

UNIVERSIDADE FEDERAL DE PERNAMBUCO
CENTRO DE TECNOLOGIA E GEOCIÊNCIAS
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

REGINA MARIA DE LIMA NETA

**ANÁLISE DOS IMPACTOS DO CARREGAMENTO
DE VEÍCULOS ELÉTRICOS NA QUALIDADE DE
ENERGIA EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO**

VIRTUS IMPAVIDA

Recife
2014.

UNIVERSIDADE FEDERAL DE PERNAMBUCO
CENTRO DE TECNOLOGIA E GEOCIÊNCIAS
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

**ANÁLISE DOS IMPACTOS DO CARREGAMENTO
DE VEÍCULOS ELÉTRICOS NA QUALIDADE DE
ENERGIA EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO**

por

REGINA MARIA DE LIMA NETA

Dissertação submetida ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Pernambuco como parte dos requisitos para a obtenção do grau de Mestre em Engenharia Elétrica.

ORIENTADOR: MANOEL AFONSO DE CARVALHO JÚNIOR, Ph.D.

CO-ORIENTADORA: MILDE MARIA DA SILVA LIRA, DSc.

Recife, Dezembro de 2014.

© Regina Maria de Lima Neta, 2014

Catálogo na fonte
Bibliotecária Valdicéa Alves, CRB-4 / 1260

- L734a Lima Neta. Regina Maria de.
Análise dos impactos do carregamento de veículos elétricos na qualidade de energia em redes de distribuição / Regina Maria de Lima Neta - Recife: O Autor, 2014.
129 folhas, Il. Abr. e Tabs.
- Orientador: Prof. PhD. Manoel Afonso de Carvalho Júnior.
Coorientador: Prof. Dsc. Milde Maria da Silva Lira.
- Dissertação (Mestrado) – Universidade Federal de Pernambuco. CTG.
Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, 2014.
Inclui Referências e Anexos.
1. Engenharia Elétrica. 2. Veículo elétrico. 3. Qualidade energia. 4. Harmônicos.
5. ATP. 6. MATLAB. I. Carvalho Júnior, Manoel Afonso de (Orientador). II. Lira, Milde Maria da Silva (Coorientadora). III. Título.

UFPE

621.3 CDD (22. ed.)

BCTG/2015 - 23



Universidade Federal de Pernambuco
Pós-Graduação em Engenharia Elétrica

PARECER DA COMISSÃO EXAMINADORA DE DEFESA DE
DISSERTAÇÃO DO MESTRADO ACADÊMICO DE

REGINA MARIA LIMA NETA

TÍTULO

***“ANÁLISE DOS IMPACTOS DO CARREGAMENTO DE VEÍCULOS
ELÉTRICOS NA QUALIDADE DE ENERGIA EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO”***

A comissão examinadora composta pelos professores: MANOEL AFONSO DE CARVALHO JÚNIOR, DEE/UFPE, RONALDO RIBEIRO BARBOSA DE AQUINO, DEE/UFPE, MILDE MARIA DA SILVA LIRA, DEE/UFPE e LUIZ ANTÔNIO MAGNATA DA FONTE, DEE/UFPE, sob a presidência do primeiro, consideram a candidata **REGINA MARIA LIMA NETA APROVADA.**

Recife, 19 de dezembro de 2014.

CECILIO JOSÉ LINS PIMENTEL
Coordenador do PPGE

MANOEL AFONSO DE CARVALHO JÚNIOR
Orientador e Membro Titular Interno

LUIZ ANTÔNIO MAGNATA DA FONTE
Membro Titular Externo

MILDE MARIA DA SILVA LIRA
Coorientadora e Membro Titular Externo

RONALDO RIBEIRO BARBOSA DE AQUINO
Membro Titular Interno

Dedico este trabalho à minha mãe, meu maior referencial na vida, cujos cuidados e dedicação me deram a esperança para seguir. Às minhas irmãs Ruth e Rebeca. E, ao meu querido pai, tenho certeza que se ele ainda estivesse entre nós, teria orgulho de mim.

AGRADECIMENTOS

Para aqueles que compartilharam dessa experiência enriquecedora e de plena superação que é o processo para obtenção do título de mestre, que muitas vezes pareceu ser uma tarefa interminável e enigmática e que somente se tornou realidade graças às muitas pessoas que participaram, direta ou indiretamente. A estes quero prestar o meu sincero agradecimento:

À Deus, toda a minha gratidão. Obrigado Senhor, pelo dom precioso da vida, pelo amor infinito pois sei que jamais conseguirei agradecê-lo o suficiente por tudo a mim concedido.

Ao meu orientador, Prof. Manoel Afonso de Carvalho Júnior, pela confiança, apoio, conselhos e, principalmente, por me conceder a oportunidade de realizar este trabalho.

À minha co-orientadora, Prof^a Milde Maria da Silva Lira pelo apoio, amizade, compreensão e conselhos acadêmicos.

À minha família, principalmente minha mãe, Maria Madalena de Lima, cujas orações e apoio incondicional tornaram possível a realização desse sonho. Amo-te! Às minhas maninhas, Ruth e Rebeca, que sempre me encorajaram a seguir em frente de um jeito ou de outro, mesmo quando eu achava que não era capaz.

Aos amigos do laboratório LDSP pela amizade sincera, apoio, compreensão, estímulo acadêmico, pelas convivências agradáveis e companhias animadas.

À Companhia Energética de Pernambuco (CELPE), pelo suporte financeiro e informações pertinentes no âmbito do programa de P&D ANEEL e que possibilitou a realização desta dissertação.

Ao CNPQ pelo suporte financeiro, ajuda essencial no desenvolvimento deste trabalho.

Resumo da Dissertação apresentada à UFPE como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Mestre em Engenharia Elétrica.

ANÁLISE DOS IMPACTOS DO CARREGAMENTO DE VEÍCULOS ELÉTRICOS NA QUALIDADE DE ENERGIA EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO

Regina Maria de Lima Neta

Dezembro/2014

Orientador: Manoel Afonso de Carvalho Júnior, Ph.D.

Co-Orientadora: Milde Maria da Silva Lira, DSc.

Área de Concentração: Processamento de Energia.

Palavras-chave: Veículo Elétrico, Qualidade Energia, Harmônicos, ATP, MATLAB.

Número de Páginas: xiii+115.

RESUMO: O presente trabalho propõe avaliar o impacto do carregamento de veículos elétricos (VEs) na Qualidade de Energia na Ilha de Fernando Noronha (IFN). A corrente de carga do VE possui fator de potência unitário, e injeta na rede uma corrente elétrica com THD de 22,3%. A análise harmônica do sistema elétrico da IFN foi desenvolvida em duas etapas. A primeira etapa consiste na modelagem dos equipamentos que produzem harmônicos tais como: carregadores de VEs – que são divididos em dois estágios, o primeiro é um conversor CA/CC, que tem a função de transformar a tensão alternada da rede em tensão contínua mantendo um alto fator de potência, o segundo estágio é um conversor CC/CC, que regula a tensão da bateria e controla a tensão e a corrente de saída do carregador; cargas harmônicas geradas pelos consumidores residenciais e comerciais - com dados reais de tensão e potências ativa e reativa fornecidos pela CELPE; e a fonte de geração distribuída. Já a segunda etapa refere-se à determinação dos modelos dos componentes do sistema elétrico: linhas de distribuição, transformadores e geradores. Os resultados obtidos mostraram que se 100 VEs forem carregados no horário noturno a tensão no final do alimentador estará reduzida a 0,95 pu; no entanto, se forem carregados no horário vespertino a tensão atingirá 0,94 pu. Neste contexto, existe a necessidade de que sejam tomadas medidas eficazes para a mitigação dos harmônicos quando os VEs se tornarem uma realidade no Brasil.

Abstract of Dissertation presented to UFPE as a partial fulfillment of the requirements for the degree of Master in Electrical Engineering.

ANALYSIS OF THE IMPACTS OF CHARGING ELECTRIC VEHICLES ON POWER QUALITY IN DISTRIBUTION NETWORKS

Regina Maria de Lima Neta

December/2014

Supervisors: Manoel Afonso de Carvalho Júnior, Ph.D; Milde Maria da Silva Lira, DSc.

Concentration Area: Energy Processing.

Keywords: Electrical Vehicle, Energy Quality, Harmonics, ATP, MATLAB.

Number of Pages: xiii+115.

ABSTRACT: This study proposes to assess the impact of charging electric vehicles (EVs) in Power Quality in Fernando Noronha Island (IFN). The EV charging current has unity power factor, and injects in the network with an electric current THD of 22.3%. The harmonic analysis of IFN electrical system was developed in two stages. The first step consists in modeling the devices produce harmonics such as: EV chargers - divided into two stages, the first is an AC / DC converter, which serves to transform the alternating line voltage into DC voltage and maintain a high factor power, the second stage is a DC / DC converter, that regulates the battery voltage and controls the voltage and current output of the charger; harmonic loads generated by residential and commercial consumers - with real data voltage and active and reactive power supplied by CELPE; and the source of distributed generation. The second step relates to determination the model of the electrical system components: distribution lines, transformers and generators. The results showed that if 100 EVs are charged at night the voltage at the end of the feeder will be reduced to 0.95 pu; however, if they are loaded in the afternoon will reach 0.94 pu. In this context, there is a need for effective measures are taken to mitigate the harmonics when EVs become a reality in Brazil.

SUMÁRIO

CAPÍTULO 1 - INTRODUÇÃO.....	1
CAPÍTULO 2 - MODELAGEM DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO.....	11
2.1. COMPONENTES DO SISTEMA ELÉTRICO SENSÍVEIS ÀS COMPONENTES HARMÔNICAS.....	11
2.1.1. GERADORES E MOTORES ELÉTRICOS	11
2.1.2. TRANSFORMADORES.....	12
2.1.3. CABOS.....	13
2.1.4. CAPACITORES	13
2.2. MODELAGEM DO GERADOR	15
2.3. MODELAGEM DO TRANSFORMADOR.....	16
2.4. MODELAGEM DA LINHA DE DISTRIBUIÇÃO	19
2.4.1. SIMULAÇÃO DA LINHA DE DISTRIBUIÇÃO.....	21
2.5. MODELAGEM DA CARGA.....	23
CAPÍTULO 3 - MODELAGEM DO CARREGADOR DO PHEV	25
3.1. TECNOLOGIAS DE BATERIAS.....	25
3.1.1. BATERIA DE CHUMBO-ÁCIDO	25
3.1.2. BATERIA DE NÍQUEL – HIDRETO METÁLICO	26
3.1.3. BATERIA DE LÍTIO-ION	27
3.1.4. BATERIA DE CLORETO DE SÓDIO – NÍQUEL	27
3.2. MÉTODOS PADRÃO DE RECARGA DO VEÍCULO ELÉTRICO	29
3.3. TOPOLOGIAS DE CARREGADORES DE BATERIAS DE VEs	32
3.3.1. TOPOLOGIA CONVENCIONAL DE CARREGADOR DE VE	33
3.3.2. TOPOLOGIA DE CARREGADOR DE VE COM PFC E <i>FULL BRIDGE</i>	35
3.3.3. TOPOLOGIA DE CARREGADOR DE VE COM CONTROLE PLL.....	36
3.4. TOPOLOGIA ADOTADA NAS SIMULAÇÕES	38
3.4.1. PRIMEIRO ESTÁGIO DO CARREGADOR - PFC	38
3.4.2. RESULTADOS DO PRIMEIRO ESTÁGIO DO CARREGADOR – PFC.....	43
3.4.3. SEGUNDO ESTÁGIO DO CARREGADOR – <i>FULL BRIDGE</i>	45
3.4.4. RESULTADOS DO SEGUNDO ESTÁGIO DO CARREGADOR – <i>FULL BRIDGE</i>	50
CAPÍTULO 4 - ESTUDO DE CASO - IFN	51
4.1. REDE DISTRIBUIÇÃO - IFN	51
4.1.1. CARACTERÍSTICAS ELÉTRICAS DO ALIMENTADOR FEN01F2.....	53
4.1.2. CENÁRIOS HARMÔNICOS DE CARGAS RESIDENCIAIS, COMERCIAIS, ILUMINAÇÃO E VE.....	57

4.1.3. USINA FOTOVOLTAICA - IFN.....	62
4.2. CARGAS HARMÔNICAS DO ALIMENTADOR FEN01F2.....	64
4.2.1. CARGAS HARMÔNICAS ALIMENTADOR FEN01F2 – 12H	64
4.2.2. CARGAS HARMÔNICAS ALIMENTADOR FEN01F2 – 21H	66
CAPITULO 5 - RESULTADOS DE SIMULAÇÃO.....	68
5.1. ANÁLISE DO ALIMENTADOR FEN01F2 – 12H.....	70
5.1.1. CASO 1: CARREGAMENTO DE 20 VES SOB TENSÃO NOMINAL - 12H	70
5.1.2. CASO 2: CARREGAMENTO DE 20 VES SOB TENSÃO COM DESEQUILÍBRIO DE 2% - 12H.....	73
5.1.3. CASO 3: CARREGAMENTO DE 50 VES SOB TENSÃO COM DESEQUILÍBRIO DE 2% - 12H.....	76
5.1.4. CASO 4: CARREGAMENTO DE 100 VES SOB TENSÃO COM DESEQUILÍBRIO DE 2% - 12H.....	79
5.2. ANÁLISE DO ALIMENTADOR FEN01F2 – 21H.....	83
5.2.1. CASO 1: CARREGAMENTO DE 20 VES SOB TENSÃO NOMINAL – 21H	83
5.2.2. CASO 2: CARREGAMENTO DE 20 VES SOB TENSÃO COM DESEQUILÍBRIO DE 2% - 21H.....	86
5.2.3. CASO 3: CARREGAMENTO DE 50 VES SOB TENSÃO COM DESEQUILÍBRIO DE 2% - 21H.....	89
5.2.4. CASO 4: CARREGAMENTO DE 100 VES SOB TENSÃO COM DESEQUILÍBRIO DE 2% - 21H.....	92
5.3. INTRODUÇÃO DE HARMÔNICOS NA MÉDIA TENSÃO EM FUNÇÃO DO DESEQUILÍBRIO DE TENSÃO.....	96
CAPITULO 6 - CONSIDERAÇÕES FINAIS.....	98
6.1. CONCLUSÃO.....	98
6.2. SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS	99
6.3. PUBLICAÇÕES.....	99
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	100
ANEXOS.....	105

LISTA DE FIGURAS

<i>Figura 1.1 - Comparação da Energia da Bateria do VE com a Energia da Gasolina.....</i>	<i>1</i>
<i>Figura 1.2 - Veículo Elétrico Híbrido Série</i>	<i>3</i>
<i>Figura 1.3 - Veículo Elétrico Híbrido Paralelo.....</i>	<i>4</i>
<i>Figura 1.4 - Efeito dos VEs nos Sistemas Elétricos.....</i>	<i>7</i>
<i>Figura 1.5 - Diagrama de blocos dos componentes do carregador de bateria do PHEV.....</i>	<i>8</i>
<i>Figura 2.1 - Diminuição da vida útil x sobretensão permanente em um capacitor.....</i>	<i>14</i>
<i>Figura 2.2 - Diagrama da Modelagem Harmônica do Gerador Síncrono.....</i>	<i>15</i>
<i>Figura 2.3 - Circuito Equivalente do Transformador Monofásico.....</i>	<i>16</i>
<i>Figura 2.4 - Modelo Harmônico do Transformador</i>	<i>17</i>
<i>Figura 2.5 - Harmônicas na Corrente de Magnetização em função da Tensão de Excitação</i>	<i>18</i>
<i>Figura 2.6 - Modelagem de Linha de Distribuição</i>	<i>19</i>
<i>Figura 2.7 - Método de Deri.....</i>	<i>20</i>
<i>Figura 2.8 - Comparação Modelos de linhas</i>	<i>22</i>
<i>Figura 2.9 - Representação da linha de distribuição considerando a condutância</i>	<i>22</i>
<i>Figura 2.10 - Modelo de Carga Harmônica.....</i>	<i>23</i>
<i>Figura 3.1- Diagrama Elétrico do PHEV.....</i>	<i>30</i>
<i>Figura 3.2 - Diagrama de Blocos do Carregador de VE</i>	<i>32</i>
<i>Figura 3.3 - Diagrama de Bloco de Modelo de Carregador Convencional.....</i>	<i>33</i>
<i>Figura 3.4 - Modelo de Carregador Convencional.....</i>	<i>33</i>
<i>Figura 3.5 - Ponte Retificadora a Diodos</i>	<i>34</i>
<i>Figura 3.6 - Conversor CC/CC Boost</i>	<i>34</i>
<i>Figura 3.7 - Diagrama em Bloco de Carregador com PFC e Full Bridge.....</i>	<i>35</i>
<i>Figura 3.8 - Modelo de Carregador de Bateria com PFC e Full Bridge.....</i>	<i>36</i>
<i>Figura 3.9 - Diagrama em Bloco de Carregador com Controle PLL</i>	<i>37</i>
<i>Figura 3.10 - Modelo de Carregador de Bateria com Controle PLL.....</i>	<i>37</i>
<i>Figura 3.11 - Primeiro Estágio do Carregador - PFC.....</i>	<i>39</i>
<i>Figura 3.12 - Diagrama de Blocos do Controle do PFC</i>	<i>41</i>
<i>Figura 3.13 - Características de Entrada do Estágio PFC.....</i>	<i>44</i>
<i>Figura 3.14 - Corrente de entrada do Carregador de VE.....</i>	<i>44</i>
<i>Figura 3.15 - Tensão de Saída do Estágio PFC.....</i>	<i>45</i>
<i>Figura 3.16 - Segundo Estágio do Carregador – Full Bridge.....</i>	<i>46</i>
<i>Figura 3.17 - Chaveamento PWM Unipolar</i>	<i>48</i>
<i>Figura 3.18 - Diagrama de Blocos do Controle do Full Bridge.....</i>	<i>49</i>
<i>Figura 3.19 - Tensão de saída do Estágio Full Bridge.....</i>	<i>50</i>
<i>Figura 4.1 - Diagrama Unifilar - IFN.....</i>	<i>52</i>
<i>Figura 4.2 - Estrutura típica de 13,8 kV da Celpe.....</i>	<i>53</i>

<i>Figura 4.3 - Diagrama Unifilar Alimentador FEN01F2</i>	54
<i>Figura 4.4 - Esquema Básico da Central Solar na IFN</i>	62
<i>Figura 4.5 - Harmônicos gerados por Inversor Trifásico</i>	63
<i>Figura 4.6 - Característica de Utilização e Recarga dos Veículos Elétricos</i>	64
<i>Figura 4.7 - Gráfico das Tensões nas Barras Alimentador FEN01F2 - 12 h</i>	65
<i>Figura 4.8 - Gráfico das Tensões nas Barras Alimentador FEN01F2 - 21 h</i>	67
<i>Figura 5.1 - Gráfico das Tensões nas Barras Alimentador FEN01F2 – Caso 1 – 12h</i>	71
<i>Figura 5.2 - Formas de Ondas das Tensões no Lado de Baixa Tensão – Caso 1 – 12h</i>	72
<i>Figura 5.3 - Formas de Ondas das Correntes Trifásicas no PAC – Caso 1 – 12h</i>	72
<i>Figura 5.4 - Gráfico das Tensões nas Barras Alimentador FEN01F2 – Caso 2 – 12h</i>	74
<i>Figura 5.5 - Formas de Ondas das Tensões no Lado de Baixa Tensão – Caso 2 – 12h</i>	75
<i>Figura 5.6 - Formas de Ondas das Correntes Trifásicas no PAC - Caso 2 – 12h</i>	75
<i>Figura 5.7 - Gráfico das Tensões nas Barras Alimentador FEN01F2 – Caso 3 – 12h</i>	77
<i>Figura 5.8 - Formas de Ondas das Tensões no Lado de Baixa Tensão – Caso 3 – 12h</i>	78
<i>Figura 5.9 - Formas de Ondas das Correntes Trifásicas no PAC - Caso 3 – 12h</i>	78
<i>Figura 5.10 - Gráfico das Tensões nas Barras Alimentador FEN01F2 – Caso 4 – 12h</i>	80
<i>Figura 5.11 - Formas de Ondas das Tensões no Lado de Baixa Tensão – Caso 4 – 12h</i>	81
<i>Figura 5.12 - Formas de Ondas das Correntes Trifásicas no PAC - Caso 4 – 12h</i>	81
<i>Figura 5.13 – Comparativo das tensões nas barras do alimentador – 12h</i>	82
<i>Figura 5.14 - Gráfico das Tensões nas Barras Alimentador FEN01F2 – Caso 1 – 21h</i>	84
<i>Figura 5.15 - Formas de Ondas das Tensões no Lado de Baixa Tensão – Caso 1 – 21h</i>	85
<i>Figura 5.16 - Formas de Ondas das Correntes Trifásicas no PAC – Caso 1 – 21h</i>	85
<i>Figura 5.17 - Gráfico das Tensões nas Barras Alimentador FEN01F2 – Caso 2 – 21h</i>	87
<i>Figura 5.18 - Formas de Ondas das Tensões no Lado de Baixa Tensão – Caso 2 – 21h</i>	88
<i>Figura 5.19 - Formas de Ondas das Correntes Trifásicas no PAC - Caso 2 – 21h</i>	88
<i>Figura 5.20 - Gráfico das Tensões nas Barras Alimentador FEN01F2 – Caso 3 – 21h</i>	90
<i>Figura 5.21 - Formas de Ondas das Tensões no Lado de Baixa Tensão – Caso 3 – 21h</i>	91
<i>Figura 5.22 - Formas de Ondas das Correntes Trifásicas no PAC - Caso 3 – 21h</i>	91
<i>Figura 5.23 - Gráfico das Tensões nas Barras Alimentador FEN01F2 – Caso 4 – 21h</i>	93
<i>Figura 5.24 - Forma de Onda das Tensões no Lado de Baixa Tensão – Caso 4 – 21h</i>	94
<i>Figura 5.25 - Forma de Onda das Correntes Trifásicas no PAC - Caso 4 – 21h</i>	94
<i>Figura 5.26 – Comparativo entre as tensões ao longo do alimentador – 21h</i>	95
<i>Figura 5.25 - Comportamento do THD de Tensão em 13,8 kV e 380 V em função do Desequilíbrio de Tensão</i>	96
<i>Figura 5.26 – Harmônicos Característicos na forma de onda de Tensão em 13,8 kV</i>	97

LISTA DE TABELAS

<i>Tabela 1.1 - Licenciamento total de automóveis e comerciais leves - Elétrico</i>	<i>7</i>
<i>Tabela 2.1 - Influência da Corrente de Magnetização do Transformador</i>	<i>17</i>
<i>Tabela 3.1 - Características dos Principais Tipos de Bateria</i>	<i>28</i>
<i>Tabela 3.2 - Especificações Técnicas da Bateria ZEBRA.....</i>	<i>28</i>
<i>Tabela 3.3 - Níveis de Recarga de VEs.....</i>	<i>30</i>
<i>Tabela 3.4 - Especificações Técnicas do Carregador de PHEV.....</i>	<i>38</i>
<i>Tabela 3.5 - Dados para o Cálculo do Indutor L1.....</i>	<i>40</i>
<i>Tabela 3.6 - Dados para o Cálculo do Capacitor C1</i>	<i>40</i>
<i>Tabela 3.7 - Dados do Controlador PI da Malha de Tensão.....</i>	<i>42</i>
<i>Tabela 3.8 - Dados do Controlador PI da Malha de Corrente.....</i>	<i>43</i>
<i>Tabela 3.9 - Dados do Transformador de Alta Frequência.....</i>	<i>46</i>
<i>Tabela 3.10 - Dados para o Cálculo do Indutor L2.....</i>	<i>47</i>
<i>Tabela 3.11 - Dados para o Cálculo do Capacitor C2.....</i>	<i>48</i>
<i>Tabela 3.12 - Dados do Controlador PI da Malha de Corrente.....</i>	<i>50</i>
<i>Tabela 4.1 - Unidades Geradoras IFN</i>	<i>51</i>
<i>Tabela 4.2 - Rede de Distribuição da IFN.....</i>	<i>52</i>
<i>Tabela 4.3 - Características dos Cabos de Cobre Nu.....</i>	<i>53</i>
<i>Tabela 4.4 - Parâmetros do Alimentador.....</i>	<i>53</i>
<i>Tabela 4.5 - Valores de Impedância dos Geradores do FEN01F2.....</i>	<i>54</i>
<i>Tabela 4.6 - Valores Padronizados Transformadores CELPE.....</i>	<i>55</i>
<i>Tabela 4.7 - Valores de Impedância dos Transformadores do FEN01F2</i>	<i>55</i>
<i>Tabela 4.8 - Dados dos Transformadores do Alimentador FEN01F2.....</i>	<i>55</i>
<i>Tabela 4.9 - Consumo Médio no Alimentador FEN01F2</i>	<i>56</i>
<i>Tabela 4.10 - Parâmetros das Linhas de Distribuição da IFN.....</i>	<i>56</i>
<i>Tabela 4.11 - Níveis de Consumo de Clientes Residenciais.....</i>	<i>57</i>
<i>Tabela 4.12 - Perfil Harmônico Consumidores Residenciais – consumo baixo - 12h.....</i>	<i>58</i>
<i>Tabela 4.13 - Perfil Harmônico Consumidores Residenciais – consumo baixo - 21h.....</i>	<i>58</i>
<i>Tabela 4.14 - Perfil Harmônico Consumidores Residenciais – consumo médio - 12h.....</i>	<i>58</i>
<i>Tabela 4.15 - Perfil Harmônico Consumidores Residenciais – consumo médio - 21h.....</i>	<i>58</i>
<i>Tabela 4.16 - Perfil Harmônico Consumidores Residenciais – consumo alto - 12h</i>	<i>59</i>
<i>Tabela 4.17 - Perfil Harmônico Consumidores Residenciais – consumo alto - 21h.....</i>	<i>59</i>
<i>Tabela 4.18 - Perfil Harmônico Consumidores Comerciais - 12h</i>	<i>60</i>
<i>Tabela 4.19 - Perfil Harmônico Consumidores Comerciais – 21h.....</i>	<i>60</i>
<i>Tabela 4.20 - Perfil Harmônico – Lâmpada de Vapor</i>	<i>60</i>

<i>Tabela 4.21 - Componentes Harmônicas - Carregador de VE.....</i>	<i>61</i>
<i>Tabela 4.22 - Carregamento dos Transformadores alimentador FEN01F2</i>	<i>61</i>
<i>Tabela 4.23 - Dados Central Solar - 12 h.....</i>	<i>63</i>
<i>Tabela 4.24 - Componentes Harmônicas – Usina Fotovoltaica IFN.....</i>	<i>63</i>
<i>Tabela 4.25 - Tensão ao longo do Alimentador FEN01F2 - 12 h.....</i>	<i>65</i>
<i>Tabela 4.26 - Limites de Tensão em pontos de conexão com tensão nominal entre 1kV e 69kV.....</i>	<i>66</i>
<i>Tabela 4.27 - Tensão ao longo do Alimentador FEN01F2 - 21 h.....</i>	<i>66</i>
<i>Tabela 5.1 - Valores de Referência de Distorções Harmônicas Totais de Tensão.....</i>	<i>69</i>
<i>Tabela 5.2 - Valores de Referência de Distorção Harmônica Total de Corrente.....</i>	<i>69</i>
<i>Tabela 5.3 - Perfil de Tensão - Caso 1 – 12h.....</i>	<i>70</i>
<i>Tabela 5.4 - Dados Tensões e Correntes no PAC - Caso 1 – 12h</i>	<i>71</i>
<i>Tabela 5.5 - Perfil de Tensão - Caso 2 – 12h.....</i>	<i>73</i>
<i>Tabela 5.6 - Dados Tensões e Correntes no PAC - Caso 2 – 12h</i>	<i>74</i>
<i>Tabela 5.7 - Perfil de Tensão - Caso 3 – 12h.....</i>	<i>76</i>
<i>Tabela 5.8 - Dados Tensões e Correntes no PAC - Caso 3 – 12h</i>	<i>77</i>
<i>Tabela 5.9 - Perfil de Tensão - Caso 4 – 12h.....</i>	<i>79</i>
<i>Tabela 5.10 - Dados Tensões e Correntes no PAC - Caso 4 – 12h</i>	<i>80</i>
<i>Tabela 5.11 - Perfil de Tensão - Caso 1 – 21h.....</i>	<i>83</i>
<i>Tabela 5.12 - Dados Tensões e Correntes no PAC - Caso 1 – 21h</i>	<i>84</i>
<i>Tabela 5.13 - Perfil de Tensão - Caso 2 – 21h.....</i>	<i>86</i>
<i>Tabela 5.14 - Dados Tensões e Correntes no PAC - Caso 2 – 21h</i>	<i>87</i>
<i>Tabela 5.15 - Perfil de Tensão - Caso 3 – 21h.....</i>	<i>89</i>
<i>Tabela 5.16 - Dados Tensões e Correntes no PAC - Caso 3 – 21h</i>	<i>90</i>
<i>Tabela 5.17 - Perfil de Tensão - Caso 4 – 21h.....</i>	<i>92</i>
<i>Tabela 5.18 - Dados Tensões e Correntes no PAC - Caso 4 – 21h</i>	<i>93</i>

LISTA DE ABREVIATURAS

ABVE	Associação Brasileira de Veículo Elétrico
ANFAVEA	Associação Nacional dos Fabricantes de Veículos Automotores
ATP	<i>Alternative Transient Program</i>
CELPE	Companhia de Energia Energética Elétrica de Pernambuco
DEE	Departamento de Engenharia Elétrica
GD	Geração Distribuída
IFN	Ilha de Fernando de Noronha
LDSP	Laboratório Digital de Sistema de Potência
MCI	Motor de Combustão Interna
ME	Motor Elétrico
PAC	Ponto de Acoplamento Comum
PHEV	Veículo Elétrico Híbrido <i>Plug-in</i>
PLL	<i>Phase Locked Loop</i> – Técnica de Controle
PRODIST	Procedimentos de Distribuição da ANEEL
UFPE	Universidade Federal de Pernambuco
VE	Veículo Elétrico
VEB	Veículo Elétrico a Bateria

CAPÍTULO 1

INTRODUÇÃO

O desenvolvimento de veículos elétricos (VEs) atingiu nos últimos anos um grau de importância técnica e estratégica jamais imaginado, principalmente devido às fortes pressões da sociedade atual para a redução da poluição ambiental advinda do uso de combustível fóssil.

O conceito de veículos 100% elétricos não é exatamente uma novidade tecnológica, pois, no final do século XIX, haviam modelos automotivos movidos somente com energia elétrica. No entanto, o desenvolvimento, a disponibilidade de combustíveis fósseis e o entrave quanto ao armazenamento de energia das baterias bloquearam o avanço dos componentes necessários para os automóveis elétricos.

Com a chegada dos Motores de Combustão Interna (MCIs) de ignição automática os VEs entraram em decadência. Embora a eficiência dos motores a combustão beirasse os 20%, enquanto os elétricos estavam na faixa dos 90%, a energia específica de uma bateria era consideravelmente menor que a do petróleo. De forma prática, para se equivaler à energia fornecida por 1 kg de petróleo, seriam necessários 300 kg de bateria. A Figura 1.1 ilustra o problema da capacidade de energia da bateria comparada com a capacidade de energia do petróleo.

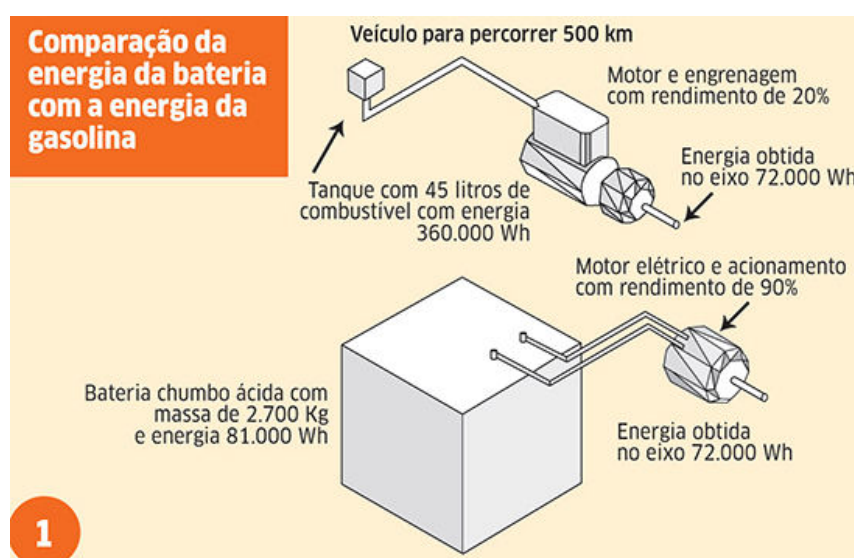


Figura 1.1 - Comparação da Energia da Bateria do VE com a Energia da Gasolina

Fonte: (OGASHAWARA, 2013)

Os VEs são automóveis que utilizam a energia elétrica para a conversão em energia mecânica. Ao invés da energia química do combustível de um MCI, utilizam o torque eletromecânico de um motor elétrico (ME). Para tal, existe a necessidade de um estoque de energia para sua autonomia. Nos carros com MCI, a energia está na forma química de combustível armazenado no tanque (gasolina, etanol, gás ou diesel). Já nos VEs, o estoque de energia provém de acumuladores elétricos, que podem ser: baterias, supercapacitores e células a combustível.

Estes são divididos em duas categorias principais: o veículo com abastecimento puramente elétrico, denominado veículo elétrico a bateria (VEB) e o veículo que combina motor de combustão interna e motor elétrico, veículo elétrico híbrido *plug-in* (PHEV).

- **Veículo Elétrico a Bateria (VEB)**

O VEB é puramente elétrico, sendo que a energia é fornecida por um conjunto de baterias que são recarregadas pela energia da rede elétrica, isto é, após seu uso são recarregadas por uma fonte externa ao veículo. Este tipo de tecnologia atende de forma competitiva certos nichos de mercado, como por exemplo, circuitos urbanos.

Para competir com os carros convencionais, as baterias devem possuir uma capacidade de armazenamento de energia comparável à autonomia dos carros com MCI, e sua recarga deve ser feita em um período de tempo relativamente curto. Desta forma, já há um consenso mundial destes serem os maiores desafios a serem superados na busca de tecnologias de baterias que atendam estes requisitos e, conseqüentemente, viabilizem a utilização de forma competitiva destes veículos.

Como vantagens do VEB pode-se citar a ausência de emissão de poluentes, a ausência de poluição sonora e custo altamente competitivo do “combustível” cerca de 1/3 do preço do combustível fóssil (álcool e gasolina), principalmente se a bateria for carregada no horário de tarifas de energia elétrica mais baratas, ou seja, horário fora de ponta. Outra importante vantagem é o alto rendimento do ME, usualmente superior a 90%, o que, juntamente com a frenagem regenerativa tornam a eficiência destes veículos maior que as outras categorias (BORBA, 2012).

Por outro lado o VEB enfrenta os problemas de baixa autonomia, perda de espaço interno (devido ao grande conjunto de baterias), tempo elevado de recarga da bateria e o conseqüente aumento do peso do veículo.

- **Veículo Elétrico Híbrido (VEH)**

Nesse tipo de VE, a energia é fornecida por um MCI que utiliza energia química, de algum tipo de combustível, para a geração da energia elétrica. O MCI nesse caso funciona em condições otimizadas e, em certos casos, fica desligado.

O acionamento do MCI ocorre para gerar energia para a recarga das baterias, que por sua vez alimenta o motor elétrico, ou para ajudar mecanicamente a tracionar o veículo.

Deste modo há dois tipos possíveis de arranjos básicos para o VEH:

a) **VEH Série:** o MCI apenas gera energia elétrica para as baterias. O tracionamento das rodas é realizado unicamente por ME. Ou seja, o MCI aciona um gerador, cuja energia pode ser utilizada para carregar as baterias e/ou acionar o motor elétrico, como apresentado na Figura 1.2 (BORBA, 2012).



Figura 1.2 - Veículo Elétrico Híbrido Série

Fonte: Associação Brasileira de Veículo Elétrico (ABVE)

Uma importante característica dessa topologia constitui a possibilidade de se operar com o MCI em um ponto de operação otimizado, contribuindo para uma maior economia de combustível e diminuição nas emissões. Um sistema de controle estabelece a demanda de energia fornecida pelo grupo gerador em um percentual da carga em regime, com a demanda restante e os transitórios sendo supridos pelo banco de baterias. Embora a energia do gerador possa servir para recarga das baterias, esse processo é realizado de forma efetiva fora do veículo, devido ao longo intervalo de tempo necessário para absorção de carga pelas tecnologias atualmente disponíveis (JUNIOR, 2002).

b) **VEH Paralelo:** em determinadas condições de funcionamento, o MCI é solicitado a entrar mecanicamente em paralelo com o motor elétrico para auxiliar na geração de energia para a entrega do torque de tracionamento nas rodas. Quando o módulo eletrônico

que controla as condições do VE percebe essa necessidade, um acoplamento mecânico automático é feito ocorrendo a transmissão adicional de torque mecânico do MCI para as rodas. A Figura 1.3 exibe a esquematização desse tipo de VEH.

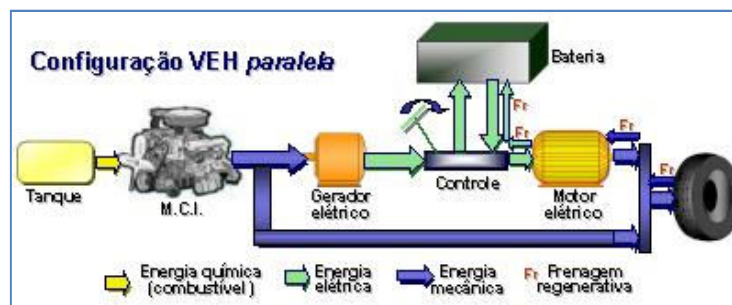


Figura 1.3 - Veículo Elétrico Híbrido Paralelo

Fonte: ABVE

- **Veículo Elétrico Híbrido Plug-in (PHEV)**

Esse conceito de VEH é antigo, porém relativamente novo nos veículos comercializados, e busca uma maior eficiência energética e econômica para os VEs. O veículo híbrido plug-in (PHEV) difere de um VEH convencional, pois, possui uma bateria com maior capacidade de armazenamento, utilizada para alimentar o ME e que pode ser carregada diretamente da rede elétrica por meio de uma tomada (*plug*). Esses ainda dispõem de um MCI para extensão da autonomia e/ou adição de potência em movimentos bruscos.

Nos veículos PHEVs, assim como nos VEHs, a frenagem regenerativa também é usada, e é acionada quando o freio é pressionado para reduzir a velocidade, transformando a energia cinética do veículo em energia elétrica armazenada na bateria (BORBA, 2012).

As vantagens dos VEBs e PHEVs em relação aos veículos convencionais incluem a não (ou baixa) produção direta de gases de exaustão, operação com pouco ruído e, frequentemente, possuem maior eficiência do tanque à roda devido à maior eficiência do ME (CAMPANARI et al., 2009).

Além disso, a existência de uma tomada para carregar os PHEVs abre um leque de opções para modificações no setor energético. Os possíveis benefícios envolvidos com a utilização de eletricidade pelo sistema de transportes vão desde a redução do consumo de petróleo pelo setor, incluindo redução das emissões de dióxido de carbono, até possíveis melhorias na geração de energia elétrica (BORBA, 2012).

De fato, uma visão otimista de longo prazo do uso da eletricidade pelo setor de transportes, aliado à constante necessidade de expansão do sistema elétrico para atendimento da demanda, pode indicar uma ligação bidirecional do fluxo de energia entre veículos e sistema elétrico. Este sistema, onde os VEs têm a capacidade de consumir energia elétrica quando a demanda da rede é baixa, e, retornar energia para a rede elétrica quando a demanda da rede for alta, é conhecido como *vehicle-to-grid* (V2G), conceito inicialmente empregado por (KEMPTON e LETENDRE, 1997).

Entretanto, para a implementação do V2G, existe a necessidade de modificações tecnológicas tanto na construção dos veículos como na estrutura de fornecimento de energia elétrica. A ideia, apesar de ainda incipiente, indica a consolidação de um sistema elétrico inteligente, conhecido como *smart grid* ou rede inteligente.

O termo *smart grid* foi usado pela primeira vez por (AMIN & WOLLENBERG, 2005). Existem várias definições para o conceito de redes inteligentes, mas todas convergem para o uso de elementos digitais e de comunicações nas redes que transportam a energia. Esses elementos possibilitam o envio de uma gama de dados e informações para os centros de controle, onde eles são tratados, auxiliando na operação e controle do sistema como um todo (MME, 2010). Em termos gerais, *smart grid* é a aplicação da tecnologia da informação ao sistema elétrico, integrada aos sistemas de comunicação e infraestrutura de rede automatizada.

Portanto, o *smart grid* propõe aumentar a eficiência e confiabilidade nos sistemas de distribuição de energia elétrica, utilizando a integração entre os diversos dispositivos conectados ao sistema elétrico, que possibilitarão o uso da automação nas redes e subestações de distribuição.

No Brasil, existem algumas aplicações em escala piloto do conceito de redes elétricas inteligentes por distribuidoras de todas as regiões do país, principalmente em regiões metropolitanas. Tais aplicações estão a nível de projetos de Pesquisa & Desenvolvimento do Setor de Energia Elétrica, regulados pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL).

A baixa autonomia dos VEs é sua grande desvantagem em relação aos veículos convencionais, sendo este o motivo do seu abandono no início do século. Neste sentido há vários consórcios de pesquisas nos EUA, Europa e Ásia que buscam encontrar um sistema de armazenamento de energia que viabilize estas soluções, em termos técnicos e econômicos.

Os requerimentos técnicos exigidos para as baterias são diferentes para cada tipo de veículo. Os VEBs necessitam de baterias com maiores densidades de energia, limitando-as devido às massas e volumes associados, o que contribui para uma baixa autonomia; uma vez que nos VEBs as baterias constituem a única fonte de energia a bordo, estas sofrem descargas mais profundas, exigindo-se baterias mais robustas, com tempo de vida longo e um número elevado de ciclos de carga e recarga. Já os PHEVs podem ser atendidos por baterias com menor energia específica, mas uma elevada capacidade de potência se faz necessária, nestes, as descargas das baterias são em geral menos profundas que para os VEBs (BORBA, 2012).

Outras barreiras para a implantação dos VEs incluem a viabilidade tecnológica, custo, regulamentações e infraestrutura necessária (principalmente da rede elétrica e de postos de recarga). A superação destas barreiras com incentivos governamentais influenciará diretamente na utilização cada vez maior de VEs.

Por fim, tem-se ainda como aspecto negativo relevante associado ao uso de eletricidade pelo setor de transportes, um possível aumento da demanda elétrica que resultaria na necessidade de aumento da capacidade de geração de energia. Além disso, a penetração dos VEs no sistema elétrico pode ocasionar sobrecarga em transformadores e redes de distribuição, dependendo do momento e forma da recarga e da demanda do sistema elétrico (KIVILUOMA & MEIBOM, 2011; HADLEY & TSVETKOVA, 2008; Green II *et al.*, 2011; Lin *et al.*, 2010).

A inserção dos VEs pode representar um novo desafio para o sistema de energia elétrica, especialmente para o sistema de distribuição, onde os veículos estarão diretamente conectados. No entanto, podem haver impactos nos níveis de geração e transmissão, conforme Figura 1.4 em que (BABAEI, 2010) mostra de forma generalizada os possíveis efeitos de PHEVs sobre o sistema elétrico, alertando que mesmo estando ligado na baixa tensão efeitos podem vir a ser sentidos nos níveis superiores dependendo dos hábitos de carregamento.

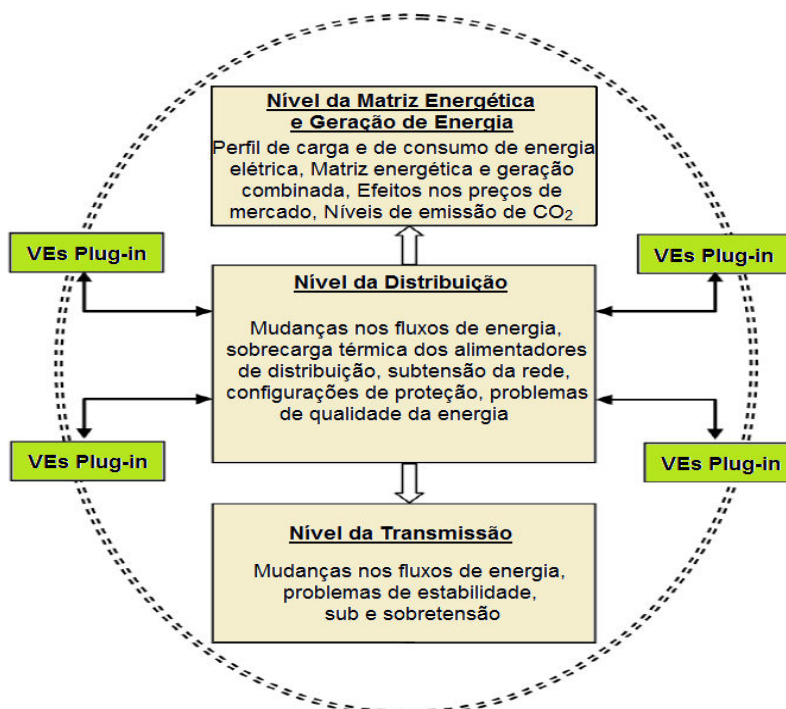


Figura 1.4 - Efeito dos VEs nos Sistemas Elétricos

Fonte: Extraída e adaptada de (BABAEI, 2010)

No Brasil, a quantidade de VEs tem crescido gradualmente porém em ritmo lento de acordo com a Associação Nacional dos Fabricantes de Veículos Automotores (ANFAVEA), que informa em suas publicações mensais que de janeiro/2011 à julho/2014 foram licenciados mil duzentos e vinte e seis (1226) VEs, automóveis e comerciais leves, incluindo as versões elétrico/fonte externa, elétrico/fonte interna e híbrido (combustível líquido/elétrico), conforme Tabela 1.1.

Tabela 1.1 - Licenciamento total de automóveis e comerciais leves - Elétrico

ANO	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ	TOTAL
	UNIDADES												
2011	3	17	10	10	13	34	20	34	29	12	9	9	200
2012	9	16	7	3	13	23	5	3	2	2	18	16	117
2013	45	22	53	50	12	29	65	45	23	39	52	56	491
2014	93	61	65	53	94	52							418

Fonte: Carta da ANFAVEA – Julho/2014

O VE é composto basicamente de motor elétrico com controlador eletrônico de velocidade e acumuladores de energia. Neste trabalho, o foco será direcionado para o carregador de bateria, pois serão avaliados os impactos destes na qualidade de energia.

Com relação ao sistema conversor do carregador de baterias entende-se que o mesmo é dividido em dois estágios principais, como pode ser visto na Figura 1.5. O primeiro é o conversor CA/CC, também chamado de pré-regulador, que tem a função de transformar a tensão alternada da rede em tensão contínua, mantendo um alto fator de potência. O segundo estágio é o conversor CC/CC, normalmente isolado em alta frequência, que realiza a adaptação de tensão de saída do estágio anterior para a tensão do banco de baterias, basicamente controlando a tensão e a corrente de saída (LAFUENTE, 2011).

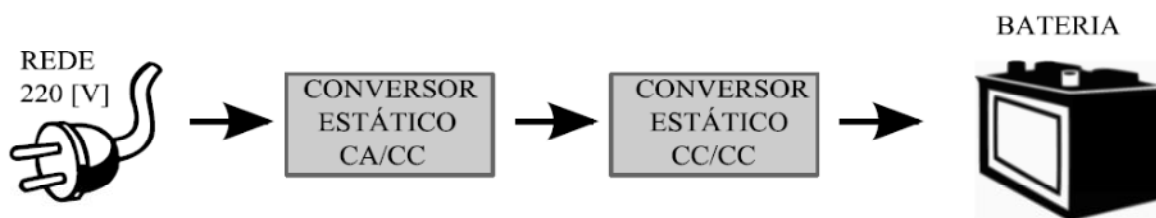


Figura 1.5 - Diagrama de blocos dos componentes do carregador de bateria do PHEV

Fonte: (LAFUENTE, 2011)

Os conversores estáticos são cargas não lineares que drenam correntes harmônicas e que poluem a rede elétrica, comprometendo severamente a qualidade da energia em termos da distorção da tensão de alimentação, ocasionando diversos inconvenientes, a saber segundo (DECKMANN & POMILIO, 2010):

a) *excitação de correntes ou tensões ressonantes entre indutâncias e capacitâncias*

Casos típicos: associações de capacitores com transformadores, cabos com blindagem, capacitores associados com motores, capacitores operando com reatores, dispositivos de correção de fator de potência, etc.

b) *aparecimento de vibrações e ruído*

Casos típicos: ferro-ressonância em transformadores e reatores, motores de indução ressonando com a compensação capacitiva, etc.

c) *sobreaquecimento de núcleos ferromagnéticos*

Casos típicos: aumento de perdas por histerese e correntes parasitas em núcleos de motores, geradores, transformadores, reatores, relés, etc.

d) *sobreaquecimento de capacitores*

Caso típico: ressonância de capacitores shunt, provocando sobretensão e perdas excessivas no dielétrico. Risco de explosão do capacitor por falta de dissipação do calor gerado internamente.

e) *erro de medição de grandezas elétricas*

Casos típicos: medidores de energia com disco de indução, medidores de valor eficaz baseados no valor de pico ou valor médio, etc.

f) *erro de controle de conversores*

Casos típicos: detectores de sincronismo e comparadores de nível, usados como referência para gerar pulsos de controle em chaves eletrônicas.

g) *erro de operação dos relés de proteção*

Caso típico: ativação desnecessária da proteção do sistema elétrico.

Portanto, é importante avaliar os impactos da possível presença de correntes harmônicas na rede elétrica, produzidas pelos circuitos eletrônicos dos carregadores de bateria de VEs que podem causar efeitos indesejáveis na rede de distribuição.

Muitos estudos têm sido feitos no intuito de analisar o impacto da inserção dos VEs na rede de distribuição, a questão chave é descobrir como o sistema elétrico verá o acréscimo em suas cargas totais quando um número elevado desses, estiverem sendo utilizados em um futuro próximo.

O objetivo dos estudos harmônicos é quantificar a distorção na forma de onda da tensão e da corrente em vários pontos da rede de distribuição. Os resultados são utilizados para avaliar medidas corretivas para garantir o correto funcionamento do sistema elétrico.

De forma similar a outros estudos do sistema elétrico, a análise harmônica consiste dos seguintes passos (RANADE & XU, 2007):

- Definição do equipamento que está produzindo harmônicos e determinação dos modelos para sua representação;
- Determinação dos modelos para representar os outros componentes do sistema incluindo redes externas;
- Simulação do sistema em várias situações.

O primeiro passo refere-se às fontes harmônicas: carregadores de VEs, cargas harmônicas geradas pelos consumidores residenciais, industriais e comerciais e a fonte de geração distribuída (GD). O segundo passo refere-se aos modelos harmônicos de linha de distribuição, transformadores e geradores. O terceiro passo diz respeito às simulações com a inclusão dos VEs. Esses três passos serão seguidos no presente trabalho.

Como estudo de caso avaliou-se um alimentador da rede de distribuição da Ilha de Fernando de Noronha (IFN), com os dados reais fornecidos pela concessionária de energia, CELPE. Este alimentador tem a particularidade de possuir uma geração distribuída conectada diretamente à rede elétrica.

Este trabalho está estruturado da seguinte forma: o capítulo 2 detalha a modelagem da rede de distribuição, apresentando o estado da arte e os métodos para modelagem harmônica dos diversos componentes. O capítulo 3 apresenta um breve relato sobre as tecnologias de baterias de VEs e a modelagem do carregador de VE aplicado neste estudo. O capítulo 4 detalha as características elétricas do alimentador estudado e apresenta os cenários harmônicos dos consumidores residenciais, consumidores comerciais, iluminação pública, usina fotovoltaica e o carregador do VE. O capítulo 5 apresenta os casos de simulação analisados em horários prováveis de carga do VE. Por último, o capítulo 6 ressalta as conclusões, propostas para pesquisas futuras e publicações.

CAPÍTULO 2

MODELAGEM DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO

Muitos modelos têm sido propostos para representar as fontes harmônicas bem como os componentes lineares. Inicialmente, será feito um relato de forma geral sobre os efeitos produzidos nesses últimos devido à presença de distorções harmônicas, nas seções seguintes serão apresentados métodos para modelagem dos componentes lineares e das fontes harmônicas. O próximo capítulo concentra-se unicamente à modelagem do carregador de VE.

2.1. COMPONENTES DO SISTEMA ELÉTRICO SENSÍVEIS ÀS COMPONENTES HARMÔNICAS

2.1.1. Geradores e Motores Elétricos

As distorções de tensão nos terminais das máquinas geram fluxos harmônicos que, por conseguinte, induzem correntes de altas frequências no rotor. Este efeito pode gerar, além da diminuição da eficiência, sobreaquecimento, vibração e barulho audível (DUNGAN et al., 2004). Além disso, as componentes harmônicas geram aumento das perdas no cobre e no ferro, resultando em elevação de temperatura nas barras do rotor e nos enrolamentos do estator (FOULADGAR, J. & CHAUVEAU, 2005).

Além de provocar o aumento da temperatura, as correntes harmônicas podem ser responsáveis por torques pulsantes causados pela interação entre as correntes harmônicas e o campo magnético na sua frequência fundamental (DIAS, 1998). As amplitudes destes conjugados são aproximadamente proporcionais às correntes harmônicas correspondentes (exemplo: uma corrente harmônica de amplitude de 15% da corrente fundamental gera um torque de 15% do valor do torque nominal).

ORAE (2000) realizou um estudo sobre a vida útil do isolamento de motores quando estes são submetidos aos desbalanceamentos de tensão e harmônicos. Neste estudo, motores foram analisados através do seu modelo térmico, construído a partir de dados de

placa, propriedades térmicas e coeficientes de transferência térmica. Constatou-se que existe uma considerável diminuição do tempo de vida do isolamento quando os motores são alimentados por tensões distorcidas.

2.1.2. Transformadores

Os transformadores são projetados para funcionamento em regime permanente, levando em consideração que a forma de onda da tensão primária é perfeitamente senoidal. Porém, cada vez mais os transformadores estão sendo alimentados por ondas de tensão com considerável distorção harmônica, ou alimentam cargas geradoras de harmônicos de corrente. Isso gera consequências que vão desde ruído audível até elevadas perdas nos enrolamentos e núcleo, o que causa sobreaquecimento do mesmo e diminuição da sua vida útil.

Harmônicos de tensão causam um acréscimo nas perdas no ferro do núcleo enquanto que os harmônicos de corrente aumentam as perdas no cobre dos enrolamentos e as perdas por correntes parasitas (IEEE 519, 1992), essas perdas crescem com o aumento da frequência. Daí, componentes harmônicas de altas frequências são mais relevantes para avaliação do aquecimento do transformador que as componentes harmônicas de baixa ordem.

Normalmente, para evitar a diminuição da vida útil dos transformadores na presença de correntes harmônicas, esses são projetados para suportar as condições operacionais a que serão submetidos. O dimensionamento é feito a partir do fator K (o método para dimensionamento do transformador pode ser visto no Anexo C), e é aconselhado para transformadores com distorção harmônica de corrente superior a 5 % (DUNGAN et al., 2004).

A classificação do fator K atribuída a um transformador é um índice da habilidade do transformador de suportar um índice harmônico em sua corrente da carga permanecendo dentro de seus limites da temperatura de operação.

2.1.3. Cabos

O fluxo de corrente não senoidal em um condutor causará sobreaquecimento, isto ocorre devido ao “efeito *skin* ou pelicular” e ao “efeito de proximidade”. O primeiro ocorre por conta da redistribuição de corrente dentro do condutor em frequências elevadas, este efeito é proporcional à intensidade de corrente e aumenta com a raiz quadrada da frequência, com a permeabilidade magnética e com a condutividade elétrica do condutor (IEEE 519, 1992).

O “efeito de proximidade” ocorre devido ao campo magnético em torno dos condutores adjacentes, que ao conduzir correntes de frequências elevadas aumentam o acoplamento mútuo entre as fases.

2.1.4. Capacitores

Os capacitores são equipamentos extremamente sensíveis à presença de harmônicos. Como a impedância dos capacitores diminui com o aumento da frequência, estes naturalmente funcionam como filtros de harmônicos, absorvendo parte da corrente harmônica para si.

A passagem de corrente de frequência elevada pode causar problemas de aquecimento, perda de vida útil e até explosões dos mesmos devido à ressonância paralela. Esta ressonância ocorre quando as reatâncias dos bancos de capacitores e as reatâncias do sistema (predominantemente indutivas) se equivalem em módulo.

Os principais efeitos prejudiciais causados nos capacitores são (GARCIA, 2001):

- Tensão: a ocorrência de sobretensões harmônicas resultam no aumento das descargas parciais e deterioração do isolamento;
- Corrente: o aumento de corrente gera sobre-aquecimentos localizados e instabilidades no comportamento do dielétrico;
- Variações bruscas de tensão, dv/dt elevados, produzem valores altos de corrente, o que agrava ainda mais os efeitos produzidos e descritos no tópico anterior.

Na Figura 2.1, apresentada por (GARCIA, 2001), está evidenciada a diminuição da vida útil de um capacitor quando submetido às sobretensões, mostrando a grande sensibilidade do capacitor a este fenômeno.

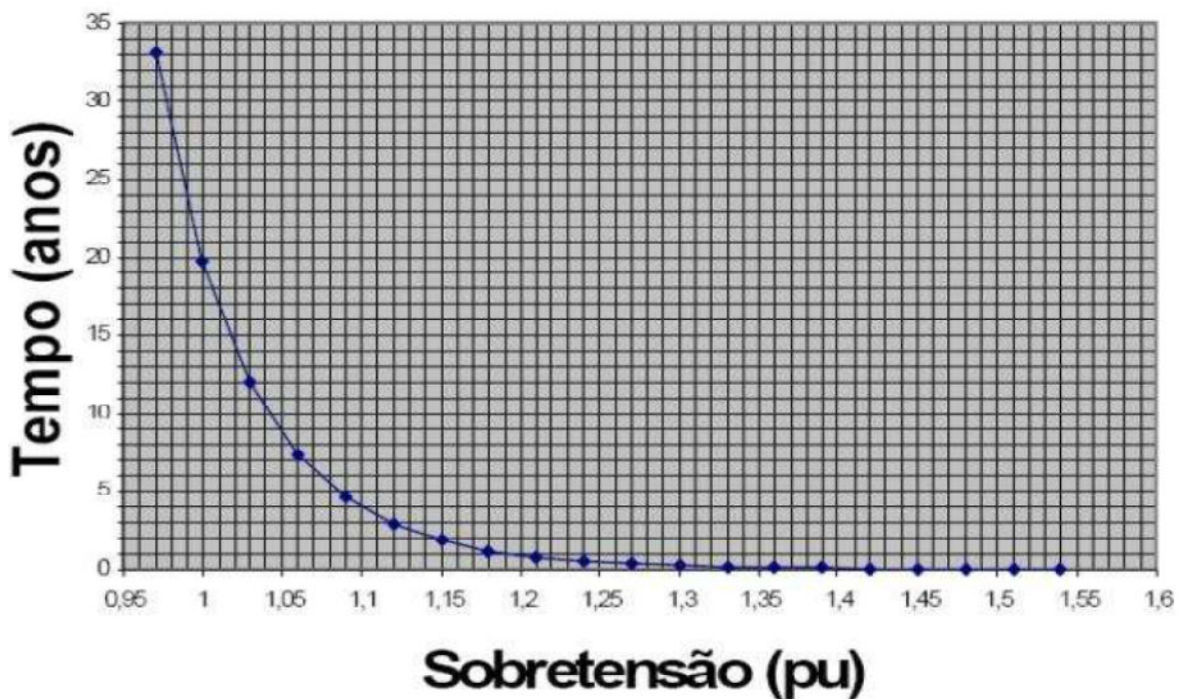


Figura 2.1 - Diminuição da vida útil x sobretensão permanente em um capacitor
Fonte: (GARCIA, 2001)

A solução para evitar a diminuição da vida útil do banco de capacitores consiste no sobredimensionamento no projeto com o aumento da tensão e potência nominal, além disso é necessário que seja realizado um estudo prévio de ressonância no sistema onde o banco deve ser instalado para se garantir que a frequência de ressonância paralela não coincida com a frequência de algum harmônico presente na rede, gerando uma sobretensão.

2.2. MODELAGEM DO GERADOR

Para estudo harmônico, o gerador ainda não possui um modelo plenamente aceito pelo meio científico. De forma geral é assumido que geradores síncronos não produzem tensões harmônicas, portanto eles podem ser representados por uma impedância. Como referência neste trabalho foram utilizados um dos dois modelos de gerador propostos por (DENSEM et al., 1984), o quais são:

- 100% da reatância subtransitória com fator de potência 0,2;
- 80% da reatância subtransitória com fator de potência 0,2.

Na Figura 2.2 pode ser visto o diagrama esquemático desta modelagem:

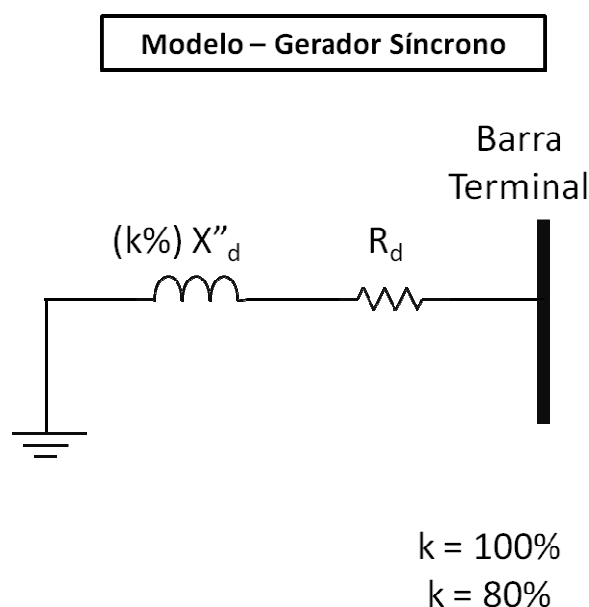


Figura 2.2 - Diagrama da Modelagem Harmônica do Gerador Síncrono

Fonte: Elaboração Própria

A resistência R_d pode ser calculada pela expressão 1.1:

$$R_d = \frac{X''_d}{\text{tg}[\arccos(\varphi)]} = \frac{X''_d}{4,9} \quad (2.1)$$

onde X''_d é a reatância subtransitória do gerador e $\cos(\varphi)$ é o fator de potência fixado em 0,2 definido no modelo. Após testes, verificou-se ser mais apropriado utilizar o valor de 100% para a reatância subtransitória.

2.3. MODELAGEM DO TRANSFORMADOR

A correta modelagem dos transformadores é fundamental para a análise harmônica de um sistema de distribuição. Existem diversos modelos de transformadores utilizados para diversas finalidades que vão desde a análise em regime permanente (análise de fluxo de potência) até estudos transitórios (análise de descargas atmosféricas).

De forma geral, um transformador monofásico pode ser modelado através de um transformador ideal conectado em série com as resistências (r_1 e r_2) e indutâncias de dispersão de cada enrolamento (X_1 e X_2), tendo o ramo de magnetização (R_m e X_m) em paralelo com o enrolamento primário, como pode ser visto na Figura 2.3.

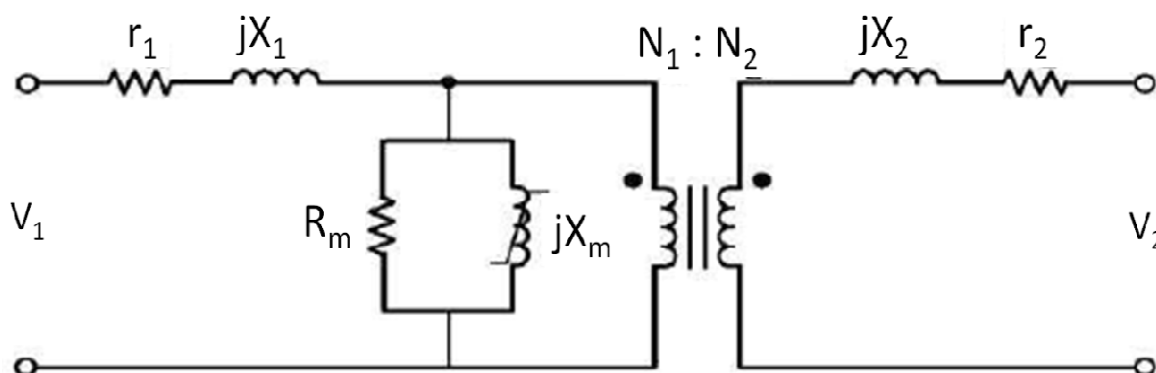


Figura 2.3 - Circuito Equivalente do Transformador Monofásico

. Fonte: Elaboração Própria

Em estudos de baixa frequência uma boa aproximação de um modelo de transformador pode ser alcançada apenas se modelando sua reatância de dispersão. Esta informação é válida para transformadores de potência elevada (superiores a 500 kVA) uma vez que nestes a reatância de dispersão é bem maior que a resistência dos enrolamentos (NUNES, 2007).

Em contra partida, outras fontes consideram importante a utilização de modelos mais complexos para o estudo de harmônicos, admitindo, além da resistência as características não lineares do núcleo. Efeitos harmônicos devidos a resistência não linear são pequenos se comparados com a indutância de magnetização (RANADE & XU, 2007).

Muitos autores representam o fenômeno de saturação do núcleo através de uma fonte de corrente, ou uma indutância não linear (DUGUI & ZHENG, 1998), conforme Figura 2.4:

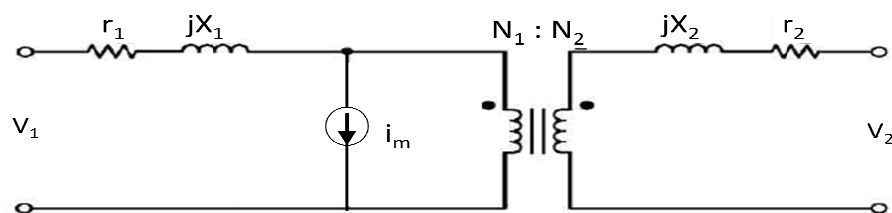


Figura 2.4 - Modelo Harmônico do Transformador
Fonte: (DUGUI & ZENGH, 1998)

Em que,

$$r = 0,1026 khX_{60Hz} (J + h) \quad (2.2)$$

onde, r é a resistência referente a cada enrolamento, J é a relação de histerese para perdas por correntes de Foucault sendo igual a 3 para aço silicoso, $k = 1/(J+1)$, h é a ordem do harmônico e X_{60Hz} é a reatância de dispersão a 60Hz (DUGUI & ZENGH, 1998).

NUNES (2007) realizou um estudo para mostrar a necessidade da inclusão do efeito de saturação do transformador na análise harmônica, através da avaliação da influência da corrente de magnetização em relação à corrente nominal do transformador.

Os dados resultantes de medição durante um período de 24h em transformadores de 45 kVA, 75 kVA e 112,5 kVA com alimentação em tensão nominal, mostraram que no momento de carregamento baixo para o transformador de menor potência a corrente de magnetização representa 6,24% da corrente nominal. Enquanto que corresponde a cerca de 3% com carregamento médio nos transformadores sob medição. Como pode ser visto na Tabela 2.1.

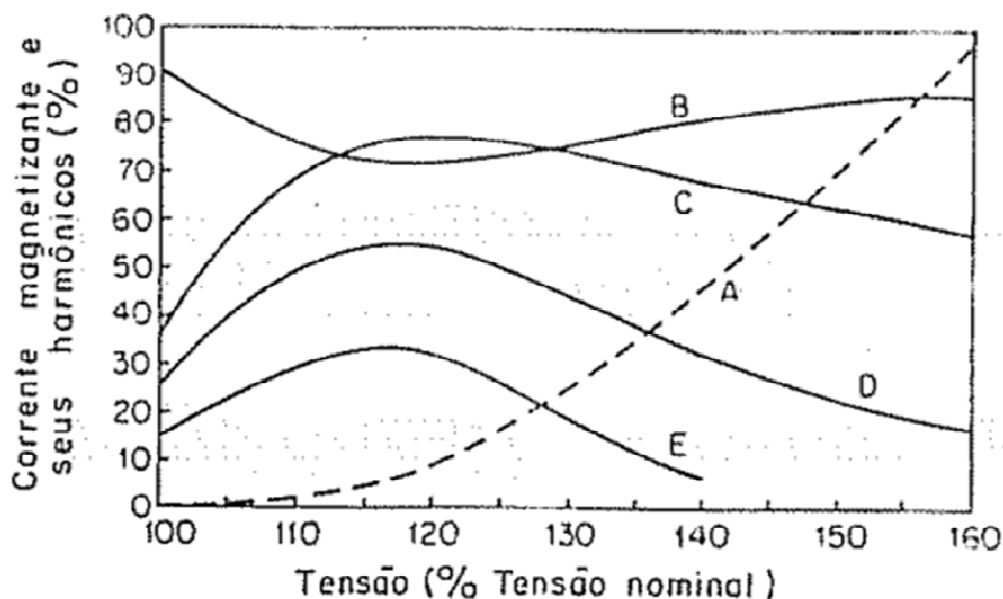
Tabela 2.1 - Influência da Corrente de Magnetização do Transformador

Transformador	Situação de Carga	Horário	S (kVA)	Imag (A)	Imag/Icarga (%)
Transformador de 45 kVA	Carga Máxima	17:50	35,92	1,18	1,25
	Carga Média	-	16,14		2,79
	Carga Mínima	8:56	7,21		6,24
Transformador de 75 kVA	Carga Máxima	13:40	51,28	1,97	1,46
	Carga Média	-	32,35		2,32
	Carga Mínima	2:03	21,54		3,49
Transformador de 112,5 kVA	Carga Máxima	22:29	64,35	2,94	1,74
	Carga Média	-	41,23		2,72
	Carga Mínima	6:38	28,01		4,00

Fonte: (NUNES, 2007)

Caso o transformador seja alimentado por tensão acima da nominal pode ocorrer a saturação do núcleo. Os níveis típicos da corrente de magnetização e de seus componentes

harmônicos em função da tensão de excitação do transformador foram quantificados por (MELLO, 1988), como ilustrado na Figura 2.5.



Curva A – Corrente de magnetização em relação à corrente nominal do transformador
Curva B – Corrente fundamental em relação à corrente nominal do transformador
Curva C – Corrente de terceiro harmônico em relação à corrente fundamental de magnetização
Curva D – Corrente de quinto harmônico em relação à corrente fundamental de magnetização
Curva E – Corrente de sétimo harmônico em relação à corrente fundamental de magnetização

Figura 2.5 - Harmônicas na Corrente de Magnetização em função da Tensão de Excitação
 Fonte: (MELLO, 1988)

Verifica-se através da Curva A que a influência da corrente de magnetização em relação à corrente nominal cresce de forma exponencial quando o transformador é alimentado com tensão acima da nominal.

Desta forma, utilizou-se o modelo de transformador saturado, conforme ilustrado na Figura 2.5, disponível no *software* ATP e foram fornecidas as curvas de saturação, estas podem ser consultadas no Anexo B deste trabalho.

2.4. MODELAGEM DA LINHA DE DISTRIBUIÇÃO

Sendo o principal meio utilizado para a interconexão dos dispositivos que compõem um sistema elétrico, as linhas de distribuição são caminhos naturais para a propagação de distorções harmônicas pela rede. Portanto, devem ser adequadamente representadas a fim de obter com precisão os fluxos de harmônicos pelo sistema.

A análise do comportamento das linhas de distribuição, seja em regime permanente ou transitório, depende da utilização de um modelo apropriado. Para isso é necessário determinar os parâmetros eletromagnéticos da mesma, que por sua vez, dependem:

- da configuração geométrica da linha,
- do meio onde estão inseridas e,
- dos efeitos dos campos elétrico e magnético associados à corrente elétrica nos condutores (de condução) e no ar (de deslocamento).

Na modelagem da linha de distribuição os parâmetros eletromagnéticos são considerados uniformemente distribuídos ao longo da linha, e são compostos de impedâncias longitudinais e admitâncias transversais por unidade de comprimento. Tendo componente própria (entre condutores) e componente mútua (condutor e terra).

A Figura 2.6 ilustra a representação de uma linha de distribuição trifásica.

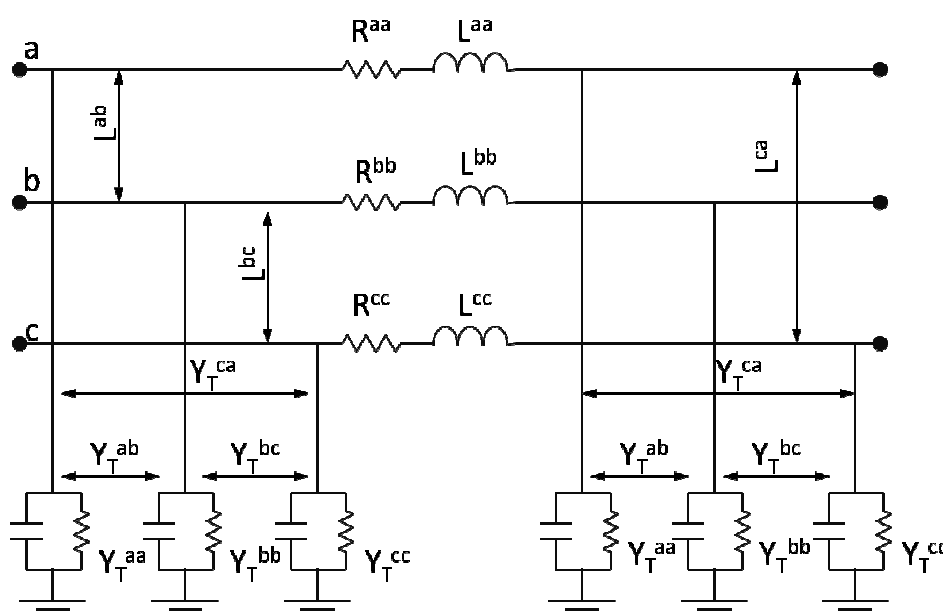


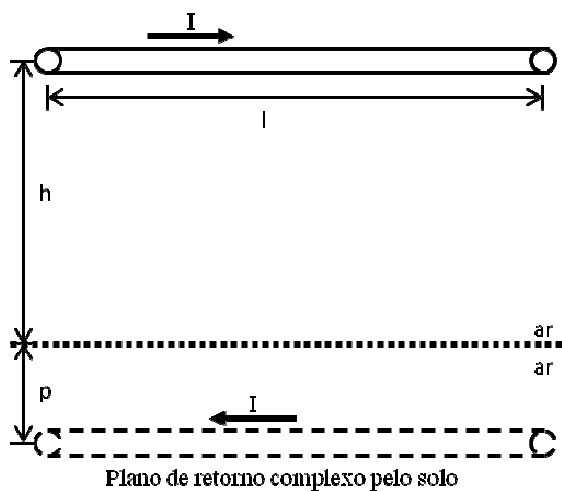
Figura 2.6 - Modelagem de Linha de Distribuição

Fonte: Elaboração Própria

O efeito do solo deve ser considerado no cálculo dos parâmetros da linha de transmissão, pois, sua presença altera as distribuições do campo eletromagnético gerado pelas correntes nos condutores da linha de distribuição. Assim, pressupõe-se que na ocorrência de componentes harmônicas existirão correntes de condução pelo solo.

Os principais trabalhos realizados para determinar a correção do efeito do solo nos cálculos dos parâmetros da linha foram feitos por CARSON (1926) e DERI *et. al* (1981). O trabalho de Carson requer avaliação numérica de séries infinitas de difícil convergência enquanto o de Deri é composto por fórmulas fechadas de fácil aplicação que constituem-se de simplificações nos cálculos do primeiro. O método de Deri possibilita realizar esta correção através do conceito de plano complexo de retorno pela terra (DRUMMOND, 1998).

Este método admite a distribuição de corrente elétrica em um plano complexo de retorno, considerado ideal ($\sigma \rightarrow \infty$) e abaixo da superfície do solo a uma distância complexa p , ou seja, uma profundidade complexa, como ilustrado na Figura 2.7. Desta forma, é possível considerar as imagens dos condutores por onde passa a corrente de retorno.



Plano de retorno complexo pelo solo

Figura 2.7 - Método de Deri

Fonte: Elaboração Própria

Conforme Deri a expressão da profundidade complexa, é:

$$p = \frac{1}{\sqrt{j\omega\mu_0\sigma}} = \sqrt{\frac{\rho}{j\omega\mu_0}} \quad (2.3)$$

onde: μ_0 – permeabilidade magnética do solo ($4\pi \times 10^{-7}$ H/m) e ρ - resistividade do solo (1000 $\Omega \cdot m$).

Os cálculos dos parâmetros da linha considerando o efeito do solo estão descritos no Anexo A.

2.4.1. Simulação da Linha de Distribuição

Para o desenvolvimento da modelagem da linha de distribuição através da ferramenta computacional foram adotadas as seguintes premissas que satisfazem a faixa de frequência de interesse deste trabalho:

- A superfície do solo é considerada perfeitamente plana. Na faixa de frequências de interesse (até kHz), tal aproximação é fisicamente consistente, uma vez que os comprimentos de onda são maiores que as eventuais rugosidades existentes;
- O solo é considerado homogêneo, linear, isotrópico e não dispersivo. Assim, seus parâmetros eletromagnéticos (permissividade elétrica – ϵ , condutividade elétrica – σ e permeabilidade magnética – μ) não variam com a posição, não dependem da intensidade do campo eletromagnético, não dependem da direção/sentido do campo eletromagnético e nem da frequência, respectivamente. Além disso, a permeabilidade magnética do solo é considerada igual à do vácuo ($\mu = \mu_0 = 4\pi \times 10^{-7}$ H/m);
- Os condutores são considerados perfeitamente cilíndricos e os efeitos magnéticos dos cabos para-raios são desprezados;
- As catenárias dos condutores são consideradas na altura média dos mesmos, assumida como $H_M = H_T - (2/3)f_H$, onde H_M é a altura média de determinado condutor, H_T é a altura do topo da torre e f_H é a flecha do condutor em questão. Assim, estes condutores são considerados paralelos à superfície do solo.
- Considerou-se o efeito *skin* no cálculo dos parâmetros da linha igual a 0,5.

Tendo como ferramenta de simulação o programa ATPDraw, representou-se as linhas por parâmetros distribuídos, nesse modelo considera-se a resistência, a reatância série e a capacitância shunt por unidade de comprimento.

Considerando que o sistema a ser modelado possui um grande número de vãos com comprimentos pequenos, a simulação do sistema utilizando tanto o modelo de J. Marti quanto Bergeron (modelos cujos parâmetros de linha variam com a frequência) seria impraticável, devido ao elevado esforço computacional, e estaria acima dos limites do programa.

Através de uma análise da resposta em frequência de uma linha de 1 km com o modelo mais completo (J. Marti) e o mais simples (PI equivalente distribuído), verificou-se uma

diferença significativa de 16% em 6,4 kHz, vide Figura 2.8, valor este acima dos estudados neste trabalho.

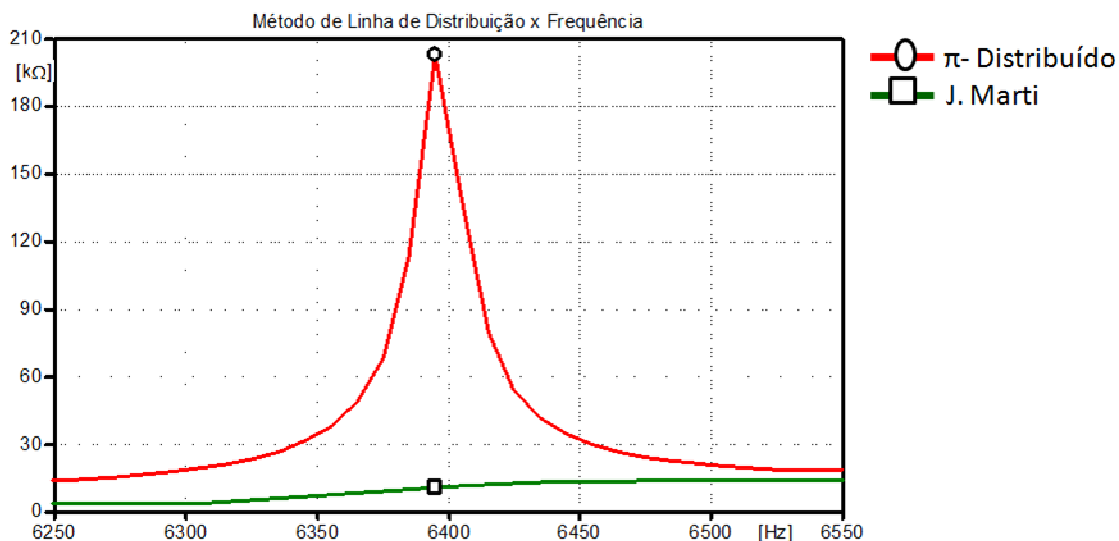


Figura 2.8 - Comparação Modelos de linhas
Fonte: Elaboração Própria

Como o maior comprimento de linha encontrado foi 0,85 km, considerou-se uma boa aproximação utilizar o modelo distribuído para a modelagem das linhas.

Nos modelos de linhas disponíveis no ATP, a condutância é definida por um número padrão. Desta forma, para a representação da condutância transversal usou-se o valor calculado. Empregou-se a condutância colocada em shunt com o modelo a parâmetros distribuídos. A modelagem completa da linha para simulação está apresentada na Figura 2.9.

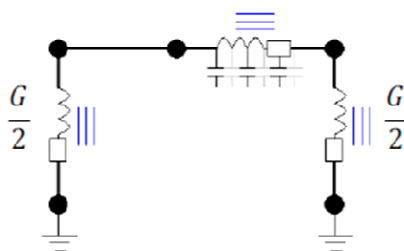


Figura 2.9 - Representação da linha de distribuição considerando a condutância
Fonte: Elaboração Própria

2.5. MODELAGEM DA CARGA

A modelagem de cargas harmônicas é tema recorrente em diversos estudos da literatura. Autores afirmam que para estudos de harmônicos é suficiente modelar tais cargas por fontes de corrente (GONZALEZ et al., 2006) desde que os níveis de distorção de tensão simulados sejam inferiores a 10% (IEEE 519, 1992).

A modelagem é feita de tal forma que parte fundamental e parte harmônica estejam separadas. Enquanto a parcela a 60 Hz é representada através de uma associação de uma resistência e uma indutância ou capacitância, as componentes harmônicas são representadas por N fontes de corrente; sendo N o número de harmônicos produzidos pela carga, onde cada fonte injeta um harmônico de uma determinada ordem.

Nesta dissertação, optou-se pela modelagem da carga fundamental através de um circuito paralelo, que dependendo do fator de potência pode ser indutivo ou capacitivo, como mostrado na Figura 2.10. Esta opção tem bastante aceitação na literatura (NUNES, 2007).

Dessa forma, a corrente I_{eficaz} pode ser considerada igual à soma da I_1 com I_{harm} .

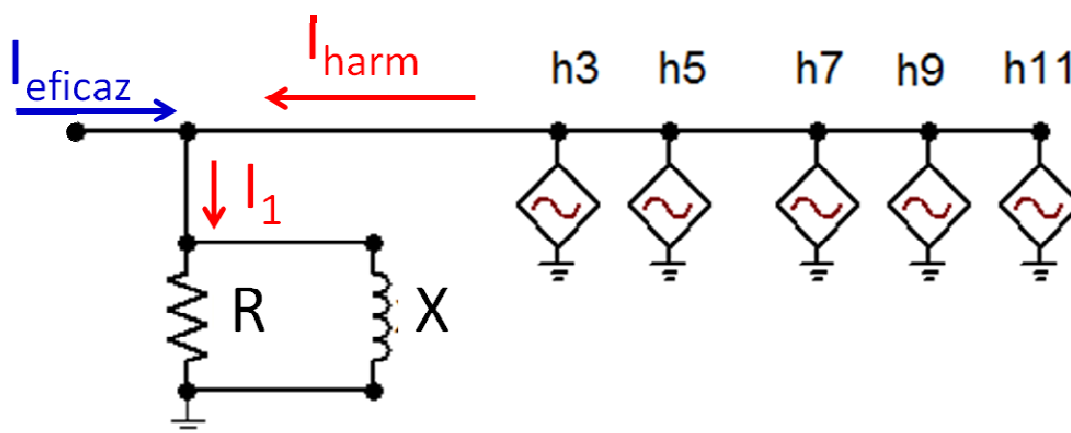


Figura 2.10 - Modelo de Carga Harmônica

Fonte: Elaboração Própria

As expressões para calcular a resistência e a reatância a 60 Hz são:

$$I_1 = \frac{P}{\sqrt{3}V \cos(\varphi)} \quad (2.4)$$

$$I_r = I_1 \cos(\varphi) \quad (2.5)$$

$$I_x = I_1 \text{sen}(\varphi) \quad (2.6)$$

$$R_L = \frac{|V|}{I_r} \quad (2.7)$$

$$X_L = \frac{|V|}{I_x} \quad (2.8)$$

$$B_c = \frac{I_x}{|V|} \quad (2.9)$$

onde, P – potência ativa da carga, V – tensão fundamental eficaz, I_1 – corrente fundamental eficaz, I_r – corrente resistiva, I_x – corrente indutiva, R_L – resistência a 60 Hz, X_L – reatância indutiva a 60 Hz e B_c – susceptância capacitiva.

CAPÍTULO 3

MODELAGEM DO CARREGADOR DO PHEV

Neste capítulo serão abordados os métodos para representar o carregador do VE por um circuito elétrico. Primeiramente será apresentada uma breve descrição dos tipos de baterias mais comuns e os métodos de recarga. Por fim, são apontados três circuitos elétricos para simular o carregador, sendo um deles escolhido para as análises deste trabalho, e para tal são exibidos os dados de projeto e os resultados de simulação.

3.1. TECNOLOGIAS DE BATERIAS

A bateria é um componente que converte energia química em energia elétrica. Uma bateria típica é composta por duas ou mais células eletroquímicas unidas entre si. Basicamente, uma célula de bateria é composta por um eletrodo negativo e um eletrodo positivo que estão conectados por um eletrólito (meio), a reação química entre os eletrodos e o eletrólito gera eletricidade. As baterias recarregáveis invertem o sentido da reação química através da inversão da corrente elétrica senoidal.

A bateria tem três características básicas: energia específica, que consiste na quantidade de energia armazenada na bateria por unidade de massa; a potência específica, que é a potência fornecida por unidade de massa; e o tempo de vida útil que, corresponde ao número de ciclos de carga/descarga a que esta pode ser sujeita.

As principais tecnologias de baterias recarregáveis resumem-se a baterias de Chumbo-Ácido (Pb), Níquel Cádmio (Ni-Cd), Hidreto Metálico de Níquel (Ni-Mh), Íon de Lítio (Li-Ion) e Cloreto de Sódio-Níquel (Na/NiCl₂).

3.1.1. Bateria de Chumbo-Ácido

É o tipo de bateria mais antigo utilizado em VEs. Tem um baixo custo, normalmente é utilizada para uma infinidade de aplicações, como, por exemplo, em veículos de combustão interna como fonte que alimenta o motor de arranque e o sistema eletrônico, em sistemas de alimentação ininterrupta de energia (*Uninterruptible Power Supplies* – UPS's).

No entanto, para aplicação em VEs, tem as seguintes desvantagens:

- Baixa energia específica;
- Reposição periódica de eletrólito;
- Instalação vertical obrigatória;
- Desprendimento de hidrogênio no ar.

3.1.2. Bateria de Níquel – Hidreto Metálico

Existem quatro tipos de baterias baseados em níquel: ferro-níquel (Ni-Fe), que não é considerada uma opção para os VEs, pois tem um ciclo de vida muito curto e potência específica baixa, zinco-níquel (Ni-Zn), cádmio-níquel (Ni-Cd) e hidreto de metal de níquel (Ni-MH). Esta última é o tipo de bateria considerado para a implementação no VEB.

É encontrada comercialmente em 2000 W/kg, com uma energia específica de 75 Wh/kg. A vida útil de uma bateria de Ni-MH pode ser de até 3000 ciclos, onde um ciclo representa uma carga e descarga completa da bateria (OSORIO, 2013).

O sucesso da bateria de Ni-MH se deve principalmente à elevada densidade de energia, e, também, ao uso de hidreto de metal, que por sua vez não contamina o meio ambiente. Esse tipo de bateria, por exemplo, possui densidade de energia 40% maior em relação a uma de Ni-Cd. Em contrapartida, possui menor durabilidade, já que as altas temperaturas de carga reduzem seu tempo de vida útil, além do fato de que as baterias de Ni-Mh também sofrem o fenômeno de auto-descarregamento.

As baterias de Ni-MH substituíram as baterias de Ni-Cd por não causarem danos ao meio ambiente e também pela elevada densidade de energia. Essas baterias representam um passo intermediário em direção à criação das baterias de Lítio-Ion, que são utilizadas principalmente em telecomunicações e VEs (LAFUENTE, 2011). As principais vantagens das baterias de Ni-MH são:

- Densidades de energia 30 a 40% superiores às baterias Ni-Cd;
- Livres do efeito memória (o processo de recarga reduz a capacidade de carga);
- Não é necessária regulamentação ou controle para seu transporte;
- Não poluem o meio ambiente.

Porém, apresentam algumas limitações:

- Tempo de vida útil limitado, deteriorando-se após 200/300 ciclos de carga para descargas profundas;
- Correntes de descarga limitadas (correntes elevadas de carga comprometem o tempo de vida útil);

- Manutenção periódica (descargas completas para prevenir a formação de cristais nas células).

3.1.3. Bateria de Lítio-Ion

A bateria a base de lítio é um dos tipos de acumuladores de energia que tem recebido maior atenção e investimentos, devido às elevadas densidades de potência e energia apresentada por esta bateria, características estas que são fundamentais para a viabilização das tecnologias dos veículos elétricos e híbridos. Todavia, mesmo para essas, que possuem maior energia específica entre as baterias atualmente disponíveis, a sua energia específica mássica é duas ordens de grandeza inferior a de combustíveis líquidos (BORBA, 2012). Contudo, os MEs têm uma eficiência maior de conversão de energia e menor massa do que os MCIs, assim, eles podem fornecer uma maior energia específica mecânica.

A bateria de Lítio-Ion apresenta as seguintes particularidades:

- Energia e potência específicas superiores a todas as outras baterias, como também o número de ciclos carga/descarga;
- Baixo índice de auto-descarga;
- Não possui efeito memória;
- Apresenta elevadas correntes de descarga, ideais para baterias do tipo tracionárias.

Alguns dos inconvenientes deste acumulador são:

- Baixa tolerância a picos de potência, portanto necessita de proteção contra sobretensões e sobrecorrentes;
- Elevado custo de fabricação, sendo este 40% maior que uma bateria de Ni-Cd (LAFUENTE, 2011).

3.1.4. Bateria de Cloreto de Sódio – Níquel

A bateria de Cloreto de Sódio-Níquel (NaNiCl_2) ou ZEBRA está sendo muito utilizada nos VEs atuais. Suas principais vantagens são:

- É completamente reciclável;
- Não produz emissões;
- Não exige manutenção constante;
- Tem energia específica em torno de 100 Wh/kg;
- Possibilita cerca de 1000 ciclos de carga/descarga (BEKKER, 2010).

As desvantagens desta bateria são:

- Opera em temperaturas entre 270°C e 350°C, torna-se necessário manter a bateria nesta faixa de temperatura;
- A taxa de auto-descarregamento pode ser 10% por dia;
- A bateria pode ser resfriada, no entanto levará cerca de um dia para aquecer novamente (LARMINIE & LOWRY, 2003).

Um resumo com as principais peculiaridades das baterias está apresentado na Tabela 3.1.

Tabela 3.1 - Características dos Principais Tipos de Bateria

	Pb	Ni-Cd	Ni-Mh	Li-Ion	NaNiCl₂
Custo	Baixo	Médio	Alto	Muito Alto	Médio
Energia Específica Mássica (Wh/kg)	30 – 50	50 - 80	40 - 100	160	100
Tensão por célula (V)	2,00	1,25	1,25	3,60	2,7
Corrente de Carga	Baixa	Muito Baixa	Moderada	Alta	Moderada
Número de Ciclos (carga/descarga)	200 – 500	1.000	1.000	1.200	1.000
Autodescarga por Mês (% do total)	Baixa (5%)	Moderada (20%)	Alta (30%)	Baixa (10%)	Baixa (10%)
Tempo Mínimo para Carga (h)	8 – 16	1 - 1,5	2 - 4	2 - 4	8

Fonte: Extraída e adaptada de (VALSERA-NARANJO *et al.*, 2009)

A bateria escolhida para as simulações foi a bateria ZEBRA (*Zero Emission Battery Research Activity*) muito utilizada nos VEs homologados no Brasil como o *Palio Weekend* (ITAIPU, 2014), as especificações detalhadas deste modelo podem ser vistas na Tabela 3.2.

Tabela 3.2 - Especificações Técnicas da Bateria ZEBRA

BATERIA	
Tecnologia	ZEBRA (NaNiCl ₂)
Faixa de operação de tensão (V_{min} - V_{max})	186 - 278 Vcc
Tensão nominal (V)	253 Vcc
Corrente máxima (A)	266 A
Potência (kW)	20 kW
Energia (kWh)	19,2 kWh
Tensão de recarga (V)	278 Vcc
Corrente de recarga (A)	16 A
Tempo de recarga 0 - 100% SoC (horas)	8 horas

Fonte: FIAT

3.2. MÉTODOS PADRÃO DE RECARGA DO VEÍCULO ELÉTRICO

De forma geral, a recarga dos VEs pode ser feita basicamente de duas formas: indutiva ou condutiva.

A recarga condutiva consiste na transferência de energia elétrica por meio de contato físico através de um meio condutor, enquanto que a recarga indutiva é feita por indução eletromagnética, utilizando o mesmo princípio do transformador: o fluxo de corrente alternada em uma bobina gera um campo magnético variável que ao enlaçar outra bobina induz tensão em suas extremidades (BOSSCHE, 2010).

A recarga indutiva tem como principal vantagem o fato de que não existem contatos elétricos o que resulta em maior segurança para as pessoas. Por sua vez, a recarga condutiva representa maior praticidade já que pode ser feita a partir de tomadas convencionais ou estações de recarga, sendo por este motivo a mais utilizada pelos VEs.

A conveniência da recarga condutiva torna-se importante para o uso em larga escala. No caso dos PHEVs, a recarga feita em casa, em tomadas padrão de 127 V ou 220 V, é suficiente para a autonomia desejada pelos usuários. Já no caso dos VEBs, existe também a necessidade de infra-estrutura pública de recarga dos veículos para aumentar a independência (BORBA, 2012).

De modo geral, pode-se dividir a recarga em três diferentes níveis. O nível 1 utiliza a tomada elétrica monofásica residencial padrão, também chamado de modo lento onde a taxa de carregamento entregue no PHEV conectado, é baixa (com baixos níveis de corrente e tensão). Embora resulte em um valor de potência relativamente baixo este tipo de tomada pode ser suficiente para muitos proprietários de VEs (OSORIO, 2013).

O nível 2 de recarga admite a ligação monofásica ou trifásica em 220 V. Está dividido em dois sub-níveis: baixo, com corrente na faixa de 10-20 A, e alto, considerando-se correntes mais elevadas. Este modo de carga pode existir em instituições públicas e privadas.

A última forma de recarga seria o nível 3, também chamado de carga rápida. Este nível compreende as recargas que seriam feitas exclusivamente em estações de serviço com aplicações comerciais e públicas, semelhante aos postos de combustíveis, e foi desenvolvido para empregar uma taxa de carregamento maior do que 20 kW e um alto nível de corrente de carga.

O nível 3 admite tensões próximas a 600 V com potências que podem chegar a 240 kW. Uma grande desvantagem deste carregamento ocorre devido ao alto nível de corrente que causa um aquecimento da bateria, reduzindo sua vida útil e eficiência. Sendo assim este nível demanda um forte esquema de preservação das baterias. A Tabela 3.3 exibe um resumo dos diferentes níveis de recarga.

Tabela 3.3 - Níveis de Recarga de VEs

NÍVEL	TENSÃO (V)	CORRENTE (A)	POTÊNCIA (kW)
Nível 1	127	10 – 20	1,2 – 2,5
Nível 2 (baixo)	220	10 - 20	2,2 – 4,4
Nível 2 (alto)	220	< 80	< 18
Nível 3 (baixo)	< 600		15 - 96
Nível 3 (alto)	600		< 240

Fonte: (BORBA, 2012)

O diagrama esquemático de toda a parte elétrica do PHEV incluindo o carregador pode ser visto na Figura 3.1. Nele os três tipos de níveis de recarga estão em destaque.

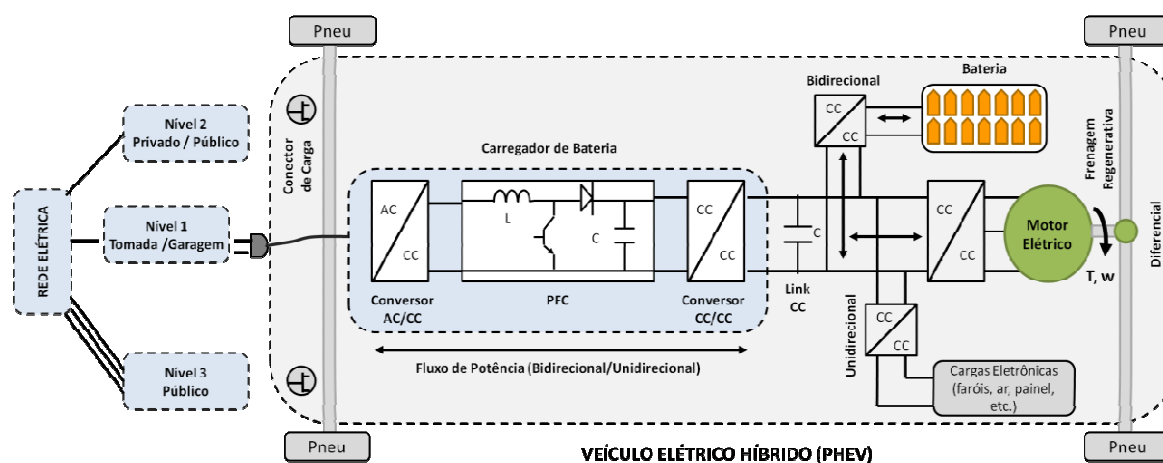


Figura 3.1- Diagrama Elétrico do PHEV

Fonte: (YILMAZ & KREIN, 2013)

Antes de analisar os distúrbios que podem vir a afetar a qualidade da energia elétrica devido à recarga do VE, serão listadas as condições ideais quando em processo de recarga. Idealmente o VE deveria ser imune às perturbações de comportamento do sistema elétrico, aqui divididas em dois níveis: baixa frequência e alta frequência.

- *Perturbações conduzidas em baixa frequência*

- a) Harmônicas da tensão de alimentação;

- b) Quedas e interrupções da tensão de alimentação, geralmente causadas por faltas na rede;

- c) Desequilíbrios da tensão de alimentação, normalmente causados pela conexão desigual de cargas monofásicas ou bifásicas em sistemas trifásicos; cargas trifásicas não lineares de grande porte também podem produzir desequilíbrio, como os fornos à arco elétrico;

- d) Ressonância série e paralela.

- *Perturbações conduzidas em alta frequência*

- a) Sequência de transientes rápidos, provocados por chaveamentos rápidos de disjuntores e conversores;

- b) Surtos de tensão da rede de alimentação;

- c) Descargas eletrostáticas;

- d) Interferências eletromagnéticas;

- e) Ressonância série e paralela.

Em um sistema real torna-se impossível satisfazer totalmente as condições ideais descritas anteriormente, pois tanto a rede quanto os carregadores estão sempre sujeitos a falhas ou perturbações que deterioram de alguma maneira as condições que seriam desejáveis para a operação do sistema elétrico.

3.3. TOPOLOGIAS DE CONVERSORES DE CARREGADORES DE BATERIAS DE VEs

A quantidade de modelos de carregadores e os estudos associados aumentaram bastante com o aparecimento dos VEs de modo que muitos autores propuseram diferentes topologias (MUSAVI *et al.*, 2011; ABREU, 2012; LAFUENTE, 2011 & GRENIER, 2009).

Numa primeira fase, o aprofundamento na análise e pesquisa de carregadores deveu-se à necessidade de aumentar o rendimento destes dispositivos, posteriormente, priorizou-se o impacto causado pelos tais na rede de distribuição de energia elétrica.

O carregamento de uma bateria não consiste de uma simples conexão à tomada da rede elétrica, pois o carregador de bateria necessita de um avançado sistema de controle para regular a corrente e a tensão na entrada da bateria. Sem o qual a vida útil da mesma estaria comprometida, podendo ser drasticamente reduzida (LARMINIE & LOWRY, 2003).

As atuais tecnologias de conversão AC/CC têm sido desenvolvidas visando a redução de correntes harmônicas, um alto fator de potência, baixas interferências eletromagnética e por rádio frequência na entrada AC, boa regulação e alta qualidade da tensão CC de saída para alimentar cargas (SINGH *et al.*, 2003).

Devido às exigências de qualidade de energia no ponto de acoplamento comum (PAC) de inserção do VE na rede elétrica, são usados mecanismos em conjunto com o retificador para melhorar o seu desempenho harmônico e aumentar a eficiência total. O conversor CC/CC *Boost* e suas variações são muito utilizados com esta finalidade, onde as técnicas de controle por modulação de largura de pulso (*pwm*) e por corrente de histerese são utilizadas através de realimentação no controle da corrente de entrada e da tensão de saída do carregador. A Figura 3.2 ilustra, em diagrama de blocos, um carregador de VE.

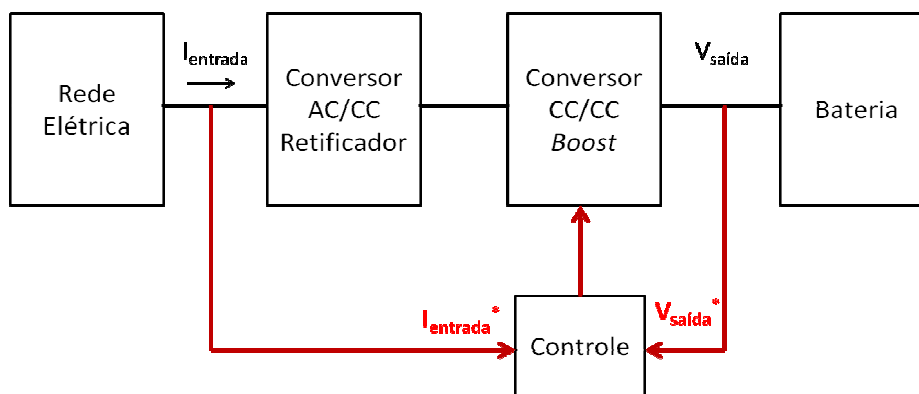


Figura 3.2 - Diagrama de Blocos do Carregador de VE

Fonte: Elaboração Própria

3.3.1. Topologia Convencional de Carregador de VE

A modelagem mais básica consiste de um conversor CA/CC constituído por um retificador de onda completa a diodo, seguido pelo mecanismo de correção de fator de potência, o conversor *CC/CC boost* que neste caso não utiliza malha de realimentação em seu controle. O diagrama em bloco e o circuito elétrico deste carregador podem ser vistos nas Figura 3.3 e Figura 3.4, respectivamente.

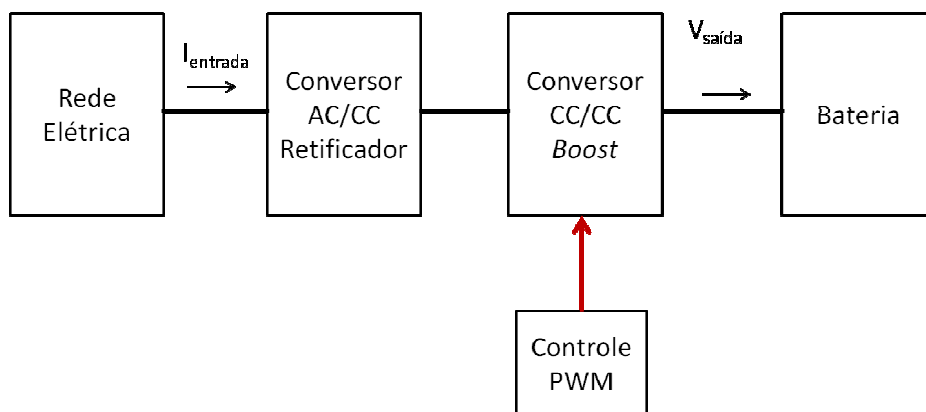


Figura 3.3 - Diagrama de Bloco de Modelo de Carregador Convencional

Fonte: Elaboração Própria

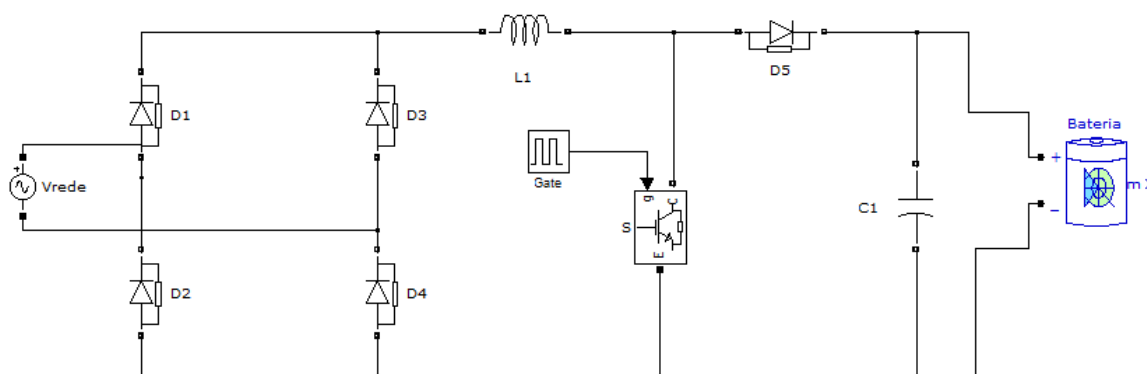


Figura 3.4 - Modelo de Carregador Convencional

Fonte: Extraído e Adaptado de MUSAVI, EBERLE e DUNFORD (2011)

O retificador tem a finalidade de converter a tensão alternada senoidal em tensão CC, podendo ser constituído de diodos, diodos e tiristores ou somente tiristores. O modelo com diodos é o mais comum por demandar baixo custo e facilidade de projeto, no entanto, não permite o controle do valor da tensão de saída. A Figura 3.5 ilustra este circuito.

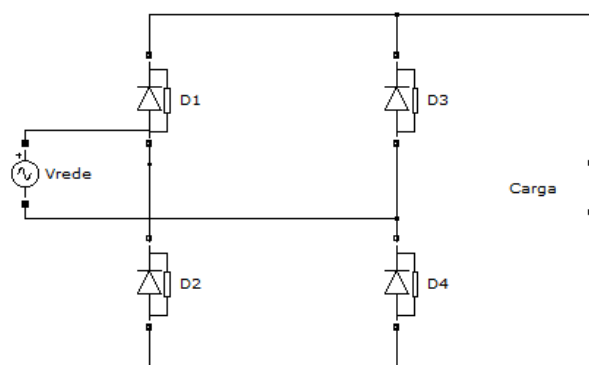


Figura 3.5 - Ponte Retificadora a Diodos

Fonte: Elaboração Própria

O valor da tensão média de saída é dado por

$$V_{DC_{SAÍDA}} = \frac{2}{\pi} \sqrt{2} V_{rede} \quad (3.1)$$

onde V_{rede} é o valor *rms* ou eficaz da tensão de entrada.

O conversor CC/CC tem a função principal de corrigir o fator de potência do retificador e também realizar a adaptação da tensão de saída do estágio anterior para a tensão requerida pelo banco de baterias. A representação detalhada deste circuito pode ser vista na Figura 3.6.

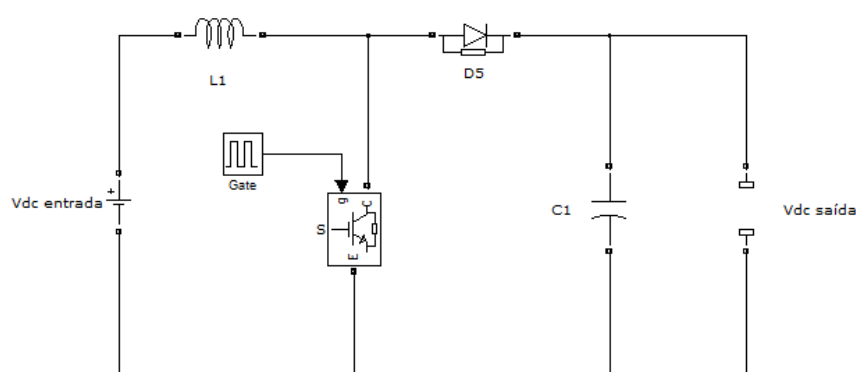


Figura 3.6 - Conversor CC/CC Boost

Fonte: Elaboração Própria

A relação entre a tensão de saída e a de entrada está reversamente relacionada com o *duty cycle*, ou razão de trabalho, da chave S. Esta relação já bastante conhecida da literatura (MOHAN *et al.*, 2003) é expressa por

$$V_{DC_{SAÍDA}} = \frac{1}{1-D} V_{DC_{ENTRADA}} \quad (3.2)$$

onde D é a razão de trabalho da chave, dada por

$$D = \frac{t_{on}}{T_s} \quad (3.3)$$

em que t_{on} é o tempo em que a chave permanece fechada e T_s é o período total de chaveamento. O controle da chave S é feito por *pwm*.

Esta arquitetura convencional é simples de modelar, no entanto, a correção de fator de potência não é eficaz porque não permite controlar as grandezas de saída aplicadas à bateria e ainda, a corrente de entrada do carregador possui uma elevado *ripple*, resultando em componentes harmônicas de baixa ordem.

3.3.2. Topologia de Carregador de VE com PFC e FULL BRIDGE

Neste modelo proposto por GRENIER (2009), o carregador é composto por três conversores: um retificador, um conversor *CC/CC boost* e um conversor *CC/CC Full Bridge*. O diagrama esquemático em blocos desta topologia pode ser visto na Figura 3.7 e o circuito elétrico de potência na Figura 3.8.

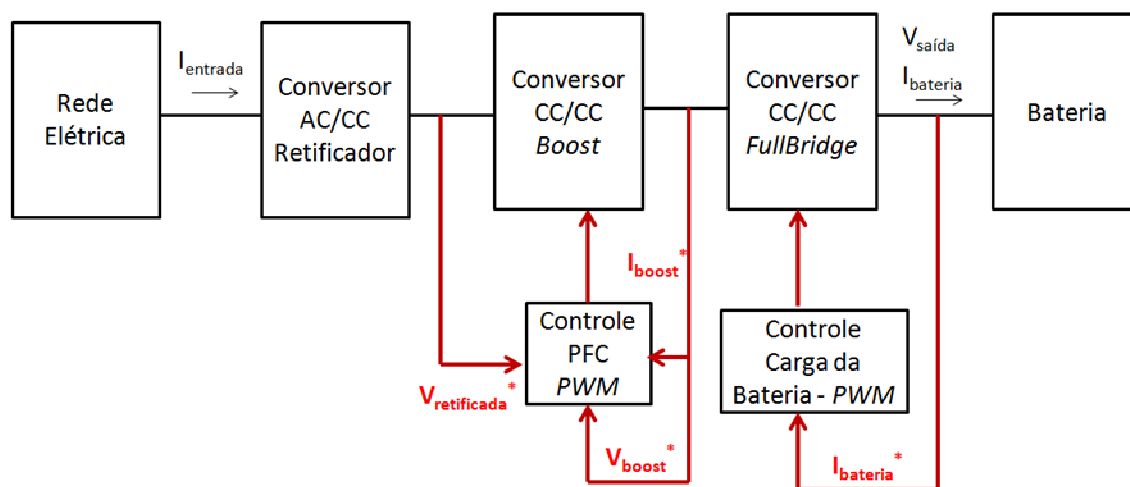


Figura 3.7 - Diagrama em Bloco de Carregador com PFC e Full Bridge

Fonte: Extraído e adaptado de (GRENIER, 2009)

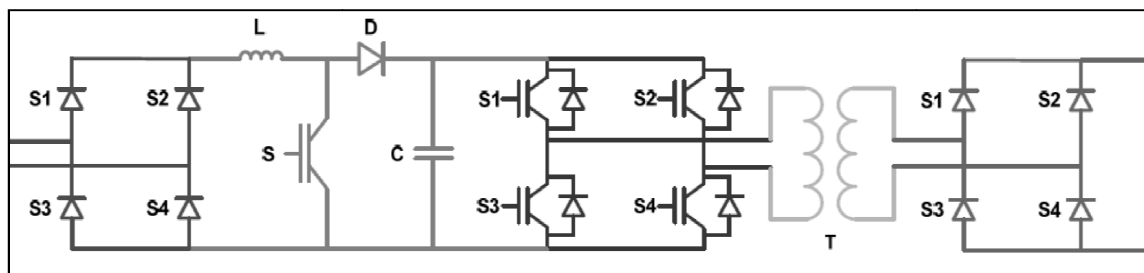


Figura 3.8 - Modelo de Carregador de Bateria com PFC e Full Bridge

Fonte: (GRENIER, 2009)

O PFC, *Power Factor Correction* (ou correção do fator de potência), compõe-se do retificador e do conversor *CC/CC boost* e, objetiva tornar a forma de onda da corrente de entrada tão próxima quanto possível da onda senoidal da tensão da rede. As variáveis de controle do PFC são a tensão medida da carga e a corrente medida no indutor.

A estrutura do conversor *Full Bridge* depende da potência a ser transmitida à bateria. O primeiro estágio, caracterizado pelo inversor, converte a tensão contínua do PFC em tensão alternada, o segundo estágio compõe-se do transformador que a tem a função de isolamento galvânica, por fim o terceiro e último estágio é desenvolvido pelo retificador onda completa.

Em relação ao caso anterior esta topologia oferece uma maior redução no nível harmônico da corrente de entrada por conta da malha de realimentação no conversor *CC/CC*, e além disso, a isolamento galvânica garantida pelo transformador minimiza as distorções na tensão de saída.

3.3.3. Topologia de Carregador de VE com Controle PLL

Esta topologia desenvolvida por LEE *et al.* (2012) é formada por dois estágios: um retificador controlado a *IGBT* e um conversor *CC/CC buck*. O diagrama esquemático em blocos desta topologia pode ser visto na Figura 3.9 e o circuito elétrico de potência na Figura 3.10.

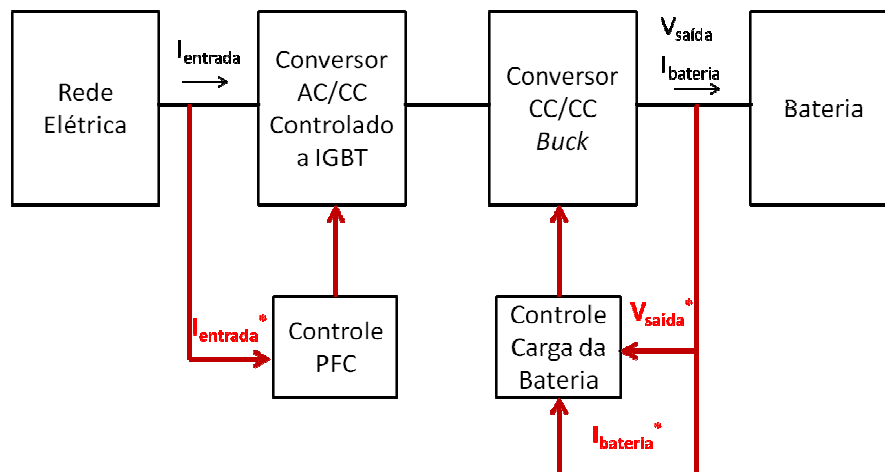


Figura 3.9 - Diagrama em Bloco de Carregador com Controle PLL

Fonte: Extraído e adaptado de (LEE *et al.*, 2012)

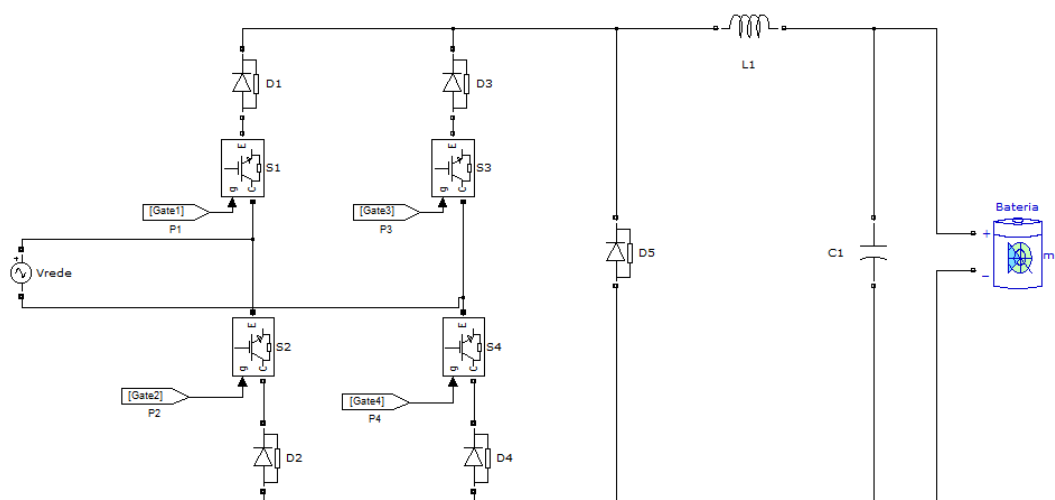


Figura 3.10 - Modelo de Carregador de Bateria com Controle PLL

Fonte: Extraído e adaptado de (LEE *et al.*, 2012)

O retificador proposto utiliza semicondutores IGBT e diodos conectados em série similar a um conversor *Full Bridge*, no entanto, o coletor e o emissor do IGBT deste estão em direção reversa daquela empregada usualmente naquele conversor.

O primeiro bloco de controle é empregado para corrigir o fator de potência. Neste bloco a tensão senoidal da rede é transformada em um sinal em quadratura em referencial dq síncrono. O controlador *Phase Locked Loop* (PLL) decompõe o sinal referencial síncrono da tensão de entrada no ângulo de fase que, por fim, irá comandar o funcionamento das chaves S_1 , S_2 , S_3 e S_4 .

O segundo bloco de controle tem a função de manter a corrente e tensão constante na entrada da bateria.

3.4. TOPOLOGIA ADOTADA NAS SIMULAÇÕES

Para realizar o estudo dos efeitos dos harmônicos produzidos no carregamento do PHEV, propósito deste trabalho, foi escolhida a topologia desenvolvida por GRENIER (2009). Alguns ajustes foram feitos para se adequar o modelo ao VE utilizado na Ilha de Fernando de Noronha. Esta modelagem apresenta um bom desempenho e fornece resultados condizentes com a realidade dos carregadores de VEs atuais.

As características elétricas gerais do carregador podem ser vistas na Tabela 3.4.

Tabela 3.4 - Especificações Técnicas do Carregador de PHEV

Grandeza	Nomenclatura	Valor
<i>Tensão de Entrada</i>	$V_{entrada}$	310,27 V _{pico}
<i>Frequência da Rede</i>	f	60 Hz
<i>Potência de Saída</i>	P	3700 W
<i>Corrente de Carga</i>	I_{carga}	16 A _{rms}
<i>Ripple de Tensão</i>	ΔV	3 %
<i>Ripple de Corrente</i>	ΔI	20 %
<i>Tensão da Bateria</i>	$V_{bateria}$	278 V

Fonte: Elaboração Própria

A seguir serão apresentados os dados de projeto do carregador, sendo divididos em dois estágios: *PFC* e *Full Bridge*.

3.4.1. Primeiro Estágio do Carregador - PFC

Como já visto anteriormente, o primeiro estágio do carregador constitui-se de um retificador e de um conversor *CC/CC boost*. Entre as justificativas para a aplicação do conversor *boost* como ferramenta para correção de fator de potência, pode-se destacar (MAMMANO & DIXON, 1991):

a) O indutor na entrada absorve as variações bruscas na tensão retificada da rede, de modo a não afetar o restante do circuito, além de facilitar a obtenção da forma desejada da corrente (senoidal);

b) O controle da forma de onda é mantido para todo valor instantâneo da tensão de entrada, inclusive o zero;

- c) Como a corrente de entrada não é interrompida (no modo de condução contínuo), as exigências de filtros de interferência eletromagnética são minimizadas;
- d) O transistor deve suportar a tensão de saída;
- e) O conversor posterior deve operar com uma tensão de entrada relativamente elevada;
- f) A posição do interruptor dificulta a proteção contra curto-circuito na carga ou sobrecorrente;
- g) Não permite isolamento entre entrada e saída.

A Figura 3.11 ilustra os componentes desse estágio. Em seguida são mostrados, os cálculos para obtenção dos parâmetros.

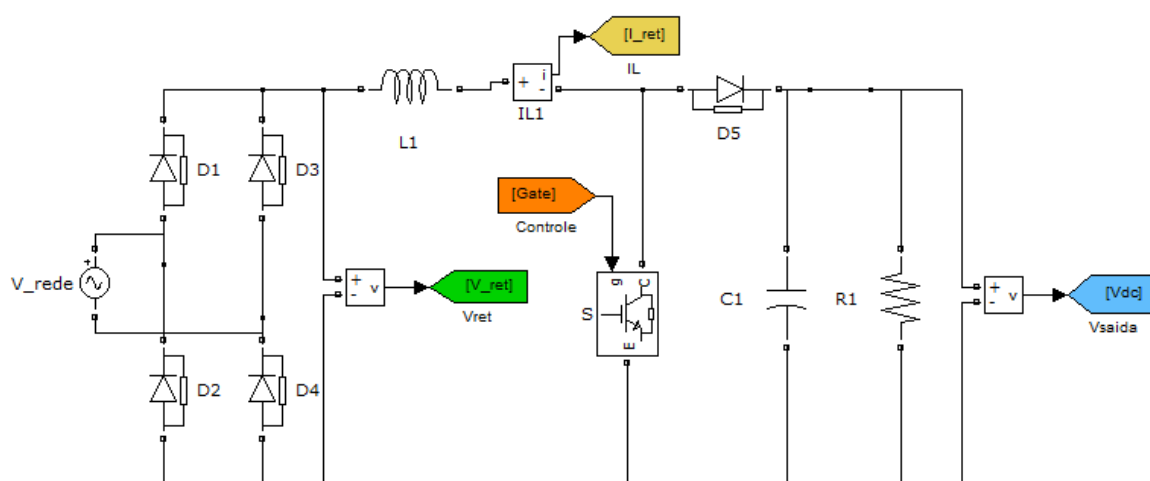


Figura 3.11 - Primeiro Estágio do Carregador - PFC

Fonte: Elaboração Própria

I. Cálculo do Indutor, L_1

A indutância que compõe o PFC é calculada, segundo GRENIER (2009):

$$L_1 = \frac{V_{saída}}{4f_s \Delta I} \quad (3.4)$$

onde $V_{saída}$ é a tensão de saída, f_s é a frequência de chaveamento e ΔI é o *ripple* na corrente de entrada.

Na Tabela 3.5 são apresentados os parâmetros para o cálculo de L_1 .

Tabela 3.5 - Dados para o Cálculo do Indutor L_1

Grandeza	Nomenclatura	Valor
Tensão de Saída do boost	$V_{saída}$	450 V
Ripple da Corrente	ΔI	4,55 A
Indutor - PFC	L_1	1,23 mH

Fonte: Elaboração Própria

II. Cálculo do Capacitor, C_1

A capacitância que compõe o PFC é calculada, segundo GRENIER (2009):

$$C = \frac{V_{ret_max} \cdot I_{ret_max}}{4\Delta V_{saída} \omega V_{saída}} \quad (3.5)$$

onde V_{ret_max} é o valor de pico da tensão retificada de entrada do conversor *boost*, I_{ret_max} é a corrente máxima, $\Delta V_{saída}$ é o *ripple* na tensão de saída, ω é a frequência angular da tensão da rede e $V_{saída}$ é a tensão de saída do PFC.

Na Tabela 3.6 são apresentados os parâmetros para o cálculo de C_1 .

Tabela 3.6 - Dados para o Cálculo do Capacitor C_1

Grandeza	Nomenclatura	Valor
Tensão de Entrada do boost	V_{ret_max}	310 V
Tensão de Saída do boost	$V_{saída}$	450 V
Ripple da Tensão de Saída	ΔV	13,5 V
Corrente de Entrada no PFC	I_{ret_max}	22,6 A
Capacitor - PFC	C_1	1,64 mF

Fonte: Elaboração Própria

III. Cálculo do Resistor, R_1

A resistência que compõe o PFC pode ser calculada pela seguinte expressão:

$$R_1 = \frac{(V_{saída})^2}{P} = \frac{450^2}{3700} = 55\Omega \quad (3.6)$$

onde P é potência do carregador.

IV. Controle do PFC

O circuito de controle do PFC deverá atuar no sentido de manter a operação do sistema de acordo com características específicas desejadas. Para isso, são necessárias duas malhas de controle: uma malha para controle da tensão de saída e uma malha para controlar a forma e a amplitude da corrente de entrada do carregador (GRENIER,2009).

A malha de corrente tem a função de manter a corrente de entrada aproximadamente com a mesma forma e em fase com a tensão de entrada senoidal, ou seja, ajustar o fator de potência para o mais próximo possível da unidade. A malha de tensão, por sua vez, garante que a tensão de saída esteja sempre dentro dos limites pré-estabelecidos, independente das variações na carga. A Figura 3.12 ilustra o diagrama de blocos desse sistema de controle.

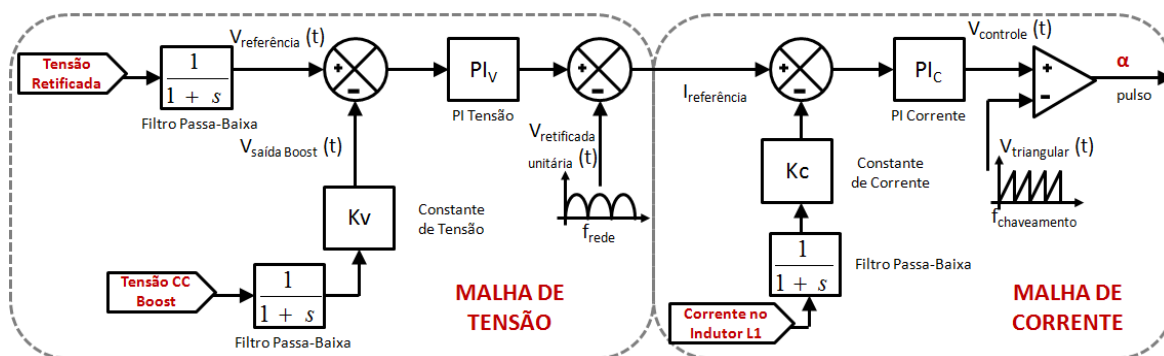


Figura 3.12 - Diagrama de Blocos do Controle do PFC

Fonte: GRENIER (2009)

As constantes proporcional e integral da malha de tensão no controle PFC são calculadas, segundo GRENIER (2009):

$$K_{pv} = \frac{4V_{saída} \cdot \tau_v \cdot w_v}{K_v R_1 V_{entrada}} \quad (3.7)$$

$$K_{iv} = \frac{K_{pv}}{\tau_v} \quad (3.8)$$

onde K_{pv} é a constante proporcional da malha de tensão, K_{iv} é a constante integral da malha de tensão, $V_{saída}$ é a tensão de saída do PFC, τ_v é a constante de tempo do controlador, w_v é a frequência de corte da malha de tensão, K_v é o coeficiente do sensor de tensão, R_l é o resistor do *boost* e $V_{entrada}$ é o valor de pico da tensão de entrada do PFC ou tensão da rede.

Para calcular a constante de tempo, τ_v :

$$\tau_v = \frac{R_l C_1}{2} \quad (3.9)$$

A resposta da malha de tensão deve ser suficientemente lenta em relação à malha de corrente para conseguir manter a forma de onda da corrente no indutor senoidal. Sendo assim, a frequência de corte da malha de tensão deve ser da ordem de dezenas de Hz. Assumiu-se que esta seja 0,1% da frequência de chaveamento.

Na Tabela 3.7 são apresentados os parâmetros do controlador na malha de tensão.

Tabela 3.7 - Dados do Controlador PI da Malha de Tensão

Grandeza	Nomenclatura	Valor
<i>Frequência de Corte</i>	w_v	126 rad/s
<i>Coeficiente do sensor de tensão</i>	K_v	0,025
<i>Constante Proporcional</i>	K_{pv}	26,96
<i>Constante Integral</i>	K_{iv}	508,25

Fonte: Elaboração Própria

As constantes proporcional e integral da malha de corrente no controle PFC são calculadas, segundo GRENIER (2009):

$$K_{pc} = \frac{V_{tri\ max} \cdot L_1 \cdot w_c}{K_c \cdot V_{saída}} \quad (3.10)$$

$$K_{ic} = \frac{K_{pc}}{\tau_c} \quad (3.11)$$

onde K_{pc} é a constante proporcional da malha de corrente, $V_{tri\ max}$ é a tensão máxima da onda triangular, L_l é a indutância do *boost*, w_c é a frequência de corte da malha de corrente, K_c é o coeficiente do sensor de corrente e $V_{saída}$ é a tensão de saída do PFC.

Para calcular a constante de tempo, τ_c :

$$\tau_c = \frac{1}{w_c} \quad (3.12)$$

A resposta da malha de corrente deve ser rápida em relação à malha de tensão para isso, considerou-se que esta seja 10% da frequência de chaveamento.

Na Tabela 3.8 são apresentados os parâmetros do controlador na malha de corrente.

Tabela 3.8 - Dados do Controlador PI da Malha de Corrente

Grandeza	Nomenclatura	Valor
<i>Frequência de Corte</i>	w_c	12566 rad/s
<i>Coeficiente do sensor de tensão</i>	K_c	1
<i>Tensão máxima da onda triangular</i>	$V_{tri\ max}$	10 V
Constante Proporcional	K_{pc}	0,35
Constante Integral	K_{ic}	4338,2

Fonte: Elaboração Própria

3.4.2. Resultados do Primeiro Estágio do Carregador – PFC

Durante o processo de carga da bateria o THD da corrente de entrada varia de acordo com o estado de carga e também com a configuração do carregador (monofásico, trifásico, tipo de controle, etc.), podendo atingir até 28% quando no final do processo de carga (LAMBERT, 1999).

Com a topologia de PFC empregada neste trabalho foi possível conseguir um fator de potência do carregador de 0,996. Este fato confirma que a potência ativa está sendo utilizada durante a carga. Na Figura 3.13 são mostradas as formas de onda da tensão da rede elétrica e a corrente de entrada do carregador.

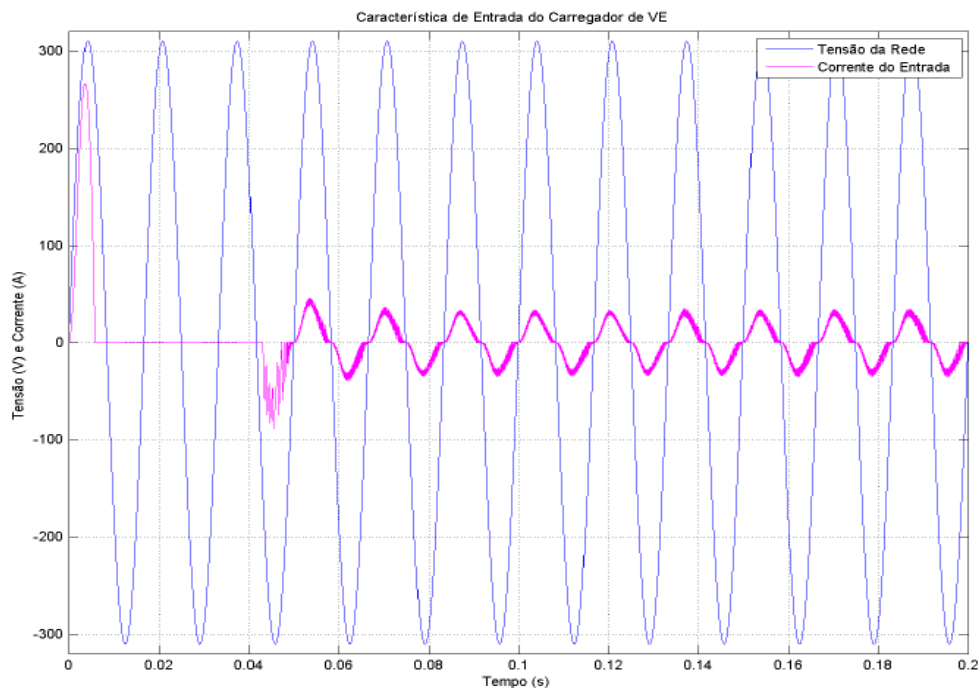


Figura 3.13 - Características de Entrada do Estágio PFC

Fonte: Elaboração Própria

A corrente do carregador tem amplitude $16 A_{rms}$, com THD de 22%. O pequeno transitório de 50 ms deve-se à corrente necessária para carregar o capacitor, o gráfico detalhado da corrente do carregador é exibido na Figura 3.14:

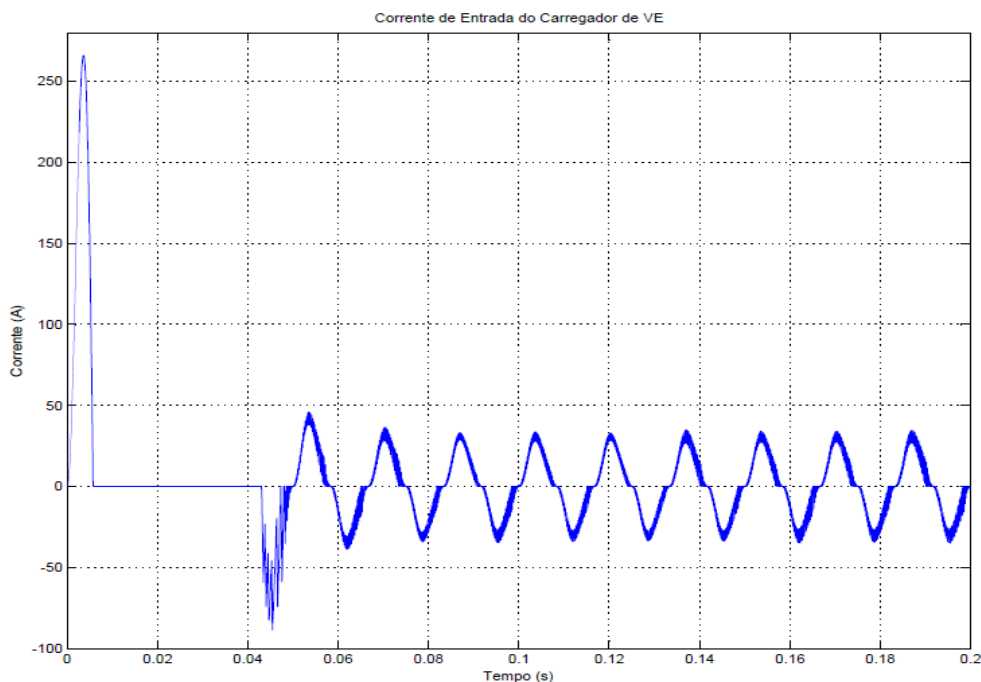


Figura 3.14 - Corrente de entrada do Carregador de VE

Fonte: Elaboração Própria

A tensão de saída do PFC tem valor médio de 450 V com ondulação de 20%. São necessários 65 ms para que esta atinja o regime permanente. Como esta tensão serve como entrada para o próximo estágio, colocou-se um intervalo de tempo 100 ms para o início do chaveamento do conversor *Full Bridge*, para excluir o período transitório.

A Figura 3.15 mostra a forma de onda da tensão na saída do estágio PFC do carregador:

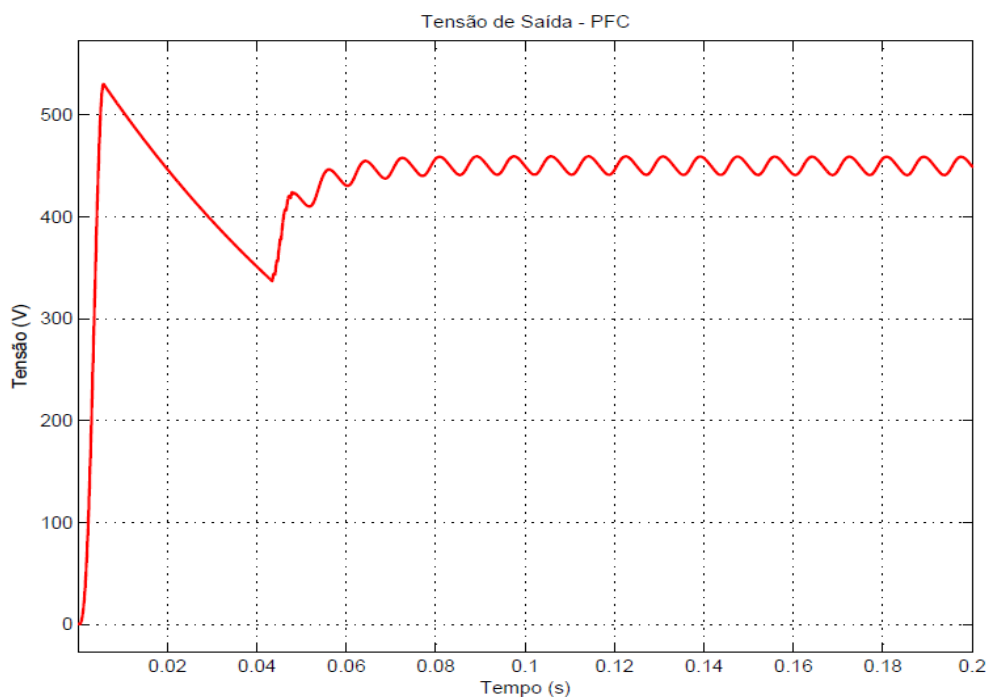


Figura 3.15 - Tensão de Saída do Estágio PFC
Fonte: Elaboração Própria

3.4.3. Segundo Estágio do Carregador – *FULL BRIDGE*

Como visto no item 3.3.3, o segundo estágio do carregador constitui-se de um inversor, um transformador isolador de alta frequência, um retificador e um filtro LC passa-baixa.

Esse estágio tem como finalidade ajustar a tensão e a corrente de saída utilizadas para carregar o banco de baterias, proporcionando isolamento galvânica, baixa interferência eletromagnética (LAFUENTE, 2011) e controle da tensão de saída independente da corrente de saída (MOHAN *et al.*, 2003).

A Figura 3.16 ilustra os componentes desse estágio. Em seguida, são mostradas as especificações dos parâmetros.

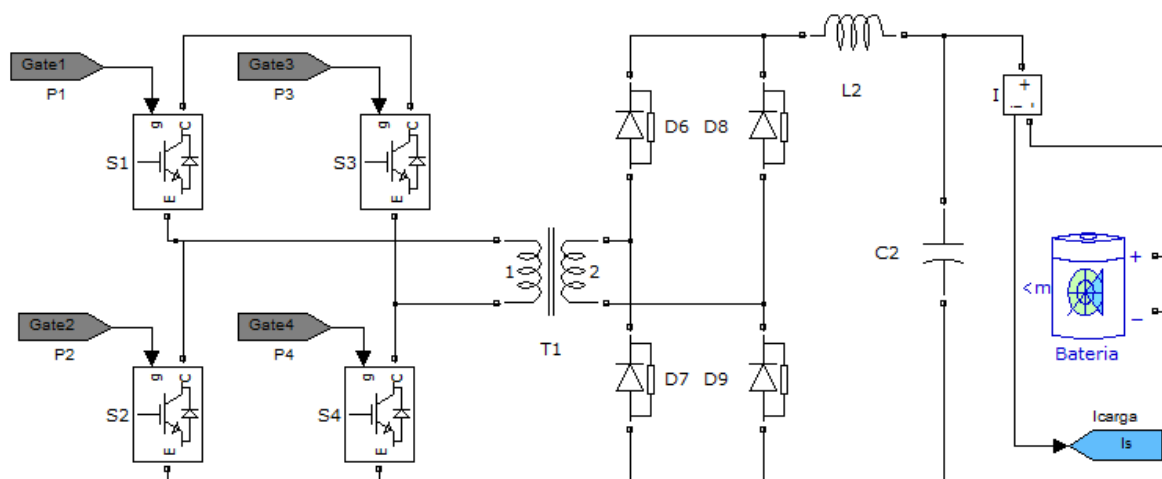


Figura 3.16 - Segundo Estágio do Carregador – Full Bridge

Fonte: Elaboração Própria

I. Especificação do Transformador de Alta Frequência, T_1

O transformador de alta frequência é projetado utilizando os parâmetros assumidos na Tabela 3.9:

Tabela 3.9 - Dados do Transformador de Alta Frequência

Grandeza	Valor
Corrente de Entrada	16 A rms
Tensão Primária	450 V
Relação de Espiras	1
Frequência	20 kHz
Potência Nominal	3700 VA
Resistência dos enrolamentos	0,013 Ω
Indutância de dispersão	5,5 μ H
Indutância de Magnetização	4,86 mH
Resistência de Magnetização	1900 Ω

Fonte: Elaboração Própria

Transformadores de alta frequência não estão disponíveis comercialmente, portanto é necessário projetar fisicamente os componentes. Como este trabalho resume-se às análises simulacionais, os dados acima foram retirados de (GRENIER, 2009).

II. Cálculo do Indutor, L_2

O indutor do filtro de saída L_2 deve ser projetado a partir da especificação de ondulação máxima de corrente estipulada para o projeto. Assim, tem-se a equação que determina seu valor como sendo:

$$L_2 = \frac{V_{L_{max}}}{\frac{di_L}{dt}} \quad (3.13)$$

onde $V_{L_{max}}$ é a máxima tensão no indutor, di_L é o ripple da corrente no indutor e dt é metade de um período.

Na Tabela 3.10 são apresentados os parâmetros para o cálculo de L_2 .

Tabela 3.10 - Dados para o Cálculo do Indutor L_2

Grandeza	Nomenclatura	Valor
Tensão Máxima no Indutor	$V_{L_{max}}$	230 V
Ripple na corrente do indutor	di_L	1,9 A
Período	T	50 μ s
Indutor Filtro de Saída	L_2	3,05 mH

Fonte: Elaboração Própria

III. Cálculo do Capacitor, C_2

O capacitor de filtro de saída é projetado para satisfazer as especificações de ondulação máxima de tensão de saída. Sabendo que no capacitor:

$$I_{C_2} = C_2 \frac{dV_{c_2}}{dt} \quad (3.14)$$

A capacitância pode ser calculada pela expressão:

$$C_2 = \frac{I_{C_2} dt}{dV_{c_2}} \quad (3.15)$$

onde I_{C_2} é a corrente no capacitor caracterizada pelo *ripple* da corrente do indutor, dt é o período e dV_{c_2} .

Na Tabela 3.11 são apresentados os parâmetros para o cálculo de C_2 .

Tabela 3.11 - Dados para o Cálculo do Capacitor C_2

Grandeza	Nomenclatura	Valor
Corrente do Capacitor	I_{C_2}	1,9 A
Período	T	50 μ s
Ripple da Tensão no Capacitor	dV_{C_2}	8,34 V
Capacitor Filtro de Saída	C_2	3,3 mF

Fonte: Elaboração Própria

IV. Controle do Full Bridge

O circuito de controle do *Full Bridge* deverá atuar no sentido de manter a tensão na bateria constante. Utiliza-se a modulação *pwm* unipolar no comando das chaves S_1 , S_2 , S_3 e S_4 do inversor, cuja principal vantagem é produzir sinais com componentes harmônicos de ordem mais alta em relação ao chaveamento bipolar.

Com o chaveamento unipolar cada perna do inversor é controlada isoladamente, uma pela tensão de controle senoidal (V_{controle}) e a outra pelo inverso da tensão de controle senoidal ($-V_{\text{controle}}$), como ilustrado na Figura 3.17:

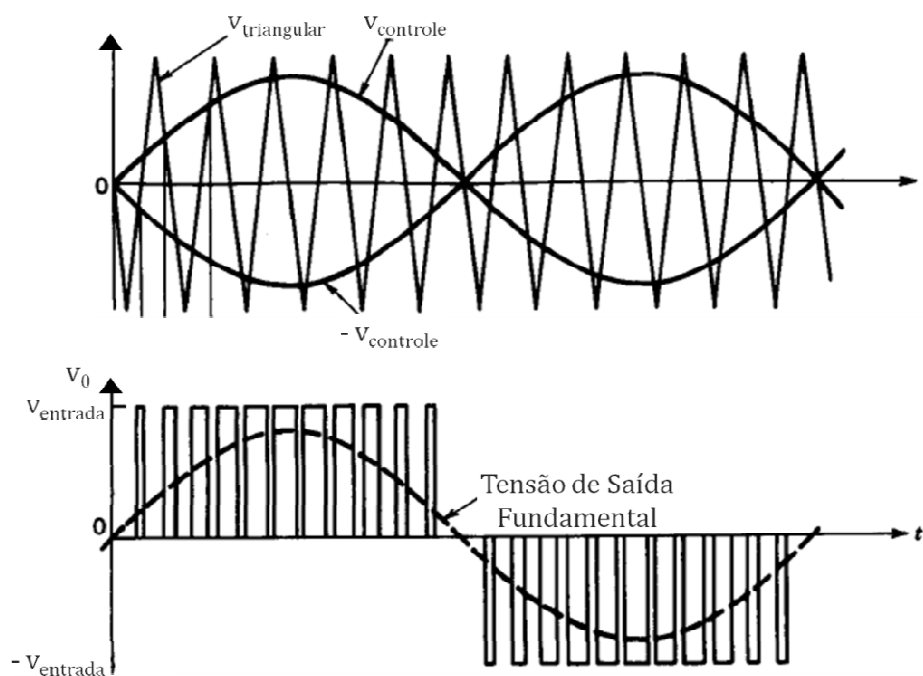


Figura 3.17 - Chaveamento PWM Unipolar

Fonte: MOHAN *et al.* (2003)

A Figura 3.18 ilustra o diagrama de blocos do sistema de controle de malha aberta que serve para limitar a forma e a amplitude da corrente de carga do carregador.

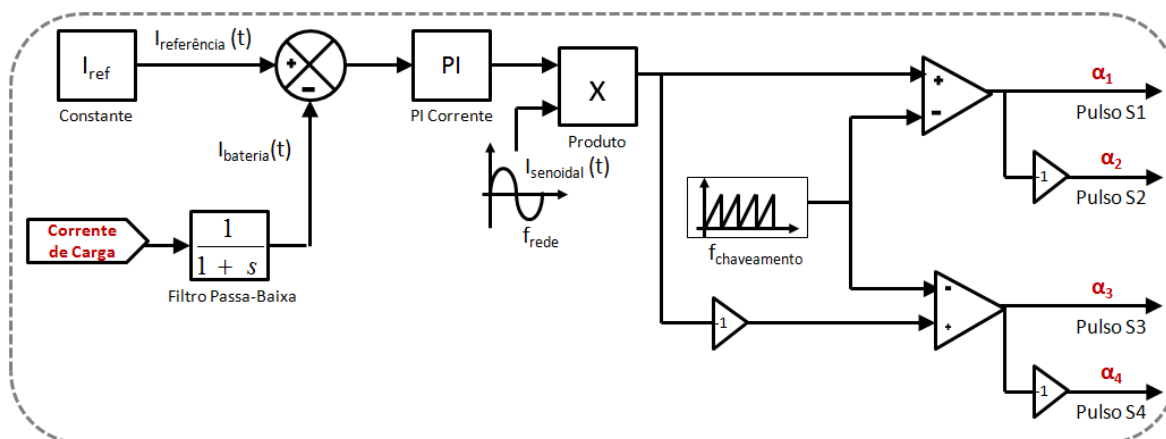


Figura 3.18 - Diagrama de Blocos do Controle do Full Bridge

Fonte: GRENIER (2009)

As constantes proporcional e integral do controle *Full Bridge* são calculadas, segundo GRENIER (2009):

$$K_{pc} = \frac{V_{tri\ max} \cdot L_1 \cdot w_c}{K_c \cdot V_{bateria}} \quad (3.16)$$

$$K_{ic} = \frac{K_{pc}}{\tau_c} \quad (3.17)$$

onde K_{pc} é a constante proporcional da malha de corrente, $V_{tri\ max}$ é a tensão máxima da onda triangular, L_1 é a indutância do *boost*, w_c é a frequência de corte da malha de corrente, K_c é o coeficiente do sensor de corrente e V_{saida} é a tensão de saída do carregador.

Para calcular a constante de tempo, τ_c :

$$\tau_c = \frac{1}{w_c} \quad (3.18)$$

A resposta da malha de corrente deve ser rápida em relação à malha de tensão para isso, considerou-se que esta seja 10% da frequência de chaveamento.

Na Tabela 3.12 são apresentados os parâmetros do controlador na malha de corrente.

Tabela 3.12 - Dados do Controlador PI da Malha de Corrente

Grandeza	Nomenclatura	Valor
Frequência de Corte	ω_c	12566 rad/s
Coefficiente do sensor de tensão	K_c	1
Tensão máxima da onda triangular	$V_{tri\ max}$	12 V
Constante Proporcional	K_{pc}	1,65
Constante Integral	K_{ic}	20734,73

Fonte: Elaboração Própria

3.4.4. Resultados do Segundo Estágio do Carregador – FULL BRIDGE

A tensão de saída do conversor *Full Bridge* consiste na tensão que efetivamente irá carregar a bateria do VE. Com a topologia escolhida, a tensão de carga tem valor médio de 278 V com ondulação de 20%. São necessários 100 ms para que esta atinja o regime permanente, até que o capacitor esteja completamente carregado.

A Figura 3.19 mostra a forma de onda da tensão na saída do estágio *Full Bridge* do carregador:

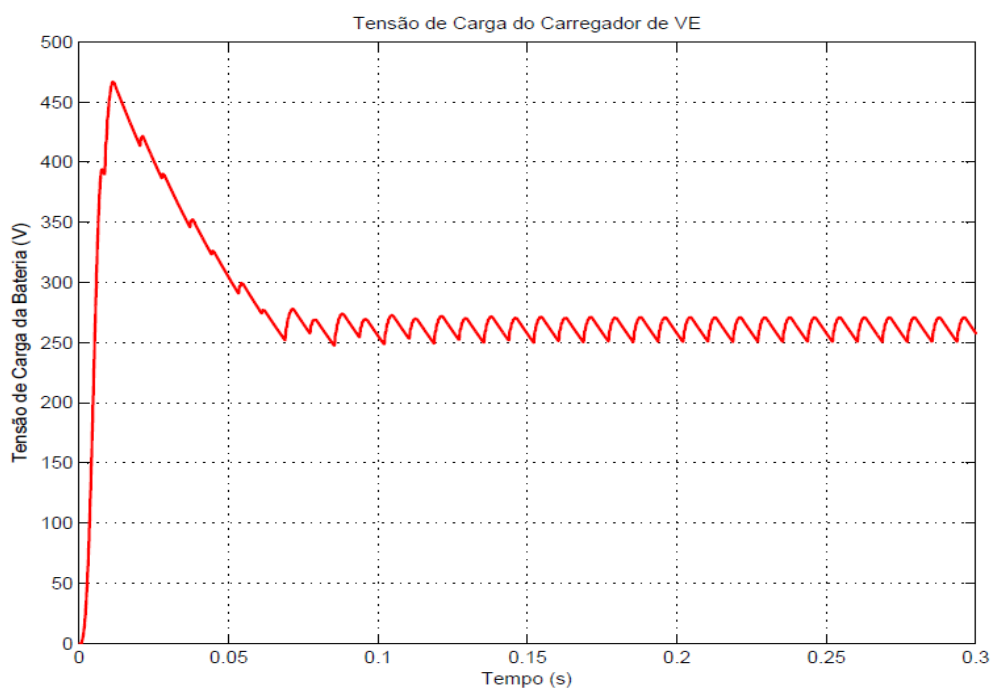


Figura 3.19 - Tensão de saída do Estágio Full Bridge

Fonte: Elaboração Própria

CAPÍTULO 4

ESTUDO DE CASO - IFN

O estudo de caso para avaliar os impactos do carregamento do VE na qualidade de energia elétrica foi realizado na rede de distribuição da Ilha de Fernando de Noronha (IFN). Onde os dados reais de potência, tensão, carregamento dos transformadores, número de consumidores, tipos de consumidores, a saber: residencial, comercial e iluminação pública, foram fornecidos pela concessionária de energia, CELPE.

Primeiramente são apresentadas as características elétricas do alimentador, os detalhes da modelagem de seus componentes e o levantamento dos perfis harmônicos das cargas, a partir de dados experimentais de medição obtidos na literatura. Em seguida são ressaltadas as cargas harmônicas do alimentador em dois horários prováveis de carga do VE que serão avaliados nesta pesquisa.

4.1. REDE DISTRIBUIÇÃO - IFN

A IFN, é um arquipélago pertencente ao estado brasileiro de Pernambuco, formado por 21 ilhas e ilhotas, ocupando uma área de 26 km², situado no Oceano Atlântico, a leste do estado do Rio Grande do Norte. A ilha principal tem 17 km² e fica a 545 km da cidade Recife/PE e a 360 km da cidade de Natal/RN, sendo sua população constituída de 2,6 mil habitantes. A energia fornecida à ilha é proveniente de 4 unidades geradoras térmicas, além de uma unidade de contingência em que todas funcionam a diesel. Na Tabela 4.1 são apresentadas as características destas unidades geradoras.

Tabela 4.1 - Unidades Geradoras IFN

DESCRIÇÃO	POTÊNCIA APARENTE (kVA)	POTÊNCIA ATIVA (kW)	INÍCIO DA OPERAÇÃO	FABRICANTE
00G1	1.608	1.286	08/03/08	CUMMINS
00G2	1.125	900	15/07/07	CUMMINS
00G3	1.125	900	29/07/07	CUMMINS
00G4	1.608	1.286	31/07/07	CUMMINS
<i>Potência Instalada Total</i>		<i>4.372 kW</i>		
DESCRIÇÃO	POTÊNCIA APARENTE (kVA)	POTÊNCIA ATIVA (kW)	INÍCIO DA OPERAÇÃO	FABRICANTE
00G5 - Unidade Geradora de Contingência	1.400	1.120	01/02/12	CUMMINS

Fonte: Celpe

A ilha é constituída por 838 unidades consumidoras, sendo cinco destas, alimentadas em alta tensão e sua rede de distribuição é formada por 3 alimentadores, cujas extensões e quantidades de transformadores no sistema IFN são apresentados na Tabela 4.2 e na Figura 4.1.

Tabela 4.2 - Rede de Distribuição da IFN

DESCRIÇÃO		QUANTIDADE	
Extensão de Rede	FEN 21F1	5,29 km	(rede protegida)
	FEN 21F2	4,95 km	(rede convencional)
	FEN 21F3	4,08 km	(rede protegida)
	Rede BT	20,45 km	(com 30% de rede isolada)
Qtd. de Trafos	Celpe	30	
	Particular	9	
Unidades Consumidoras	BT	833	
	AT	5	

Fonte: Celpe

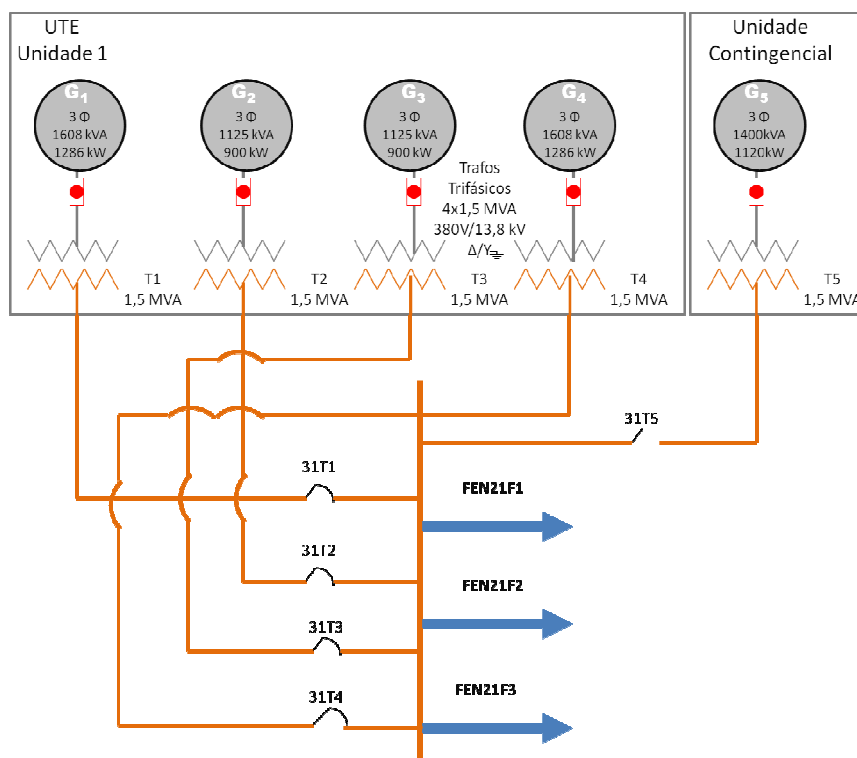


Figura 4.1 - Digrama Unifilar - IFN

Fonte: Celpe

A rede convencional caracteriza-se por condutores de cobre nu e a rede protegida é formada por cabos cobertos, mas não isolados, apoiados em espaçadores.

As características dos condutores da rede de distribuição da IFN, que são cabos de cobre nu, e a altura da linha estão descritas na Tabela 4.3.

Tabela 4.3 - Características dos Cabos de Cobre Nu

Tipo de Cabo	Altura para o solo	Diâmetro externo
C-25	10,15 m	6,18 mm
C-16	10,15 m	5,10 mm

Fonte: Celpe

Nas simulações utilizou-se a estrutura de um poste típico em 13,8 kV da Celpe, cujas distâncias estão em mm e que pode ser vista na Figura 4.2.

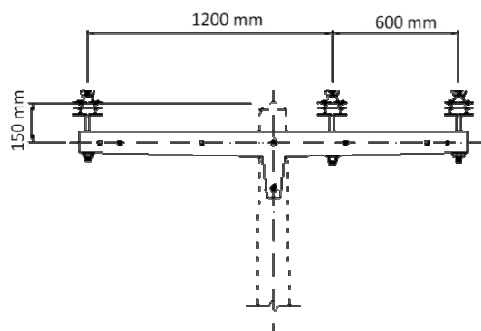


Figura 4.2 - Estrutura típica de 13,8 kV da Celpe

Fonte: Celpe

O foco deste trabalho concentrou-se no alimentador FEN01F2 que, atualmente é o único que possui uma geração distribuída fotovoltaica de 400 kWp. Alguns consumidores de grande porte fazem uso de microgeração distribuída para o seu próprio consumo, no entanto, este aspecto não foi abordado visto que a análise é feita para avaliar os impactos harmônicos na rede de distribuição.

4.1.1. Características Elétricas do Alimentador FEN01F2

O alimentador FEN01F2 é radial, possui 13 barras na média tensão, 13 transformadores abaixadores 13,8/0,38 kV Δ -Y aterrado, totalizando 113 consumidores entre residenciais, comerciais, rurais e prédios públicos.

As características elétricas de FEN01F2, todas fornecidas pela CELPE, estão ilustradas na Tabela 4.4.

Tabela 4.4 - Parâmetros do Alimentador

Dados do Alimentador FEN01F2	
Potência Nominal Trifásica - $S_{cc3\phi}$ (MVA)	1,91
Nº de Barras	13
Tensão do alimentador (kV)	13,8
Corrente Nominal - I_{Carga} (A_{RMS})	80
Extensão (km)	4,95

Fonte: Celpe

Tabela 4.6 - Valores Padronizados Transformadores CELPE

Potência (kVA)	Corrente de Excitação (%)	Perda em Vazio (W)	Perda Total (W)	Impedância (%)
15,0	4,0	85	391	3,5
30,0	3,6	150	654	
45,0	3,2	195	884	
75,0	2,7	295	1.300	
112,5	2,5	390	1.759	
150,0	2,3	485	2.167	
225,0	2,1	650	3.060	4,5

Fonte: Celpe

Tabela 4.7 - Valores de Impedância dos Transformadores do FEN01F2

Potência (kVA)	r_1 (Ω)	X_1 (Ω)	R_2 (Ω)	X_2 (Ω)	R_m (Ω)
15,0	453,25	488,72	0,038	0,041	6,72E+06
30,0	188,54	274,81	0,016	0,023	3,81E+06
45,0	113,70	190,88	0,010	0,016	2,93E+06
75,0	60,03	119,03	0,005	0,010	1,94E+06
112,5	36,18	81,17	0,003	0,007	1,46E+06
150,0	25,05	61,77	0,002	0,005	1,18E+06
225,0	15,80	54,90	0,001	0,005	8,79E+05

Fonte: Celpe

As informações referentes à potência nominal, número de fases e tipos de clientes nos secundários dos transformadores ativos do alimentador FEN01F2 estão descritas na Tabela 4.8.

Tabela 4.8 - Dados dos Transformadores do Alimentador FEN01F2

Trafo	S (kVA)	Fases	Clientes Residenciais	Clientes Comerciais	Clientes Rurais	Clientes Prédios Públicos
C01000	30	3	7	1	2	8
C01001	75	3	2	0	0	1
C01004	75	3	16	5	2	3
C01005	15	1	13	0	0	0
C01009	75	3	5	2	0	6
C01010	225	3	0	1	0	0
C01011	75	3	0	2	0	1
C01012	75	3	22	2	0	1
C01017	45	3	4	0	0	1
C22290	225	3	2	0	0	1
F40525	45	3	2	0	0	0

Fonte: Celpe

Conclui-se que as cargas residenciais e comerciais são responsáveis por 76,1% do consumo total do alimentador. O consumo médio mensal destes consumidores pode ser visto na Tabela 4.9.

Tabela 4.9 - Consumo Médio no Alimentador FEN01F2

Trafo	Consumo - Clientes Residenciais (kWh)	Consumo - Clientes Comerciais (kWh)
C01000	515,57	1479,0
C01001	269,00	0
C01004	328,56	721,4
C01005	414,69	0
C01009	1288,00	6580,5
C01010	0	28048,0
C01011	0	9532,0
C01012	409,77	672,5
C01017	220,25	0
C22290	61,00	0
F40525	274,00	0

Fonte: Celpe

As curvas de saturação dos transformadores foram obtidas realizando uma adaptação da curva proposta por (NUNES, 2007), cujos valores são fornecidos em pu, então apenas ajustou-se os valores para a base desejada. Estas curvas são apresentadas no Anexo B deste trabalho.

Os dados das linhas de distribuição a parâmetros distribuídos conforme cálculos comentados no item 2.4, podem ser vistos na Tabela 4.10:

Tabela 4.10 - Parâmetros das Linhas de Distribuição da IFN

Tipo de Cabo	Sequencia	Resistência (Ω/km)	Reatância (Ω/km)	Susceptância (μmho/km)	Condutância Própria (nS/km)
C - 16	Zero	1,46	2,23	1,58	0,456
	Positiva	1,28	0,46	3,51	
C - 25	Zero	1,01	2,19	1,60	0,449
	Positiva	0,83	0,43	3,63	

Fonte: Elaboração Própria

4.1.2. Cenários Harmônicos de Cargas Residenciais, Comerciais, Iluminação e VE

Para caracterizar o comportamento harmônico das cargas, foram utilizados dados de medição do perfil harmônico (com módulo e ângulo) de consumidores típicos residenciais, comerciais e iluminação pública, medidos por PIRES (2006), no horário das 12h e das 21h. As justificativas para fazer uso deste dados foram que não existem medidores de harmônicos ao longo do alimentador, além disso, os equipamentos eletroeletrônicos geradores de harmônicos são comuns para todos os consumidores.

As medições foram feitas nos secundários dos transformadores de distribuição. Foram definidos três patamares de classificação quanto ao tipo de consumidor residencial, os quais estão descritos na Tabela 4.11:

Tabela 4.11 - Níveis de Consumo de Clientes Residenciais

Consumo	Nível de Consumo
Abaixo de 200 kWh/mensal	Baixo
Acima de 200 kWh/mensal e abaixo de 500 kWh/mensal	Médio
Acima de 500 kWh/mensal	Alto

Fonte: (PIRES, 2006)

O cliente residencial com consumo médio mensal baixo é atendido por apenas uma fase, durante um período de medição de 24h, obteve-se um THD médio de corrente de 7,62% e um THD médio de tensão de 1,61% (PIRES, 2006). Os harmônicos ocorrem principalmente devido aos equipamentos eletro-eletrônicos, iluminação fluorescente e ar-condicionado. Estas medições foram utilizadas como base na análise do alimentador FEN01F2.

O cliente residencial de consumo médio é atendido por apenas uma fase, no entanto, havia mais equipamentos que produziam harmônicos. Por último, o cliente com consumo alto é alimentado com tensão trifásica.

Em seu estudo PIRES (2006) conseguiu realizar medições em um prédio comercial onde os harmônicos ocorriam principalmente devido à computadores, ar-condicionados e lâmpadas fluorescentes. Estas medições foram utilizadas como base na avaliação do alimentador FEN01F2.

Como o horário das 21h está presente na análise deste trabalho, é necessário considerar também o consumo da iluminação pública. PIRES (2006), obteve medições em lâmpadas de vapor de 70 W/ 220 V, as quais foram empregadas neste estudo.

Os conteúdos harmônicos dos consumidores residenciais com consumo baixo no horário das 12h estão apresentados na Tabela 4.12:

Tabela 4.12 - Perfil Harmônico Consumidores Residenciais – consumo baixo - 12h

Distorção Harmônica de Corrente - THDi = 9,02%		
Ordem Harmônico	Módulo (%)	Ângulo (°)
1	100	-59,99
3	7,96	69,99
5	3,5	28,42
7	1,2	-145,36

Fonte: (PIRES, 2006)

Os conteúdos harmônicos dos consumidores residenciais com consumo baixo no horário das 21h estão apresentados na Tabela 4.13:

Tabela 4.13 - Perfil Harmônico Consumidores Residenciais – consumo baixo - 21h

Distorção Harmônica de Corrente - THDi = 2,87%		
Ordem Harmônico	Módulo (%)	Ângulo (°)
1	100	-2,92
3	2,65	163,70
5	0,51	-151,24

Fonte: (PIRES, 2006)

Os conteúdos harmônicos dos consumidores residenciais com consumo médio no horário das 12h estão apresentados na Tabela 4.14:

Tabela 4.14 - Perfil Harmônico Consumidores Residenciais – consumo médio - 12h

Distorção Harmônica de Corrente - THDi = 9,01%		
Ordem Harmônico	Módulo (%)	Ângulo (°)
1	100	-60,10
3	7,87	111,15
5	3,55	29,93
7	1,26	31,67

Fonte: (PIRES, 2006)

Os conteúdos harmônicos dos consumidores residenciais com consumo médio no horário das 21h estão apresentados na Tabela 4.15:

Tabela 4.15 - Perfil Harmônico Consumidores Residenciais – consumo médio - 21h

Distorção Harmônica de Corrente - THDi = 65,9%					
Ordem Harmônico	Módulo (%)	Ângulo (°)	Ordem Harmônico	Módulo (%)	Ângulo (°)
1	100	1,89	13	3,74	176,59

3	51,34	-162,78	15	3,85	18,72
5	34,93	26,90	17	1,74	-132,10
7	19,37	-143,80	19	1,05	178,60
9	8,09	49,92	21	1,44	43,66
11	2,74	-69,54			

Fonte: (PIRES, 2006)

Os conteúdos harmônicos dos consumidores residenciais com consumo alto no horário das 12h, onde THDi corresponde à distorção harmônica de corrente, estão apresentados na Tabela 4.16:

Tabela 4.16 - Perfil Harmônico Consumidores Residenciais – consumo alto - 12h

Ordem Harmônico	THDi = 4,17 %		THDi = 6,08 %		THDi = 75,89 %	
	Fase A		Fase B		Fase C	
	Módulo (%)	Ângulo (°)	Módulo (%)	Ângulo (°)	Módulo (%)	Ângulo (°)
1	100	-5,37	100	-130,78	100	89,94
3	3,64	83,43	4,49	68,21	43,3	27,53
5	1,49	-18,78	3,83	-73,43	40,33	-116,97
7			33,92	134,72	1,60	166,89
9			24,06	18,18	1,39	49,74
11			17,40	-99,08		
13			12,03	148,18		
15			6,70	35,80		

Fonte: (PIRES, 2006)

Os conteúdos harmônicos dos consumidores residenciais com consumo alto no horário das 21h, onde THDi corresponde à distorção harmônica de corrente, estão apresentados na Tabela 4.17:

Tabela 4.17 - Perfil Harmônico Consumidores Residenciais – consumo alto - 21h

Ordem Harmônico	THDi = 12,04 %		THDi = 21,57 %		THDi = 24 %	
	Fase A		Fase B		Fase C	
	Módulo (%)	Ângulo (°)	Módulo (%)	Ângulo (°)	Módulo (%)	Ângulo (°)
1	100	9,81	100	-113,15	100	107,94
3	10,94	100,73	18,08	127,78	19,49	6,19
5	4,57	-58,04	11,27	-98,43	7,54	-115,07
7			1,69	93,80	8,86	109,18
9			1,59	108,69	5,98	23,66
11			2,12	-93,27	3,15	-123,66
13					3,09	143,61
15					1,03	49,67

Fonte: (PIRES, 2006)

Os conteúdos harmônicos dos consumidores comerciais no horário das 12h, onde THDi corresponde à distorção harmônica de corrente, estão apresentados na Tabela 4.18:

Tabela 4.18 - Perfil Harmônico Consumidores Comerciais - 12h

Ordem Harmônico	THDi = 8,39 %		THDi = 5,52 %		THDi = 9,43 %	
	Fase A		Fase B		Fase C	
	Módulo (%)	Ângulo (°)	Módulo (%)	Ângulo (°)	Módulo (%)	Ângulo (°)
1	100	-2,30	100	-127,12	100	108,88
3	6,81	-168,88	5,30	-174,20	8,28	-155,31
5	2,29	-32,07	1,87	79,54	2,73	-150,22
7	1,44	149,20	1,41	31,50	1,74	-138,14

Fonte: (PIRES, 2006)

Os conteúdos harmônicos dos consumidores comerciais no horário das 21h, onde THDi corresponde à distorção harmônica de corrente, estão apresentados na Tabela 4.19:

Tabela 4.19 - Perfil Harmônico Consumidores Comerciais – 21h

Ordem Harmônico	THDi = 63,74 %		THDi = 13,11 %		THDi = 46,97 %	
	Fase A		Fase B		Fase C	
	Módulo (%)	Ângulo (°)	Módulo (%)	Ângulo (°)	Módulo (%)	Ângulo (°)
1	100	17,69	100	-117,24	100	101,67
3	47,39	-157,09	9,33	-154,50	39,78	-147,39
5	32,32	5,58	5,12	96,06	21,16	-97,45
7	22,91	-168,27	3,85	55,96	8,84	-43,98
9	11,41	0,73	3,19	-1,24	6,25	-34,37
11	5,26	138,63	1,91	-67,83	4,75	18,25
13	4,71	-88,72	1,65	-152,48	1,12	69,01
15	4,88	70,28	1,02	102,60	2,24	2,23
17	2,40	-136,56	1,23	68,87	2,82	82,67
19	1,93	-8,49	0,94	-7,73	1,05	179,45
21	2,66	117,15	1,20	20,16	1,01	46,74
23	1,99	-29,29	0,42	36,20	1,36	133,96
25	1,37	54,12	1,25	118,72		
27	0,97	153,90	3,86	-31,12		

Fonte: (PIRES, 2006)

Os conteúdos harmônicos a lâmpada a vapor 70 W/ 220 V no horário das 21h estão apresentados na Tabela 4.20:

Tabela 4.20 - Perfil Harmônico – Lâmpada de Vapor

Distorção Harmônica de Corrente - THDi = 59,46 %					
Ordem Harmônico	Módulo (%)	Ângulo (°)	Ordem Harmônico	Módulo (%)	Ângulo (°)
1	100	-9,18	17	5,89	116,13
3	29,72	-49,14	19	4,40	-86,21
5	45,14	102,86	21	-	-
7	7,16	-0,72	23	5,11	-81,46
9	1,47	-111,08	25	3,88	35,85

11	7,79	-69,86	27	-	-
13	4,93	79,99	29	3,46	67,09
15	1,23	-56,60			

Fonte: (PIRES, 2006)

O perfil harmônico do carregador de VE simulado neste trabalho, onde THDi corresponde à distorção harmônica de corrente, cujas características foram detalhadas no Capítulo 3, está apresentado na Tabela 4.21:

Tabela 4.21 - Componentes Harmônicas - Carregador de VE

THDi = 22,3% I_{eficaz} = 16 A		
Ordem Harmônico	Módulo (%)	Ângulo (°)
1	100	5
3	21,52	209,1
5	4,09	155
69	1,17	209,6
71	2,17	203,4
73	3,68	-12,2
335	3,33	-66,5

Fonte: Elaboração Própria

O carregamento dos transformadores ativos em que as cargas estão inseridas, nos horários vespertino e noturno, foi disponibilizado pela CELPE, sendo descrito na Tabela 4.22:

Tabela 4.22 - Carregamento dos Transformadores alimentador FEN01F2

Transformador	S_{nominal} (kVA)	S (kVA) – 12h	S (kVA) – 21h
C01000	30	24,80	18,99
C01001	75	6,76	4,81
C01004	75	16,50	16,37
C01005	15	5,27	9,93
C01009	75	54,38	38,78
C01010	225	84,27	41,84
C01011	75	42,87	27,91
C01012	75	12,25	16,15
C01017	45	9,51	6,17
C22290	225	125,80	67,00
F40525	45	0,53	0,94

Fonte: CELPE

4.1.3. Usina Fotovoltaica - IFN

A central solar da Ilha de Fernando de Noronha é conectada à rede de distribuição através do alimentador FEN01F2. O diagrama unifilar da usina no ponto de conexão é ilustrado na Figura 4.4.

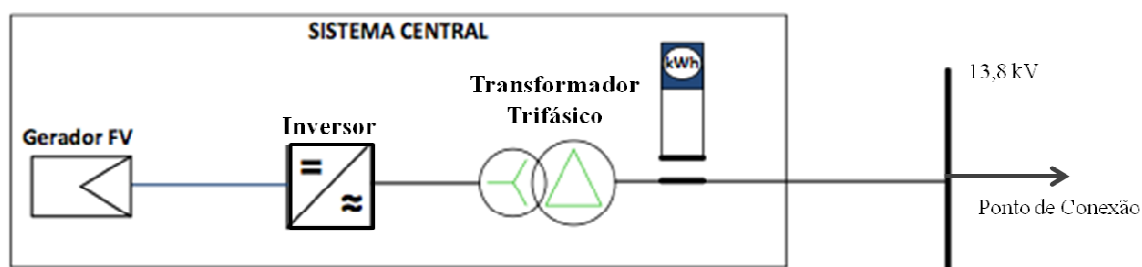


Figura 4.4 - Esquema Básico da Central Solar na IFN
Fonte: CELPE

Para a modelagem desta GD, efetuou-se a injeção de corrente harmônica no local de instalação, sabendo que os valores característicos de harmônicos criados pelos conversores são nas suas altas frequências devido ao chaveamento PWM.

Obteve-se por simulação no *software* MatLab um inversor trifásico com chaveamento PWM e frequência de comutação de 2,7 kHz, sendo esta empregada em outras plantas da CELPE. Foram analisados apenas o impacto dos harmônicos, cujas amplitudes eram maiores que 1% da fundamental.

Como conhecido da literatura (MOHAN, 2003) os primeiros harmônicos de um inversor trifásico surgem em torno da relação de frequência do conversor.

$$m_f = \frac{f_s}{f_{rede}} \quad (4.1)$$

onde, f_s – frequência de chaveamento e f_{rede} – frequência da rede.

Por exemplo, para uma frequência de chaveamento de 3kHz, um conversor de 10kW e tensão trifásica de 380V cria harmônicos de altas frequências como mostrados na Figura 4.5, onde V_{LL} é a tensão entre fases e seus harmônicos de ordem h e V_d a tensão contínua de alimentação do inversor.

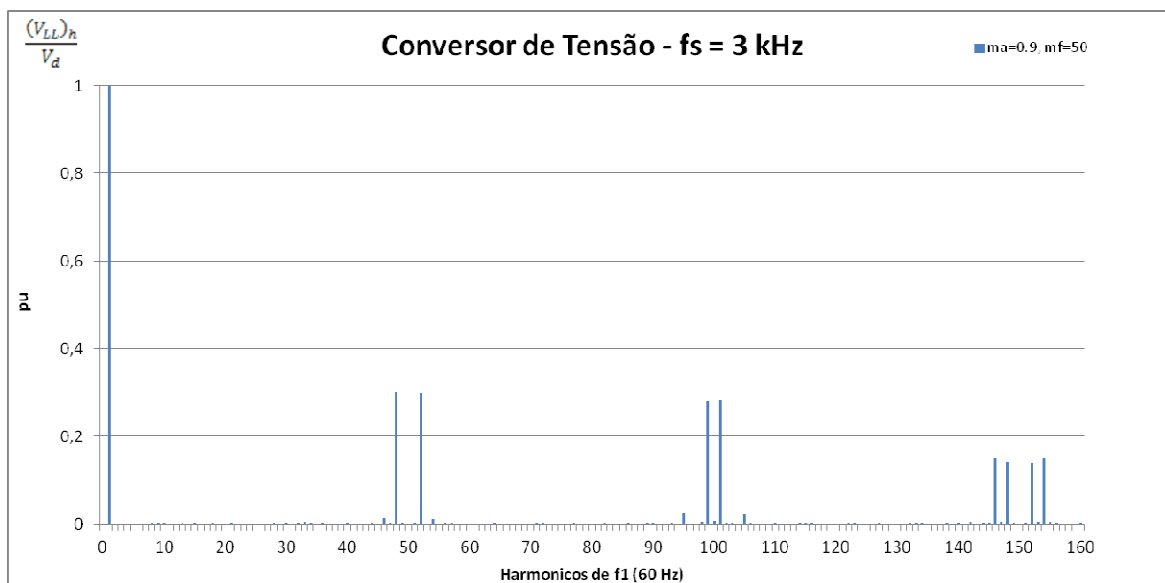


Figura 4.5 - Harmônicos gerados por Inversor Trifásico

Fonte: Extraído e Adaptado de Mohan (2003)

Neste caso, com frequência de chaveamento igual a 2,7 kHz, $m_f = 45$, portanto os harmônicos injetados na rede pelo inversor da usina fotovoltaica são de ordem 43, 47, 89 e 91.

Segundo dados fornecidos pela concessionária de energia, os valores típicos de potência da central solar no horário de 12 h estão descritos na Tabela 4.23.

Tabela 4.23 - Dados Central Solar - 12 h

S (kVA)	Tensão (kV)	Corrente (A)
420,6	13,8	17,6

Fonte: CELPE

O perfil harmônico da usina fotovoltaica em funcionamento da IFN de 400 kW pico está apresentado na Tabela 4.24:

Tabela 4.24 - Componentes Harmônicas – Usina Fotovoltaica IFN

THDi = 14,1% I _{eficaz} = 17,6 A		
Ordem Harmônico	Módulo (%)	Ângulo (°)
1	100	161,9
43	8,10	92,8
47	7,40	92,2
89	5,60	89,3
91	5,49	269,1

Fonte: Elaboração Própria

4.2. CARGAS HARMÔNICAS DO ALIMENTADOR FEN01F2

O impacto dos harmônicos injetados pelo carregador de VE na rede elétrica depende do horário que ocorre a inserção. Um teste-piloto realizado pelo Laboratório Nacional de Idaho (Idaho National Laboratory – INL) atesta que, na ausência de infraestrutura pública para recarga, o proprietário do VE tende a carregá-lo em sua residência entre 18h e 22h. A Figura 4.6 exhibe o padrão de direção e de recarga para uma frota de VEs em cinco estados americanos no período de janeiro e fevereiro de 2008. O resultado confirma que enquanto a condução se concentra ao longo do dia, a carga é feita no período da noite (BORBA, 2012).

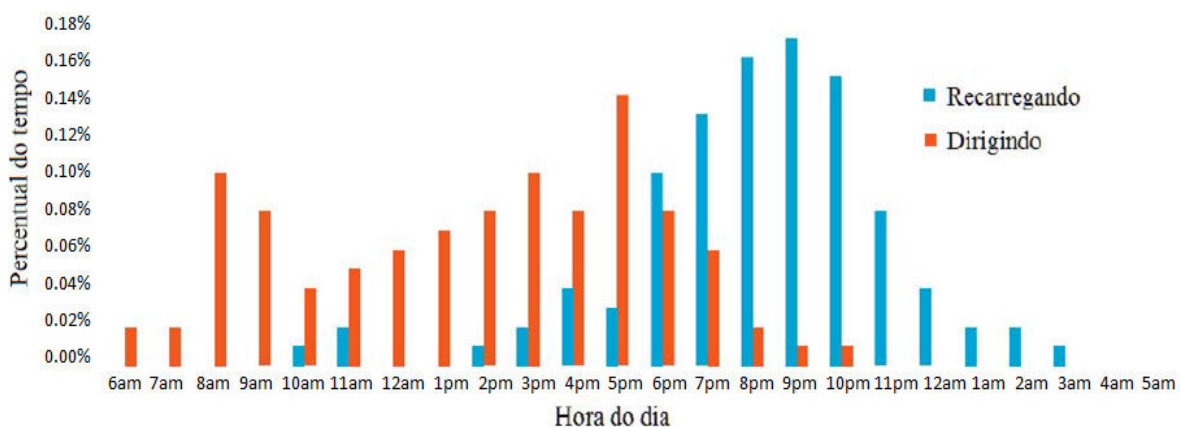


Figura 4.6 - Característica de Utilização e Recarga dos Veículos Elétricos

Fonte: (BORBA, 2012)

Entretanto, os VEs de uso pessoal passam a maior parte do tempo estacionados (em estacionamentos ou garagens). Logo, caso haja infraestrutura de recarga adequada, a recarga pode ser feita basicamente a qualquer hora do dia.

Sendo assim, para efetuar a análise harmônica do alimentador FEN1F2 optou-se por avaliar os seguintes horários de carga do VE: o horário durante o dia, 12h; e, no horário noturno, 21h. Os módulos e ângulos das cargas harmônicas deste alimentador nestes dois horários são estimados a partir das medições apresentadas no item 4.1.2.

4.2.1. Cargas Harmônicas Alimentador FEN01F2 – 12h

O primeiro cenário de análise a ser considerado nesta pesquisa foi o horário de 12h, pois alguns proprietários de VEs podem carregar as baterias dos seus carros neste período.

Neste momento, no alimentador FEN1F2 além das cargas harmônicas residenciais e comerciais, haverá os VEs e a GD representada pela usina fotovoltaica de 400 kWp integrada na rede.

O perfil de tensão do alimentador FEN01F2 no lado de 13,8 kV, considerando-se as cargas harmônicas residenciais e comerciais e a usina fotovoltaica, está apresentado na Tabela 4.25 e na Figura 4.7.

Tabela 4.25 - Tensão ao longo do Alimentador FEN01F2 - 12 h

Tensão ao longo do Alimentador FEN01F2 - 12h - Tensão Equilibrada						
Barra	Fase A		Fase B		Fase C	
	V _{pico} (V)	V _{pu}	V _{pico} (V)	V _{pu}	V _{pico} (V)	V _{pu}
1	11180	0,99	11150	0,99	11120	0,99
2	11170	0,99	11140	0,99	11120	0,99
3	11160	0,99	11140	0,99	11120	0,99
4	11150	0,99	11140	0,99	11110	0,99
5	11150	0,99	11140	0,99	11110	0,99
6	11150	0,99	11140	0,99	11110	0,99
7	11150	0,99	11120	0,99	11110	0,99
8	11150	0,99	11120	0,99	11100	0,99
9	11130	0,99	11120	0,99	11100	0,99
10	11130	0,99	11120	0,99	11100	0,99
11	11130	0,99	11120	0,99	11100	0,99
12	11130	0,99	11110	0,99	11100	0,99
13	11130	0,99	11110	0,99	11100	0,99

Fonte: Elaboração Própria

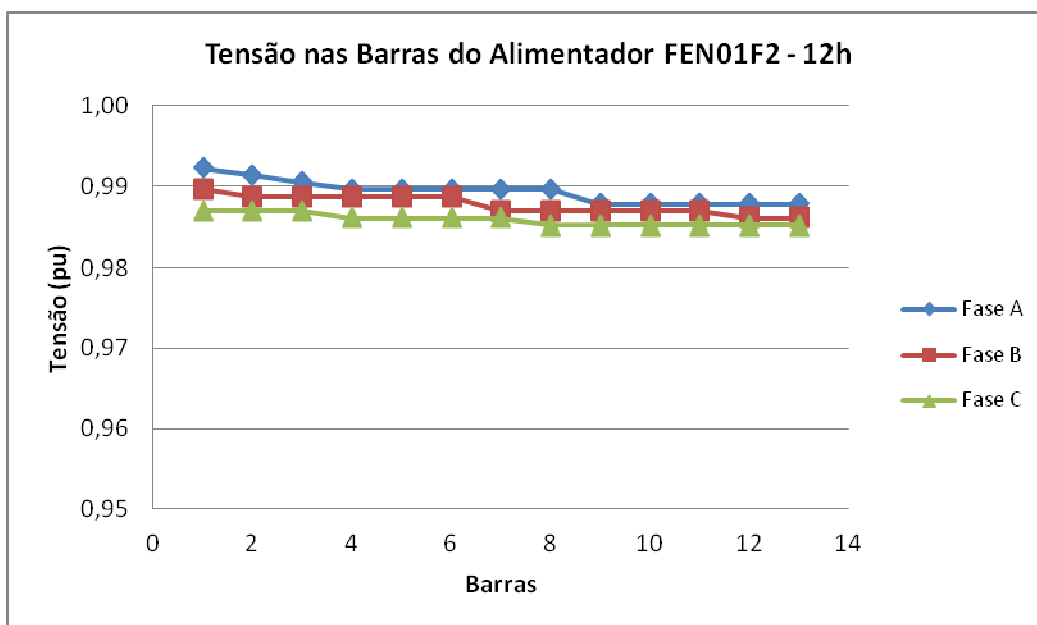


Figura 4.7 - Gráfico das Tensões nas Barras Alimentador FEN01F2 - 12 h

Fonte: Elaboração Própria

Observa-se que o nível da tensão satisfaz os padrões permitidos pelos Procedimentos de Distribuição da ANEEL (PRODIST) para pontos de conexão com tensão nominal entre 1 kV e 69 kV, os quais são apresentados na Tabela 4.26.

Tabela 4.26 - Limites de Tensão em pontos de conexão com tensão nominal entre 1kV e 69kV

<i>Classificação da Tensão de Atendimento (TA)</i>	<i>Faixa de Variação da Tensão de Leitura (TL) em relação à Tensão Contratada (TC)</i>
Adequada	$0,93 TC \leq TL \leq 1,05 TC$
Precária	$0,90 TC \leq TL < 0,93 TC$
Crítica	$TL < 0,90 TC$ ou $TL > 1,05 TC$

Fonte: ANEEL (2011)

4.2.2. Cargas Harmônicas Alimentador FEN01F2 – 21h

O segundo cenário de análise a ser considerado nesta pesquisa foi o horário de 21h, sendo este um período bastante provável para recarga das baterias dos VEs. Neste caso, no alimentador FEN1F2 além das cargas harmônicas residenciais e comerciais, estarão em funcionamento os VEs e a iluminação pública.

O perfil de tensão do alimentador FEN01F2 no lado de 13,8 kV, considerando-se apenas as cargas harmônicas residenciais e comerciais e a iluminação pública está apresentado na Tabela 4.27 e na Figura 4.8.

Tabela 4.27 - Tensão ao longo do Alimentador FEN01F2 - 21 h

Tensão ao longo do Alimentador FEN01F2 - 21h - Tensão Equilibrada						
Barra	Fase A		Fase B		Fase C	
	V_{pico} (V)	V_{pu}	V_{pico} (V)	V_{pu}	V_{pico} (V)	V_{pu}
1	11260	1,00	11270	1,00	11240	1,00
2	11260	1,00	11270	1,00	11240	1,00
3	11260	1,00	11270	1,00	11240	1,00
4	11260	1,00	11270	1,00	11230	1,00
5	11260	1,00	11260	1,00	11230	1,00
6	11260	1,00	11260	1,00	11230	1,00
7	11250	1,00	11260	1,00	11230	1,00
8	11250	1,00	11260	1,00	11220	1,00
9	11250	1,00	11250	1,00	11220	1,00
10	11250	1,00	11250	1,00	11220	1,00
11	11250	1,00	11250	1,00	11220	1,00
12	11250	1,00	11240	1,00	11220	1,00
13	11250	1,00	11240	1,00	11220	1,00

Fonte: Elaboração Própria

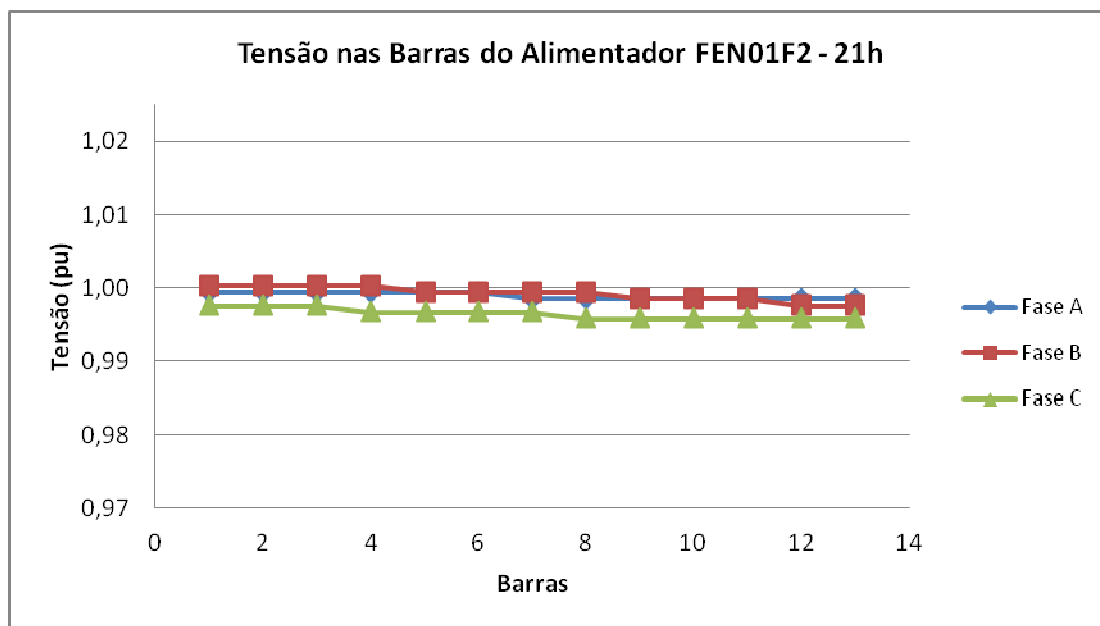


Figura 4.8 - Gráfico das Tensões nas Barras Alimentador FEN01F2 - 21 h

Fonte: Elaboração Própria

Observa-se que o nível da tensão ao longo do alimentador se mantém dentro dos padrões preconizados pelo PRODIST.

CAPITULO 5

RESULTADOS DE SIMULAÇÃO

A partir das modelagens dos componentes da rede de distribuição apresentados nos capítulos 2 e 3 são realizadas as simulações para verificar o desempenho do alimentador FEN01F2 quando ocorre a inserção de VEs nos secundários dos transformadores de distribuição. São simulados quatro casos para cada horário de recarga da bateria (às 12h e 21h), e em seguida, são estudados os comportamentos e resultados destas situações. Os casos são:

- Caso 1: Carregamento de 20 VEs sob tensão nominal;
- Caso 2: Carregamento de 20 VEs sob tensão com desequilíbrio de 2%;
- Caso 3: Carregamento de 50 VEs sob tensão com desequilíbrio de 2%;
- Caso 4: Carregamento de 100 VEs sob tensão com desequilíbrio de 2%.

Para cada caso estudado, são coletados os seguintes dados: perfis de tensão ao longo do alimentador na média tensão, perfis de tensão nos transformadores no lado de baixa tensão, forma de onda de corrente total do alimentador, valores de distorção harmônica da corrente total.

As quantidades de VEs foram escolhidas de forma que fosse possível ter uma noção geral do efeito dos harmônicos no alimentador analisado. Assim, as quantias selecionadas foram 20, 50 e 100 VEs, valores razoáveis considerando-se a expansão destes veículos no mercado nacional como expresso na Tabela 1.1 (Pág. 22).

A inclusão do desequilíbrio de tensão deve-se ao fato de que geralmente em condições normais, na rede de distribuição urbana, existe certo desbalanço entre as fases provocado principalmente pelas cargas monofásicas não distribuídas adequadamente, proporcionando consumos de corrente desequilibradas, resultando em desequilíbrios nas tensões.

O desequilíbrio em um sistema elétrico trifásico é uma condição na qual as três fases apresentam diferentes valores de tensão em módulo ou defasagem angular entre fases diferentes de 120° elétricos ou, ainda, as duas condições simultaneamente. Segundo o PRODIST, o fator de desequilíbrio exprime a relação entre as componentes de sequência

negativa e sequência positiva da tensão expressa em termos percentuais da componente de sequência positiva, vide equação 5.1.

$$FD\% = \frac{V_-}{V_+} \times 100\% \quad (5.1)$$

O PRODIST estipula que o valor de referência nos barramentos do sistema de distribuição, com exceção da baixa tensão, deve ser igual ou inferior a 2%. Esse valor limite foi empregado nas simulações, por ser esta a pior situação a que o alimentador poderia estar exposto.

Quanto à THD de tensão, o PRODIST determina os seguintes valores de referência para distorção harmônica de tensão total, como apresentado na Tabela 5.1.

Tabela 5.1 - Valores de Referência de Distorções Harmônicas Totais de Tensão

Tensão nominal do Barramento	Distorção Harmônica Total de Tensão (DTT) [%]
$V_N \leq 1kV$	10
$1kV < V_N \leq 13,8kV$	8
$13,8kV < V_N \leq 69kV$	6
$69kV < V_N \leq 138kV$	3

Fonte: ANEEL (2011)

As normas brasileiras não abordam limites para distorção harmônica de corrente, sendo assim, tornou-se consenso na literatura utilizar os padrões delimitados pela IEEE 519, os quais são mostrados na Tabela 5.2.

Tabela 5.2 - Valores de Referência de Distorção Harmônica Total de Corrente

$I_{\text{curto}}/I_{\text{carga}}$	Distorção Harmônica Total de Corrente (DTI) [%]
< 20	5,0
20 < 50	8,0
50 < 100	12,0
100 < 1000	15,0
> 1000	20,0
I_{curto} - Corrente de curto-circuito no PAC	
I_{carga} - Corrente de carga	

Fonte: IEEE-519 (1992)

Todas as simulações foram realizadas no domínio do tempo através do *software* ATP. Os VEs foram distribuídos aleatoriamente ao longo do alimentador e em fases distintas.

5.1. ANÁLISE DO ALIMENTADOR FEN01F2 – 12h

Nesta subseção são apresentados os resultados do ramal FEN01F2 com horário de carga dos VEs às 12h, para cada um dos quatro casos.

5.1.1. Caso 1: Carregamento de 20 VEs sob Tensão Nominal - 12h

Considerando-se a tensão do barramento equilibrada e inserindo-se 20 VEs no final do alimentador, obteve-se os resultados descritos a seguir.

O perfil de tensão do alimentador no lado de 13,8 kV, levando em conta as cargas harmônicas residenciais e comerciais, a central solar e os VEs está apresentado na Tabela 5.3 e na Figura 5.1.

Tabela 5.3 - Perfil de Tensão - Caso 1 – 12h

Tensão ao longo do Alimentador FEN01F2 - 12h - 20 VEs - Tensão Equilibrada						
Barra	Fase A		Fase B		Fase C	
	V_{pico} (V)	V_{pu}	V_{pico} (V)	V_{pu}	V_{pico} (V)	V_{pu}
1	11140	0,99	11150	0,99	11120	0,99
2	11140	0,99	11140	0,99	11110	0,99
3	11140	0,99	11140	0,99	11110	0,99
4	11120	0,99	11110	0,99	11090	0,98
5	11110	0,99	11110	0,99	11080	0,98
6	11100	0,99	11100	0,99	11070	0,98
7	11090	0,98	11080	0,98	11050	0,98
8	11080	0,98	11070	0,98	11040	0,98
9	11080	0,98	11070	0,98	11040	0,98
10	11080	0,98	11070	0,98	11040	0,98
11	11080	0,98	11070	0,98	11040	0,98
12	11080	0,98	11070	0,98	11040	0,98
13	11080	0,98	11070	0,98	11040	0,98

Fonte: Elaboração Própria

Observa-se nesta situação que o impacto dos VEs não representou diferença significativa nas tensões das barras ao longo do alimentador, haja visto que a tensão reduziu 0,01 pu em relação ao visto no item 4.2.1. A tensão manteve-se dentro dos padrões permitidos pelo PRODIST.

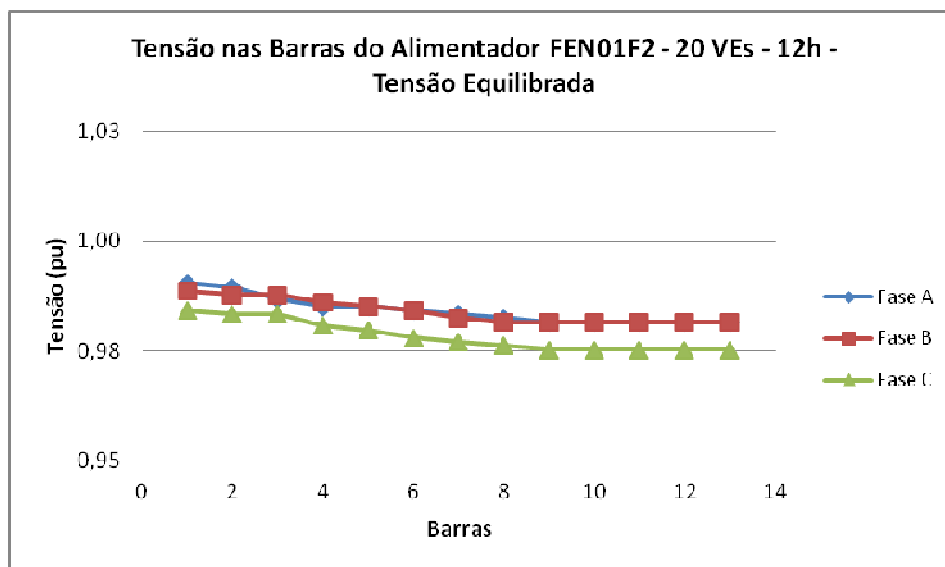


Figura 5.1 - Gráfico das Tensões nas Barras Alimentador FEN01F2 – Caso 1 – 12h
Fonte: Elaboração Própria

Neste caso, com a tensão do barramento equilibrada, nota-se que quase não houve influência do VE na média tensão, por conta do transformador Δ -Y aterrado, ligação que filtra as componentes de terceiro harmônico, a maior componente do VE.

Para este caso, as amplitudes das tensões no lado de 380V e das correntes no Ponto de Acoplamento Comum (PAC) e os THDs correspondentes são apresentados na Tabela 5.4.

Tabela 5.4 - Dados Tensões e Correntes no PAC - Caso 1 – 12h

Dados das Tensões e Correntes no PAC de inserção do VE - 20VEs – Tensão Equilibrada - 12h					
Fases	Tensão			Corrente	
	V_{pico} (V)	V_{pu}	THD _v (%)	I_{rms} (A)	THD _i (%)
Fase A	286,2	0,92	2,18	2,78	7,02
Fase B	296,6	0,95	1,52	2,20	7,30
Fase C	290,0	0,94	1,42	3,13	5,89

Fonte: Elaboração Própria

Através da Tabela 5.4 nota-se que a tensão no secundário do transformador tem um forte desequilíbrio haja visto as amplitudes das tensões nas três fases. Para o nível de tensão de 380 V o limite mínimo para um atendimento adequado encontra-se em 0,92 pu, portanto, neste caso a tensão permanece adequada. A maior distorção harmônica da tensão foi de 2%, valor inferior aos 10% permitido pelo PRODIST. Para a corrente, a relação I_{curto}/I_{carga} do alimentador FEN01F2 é superior a 100, logo o limite máximo para THD de corrente equivale a 15%, valor este que não foi atingido na situação analisada.

Para o caso 1, as formas de onda da tensão no secundário do transformador, no lado de 380 V, onde as cargas residenciais, comerciais, a central solar e os VEs estão diretamente conectados encontram-se na Figura 5.2. Já as curvas da corrente são ilustradas na Figura 5.3.

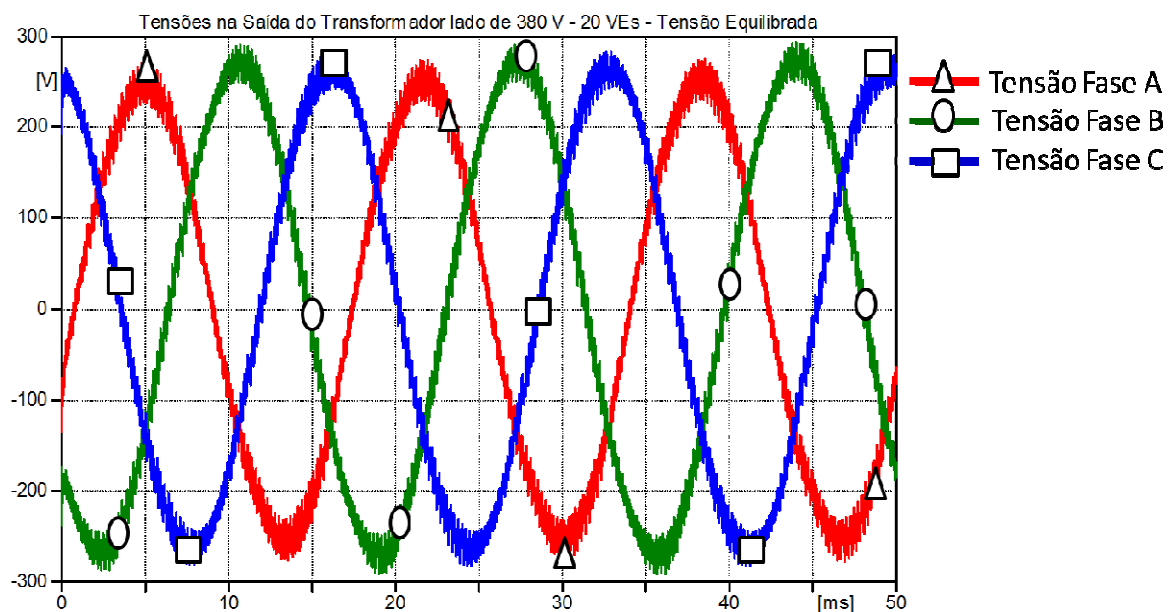


Figura 5.2 - Formas de Ondas das Tensões no Lado de Baixa Tensão – Caso 1 – 12h

Fonte: Elaboração Própria

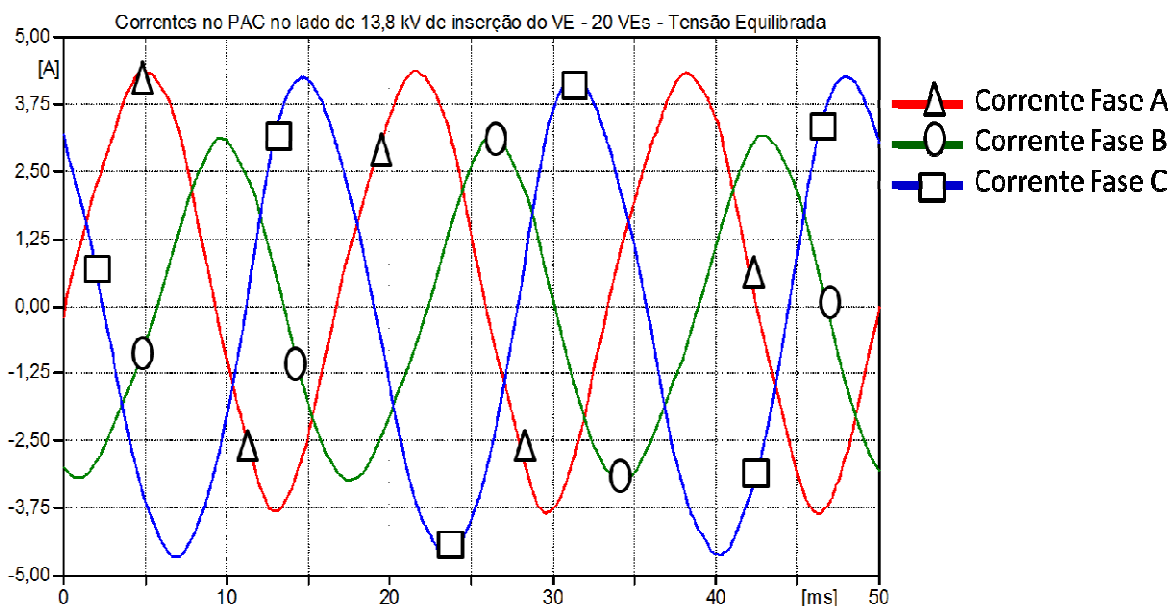


Figura 5.3 - Formas de Ondas das Correntes Trifásicas no PAC – Caso 1 – 12h

Fonte: Elaboração Própria

Na Figura 5.3 é possível verificar que apesar da interação entre as cargas harmônicas dos consumidores residenciais e comerciais, da central solar e os VEs a corrente no lado de média tensão do alimentador sofre pouca influência de tais cargas.

5.1.2. Caso 2: Carregamento de 20 VEs sob Tensão com Desequilíbrio de 2% - 12h

Considerando-se a tensão do barramento com um desequilíbrio de 2% e inserindo-se 20 VEs no final do alimentador, distribuídos 40% na fase A, 30% na fase B e 30% na fase C, obteve-se os resultados apresentados a seguir.

O perfil de tensão do alimentador no lado de 13,8 kV, levando em conta as cargas harmônicas residenciais e comerciais, a central solar e os VEs está apresentado na Tabela 5.5 e na Figura 5.4.

Tabela 5.5 - Perfil de Tensão - Caso 2 – 12h

Tensão ao longo do Alimentador FEN01F2 - 12h - 20VEs - Desequilíbrio de Tensão 2%						
Barra	Fase A		Fase B		Fase C	
	V_{pico} (V)	V_{pu}	V_{pico} (V)	V_{pu}	V_{pico} (V)	V_{pu}
1	11190	0,99	11190	0,99	10900	0,97
2	11180	0,99	11180	0,99	10900	0,97
3	11170	0,99	11180	0,99	10900	0,97
4	11140	0,99	11140	0,99	10770	0,96
5	11140	0,99	11130	0,99	10770	0,96
6	11120	0,99	11110	0,99	10770	0,96
7	11100	0,99	11090	0,98	10770	0,96
8	11100	0,99	11080	0,98	10770	0,96
9	11100	0,99	11070	0,98	10770	0,96
10	11100	0,99	11070	0,98	10770	0,96
11	11100	0,99	11070	0,98	10770	0,96
12	11100	0,99	11070	0,98	10770	0,96
13	11090	0,98	11070	0,98	10770	0,96

Fonte: Elaboração Própria

Pode-se notar que o nível da tensão ao longo do alimentador reduziu bastante em relação à condição estudada no item 4.2.1, onde a tensão de menor amplitude consistia em 0,98 pu. Neste caso, a tensão no final do ramal atingiu amplitude de 0,96 pu, no entanto, não ultrapassou o limite mínimo de 0,93 pu e, portanto, se mantém dentro dos padrões permitidos pelo PRODIST.

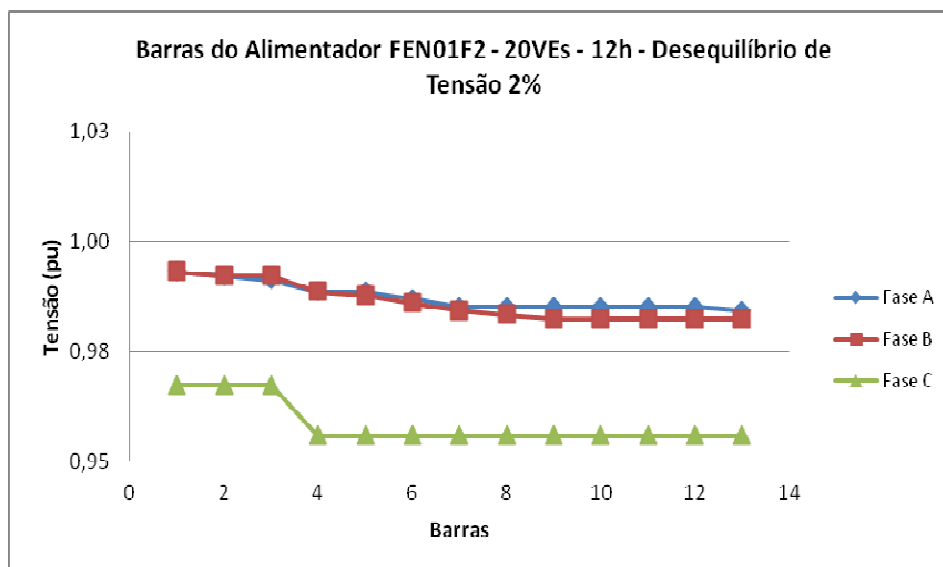


Figura 5.4 - Gráfico das Tensões nas Barras Alimentador FEN01F2 – Caso 2 – 12h
Fonte: Elaboração Própria

Neste caso, com a tensão do barramento desequilibrada, o transformador Δ -Y aterrado não elimina as componentes harmônicas múltiplas de três, daí os harmônicos injetados na rede pelo VE reduziram a tensão. Nota-se que a fase C está sobrecarregada apresentando uma tensão distinta das outras duas fases, o que não aconteceu com a tensão do barramento totalmente equilibrada. As tensões nas barras de 6 à 13 apresentam valor de 0,95 pu, valor este próximo do limite de 0,93 pu permitido pela ANEEL.

Para este caso, as amplitudes das tensões no lado de 380V e das correntes no PAC e os THDs correspondentes são apresentados na Tabela 5.6.

Tabela 5.6 - Dados Tensões e Correntes no PAC - Caso 2 – 12h

Dados das Tensões e Correntes no PAC de inserção do VE - 20VEs – Desequilíbrio de Tensão 2% - 12h					
Fases	Tensão			Corrente	
	V_{pico} (V)	V_{pu}	THD _V (%)	I_{rms} (A)	THD _I (%)
Fase A	291,1	0,94	2,01	2,56	8,42
Fase B	305,6	0,98	1,44	2,81	7,55
Fase C	302,8	0,98	1,64	3,10	7,12

Fonte: Elaboração Própria

Através da Tabela 5.6 nota-se que as tensões no secundário do transformador são bastante distintas nas três fases, demonstrando que a fase A está sobrecarregada o que poderia causar transtornos aos consumidores conectados nesta fase. Apesar disso, a tensão do transformador permanece adequada pois em nenhuma das fases a tensão é inferior a 0,92 pu. A maior distorção harmônica da tensão foi de 2%, valor inferior aos 10% permitido pelo PRODIST. A maior distorção harmônica de corrente foi 8,42% e que está abaixo do limite proposto pela IEEE 519.

Para o caso 2, as formas de onda da tensão na saída do transformador no lado de 380 V encontram-se na Figura 5.5, enquanto que as curvas da corrente são ilustradas na Figura 5.6.

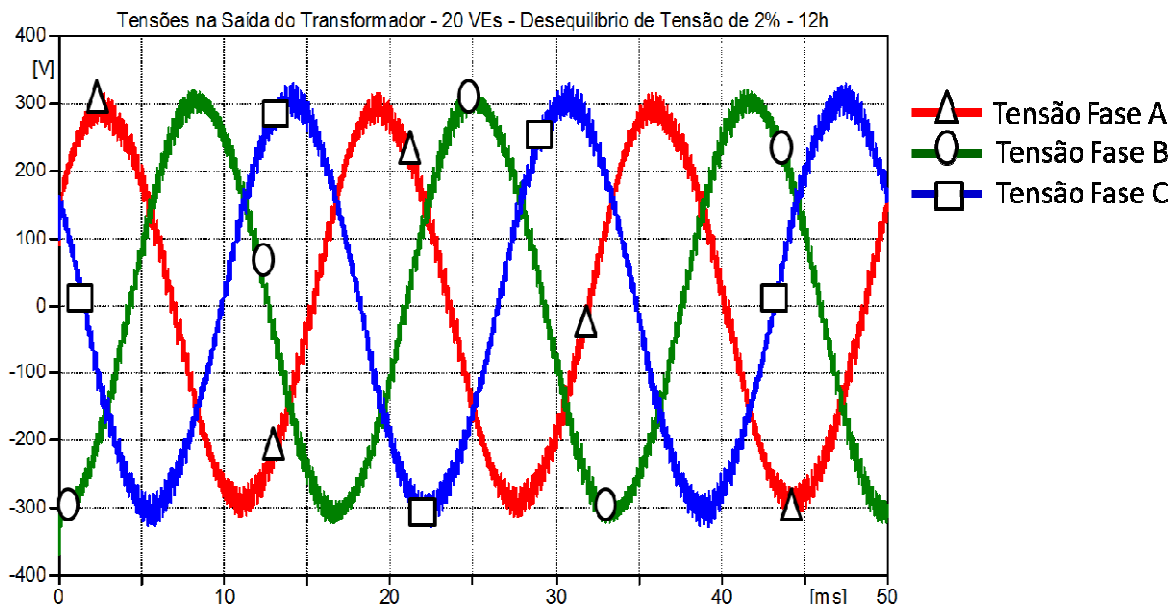


Figura 5.5 - Formas de Ondas das Tensões no Lado de Baixa Tensão – Caso 2 – 12h
Fonte: Elaboração Própria

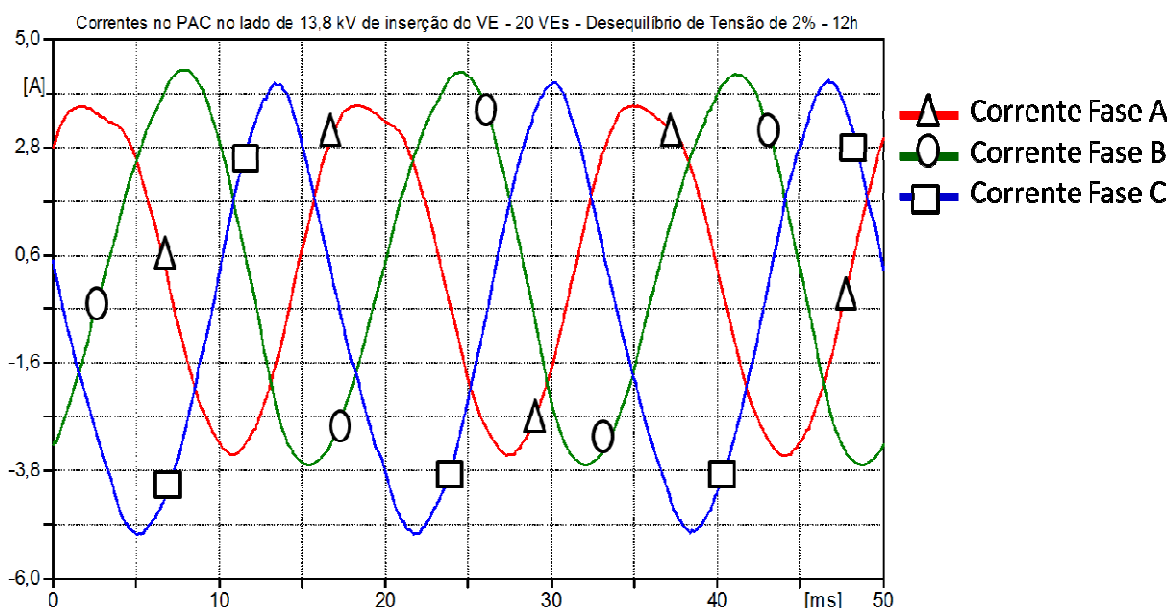


Figura 5.6 - Formas de Ondas das Correntes Trifásicas no PAC - Caso 2 – 12h
Fonte: Elaboração Própria

Na Figura 5.6 é possível verificar que em relação ao caso anterior as amplitudes das correntes aumentaram, além disso devido ao desequilíbrio na tensão do barramento, o THD da corrente cresceu 20% para a corrente na fase A; 3,42% para a corrente na fase B e 20,88% para a corrente na fase C.

5.1.3. Caso 3: Carregamento de 50 VEs sob Tensão com Desequilíbrio de 2% - 12h

Considerando-se a tensão do barramento com um desequilíbrio de 2% e inserindo-se 50 VEs ao longo do alimentador, distribuindo 40% na fase A, 30 na fase B e 30% na C, obteve-se os resultados descritos abaixo.

O perfil de tensão do alimentador no lado de 13,8 kV, levando em conta as cargas harmônicas residenciais e comerciais, a central solar e os VEs está apresentado na Tabela 5.7 e na Figura 5.7.

Tabela 5.7 - Perfil de Tensão - Caso 3 – 12h

Tensão ao longo do Alimentador FEN01F2 - 12h - 50VEs - Desequilíbrio de Tensão 2%						
Barra	Fase A		Fase B		Fase C	
	V_{pico} (V)	V_{pu}	V_{pico} (V)	V_{pu}	V_{pico} (V)	V_{pu}
1	11200	0,99	11210	0,99	10840	0,96
2	11190	0,99	11210	0,99	10840	0,96
3	11190	0,99	11200	0,99	10830	0,96
4	11120	0,99	11170	0,99	10800	0,96
5	11110	0,99	11160	0,99	10790	0,96
6	11090	0,98	11100	0,99	10720	0,95
7	11070	0,98	11080	0,98	10700	0,95
8	11060	0,98	11060	0,98	10690	0,95
9	11050	0,98	11060	0,98	10680	0,95
10	11050	0,98	11050	0,98	10680	0,95
11	11090	0,98	11050	0,98	10680	0,95
12	11090	0,98	11050	0,98	10670	0,95
13	11050	0,98	11050	0,98	10670	0,95

Fonte: Elaboração Própria

Pode-se notar que o nível da tensão ao longo do alimentador reduziu bastante em relação à condição estudada no item 4.2.1, onde a tensão de menor amplitude consistia em 0,98 pu. Neste caso, a tensão no final do ramal atingiu amplitude de 0,95 pu, no entanto, não ultrapassou o limite mínimo de 0,93 pu e, portanto, se mantém dentro dos padrões permitidos pelo PRODIST.

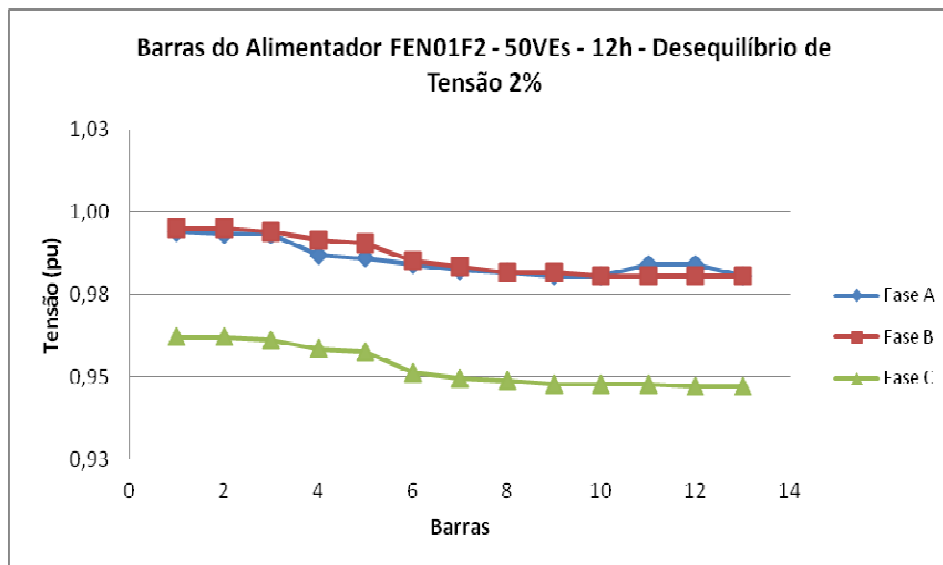


Figura 5.7 - Gráfico das Tensões nas Barras Alimentador FEN01F2 – Caso 3 – 12h
Fonte: Elaboração Própria

Neste caso, com a tensão do barramento desequilibrada e o aumento do número de VEs, o transformador Δ -Y aterrado não elimina as componentes harmônicas múltiplas de três, daí os harmônicos injetados na rede pelo VE passam a contribuir de forma mais significativa para a redução da tensão ao longo alimentador. Nota-se que a fase C está sobrecarregada apresentando tensão bastante distinta das outras duas fases, o que não aconteceu com a tensão do barramento totalmente equilibrada. No entanto nenhuma barra atingiu o limite de 0,93 pu permitido pela ANEEL.

Para este caso, as amplitudes das tensões no lado de 380V e das correntes no PAC e o os THDs correspondentes são apresentados na Tabela 5.8.

Tabela 5.8 - Dados Tensões e Correntes no PAC - Caso 3 – 12h

Dados das Tensões e Correntes no PAC de inserção do VE - 50VEs – Desequilíbrio de Tensão 2% - 12h					
Fases	Tensão			Corrente	
	V_{nico} (V)	V_{pu}	THD _V (%)	I_{rms} (A)	THD _I (%)
Fase A	277,9	0,90	4,44	6,36	4,46
Fase B	297,4	0,96	3,17	6,56	3,26
Fase C	306,7	0,99	3,07	7,32	4,30

Fonte: Elaboração Própria

Através da Tabela 5.8 nota-se que as tensões no secundário do transformador são bastante distintas nas três fases, demonstrando que as fases A e B estão sobrecarregadas, o que poderia causar transtornos aos consumidores conectados nestas fases. Neste caso verifica-se que a fase A por ter amplitude inferior a 0,92 pu caracteriza-se por uma tensão de atendimento precária. A maior distorção harmônica da tensão foi de 4,44% aumento de

100% em relação ao caso anterior, apesar disso este valor está abaixo dos 10% permitido pelo PRODIST.

A maior distorção harmônica de corrente foi 4,46%, menor que no caso anterior, no entanto, devido ao desequilíbrio de tensão não se pode precisar o comportamento dessas correntes no interior do transformador. Observa-se que o THD de corrente está abaixo do limite de 15% proposto pela IEEE 519.

Para o caso 3, as formas de onda da tensão na saída do transformador no lado de 380 V encontram-se ilustradas na Figura 5.8. Já as curvas da corrente são apresentadas na Figura 5.9.

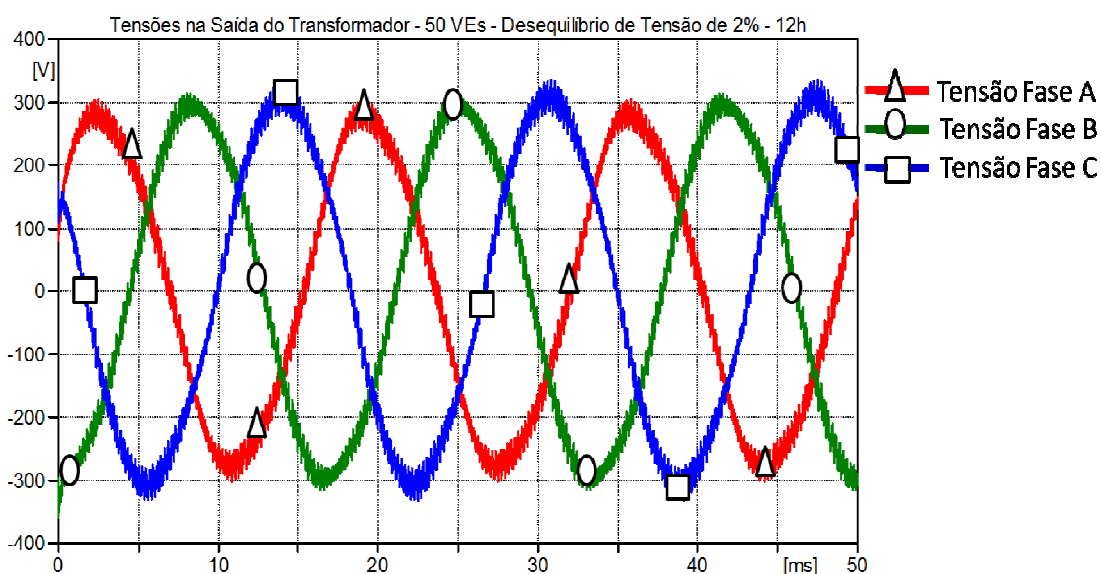


Figura 5.8 - Formas de Ondas das Tensões no Lado de Baixa Tensão – Caso 3 – 12h
Fonte: Elaboração Própria

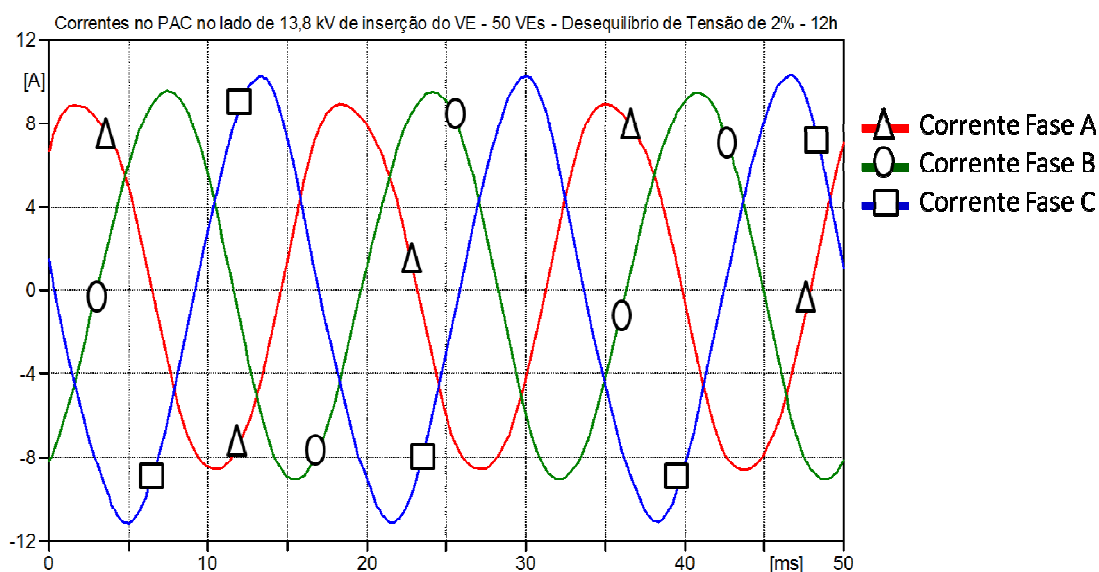


Figura 5.9 - Formas de Ondas das Correntes Trifásicas no PAC - Caso 3 – 12h
Fonte: Elaboração Própria

Na Figura 5.9 é possível observar que em relação ao caso anterior as amplitudes das correntes aumentaram, o que não aconteceu com o THD de corrente, possivelmente isto ocorre devido às interações das cargas harmônicas.

5.1.4. Caso 4: Carregamento de 100 VEs sob Tensão com Desequilíbrio de 2% - 12h

Considerando-se a tensão do barramento com um desequilíbrio de 2% e inserindo-se 100 VEs ao longo do alimentador, com 40% da carga na fase A e 30% nas demais fases, obteve-se os resultados apresentados a seguir.

O perfil de tensão do alimentador no lado de 13,8 kV, levando em conta as cargas harmônicas residenciais e comerciais, a central solar e os VEs está apresentado na Tabela 5.9 e na Figura 5.10.

Tabela 5.9 - Perfil de Tensão - Caso 4 – 12h

Tensão ao longo do Alimentador FEN01F2 - 12h - 100VEs - Desequilíbrio de Tensão 2%						
Barra	Fase A		Fase B		Fase C	
	V _{pico} (V)	V _{pu}	V _{pico} (V)	V _{pu}	V _{pico} (V)	V _{pu}
1	11090	0,98	11120	0,99	10750	0,95
2	11080	0,98	11110	0,99	10740	0,95
3	11080	0,98	11110	0,99	10730	0,95
4	11040	0,98	11070	0,98	10690	0,95
5	11030	0,98	11070	0,98	10690	0,95
6	11010	0,98	11040	0,98	10660	0,95
7	10990	0,98	11020	0,98	10640	0,94
8	10970	0,97	11000	0,98	10620	0,94
9	10960	0,97	10990	0,98	10600	0,94
10	10950	0,97	10990	0,98	10600	0,94
11	10950	0,97	10990	0,98	10600	0,94
12	10950	0,97	10990	0,98	10600	0,94
13	10950	0,97	10990	0,98	10590	0,94

Fonte: Elaboração Própria

Pode-se constatar que o nível da tensão ao longo do alimentador reduziu bastante em relação à condição estudada no item 4.2.1, onde a tensão de menor amplitude consistia em 0,98 pu. Neste caso, a tensão no final do ramal atingiu amplitude de 0,94 pu e desta vez também houve redução na tensão da fase A. Esta condição seria a margem para que a

tensão no barramento se tornasse precária por possuir tensões com amplitudes inferiores a 0,93 pu.

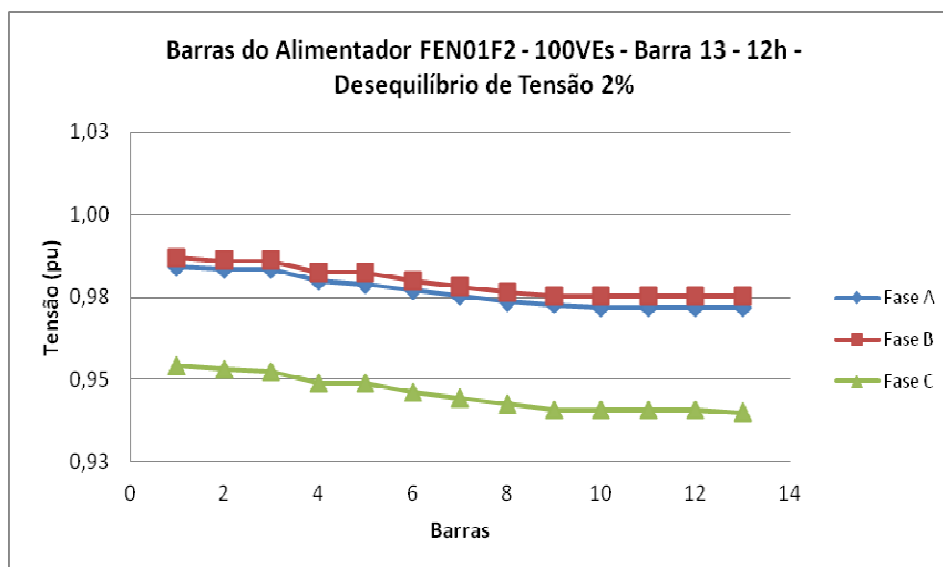


Figura 5.10 - Gráfico das Tensões nas Barras Alimentador FEN01F2 – Caso 4 – 12h
Fonte: Elaboração Própria

Neste caso, com a tensão do barramento desequilibrada, o transformador Δ -Y não elimina as componentes harmônicas múltiplas de três, daí os harmônicos injetados na rede pelo VE reduzem a tensão. Nota-se que a tensão nas barras de 6 à 13 apresentam valor de 0,94 pu, valor este bastante próximo do limite de 0,93 pu permitido pela ANEEL.

Para este caso, as amplitudes das tensões no lado de 380V e das correntes no PAC e o os THDs correspondentes são apresentados na Tabela 5.10.

Tabela 5.10 - Dados Tensões e Correntes no PAC - Caso 4 – 12h

Dados das Tensões e Correntes no PAC de inserção do VE - 12h - 100VEs – Desequilíbrio de Tensão 2% - 12h					
Fases	Tensão			Corrente	
	V_{pico} (V)	V_{pu}	THD_V (%)	I_{rms} (A)	THD_I (%)
Fase A	276,7	0,89	8,77	12,28	3,71
Fase B	284,6	0,92	6,14	12,54	1,75
Fase C	312,3	1,01	5,43	13,97	3,50

Fonte: Elaboração Própria

Para o caso 4, as formas de onda da tensão na secundário do transformador no lado de 380 V onde as cargas residenciais, comerciais, a central solar e os VEs estão diretamente conectados encontram-se na Figura 5.11. Já as curvas da corrente são ilustradas na Figura 5.12.

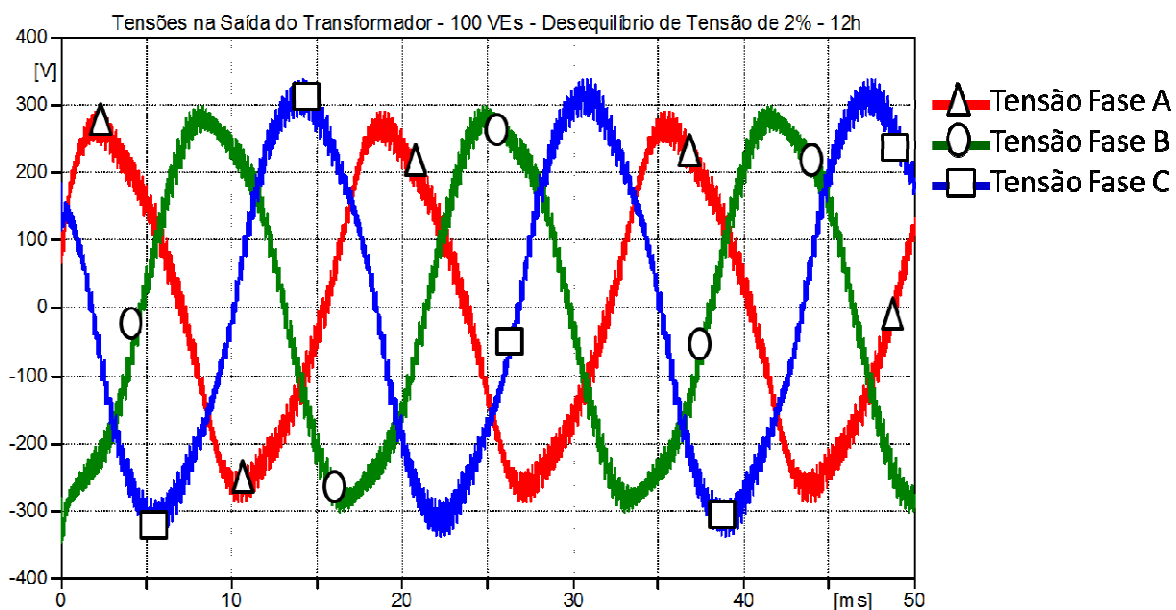


Figura 5.11 - Formas de Ondas das Tensões no Lado de Baixa Tensão – Caso 4 – 12h
 Fonte: Elaboração Própria

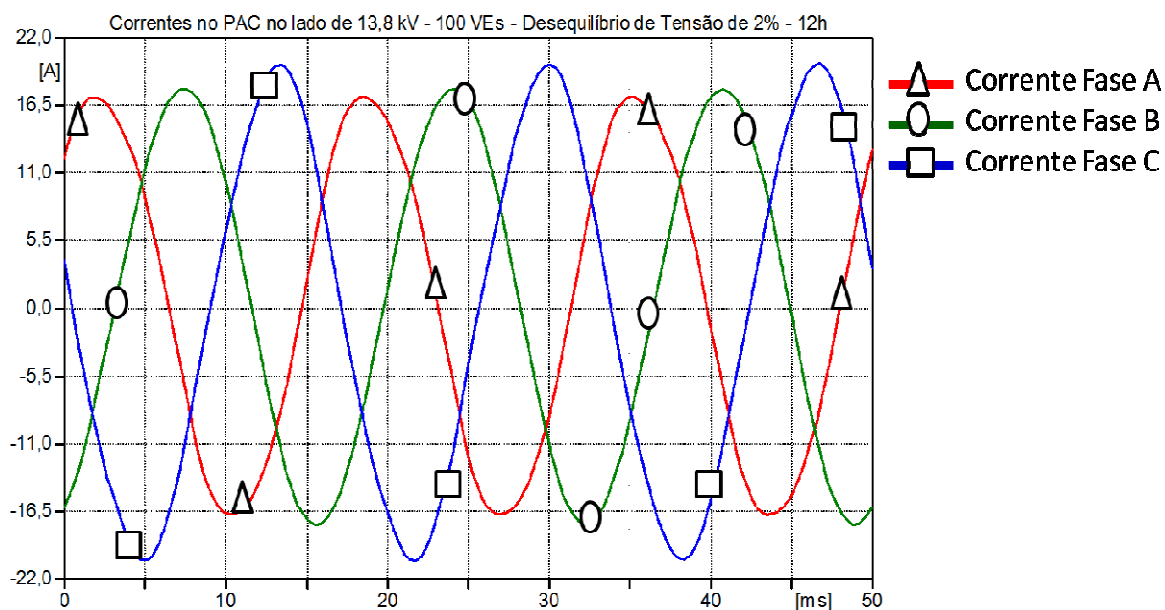


Figura 5.12 - Formas de Ondas das Correntes Trifásicas no PAC - Caso 4 – 12h
 Fonte: Elaboração Própria

Na Figura 5.12 é possível observar que em relação ao caso anterior as amplitudes das correntes aumentaram, o que não aconteceu com o THD de corrente, possivelmente isto ocorre devido às interações das cargas harmônicas.

Um comparativo com os quatro casos analisados é apresentado na Figura 5.13, onde pode-se deduzir que com o aumento do número de VEs sendo carregados, a tensão do alimentador tende a diminuir por conta das harmônicas que estão sendo injetadas na rede

elétrica. Com o desequilíbrio de tensão observou-se um agravamento nas magnitudes da tensões, principalmente na fase C. Pode-se afirmar que se o número de VEs aumentar, então os níveis de tensão no lado de 13,8 kV estarão seriamente comprometidos.

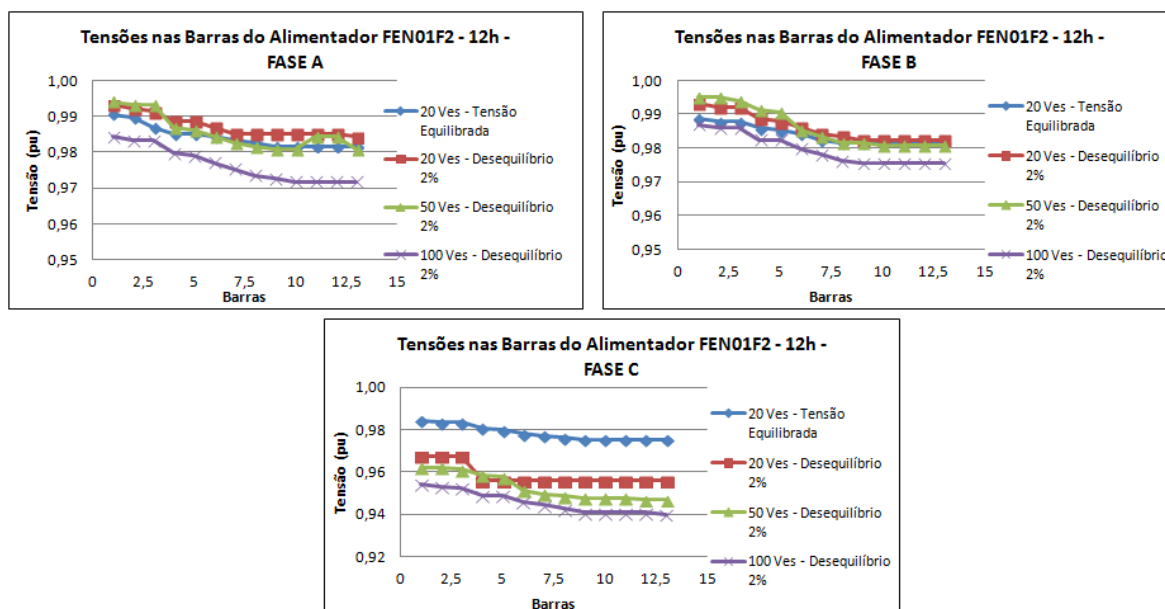


Figura 5.13 – Comparativo das tensões nas barras do alimentador – 12h

5.2. ANÁLISE DO ALIMENTADOR FEN01F2 – 21h

Nesta subseção são apresentados os resultados do ramal FEN01F2 com horário de carga dos VEs às 21h, para cada um dos quatro casos.

5.2.1. Caso 1: Carregamento de 20 VEs sob Tensão Nominal – 21h

Considerando-se a tensão do barramento equilibrada e inserindo-se 20 VEs no horário das 21h no final do alimentador obteve-se os resultados descritos abaixo.

O perfil de tensão do alimentador no lado de 13,8 kV, levando em conta as cargas harmônicas residenciais e comerciais, a iluminação pública e os VEs está apresentado na Tabela 5.11 e na Figura 5.14.

Tabela 5.11 - Perfil de Tensão - Caso 1 – 21h

Tensão ao longo do Alimentador FEN01F2 - 21h - 20VEs - Tensão Equilibrada						
Barra	Fase A		Fase B		Fase C	
	V_{pico} (V)	V_{pu}	V_{pico} (V)	V_{pu}	V_{pico} (V)	V_{pu}
1	11110	0,99	11130	0,99	11090	0,98
2	11110	0,99	11120	0,99	11090	0,98
3	11100	0,99	11120	0,99	11080	0,98
4	11080	0,98	11090	0,98	11050	0,98
5	11080	0,98	11080	0,98	11040	0,98
6	11060	0,98	11060	0,98	11030	0,98
7	11050	0,98	11050	0,98	11030	0,98
8	11040	0,98	11040	0,98	11020	0,98
9	11030	0,98	11030	0,98	10990	0,98
10	11030	0,98	11030	0,98	10990	0,98
11	11030	0,98	11030	0,98	10990	0,98
12	11030	0,98	11030	0,98	10990	0,98
13	11030	0,98	11020	0,98	10990	0,98

Fonte: Elaboração Própria

Observa-se nesta situação que o impacto dos VEs representou uma pequena diferença nas tensões das barras ao longo do alimentador, haja visto que a tensão reduziu 2% em relação ao visto no item 4.2.2. No entanto, esta manteve-se dentro dos padrões permitidos pelo PRODIST.

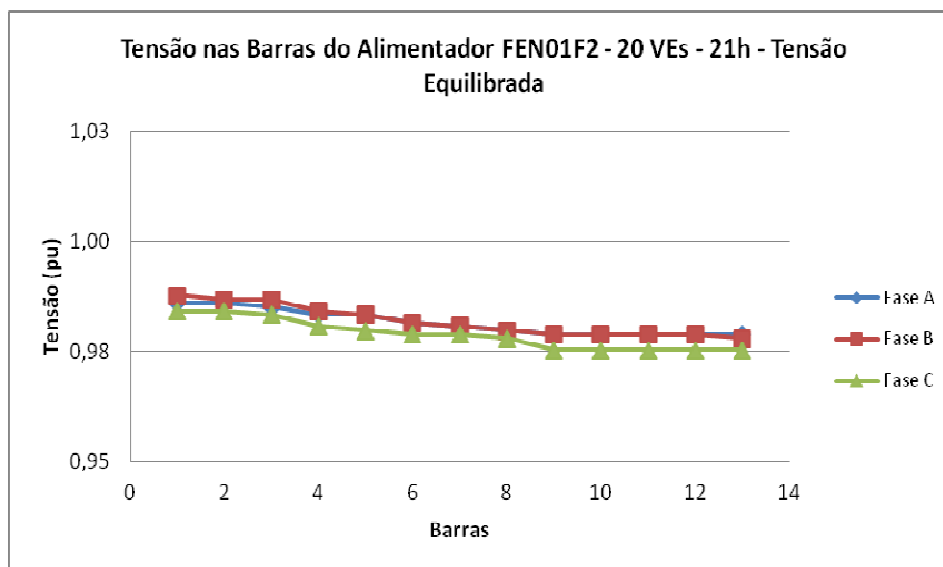


Figura 5.14 - Gráfico das Tensões nas Barras Alimentador FEN01F2 – Caso 1 – 21h
Fonte: Elaboração Própria

Neste caso, com a tensão do barramento equilibrada, nota-se que quase não houve influência do VE na média tensão, por conta do transformador Δ -Y aterrado, que por conta do tipo de ligação filtra as componentes de terceiro harmônico, sendo esta a maior componente do VE.

Para este caso, as amplitudes das tensões e das correntes no PAC, lado de 380 V, e os THDs correspondentes são apresentados na Tabela 5.12.

Tabela 5.12 - Dados Tensões e Correntes no PAC - Caso 1 – 21h

Dados das Tensões e Correntes no PAC de inserção do VE - 20 VEs – Tensão Equilibrada - 21h					
Fases	Tensão			Corrente	
	V _{pico} (V)	V _{pu}	THD _V (%)	I _{rms} (A)	THD _I (%)
Fase A	293,8	0,95	2,70	2,57	8,58
Fase B	300,4	0,97	1,38	2,80	7,76
Fase C	305,7	0,99	2,04	3,16	7,12

Fonte: Elaboração Própria

Através da Tabela 5.12 nota-se que a menor tensão ocorre na fase A com amplitude de 0,95 pu, ainda acima do limite de 0,92 pu. A maior distorção harmônica da tensão foi de 2,7%, valor inferior aos 10% permitido pelo PRODIST. E, a máxima distorção harmônica de corrente equivale a 8,58%, quantia inferior ao recomendado pela IEEE 519. Em relação ao horário de carga do VE, observou-se um comportamento similar em ambos os casos estudados para tensão equilibrada.

Para o caso 1, as formas de onda da tensão e da corrente na saída do transformador no lado de 380 V são apresentadas nas Figura 5.15 e Figura 5.16, respectivamente.

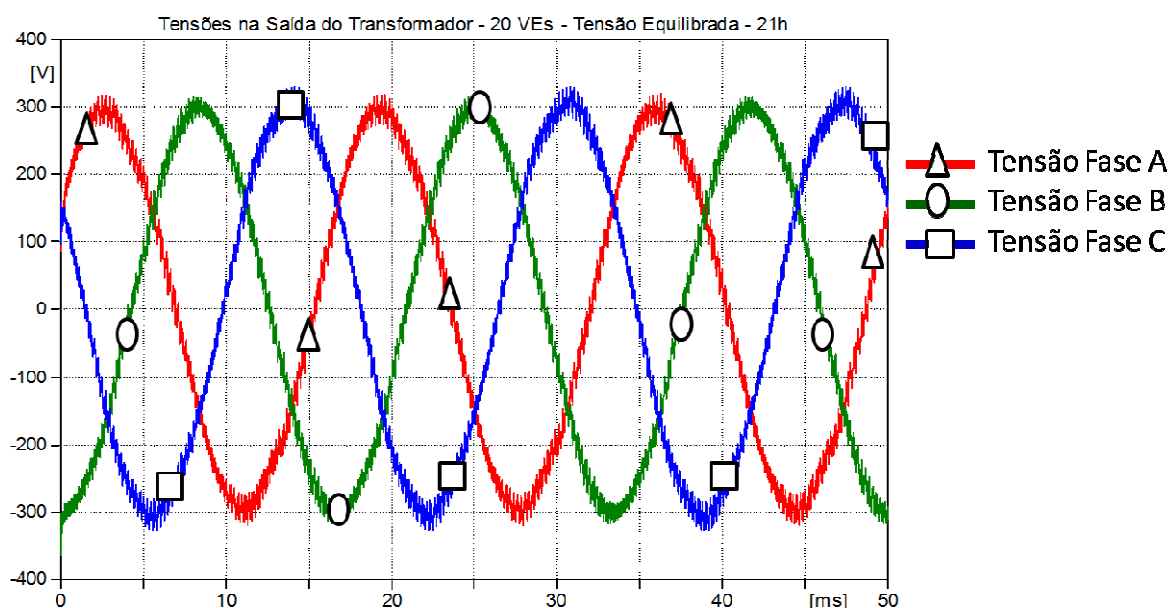


Figura 5.15 - Formas de Ondas das Tensões no Lado de Baixa Tensão – Caso 1 – 21h
Fonte: Elaboração Própria

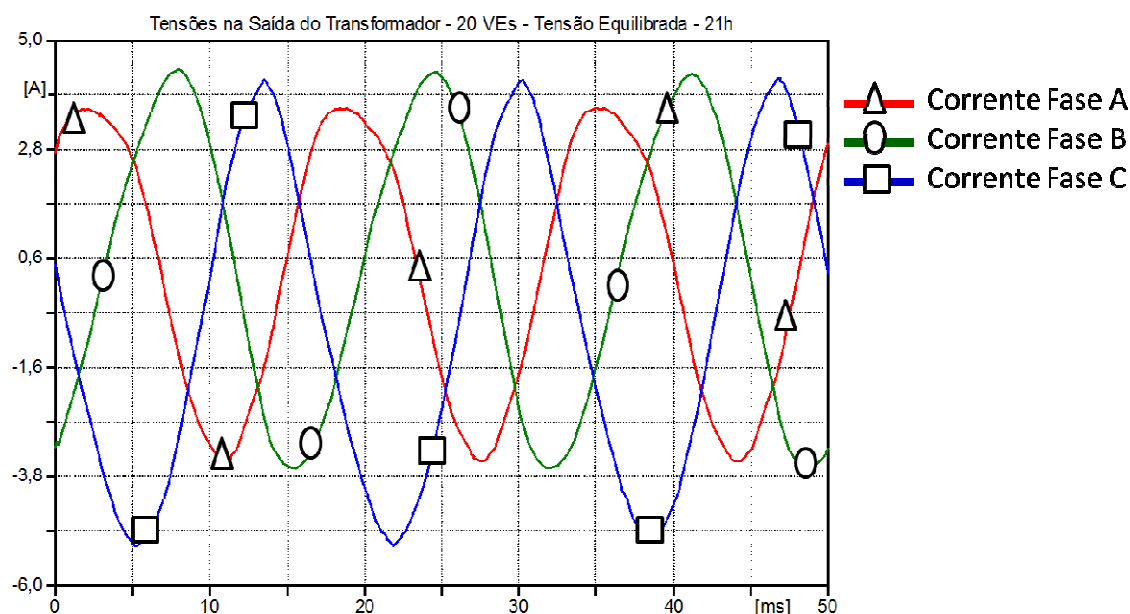


Figura 5.16 - Formas de Ondas das Correntes Trifásicas no PAC – Caso 1 – 21h
Fonte: Elaboração Própria

Na Figura 5.16 é possível verificar que apesar da interação entre as cargas harmônicas dos consumidores residenciais e comerciais, da iluminação pública e os VEs, a corrente no lado de média tensão do alimentador sofre pouca influência de tais cargas.

5.2.2. Caso 2: Carregamento de 20 VEs sob Tensão com Desequilíbrio de 2% - 21h

Considerando-se a tensão do barramento com um desequilíbrio de 2% e inserindo-se 20 VEs no horário das 21h no final do alimentador e distribuindo 40% da carga na fase A e 30% nas demais fases, obteve-se os seguintes resultados.

O perfil de tensão do alimentador no lado de 13,8 kV, levando em conta as cargas harmônicas residenciais e comerciais, a iluminação pública e os VEs, está apresentado na Tabela 5.13 e na Figura 5.17.

Tabela 5.13 - Perfil de Tensão - Caso 2 – 21h

Tensão ao longo do Alimentador FEN01F2 - 21h - 20VEs - Desequilíbrio de Tensão 2%						
Barra	Fase A		Fase B		Fase C	
	V_{pico} (V)	V_{pu}	V_{pico} (V)	V_{pu}	V_{pico} (V)	V_{pu}
1	11160	0,99	11210	0,99	11090	0,98
2	11160	0,99	11210	0,99	11080	0,98
3	11150	0,99	11200	0,99	11070	0,98
4	11130	0,99	11180	0,99	11060	0,98
5	11120	0,99	11170	0,99	11050	0,98
6	11110	0,99	11160	0,99	11050	0,98
7	11100	0,99	11150	0,99	11040	0,98
8	11090	0,98	11140	0,99	11030	0,98
9	11080	0,98	11110	0,99	11030	0,98
10	11080	0,98	11110	0,99	11030	0,98
11	11080	0,98	11110	0,99	11030	0,98
12	11080	0,98	11110	0,99	11030	0,98
13	11080	0,98	11110	0,99	11030	0,98

Fonte: Elaboração Própria

Neste caso, a tensão no final do ramal atingiu amplitude de 0,98 pu, portanto, não ultrapassou o limite mínimo de 0,93 pu e, portanto, se mantém dentro dos padrões permitidos pelo PRODIST. Observa-se mais uma vez que mesmo sendo em horário diferente, onde as cargas são distintas, o comportamento da tensão ao longo do alimentador é bastante similar ao obtido no horário das 12h.

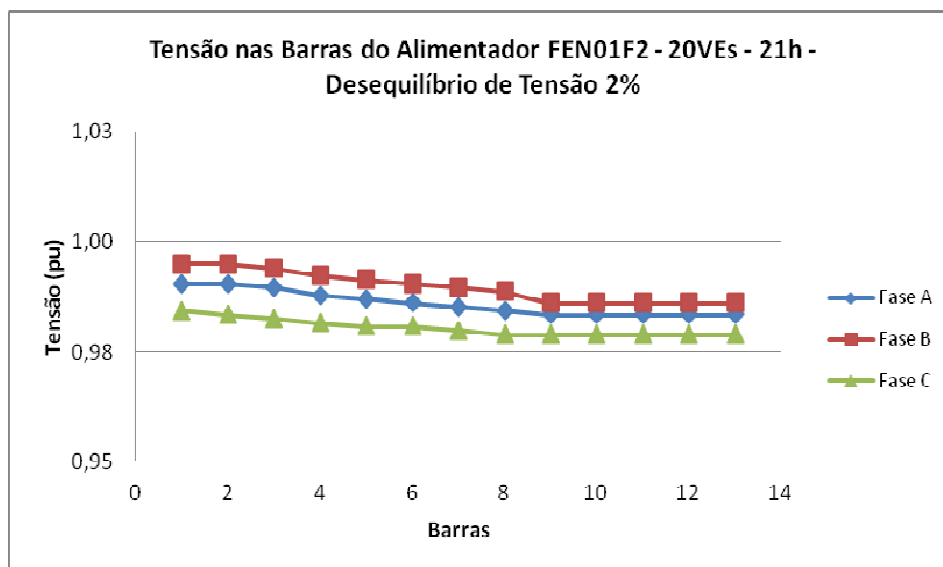


Figura 5.17 - Gráfico das Tensões nas Barras Alimentador FEN01F2 – Caso 2 – 21h
Fonte: Elaboração Própria

Neste caso, com a tensão do barramento desequilibrada, o transformador Δ -Y aterrado não elimina as componentes harmônicas múltiplas de três, daí os harmônicos injetados na rede pelo VE reduzirem a tensão. Nota-se que a fase C está sobrecarregada apresentando uma tensão de amplitude diferente das outras duas fases, o que não aconteceu com a tensão do barramento totalmente equilibrada.

Para este caso, as amplitudes das tensões e das correntes no PAC e os THDs correspondentes são apresentados na Tabela 5.14.

Tabela 5.14 - Dados Tensões e Correntes no PAC - Caso 2 – 21h

Dados das Tensões e Correntes no PAC de inserção do VE					
Fases	Tensão			Corrente	
	V_{pico} (V)	V_{pu}	THD _v (%)	I_{rms} (A)	THD _i (%)
Fase A	290,7	0,94	2,73	2,58	8,41
Fase B	305,0	0,98	1,35	2,81	7,58
Fase C	302,4	0,97	2,04	3,10	6,90

Fonte: Elaboração Própria

Através da Tabela 5.14 nota-se que as tensões no secundário do transformador são bastante distintas nas três fases, demonstrando que a fase A está sobrecarregada o que poderia causar transtornos aos consumidores conectados nesta fase. Apesar disso, a tensão do transformador permanece adequada pois em nenhuma das fases a tensão é inferior a 0,92 pu. A maior distorção harmônica da tensão foi de 2,73%, valor inferior aos 10%

permitido pelo PRODIST. A maior distorção harmônica de corrente foi 8,41% e que está abaixo do limite proposto pela IEEE 519.

Para o caso 2, as formas de onda da tensão na saída do transformador no lado de 380 V onde as cargas harmônicas residenciais, comerciais, a iluminação pública e os VEs estão diretamente conectados encontram-se na Figura 5.18. Já as curvas da corrente no PAC onde os VEs estão inseridos são ilustradas na Figura 5.19.

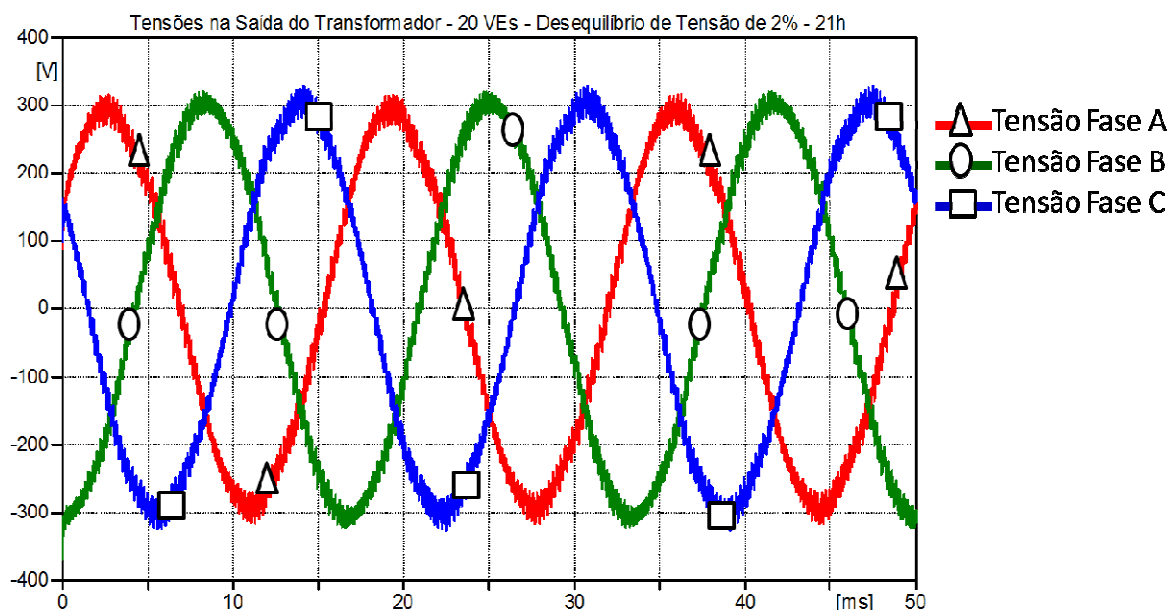


Figura 5.18 - Formas de Ondas das Tensões no Lado de Baixa Tensão – Caso 2 – 21h
Fonte: Elaboração Própria

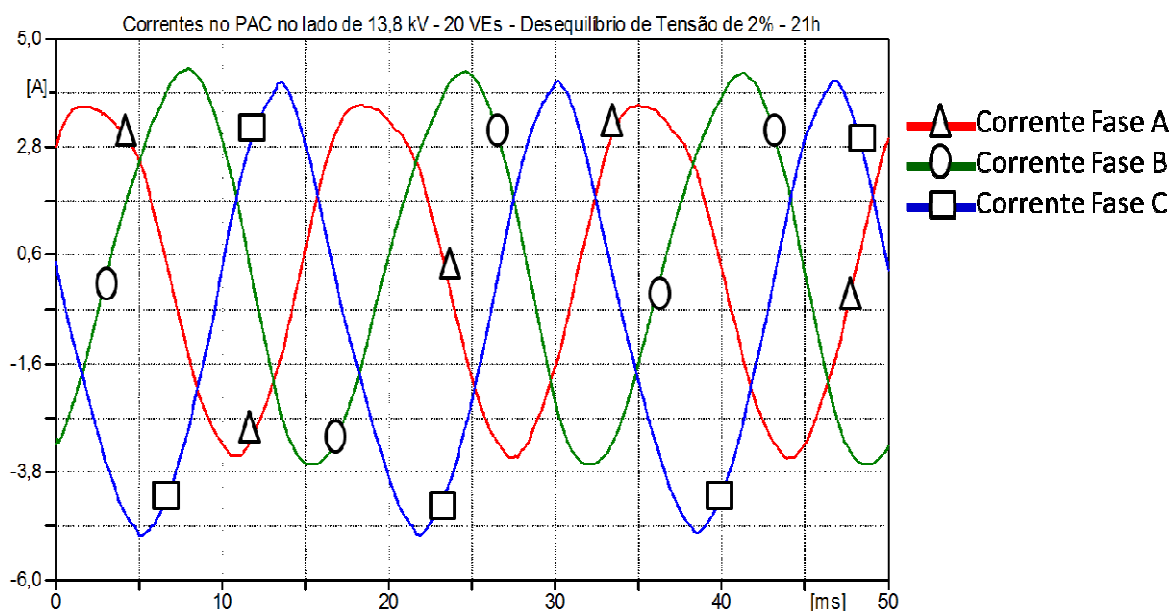


Figura 5.19 - Formas de Ondas das Correntes Trifásicas no PAC - Caso 2 – 21h
Fonte: Elaboração Própria

Na Figura 5.19 é possível observar que em relação ao caso anterior as amplitudes das correntes se mantiveram praticamente constantes assim como o THD de corrente.

5.2.3. Caso 3: Carregamento de 50 VEs sob Tensão com Desequilíbrio de 2% - 21h

Considerando-se a tensão do barramento com um desequilíbrio de 2% e inserindo-se 50 VEs no horário das 21h ao longo do alimentador, atribuindo 40% dos VEs na fase A e 30% em cada uma das outras fases, obteve-se os resultados exibidos abaixo.

O perfil de tensão do alimentador no lado de 13,8 kV, levando em conta as cargas harmônicas residenciais e comerciais, a iluminação pública e os VEs está apresentado na Tabela 5.15 e na Figura 5.20.

Tabela 5.15 - Perfil de Tensão - Caso 3 – 21h

Tensão ao longo do Alimentador FEN01F2 - 21h - 50VEs - Desequilíbrio de Tensão 2%						
Barra	Fase A		Fase B		Fase C	
	V_{pico} (V)	V_{pu}	V_{pico} (V)	V_{pu}	V_{pico} (V)	V_{pu}
1	11170	0,99	11190	0,99	11000	0,98
2	11170	0,99	11180	0,99	11000	0,98
3	11160	0,99	11180	0,99	10990	0,98
4	11130	0,99	11150	0,99	10990	0,98
5	11130	0,99	11140	0,99	10950	0,97
6	11110	0,99	11120	0,99	10950	0,97
7	11090	0,98	11100	0,99	10940	0,97
8	11080	0,98	11090	0,98	10930	0,97
9	11070	0,98	11080	0,98	10890	0,97
10	11070	0,98	11080	0,98	10890	0,97
11	11070	0,98	11080	0,98	10890	0,97
12	11070	0,98	11080	0,98	10890	0,97
13	11070	0,98	11080	0,98	10890	0,97

Fonte: Elaboração Própria

Conforme esperado, com o aumento do número de VEs sendo carregados a tensão ao longo do alimentador reduziu consideravelmente. Neste caso, a tensão no final do ramal atingiu amplitude de 0,97 pu, em relação a este mesmo caso no horário de 12h verificou-se um ganho de tensão de 0,2 pu.

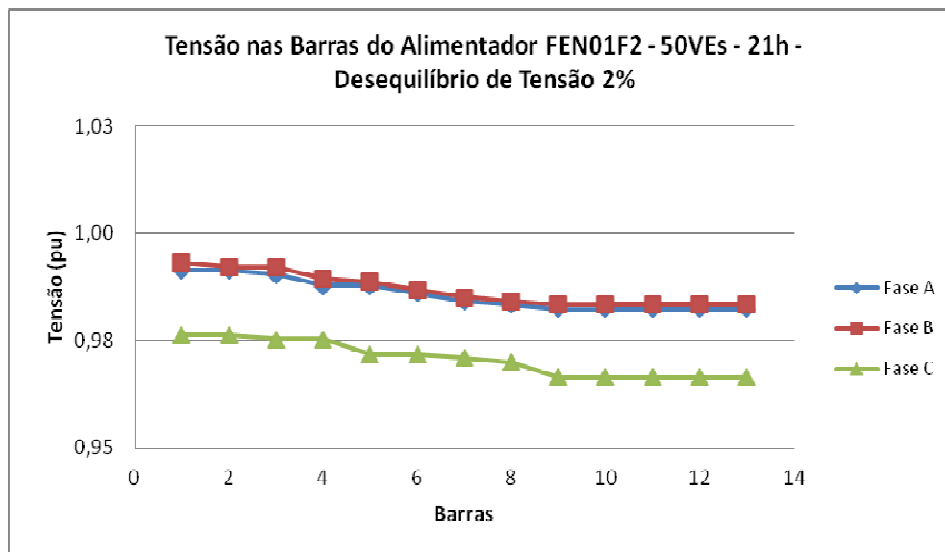


Figura 5.20 - Gráfico das Tensões nas Barras Alimentador FEN01F2 – Caso 3 – 21h
Fonte: Elaboração Própria

Neste caso, com a tensão do barramento desequilibrada e o aumento do número de VEs, o transformador Δ -Y aterrado não elimina as componentes harmônicas múltiplas de três, daí os harmônicos injetados na rede pelo VE passam a contribuir de forma mais significativa para a redução da tensão ao longo alimentador. Novamente, nota-se que a fase C está sobrecarregada apresentando uma tensão com amplitude bastante distinta das outras duas fases, o que não aconteceu com a tensão do barramento totalmente equilibrada. No entanto, nenhuma barra atingiu o limite de 0,93 pu permitido pela ANEEL.

Para este caso, as amplitudes das tensões e das correntes no lado de 380V e os THDs correspondentes são apresentados na Tabela 5.16.

Tabela 5.16 - Dados Tensões e Correntes no PAC - Caso 3 – 21h

Dados das Tensões e Correntes no PAC de inserção do VE					
Fases	Tensão			Corrente	
	V_{pico} (V)	V_{pu}	THD _V (%)	I_{rms} (A)	THD _I (%)
Fase A	277,4	0,89	5,03	6,34	4,67
Fase B	296,7	0,96	2,68	6,55	3,36
Fase C	306,2	0,99	3,49	7,30	3,96

Fonte: Elaboração Própria

Através da Tabela 5.16 nota-se que as tensões no secundário do transformador são bastante distintas nas três fases, demonstrando que a fases A e B encontram-se sobrecarregadas, o que poderia causar transtornos aos consumidores conectados nesta fase. Neste caso verifica-se que a fase A por ter amplitude inferior a 0,92 pu caracteriza-se por uma tensão de atendimento precária. A maior distorção harmônica da tensão foi de 5,03%, apesar disso, este valor está abaixo dos 10% permitido pelo PRODIST.

Ocorreu um aumento no valor do THD de tensão de 13%, este fato ocorre no horário noturno por conta da iluminação pública nos vários transformadores, o que amplia a injeção de harmônicos em todo o distribuidor.

A maior distorção harmônica de corrente foi 4,67%, basicamente idêntico ao máximo THD obtido no horário das 12h, devido ao desequilíbrio de tensão não se pode precisar o comportamento dessas correntes no interior dos transformadores correspondentes à interação entre as diversas fontes de harmônicos. Observa-se que o THD de corrente está abaixo do limite de 15% proposto pela IEEE 519.

Para o caso 3, as formas de onda da tensão e da corrente na saída do transformador, no lado de 380 V, são mostradas nas Figura 5.21 e Figura 5.22, respectivamente.

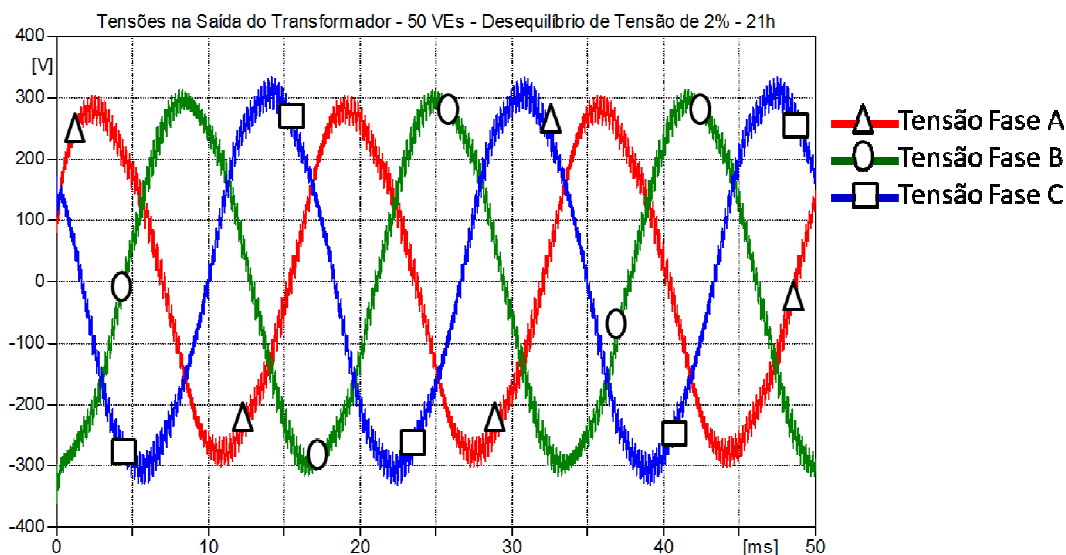


Figura 5.21 - Formas de Ondas das Tensões no Lado de Baixa Tensão – Caso 3 – 21h
Fonte: Elaboração Própria

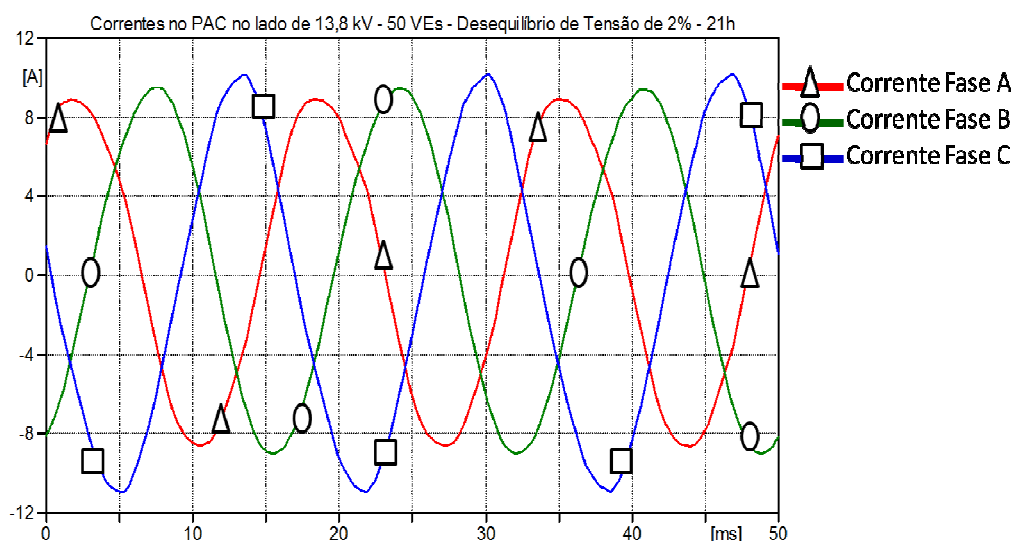


Figura 5.22 - Formas de Ondas das Correntes Trifásicas no PAC - Caso 3 – 21h
Fonte: Elaboração Própria

Na Figura 5.22 é possível observar que em relação ao caso anterior as amplitudes das correntes aumentaram para suprir a carga dos VEs, o que não aconteceu com o THD de corrente, devido às interações das cargas harmônicas.

5.2.4. Caso 4: Carregamento de 100 VEs sob Tensão com Desequilíbrio De 2% - 21h

Considerando-se a tensão do barramento com um desequilíbrio de 2% e inserindo-se 100 VEs no horários das 21h ao longo do alimentador, dispondo 40% da carga na fase A e 30% e cada uma das outras duas fases, obteve-se os resultados apresentados a seguir.

O perfil de tensão do alimentador no lado de 13,8 kV, levando em conta as cargas harmônicas residenciais e comerciais, a iluminação pública e os VEs está apresentado na Tabela 5.17 e na Figura 5.23.

Tabela 5.17 - Perfil de Tensão - Caso 4 – 21h

Tensão ao longo do Alimentador FEN01F2 - 21h - 100VEs - Desequilíbrio de Tensão 2%						
Barra	Fase A		Fase B		Fase C	
	V_{pico} (V)	V_{pu}	V_{pico} (V)	V_{pu}	V_{pico} (V)	V_{pu}
1	11150	0,99	11170	0,99	10810	0,96
2	11140	0,99	11170	0,99	10800	0,96
3	11130	0,99	11150	0,99	10790	0,96
4	11120	0,99	11130	0,99	10760	0,95
5	11110	0,99	11130	0,99	10760	0,95
6	11110	0,99	11110	0,99	10740	0,95
7	11090	0,98	11100	0,99	10730	0,95
8	11080	0,98	11090	0,98	10710	0,95
9	11080	0,98	11080	0,98	10710	0,95
10	11080	0,98	11080	0,98	10710	0,95
11	11080	0,98	11080	0,98	10710	0,95
12	11080	0,98	11080	0,98	10710	0,95
13	11080	0,98	11080	0,98	10710	0,95

Fonte: Elaboração Própria

Pode-se constatar que o nível da tensão ao longo do alimentador reduziu bastante, neste caso, a tensão no final do ramal atingiu amplitude de 0,95 pu e desta vez também houve redução nas tensões da fase A e B. Em relação ao mesmo caso no horário das 12h, verificou-se um ganho de tensão de 0,1 pu.

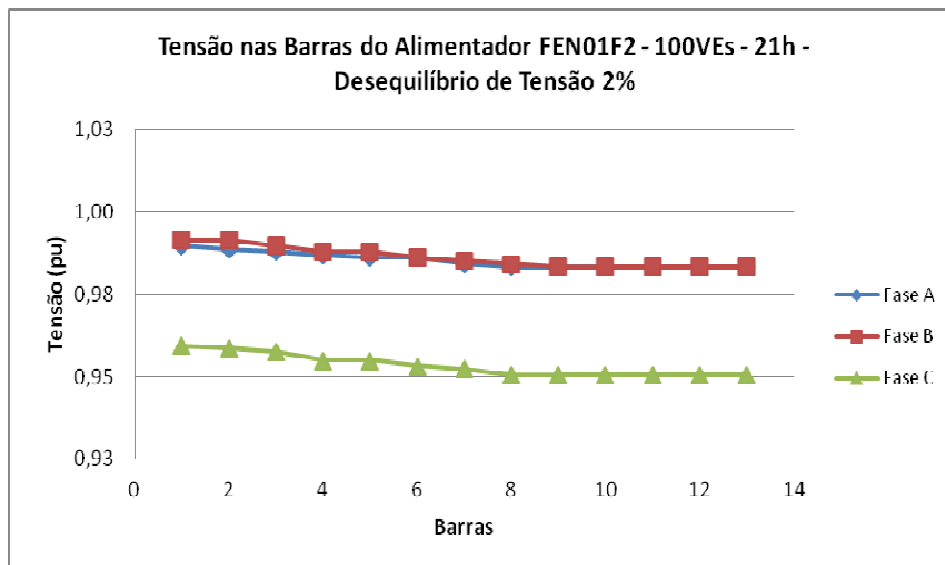


Figura 5.23 - Gráfico das Tensões nas Barras Alimentador FEN01F2 – Caso 4 – 21h
Fonte: Elaboração Própria

Neste caso, com a tensão do barramento desequilibrada, o transformador Δ -Y não elimina as componentes harmônicas múltiplas de três, daí os harmônicos injetados na rede pelo VE reduzirem a tensão. Nota-se que a tensão nas barras de 4 à 13 apresentam valor de 0,95 pu, valor este bastante próximo do limite de 0,93 pu permitido pela ANEEL.

Para este caso, as amplitudes das tensões no lado de 380V e das correntes no PAC e o os THDs correspondentes são apresentados na Tabela 5.18.

Tabela 5.18 - Dados Tensões e Correntes no PAC - Caso 4 – 21h

Dados das Tensões e Correntes no PAC de inserção do VE					
Fases	Tensão			Corrente	
	V_{pico} (V)	V_{pu}	THD _V (%)	I_{rms} (A)	THD _I (%)
Fase A	256,6	0,83	9,18	12,25	3,82
Fase B	284,0	0,92	5,57	12,52	1,87
Fase C	312,0	1,01	5,82	13,95	3,21

Fonte: Elaboração Própria

Através da Tabela 5.18 nota-se que as tensões no secundário do transformador são bastante distintas nas três fases, demonstrando que a fases A e B encontram-se sobrecarregadas, o que pode causar transtornos aos consumidores conectados nesta fase. Neste caso verifica-se que a fase A por ter amplitude inferior a 0,92 pu caracteriza-se por uma tensão de atendimento precária. A maior distorção harmônica da tensão foi de 9,18%, valor muito próximo do limite de 10% estipulado pelo PRODIST.

Houve um aumento no THD de tensão de 82,5%, este fato ocorre no horário noturno por conta da iluminação pública nos vários transformadores, o que amplia a injeção de harmônicos em todo o distribuidor.

A maior distorção harmônica de corrente foi 3,82%, basicamente idêntico ao máximo THD obtido no horário das 12h, devido ao desequilíbrio de tensão não se pode precisar o comportamento dessas correntes no interior dos transformadores correspondentes à interação entre as diversas fontes de harmônicos. Observa-se que o THD de corrente está abaixo do limite de 15% proposto pela IEEE 519.

Para o caso 4, as formas de onda da tensão e da corrente no PAC são ilustradas nas Figura 5.24 e Figura 5.25, respectivamente.

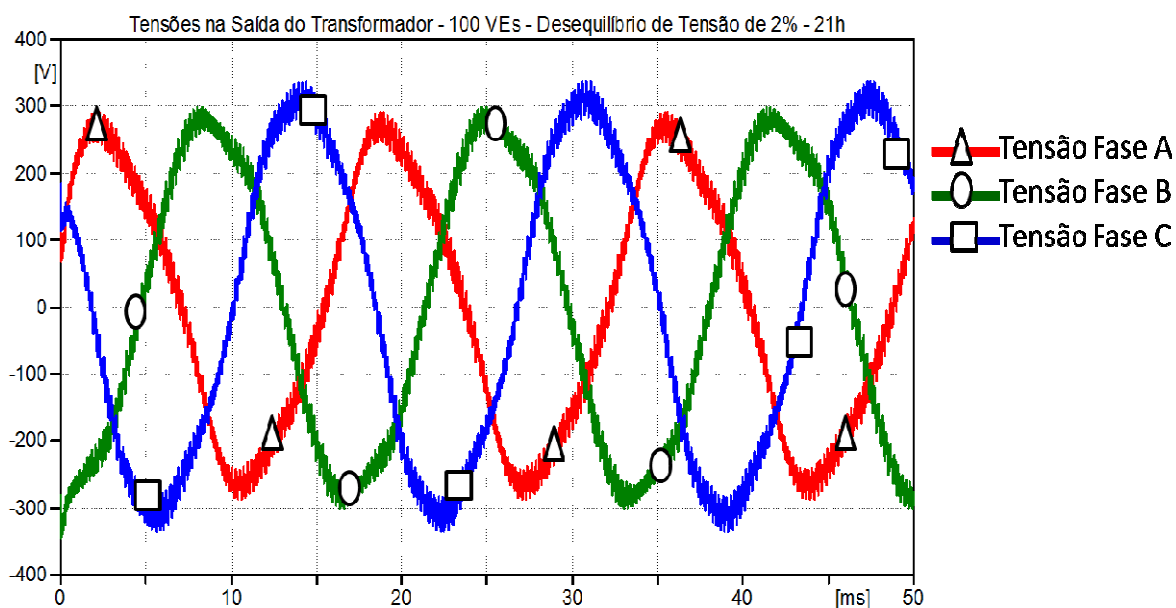


Figura 5.24 - Forma de Onda das Tensões no Lado de Baixa Tensão – Caso 4 – 21h

Fonte: Elaboração Própria

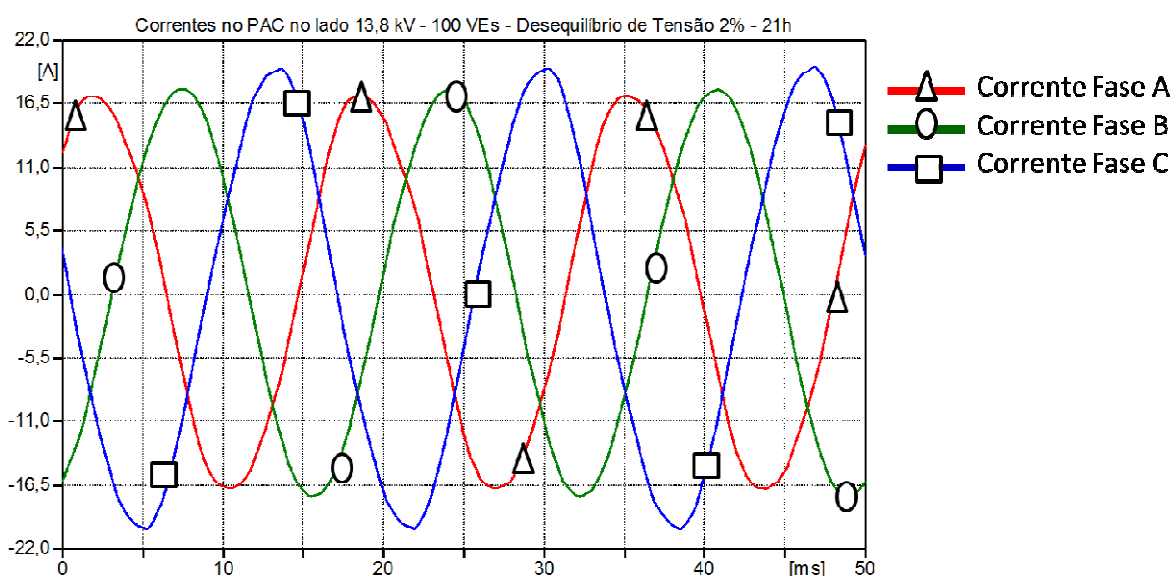


Figura 5.25 - Forma de Onda das Correntes Trifásicas no PAC - Caso 4 – 21h

Fonte: Elaboração Própria

Conforme esperado, a tensão do alimentador tendeu a diminuir com o acréscimo da quantidade VEs, por conta das harmônicas que estão sendo injetadas na rede elétrica. Um comparativo com os quatro casos analisados está exibido na Figura 5.23.

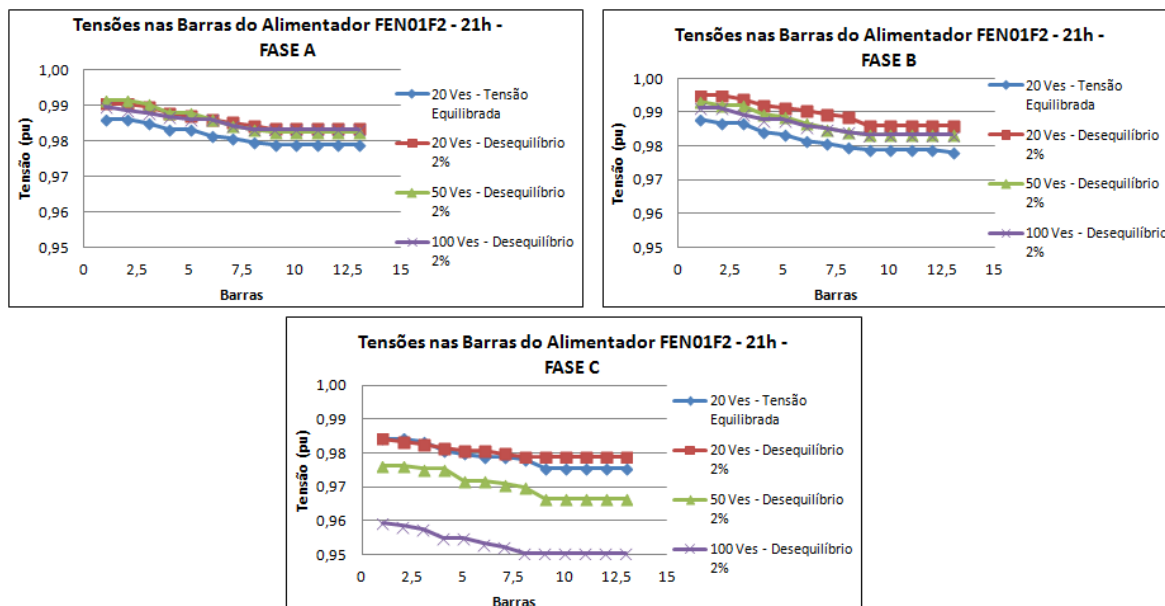


Figura 5.26 – Comparativo entre as tensões ao longo do alimentador – 21h
Fonte: Elaboração Própria

Com o desequilíbrio de tensão observou-se um maior decaimento da tensão ao longo dos barramentos. Dessa forma, pode-se afirmar que se o número de VEs aumentar então os níveis de tensão na rede de distribuição estarão seriamente comprometidos, caso não haja um planejamento para inserção dessas cargas.

Em relação ao horário, verificou-se pouca diferença entre ambos, no entanto o horário das 21h apresentou um decréscimo mais lento do nível de tensão ao longo do alimentador. O que caracteriza este horário como o mais propício para recarga da bateria de VEs.

5.3. INTRODUÇÃO DE HARMÔNICOS NA MÉDIA TENSÃO EM FUNÇÃO DO DESEQUILÍBRIO DE TENSÃO

Nesta subseção são apresentados os resultados da análise em que foram monitorados os harmônicos no lado de 13,8 kV no final do alimentador FEN01F2 em função do desequilíbrio de tensão devido à inter-relação das cargas harmônicas.

Muitos estudiosos comprovaram que uma das justificativas para a utilização dos transformadores de distribuição em ligação Δ -Y seria para eliminar os harmônicos múltiplos do terceiro no lado Δ . No entanto essa afirmação só é válida quando as tensões trifásicas encontram-se perfeitamente equilibradas.

Tendo em vista que por mais que as distribuidoras de energia elétrica tentem repartir as cargas monofásicas de maneira uniforme nas três fases dos transformadores, nem sempre isso ocorre na prática. Daí o desequilíbrio de tensão no final do alimentador pode não estar dentro dos limites propostos pela ANEEL como acontece no barramento.

Sendo assim, considerando que o carregamento do VE também representa uma carga monofásica, e caso o desequilíbrio de tensão aumente ao longo do alimentador, quantificou-se a distorção harmônica de tensão em função da assimetria no lado de 13,8 kV e no lado de 380 V, como ilustrado na Figura 5.27.

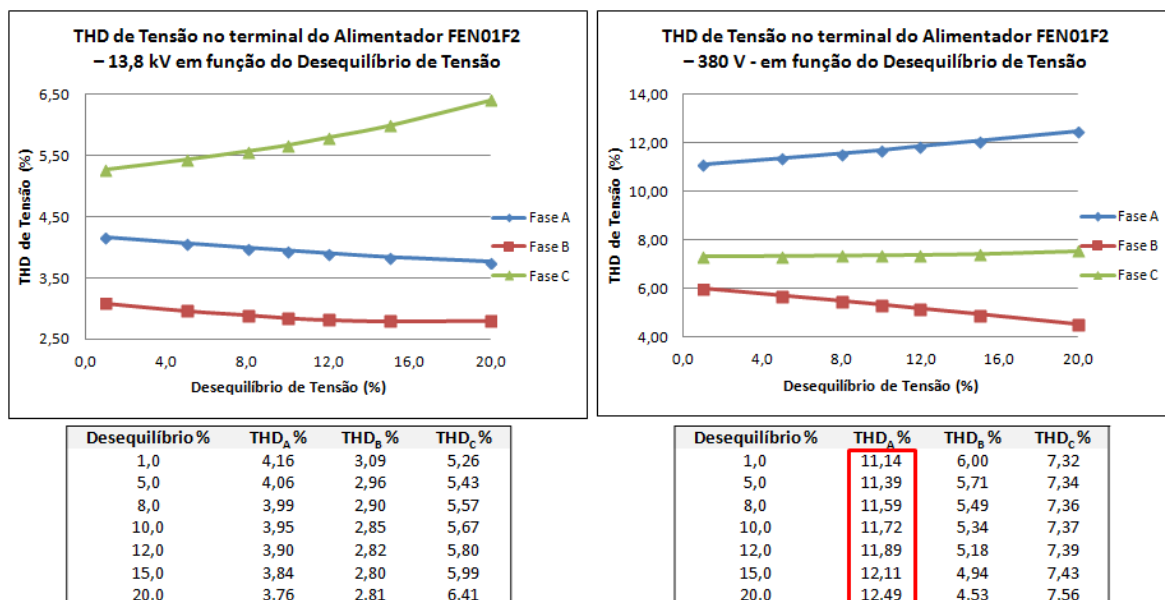


Figura 5.27 - Comportamento do THD de Tensão em 13,8 kV e 380 V em função do Desequilíbrio de Tensão

Fonte: Elaboração Própria

De acordo com a Figura 5.27 pode-se notar que no lado de 13,8 kV, o THD de tensão na fase C aumentou gradativamente com o aumento da assimetria de tensão, onde pode-se

concluir que ordens mais elevadas de harmônicos estão sendo inseridas no alimentador, podendo causar ressonâncias séries e paralelas do sistema elétrico com as cargas, além de elevar as perdas nos transformadores. Quanto às fases A e B observa-se que o THD de tensão reduziu de forma lenta conforme o desequilíbrio foi ampliado. Esta diferença entre as fases deve-se ao fato de que no secundário do transformador 40% da carga harmônica está conectada na fase A enquanto que os outros 60% são igualmente distribuídos nas outras duas fases.

Deve-se salientar que no secundário do transformador, no lado de 380 V no final do alimentador, obteve-se elevados THDs de tensão na fase A da ordem de 12%, que ultrapassa os limites preconizados pela ANEEL de 10%, vide Tabela 5.1. E que pode levar a prejuízos principalmente aos consumidores residenciais.

Foram analisados os harmônicos característicos de ordem 3^a, 5^a e 7^a na forma da tensão no lado de 13,8 kV, ligação em Δ , conforme Figura 5.28.

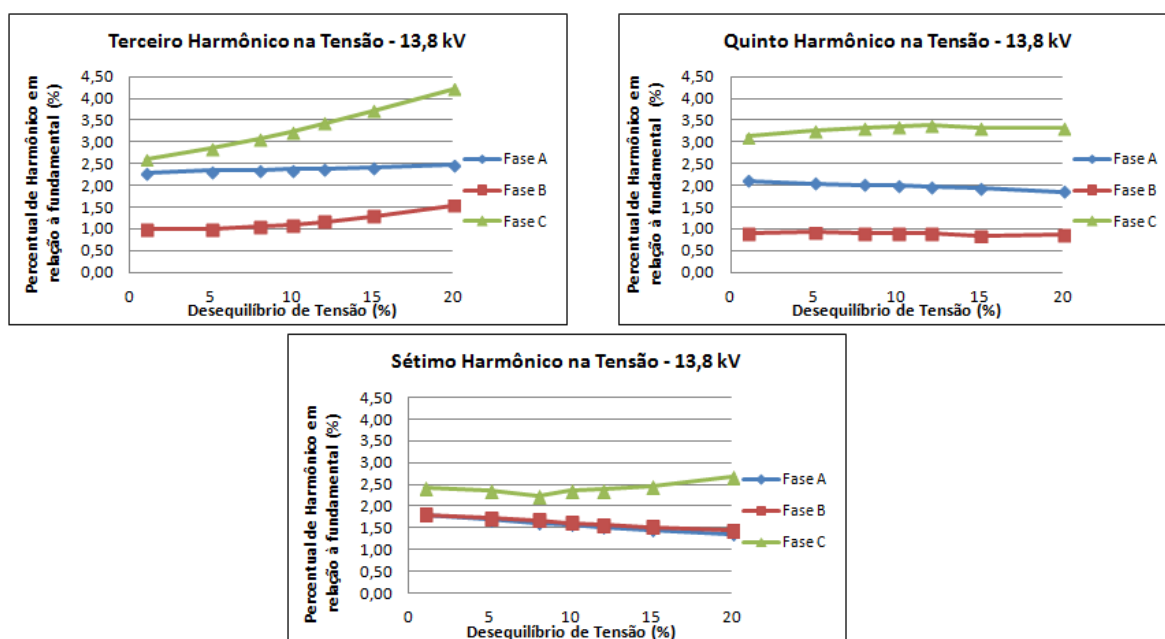


Figura 5.28 – Harmônicos Característicos na forma de onda de Tensão em 13,8 kV

Fonte: Elaboração Própria

Fica comprovado, assim, que apesar da ligação Δ -Y dos transformadores, harmônicos múltiplos do terceiro são injetados na média tensão sob condições de desequilíbrio, e, quanto maior o desequilíbrio de tensão maior será a inserção de harmônicos na rede de distribuição.

CAPITULO 6

CONSIDERAÇÕES FINAIS

6.1. CONCLUSÃO

As considerações expostas neste trabalho permitem afirmar que quando os VEs tornarem-se uma realidade significativa na matriz de transportes brasileira, então haverá uma forte interação entre carros elétricos, consumidores residenciais, comerciais e geração distribuída. O fluxo de harmônicos destas cargas resultarão em subtensões e desequilíbrios de tensão que serão prejudiciais ao bom funcionamento da rede de distribuição elétrica.

Os resultados mostraram que com uma quantidade considerável de 100 VEs, a tensão no barramento do alimentador reduziu para 0,95 pu no horário das 21h e para 0,94 pu no horário das 12h.

Além disso, o aumento da introdução de harmônicos na média tensão provocado pela assimetria entre as fases em decorrência das cargas monofásicas, resultará em danos nos equipamentos elétricos e a ligação Δ -Y dos transformadores de distribuição não impedirá que correntes e tensões harmônicas sejam injetadas na rede elétrica.

Apesar da diferença discreta observada nas simulações, o horário noturno de carregamento é o mais conveniente para a distribuição, pois neste momento muitas cargas não estão em funcionamento então pode-se minimizar os impactos da recarga dos VEs na rede elétrica. Ainda deve-se atentar para o fato de que não foram consideradas as cargas industriais porque não houveram informações suficientes para sua modelagem, estas representam 1,2% do consumo mensal da IFN e que operam no período diurno segundo dados da CELPE.

Conclui-se que os VEs contribuirão ainda mais para a diminuição dos índices de qualidade da energia elétrica. Neste contexto, existe a necessidade de que sejam tomadas medidas eficazes para a mitigação desses harmônicos: inserção de filtros em alguns pontos da rede elétrica, análises em alta frequência para evitar o risco de ocorrências de ressonâncias séries e paralelas, gerenciamento do horário de carga dos VEs para resguardar as sobrecargas, e, monitoramento das distorções harmônicas de tensão e corrente para que estas estejam dentro dos limites estabelecidos pela legislação do setor elétrico.

6.2.SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS

Como sugestão de trabalhos futuros com a finalidade de aprimorar a pesquisa para avaliar o impacto dos VEs na qualidade de energia:

- Realizar as medições do alimentador da IFN para obter os dados reais de amplitude e módulo das cargas harmônicas;
- Modelar as cargas industriais do alimentador FEN01F2 para verificar o impacto sofrido por estas quando da recarga de VEs no PAC;
- Simular os carregadores de VEs trifásicos e analisar o impactos destes sobre a rede de distribuição;
- Estudos de Ressonância Série e Paralela.

6.3.PUBLICAÇÕES

- M. M. S. Lira, R. M. de Lima Neta, M. A. Carvalho Jr., A. G. de Souza, I. R. Matias, J. A. Lopes, S. M. Costa. *“Influência da Condutância Transversal na Impedância Harmônica Equivalente do Sistema”*. SBSE – 2014.
- M. A. Carvalho Jr., M. M. da Silva, Â. G. de Souza, C. B. Goulart, I. R. Matias, R. M. de Lima Neta, J. B. Vilar, E. M. dos Santos, S. M. Ferreira, M. A. X. de Lima. *“Desempenho de Auto-Reguladores Magnéticos em Sistemas de Distribuição de Energia”*. CBQEE - 2013.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABREU, P. J. C. M. “*Carregador de Baterias Trifásico de 5kW com Fator de Potência Unitário*”. Setúbal, Portugal, 2012. Dissertação de M.Sc. – Instituto Politécnico de Setúbal.

AMIN, S. M. & WOLLENBERG, Bruce F. 2005. “*Toward a Smart Grid*”. IEEE Power & Energy Magazine, pp. 34-41.

BABAEI, S. “*Plug-in Hybrid Electric Vehicles and Distributed Generations in Power Systems: Effects and Penetration Level Studies*”. Göteborg, Sweden, 2010. Master of Science Thesis - Chalmers University Of Technology.

BEKKER, D. “*Battery Electric Vehicles: Performance, CO₂ emissions, lifecycle costs and advanced battery technology development*”. Utrecht, Netherlands, 2010. Dissertação de M.Sc. - Copernicus Institute University of Utrecht.

BORBA, B. S. M. C. “*Modelagem Integrada da Introdução de Veículos Leves conectáveis à Rede Elétrica no Sistema Energético Brasileiro*”. Rio de Janeiro, Brasil, 2012. Tese de D.Sc. –COPPE / Universidade Federal do Rio de Janeiro.

BOSSCHE, P. V. D. Electric Vehicle Charging Infrastructure. In: PISTOIA, G. “*Electric and Hybrid Vehicles: Power Sources, Models, Sustainability, Infrastructure and the Market*”, Elsevier. Roma - Italy, 2010. pp. 517-543.

CAMPANARI, S., MANZOLINI, G. & GARCIA, F. “*Energy analysis of electric vehicles using batteries or fuel cells through well-to-wheel driving cycle simulations*”. Journal of Power Sources. 2009. Ed. 186. pp. 464-477.

CARSON J. R., “*Wave Propagation in Overhead Wires with Ground Return*”. Bell System Technical Journal, Vol. 5, 1926, pp. 539-554.

DECKMANN S. M. & POMILIO J. A. “*Avaliação da Qualidade da Energia Elétrica*”. Unicamp. 2010.

DENSEM T. J., BODGER P.S. & ARRILLAGA J. “*Three Phase Transmission System Modelling for Harmonic Penetration Studies*”. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-103, nº. 2, February 1984.

DERI A., TEVAN G., SEMLYEN A., & CASTANHEIRA A., “*The Complex Ground Return Plane – A Simplified Model for Homogeneous and Multi-Layer Earth Return*”. IEEE Transactions on PAS, vol. 100, pp. 3686-3693, 1981.

DIAS, G. A. D., “*Harmônicas em Sistemas Industriais*”, segunda edição, Ed. EDIPUCRS, 1998.

DRUMMOND P. S. “*Propagação de perturbações em pinhas de transmissão aéreas: estudo comparativo de metodologias considerando o efeito do solo subjacente*”. Belo Horizonte, Brasil, 1998. Dissertação de M.Sc – Universidade Federal de Minas Gerais.

DUGAN, R.C., McGRANAGHAN M. F., SANTOSO S. & BEATY H. W. “*Electrical Power Systems Quality*”, second edition, Ed. McGraw-Hill, 2002.

DUGUI, W., ZHENG, X. “*Harmonic Model of Power Transformer*”. International Conference on Power System Technology – POWERCON’98, Beijing, 1998.

DWIGHT, H. B., “*Skin Effect in Tubular and Flat Conductors*”, AIEE Transactions, vol. 37, nº. 2, pp. 1379-1403, 1918.

FERNANDES A. B., NEVES W. L. A., COSTA E. G. & CAVALCANTI M. N. “*The Effect of the Shunt Conductance on Transmission Line Models*”. International Conference on Power System Transients. Kyoto, Japan. 2009.

FOULADGAR, J. & CHAUVEAU, E. “*The Influence of the Harmonics on the Temperature of Electrical Machines*”, IEEE Transactions on Magnetics, 2005.

GARCIA, F. R. “*Cálculo da Perda de Vida Útil de Capacitores em Função da Distorção Harmônica Existente nas Redes de Distribuição de Energia Elétrica*”. In: IV SBQEE (12 -17 Ago 2001: Porto Alegre/RS). *Anais*. Porto Alegre, 2001. pp. 2.

GERTRUDES J. B., TAVARES M. C., & PORTELA C. M., “*Influência da Dependência de Parâmetros do Solo com a Frequência na Modelagem de Linhas Aéreas de Transmissão: Caso de Condutor Único*”, Revista Controle & Automação, vol. 22, nº. 5, 2011.

GONZALEZ, M. L. *et Al.* “*Estimativa de Distorções Harmônicas Geradas por Consumidores Residenciais*”. XVII Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica - SENDI, 21-25 de Agosto de 2006, Belo Horizonte, MG.

GRAINGER J. J. & STEVENSON W. D. Jr. “*Power Systems Analysis*”. Ed. Mc-Graw Hill, Inc. 1994.

GRENIER, M. “*Design of an On-board Charger for Plug-in Hybrid Electrical Vehicle (PHEV)*”. Göteborg, Sweden, 2009. Dissertação de M.Sc. – Chalmers University Of Technology.

IEEE std. 110-2008. “*IEEE Recommended Practice for Establishing Transformer Capability when Supplying non-sinusoidal Load Currents*”, New York, USA, 2008.

IEEE std 519-1992. “*IEEE Recommended Practices and Requirements for Harmonic Control in Eletrical Power Systems*”. USA, 1992.

ITAIPU BINACIONAL – PROJETO VEÍCULO ELÉTRICO. Disponível em: <http://www2.itaipu.gov.br/ve/>. Acesso em: 02/06/2014.

JUNIOR, A. R. P. “*Regulação da Demanda de Energia em um Sistema de Propulsão para um Veículo Elétrico Híbrido Série*”. Natal, Brasil, 2002. Dissertação de M.Sc. - Universidade Federal do Rio Grande do Norte.

KEMPTON, W. & LETENDRE, S., 1997. “*Electric vehicles as a new power source for electric utilities*”. Transportation Research Part D 2: 157–175.

KURUKAWA S., PISSOLATO J., TAVARES M. C., PORTELA C. M., & PRADO A. J., “*A New Procedure to Derive Transmission Line Parameters: Theoretical Considerations*,” IEEE Power Engineering Society Winter Meeting, Vol. 1, pp.103-110, 2005.

LAFUENTE, C. O. “*Carregador de Baterias Monofásicos para Aplicação em Veículos Elétricos*”. Fortaleza, Brasil, 2011. Dissertação de M.Sc. – Universidade Federal do Ceará.

LAMBERT, F. “*Secondary Distribution Impacts of Residential Electric Vehicle Charging*”, Public Interest Energy Research (PIER), California Energy Commission, Project no. 373, 1999.

LARMINIE J. & LOWRY J. “*Electric Vehicle Technology Explained*”. Ed. John & Sons Ltd. 2003.

LEE J.-H., JUNG D.-Y., PARK S.-H., LEE T.-K., KIM Y.-R. & WON C.-Y. “*Battery Charging System for PHEV and EV using Single Phase AC/DC PWM Buck Converter*”. Journal of Electrical Engineering & Technology Vol. 7, No. 5, pp. 736~744, 2012.

LÚCIO, S. M. M. “*Parâmetros Longitudinais de Linhas de Transmissão: Análise dos Efeitos do Solo e da Frequência para Aplicação em Estudos e Transitórios Eletromagnéticos*”. São João del-Rei, Brasil, 2012. Dissertação de M.Sc - Universidade Federal de São João del-Rei.

MAMMANO B. & DIXON L. “*Choose the Optimum Topology for High Power Factor Supplies*”. PCIM Magazine, March 1991, pp. 8-18.

MELLO, C. A. F., “*Efeitos das Tensões e Correntes Harmônicas sobre o Sistema Elétrico e seus Componentes*”, Dissertação de Mestrado nº 51, CPDEE, UFMG, 1988.

MME, 2010. Ministério de Minas e Energia. “*Relatório Smart Grid*”. Grupo de Trabalho de Redes Elétricas Inteligentes. Brasil.

MOHAN N., UNDELAND T.M, & ROBBINS W. P. “*Power Electronics: Converter, Applications and Design*”, 3 rd ed., John Wiley & Sons Inc, pp. 226-227. 2003.

MUSAVI F., EBERLE W. & DUNFORD W. G., Jul/Ago 2011. “*High-Performance Single-Phase Bridgeless Interleaved PFC Converter for Plug-in Hybrid Electric Vehicle Battery Chargers*”. IEEE Transactions on Industry Applications, vol. 47, nº 4.

NUNES, R. V. “*Análise da Penetração Harmônica em Redes de Distribuição Desequilibradas Devido às Cargas Residenciais e Comerciais com a Utilização do ATP*”. Belo Horizonte, Minas Gerais, 2007. Dissertação de Mestrado – CPDEE/ Universidade Federal de Minas Gerais.

OGASHAWARA, O. “*A ciência que move o carro elétrico: O que são, como surgiram e que princípios científicos regem o funcionamento desses veículos*”. Carta na Escola. São Paulo. Ed. 73, Fevereiro 2013.

ORAE, H. “*A Quantative Approach to Estimate the Life Expectancy of Motor Insulation Systems*”. IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation, Vol.7, nº 16, 2000.

OSORIO, V. A. G. “*Carregamento Ótimo de Veículos Elétricos Considerando as Restrições das Redes de Distribuição de Média Tensão*”. São Paulo, Brasil, 2013. Dissertação de M.Sc. - Universidade Estadual Paulista, Campus de Ilha Solteira.

PIRES, I. A. “*Caracterização de harmônicos causados por equipamentos eletro-eletrônicos residenciais e comerciais no sistema de distribuição de energia elétrica*”. Minas Gerais, 2006. Dissertação de M.Sc. – UFMG.

PORTELA, C. & TAVARES, M. C. “*Modeling, Simulation and Optimization of Transmission Lines. Applicability and Limitations of Some Used Procedures - Transmission and Distribution*”. 2002. IEEE Institute of Electrical and Electronic Engineers - PES Society, 38 p., 2002.

RANADE, S. J. & XU, W. An Overview Of Harmonics Modeling And Simulation. In: “*IEEE Tutorial on Harmonics Modeling and Simulation*”. 2007. Cap. 1. pp. 1-6.

RESOLUÇÃO Nº 505 da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), de 26 de Novembro de 2011.

RULE BOOK, 1987 - ATP – *Alternatives Transients Program*.

SCHROEDER, M.A.O., VISACRO, S.F. & DRUMMOND, P.S. “*Avaliação da Propagação em Linhas de Transmissão: Efeito do Solo*”. Congresso Chileno de Engenharia Elétrica, 1995.

SINGH B., SINGH B. N., CHANDRA A., AL-HADDAD K., PANDEY A., & KOTHARI D. P., “*A Review of Single-Phase Improved Power Quality AC–DC Converters*” IEEE Transactions on Industrial Electronics, vol. 50, nº. 5, October 2003.

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, vol. 28, nº. 5, May 2013.

ANEXOS

ANEXO A – CÁLCULO DOS PARÂMETROS DE LINHA CONSIDERANDO O EFEITO DO SOLO

CÁLCULO DA IMPEDÂNCIA LONGITUDINAL

A fonte alternada que alimenta a linha gera um campo elétrico longitudinal (E_L – vide Figura A.1) que exerce força elétrica sobre as inúmeras cargas livres existentes no condutor. O movimento ordenado destas cargas corresponde à corrente de condução, I_c .

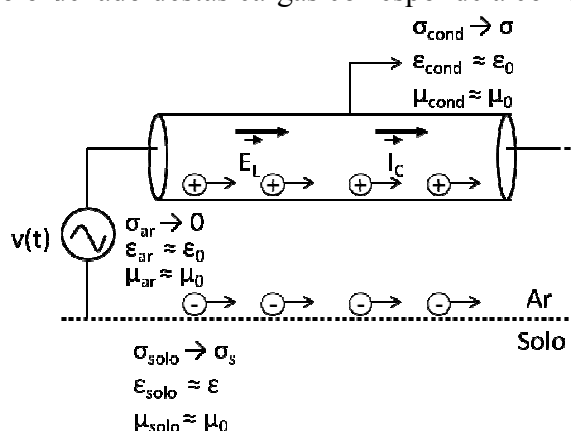


Figura A.1 - Análise longitudinal de trecho de linha de distribuição aérea monofásica.

Fonte: (LÚCIO, 2012)

Um efeito direto de E_L corresponde a uma queda de tensão de natureza resistiva na linha. A relação entre esta queda e I_c é a resistência longitudinal (R) do condutor, que traduz a perda de potência longitudinal (efeito Joule). O efeito resistivo é composto por duas parcelas, uma associada ao campo eletromagnético interno ao condutor (R_{int}) e outra à contribuição do campo eletromagnético no solo (R_{solo}):

$$R_{total} = R_{int} + R_{solo} \quad (A.1)$$

E_L e I_c variam no tempo e, por sua vez, geram um campo magnético também variável no tempo, com componentes interna ao condutor e externa (no ar), denominado B_L . O efeito integral deste campo elétrico, no caminho fechado que define a trajetória de I_c , corresponde à tensão induzida (V_{FEM}). Da relação entre V_{FEM} e I_c origina-se a indutância da linha.

A indutância total compõe-se de três parcelas: indutância interna L_{int} (associada ao campo magnético interno ao condutor), externa L_{ext} (correspondente ao campo magnético externo ao condutor,) e devido ao solo L_{solo} (devido à contribuição do solo no retorno de corrente). A indutância total quantifica o armazenamento de energia da linha na forma de campo magnético:

$$L_{total} = L_{int} + L_{ext} + L_{solo} \quad (A.2)$$

Portanto, longitudinalmente, a caracterização dos parâmetros eletromagnéticos de uma linha de distribuição pode ser representada, no domínio fasorial, por uma impedância complexa longitudinal da seguinte forma: $Z = R + j\omega L$.

Segundo DRUMMOND (1998), a matriz impedância é dividida em duas partes: uma primeira considerando ideal o solo subjacente, ou seja, com condutividade infinita ($\sigma_{\text{solo}} \rightarrow \infty$) e, uma segunda, considerando as reais características do solo (com condutividade finita). Supondo dois condutores k e l , a expressão da admitância é dada por:

$$Z_{kk} = Z_{skk} + Z_{ckk} = (Z_{sikk} + Z_{sekk}) + Z_{ckk} = (R_{kk} + jX_{kk}) \quad (A.3)$$

$$Z_{kl} = Z_{skl} + Z_{ckl} = R_{ckl} + j(X_{skl} + X_{ckl}) = (R_{kl} + jX_{kl}) \quad (A.4)$$

onde:

Z_{kk} – Impedância longitudinal própria relativa ao condutor k .

Z_{skk} – Impedância longitudinal própria relativa ao condutor k , considerando ideal o solo, dada pela soma das impedâncias ideais interna e externa.

Z_{ckk} – Impedância longitudinal própria relativa ao condutor k , considerando o solo subjacente real.

Z_{kl} – Impedância longitudinal mútua devido ao acoplamento indutivo entre os condutores k e l .

Z_{skl} – Impedância longitudinal mútua externa devido ao acoplamento indutivo entre os condutores k e l , considerando o solo subjacente ideal.

Z_{ckl} – Impedância longitudinal mútua devido ao acoplamento indutivo entre os condutores k e l , considerando o solo subjacente real.

a) Impedância Interna Longitudinal

A impedância interna dos condutores composta por resistência e indutância, pode ser calculada facilmente caso a variação dos parâmetros com a frequência seja desprezada.

Devido ao efeito pelicular, em corrente alternada a densidade de corrente apresenta uma distribuição não uniforme através da seção do condutor. Por conta dessa distribuição não uniforme da corrente, tanto a resistência quanto a indutância interna são alteradas com a frequência.

A impedância interna é calculada por meio de Funções de Bessel (DWIGHT, 1918), como segue

$$Z_{sikk} = R_{sikk} + jX_{sikk} \quad (A.5)$$

$$Z_{sikk} = \sqrt{\frac{j\omega\mu_c}{\sigma_c}} \frac{1}{2\pi R_1} \frac{I_0(\rho_1)K_1(\rho_0) + K_0(\rho_1)I_1(\rho_0)}{I_1(\rho_1)K_1(\rho_0) - I_1(\rho_0)K_1(\rho_1)} \quad (A.6)$$

$$\rho_0 = R_0 \sqrt{j\omega\mu_c\sigma_c} \quad (A.7)$$

$$\rho_1 = R_1 \sqrt{j\omega\mu_c\sigma_c} \quad (A.8)$$

onde:

- I_0, I_1, K_0, K_1 : são as funções modificadas de Bessel de primeira espécie (I) e segunda espécie (K) e ordem zero e um, respectivamente;

- ω : é frequência angular do sinal propagado na linha;

- σ_c : é a condutividade do condutor;
- μ_c : é a permeabilidade magnética do condutor, $\mu_c = \mu_0$;
- R_0 e R_1 : são os raios interno e externo do condutor, respectivamente.

b) Impedância Externa Longitudinal

A impedância externa, constituída apenas da componente reativa, depende do meio onde a linha está imersa (ar) e de sua geometria. Considerando que o solo e o condutor são ideais ($\sigma \rightarrow \infty$), e o ar um dielétrico perfeito ($\sigma \rightarrow 0$) cuja permeabilidade magnética é igual à do vácuo (DWIGHT, 1918).

Para o cálculo de Z_{ext} , aplica-se a lei de Ampère no “contorno amperiano” como pode ser visto na Figura A.2, para obtenção do campo magnético a uma distância “x” do condutor por onde circula uma corrente I. As linhas de campo magnético são círculos concêntricos ao condutor e todo o fluxo encontra-se entre o ponto referente ao raio externo R_1 do condutor e a superfície do solo h (LÚCIO, 2012).

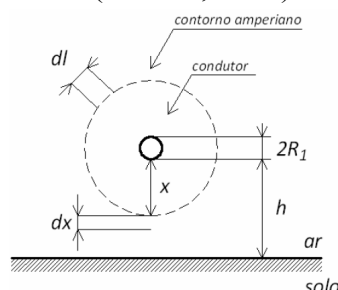


Figura A.2 - Ilustração para cálculo de impedância externa longitudinal de um condutor ideal considerando solo ideal

Fonte: (LÚCIO, 2012)

Utilizando o método das imagens ideais em que fica estabelecido que o sistema composto por um condutor percorrido por uma corrente elétrica próximo a um plano infinito condutor perfeito aterrado, pode ser substituído pelo próprio condutor, por sua imagem e por uma superfície equipotencial onde o único meio presente é o ar, conforme Figura A.3.

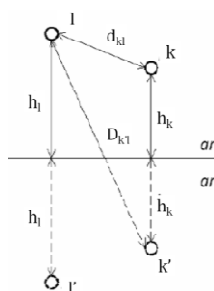


Figura A.3 - Método das Imagens Ideais

Fonte: (LÚCIO, 2012)

Na Figura A.3, tem-se que: h_k e h_l são, respectivamente, as alturas dos condutores k e l; d_{kl} é a distância entre o condutor k e l; e $D_{k'l}$ é a distância entre o condutor l e a imagem do condutor k.

Logo, a impedância própria externa por unidade de comprimento é expressa por:

$$Z_{sekk} = 0 + jX_{sekk} = j\omega L_{sekk} \quad (A.9)$$

$$Z_{sekk} = \frac{j\omega\mu_0}{2\pi} \ln \frac{2h_k}{R_l} \quad (A.10)$$

onde R_l é o raio do condutor k.

Para o caso de dois condutores paralelos entre si, de acordo com as distâncias representadas na Figura A.3, a impedância mútua externa é fornecida por

$$Z_{skl} = 0 + jX_{skl} = j\omega L_{skl} \quad (A.11)$$

$$Z_{skl} = \frac{j\omega\mu_0}{2\pi} \ln \frac{D_{k'l}}{d_{kl}} \quad (A.12)$$

$$Z_{skl} = \frac{j\omega\mu_0}{2\pi} \ln \sqrt{\frac{(h_k + h_l)^2 + (d_{kl})^2}{(h_k - h_l)^2 + (d_{kl})^2}} \quad (A.13)$$

c) Impedância do Solo Longitudinal

A impedância do solo longitudinal leva em consideração o efeito da passagem de correntes de retorno pelo solo com condutividade finita, ou seja, sem considerar o solo como um condutor elétrico perfeito.

Quanto às correções do solo Z_{ckk} e Z_{ckl} , tem-se:

- Z_{ckk} : impedância própria relativa a condutor k e devido ao efeito do solo e dada pela seguinte expressão:

$$Z_{ckk} = R_{ckk} + jX_{ckk} = R_{ckk} + j\omega L_{ckk} \quad (A.14)$$

- Z_{ckl} : impedância mútua relativa aos condutores k e l devido ao efeito do solo e dada pela seguinte expressão:

$$Z_{ckl} = R_{ckl} + jX_{ckl} = R_{ckl} + j\omega L_{ckl} \quad (A.15)$$

As formulações que analisaram o efeito do solo no cálculo da impedância podem ser divididas em dois grupos: i) métodos de integração numérica baseados nas integrais de Carson e ii) métodos aproximados.

O primeiro grupo consiste em expressões de cálculo da impedância do solo utilizando integrais impróprias, onde pelo menos um dos limites de integração é infinito. Os métodos aproximados resultam de pesquisas que buscaram soluções analíticas aproximadas para as integrais de difícil resolução propostas por Carson, nesses o conceito de plano complexo de retorno pelo solo foi utilizado (LÚCIO, 2012) e já foram comentados anteriormente.

Os resultados obtidos com as aproximações de Deri são próximos daqueles calculados com as fórmulas de Carson, no limite de frequência até kHz (SCHROEDER, 1995). Portanto, como esse trabalho não objetiva analisar altas frequências a proposta de Deri será utilizada.

Aplicando o método das imagens complexas, o sistema físico equivalente é formado pelos condutores situados a uma distância $h + p$ acima do plano e suas imagens situadas à mesma distância abaixo do plano complexo conforme ilustrado na Figura A.4. Em que se apresenta as distâncias básicas e o sistema de coordenadas empregado nesse método.

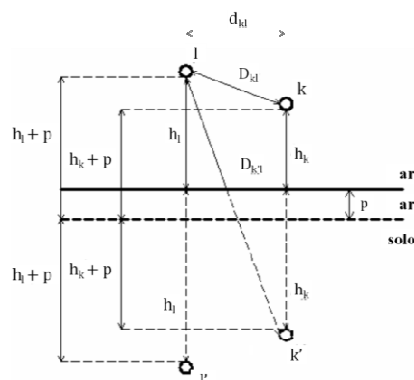


Figura A.4 - Método das Imagens Complexas

Fonte: (LÚCIO, 2012)

A impedância própria do solo é calculada através da seguinte expressão (DERI, 1981):

$$Z_{ckk} = j\omega \frac{\mu_0}{2\pi} \ln \left(\frac{2(h+p)}{R_l} \right) \quad (A.16)$$

onde R_l é o raio do condutor k e p é a profundidade complexa calculada anteriormente.

A impedância mútua do solo é calculada através da seguinte expressão (DERI, 1981):

$$Z_{ckl} = j\omega \frac{\mu_0}{2\pi} \ln \left(\frac{\sqrt{(h_k + h_l + 2p)^2 + (d_{kl})^2}}{(h_k - h_l)^2 + (d_{kl})^2} \right) \quad (A.17)$$

onde h_k e h_l são as alturas dos condutores k e l respectivamente e, d_{kl} a distância horizontal entre os condutores k e l .

CALCULO DA ADMITÂNCIA TRANSVERSAL

A distribuição de cargas elétricas na linha gera um campo elétrico transversal E_T no ar (entre condutores e superfície do solo). Assim, existe uma corrente de condução no ar, I_{cT} que traduz um efeito resistivo transversal (R_T ou $G = 1/R_T$), e uma de deslocamento, I_{dT} um que representa o efeito capacitivo transversal (C), como pode ser visto na Figura A.5 (LÚCIO, 2012).

A condutância G traduz as perdas de potência transversais e a capacitância C , a capacidade de armazenamento de energia da linha na forma de campo elétrico (transversal).

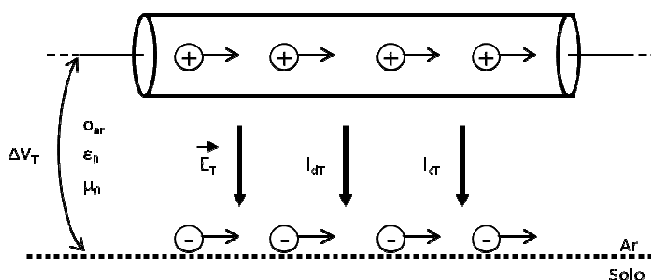


Figura A.5 - Análise transversal de trecho de linha de distribuição aérea monofásica.

Fonte: (LÚCIO, 2012)

O cálculo das admitâncias transversais é feito a partir dos conceitos da eletrostática, utilizando-se o *método das imagens* na consideração da presença do solo subjacente, mesmo nos casos onde não haja retorno pelo solo.

Portanto, transversalmente, a caracterização dos parâmetros eletromagnéticos de uma linha de distribuição pode ser representada, no domínio fasorial, por uma admitância complexa da seguinte forma:

$$Y = G + j\omega C \quad (A.18)$$

Segundo DRUMMOND (1998), a matriz admitância é dividida em duas partes: uma primeira considerando o ideal o solo subjacente, ou seja, com condutividade infinita ($\sigma_{\text{solo}} \rightarrow \infty$) e, uma segunda, considerando as reais características do solo (com condutividade finita). Supondo dois condutores k e l, a expressão da admitância é dada por:

$$Y_{kT} = Y_{skT} + Y_{ckT} = (G_{skT} + jB_{skT}) + (G_{ckT} + jB_{ckT}) \quad (A.19)$$

$$Y_{kl} = Y_{skl} + Y_{ckl} = (G_{skl} + jB_{skl}) + (G_{ckl} + jB_{ckl}) \quad (A.20)$$

onde:

Y_{kT} - Admitância transversal do condutor k para a “terra”.

Y_{skT} - Admitância transversal ideal do condutor k para a “terra”, considerando o solo subjacente ideal.

Y_{ckT} - Admitância transversal real do condutor k para a “terra”, considerando o solo subjacente real.

Y_{kl} - Admitância transversal mútua entre os condutores k e l.

Y_{skl} - Admitância transversal mútua ideal entre os condutores k e l, considerando o solo subjacente ideal.

Y_{ckl} - Admitância transversal mútua real entre os condutores k e l, considerando o solo subjacente real.

a) Determinação da Capacitância Transversal

Conforme já bastante conhecido através da contribuição de CARSON (1926), sabe-se que as capacitâncias mútuas e próprias considerando o solo ideal, considerando-se dois condutores k e l, são expressas por:

- C_{skT} : capacitância ideal do condutor k para a “terra”

$$C_{skT} = \frac{2\pi\epsilon_0}{\ln\left(\frac{2h_k}{r_k}\right)} (F / m) \quad (A.21)$$

- C_{skl} : capacitância ideal entre o condutor k e o condutor l

$$C_{skl} = \frac{\pi\epsilon_0}{\ln\left(\frac{2}{r_k} \sqrt{\frac{[(h_k - h_l)^2 + (d_{kl})^2] h_k h_l}{(h_k + h_l)^2 + (d_{kl})^2}}\right)} (F / m) \quad (A.22)$$

onde: h_k – altura do condutor, r_k – raio externo do condutor e d_{kl} – distância entre os condutores k e l.

Utilizando o método de Deri para o cálculo da correção do efeito do solo na capacitância tem-se:

- C_{ckT} : capacitância real do condutor k para a “terra” considerando o efeito do solo

$$C_{ckT} = \frac{2\pi\epsilon_0}{\ln\left(\frac{2h_k + p}{r_k}\right)} (F / m) \quad (A.23)$$

- C_{skl} : capacitância real entre o condutor k e o condutor l considerando o efeito do solo

$$C_{skl} = \frac{\pi\epsilon_0}{\ln\left(\frac{2}{r_k} \sqrt{\frac{[(h_k - h_l)^2 + (d_{kl})^2]h_k h_l}{(h_k + h_l + 2p)^2 + (d_{kl})^2}}\right)} (S / m) \quad (A.24)$$

b) Determinação da Condutância Transversal

A condutância pode ser calculada através da capacitância com a seguinte expressão:

- G_{skT} : condutância ideal do condutor k para a “terra”

$$G_{skT} = \frac{\sigma_0}{\epsilon_0} C_{skT} (S / m) \quad (A.25)$$

onde: σ_0 – condutividade elétrica do ar (10^{-9} S/m) e ϵ_0 – permissividade elétrica do vácuo ($8,8542 \times 10^{-9}$ F/m).

- G_{skl} : condutância ideal entre o condutor k e l desconsiderando o efeito do solo

$$G_{skl} = \frac{\sigma_0}{\epsilon_0} C_{skl} (S / m) \quad (A.26)$$

- G_{ckT} : condutância real do condutor k para a “terra” considerando o efeito do solo

$$G_{ckT} = \frac{\sigma_0}{\epsilon_0} C_{ckT} (S / m) \quad (A.27)$$

- G_{skl} : condutância real entre o condutor k e l considerando o efeito do solo

$$G_{ckl} = \frac{\sigma_0}{\epsilon_0} C_{ckl} (S / m) \quad (A.28)$$

ANEXO B – CURVAS DE SATURAÇÃO DOS TRANSFORMADORES DE DISTRIBUIÇÃO CELPE

Algumas modificações foram feitas na curva original (NUNES, 2007) cujos dados estão em pu para adequação aos casos estudados. Para cada transformador utilizou-se os valores de bases correspondentes e assim foi possível determinar os valores de corrente e tensão para traçar a curva de saturação. Nas tabelas e gráficos abaixo estão descritas as curvas de saturação dos transformadores de distribuição utilizados neste trabalho.

Em que na primeira estão contidos os dados de base para cada trafo, nas segunda e terceira colunas são explicitados os valores típicos de tensão e corrente em pu obtidos na literatura, e, por fim, nas quarta e quinta colunas são exibidos os valores reais de tensão e corrente.

Tabela B.1 - Curva de Saturação Transformador 15 kVA

15 kVA				
Irms (base)	Irms (pu)	Vrms (pu)	Irms (A)	Vrms (V)
0,01	0,3147	0,8430	0,0046	11633
Vrms (base) V	0,4879	0,8996	0,0071	12414
13800	0,7091	0,9496	0,0103	13104
	1,0000	1,0000	0,0145	13800
	1,1810	1,0190	0,0171	14062
	1,5330	1,0540	0,0222	14545
	1,8620	1,0780	0,0270	14876
	4,0000	1,2040	0,0580	16615

Tabela B.2 - Curva de Saturação Transformador 30 kVA

30 kVA				
Irms (base)	Irms (pu)	Vrms (pu)	Irms (A)	Vrms (V)
0,03	0,3147	0,8430	0,0082	11633
Vrms (base) V	0,4879	0,8996	0,0127	12414
13800	0,7091	0,9496	0,0185	13104
	1,0000	1,0000	0,0261	13800
	1,1810	1,0190	0,0308	14062
	1,5330	1,0540	0,0400	14545
	1,8620	1,0780	0,0486	14876
	4,0000	1,2040	0,1043	16615

Tabela B.3 - Curva de Saturação Transformador 45 kVA

45 kVA				
Irms (base)	Irms (pu)	Vrms (pu)	Irms (A)	Vrms (V)
0,03	0,3147	0,8430	0,0109	11633
Vrms (base) V	0,4879	0,8996	0,0170	12414
13800	0,7091	0,9496	0,0247	13104
	1,0000	1,0000	0,0348	13800
	1,1810	1,0190	0,0411	14062
	1,5330	1,0540	0,0533	14545
	1,8620	1,0780	0,0648	14876
	4,0000	1,2040	0,1391	16615

Tabela B.4 - Curva de Saturação Transformador 75 kVA

75 kVA				
Irms (base) A	Irms (pu)	Vrms (pu)	Irms (A)	Vrms (V)
0,05	0,3147	0,8430	0,0154	11633
Vrms (base) V	0,4879	0,8996	0,0239	12414
13800	0,7091	0,9496	0,0347	13104
	1,0000	1,0000	0,0489	13800
	1,1810	1,0190	0,0578	14062
	1,5330	1,0540	0,0750	14545
	1,8620	1,0780	0,0911	14876
	4,0000	1,2040	0,1957	16615

Tabela B.5 - Curva de Saturação Transformador 225 kVA

225 kVA				
Irms (base) A	Irms (pu)	Vrms (pu)	Irms (A)	Vrms (V)
0,11	0,3147	0,8430	0,0359	11633
Vrms (base) V	0,4879	0,8996	0,0557	12414
13800	0,7091	0,9496	0,0809	13104
	1,0000	1,0000	0,1141	13800
	1,1810	1,0190	0,1348	14062
	1,5330	1,0540	0,1750	14545
	1,8620	1,0780	0,2125	14876
	4,0000	1,2040	0,4565	16615

ANEXO C – DIMENSIONAMENTO DE TRANSFORMADORES CONSIDERANDO O FATOR K

Para dimensionar um transformador suprindo cargas não lineares devem ser consideradas as perdas nos enrolamentos e no núcleo. Para o cálculo destas perdas, as recomendações internacionais apresentam equações aproximadas, que dependem do espectro harmônico da corrente de carga e da perda para condição de carga linear nominal.

Transformadores em funcionamento sob carga dissipam potência por efeito Joule nos enrolamentos devido às correntes que neles circulam: correntes de cargas e correntes parasitas. Há outras perdas de dispersão presentes nas estruturas fora do enrolamento, tais como núcleo, união de núcleo, estrutura metálica e tanque. Equações apresentadas em diversos trabalhos indicam que as perdas em transformadores aumentam com o aumento da frequência.

Dependendo do modelo adotado, a perda no núcleo e a perda por correntes parasitas nos enrolamentos são proporcionais ao quadrado da frequência do fluxo induzido pelas correntes dos enrolamentos. Desta forma, pode-se verificar que há uma grande influência das correntes harmônicas nas perdas do transformador, provocando sobreaquecimento no mesmo e podendo comprometer seu isolamento e sua vida útil.

A importância de quantificar as perdas em transformadores sob cargas não lineares vem do fato de ser possível fazer com que o transformador supra uma potência menor que a nominal, de forma que ele apresente o mesmo aquecimento (mesma perda) se suprisse carga linear nominal. Neste caso, o isolamento, a capacidade condutora e a vida útil do transformador não seriam comprometidas.

Os métodos de cálculos para perdas em enrolamentos de transformadores sob cargas não-lineares apresentados pelas normas referenciadas (FHL e o Fator K) baseiam-se no somatório do produto do espectro harmônico da corrente de carga ao quadrado pela harmônica ao quadrado, dividido por uma corrente de base. Para o Fator-k esta corrente de base é a nominal e para o FHL a corrente de base é a corrente total.

Outro fator utilizado é o Fator de Perda Harmônica Fora dos Enrolamentos (FHL-STR), mostrado na norma IEEE (110-2008), que diferencia da perda nos enrolamentos pelo expoente da harmônica, que neste caso é igual a 0,8.

a) Fator K

Conforme a IEEE (110-2008), é definido como:

$$K = \sum_{h=1}^{h_{\max}} \left(\frac{I_h}{I_r} \right)^2 h^2 \quad (C.1)$$

Onde

I_r - valor rms da corrente nominal, I_h - valor rms da corrente harmônica de ordem h , h - ordem da harmônica e h_{\max} - máxima ordem de harmônica de potência significativa.

Multiplicando-se o Fator K pela perda por correntes parasitas nos enrolamentos sob condição de carga linear nominal (P_c), obtém-se a perda por correntes parasitas nos enrolamentos para uma carga não-linear (P_k), conforme apresentado a seguir:

$$P_k = K \times P_c \quad (C.2)$$

A IEEE (110-2008) determina o Fator de Perda Harmônica (F_{HL}) como um fator a ser multiplicado pela perda por correntes parasitas nos enrolamentos para condição de carga linear nominal (P_c), para obter a perda por correntes parasitas nos enrolamentos para condição de carga não-linear (P_{C-FHL}).

$$FHL = \frac{\sum_{h=1}^{\infty} I_h^2 h^2}{\sum_{h=1}^{\infty} I_h^2} \quad (C.3)$$

$$P_{C-FHL} = FHL \times P_c \quad (C.4)$$

$$I_{MAX}(pu) = \sqrt{\frac{P_{total}(pu)}{1 + FHL \times P_c}} (pu) \quad (C.5)$$