a evitar que a corrente atinja valores tão elevados no final do dia. Para avaliar o TDD de forma coerente é considerado, para os cálculos, I_L como a máxima corrente atingida, por nó, no pior cenário, que é com a recarga no horário de ponta.

Figura 45: Corrente fundamental - Cenário: Recarga de VE 1 a.m.
(a) em R1



(b) em R18



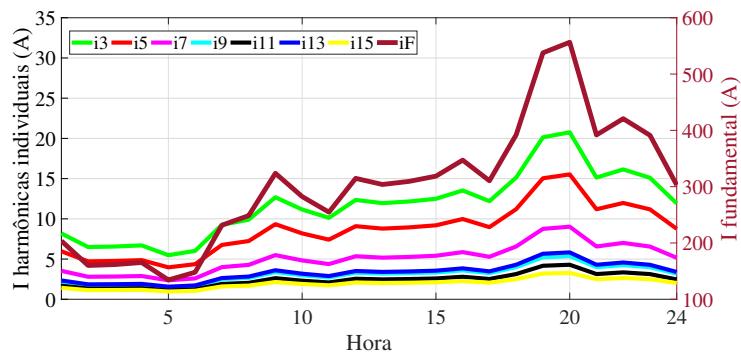
Fonte: da autora

Para apresentar uma melhor comparação entre os cenários 3 e 4 das correntes harmônicas que circulam no sistema, são apresentadas na Figura 46 as componentes individuais de corrente incluindo a fundamental na saída do transformador para os quatro casos: (a) Base (b) FV (c) VE (d) FV+VE.

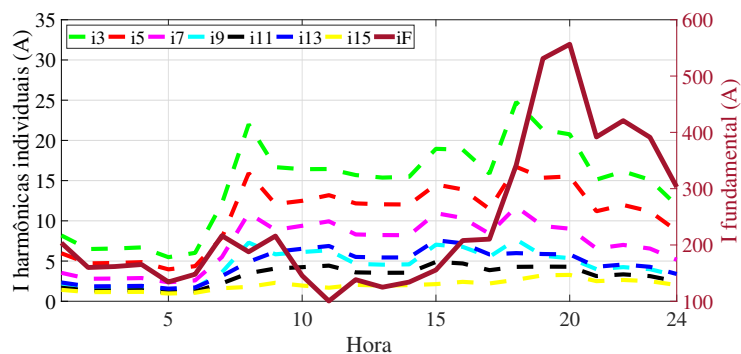
Fazendo uma comparação com a Figura 36, que apresenta as correntes individuais no cenário com recarga às 18h, percebe-se que a principal diferença está no aumento da 3ª harmônica nos períodos que há conexão dos VE para recarga, que passa a ocorrer nas primeiras horas do dia na Figura 46. Contudo nota-se uma melhora no cenário com a recarga iniciando à 1h, pois a terceira harmônica não atinge valores tão elevados no horário de ponta. O mesmo acontece com a corrente fundamental.

Figura 46 – Correntes harmônicas individuais circulando na saída do transformador - Cenário: Recarga do VE 1a.m.

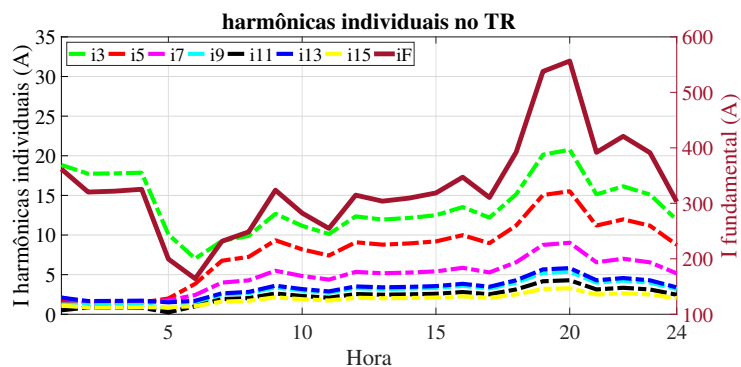
(a) Caso Base



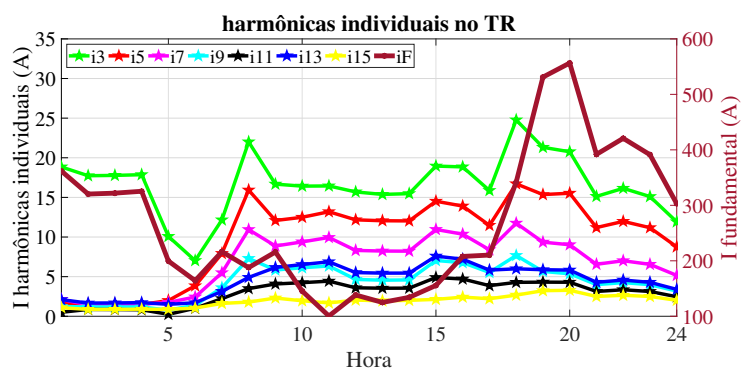
(b) Caso FV



(c) Caso VE



(d) Caso FV+VE



Fonte: da autora

4.7 Síntese dos resultados

Esta seção visa sumarizar e destacar os principais resultados e análises realizadas a partir das simulações.

- *Cenário 1: Sem distorção na rede*

Este cenário diferencia-se por não apresentar distorção harmônica no caso base e, portanto, os únicos elementos não lineares do sistema são os sistemas FV e os carregadores de VE.

Como consequência de não haver outros elementos não lineares, também não há cancelamento ou redução de DTT. Portanto, a tendência é de causar uma maior variação no índice (Δ DTT). A única interação entre diferentes elementos não lineares acontece no período de simultaneidade de geração FV e recarga de VE entre 18h e 19h no caso FV+VE. Nesse período verifica-se que a DTT apresenta um aumento, mas não tem comportamento aditivo; algumas harmônicas se somam enquanto outras se cancelam e, dessa forma, devido aos ângulos de fase individuais, elas não se adicionam totalmente.

Contudo, mesmo com maior Δ DTT, no pior caso, o índice em si apresenta nas medições relativas a uma semana um DTT que não ultrapassa 2,5% em 95% das medidas, o que está muito abaixo do limite do Prodist de 10%.

Quanto à tensão fundamental verifica-se que, devido à alta penetração de carregadores de VE conectados no horário de ponta, ela atinge 0,89 p.u. e entra na faixa de tensão precária entre 18h e 21h. Portanto são constatados problemas de sub-tensão que necessitam de uma ação corretiva para mitigação antes de verificar-se problema de distorção harmônica.

A distorção de corrente é quantificada por meio do TDD e atinge o valor máximo de 4,9% no percentil 95% semanal, mantendo-se abaixo do limite de 8% do IEEE Std.519.

No entanto se destaca que o limite é definido de acordo com a razão I_{SC}/I_L do sistema. A inserção de carregadores de VE causa um aumento de I_L e esta razão fica em torno de 22,8 em todos os nós. Caso a razão tivesse o valor de 20, que é muito próximo, seria classificada em outra faixa de acordo com o IEEE Std. 519, onde o limite é de 5% e, nessa situação, o TDD estaria muito próximo do limite.

- *Cenário 2: Baixa penetração*

Esse cenário caracteriza-se por considerar uma baixa penetração de sistemas FV e carregadores de VE em uma rede já poluída do ponto de vista da distorção harmônica, com a recarga de VE iniciando às 18h.

Percebe-se que nesse cenário as harmônicas da carga, que já estão presentes na rede no caso base antes da conexão de sistemas FV e carregadores VE, têm valor mais significativo e a variação devido à conexão dos sistemas FV e dos carregadores VE é pequena.

Os piores valores atingidos dos percentis 95% semanais de tensão e corrente foram 2,42% de DTT e 3,33% de TDD, o que está muito abaixo dos limites. A tensão fundamental também não apresenta grande variação para essa potência instalada de VE; atinge nível de tensão precária apenas em dias úteis entre 19h e 20h. Portanto, nesse cenário não são verificados impactos significativos do ponto de vista de distorção harmônica tampouco no perfil de tensão.

- *Cenário 3: Alta penetração*

Esse cenário é o que teve seu comportamento mais explorado pois, dentre os cenários simulados, é o que apresenta mais estresse ao sistema. Considera um alto nível de penetração de sistemas FV e carregadores de VE com recarga iniciando às 18h. Há, portanto, um aumento significativo de carga no horário de ponta e considera também a rede já poluída por cargas não lineares residenciais no caso base.

Uma característica interessante possível de observar nesse cenário é a interação entre as harmônicas das cargas presentes na rede com as harmônicas dos sistemas FV e dos carregadores de VE, que não fica tão visível no cenário de baixa penetração.

Nesse cenário foi verificada uma redução no índice DTT em R1 nos intervalos com carregadores de VE conectados e esse comportamento é averiguado por meio de análise das harmônicas individuais.

A partir das componentes individuais verifica-se que com a conexão dos sistemas FV todas as harmônicas individuais aumentam em relação ao base. Isso indica que a resultante entre harmônicas da carga e do sistema FV tende a ter amplitude maior do que as harmônicas apenas da carga, devido ao ângulo de fase delas.

Já as componentes harmônicas resultantes da interação entre cargas e carregadores de VE apresentam um comportamento diferente. A 3ª harmônica é a única componente que apresenta uma resultante com magnitude maior que no caso base. As demais componentes harmônicas apresentam a magnitude resultante menor, devido aos ângulos de fase. Essa redução das componentes harmônicas diferentes de 3, devida aos carregadores de VE, é suficiente para causar a redução de DTT vista no nó R1.

Quanto ao valor da DTT, o valor mais alto de percentil 95% da semana atingido nos casos simulados desse cenário é 3,48%, que fica bem abaixo do limite. A TDD

chega a apresentar valor de 6% no percentil 95% semanal, o que é abaixo do limite de 8%. Entretanto ressalta-se novamente que a razão I_{SC}/I_L está muito próxima de 20 e nessa situação o limite seria 5%, tornando a distorção de corrente um fator preocupante.

O valor da tensão fundamental seria o impacto mais relevante nesse cenário, pois viola os limites de tensão adequada do PRODIST em dias úteis, sábado e domingos devido à conexão dos VE para recarga no horário de ponta. Isto demandaria uma medida de mitigação deste problema antes de haver problemas de harmônicas.

- *Cenário 4: Recarga de VE 1 a.m.*

Esse cenário diferencia-se pelo deslocamento da recarga dos VE do horário de ponta para o período da madrugada, que possui menor demanda, e se espera menos impacto no valor da tensão.

Observa-se que a ΔDTT no nó R18 causada pela conexão de VE é maior nesse cenário do que no cenário com a recarga iniciando às 18h. Isso acontece pois a amplitude das harmônicas nas primeiras horas do dia é menor, diminuindo o efeito de cancelamento. Entretanto, mesmo com uma variação positiva maior na DTT, o valor do índice mantém-se mais baixo que no horário de ponta, melhorando o perfil diário.

Ainda há cancelamento parcial das harmônicas entre carga e VE, porém o efeito é menor porque as componentes da carga são menores e não foi suficiente para se ver a redução de DTT em R1 como no cenário 3.

Analisando as correntes harmônicas individuais nota-se que há sim um aumento das componentes circulando nas primeiras horas do dia, em especial a de 3ª ordem, que são muito baixas sem os VE conectados nesse horário. Contudo, isso não afeta de forma significativa a distorção da tensão e, portanto, melhora o comportamento do sistema do ponto de vista da DTT.

A tensão fundamental também apresenta uma melhora considerável nesse cenário em relação ao cenário 3, que tem recarga iniciando às 18h, de forma que não são atingidos valores de tensão precária em nenhum momento.

- *Em todos os cenários*

Observa-se que a inserção de carregadores de VE causa grande impacto na tensão fundamental, principalmente com recarga às 18h, porém causa menor diferença nos índices de distorção harmônica. Tem maior tendência a cancelar-se com as harmônicas da carga, reduzindo a amplitude das mesmas.

Os sistemas FV têm comportamento contrário e causam mais distorção de tensão. Contudo é importante salientar que é considerada uma maior potência instalada

de sistemas FV do que de carregadores VE e, também, que eles ficam conectados na rede durante um intervalo de tempo maior.

Os momentos que os sistemas FV causam maior distorção de tensão não coincidem com o intervalo de maior geração, e sim com os períodos de início de final do dia, quando a potência gerada é pequena, mas a distorção das formas de onda é maior e isso é suficiente para afetar a distorção de tensão.

Nos cenários simulados, o intervalo de simultaneidade entre geração FV e carregamento de VE acontece apenas entre 18h e 19h. Nesse intervalo observa-se um aumento nos índices de distorção harmônica, porém as componentes harmônicas não se somam totalmente; algumas aumentam e outras se cancelam em parte.

É verificado que a componente harmônica de 3ª ordem é a mais relevante e, em especial com a conexão de VE, quando ela aumenta consideravelmente em relação ao caso base. Como consequência do fluxo de correntes harmônicas múltiplas de 3 no circuito que possui conexão $Y_{aterrado}$, são vistas correntes elevadas circulando pelo condutor de neutro.

5 CONCLUSÕES

Este trabalho apresenta um estudo do comportamento dos índices de distorção harmônica ao longo do dia, considerando a conexão de sistemas FV e carregadores de VE em cenários distintos.

A metodologia proposta é capaz de prover os resultados necessários para análise do perfil diário de distorção harmônica e possibilita realizar um comparativo da influência nos índices em diferentes situações impostas ao sistema. A modelagem é implementada com a integração dos programas MATLAB® e OpenDSS. Pode-se destacar a flexibilidade da codificação implementada, que é capaz de ser adaptada para distintos equipamentos e critérios, bastando considerar outros dados de entrada para formular cenários diferentes.

Quando não há harmônicas na rede antes da conexão de sistemas FV e carregadores de VE, não há componentes de fontes não lineares distintas para interação (apenas nos períodos de operação simultânea dos dois equipamentos). Portanto há uma variação maior do índice (ΔDTT), embora os índices de DTT em si apresentem valores baixos.

Com alto nível de penetração e harmônicas na rede percebe-se um aumento no perfil de DTT, contudo não em níveis alarmantes. Os resultados indicam que problemas de tensão seriam constatados antes de altos níveis de distorção harmônica na tensão serem observados. Nesse cenário observa-se de forma mais evidente a interação resultante da presença de diferentes elementos não lineares, onde se verifica que os carregadores de VE modelados têm harmônicas características que tendem a se cancelar com as harmônicas das cargas do sistema por possuírem ângulos de fase com diferença maior de 90° . Isto chega a causar a redução da DTT em parte da rede. Já os sistemas FV apresentam características opostas, ângulos de fase com diferença menor que 90° em relação às cargas e, portanto, as harmônicas tendem a se somar e sempre causam aumento de DTT nesse caso.

O deslocamento da recarga do horário de ponta para um período com menor carga apresenta melhoras tanto na tensão como nos índices de distorção. Por haver menos harmônicas circulando no horário da madrugada, a interação com as harmônicas do carregador de VE é menor (causa maior ΔDTT) e essa variação é o que resultaria na diminuição do índice. Contudo, mesmo não acontecendo essa redução de DTT vista no

cenário com recargas às 18h, os valores da DTT em si ficam menores nesse horário e por esse motivo considera-se que houve melhora do desempenho da rede.

Verifica-se a relevância dos ângulos de fase das componentes harmônicas individuais no cálculo dos harmônicos ao longo da rede, pois isso define como diferentes equipamentos irão interagir e se a componente resultante será maior ou menor que as individuais. Essa interação pode aumentar ou reduzir a distorção total de tensão (DTT), como foi visto nos resultados.

Verifica-se também a importância da realização de simulações diárias, que consideram a variação de potência consumida e gerada, além dos períodos de operação simultânea dos diferentes elementos modelados. Isso viabiliza uma análise mais detalhada da influência dos equipamentos em cada caso. Uma das características que é verificada nas simulações ao longo do dia é que os sistemas FV causam mais distorção de tensão que os carregadores de VE e, especificamente, que os intervalos onde há maior DTT não coincidem com o intervalo de máxima geração. O sistema FV injeta corrente com mais harmônicas nos períodos de baixa geração, que, mesmo com baixa amplitude, é suficiente para causar os maiores índices observados de distorção da tensão.

A distorção de corrente, que é avaliada pelo TDD, mantém-se abaixo do limite em todas as simulações. Todavia é importante destacar que de acordo com o IEEE Std.519 esse limite é definido para faixas de valores da razão I_{SC}/I_L . O aumento da inserção de carregadores de VE causa um aumento da corrente máxima de demanda (I_L) e uma diminuição na razão que conseqüentemente reduz o limite. Nesse sistema, a razão fica muito próxima de 20, onde se enquadraria em outra faixa, na qual o limite é menor e os valores de TDD seriam preocupantes.

De forma geral, no sistema utilizado e com os equipamentos modelados não são verificadas elevações consideráveis da distorção harmônica de tensão. Mesmo no final do alimentador, que é mais afetado por localizar-se após um trecho longo de linha, a DTT não excede o limite em nenhum dos cenários simulados e, portanto, a distorção harmônica não seria um fator limitante na instalação dos equipamentos.

5.1 Trabalhos futuros

A partir dos estudos desenvolvidos e com a análise dos resultados obtidos são verificadas e propostas algumas possibilidades de sequência da pesquisa:

- formular cenários considerando um sistema diferente, com curvas comerciais e estações de recarga de VE que operam durante o dia, e verificar, com isso, maiores períodos de simultaneidade entre geração FV e as recargas;
- realizar a modelagem de estações de recarga de VE considerando carregadores com características harmônicas e potências diferentes. Em especial carregadores de ní-

vel 3, com recarga rápida, que possuem uma potência elevada e devem causar maior impacto;

- elaborar cenários que utilizem dados de entrada com maior variabilidade, considerando mais curvas diferentes de carga e de geração. Por exemplo, uma curva de um dia nublado com baixa geração pode causar mais períodos de alta DTT;
- testar a metodologia considerando uma rede com menor corrente de curto circuito (I_{SC}) e verificar os limites de TDD, que já apresentaram valores próximos do limite com a I_{SC} utilizada;
- realizar modelagem dos elementos de forma monofásica, possibilitando análise mais realista e avaliação do desequilíbrio;
- verificar os resultados obtidos por meio de medições em sistemas reais.

REFERÊNCIAS

- ANEEL. **PRODIST - MÓDULO 8**: procedimentos de distribuição de energia elétrica no sistema elétrico nacional. [S.l.]: ANEEL, 2018.
- BASS, R.; ZIMMERMAN, N. **Impacts of electric vehicle charging on electric power distribution systems**. [S.l.: s.n.], 2013.
- BOLLEN, M. H.; GU, I. Y. **Signal processing of power quality disturbances**. [S.l.]: John Wiley & Sons, 2006. v. 30.
- BONNER, A. *et al.* Modeling and simulation of the propagation of harmonics in electric power networks. 1. Concepts, models, and simulation techniques. Task force on Harmonics Modeling and dimulation. **IEEE Transactions on Power Delivery**, [S.l.], v. 11, n. 1, p. 452–465, 1996.
- CEYLAN, O. *et al.* Assessment of harmonic distortion on distribution feeders with electric vehicles and residential PVs. *In*: INTERNATIONAL CONFERENCE ON POWER SYSTEMS (ICPS), 7., 2017, Shivajinagar, India. **Proceedings...** [S.l.: s.n.], 2017. p. 621–626.
- CHERIAN, E.; BINDU, G.; NAIR, P. C. Pollution impact of residential loads on distribution system and prospects of DC distribution. **Engineering Science and Technology, an International Journal**, [S.l.], v. 19, n. 4, p. 1655–1660, 2016.
- CIGRE. TASK FORCE: c6.04.02. **Benchmark Systems for Network Integration of Renewable and Distributed Energy**, [S.l.], p. 119, 2014.
- COLLIN, A. J. *et al.* Modelling of electric vehicle chargers for power system analysis. *In*: INTERNATIONAL CONFERENCE ON ELECTRICAL POWER QUALITY AND UTILISATION, 11., 2011, Lisbon, Portugal. **Proceedings...** [S.l.: s.n.], 2011. p. 1–6.
- DUGAN, R. C.; MCGRANAGHAN, M. F.; BEATY, H. W. **Electrical power systems quality**. [S.l.]: New York, NY: McGraw-Hill, 1996.

- DUGAN, R.; MONTENEGRO, D. **Reference guide: the open distribution system simulator (opends)**. [S.l.]: Electric Power Research Institute - EPRI, 2018.
- FEKETE, K.; KLAIC, Z.; MAJDANDZIC, L. Expansion of the residential photovoltaic systems and its harmonic impact on the distribution grid. **Renewable energy**, [S.l.], v. 43, p. 140–148, 2012.
- IEEE. **Recommended practices and requirements for harmonic Control in Electrical Power Systems. IEEE Std 519TM** – 2014. [S.l.: s.n.], 2014.
- JIANG, C. *et al.* Method to assess the power-quality impact of plug-in electric vehicles. **IEEE Transactions on Power Delivery**, [S.l.], v. 29, n. 2, p. 958–965, 2014.
- KERSTING, W. H. **Distribution system modeling and analysis**. [S.l.]: CRC press, 2006.
- LUCAS, A. *et al.* Grid harmonic impact of multiple electric vehicle fast charging. **Electric Power Systems Research**, [S.l.], v. 127, p. 13–21, 2015.
- PALUDO, J. A. **Avaliação dos impactos de elevados níveis de penetração da geração fotovoltaica no desempenho de sistemas de distribuição de energia elétrica em regime permanente**. 2014. 100 p. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) — Universidade de São Paulo – USP, São Carlos, SP, 2014.
- PATSALIDES, M. *et al.* Towards the establishment of maximum PV generation limits due to power quality constraints. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, [S.l.], v. 42, n. 1, p. 285–298, 2012.
- PFENNINGER, S.; STAFFELL, I. **Renewables Ninja. Photovoltaic and wind power generation data**. Disponível em: <<https://www.renewables.ninja/>>. Acesso em: 15 jun. 2019.
- PULZ, L. T. C. **Uso de pseudomedidas em estimador de estados para cálculo de distorção harmônica em sistemas elétricos**. 2017. 100 p. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) — Universidade Federal do Rio Grande do Sul – UFRGS, Porto Alegre, RS, 2017.
- QIAN, K. *et al.* Modeling of load demand due to EV battery charging in distribution systems. **IEEE Transactions on Power Systems**, [S.l.], v. 26, n. 2, p. 802–810, 2011.
- SEME, S. *et al.* Power quality experimental analysis of grid-connected photovoltaic systems in urban distribution networks. **Energy**, [S.l.], v. 139, p. 1261–1266, 2017.

SHARMA, H.; RYLANDER, M.; DORR, D. Grid Impacts Due to Increased Penetration of Newer Harmonic Sources. **IEEE Transactions on Industry Applications**, [S.l.], v. 52, n. 1, p. 99–104, Jan 2016.

TOVILOVIĆ, D. M.; RAJAKOVIĆ, N. L. The simultaneous impact of photovoltaic systems and plug-in electric vehicles on the daily load and voltage profiles and the harmonic voltage distortions in urban distribution systems. **Renewable Energy**, [S.l.], v. 76, p. 454–464, 2015.

VILLALVA, M. G. *et al.* **Conversor eletrônico de potência trifásico para sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica**. 2010. 292 p. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) — UNICAMP, Campinas, SP, 2010.

WANG, Y. *et al.* Characteristics of harmonic distortions in residential distribution systems. **IEEE Transactions on Power Delivery**, [S.l.], v. 32, n. 3, p. 1495–1504, 2017.

YILMAZ, M.; KREIN, P. T. Review of battery charger topologies, charging power levels, and infrastructure for plug-in electric and hybrid vehicles. **IEEE Transactions on Power Electronics**, [S.l.], v. 28, n. 5, p. 2151–2169, 2012.