



TRABALHO DE GRADUAÇÃO

**UMA PROPOSTA DE ÍNDICE PARA SELEÇÃO
DE BARRAMENTOS MAIS AFETADOS POR
HARMÔNICAS EM SISTEMAS DE POTÊNCIA
BASEADO NA APLICAÇÃO DA VARREDURA
EM FREQUÊNCIA**

Leonardo Marques Nunes de Mattos

Brasília, Setembro de 2012

UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA

FACULDADE DE TECNOLOGIA

UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA
Faculdade de Tecnologia

TRABALHO DE GRADUAÇÃO

UMA PROPOSTA DE ÍNDICE PARA SELEÇÃO
DE BARRAMENTOS MAIS AFETADOS POR
HARMÔNICAS EM SISTEMAS DE POTÊNCIA
BASEADO NA APLICAÇÃO DA VARREDURA
EM FREQUÊNCIA

Leonardo Marques Nunes de Mattos

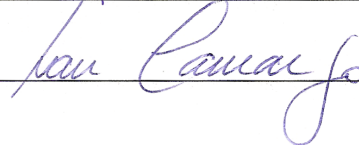
*Relatório submetido ao Departamento de Engenharia
Elétrica como requisito parcial para obtenção
do grau de Engenheiro Eletricista*

Banca Examinadora

Prof. Anésio de Leles Ferreira Filho, ENE/UnB
Orientador

MSc. Nilo S. S. Ribeiro, OEEOE/Eletronorte
Co-Orientador

Prof. Ivan Marques de Toledo Camargo,
ENE/UnB
Examinador interno



FICHA CATALOGRÁFICA

DE MATTOS, LEONARDO MARQUES NUNES	
UMA PROPOSTA DE ÍNDICE PARA SELEÇÃO DE BARRAMENTOS MAIS AFETADOS POR HARMÔNICAS EM SISTEMAS DE POTÊNCIA BASEADO NA APLICAÇÃO DA VARREDURA EM FREQUÊNCIA [Distrito Federal] 2012.	
xi, 185p., 210 x 297 mm (ENE/FT/UnB, Engenheiro, Engenharia Elétrica, 2012).	
Trabalho de Graduação – Universidade de Brasília, Faculdade de Tecnologia.	
Departamento de Engenharia Elétrica	
1. Índice de Severidade	2. Varredura em Frequência
3. Sistema Interligado Nacional	4. Correntes Harmônicas
5. Tensões Harmônicas	6. ATP
7. Sistemas de Potência	8. Distorção Harmônica Total
9. Variação de Tensão	
I. ENE/FT/UnB	II. Título (série)

REFERÊNCIA BIBLIOGRÁFICA

MATTOS, L.M.N. (2012). UMA PROPOSTA DE ÍNDICE PARA SELEÇÃO DE BARRAMENTOS MAIS AFETADOS POR HARMÔNICAS EM SISTEMAS DE POTÊNCIA BASEADO NA APLICAÇÃO DA VARREDURA EM FREQUÊNCIA, Trabalho de Graduação em Engenharia Elétrica, Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade de Brasília, Brasília, DF, 185p.

CESSÃO DE DIREITOS

AUTOR: Leonardo Marques Nunes de Mattos

TÍTULO: UMA PROPOSTA DE ÍNDICE PARA SELEÇÃO DE BARRAMENTOS MAIS AFETADOS POR HARMÔNICAS EM SISTEMAS DE POTÊNCIA BASEADO NA APLICAÇÃO DA VARREDURA EM FREQUÊNCIA.

GRAU: Engenheiro Eletricista ANO: 2012

É concedida à Universidade de Brasília permissão para reproduzir cópias deste trabalho de graduação e para emprestar ou vender tais cópias somente para propósitos acadêmicos e científicos. O autor reserva outros direitos de publicação e nenhuma parte desse trabalho de graduação pode ser reproduzida sem autorização por escrito do autor.



Leonardo Marques Nunes de Mattos

leonardo@mattos.eng.br

DF 150 km 3 - Cond. Vivendas Campestre - A7

SHC - Sobradinho

CEP 73090-918 - Brasília - DF - Brasília

Dedicatória

À Dalva Crotta, minha avó, quem infelizmente não mais pertence aos reais.

Leonardo Marques Nunes de Mattos

Agradecimentos

À toda a minha família por todo o carinho, amor, dedicação, suporte e investimento ao longo de todos esses anos para que fosse possível chegar até aqui.

À engenheira Anieli Maria Peixoto Mendes, amor da minha vida, pela força e carinho em todos os momentos. Imprescindível para manter minha sanidade e felicidade. E claro, pelo maravilhoso, inestimável e incansável trabalho de revisão.

Ao engenheiro João Ferreira de Lima Filho, pela paciência em responder aos meus infinitos questionamentos acerca de basicamente tudo nos sistemas de potência.

Aos amigos da Gerência de Estudos Elétricos de Operação de Sistemas - OEEO - Eletronorte Maurício Tutida, Filipe Lopes, João Paulo Fernandes, Ricardo Teixeira e em especial à Mônica Teixeira pelos 10 meses de muito aprendizado.

Aos amigos da Superintendência de Fiscalização dos Serviços de Eletricidade - SFE - ANEEL - em especial à Cecília Francisco pelo primeiro contato com o sistema elétrico brasileiro e por despertar em mim o interesse por sistemas de potência.

Ao professor Felipe Beaklini do Instituto de Física - UnB - Pelos anos de parceria no Laboratório de Cálculos Científicos - LCC.

Ao amigo Ananias Pereira Batista Filho pelos super divertidos anos de "hack n' rolling", os quais foram cruciais pelo meu gosto por computação e programação.

Por último e não menos importante, agradeço aos meus orientadores Anésio de Leles Ferreira Filho e Nilo S. S. Ribeiro, pela instrução e orientação, as quais foram de suma importância para a realização do presente trabalho.

Leonardo Marques Nunes de Mattos

RESUMO

Correntes harmônicas são uma preocupação em sistemas potência em corrente alternada desde sua concepção. Seus efeitos são diversos e nefastos. Atualmente, a maior fonte de correntes harmônicas são os equipamentos da eletrônica de potência, os quais são encontrados tanto no âmbito da distribuição quanto da transmissão. No âmbito da transmissão há Consumidores Eletrointensivos que quando fazem uso de pontes retificadoras, podem injetar grandes quantidades de correntes harmônicas na rede. No presente trabalho, fez-se a modelagem de uma malha de transmissão real, o Sistema Interligado Nacional. Do SIN, elegeu-se o barramento de 230 kV da subestação que atende às cargas da capital do estado do Maranhão, São Luís II, para conexão de um Consumidor Eletrointensivo fictício. Consumidor esse que faz uso extensivo de dispositivos da eletrônica de potência. E, para encontrar qual barra em sua vizinhança é de forma mais significativamente afetado por tais correntes, e quais configurações acentuam ou atenuam seus efeitos, este trabalho propõe o Índice de Severidade. Tal Índice é computado a partir da Técnica da Varredura em Frequência e do conhecimento do perfil de correntes injetadas. O IS é validado por simulações no domínio do tempo, comparando-o com as variações de tensões obtidas nos barramentos, bem como a Distorção Harmônica Total.

SUMÁRIO

1	Introdução	1
1.1	CONTEXTUALIZAÇÃO	1
1.2	DEFINIÇÃO DO PROBLEMA	1
1.3	OBJETIVOS DO PROJETO	2
1.4	APRESENTAÇÃO DO MANUSCRITO	3
2	Fundamentação Teórica	5
2.1	ANÁLISE NO DOMÍNIO DA FREQUÊNCIA - FOURIER	5
2.1.1	SÉRIE TRIGONOMÉTRICA DE FOURIER	5
2.1.2	ESPECTRO DE FOURIER	7
2.2	HARMÔNICAS EM SISTEMAS DE POTÊNCIA	9
2.2.1	DISTORÇÃO HARMÔNICA	9
2.2.2	FONTES DE HARMÔNICAS EM SISTEMAS DE POTÊNCIA	10
2.2.3	HARMÔNICAS <i>versus</i> TRANSITÓRIOS	12
2.2.4	SEQUÊNCIA DE FASES E COMPONENTES HARMÔNICAS	13
2.2.5	CONCEITOS DE POTÊNCIA EM REGIME NÃO SENOIDAL	14
2.2.6	ÍNDICES DE DISTORÇÃO HARMÔNICA	16
2.3	FERRAMENTA COMPUTACIONAL - ATP	17
2.3.1	APRESENTAÇÃO	17
2.3.2	APLICAÇÕES DO ATP	17
2.4	VARREDURA EM FREQUÊNCIA	18
2.4.1	DEFINIÇÃO DA VARREDURA EM FREQUÊNCIA	18
2.4.2	USOS DA VARREDURA EM FREQUÊNCIA	19
2.4.3	EXEMPLO DE APLICAÇÃO DA VARREDURA EM FREQUÊNCIA	19
2.4.4	EXEMPLO DE INJEÇÃO DE CORRENTE NA FREQUÊNCIA DE PICO RESSONANTE	21
2.4.5	LIMITAÇÃO DA ROTINA <i>Frequency Scan</i>	22
2.4.6	CONSIDERAÇÕES FINAIS	23
3	Desenvolvimento	25
3.1	MODELAGEM	25
3.1.1	SISTEMA ELÉTRICO EM ESTUDO - CASO DE REFERÊNCIA	25
3.1.2	CONSUMIDOR ELETROINTENSIVO	27
3.2	VALIDAÇÃO DO CASO DE REFERÊNCIA	31
3.2.1	PROGRAMA CASOAJUSTATOR	31
3.2.2	RESULTADOS DA VALIDAÇÃO	32

3.3	CONFIGURAÇÕES EM RELAÇÃO AO SISTEMA ORIGINAL	33
3.4	BARRAMENTOS DE INTERESSE	35
3.5	INTERAÇÃO DAS CORRENTES PROVENIENTES DOS BLOCOS DE CARGAS	35
3.6	COLETA DOS DADOS DE INTERESSE	37
3.6.1	RESPOSTAS DE TENSÃO <i>versus</i> FREQUÊNCIA.	37
3.6.2	ANÁLISE DAS TENSÕES NO DOMÍNIO DO TEMPO.....	38
3.7	ÍNDICE DE SEVERIDADE	39
3.8	METODOLOGIA DA ANÁLISE DE DADOS	40
4	Análise de Dados	43
4.1	ANÁLISES PARA 6 CONJUNTOS "TRANSFORMADOR-RETIFICADOR"	44
4.1.1	ANÁLISES NO DOMÍNIO DA FREQUÊNCIA	44
4.1.2	ANÁLISE NO DOMÍNIO DO TEMPO	46
4.2	ANÁLISES PARA 5 CONJUNTOS "TRANSFORMADOR-RETIFICADOR"	49
4.2.1	ANÁLISES NO DOMÍNIO DA FREQUÊNCIA	50
4.2.2	ANÁLISE NO DOMÍNIO DO TEMPO	51
4.3	ANÁLISES PARA 4 CONJUNTOS "TRANSFORMADOR-RETIFICADOR"	54
4.3.1	ANÁLISES NO DOMÍNIO DA FREQUÊNCIA	54
4.3.2	ANÁLISE NO DOMÍNIO DO TEMPO	55
4.4	SÍNTESE DOS RESULTADOS	58
5	Conclusões.....	61
	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	63
	Anexos.....	65
I	Resultados dos Ajustes das Variações do Caso de Referência - Novos Perfis de Tensão.....	67
II	Resultados da Interação Fasorial no Barramento de 34,5 kV do CEI.....	75
III	Resposta na Frequência.....	79
IV	Tensões Harmônicas	87
IV.1	CONFIGURAÇÃO 6 TRANSFORMADORES	87
IV.2	CONFIGURAÇÃO 5 TRANSFORMADORES	104
IV.3	CONFIGURAÇÃO 4 TRANSFORMADORES	121
V	Resultados do Índice de Severidade	139
V.1	OPERAÇÃO COM 6 CONJUNTOS "TRANSFORMADOR-RETIFICADOR"	140
V.2	OPERAÇÃO COM 5 CONJUNTOS "TRANSFORMADOR-RETIFICADOR"	140
V.3	OPERAÇÃO COM 4 CONJUNTOS "TRANSFORMADOR-RETIFICADOR"	141
VI	Programas Auxiliares	143

LISTA DE FIGURAS

2.1	Espectro de Frequência de $y(t)$	7
2.2	Espectro de Frequência de $k(t)$	8
2.3	Exemplo dispositivo não-linear.	9
2.4	Espectro de Fourier de $I(t)$	10
2.5	Exemplo de um circuito básico de uma ponte retificadora trifásica de 6 pulsos. . .	12
2.6	Circuito RLC de exemplo.	19
2.7	Resposta em frequência de $Z(\omega)$ - Amplitudes	20
2.8	Resposta em frequência de $Z(\omega)$ - Fases	21
2.9	Simulação de injeção de corrente na frequência ressonante $I^{94,86}$	22
3.1	Área modelada - Caso de Referência - Figura baseada no mapa eletrogeográfico do ONS. - http://www.ons.org.br	26
3.2	Diagrama unifilar do consumidor eletrointensivo.	27
3.3	Detalhamento do bloco de fontes de correntes harmônicas para cada bloco de carga. .	28
3.4	Corrente no disjuntor de medição entre a barra de 34,5 kV do CEI e o bloco de carga 1 com seis, cinco e quatro conjuntos "transformador-retificador" operando. Componentes fundamentais suprimidas.	30
3.5	Variação da resposta em frequência devido à modificação de configuração na malha. .	37
3.6	Tensão no barramento LT 230 kV.	38
3.7	Fluxograma da análise no domínio da frequência.	41
3.8	Fluxograma da análise no domínio do tempo.	41
4.2	Resposta em frequência para todas as configurações nos barramentos LT 230 kV e CH 230 kV. Zoom nas ordens harmônicas 34 à 38.	46
4.3	Tensão <i>versus</i> tempo no barramento de LT 230 kV. Comparação entre a configura- ção 5 e referência. Topologia 6 conjuntos "transformador-retificador" operando no CEI.	49
4.4	Tensões harmônicas no barramento de LT 230 kV. Comparação da configuração 6 com a configuração referência. Topologia 6 conjuntos "transformador-retificador" operando no CEI.	49
4.6	Tensão <i>versus</i> tempo no barramento de LT 230 kV. Comparação entre as configu- rações 4 e 5. Topologia 5 conjuntos "transformador-retificador" operando no CEI. .	53
4.7	Tensões harmônicas no barramento de LT 230 kV. Comparação da configuração 6 com a configuração referência. Topologia 5 conjuntos "transformador-retificador" operando no CEI.	53

4.9	Tensão <i>versus</i> tempo no barramento de LT 230 kV. Comparação entre as configurações 1 e 4. Topologia 4 conjuntos "transformador-retificador" operando no CEI. .	57
4.10	Tensões harmônicas no barramento de LT 230 kV. Comparação da configuração 1 com a configuração 4. Topologia 4 conjuntos "transformador-retificador" operando no CEI.	58

LISTA DE TABELAS

2.1	Exemplo da regra geral de correlação de componentes harmônica com a componente de sequência.	13
3.1	Cargas estabelecidas para a configuração de referência, normalizadas a 1,0 pu de tensão na barra de 230 kV do CEI.	29
3.2	Correntes fundamentais na fase A demandadas pela carga, na configuração de referência.	29
3.3	Validação das tensões das barras do SIN. Caso de referência x Modelagem no ATP.	32
3.4	Descrição das variações das configurações da malha de simulação.	34
3.5	Limites operacionais para as tensões em regime permanente.	35
3.6	Barras monitoradas adjacentes ao CEI.	36
4.1	Resultado do cálculo do Índice de Severidade para cada configuração com o bloco de carga operando com 6 conjuntos "transformador-retificador".	44
4.2	Resumo dos resultados provenientes das simulações no domínio do tempo. Configuração referência.	47
4.3	Resumo dos resultados provenientes das simulações no domínio do tempo. Configuração 1.	47
4.4	Resumo dos resultados provenientes das simulações no domínio do tempo. Configuração 2.	47
4.5	Resumo dos resultados provenientes das simulações no domínio do tempo. Configuração 3.	47
4.6	Resumo dos resultados provenientes das simulações no domínio do tempo. Configuração 4.	47
4.7	Resumo dos resultados provenientes das simulações no domínio do tempo. Configuração 5.	48
4.8	Resumo dos resultados provenientes das simulações no domínio do tempo. Configuração 6.	48
4.9	Resumo dos resultados provenientes das simulações no domínio do tempo. Configuração 7.	48

4.10	Resultado do cálculo do Índice de Severidade para cada configuração com o bloco de carga operando com 5 conjuntos "transformador-retificador".	50
4.11	Resumo dos resultados provenientes das simulações no domínio do tempo. Configuração referência.	51
4.12	Resumo dos resultados provenientes das simulações no domínio do tempo. Configuração 1.	51
4.13	Resumo dos resultados provenientes das simulações no domínio do tempo. Configuração 2.	51
4.14	Resumo dos resultados provenientes das simulações no domínio do tempo. Configuração 3.	52
4.15	Resumo dos resultados provenientes das simulações no domínio do tempo. Configuração 4.	52
4.16	Resumo dos resultados provenientes das simulações no domínio do tempo. Configuração 5.	52
4.17	Resumo dos resultados provenientes das simulações no domínio do tempo. Configuração 6.	52
4.18	Resumo dos resultados provenientes das simulações no domínio do tempo. Configuração 7.	52
4.19	Resultado do cálculo do Índice de Severidade para cada configuração com o bloco de carga operando com 4 conjuntos "transformador-retificador".	54
4.20	Resumo dos resultados provenientes das simulações no domínio do tempo. Configuração referência.	55
4.21	Resumo dos resultados provenientes das simulações no domínio do tempo. Configuração 1.	56
4.22	Resumo dos resultados provenientes das simulações no domínio do tempo. Configuração 2.	56
4.23	Resumo dos resultados provenientes das simulações no domínio do tempo. Configuração 3.	56
4.24	Resumo dos resultados provenientes das simulações no domínio do tempo. Configuração 4.	56
4.25	Resumo dos resultados provenientes das simulações no domínio do tempo. Configuração 5.	56
4.26	Resumo dos resultados provenientes das simulações no domínio do tempo. Configuração 6.	57
4.27	Resumo dos resultados provenientes das simulações no domínio do tempo. Configuração 7.	57
I.1	Tensões após reajuste. Configuração 1: Abertura do circuito 1 da linha Presidente Dutra - Miranda II 500 kV.	68
I.2	Tensões após reajuste. Configuração 2: Abertura do circuito 2 da linha Presidente Dutra - Miranda II 500 kV.	69
I.3	Tensões após reajuste. Configuração 3: Abertura do circuito 1 da linha Miranda II - São Luís II 500 kV.	70

I.4	Tensões após reajuste. Configuração 4: Abertura do circuito 2 da linha Miranda II - São Luís II 500 kV.	71
I.5	Tensões após reajuste. Configuração 5: Todos os bancos de capacitores de São Luís II 230 kV em operação.	72
I.6	Tensões após reajuste. Configuração 6: Todos os bancos de capacitores do consumidor eletrointensivo em operação.	73
I.7	Tensões após reajuste. Configuração 7: Nenhum filtro do consumidor eletrointensivo em operação.	74
II.1	Interação das correntes no barramento de 34,5 kV do CEI para os blocos de cargas operando com 6 conjuntos "transformador-retificador".	76
II.2	Interação das correntes no barramento de 34,5 kV do CEI para os blocos de cargas operando com 5 conjuntos "transformador-retificador".	76
II.3	Interação das correntes no barramento de 34,5 kV do CEI para os blocos de cargas operando com 4 conjuntos "transformador-retificador".	77
III.1	Resultado da varredura em frequência por ordem harmônica. Configuração referência.	79
III.2	Resultado da varredura em frequência por ordem harmônica. Configuração 1.	80
III.3	Resultado da varredura em frequência por ordem harmônica. Configuração 2.	81
III.4	Resultado da varredura em frequência por ordem harmônica. Configuração 3.	82
III.5	Resultado da varredura em frequência por ordem harmônica. Configuração 4.	83
III.6	Resultado da varredura em frequência por ordem harmônica. Configuração 5.	84
III.7	Resultado da varredura em frequência por ordem harmônica. Configuração 6.	85
III.8	Resultado da varredura em frequência por ordem harmônica. Configuração 7.	86
IV.1	Tensões harmônicas em percentual da fundamental nos barramentos em análise. Configuração referência.	88
IV.2	Síntese dos dados adquiridos no domínio do tempo. Configuração referência.	89
IV.3	Tensões harmônicas em percentual da fundamental nos barramentos em análise. Configuração 1.	90
IV.4	Síntese dos dados adquiridos no domínio do tempo. Configuração 1.	91
IV.5	Tensões harmônicas em percentual da fundamental nos barramentos em análise. Configuração 2.	92
IV.6	Síntese dos dados adquiridos no domínio do tempo. Configuração 2.	93
IV.7	Tensões harmônicas em percentual da fundamental nos barramentos em análise. Configuração 3.	94
IV.8	Síntese dos dados adquiridos no domínio do tempo. Configuração 3.	95
IV.9	Tensões harmônicas em percentual da fundamental nos barramentos em análise. Configuração 4.	96
IV.10	Síntese dos dados adquiridos no domínio do tempo. Configuração 4.	97
IV.11	Tensões harmônicas em percentual da fundamental nos barramentos em análise. Configuração 5.	98
IV.12	Síntese dos dados adquiridos no domínio do tempo. Configuração 5.	99

IV.13	Tensões harmônicas em percentual da fundamental nos barramentos em análise. Configuração 6.	100
IV.14	Síntese dos dados adquiridos no domínio do tempo. Configuração 6.	101
IV.15	Tensões harmônicas em percentual da fundamental nos barramentos em análise. Configuração 7.	102
IV.16	Síntese dos dados adquiridos no domínio do tempo. Configuração 7.	103
IV.17	Tensões harmônicas em percentual da fundamental nos barramentos em análise. Configuração referência.	105
IV.18	Síntese dos dados adquiridos no domínio do tempo. Configuração referência. . . .	106
IV.19	Tensões harmônicas em percentual da fundamental nos barramentos em análise. Configuração 1.	107
IV.20	Síntese dos dados adquiridos no domínio do tempo. Configuração 1.	108
IV.21	Tensões harmônicas em percentual da fundamental nos barramentos em análise. Configuração 2.	109
IV.22	Síntese dos dados adquiridos no domínio do tempo. Configuração 2.	110
IV.23	Tensões harmônicas em percentual da fundamental nos barramentos em análise. Configuração 3.	111
IV.24	Síntese dos dados adquiridos no domínio do tempo. Configuração 3.	112
IV.25	Tensões harmônicas em percentual da fundamental nos barramentos em análise. Configuração 4.	113
IV.26	Síntese dos dados adquiridos no domínio do tempo. Configuração 4.	114
IV.27	Tensões harmônicas em percentual da fundamental nos barramentos em análise. Configuração 5.	115
IV.28	Síntese dos dados adquiridos no domínio do tempo. Configuração 5.	116
IV.29	Tensões harmônicas em percentual da fundamental nos barramentos em análise. Configuração 6.	117
IV.30	Síntese dos dados adquiridos no domínio do tempo. Configuração 6.	118
IV.31	Tensões harmônicas em percentual da fundamental nos barramentos em análise. Configuração 7.	119
IV.32	Síntese dos dados adquiridos no domínio do tempo. Configuração 7.	120
IV.33	Tensões harmônicas em percentual da fundamental nos barramentos em análise. Configuração referência.	122
IV.34	Síntese dos dados adquiridos no domínio do tempo. Configuração referência. . . .	123
IV.35	Tensões harmônicas em percentual da fundamental nos barramentos em análise. Configuração 1.	124
IV.36	Síntese dos dados adquiridos no domínio do tempo. Configuração 1.	125
IV.37	Tensões harmônicas em percentual da fundamental nos barramentos em análise. Configuração 2.	126
IV.38	Síntese dos dados adquiridos no domínio do tempo. Configuração 2.	127
IV.39	Tensões harmônicas em percentual da fundamental nos barramentos em análise. Configuração 3.	128
IV.40	Síntese dos dados adquiridos no domínio do tempo. Configuração 3.	129

IV.41	Tensões harmônicas em percentual da fundamental nos barramentos em análise. Configuração 4.	130
IV.42	Síntese dos dados adquiridos no domínio do tempo. Configuração 4.	131
IV.43	Tensões harmônicas em percentual da fundamental nos barramentos em análise. Configuração 5.	132
IV.44	Síntese dos dados adquiridos no domínio do tempo. Configuração 5.	133
IV.45	Tensões harmônicas em percentual da fundamental nos barramentos em análise. Configuração 6.	134
IV.46	Síntese dos dados adquiridos no domínio do tempo. Configuração 6.	135
IV.47	Tensões harmônicas em percentual da fundamental nos barramentos em análise. Configuração 7.	136
IV.48	Síntese dos dados adquiridos no domínio do tempo. Configuração 7.	137
V.1	Resultado do cálculo do Índice de Severidade para cada configuração com o bloco de carga operando com seis conjuntos "transformador-retificador".	140
V.2	Resultado do cálculo do Índice de Severidade para cada configuração com o bloco de carga operando com cinco conjuntos "transformador-retificador".	140
V.3	Resultado do cálculo do Índice de Severidade para cada configuração com o bloco de carga operando com quatro conjuntos "transformador-retificador".	141

LISTA DE SÍMBOLOS

Siglas

ATP	Alternative Transients Program
CEI	Consumidor Eletrointensivo
HVDC	High Voltage Direct Current
IS	Índice de Severidade
ONS	Operador Nacional do Sistema
rms	root mean square
SIN	Sistema Interligado Nacional
TDD	Total Demand Distortion
THD	Total Harmonic Distortion

Capítulo 1

Introdução

1.1 Contextualização

Desde que surgiram os sistemas de geração e transmissão em corrente alternada, concebidos por Nikola Tesla em 1888, as harmônicas têm sido um desafio para engenheiros. Em 1893, tiveram-se os primeiros registros do uso de técnicas de análise harmônica como ferramenta aplicada aos sistemas de potência, com o propósito de explicar o aquecimento de um motor em Hartford, Connecticut. Desde então, o referido assunto permanece em voga, motivado por causas distintas e abordado sob enfoques diversos (1).

Inicialmente, as preocupações ligadas às harmônicas em sistemas de potência se davam em relação ao fenômeno de ressonância nas linhas de transmissão, pois havia variados experimentos sendo conduzidos nos Estados Unidos com frequências de 125, 133 e 140 Hz, para sistemas de transmissão (1).

Atualmente, a maior preocupação acerca do assunto é motivada pela injeção de correntes harmônicas por cargas não-lineares chaveadas eletronicamente. Com a evolução da eletrônica de potência e a proliferação de dispositivos que fazem seu uso em equipamentos de pequeno ou grande porte, o enfoque dado ao problema engloba tanto o âmbito da distribuição como da transmissão (2, 3).

Os efeitos da injeção de correntes harmônicas em sistemas de potência são inúmeros. Podem causar sobretensão, subtensão, interferência em sistemas de transmissão de dados e de voz, de controle, sobreaquecimento em motores elétricos, danos à bancos de capacitores, redução da capacidade nominal de transformadores, dentre outros problemas. Evidencia-se assim que, embora as motivações sejam distintas e variadas, a distorção harmônica é um assunto que se mantém em destaque no campo da Qualidade de Energia, pela infinidade de problemas a ela associados.

1.2 Definição do Problema

A distorção na tensão causada pela circulação de correntes harmônicas em sistemas de potência, em geral, dá-se com maior intensidade na distribuição (2). Contudo, de acordo com a Lei

9074 de 7 de Julho de 1995, consumidores que demandem uma potência igual ou maior que 3 MW podem conectar-se diretamente à rede básica do Sistema Interligado Nacional, a qual é, em sua essência, uma rede de transmissão. Ademais, quando fazem uso de grandes blocos de energia, os consumidores são denominados Eletrointensivos.

Os consumidores eletrointensivos, quando empregam de forma extensiva a eletrônica de potência e (ou) outras cargas não-lineares em seus processos industriais, podem tornar-se responsáveis pela injeção de grandes quantidades de correntes harmônicas na rede básica.

Saber quais barramentos serão mais afetados por tais injeções advindas de consumidores eletrointensivos na rede básica não é tarefa fácil, uma vez que em geral, as simulações e modelagens da rede elétrica não levam em conta outras frequências além da industrial, 60 Hz.

Conforme exposto na Seção 1.1, correntes harmônicas podem causar diversos efeitos indesejados na rede. Portanto, encontrar os locais mais vulneráveis faz-se imprescindível para a avaliação de possíveis medidas de mitigação dos referidos efeitos, para a seleção de possíveis locais de medição, e para as corretas atribuições de responsabilidades.

Adicionalmente, a seleção dos referidos locais é essencial para se determinar as topologias da malha do Sistema Interligado Nacional que agravam ainda mais os impactos das harmônicas.

Basicamente, há dois tipos de possibilidades para se fazer a seleção de barramentos mais vulneráveis: as análises nos domínios do tempo ou da frequência. As análises no domínio do tempo são, em geral, demandantes de elevado custo computacional e de capital humano, haja vista a necessidade de se fazer ajustes nas malhas a fim de se garantir um ponto operacional específico. Diante da complexidade exposta, requer-se do analista uma experiência prévia para a seleção dos casos mais severos. Quanto às análises no domínio da frequência, as quais são feitas em geral de maneira gráfica, a complicação se dá quando há uma grande gama de correntes harmônicas envolvidas.

Dentro do contexto ora apresentado, a vantagem de maior relevância proporcionada pela análise no domínio da frequência é a não necessidade de ajustes na rede de simulação. Em contrapartida, ela traz consigo desvantagens no que tange a avaliação de forma gráfica de grande gama de correntes harmônicas.

1.3 Objetivos do Projeto

Considerando-se os mencionados aspectos, os objetivos do presente trabalho são:

- Propor uma metodologia denominada Índice de Severidade (IS) que busca aliar a vantagem proporcionada pela análise no domínio da frequência com o prévio conhecimento de um dado perfil de injeção de correntes harmônicas. O índice visa selecionar de maneira prática o barramento mais crítico em uma determinada rede elétrica. Além disso, o IS objetiva identificar a configuração que implica no máximo agravamento na barra previamente apontada como mais crítica, além daquela que se mostre menos impactante.

- Validar o Índice de Severidade mediante a uma malha elétrica real, o Sistema Interligado Nacional. Isto é realizado correlacionando-se o IS com a variação de tensão e com a Distorção Harmônica Total (THD) obtidos em cada barra, para cada configuração proposta da rede elétrica, bem como cada alteração da topologia do consumidor eletrointensivo.

1.4 Apresentação do Manuscrito

Visando atingir os objetivos mencionados, apresenta-se a seguir estrutura desta monografia:

O Capítulo 2 é dedicado a estabelecer as bases teóricas para a plena compreensão do presente trabalho. Descreve-se o ferramental matemático e alguns conceitos relacionados à distorção harmônica. Ademais, exibe-se o aplicativo ATP e suas principais funcionalidades que são aqui aplicadas. Por fim, introduz-se a técnica de varredura em frequência.

O Capítulo 3 delinea os detalhes da modelagem da rede elétrica, da validação da malha de simulação, do consumidor eletrointensivo fictício, da escolha dos barramentos de interesse, bem como das mudanças nas configurações. Além disso, discorre-se sobre o modo como os resultados das simulações serão coletados, tratados e expostos. Finalmente, apresenta-se o Índice de Severidade.

O Capítulo 4 apresenta todos os dados coletados resultantes das simulações e suas respectivas análises. As ponderações são realizadas separadamente para cada topologia do consumidor eletrointensivo proposta, tanto no domínio da frequência quanto no domínio do tempo.

O Capítulo 5 constitui-se das conclusões realizadas com base nas análises procedentes do Capítulo 4. Adicionalmente, são apresentadas as propostas para trabalhos futuros.

Nos Anexos encontram-se todos os dados de simulação, bem como as ferramentas computacionais especialmente desenvolvidas para se alcançar os objetivos deste trabalho.

Capítulo 2

Fundamentação Teórica

No presente capítulo são estabelecidas as bases teóricas necessárias para o desenvolvimento deste projeto. Inicia-se com uma breve explanação sobre a Série de Fourier e a análise no domínio da frequência. Em seguida, apresentam-se o fenômeno de harmônicas em sistemas de potência e algumas de suas peculiaridades. Faz-se então uma introdução à aplicação que será largamente utilizada no presente trabalho, o ATP. Para concluir, introduz-se a técnica de varredura em frequência, definindo seus conceitos e exemplificando sua utilização.

2.1 Análise no Domínio da Frequência - Fourier

Vetores podem ser descritos como uma soma de suas componentes ortogonais, de diversas formas, dependendo apenas da escolha do sistema de coordenadas. Sinais, tais como vetores, podem ser decompostos como uma soma de suas componentes. Além disso, eles possuem uma infinidade de conjuntos que podem ser usados como uma base para descrevê-los na série generalizada de Fourier, por exemplo: funções trigonométricas (senoidais), funções exponenciais, Funções de Walsh, Funções de Bessel, Polinômios de Legendre, Funções de Laguerre, Polinômios de Jacobi, Polinômios de Hermite e Polinômios de Chebyshev (4).

A seguir, serão apresentados dois dos mais comuns conjuntos utilizados com a Série de Fourier, o trigonométrico e o trigonométrico compacto.

2.1.1 Série Trigonométrica de Fourier

Um dado sinal periódico $g(t)$ pode ser decomposto em Séries de Fourier, utilizando a base trigonométrica conforme demonstrado nas Equações 2.1 e 2.2.

$$\begin{aligned} g(t) = a_0 &+ a_1 \cos(\omega_0 t) + b_1 \sin(\omega_0 t) + \dots \\ &+ a_2 \cos(2\omega_0 t) + b_2 \sin(2\omega_0 t) + \dots \end{aligned} \quad t_1 \leq t \leq t_1 + T_0 \quad (2.1)$$

ou

$$g(t) = a_0 + \sum_{n=1}^{\infty} a_n \cos(n\omega_0 t) + b_n \sin(n\omega_0 t) \quad t_1 \leq t \leq t_1 + T_0 \quad (2.2)$$

Onde:

$$\omega_0 = \frac{2\pi}{T_0} = 2\pi f_0$$

Os coeficientes de Fourier a_0 , a_n e b_n são dados por:

$$a_0 = \frac{1}{T_0} \int_{t_1}^{t_1+T_0} g(t) dt \quad (2.3)$$

$$a_n = \frac{1}{T_0} \int_{t_1}^{t_1+T_0} g(t) \cos(n\omega_0 t) dt \quad n = 1, 2, 3... \quad (2.4)$$

$$b_n = \frac{1}{T_0} \int_{t_1}^{t_1+T_0} g(t) \sin(n\omega_0 t) dt \quad n = 1, 2, 3... \quad (2.5)$$

Observando atentamente a Equação 2.1, nota-se que todos os termos trigonométricos da Série de Fourier terão frequências múltiplas da frequência ω_0 , ou seja, ω_0 funciona como uma âncora, e todos os enésimos termos múltiplos da fundamental, $n\omega_0$, são chamados de harmônicos. O harmônico de ordem $n = 0$ possui um significado especial, pois ele representa um nível *dc* na forma de onda, também chamado de *offset*, que corresponde ao deslocamento vertical do sinal no domínio do tempo, ou seja, descaracteriza a simetria da forma de onda em relação ao eixo das abscissas.

2.1.1.1 Série Trigonométrica de Fourier Compacta

É evidenciado pela a Equação 2.2, que a Série Trigonométrica de Fourier contém senos e cossenos de mesma frequência. Utilizando identidades trigonométricas é possível compactar a série em algo mais simples. Desta forma, sabendo que:

$$a_n \cos(n\omega_0 t) + b_n \sin(n\omega_0 t) = C_n \cos(n\omega_0 t + \theta_n) \quad (2.6)$$

Onde:

$$C_n = \sqrt{a_n^2 + b_n^2} \quad (2.7)$$

$$\theta_n = \tan^{-1} \left(\frac{-b_n}{a_n} \right) \quad (2.8)$$

$$C_0 = a_0 \quad (2.9)$$

Chega-se à Equação 2.10:

$$g(t) = C_0 + \sum_{n=1}^{\infty} C_n \cos(n\omega_0 t + \theta_n) \quad t_1 \leq t \leq t_1 + T_0 \quad (2.10)$$

2.1.2 Espectro de Fourier

Da Equação 2.10, depreende-se que o sinal periódico $g(t)$ pode ser expresso como uma soma de cossenóides cujas frequências são $0, \omega_0, 2\omega_0, \dots, n\omega_0, \dots$. A cada frequência, há uma amplitude e uma fase associada, respectivamente, $C_0, C_1, C_2, \dots, C_n, \dots$ e $\theta_0, \theta_1, \theta_2, \dots, \theta_n, \dots$. Com tais informações, pode-se plotar dois gráficos: os espectros de amplitude $C_n \times \omega$ e o de fase $\theta_n \times \omega$, que juntos formam o de frequência de $g(t)$.

Como exemplo da descrição de sinais no domínio da frequência, toma-se a função $y(t)$, tal que:

$$y(t) = \cos(\omega_1 t) \quad (2.11)$$

Onde:

$$\omega_1 = 2\pi 60 \text{ rad/s}$$

A decomposição de $y(t)$ em Séries de Fourier requer apenas um termo, haja vista a natureza desta série e a composição de $y(t)$. Para comprovar tal afirmativa, apresenta-se a Transformada Rápida de Fourier¹ de $y(t)$ na Figura 2.1, que demonstra a forma de onda $y(t)$ e seu espectro de frequência.

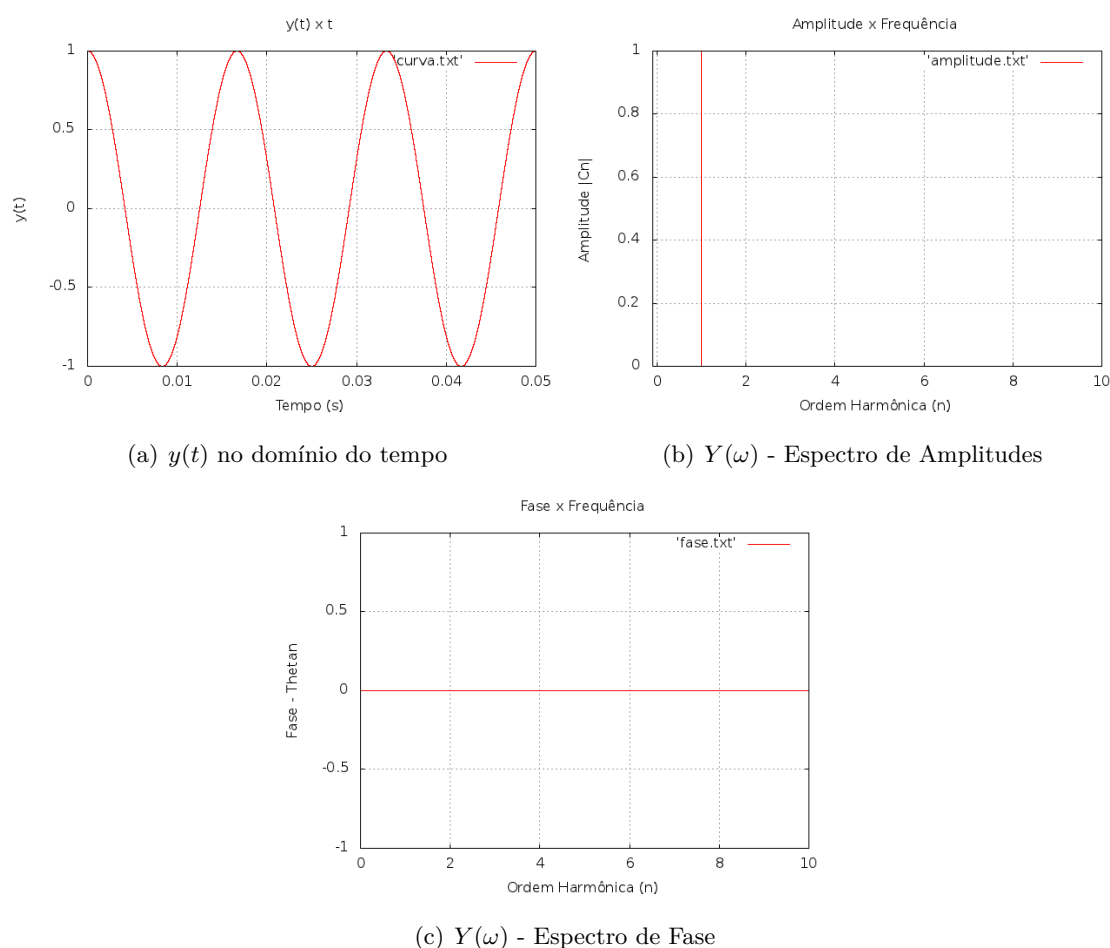


Figura 2.1: Espectro de Frequência de $y(t)$

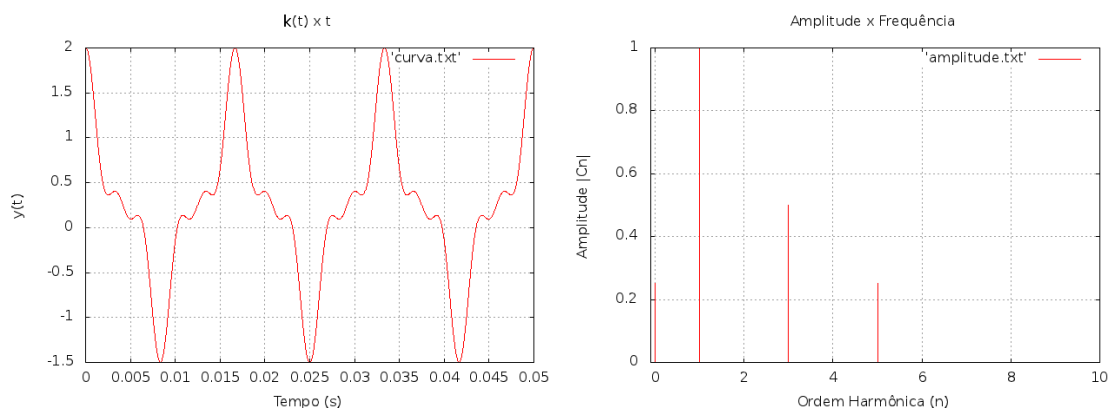
¹Para gerar o espectro utilizando a FFT foi desenvolvido um programa em C, que faz uso da GNU Scientific Library(5). O programa utilizado pode ser encontrado no Anexo VI.1

De acordo com a Figura 2.1, há apenas uma raia na frequência fundamental no espectro de amplitude, o que garante uma única senóide de $C_1 = 1,0$. Do espectro de fase, constata-se $\theta_n = 0$ para todo n , ou seja, $y(t)$ foi sintetizada a partir do seu espectro de frequência com exatidão.

Considere agora a função $k(t)$, definida pela Equação 2.12.

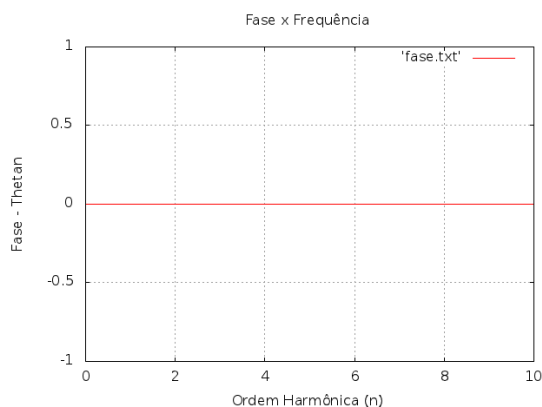
$$k(t) = 0,25 + 1,0 \cos(\omega_1 t) + 0,5 \cos(\omega_3 t) + 0,25 \cos(\omega_5 t) \quad (2.12)$$

A curva $k(t)$ e seu espectro de frequência podem ser analisados na Figura 2.2. Fazendo dessa vez o caminho inverso, dado o espectro, chega-se à curva que o deu origem.



(a) $k(t)$ no domínio do tempo

(b) $K(\omega)$ - Espectro de Amplitudes



(c) $K(\omega)$ - Espectro de Fase

Figura 2.2: Espectro de Frequência de $k(t)$

Pelo espectro de amplitudes apresentado na Figura 2.2-b, verificam-se harmônicas de ordens 0, 3, 5 e mais uma componente fundamental. Portanto, a função $k_s(t)$ possui a seguinte forma:

$$k_s(t) = C_0 + C_1 \cos(\omega_1 t + \theta_1) + C_3 \cos(\omega_3 t + \theta_3) + C_5 \cos(\omega_5 t + \theta_5) \quad (2.13)$$

Também desta figura, infere-se que $C_0 = 0,25$, $C_1 = 1,0$, $C_3 = 0,5$ e $C_5 = 0,25$. Pelo espectro de fases, Figura 2.2-c, $\theta_n = 0$. Logo, a função $k_s(t)$ pode ser expressa pela Equação 2.14.

$$k_s(t) = 0,25 + 1,0 \cos(\omega_1 t) + 0,5 \cos(\omega_3 t) + 0,25 \cos(\omega_5 t) \quad (2.14)$$

Conclui-se que a função $k_s(t)$ foi inteiramente obtida através do espectro de frequência de $k(t)$, Figura 2.2. Avaliando as Equações 2.12 e 2.14, verifica-se que ambas são idênticas, ou seja, $k(t) = k_s(t)$. Portanto, foi possível sintetizar $k(t)$ completamente a partir de suas características no domínio da frequência.

Entretanto, na maior parte dos casos, os sinais não possuem uma característica finita de harmônicas. Eles podem também apresentar componentes não discretas, conhecidas como interharmônicas.

Os exemplos apresentados anteriormente não possuem uma componente fundamental de $\omega_1 = 2\pi 60 \text{ rad/s}$ ao acaso. No Brasil, a frequência da rede elétrica é de 60 Hz. Por esta razão, ela será a referência das componentes harmônicas estudadas nesse trabalho.

A forma de onda perfeitamente senoidal, apresentada na Figura 2.1-a, é o que se busca no setor elétrico, seja no âmbito da geração, da transmissão e da distribuição, em corrente alternada. Entretanto, nem sempre isso é factível. A Série de Fourier, brevemente exemplificada nesta seção, é uma das ferramentas que concede ao analista a possibilidade de mensurar, quantificar e analisar o quão divergente ou próximo do objetivo o sinal de tensão está.

2.2 Harmônicas em Sistemas de Potência

2.2.1 Distorção Harmônica

Sistemas de potência convencionais, em corrente alternada, são projetados para operar com correntes e tensões puramente senoidais. Entretanto, dispositivos não-lineares e chaveados eletronicamente causam distorções nas formas de onda da tensão e corrente. Dispositivos não-lineares são aqueles cuja corrente demandada não é linearmente proporcional à tensão aplicada em seus terminais (2, 3, 6).

A Figura 2.3 ilustra um circuito não-linear composto por uma fonte AC puramente senoidal de amplitude 1 V, um resistor de 2Ω , um diodo ideal e suas respectivas formas de onda de tensão e corrente.

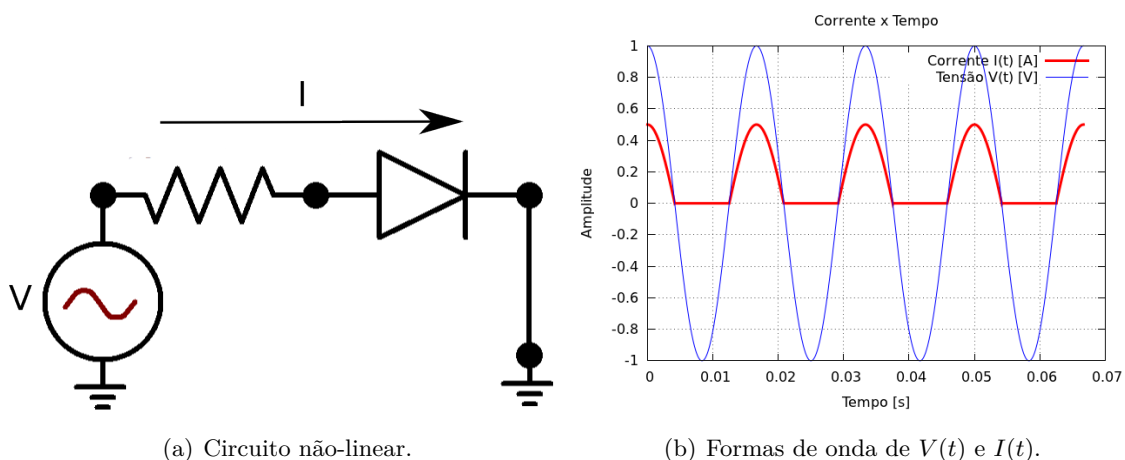


Figura 2.3: Exemplo dispositivo não-linear.

Na malha da Figura 2.3-a, a forma de onda da tensão aplicada pela fonte V pode ser verificada pela Figura 2.3-b. Também nesta figura, é possível averiguar que a corrente $I(t)$ não é proporcional a $V(t)$, ou seja, não é possível descrever $I(t)$ na forma $V = RI$. Isto ocorre pois o diodo no circuito é um elemento não-linear, o qual ceifa o ciclo negativo da corrente $I(t)$ que seria imposto pela fonte V , impossibilitando a simetria da onda em relação ao eixo das abcissas.

Como descrito na Seção 2.1, qualquer sinal periódico pode ser decomposto por uma Série de Fourier. Vê-se pela Figura 2.3-b que a corrente $I(t)$, apesar de não-linear, é periódica. Logo, ela pode ser descrita por uma soma de senóides. O espectro de Fourier de $I(t)$ é apresentado na Figura 2.4.

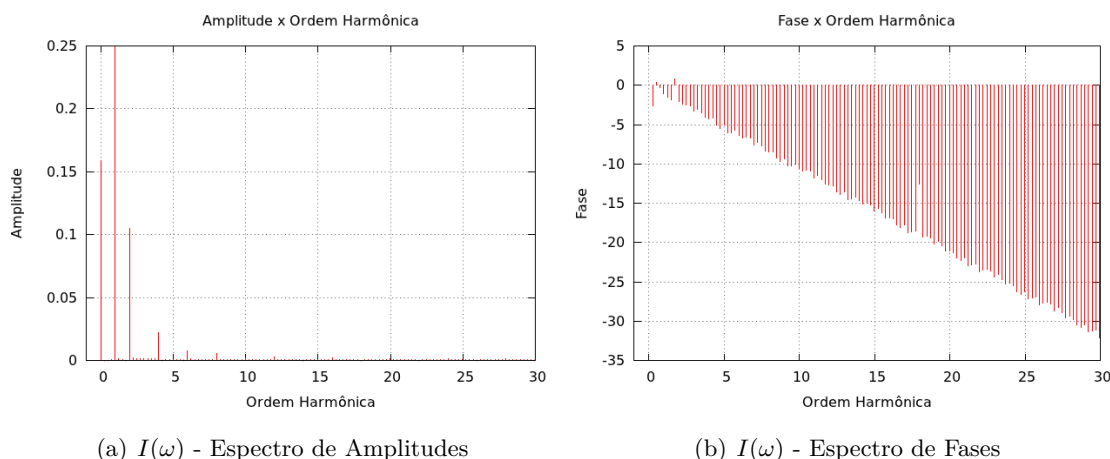


Figura 2.4: Espectro de Fourier de $I(t)$.

Com a decomposição de $I(t)$, pode-se analisar os efeitos dessa corrente para cada componente harmônica, $I_h(t)$, o que é mais simples e intuitivo do que analisar uma forma de onda completa e distorcida. No espectro de Fourier da corrente $I(t)$, demonstrado pela Figura 2.4-a, nota-se a presença em maior evidência dos harmônicos de ordem 0, 1, 2 e 4.

Caso fosse de interesse estudar os efeitos de $I(t)$ em uma dada rede, poderia-se substituir a fonte de tensão por fontes injetando correntes harmônicas oscilando em frequências correspondentes às ordens supracitadas, de forma a facilitar o entendimento dos efeitos de $I(t)$ na malha em questão (2).

Os harmônicos pares são incomuns e somente se apresentam em equipamentos que determinam ciclos assimétricos. Em geral, eles são raros com exceção do retificador de meia-onda, cujo funcionamento básico é descrito pelo exemplo apresentado acima. Ademais, os ciclos assimétricos, quando detectados fora dos limites aceitáveis, são uma evidência de que há algum problema, ou com o funcionamento do dispositivo ou com o instrumento de medição. Portanto, muitas vezes no estudo de distorções harmônicas, as ordens pares são desprezadas (2).

2.2.2 Fontes de Harmônicas em Sistemas de Potência

Em sistemas de potência, dispositivos não-lineares podem ser separados em dois grandes grupos (2, 6):

1. Dispositivos que envolvem chaveamento eletrônico - Conversores da eletrônica de potência são exemplos típicos de tais equipamentos. O chaveamento, em geral, é sincronizado com a frequência fundamental. Ex.: Iluminação à descarga (com reatores eletrônicos), retificadores, inversores, acionadores à velocidade variável e compensadores estáticos.
2. Dispositivos com características não-lineares entre tensão e corrente:
 - (a) Equipamentos saturáveis, mais notadamente aqueles que possuem núcleo de ferro, que quando ultrapassam o ponto linear de operação, começam a produzir correntes harmônicas. Ex.: transformadores, reatores e outros equipamentos com transistores e válvulas.
 - (b) Dispositivos a arco elétrico - A sua relação $V \times I$ não é linear, haja vista que após a ignição, a tensão diminui à medida que a corrente aumenta, sendo a corrente limitada apenas pela reatância série. Ex.: Fornos à arco, aparelhos de solda e iluminação à descarga (com reatores magnéticos).

Na Seção 2.2.2.1, será dado um maior enfoque aos retificadores em ponte, uma vez que algumas de suas características serão usadas no Capítulo 3.

2.2.2.1 Harmônicas Características de um Retificador em Ponte

O retificador é um equipamento que transforma um sinal de corrente alternada em um sinal unidirecional ou de corrente contínua (7). Os retificadores trifásicos em ponte são geralmente preferidos em relação aos monofásicos pois estes possuem menor *ripple* na saída e podem trabalhar com potências maiores (8).

Para um retificador trifásico, com uma tensão de entrada balanceada, pode-se determinar as harmônicas características produzidas pela ponte, dada a seguinte relação (8, 9):

$$h = kq \pm 1 \tag{2.15}$$

Onde:

- h é a ordem harmônica.
- $k = 1, 2, 3, 4, \dots$
- q é número de pulsos da ponte retificadora.

A Figura 2.5 apresenta o esquemático básico de uma ponte retificadora trifásica.

O circuito da Figura 2.5, por ser uma ponte de 6 pulsos, possui $q = 6$. Sendo assim, suas harmônicas características são descritas por $h = 6k \pm 1$. Ademais, as correntes do lado AC podem ser descritas em Séries de Fourier como demonstrado pela Equação 2.16 (9):

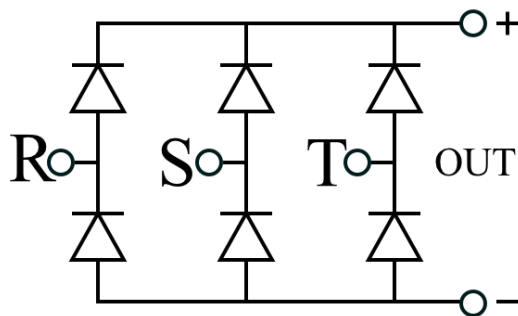


Figura 2.5: Exemplo de um circuito básico de uma ponte retificadora trifásica de 6 pulsos.

$$i_a(t) = \frac{2\sqrt{3}}{\pi} I_d \left(\cos(\omega t) - \frac{\cos(5\omega t)}{5} + \frac{\cos(7\omega t)}{7} - \frac{\cos(11\omega t)}{11} + \frac{\cos(13\omega t)}{13} - \frac{\cos(17\omega t)}{17} + \frac{\cos(19\omega t)}{19} + \dots \right) \quad (2.16)$$

I_d é o módulo da corrente no lado DC do retificador. Da equação anterior, percebe-se que o valor de pico da corrente fundamental é dado por:

$$I_{1_{pico}} = \frac{2\sqrt{3}}{\pi} I_d \quad (2.17)$$

Seu valor eficaz é:

$$I_{1_{RMS}} = \frac{2\sqrt{3}}{\pi\sqrt{2}} I_d = \frac{\sqrt{6}}{\pi} I_d \quad (2.18)$$

O módulo efetivo do h -ésimo harmônico é dado pela relação:

$$I_{h_{RMS}} = \frac{I_{1_{RMS}}}{h} \quad (2.19)$$

2.2.3 Harmônicas versus Transitórios

Harmônicas e transitórios são fenômenos de naturezas distintas. Transitórios nem sempre possuem frequências múltiplas da fundamental, são de caráter rápido e em pouco ciclos se dissipam. Além disso, estes estão sempre associados a mudanças bruscas na rede, tais como chaveamento de bancos, energização de transformadores, linhas, faltas, dentre outros eventos. Já o efeito de harmônicas caracterizam-se por uma janela muito maior de tempo, com caráter predominantemente periódico. Elas relacionam-se à operação contínua do sistema, e como descrito anteriormente, possuem frequências múltiplas da fundamental.

2.2.4 Sequência de Fases e Componentes Harmônicas

O método das componentes simétricas é uma ferramenta poderosa utilizada para analisar sistemas trifásicos desequilibrados. Tal processo consiste basicamente numa técnica de modelagem, onde desacopla-se uma malha trifásica complexa em três outras redes de sequência mais simples, facilitando a análise do sistema original (10).

As redes são descritas em termos de três conjuntos de componentes de sequência, a saber, positiva $A - B - C (\angle 0^\circ, \angle -120^\circ, \angle 120^\circ)$, negativa $A - C - B (\angle 0^\circ, \angle 120^\circ, \angle -120^\circ)$ e zero $A - B - C (\angle 0^\circ, \angle 0^\circ, \angle 0^\circ)$. As magnitudes dos fasores de cada conjunto de componentes são idênticos entre si. A sequência positiva indica um conjunto de fasores que gira de acordo com a fundamental, a negativa, um que rotaciona em sentido oposto, e a zero, gira com as suas componentes em fase (2).

Harmônicas, em um sistema perfeitamente equilibrado, podem apresentar característica de componentes de sequência. Nessa condição, para saber qual característica uma dada harmônica possui, basta multiplicar a ordem h pelo conjunto de componentes de sequência positiva, ou seja, $h(\angle 0^\circ, \angle -120^\circ, \angle 120^\circ)$. Por exemplo, se $h = 3$, obtém-se $(\angle 0^\circ, \angle -360^\circ, \angle 360^\circ)$ que é numericamente igual ao conjunto de sequência zero. Logo, é dito que a terceira harmônica e suas múltiplas, em um sistema perfeitamente balanceado, possuem características de sequência zero. Para todas as outras ordens, a correlação com as componentes de sequência pode ser obtida da mesma maneira.

Entretanto, é possível correlacionar a componente harmônica com a de sequência de maneira mais simples, utilizando-se a regra geral, cujas equações são apresentadas na Tabela 2.1.

Tabela 2.1: Exemplo da regra geral de correlação de componentes harmônica com a componente de sequência.

Sequência	Regra Geral	$k = 1$	$k = 2$	$k = 3$
Positiva	$h = 3k + 1$	4	7	10
Negativa	$h = 3k - 1$	2	5	8
Zero	$h = 3k$	3	6	9

Na Tabela 2.1, é ainda exemplificada a aplicação da regra geral supracitada, para algumas componentes harmônicas.

Uma atenção especial deve ser dada às componentes harmônicas múltiplas de 3, as chamadas triplas. Correntes de sequência zero interagem de maneira consideravelmente diferente das demais componentes com a rede.

Dado um sistema trifásico com conexão estrela-aterrada e perfeitamente balanceado, não espera-se nenhuma corrente fluindo pela ligação para a terra. Contudo, caso exista a presença de correntes harmônicas triplas, não só haverá circulação de corrente pelo neutro, como ela será de magnitude três vezes maior que a harmônica tripla em cada fase, pois são coincidentes no tempo e não defasadas entre si (2, 10).

2.2.5 Conceitos de Potência em Regime Não Senoidal

As equações tradicionais para sistemas de potência são definidas com base em um contexto puramente senoidal, operando à frequência fundamental. Na presença de distorções harmônicas o sistema não mais opera nessas condições, sendo necessário revisar as equações, tendo em mente que simplificações foram feitas com base em uma premissa que não é mais verdadeira.

Considerando um dispositivo de dois terminais com a tensão entre seus pólos $v(t)$ e a corrente $i(t)$, que sejam periódicas, da Série de Fourier, definem-se:

$$i(t) = \sum_{h=1}^{\infty} \sqrt{2}I_h \cos(h\omega t + \theta_{i_h}) \quad (2.20)$$

$$v(t) = \sum_{h=1}^{\infty} \sqrt{2}V_h \cos(h\omega t + \theta_{v_h}) \quad (2.21)$$

A potência instantânea $p(t)$, descreve a variação da energia ativa no tempo. A grandeza em questão possui como unidade o *watt* [W] e é definida por:

$$p(t) = v(t)i(t) \quad (2.22)$$

Com base na potência instantânea, pode-se calcular P , a potência média ativa, aquela que de fato é utilizada pela carga para realizar trabalho. Também possui unidade *watt*.

Com base na potência instantânea, pode-se calcular P , a potência média ativa, matematicamente definida por:

$$P = \frac{1}{T} \int_0^T p(t) dt = \frac{1}{T} \int_0^T v(t)i(t) dt = \sum_{h=1}^{\infty} V_h I_h \cos(\theta_{v_h} - \theta_{i_h}) \quad (2.23)$$

P é a porção da potência que, de fato, é utilizada pela carga para realizar trabalho e também possui unidade *watt*.

Pelo termo $\cos(\theta_{v_h} - \theta_{i_h})$, da Equação 2.23, depreende-se que quanto menor a diferença de fase entre as ondas de tensão e corrente, maior será a magnitude da transferência de potência ativa média, e vice-versa. Por exemplo, caso estas estejam em fase, $\theta_{v_h} - \theta_{i_h} = 0^\circ$ a transferência será máxima. Se $\theta_{v_h} - \theta_{i_h} = 90^\circ$ o transporte de potência ativa média será zero.

A porção que está fora de fase não contribui para a realização de trabalho. Entretanto, serve para preencher os campos elétricos e magnéticos tanto da carga, quanto da rede que a alimenta. Entendem-se por campos elétricos e magnéticos, capacitores e indutores respectivamente, sejam estes elementos discretos ou não. Essa potência é dita reativa, Q , e é dada pela porção em quadratura² à P . Sua unidade é o *volt-ampère reativo*, ou *var*.

$$Q = \sum_{h=1}^{\infty} V_h I_h \sin(\theta_{v_h} - \theta_{i_h}) \quad (2.24)$$

²Dizer que duas grandezas estão em quadratura, significa que há uma defasagem de $\frac{1}{4}$ de período ou 90° entre elas.

No regime puramente senoidal, o valor RMS^3 de uma grandeza pode ser calculado como sendo sua amplitude dividida por $\sqrt{2}$. Na presença de harmônicas, não.

Portanto, os valores de corrente e tensão eficazes, I_{RMS} e V_{RMS} , devem ser computados como a média quadrática do valor RMS de cada componente harmônica. Tais grandezas são definidos nas Equações 2.25 e 2.26, respectivamente.

$$V_{RMS} = \sqrt{\sum_{h=1}^{\infty} \left(\frac{V_h}{\sqrt{2}} \right)^2} \quad (2.25)$$

$$I_{RMS} = \sqrt{\sum_{h=1}^{\infty} \left(\frac{I_h}{\sqrt{2}} \right)^2} \quad (2.26)$$

Sabe-se que a potência aparente pode ser calculada como:

$$S = V_{RMS} I_{RMS} \quad (2.27)$$

Tradicionalmente, o módulo de S é dado por $|S| = \sqrt{P^2 + Q^2}$. Com a presença de harmônicas, isso não mais descreve o fenômeno de transporte de potência com exatidão, pois o produto das Equações 2.25 e 2.26, conforme é definido na Equação 2.27, apresentará multiplicações entre termos de mesma ordem e de ordens diferentes, ou produtos cruzados. Estes produtos são alocados em um novo termo, D, também conhecido por potência de distorção (2, 6). D é importantíssimo para as equações de transporte de potência continuarem conservativas na presença de distorções harmônicas. O módulo de S pode ser, então, definido como:

$$S = \sqrt{P^2 + Q^2 + D^2} \quad (2.28)$$

Dentro do contexto ora apresentado, sobre o quão as ondas de tensão e corrente estão em fase, determina-se o Fator de Potência, também conhecido por $\cos(\varphi)$, tal que $\varphi = \theta_{v_1} - \theta_{i_1}$. Ademais, $\cos(\varphi)$ funciona como um indicador do quanto de S entregue ao sistema, de fato, é utilizado para realizar trabalho. Contudo, no âmbito do sistema distorcido, chamar o Fator de Potência de $\cos(\varphi)$ não faz mais sentido, haja vista que esse termo mede apenas a defasagem das ondas de tensão e corrente em relação à ordem fundamental. Então, $\cos(\varphi)$ será doravante denominado Fator de Deslocamento e φ Ângulo de Deslocamento (2, 11).

O Fator de Potência, com o objetivo de mensurar o quanto de potência aparente está sendo, de fato, utilizado para realizar trabalho, em um sistema operando com a presença de harmônicas, é definido por:

$$FP = \frac{P}{S} \quad (2.29)$$

³O valor RMS - root mean square - ou média quadrática de uma grandeza $x(t)$, pode ser calculada como $x_{RMS} = \sqrt{\frac{1}{T} \int_0^T x(t)^2 dt}$

2.2.6 Índices de Distorção Harmônica

Para se mensurar o quão distorcida uma forma de onda está, dois índices são mais empregados, a Distorção Harmônica Total e a Distorção de Demanda Total. Ambos são calculados com base nos valores eficazes da forma de onda, leia-se *RMS*, e podem ser aplicados tanto às ondas de tensão ou de corrente (2, 3).

2.2.6.1 Distorção Harmônica Total

A Distorção Harmônica Total, ou THD, relaciona a quantidade efetiva das componentes harmônicas, com o valor eficaz da componente fundamental. O THD é definido, para uma grandeza A , que pode ser tensão ou corrente, conforme a Equação 2.30 (2):

$$THD = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{\infty} A_h^2}}{A_1} \quad (2.30)$$

Fisicamente, o THD traz um indicativo do quanto de aquecimento extra seria obtido em um resistor devido à presença de harmônicas. Entretanto, o índice possui limitações. Levando-se em consideração o fato dele ser calculado utilizando-se valores *RMS*, não é um bom indicador para demonstrar o quanto de esforço adicional um banco de capacitores estaria submetido. Pois, para saber se o isolamento de um dado equipamento será rompido, é necessário conhecer o valor do pico da onda da tensão, e não seu valor médio.

2.2.6.2 Distorção de Demanda Total

O THD é um índice fechado nele mesmo, ou seja, ele demonstra o quão alto pode ser a distorção em relação à própria componente fundamental do equipamento. Entretanto, observando-se um panorama maior, por exemplo, a barra na qual o equipamento está conectado, possivelmente, a quantidade de distorção inserida por tal dispositivo pode ser insignificante em relação ao montante total da grandeza em estudo na dada barra (2).

Para relacionar o equipamento com o seu "ambiente" existe a Distorção de Demanda Total, o TDD, que relaciona o total de distorção de um equipamento com a magnitude de pico da grandeza em estudo no Ponto de Acoplamento Comum, ou PCC. Seja novamente A , a forma de onda em estudo, corrente ou tensão, $A_{1_{pico}}$ o valor de pico da grandeza no PCC, o TDD é dado por:

$$TDD = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{\infty} A_h^2}}{A_{1_{pico}}} \quad (2.31)$$

2.3 Ferramenta Computacional - ATP

2.3.1 Apresentação

O ATP - *Alternative Transients Program* - é um programa de licença livre, para estudos de transitórios eletromagnéticos, eletromecânicos e de controle em sistemas de potência polifásicos (12). Tal *software* é largamente utilizado em todo o setor elétrico e determinado nos Procedimentos de Redes (13) como referência para estudos de transitórios.

A origem do ATP data de 1984, quando seus autores divergiram sobre a comercialização do BPA EMTP, programa no qual foi baseado. Esta aplicação é continuamente desenvolvida pelo seu grupo de usuários.

O ATP trabalha principalmente no domínio do tempo, sendo também possível efetuar estudos em regime permanente (realizando fluxo de carga) e no domínio da frequência.

Este aplicativo possui os principais elementos para modelagem de sistemas de transmissão, distribuição e cargas industriais. Além disso, ele provê as ferramentas adequadas para modelagem de dispositivos, tais como os de eletrônica de potência (14).

Seu funcionamento básico, segundo (12), procede da seguinte maneira:

O ATP funciona, basicamente, resolvendo equações diferenciais ordinárias e (ou) algébricas com interconexões arbitrárias de diferentes componentes elétricos e de controle. A regra de integração trapezoidal implícita é usada na discretização das equações com a maioria dos elementos que serão modelados por equações diferenciais ordinárias. O resultado é um conjunto real, simultâneo de equações algébricas que são resolvidas a cada passo de tempo usando técnicas avançadas para matrizes esparsas. Essas equações são escritas na forma nodal (com as tensões desconhecidas como variáveis), as quais são resolvidas por fatoração triangular.

2.3.2 Aplicações do ATP

A seguir, listam-se algumas das aplicações típicas do programa ATP (12):

- Surtos causados por chaveamento.
- Surtos causados por descargas atmosféricas.
- Coordenação de isolamento.
- Análise de estresse torcional de eixo de máquinas.
- HVDC.
- Compensação reativa.
- Harmônicas.
- Aterramento.

- Transposição de condutores de fase.
- Chaveamento de banco de capacitores.
- Proteção de capacitores série.
- Partida de motores.
- Ilhamento.
- Ressonância série e paralelo.

Essas são apenas algumas das aplicações. A maior vantagem do ATP é a sua flexibilidade na modelagem. Um usuário experiente pode empregá-lo para realizar uma infinidade de estudos (12).

2.4 Varredura em Frequência

Varredura em frequência é o método mais simples e frequentemente utilizado para a análise de harmônicas. Essa técnica calcula a resposta em frequência de uma rede elétrica vista de uma barra (6).

Os sistemas elétricos de potência, de maneira geral, não constituem em si fonte significativa de correntes harmônicas. A disposição topológica de seus elementos alteram a resposta em frequência, podendo contribuir com o fenômeno de ressonância (15), o qual pode causar diversas problemáticas no âmbito da operação dos sistemas. A análise de varredura em frequência é a ferramenta mais efetiva para a detecção de topologias ressonantes (6).

Obter analiticamente a resposta em frequência de uma rede do tamanho do Brasil é impraticável. Entretanto, há diversas ferramentas numéricas que realizam essa tarefa (14). A seguir, expõe-se a utilização da rotina *frequency scan*, do software ATP.

2.4.1 Definição da Varredura em Frequência

Seja uma determinada malha qualquer, com suas fontes de correntes abertas e as fontes de tensão aterradas. Caso injete-se uma corrente de 1,0 A, em um dado barramento A e lendo-se as tensões nos demais, será obtida uma relação de sensibilidade acerca da tensão em relação a corrente injetada. E mais, variando-se a frequência f da corrente injetada, obtém-se a sensibilidade do sistema vista de A, para cada frequência desejada, ou seja, obtém-se as respostas em tensão em função da frequência.

Pela lei de Ohm:

$$V = Z \times I \quad (2.32)$$

Para o barramento A, onde a corrente foi injetada como $I = 1,0 A$, a tensão lida será numericamente igual à impedância harmônica vista dos terminais deste nó. Com efeito, $Z = V$.

Para os demais barramentos, não se pode fazer tal afirmativa, haja vista que não se sabe a priori qual a parcela de corrente que por lá circulará. Ou seja, $I \neq 1,0 \implies Z \neq V$.

Entretanto, a leitura da tensão, mesmo não sendo numericamente igual a impedância harmônica, traz uma compreensão de como um outro barramento qualquer responderá a uma injeção de corrente, em uma dada frequência, no barramento A.

2.4.2 Usos da Varredura em Frequência

A varredura em frequência é utilizada em diversas aplicações nos sistemas elétricos de potência. Dentre elas, cabe citar:

- Projeto de filtros (6).
- Estudos de recomposição de sistemas elétricos (15).
- Identificação de instabilidades em sistemas HVDC (16).
- Análise de ressonância subsíncrona (17).
- Quantificação de impactos do desligamento de circuitos para controle de tensão (18).

2.4.3 Exemplo de Aplicação da Varredura em Frequência

Para uma melhor compreensão do que vem sendo descrito nesta seção, acerca da varredura em frequência, é dado um exemplo de sua aplicação em uma malha reduzida (15).

Na Figura 2.6, apresenta-se um circuito, com elementos RLC em série e paralelo.

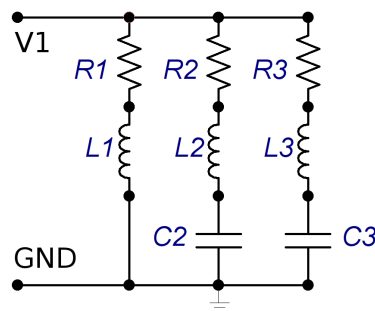


Figura 2.6: Circuito RLC de exemplo.

Os elementos do circuito da Figura 2.6 possuem as seguintes especificações:

- Resistores: $R1 = 3,5 \Omega$; $R2 = 15,5 \Omega$; $R3 = 52,0 \Omega$
- Indutores: $L1 = 153,6 \text{ mH}$; $L2 = 7,86 \text{ mH}$; $L3 = 141,71 \text{ mH}$
- Capacitores: $C2 = 11,387 \mu F$; $C3 = 4,9 \mu F$

Será feita a análise de $Z(\omega)$ da malha presente na Figura 2.6, tanto pela varredura em frequência quanto pelo cálculo analítico da impedância equivalente do circuito em questão, a título de comparação. Para tanto, determina-se um intervalo arbitrário $f = [0, 1 : 3000] \text{ Hz}$ com um passo de frequência df , tal que $df = 0,1$.

Para realizar a análise com a varredura em frequência, a rede da Figura 2.6 foi modelada no software ATP⁴. Conforme discutido na Seção 2.4.1, injetou-se uma corrente de $1,0 \text{ A}_p$ no nó V_1 . Tal corrente, teve sua frequência variada por todo o intervalo e passo pré-determinados acima. Também no nó V_1 , leram-se os dados de tensão e corrente.

Analiticamente, da teoria de circuitos elétricos, sabe-se que a impedância equivalente Z entre os terminais V_1 e GND é dada pela Equação 2.33:

$$Z(\omega) = \frac{1}{\frac{1}{R_1 + j\omega L_1} + \frac{1}{R_2 + j\omega L_2 + \frac{1}{j\omega C_2}} + \frac{1}{R_3 + j\omega L_3 + \frac{1}{j\omega C_3}}} \quad (2.33)$$

Assim, lembrando-se que $\omega = 2\pi f$, basta resolver a Equação 2.33 para cada valor de f do intervalo acima determinado, para obtenção da impedância harmônica vista dos terminais do circuito em função da frequência de maneira analítica.

As Figuras 2.7 e 2.8 apresentam as amplitudes e fases resultantes das simulações para $Z(\omega)$, respectivamente, em ambas as metodologias anteriormente expostas.

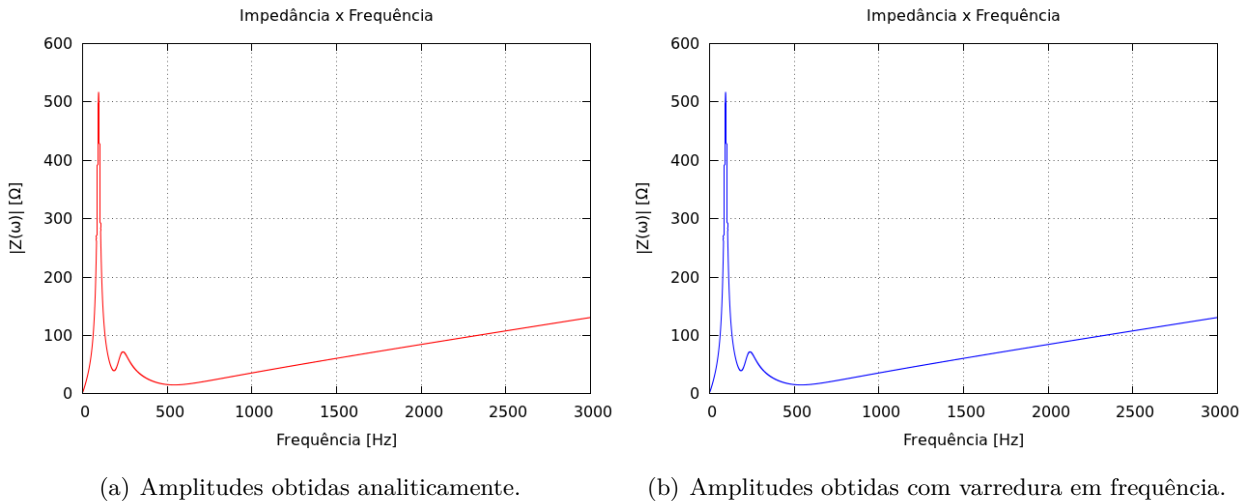


Figura 2.7: Resposta em frequência de $Z(\omega)$ - Amplitudes

Ao se comparar as curvas das Figuras 2.7-a e 2.7-b, pode-se notar que os módulos de $Z(\omega)$ obtidos são idênticos em ambos os métodos ora apresentados.

Já as Figuras 2.8-a e 2.8-b, ilustram que as fases de $Z(\omega)$ resultantes das duas distintas abordagens aqui utilizadas, apresentam valores iguais.

Portanto, das inferências supracitadas, conclui-se que ambos os métodos foram igualmente eficientes para a obtenção da impedância harmônica de um determinado nó de interesse do circuito em questão.

⁴Caso o leitor queira simular o circuito acima, o *deck* para o ATP está disponível no Anexo VI.2.

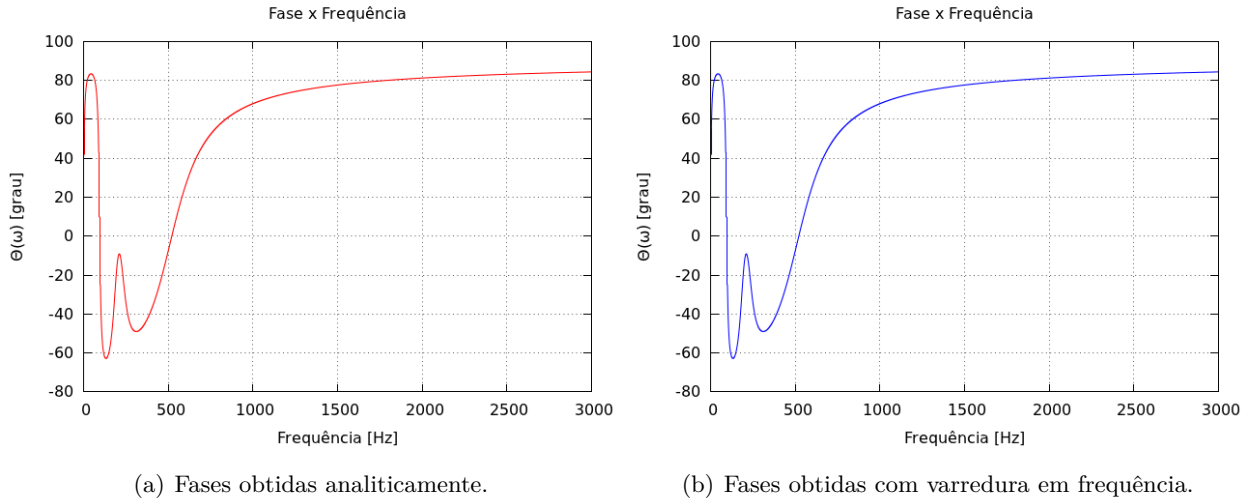


Figura 2.8: Resposta em frequência de $Z(\omega)$ - Fases

2.4.4 Exemplo de Injeção de Corrente na Frequência de Pico Ressonante

Na Figura 2.7, verifica-se um pico ressonante pronunciado na frequência 94,86 Hz. Caso circule uma corrente em tal frequência na malha da Figura 2.6, espera-se que haja uma grande sobretensão. Para ilustrar o fenômeno, simulou-se a injeção de uma corrente de frequência 94,86 Hz, de amplitude $\frac{1}{3}$, descrita pela Equação 2.34.

$$I^{94,86}(t) = \frac{1}{3} \cos(2\pi 94,86t) [A_p] \quad (2.34)$$

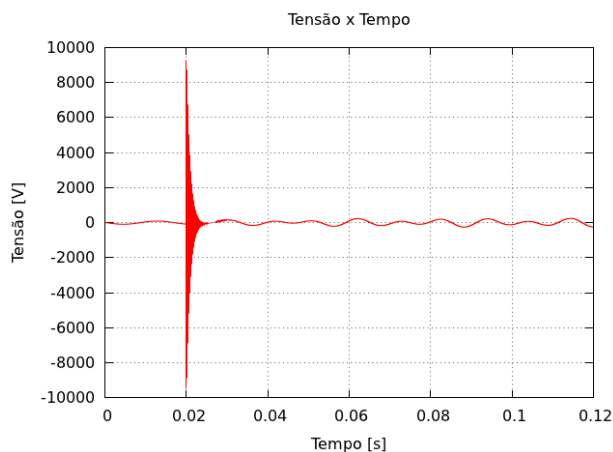
À seguir, são listados os eventos da simulação:

1. $t = 0 \text{ ms}$ - Início da simulação.
2. $0 < t < 20,0 \text{ ms}$ - Período antes da injeção - Regime permanente.
3. $t = 20,0 \text{ ms}$ - Início da injeção da corrente $I^{94,86}$.
4. $20,0 < t < 120,0 \text{ ms}$ - Período com a fonte de corrente ressonante operando. Regime permanente - Novo ponto de operação.
5. $t = 120,0 \text{ ms}$ - Fim da simulação.

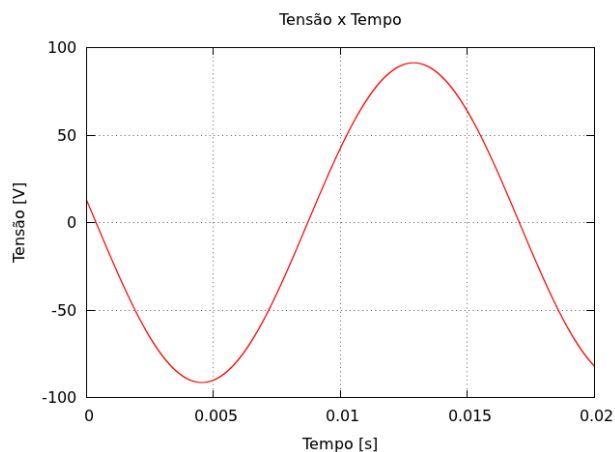
A Figura 2.9 ilustra os resultados obtidos pela simulação da injeção da corrente descrita pela Equação 2.34 na malha da Figura 2.6.

Na Figura 2.9-b, o primeiro período de regime permanente, vê-se que a amplitude máxima é menor que 100,0 V. Quando a corrente é injetada, a tensão em regime transitório atinge quase 10000,0 V, um aumento de aproximadamente 9900%.

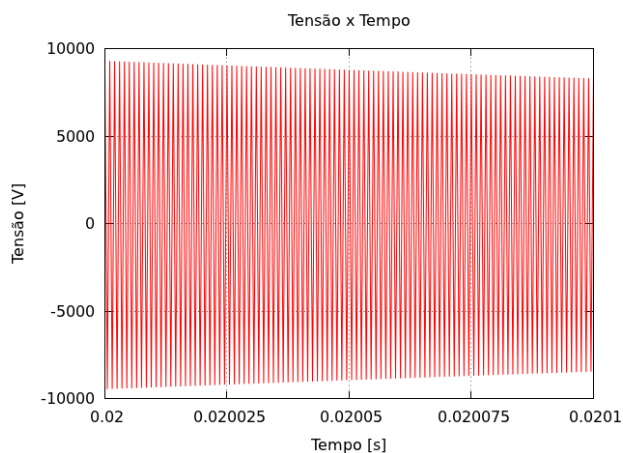
Na Figura 2.9-c, que abrange o começo do período transitório, $20,0 \text{ ms} + 0,1 \text{ ms}$, notam-se componentes de altíssimas frequências. Apesar do pico elevadíssimo, o transitório é fortemente amortecido, não durando mais que 1 ciclo.



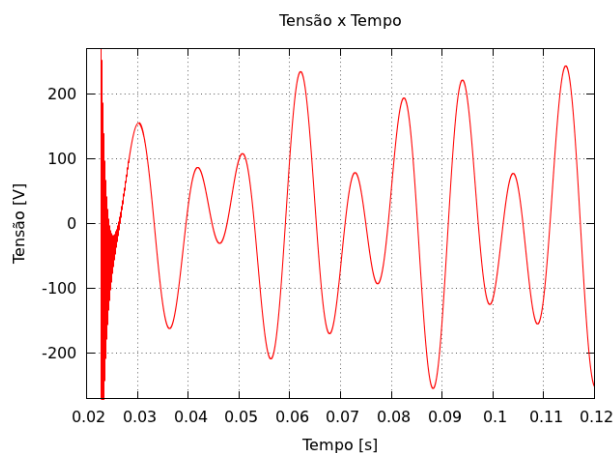
(a) Simulação completa.



(b) Zoom nos primeiros 20 ms.



(c) Zoom no primeiro 0,1 ms após a injeção da corrente ressonante.



(d) Zoom nos 100 ms finais da simulação.

Figura 2.9: Simulação de injeção de corrente na frequência ressonante $I^{94,86}$

Por último, na Figura 2.9-d, verifica-se que o novo ponto de operação ao qual o sistema foi levado, apresenta uma tensão de regime permanente maior que 200 V, sendo esta maior que o dobro daquela anterior à injeção da corrente.

2.4.5 Limitação da Rotina *Frequency Scan*

Cabe ressaltar que há uma limitação na rotina *frequency scan*. Pois, nela são desprezadas as não linearidades dos equipamentos, como por exemplo, a saturação dos transformadores devido ao seu núcleo de ferro. Dessa maneira, para estudos que se mostrem críticos no domínio da frequência, devem-se realizar outros adicionais no domínio do tempo para, de fato, comprovar a problemática apontada e obter valores quantitativos. Ou seja, os resultados obtidos são relativos e não absolutos (15).

2.4.6 Considerações Finais

O corrente capítulo versou sobre as bases teóricas necessárias, bem como o aplicativo que será utilizado para o devido desrolar do presente trabalho. Fez-se uma breve apresentação da análise no domínio da frequência e do fenômeno harmônicas, suas causas, efeitos e peculiaridades, que por si só já justificam a preocupação com sua presença em sistemas de potência, de maneira a motivar seu estudo.

Mediante ao fato já conhecido, de que os consumidores eletrointesivos podem ser fontes significativas de harmônicas, unido à referida importância da análise de seus efeitos, o capítulo subsequente detalha como será realizado o estudo da injeção de grandes quantidades de correntes harmônicas provenientes desse tipo de consumidor numa malha real, o Sistema Interligado Nacional.

Para tal, lança-se mão do *software Alternative Transients Program* descrito neste capítulo. O ATP possui inúmeras funcionalidades, dentre elas será usada extensivamente a *frequency scan*, para obter uma sensibilidade da malha elétrica em relação à injeção de correntes harmônicas provenientes do CEI no SIN.

Capítulo 3

Desenvolvimento

Este capítulo visa apresentar os passos para construção do presente projeto, iniciando-se com a descrição da modelagem da rede elétrica empregada nas simulações. Ademais, mostra-se em detalhes o projeto do Consumidor Eletrointensivo (CEI) fictício. Posteriormente, valida-se tal malha e definem-se suas variações em relação à configuração original para estudo de como as mudanças podem interferir na resposta em frequência. São selecionados os barramentos que serão monitorados ao longo das simulações e definidos os perfis de correntes harmônicas injetadas pelo CEI. Descreve-se ainda como as simulações foram realizadas e como seus resultados foram coletados. Por último, será definido o Índice de Severidade (IS), com o qual será proposto um critério de seleção de barramentos de maior interesse.

3.1 Modelagem

Esta seção é dedicada a detalhar a modelagem do Sistema Interligado Nacional (SIN), sua configuração de referência (Seção 3.1.1), bem como o projeto do consumidor eletrointensivo fictício nele inserido (Seção 3.1.2).

3.1.1 Sistema Elétrico em Estudo - Caso de Referência

Visando-se alcançar os objetivos propostos por este projeto, modelou-se no ATP um sistema aderente à uma rede elétrica real, a saber, o SIN.

Para garantir a aderência da modelagem ao SIN, o presente trabalho balizou-se no caso de regime permanente disponibilizado pelo Operador Nacional do Sistema (ONS), mais especificamente no Caso de Referência¹ - Diretrizes para Operação Elétrica - 3º Quadrimestre de 2011 - Carga Média. O caso em questão é atualizado a cada quatro meses, sendo alimentado com dados pelos Agentes e gerenciado pelo ONS. Ele presta-se como base para os estudos elétricos de fluxo de potência realizados no âmbito do planejamento da operação elétrica do SIN.

A área do SIN modelada neste trabalho encontra-se exposta na Figura 3.1.

¹Os casos de referência podem ser obtidos no sítio do ONS em <http://www.ons.org.br>.

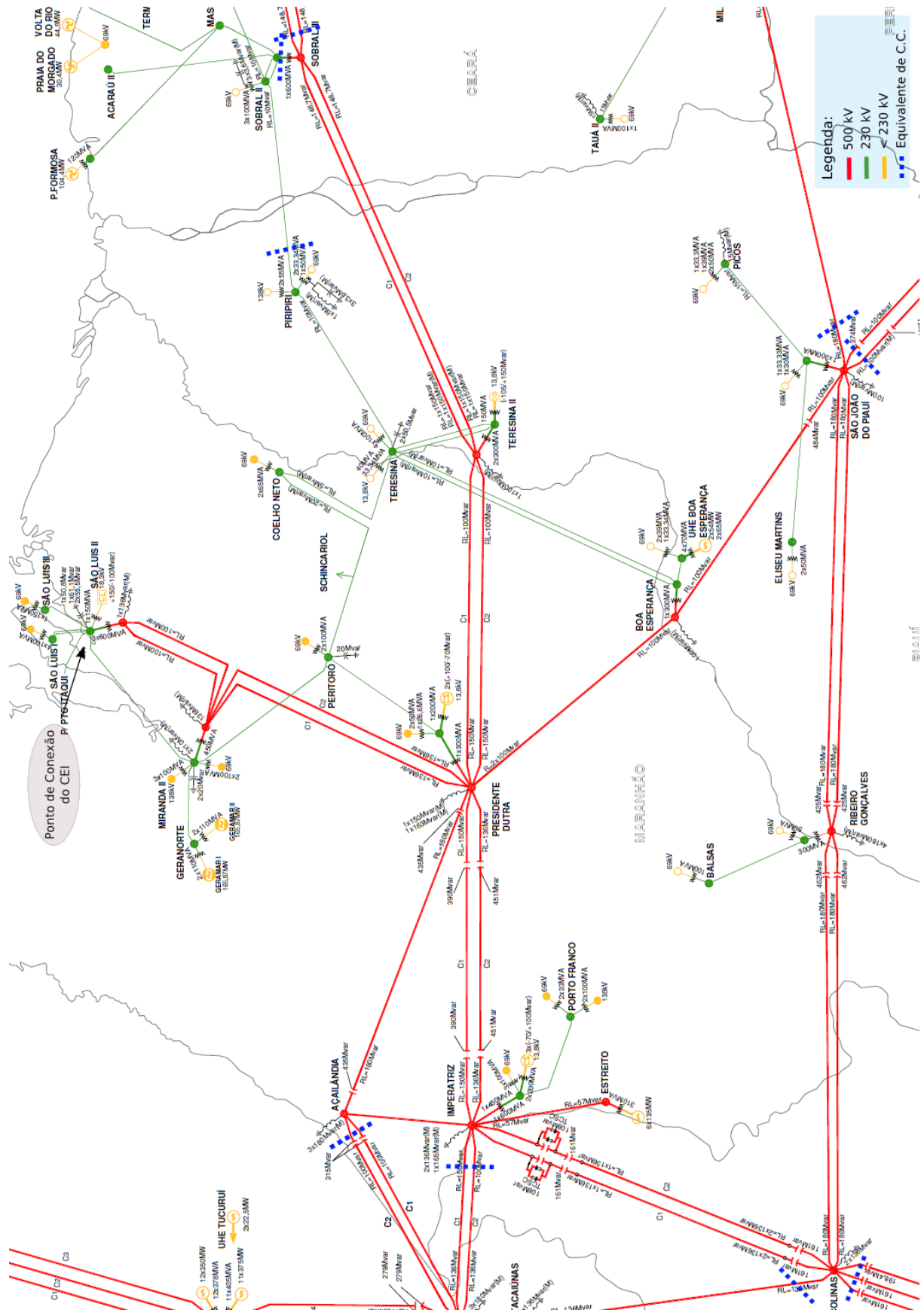


Figura 3.1: Área modelada - Caso de Referência - Figura baseada no mapa eletrogeográfico do ONS - <http://www.ons.org.br>

Para construção da rede ilustrada na Figura 3.1, subdividiu-se a malha em partes menores, dado que trata-se de uma área deveras grande. Em seguida, montou-se cada uma delas separadamente no ATP. Nos fins de ramos, alocou-se uma fonte ideal para garantir a consistência nas tensões durante o processo de montagem das subdivisões dos circuitos.

Ao longo da montagem das submalhas, foi-se comparando os parâmetros e as grandezas elétricas resultantes da modelagem com os dados do caso base de referência, quais sejam, magnitude e fase da tensão em cada barra e fluxo de potência ativa e reativa entre quaisquer duas barras. Mais detalhes do processo de validação da modelagem será dado na Seção 3.2.

De posse da malha modelada e validada, foram inseridos os equivalentes de curto-circuito próprios e de transferência nos fins de ramo da rede em questão. Seus locais podem ser observados na Figura 3.1.

3.1.2 Consumidor Eletrointensivo

O Consumidor Eletrointensivo (CEI) fictício foi modelado como sendo uma carga industrial, conectada diretamente ao SIN através do barramento de 230 kV da subestação que atende às cargas da capital do estado do Maranhão, São Luís II, como demonstrado pela Figura 3.1. O diagrama unifilar do CEI pode ser verificado na Figura 3.2.

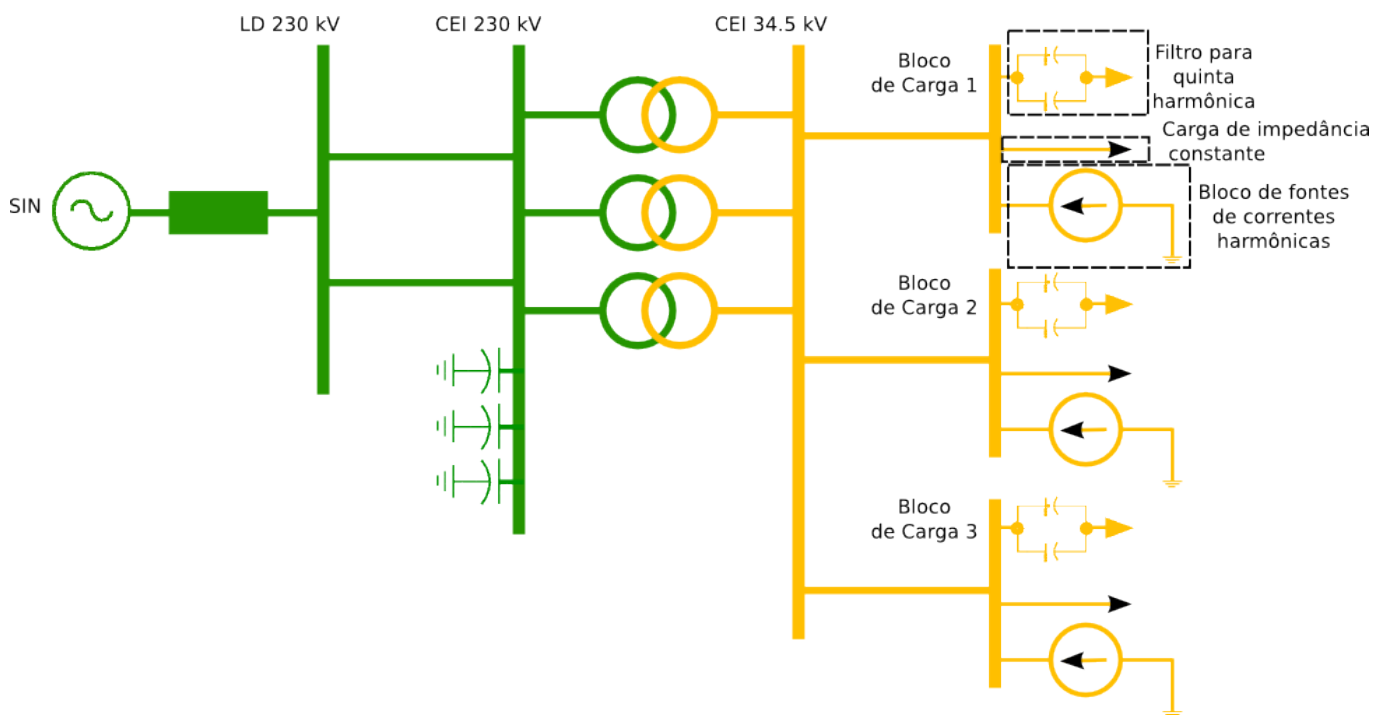


Figura 3.2: Diagrama unifilar do consumidor eletrointensivo.

O consumidor em questão consiste de três blocos de carga. Cada um deles foi projetado da seguinte forma: um filtro sintonizado na 5ª harmônica, uma carga de modelo impedância constante e um bloco de fontes de correntes harmônicas (Figura 3.2).

O bloco de fonte de correntes harmônicas é reproduzido pelo diagrama mostrado na Figura 3.3 no lado de 34,5 kV do CEI.

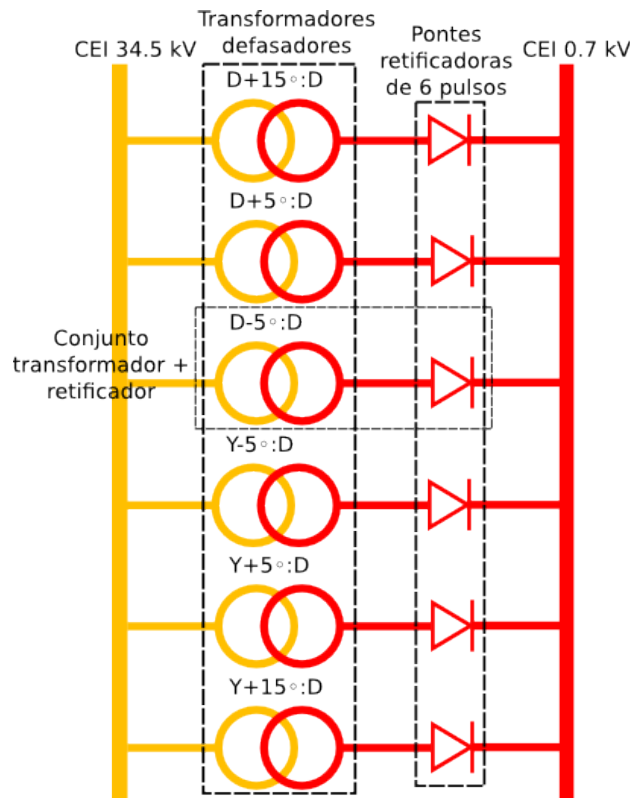


Figura 3.3: Detalhamento do bloco de fontes de correntes harmônicas para cada bloco de carga.

Conforme descrito na Figura 3.3, os blocos de correntes harmônicas são constituídos por seis transformadores de 34,5/0,7 kV e seis pontes retificadoras. Cada par de transformador e ponte, ligados em série, forma um conjunto aqui denominado de "transformador-retificador". São ao todo, 6 conjuntos, ligados em paralelo entre os barramentos de 34,5 kV e 0,7 kV do CEI.

Os transformadores abaixadores responsáveis pela conexão do barramento de 34,5 kV às pontes retificadoras possuem enrolamentos especiais, os quais forçam defasamentos às correntes que por ali fluem, de tal forma que quando os seis transformadores estão em operação, há o cancelamento fasorial de correntes harmônicas de algumas ordens. Assim, os conjuntos de retificadores passam a injetar correntes características de um retificador de 36 pulsos, $h = 36k \pm 1$, como descrito na Seção 2.2.2.1.

Entretanto, quando um ou mais conjuntos "transformador-retificador" saem de operação, o cancelamento fasorial supracitado não é mais completo, e o bloco de carga torna a injetar correntes harmônicas características de uma ponte de 6 pulsos.

A fim de estudar os efeitos do desbalanceamento dos blocos de carga, o CEI será simulado nas seguintes topologias operativas:

1. Fontes de correntes harmônicas balanceadas: seis conjuntos "transformador-retificador" - topologia que compõe a configuração de referência.
2. Fontes de correntes harmônicas desbalanceadas: cinco conjuntos "transformador-retificador". Desenergizado o conjunto cujo transformador possui característica Y+15°:D.

3. Fontes de correntes harmônicas desbalanceadas: quatro conjuntos "transformador-retificador".
Desenergizados os conjuntos cujos transformadores possuem características Y+15°:D e Y+5°:D.

No presente trabalho, os efeitos das pontes retificadoras, em regime permanente, são sintetizados por meio de fontes de correntes, injetando as harmônicas características desses equipamentos.

As potências requeridas para cada bloco de carga, na condição do caso de referência, normalizadas a 1,0 pu de tensão, estão descritas na Tabela 3.1.

Tabela 3.1: Cargas estabelecidas para a configuração de referência, normalizadas a 1,0 pu de tensão na barra de 230 kV do CEI.

	P [MW]	Q [Mvar]
Bloco de Carga 1	267,70	100,57
Bloco de Carga 2	261,10	97,94
Bloco de Carga 3	213,03	64,76

Com base na determinação das potências requeridas, é possível calcular as correntes fundamentais necessárias para suprir as cargas nos barramentos de 34,5 kV do CEI. Contudo, para maior precisão, dá-se preferência a simular a rede com tais cargas, e através de um disjuntor de medição, obtém-se a corrente para o ponto de operação em que a rede se encontra, haja vista que dada a variação da tensão, a corrente tem que variar para entregar a mesma potência à carga. Dessa forma, para o caso de referência, determinam-se as correntes fundamentais para cada bloco de carga, com o CEI operando com 6 conjuntos "transformador-retificador", as quais estão descritas na Tabela 3.2.

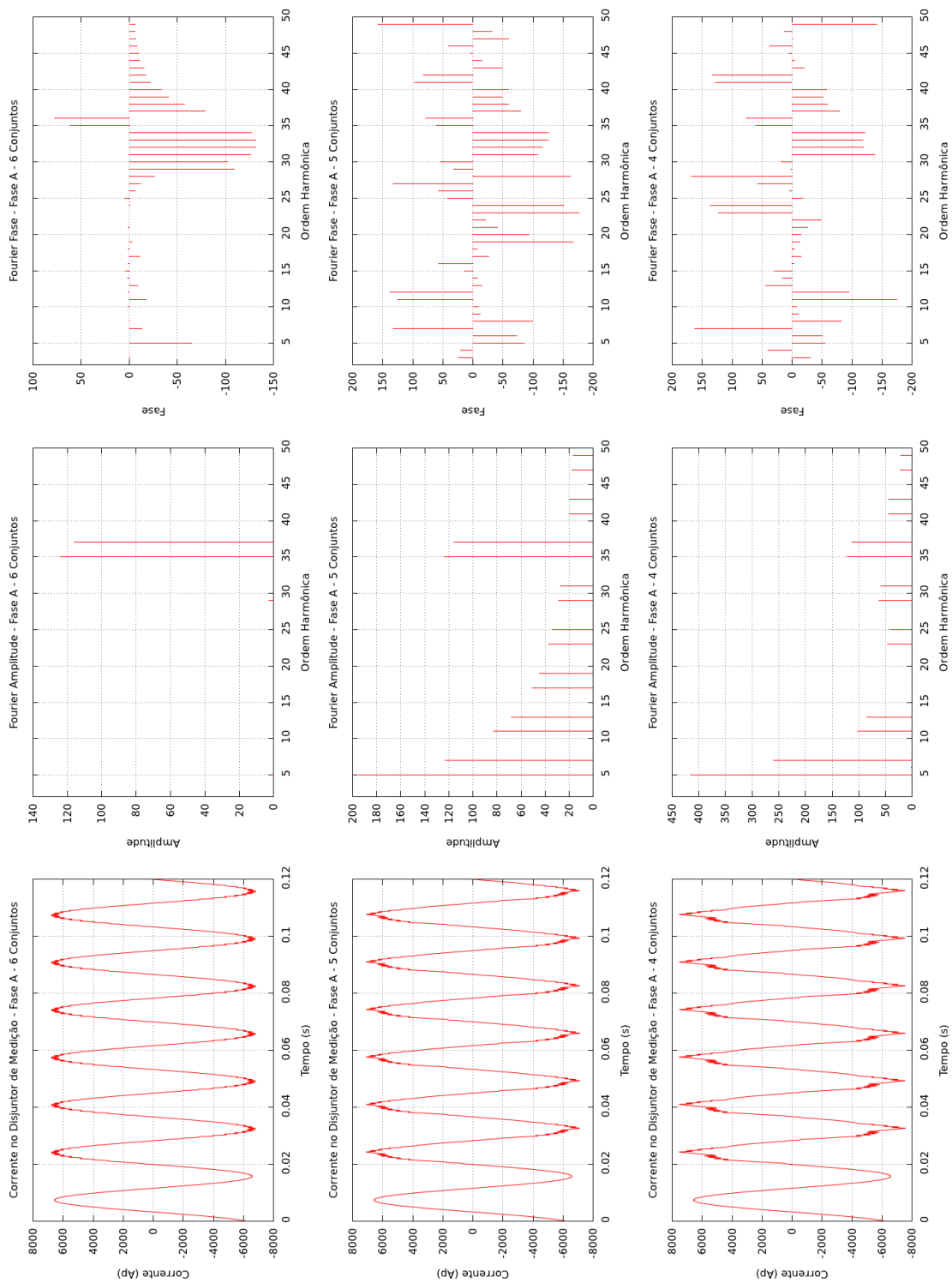
Tabela 3.2: Correntes fundamentais na fase A demandadas pela carga, na configuração de referência.

	Magnitude [A_p]	Fase [°]
Bloco de Carga 1	6571,27	-160,23
Bloco de Carga 2	6422,99	-159,99
Bloco de Carga 3	5260,38	-154,84

De posse das correntes fundamentais e das Equações 2.16 e 2.19, pode-se calcular as correntes harmônicas características de um retificador de 6 pulsos, I_h , considerando-se a defasagem imposta pelos transformadores das pontes retificadoras. Para isso, criou-se uma aplicação que está apresentada no Anexo VI.3.

Foram gerados grupos de fontes de correntes distintos para cada uma das topologias operativas do CEI anteriormente propostas, até a 49ª ordem harmônica, nas condições descritas no parágrafo anterior. Com isso, objetiva-se o estudo de desbalanceamento das pontes retificadoras.

Na Figura 3.4, apresentam-se as correntes que fluem através do disjuntor de medição ligado entre o barramento de 34,5kV do CEI e a barra do bloco de carga 1. Tais correntes são medidas nas topologias seis, cinco ou quatro conjuntos "transformador-retificador".



(a) Corrente no tempo.

(b) Espectro de Amplitudes

(c) Espectro de Fases

Figura 3.4: Corrente no disjuntor de medição entre a barra de 34,5 kV do CEI e o bloco de carga I com seis, cinco e quatro conjuntos "transformador-retificador" operando. Componentes fundamentais suprimidas.

Na coluna b da Figura 3.4, primeira linha, pode ser observado o cancelamento fasorial das correntes harmônicas de várias ordens. Verificam-se apenas duas raias, além da fundamental, a saber, as correntes de ordens 35 e 37, as quais, como dito anteriormente, são características de um retificador de 36 pulsos. Já nas segunda e terceira linhas, são encontradas correntes harmônicas características de um retificador de 6 pulsos, conforme pode ser visto pelo espectro de amplitudes.

As correntes dos blocos de carga 2 e 3 possuem formas de onda semelhantes àquelas ilustradas na Figura 3.4, pois elas são calculadas de maneira análoga às correntes do bloco 1, a menos da magnitude das amplitudes e um pequeno desvio de fase. Isto ocorre devido ao fato de que os blocos 2 e 3 demandam menores correntes fundamentais e possuem fases ligeiramente diferentes, como pode ser verificado na Tabela 3.2.

3.2 Validação do Caso de Referência

A validação da malha elétrica modelada foi efetuada comparando-se módulos e fases das tensões dos barramentos, com o caso de referência provido pelo ONS, determinado na Seção 3.1.1. Durante o processo de validação e ajuste do caso modelado no ATP, chegou-se à conclusão que tal processo é, de fato, complexo e propenso a erros.

O ATP apresenta os dados em valores de pico e referenciados à terra, enquanto o *software* de fluxo de potência, em pu, situação a qual impossibilita a imediata comparação das saídas de ambos os programas. Tal fato exige, à cada iteração, a realização de inúmeros cálculos manuais para tornar os dados comparáveis.

Outrossim, perfazer a leitura de longos arquivos de texto é uma tarefa demasiadamente dispendiosa de tempo. A saída do ATP, *LIS-File*, possui aproximadamente 20000 linhas e o do software de análise de redes em regime permanente (relatório *RLIN*), 57000 linhas.

Motivado por tais problemas, desenvolveu-se o programa denominado casoAjustator, que será descrito a seguir.

3.2.1 Programa casoAjustator

O programa casoAjustator é um dos subprodutos do aqui desenvolvido. Nasceu com intuito de facilitar a validação de malhas montadas no ATP com o seu respectivo caso de referência no programa de fluxo de potência. Além de validar, este programa também é útil no momento de se ajustar os casos no ATP.

O aplicativo faz automaticamente a leitura dos arquivos de saída do ATP e do programa de fluxo de potência, processa os dados, e como saída, gera tabelas no formato *comma separated value*, de extensão ".csv", as quais podem ser abertas em qualquer programa de planilhas eletrônicas ou editores de textos. Tais tabelas contêm as comparações dos estados das tensões (magnitude e fase) em cada barra e fluxos entre quaisquer duas barras. Entretanto, a comparação entre fluxos ainda está sob desenvolvimento.

O *software* foi desenvolvido em linguagem C para sistemas GNU/Linux. Contudo, com poucas

modificações, ele também poderá ser executado em sistemas Windows.

O casoAjustator ainda está em desenvolvimento, possui licença livre e como é excessivamente grande, não foi incluído nos anexos. Porém, essa aplicação pode ser obtida diretamente de seu sítio de desenvolvimento na internet, no endereço <http://casoAjustator.mattos.eng.br>.

3.2.2 Resultados da Validação

Utilizando-se o programa casoAjustator, gerou-se a Tabela 3.3, a qual apresenta a comparação das tensões nas barras do caso de referência com aquelas obtidas por meio do ATP. Pela Tabela 3.3, nota-se que a modelagem realizada no ATP está deveras aderente ao caso provido pelo ONS. Com efeito, pode-se verificar que não há nenhum módulo com erro maior que 0,91% e nenhuma fase com erro maior que 1,32°. Tendo em vista a diferença na natureza dos dois aplicativos e o tamanho da malha, o resultado aponta a validade da modelagem da rede do SIN.

A partir deste ponto, a malha modelada e validada está pronta para receber o CEI projetado na Seção 3.1.2, bem como as variações nas suas configurações, para que se possa processar a varredura em frequência, visando coletar as respostas de tensão *versus* frequência.

Tabela 3.3: Validação das tensões das barras do SIN. Caso de referência x Modelagem no ATP.

Barra	<u>Fluxo de Potência</u>		<u>ATP</u>		Erro na Magnitude [%]	Erro na Fase [°]
	Magnitude [pu]	Fase [°]	Magnitude [pu]	Fase [°]		
AC 500 kV	1,068	-81,4	1,07	-81,2	-0,15	0,16
IZ 500 kV	1,074	-80	1,075	-79,9	-0,12	0,14
CO 500 kV	1,065	-74,7	1,066	-74,7	-0,09	0
RG 500 kV	1,072	-76,4	1,074	-76,4	-0,19	0,03
SJI 500 kV	1,078	-78	1,079	-78	-0,1	0,04
BEA 500 kV	1,037	-80,9	1,038	-80,7	-0,13	0,2
PD 500 kV	1,057	-86,8	1,061	-86,3	-0,36	0,53
TSD 500 kV	1,047	-91	1,048	-90,7	-0,11	0,3
MR 500 kV	1,045	-94,8	1,052	-93,9	-0,67	0,92
LD 500 kV	1,027	-98,7	1,034	-97,5	-0,7	1,15
SBD 500 kV	1,085	-95,4	1,087	-95,2	-0,22	0,15
IZ 230 kV	1,013	-80,8	1,012	-80,6	0,06	0,2
BEA 230 kV	1,029	-83,5	1,031	-83,3	-0,15	0,23
PD 230 kV	1,039	-89,6	1,042	-88,7	-0,3	0,95
TSD 230 kV	1,026	-93,2	1,028	-93	-0,22	0,22
MR 230 kV	1,005	-98,4	1,009	-97,5	-0,43	0,87
LD 230 kV	1,03	-101,2	1,038	-99,9	-0,82	1,32
PF 230 kV	0,999	-87,1	0,995	-86,6	0,41	0,49

Barra	<u>Fluxo de Potência</u>		<u>ATP</u>		Erro	Erro
	Magnitude [pu]	Fase [°]	Magnitude [pu]	Fase [°]	na Magnitude [%]	na Fase [°]
PR 230 kV	1,013	-96,2	1,016	-95,5	-0,32	0,73
CH 230 kV	0,991	-96,5	0,997	-96,1	-0,59	0,38
SC 230 kV	1,01	-96,6	1,015	-96,1	-0,46	0,53
TSA 230 kV	0,996	-94,5	0,998	-94,4	-0,22	0,14
LI 230 kV	1,022	-101,8	1,031	-100,5	-0,88	1,3
LT 230 kV	1,024	-101,8	1,033	-100,5	-0,84	1,31
MR 230 kV	1,044	-99,6	1,049	-98,8	-0,43	0,84
PF 230 kV	1,011	-88,8	1,009	-88,4	0,18	0,45
PF 69 kV	1,043	-88,8	1,041	-88,4	0,15	0,35
IZ 69 kV	1,043	-83,5	1,041	-83,5	0,21	0,04
PD 69 kV	1,041	-92,8	1,044	-91,9	-0,33	0,93
PR 69 kV	1,038	-98,8	1,042	-98,3	-0,42	0,49
CH 69 kV	1,018	-98,3	1,021	-97,9	-0,28	0,36
BEA 69 kV	1,042	-85,3	1,044	-85,1	-0,24	0,22
MR 69 kV	1,044	-100,5	1,048	-99,9	-0,4	0,59
LI 69 kV	1,013	-106,8	1,022	-105,6	-0,84	1,22
LT 69 kV	1,03	-103,3	1,039	-102,8	-0,91	0,52

3.3 Configurações em Relação ao Sistema Original

Na dinâmica da operação de sistemas de potência, tal qual o SIN, apresentado e modelado na Seção 3.1, e validado na Seção 3.2, a rede elétrica é submetida à diversas situações que forçam a alteração de sua configuração, sejam faltas, manobras ou mesmo variações da carga impostas pelos consumidores.

Mudanças na malha elétrica podem alterar significativamente a resposta em frequência, tanto atenuando problemas quanto agravando-os. Portanto, para se garantir uma segurança operativa, faz-se importante conhecer como o sistema se comportará nas situações em que ele poderá ser levado a operar.

Sendo assim, propõem-se diversas variações de configuração da rede elétrica em relação à configuração de referência, definidas na Tabela 3.4.

Escolheram-se as configurações de 1 a 4, pois elas abarcam as linhas de transmissão que alimentam o CEI fictício, como pode ser verificado pela Figura 3.1. As aberturas dos circuitos 1 e 2, de ambas as linhas, foram realizadas separadamente devido ao fato de possuírem parâmetros elétricos distintos.

Tabela 3.4: Descrição das variações das configurações da malha de simulação.

Configuração	Descrição
Referência	Caso de Referência - ONS - Diretrizes para Operação Elétrica - 3º Quadrimestre de 2011 - Carga Média
Configuração 1	Abertura da Linha de Transmissão 500 kV Presidente Dutra - Miranda II - Circuito 1
Configuração 2	Abertura da Linha de Transmissão 500 kV Presidente Dutra - Miranda II - Circuito 2
Configuração 3	Abertura da Linha de Transmissão 500 kV Miranda II - São Luís II - Circuito 1
Configuração 4	Abertura da Linha de Transmissão 500 kV Miranda II - São Luís II - Circuito 2
Configuração 5	Todos os Bancos de Capacitores de São Luís II em Operação
Configuração 6	Todos os Bancos de Capacitores do Consumidor Eletrointensivo em Operação
Configuração 7	Nenhum dos Filtros do Consumidor Eletrointensivo em Operação

As configurações 5 e 6, por sua vez, foram elencadas por corresponderem a bancos de capacitores ligados a barras próximas ao CEI, tendo em mente que tais elementos podem alterar significativamente a resposta em frequência da malha. Ademais, são extensivamente utilizados como suporte de reativos na região em questão.

Por fim, a configuração 7 justifica-se por impactar diretamente na quantidade de correntes harmônicas injetadas no SIN pelo CEI fictício. Além disso, os filtros são elementos do tipo RLC, os quais também alteram notoriamente a resposta em frequência da rede nas proximidades da subestação que atende às cargas da capital do Maranhão.

Considerando-se as mudanças propostas anteriormente, todos os casos necessitaram de reajustes. Para isso, foram utilizados os recursos operativos disponíveis, tais como: compensadores estáticos, compensadores síncronos, LTCs de transformadores e tensões nas máquinas geradoras.

Evitou-se o chaveamento de bancos de capacitores e reatores em paralelo, pois eles culminam

em alterações mais significativas da resposta em frequência da rede elétrica. De tal maneira, a utilização desses equipamentos no controle de tensão poderia interferir nos resultados de interesse, que são apenas aqueles provenientes das alterações na configuração de referência, propostas acima.

Os limites operacionais considerados para os reajustes estão descritos na Tabela 3.5. Tais dados foram retirados dos Procedimentos de Redes (19).

Tabela 3.5: Limites operacionais para as tensões em regime permanente.

Tensão Nominal de Operação [kV]	Condição Operativa Normal [pu]	Condição Operativa de Emergência [pu]
< 230	0,95 a 1,05	0,90 a 1,05
230	0,95 a 1,05	0,90 a 1,05
500	1,0 a 1,10	0,95 a 1,10

Os novos perfis de tensão resultantes das variações de configuração, em conjunto com os reajustes necessários para garantir os casos operacionais, estão disponíveis para consulta no Anexo I.

Todas as mudanças na configuração da malha, descritas nesta seção, foram simuladas para cada uma das topologias dos blocos de carga do CEI, as quais são definidas na Seção 3.1.2. Mais detalhes de tais simulações serão apresentados na Seção 3.6.

3.4 Barramentos de Interesse

Em geral, correntes harmônicas têm seus efeitos minimizados para grandes distâncias em relação à fonte, dado que a impedância série aumenta com a frequência. Portanto, foram selecionadas 11 barras do SIN, adjacentes ao CEI, para serem monitoradas durante as simulações previstas na Seção 3.3. Os barramentos escolhidos, bem como seus códigos operacionais, podem ser conferidos na Tabela 3.6.

3.5 Interação das Correntes Provenientes dos Blocos de Cargas

Em seções anteriores deste capítulo, fez-se a modelagem tanto da malha de simulação quanto do consumidor eletrointensivo a ela conectado. Realizou-se também a determinação das configurações da rede que serão estudadas, bem como as barras de interesse a serem monitoradas.

Nesta seção, apresenta-se como as correntes provenientes dos blocos de carga interagem no barramento de 34,5 kV do CEI. De posse das correntes harmônicas (I_h) calculadas conforme exposto na Seção 3.1.2, visa-se obter o parâmetro R_h , o qual será utilizado na Seção 3.7, para o cálculo do Índice de Severidade.

Tabela 3.6: Barras monitoradas adjacentes ao CEI.

Barra	Código Operacional
Presidente Dutra 500 kV	PD 500 kV
Miranda II 500 kV	MR 500 kV
São Luís II 500 kV	LD 500 kV
São Luís II 230 kV	LD 230 kV
Miranda II 230 kV	MR 230 kV
C. Eletrointensivo 230 kV	CEI 230 kV
São Luís I 230 kV	LI 230 kV
São Luís III 230 kV	LT 230 kV
Piripiri 230 kV	PR 230 kV
Coelho Neto 230 kV	CH 230 kV
Presidente Dutra 230 kV	PD 230 kV

Nas Tabelas II.1, II.2 e II.3, contidas no Anexo II, são expostas as interações fasoriais no lado de baixa tensão do transformador de 230/34,5 kV do CEI, para as topologias com seis, cinco ou quatro conjuntos "transformador-retificador", respectivamente.

As referidas tabelas contêm as colunas $|\sum I_h|$ e $\angle \sum I_h$, onde apresentam-se o módulo e a fase do somatório fasorial, respectivamente, das correntes harmônicas à dada frequência. Na coluna R_h , demonstra-se como $|\sum I_h|$ se relaciona com as correntes fundamentais referentes aos blocos de cargas.

A razão R_h é definida pela Equação 3.1.

$$R_h = \frac{|\sum I_1^{bloco_k}|}{|\sum I_h|} \quad (3.1)$$

Onde $\sum I_1^{bloco_k}$ é o somatório fasorial das correntes à frequência fundamental provenientes dos três blocos de carga na barra de 34,5 kV do CEI, operando na configuração referência. Na Equação 3.2 calcula-se $\sum I_1^{bloco_k}$, com os dados da Tabela 3.2.

$$\begin{aligned} \sum I_1^{bloco_k} &= I_1^{bloco_1} + I_1^{bloco_2} + I_1^{bloco_3} = \\ &+ 6571, 27\angle - 160, 23^\circ \\ &+ 6422, 99\angle - 159, 99^\circ \\ &+ 5260, 38\angle - 154, 84^\circ \\ &= 18238, 77\angle - 158, 59^\circ [A_p] \end{aligned} \quad (3.2)$$

Uma atenção especial deve ser dada à Tabela II.1, na qual os valores zero confirmam o cancelamento fasorial exposto na Seção 3.1.2. As únicas ordens que apresentam $|\sum I_h| \neq 0$ são aquelas que descrevem um retificador de 36 pulsos, a saber, as ordens harmônicas 35 e 37.

Das Tabelas II.2 e II.3, verifica-se que com os blocos de correntes harmônicas desbalanceados, o CEI torna a injetar harmônicas características de um retificador de 6 pulsos no SIN.

Todos os valores apresentados ao longo desta subseção baseiam-se na configuração de referência.

3.6 Coleta dos Dados de Interesse

3.6.1 Respostas de Tensão *versus* Frequência.

Para a configuração de referência e todas as suas variações listadas na Seção 3.3, executou-se a rotina de varredura em frequência do software ATP, de forma que todas as fontes de tensão permanecessem curto-circuitadas e as fontes de correntes, abertas. Exceto apenas pela fonte conectada ao barramento de 34,5 kV do CEI, destinada a realizar a varredura. Esta fonte realizou injeções de correntes de sequência positiva de amplitude 1,0 A, com frequências variando de 0,1 à 8 kHz, com passo de 1 Hz.

Leram-se então as tensões em todas as barras monitoradas listadas na Tabela 3.6, obtendo assim, estas grandezas em função da frequência nas barras de interesse. Em outras palavras, foi obtido o comportamento dos barramentos de interesse, em relação à tensão, diante da penetração de correntes de distintas frequências, a partir do barramento do CEI 34,5 kV.

Um exemplo das respostas das tensões em função da variação da frequência pode ser verificado pela Figura 3.5, onde são comparadas as curvas obtidas na configuração referência e a configuração 5, condição operacional na qual todos os bancos de capacitores de São Luís II 230 kV estão em funcionamento.

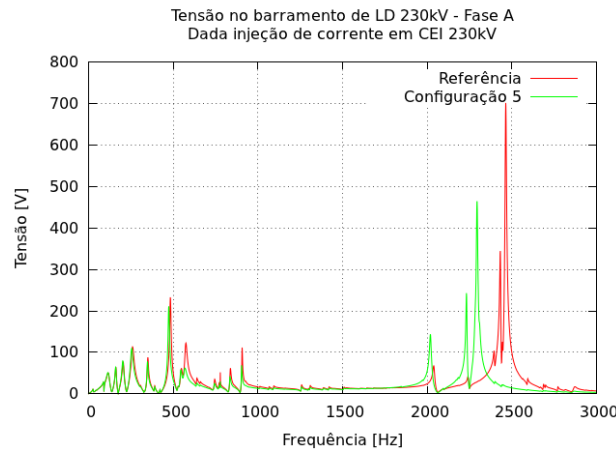


Figura 3.5: Variação da resposta em frequência devido à modificação de configuração na malha.

Tendo em vista que o perfil das correntes harmônicas injetadas pelo CEI são conhecidos, para saber como o sistema possivelmente interagirá com tais correntes, bastou-se colher a resposta das tensões nas frequências previamente determinadas pelo perfil de injeção, nos barramentos monitorados.

Ao todo, coletou-se um total de 88 curvas. A avaliação manual de todas elas exigiria grande esforço e seria fortemente sujeito a incorrer em inúmeros erros. Portanto, para serem obtidas as tensões nas frequências de interesse, uma aplicação com essa finalidade foi desenvolvida, cujo

código está disponível no Anexo VI.4. Fazendo uso desse aplicativo, percorreu-se todas as curvas e armazenou-se todas as respostas de tensão nas ordens harmônicas determinadas pelo perfil de injeção do CEI. Os dados obtidos encontram-se no Anexo III.

3.6.2 Análise das Tensões no Domínio do Tempo

Com base nos dados obtidos no domínio da frequência, objetiva-se o cálculo do Índice de Severidade, que será definido e exposto na Seção 3.7. Para validar os resultados que serão obtidos a partir de tal índice no Capítulo 4, foram feitas simulações no domínio do tempo, adquirindo-se assim as tensões harmônicas em todos os barramentos de interesse, sob todas as topologias do CEI, bem como todas as alterações nas configurações da malha, ambas propostas e detalhadas na Seção 3.3.

Na Figura 3.6, exemplifica-se uma das curvas da tensão no tempo que foram coletadas, no barramento de São Luís III 230 kV, com o circuito 2 da LT Miranda II - Presidente Dutra 500 kV em aberto (configuração 5). Para tal curva, considerou-se o CEI operando na topologia 4 conjuntos "transformador-retificador" em cada bloco de carga.

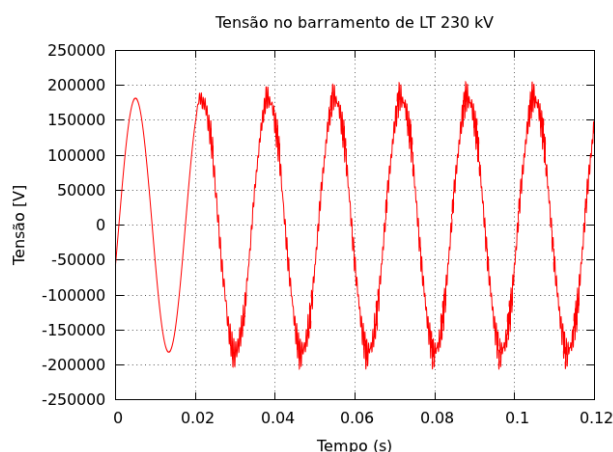


Figura 3.6: Tensão no barramento LT 230 kV.

A simulação ilustrada na Figura 3.6 iniciou-se sem a injeção das correntes harmônicas, dado que o ATP não suporta fontes do tipo 14, com frequências distintas operando em regime ($t \leq 0$). Então, após 20 ms, as fontes de harmônicas são ativadas. É notória a mudança no formato da curva a partir dos 20 ms de simulação.

Além das tensões harmônicas, geraram-se também, para cada configuração da rede, topologia do CEI, tabelas de sínteses contendo, para cada barramento monitorado:

- Tensão máxima antes da injeção das correntes harmônicas.
- Tensão máxima após a injeção das correntes harmônicas.
- Variação percentual dada a injeção das correntes harmônicas (ΔV).
- Tensão eficaz após a injeção das correntes harmônicas.

- Tensão fundamental.
- THD da tensão.

As informações contidas no parágrafo anterior serão retiradas de curvas como a exemplificada na Figura 3.6.

Para isso, foi desenvolvida a aplicação localizada no Anexo VI.5, com a qual se coletou e concatenou todos os dados descritos acima. Esses dados adquiridos no domínio do tempo encontram-se no Anexo IV. Tais dados estão agrupados pela topologia do CEI, ou seja, seis, cinco ou quatro conjuntos "transformador-retificador" em operação.

3.7 Índice de Severidade

De posse da gama de configurações da malha e topologias do CEI descritas na Seção 3.3, e de todos os barramentos de interesse listados na Seção 3.4, para classificar a barra mais crítica e a configuração mais severa frente a injeção de um determinado perfil de correntes harmônicas, detalhado na Seção 3.5, determinou-se empiricamente a Equação 3.3.

O objetivo da referida equação é tentar traduzir em um único número, o quão crítico serão, nas barras monitoradas, os efeitos decorrentes da injeção das referidas correntes, bem como selecionar quais configurações podem vir à agravá-los ou atenuá-los. Este número é aqui intitulado de Índice de Severidade (IS).

Como subsídio para cálculo do IS, utilizam-se os seguintes dados de um determinado barramento: a tensão nominal, as respostas em tensão *versus* frequência, obtidas por meio do *frequency scan*, e o conhecimento prévio das correntes harmônicas injetadas por uma determinada fonte. A disposição de seus termos leva em consideração as seguintes ideias:

- Uma certa variação da magnitude de tensão, em volts, representa variações percentuais distintas para barramentos de tensões nominais diferentes. Tal premissa será tratada pela variável V_n .
- Durante a varredura, para todas as frequências do intervalo estudado, injetaram-se correntes de mesma amplitude, 1,0 A. Fato que não ocorre com as harmônicas provenientes do CEI. Por isso, as respostas em tensão apresentadas pela varredura são distorcidas em relação às correntes características do CEI. Em outras palavras, a relação entre a fundamental e as componentes harmônicas não é mais 1:1. Portanto, é razoável corrigir esta discrepância. Para isso, será utilizada a já definida variável R_h na Equação 3.1.

Com efeito, o presente trabalho propõe o IS, formulado pela Equação 3.3.

$$IS = \sqrt{\sum_h^{h_{max}} \left(\frac{V_h}{V_n R_h} \right)^2} \quad (3.3)$$

Na Equação 3.3, h é a ordem harmônica em questão, V_h é a tensão obtida na ordem harmônica h ao longo da varredura em frequência, V_n é a tensão nominal do barramento e R_h é a razão entre a

amplitude da corrente fundamental e a amplitude de uma dada corrente harmônica, como definido na Seção 3.5 e exemplificado nas tabelas do Anexo II.

Calculou-se o IS para todas as propostas configurações da rede de simulação e diante de todas as topologias do CEI. Os resultados são apresentados no Anexo V.

3.8 Metodologia da Análise de Dados

Visando uma análise efetiva dos dados provenientes das simulações descritas ao longo deste capítulo, determina-se aqui uma metodologia balizadora dos estudos que serão realizados no Capítulo 4. Tal metodologia almeja validar o referido IS, uma função de dados provenientes do domínio da frequência, com as informações oriundas do domínio do tempo.

Como discutido e exemplificado na Seção 3.5, o CEI injeta correntes harmônicas na rede, advindas de seus blocos de cargas, as quais possuem perfis distintos, dependendo da quantidade de conjuntos "transformador-retificador" em operação.

Diante do exposto e considerando-se os objetivos deste trabalho, a análise será realizada individualmente para cada uma das topologias propostas para os blocos de cargas do CEI, nas quais serão efetuados os seguintes estudos:

1. Análise no domínio da frequência:
 - i. Será selecionado o barramento mais crítico por meio do IS.
 - a) Para o barramento selecionado como mais crítico, serão pesquisadas as configurações mais e menos severas, de acordo com o IS.
2. Análise no domínio do tempo:
 - i. Em relação à variação de tensão, será selecionado o barramento mais crítico.
 - a) Para essa barra, serão pesquisadas as configurações mais e menos severas no que tange à variação de tensão.
 - ii. Sob a ótica da Distorção Harmônica Total, também será selecionado o barramento mais crítico.
 - a) Relativas à barra mais crítica, serão coletadas as configurações mais e menos severas, de acordo com o THD.
 - a) Serão coletadas as configurações mais e menos severas, relativas à barra mais crítica, de acordo com o THD.

Nos fluxogramas das Figuras 3.7 e 3.8, exhibe-se a sistemática que será seguida para as análises no Capítulo 4.

Os dados coletados em ambos os domínios serão comparados no Capítulo 4, visando validar o Índice de Severidade.



Figura 3.7: Fluxograma da análise no domínio da frequência.

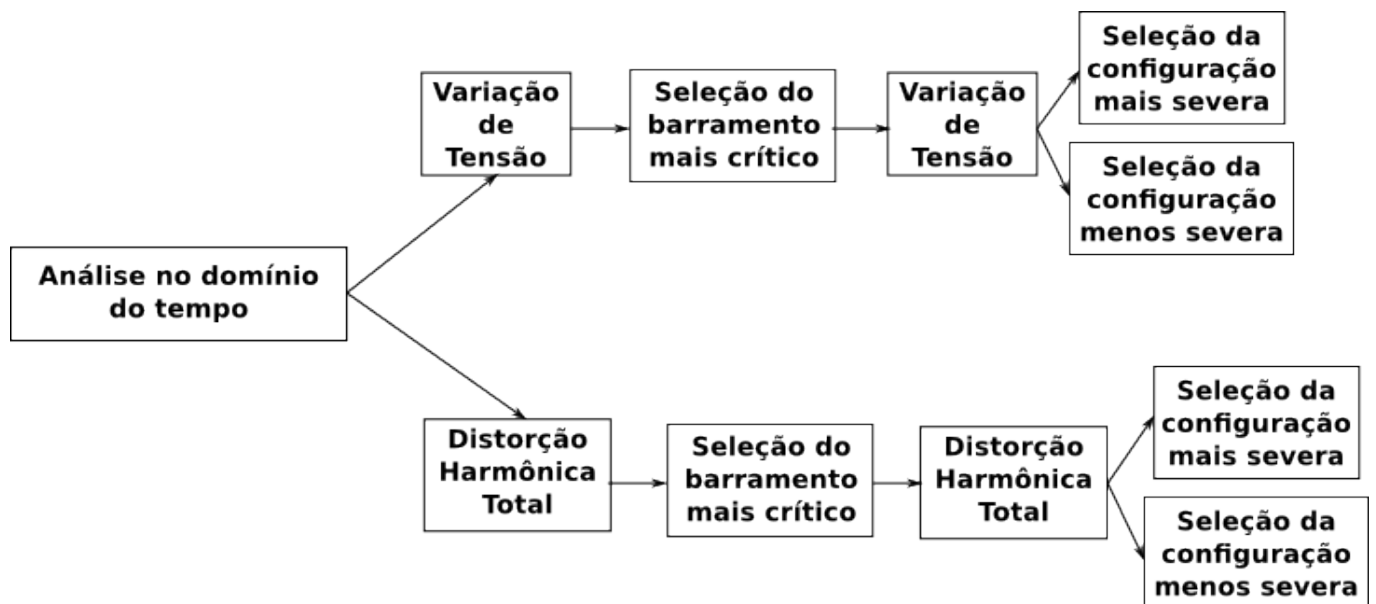


Figura 3.8: Fluxograma da análise no domínio do tempo.

Capítulo 4

Análise de Dados

Considerando o objetivo final deste trabalho, o qual consiste na proposição e validação do IS, este capítulo presta-se a confrontar os resultados obtidos no domínio da frequência com os dados adquiridos no domínio do tempo. Para tanto, será seguida a metodologia descrita na Seção 3.8 com o intuito de analisar todos os dados oriundos das simulações descritas no capítulo anterior.

A análise no domínio da frequência, conforme exposto, será realizada através do IS. Tal índice tenta abarcar em apenas um número o quão crítico será para um determinado barramento a injeção de um conhecido perfil de correntes harmônicas, por uma fonte na rede elétrica. No seu cálculo, agregam-se a tensão nominal do barramento (V_n), as harmônicas da fonte através da razão (R_h) e as respostas em tensão *versus* frequência obtidas através da varredura em frequência (V_h). Maiores detalhes acerca da formulação do IS podem ser encontrados na Seção 3.7.

Por meio do IS, será selecionada a barra mais crítica, bem como as configurações que maximizam e minimizam os efeitos da circulação de correntes harmônicas em tal nó. Será também elencado um barramento que apresente baixas pontuações no IS. As curvas $V_h \times h$ das referidas barras serão exibidas e comparadas, com a finalidade de ilustrar as discrepâncias obtidas durante a varredura que, conforme supracitado, implicam diretamente no cálculo do IS.

Já a análise no domínio do tempo, que tem como finalidade a validação do IS, ocorre pela coleta dos dados das simulações neste domínio. Seleciona-se o barramento mais crítico segundo a variação de tensão (ΔV) e o THD. São pesquisadas também as configurações que apresentam os maiores e menores valores desses indicadores. Neste estudo são exibidos os gráficos das curvas no domínio do tempo e também as tensões harmônicas, os quais são de extrema importância para uma melhor compreensão dos indicadores em questão. Informações mais completas são concedidas na Seção 3.6.2.

Com efeito, nas Seções 4.1, 4.2 e 4.3, serão realizadas individualmente as ponderações para o CEI operando com seis, cinco e quatro conjuntos "transformador-retificador", respectivamente. Na Seção 4.4, faz-se um resumo de todos os estudos e apresentam-se as correlações pertinentes entre os dados obtidos nos domínios da frequência e do tempo.

4.1 Análises para 6 Conjuntos "transformador-retificador"

Conforme discorrido na Seção 3.5, quando o CEI opera com 6 conjuntos, apresentando o completo balanceamento da ponte, este injeta as harmônicas características de um retificador de 36 pulsos. Em razão de ter sido simulado apenas até 49ª ordem harmônica, só haverá injeção de correntes harmônicas nas ordens 35 e 37¹.

Durante a análise no domínio da frequência, excepcionalmente para essa topologia do CEI, será feita a seleção das configurações que acentuam ou atenuam os efeitos impostos no barramento mais crítico devido a injeção de correntes, não somente através do IS, mas também correlacionando-se o perfil harmônico do CEI com a resposta em tensão *versus* frequência apresentada por meio de gráficos, apenas a título de comparação.

4.1.1 Análises no Domínio da Frequência

A Tabela 4.1 apresenta o resultado do IS para a topologia em questão.

Tabela 4.1: Resultado do cálculo do Índice de Severidade para cada configuração com o bloco de carga operando com 6 conjuntos "transformador-retificador".

Barra	Referência	Configuração						
		1	2	3	4	5	6	7
PD 500 kV	0,001897	0,001533	0,000829	0,000696	0,000522	0,00228	0,001421	0,001896
MR 500 kV	0,000949	0,000537	0,000483	0,000478	0,000399	0,001951	0,001511	0,000949
LD 500 kV	0,002594	0,001855	0,001257	0,002463	0,002491	0,005848	0,004601	0,002593
LD 230 kV	0,001746	0,001776	0,001742	0,001873	0,001886	0,005872	0,004804	0,001746
MR 230 kV	0,000342	0,000269	0,000244	0,000278	0,000284	0,00094	0,000757	0,000342
CEI 230 kV	0,001894	0,001501	0,001476	0,001594	0,001638	0,008355	0,003127	0,001893
LI 230 kV	0,002677	0,002715	0,002664	0,002867	0,002887	0,009076	0,007429	0,002678
LT 230 kV	0,026568	0,030165	0,029541	0,031002	0,030838	0,052822	0,040668	0,026558
PR 230 kV	0,001007	0,000921	0,00055	0,000512	0,000419	0,001301	0,000855	0,001007
CH 230 kV	0,000263	0,000201	0,00013	0,000147	0,000109	0,000837	0,000682	0,000263
PD 230 kV	0,001892	0,001614	0,000935	0,000849	0,000682	0,002649	0,001822	0,001891
MAX	0,026568	0,030165	0,029541	0,031002	0,030838	0,052822	0,040668	0,026558

Como pode ser visto na Tabela 4.1, São Luís III 230 kV apresenta as maiores pontuações para o IS em todas as configurações propostas. Portanto, este foi selecionado como barramento mais crítico para o CEI operando com 6 conjuntos "transformador-retificador".

Verifica-se que a configuração 5 atingiu a maior pontuação no IS, 0,052822 pontos, indicando que essa é a configuração mais severa.

Os menores valores de IS determinam as configurações referência e 7 como as menos severas para o barramento de São Luís III 230 kV, já que ambas apresentam índices praticamente iguais

¹ Maior detalhamento sobre a interação das correntes provenientes do CEI no barramento de 34,5 kV pode ser obtido na Seção 3.5.

para seis casas decimais de precisão, 0,026568 e 0,026558 pontos, respectivamente.

A fim de realizar uma comparação com o barramento mais crítico, São Luís III 230 kV, escolheu-se por meio do IS um barramento que apresentou um dos menores índices em diversas configurações, Coelho Neto 230 kV. Esta barra alcançou os seguintes valores de IS: 0,000837 na configuração 5, 0,000263 na referência e 0,000263 na 7.

Para uma melhor visualização do que foi descrito anteriormente, apresentam-se as Figuras 4.1-a e 4.1-b, as quais trazem uma melhor sensibilidade da resposta em frequência da rede.

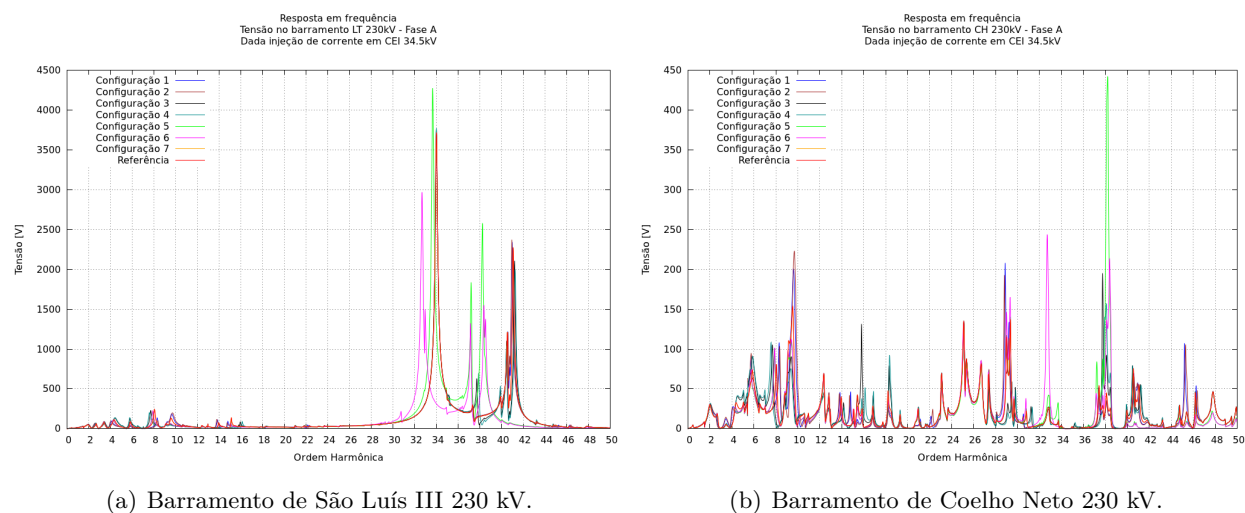


Figura 4.1: Resposta em frequência para todas as configurações nos barramentos LT 230 kV e CH 230 kV².

Na Figura 4.1-a apresenta-se a resposta em frequência para o barramento de São Luís III 230 kV, que foi selecionado pelo IS como o barramento mais crítico. E para contraste, na Figura 4.1-b, apresenta-se Coelho Neto 230 kV, barra apontada pelo IS como uma das menos críticas.

Na Figura 4.1, observa-se que as respostas para as ordens harmônicas 35 e 37, de ambos os barramentos, são distintas. Em Coelho Neto 230 kV, para todas as configurações, as respostas nessas ordens são praticamente zero, ou seja, mesmo que circulem por ali correntes nessas ordens, pouco efeito na referida barra será estimulado. Entretanto, São Luís III 230 kV possui uma resposta considerável nessas ordens. As variações de configuração podem influenciar de maneira notável a tensão neste barramento, como pode ser interpretado da Figura 4.1-a.

Conforme exposto no início desta seção, especialmente para esta topologia do CEI, será efetuada a análise por meio dos gráficos de resposta em tensão *versus* frequência. Neste momento, inicia-se tal estudo.

O universo de análise para estes barramentos gira em torno das 35^a e 37^a ordens harmônicas. Logo, na Figura 4.2, apresentam-se as respostas em frequência com maior detalhamento dessas ordens.

Por meio da Figura 4.2-a, serão selecionados os casos mais e menos severos para o barramento

²Pede-se ao leitor atenção à escala do eixo das ordenadas nas Figuras 4.1 e 4.2.

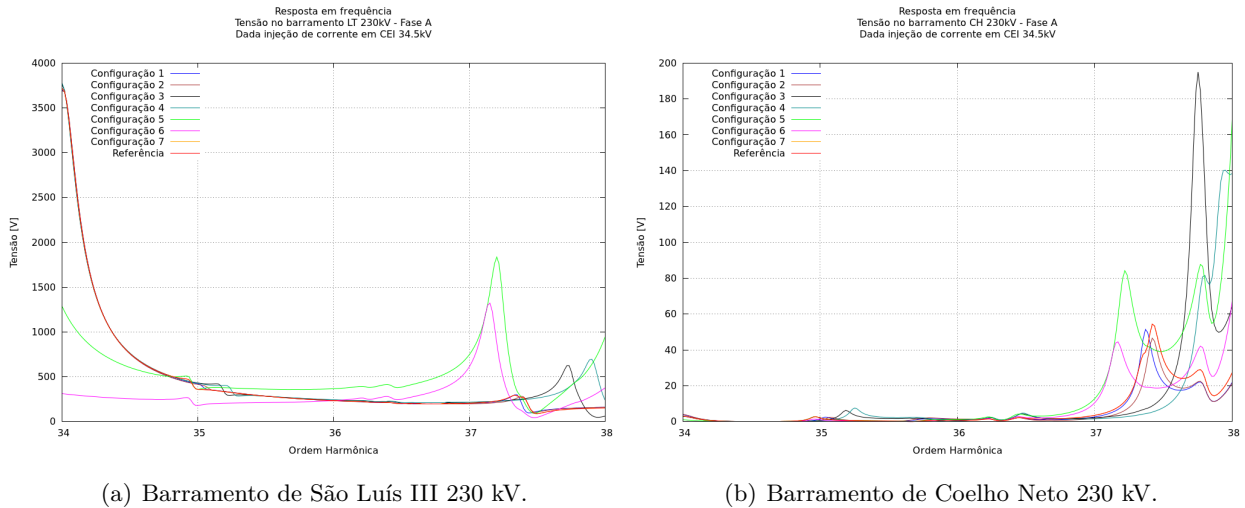


Figura 4.2: Resposta em frequência para todas as configurações nos barramentos LT 230 kV e CH 230 kV. Zoom nas ordens harmônicas 34 à 38.

de São Luís III 230 kV, visando comparar com as configurações indicadas pelo IS anteriormente.

Pela Figura 4.2-a, nota-se que a configuração mais crítica para o barramento de São Luís III 230 kV é aquela representada pela curva que descreve a configuração 5, pois apesar de sua resposta na 35ª harmônica ser aproximadamente a mesma que as demais, na ordem 37, a resposta é significativamente maior que as outras curvas. Este resultado mostra-se em consonância com a configuração indicada pelo IS.

Já a análise da configuração menos severa para este barramento não é imediata, tendo em vista que não há uma relação clara conforme ocorrido na seleção do caso mais severo, realizada no parágrafo anterior.

Como pode ser visto na Figura 4.2-a, há diversas configurações com respostas muito semelhantes. Além deste fator complicador, vê-se também que a configuração 6 apresenta a menor das respostas na 35ª ordem e a segunda maior na 37ª, dentre todas as curvas. Portanto, é muito difícil fazer uma inferência em relação à configuração menos severa graficamente.

Levando-se em consideração que, para o CEI injetando efetivamente correntes em apenas duas ordens harmônicas, a seleção do caso menos severo não pode ser realizada puramente pela observação da Figura 4.2-a, nas próximas seções, tal análise não mais será realizada, uma vez que há uma maior gama de correntes envolvidas, tornando o estudo através de gráficos inviável.

4.1.2 Análise no Domínio do Tempo

As Tabelas 4.2 a 4.9 apresentam um resumo dos resultados obtidos no domínio do tempo para a topologia do CEI em questão, os quais serão utilizados para as análises realizadas na presente seção. Os dados completos encontram-se no Anexo IV.1.

Tabela 4.2: Resumo dos resultados provenientes das simulações no domínio do tempo. Configuração referência.

	Barramento										
	PD 500kV	MR 500kV	LD 500kV	LD 230kV	MR 230kV	CEI 230kV	LI 230kV	LT 230kV	PR 230kV	CH 230kV	PD 230kV
ΔV [%]	0,244	0,118	0,326	0,300	-0,014	0,234	0,457	5,769	0,068	-0,066	0,338
THD [%]	0,217	0,129	0,321	0,295	0,090	0,294	0,450	4,762	0,229	0,157	0,422

Tabela 4.3: Resumo dos resultados provenientes das simulações no domínio do tempo. Configuração 1.

	Barramento										
	PD 500kV	MR 500kV	LD 500kV	LD 230kV	MR 230kV	CEI 230kV	LI 230kV	LT 230kV	PR 230kV	CH 230kV	PD 230kV
ΔV [%]	0,127	0,092	0,401	0,312	0,039	-0,015	0,467	7,246	0,107	-0,295	0,048
THD [%]	0,177	0,105	0,222	0,322	0,082	0,292	0,491	5,503	0,203	0,205	0,334

Tabela 4.4: Resumo dos resultados provenientes das simulações no domínio do tempo. Configuração 2.

	Barramento										
	PD 500kV	MR 500kV	LD 500kV	LD 230kV	MR 230kV	CEI 230kV	LI 230kV	LT 230kV	PR 230kV	CH 230kV	PD 230kV
ΔV [%]	0,037	0,107	0,298	0,113	-0,031	0,089	0,401	7,319	0,042	-0,301	-0,137
THD [%]	0,148	0,101	0,215	0,324	0,079	0,290	0,495	5,551	0,176	0,202	0,272

Tabela 4.5: Resumo dos resultados provenientes das simulações no domínio do tempo. Configuração 3.

	Barramento										
	PD 500kV	MR 500kV	LD 500kV	LD 230kV	MR 230kV	CEI 230kV	LI 230kV	LT 230kV	PR 230kV	CH 230kV	PD 230kV
ΔV [%]	-0,094	0,040	0,505	0,453	0,010	0,123	0,692	6,930	0,109	-0,019	0,061
THD [%]	0,174	0,121	0,484	0,333	0,083	0,285	0,509	5,557	0,262	0,177	0,420

Tabela 4.6: Resumo dos resultados provenientes das simulações no domínio do tempo. Configuração 4.

	Barramento										
	PD 500kV	MR 500kV	LD 500kV	LD 230kV	MR 230kV	CEI 230kV	LI 230kV	LT 230kV	PR 230kV	CH 230kV	PD 230kV
ΔV [%]	0,037	0,107	0,298	0,113	-0,031	0,089	0,401	7,319	0,042	-0,301	-0,137
THD [%]	0,148	0,101	0,215	0,324	0,079	0,290	0,495	5,551	0,176	0,202	0,272

Tabela 4.7: Resumo dos resultados provenientes das simulações no domínio do tempo. Configuração 5.

	Barramento										
	PD 500kV	MR 500kV	LD 500kV	LD 230kV	MR 230kV	CEI 230kV	LI 230kV	LT 230kV	PR 230kV	CH 230kV	PD 230kV
ΔV [%]	0,284	0,193	0,547	0,532	-0,049	0,717	0,784	8,233	0,150	-0,005	0,478
THD [%]	0,258	0,179	0,451	0,500	0,113	0,675	0,773	6,239	0,263	0,183	0,498

Tabela 4.8: Resumo dos resultados provenientes das simulações no domínio do tempo. Configuração 6.

	Barramento										
	PD 500kV	MR 500kV	LD 500kV	LD 230kV	MR 230kV	CEI 230kV	LI 230kV	LT 230kV	PR 230kV	CH 230kV	PD 230kV
ΔV [%]	0,151	0,246	0,641	0,663	-0,046	0,451	1,193	8,017	0,074	0,082	0,326
THD [%]	0,239	0,290	0,974	0,923	0,163	0,633	1,439	7,746	0,201	0,401	0,565

Tabela 4.9: Resumo dos resultados provenientes das simulações no domínio do tempo. Configuração 7.

	Barramento										
	PD 500kV	MR 500kV	LD 500kV	LD 230kV	MR 230kV	CEI 230kV	LI 230kV	LT 230kV	PR 230kV	CH 230kV	PD 230kV
ΔV [%]	0,251	0,141	0,380	0,253	-0,039	0,234	0,501	6,007	0,106	-0,062	0,360
THD [%]	0,221	0,131	0,328	0,302	0,091	0,301	0,461	4,895	0,234	0,156	0,430

Analisando-se os resultados obtidos nas simulações no domínio do tempo é possível verificar que o barramento mais crítico, segundo as variações de tensão, é São Luís III 230 kV. Esta barra deteve a maior sobretensão em todas as configurações previstas. Sua maior sobretensão foi de 8,233% para a configuração 5 (Tabela 4.7). E a sua menor foi a de 5,769% para a configuração referência (Tabela 4.2).

Na Figura 4.3, apresentam-se ambas as curvas para as configurações acima.

Verifica-se pela Figura 4.3 que as duas curvas iniciam a simulação aparentemente com a mesma amplitude. Entretanto, tão logo a injeção de correntes harmônicas é realizada, vê-se que a curva verde, a qual representa a configuração 5, logo atinge maiores amplitudes, explicando a maior sobretensão obtida nessa configuração.

No que tange ao THD, o barramento mais crítico também foi São Luís III 230 kV. A configuração 6 apresentou o maior THD, 7,746% (Tabela 4.8). O caso menos severo para esse barramento em relação a este índice foi 4,762%, na configuração referência (Tabela 4.2).

Para uma melhor sensibilidade em relação ao THD, apresentam-se na Figura 4.4 as tensões harmônicas referentes às configurações selecionadas.

Como pode-se ver na Figura 4.4, a configuração 6 apresenta na 37^a ordem harmônica um valor de tensão que domina o cálculo do THD, fato que justifica a obtenção do maior valor desse índice

em relação à configuração referência. Informações mais detalhadas sobre as tensões harmônicas dessas configurações podem ser encontradas no Anexo IV.1.

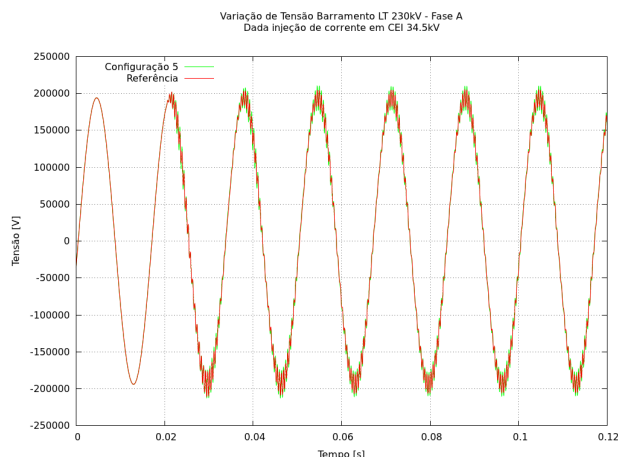


Figura 4.3: Tensão *versus* tempo no barramento de LT 230 kV. Comparação entre a configuração 5 e referência. Topologia 6 conjuntos "transformador-retificador" operando no CEI.

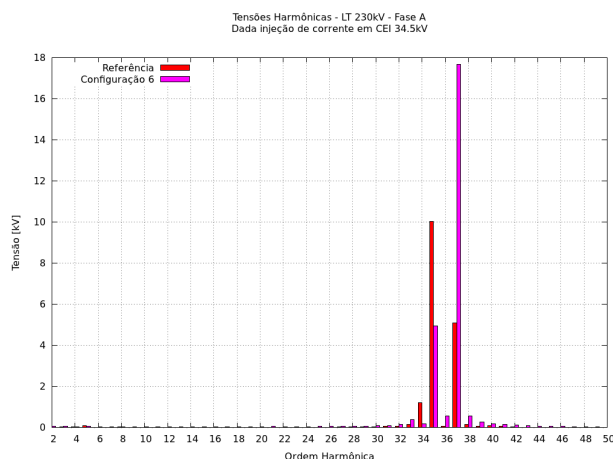


Figura 4.4: Tensões harmônicas no barramento de LT 230 kV. Comparação da configuração 6 com a configuração referência. Topologia 6 conjuntos "transformador-retificador" operando no CEI.

4.2 Análises para 5 Conjuntos "transformador-retificador"

Operando com 5 conjuntos "transformador-retificador", o CEI volta a injetar correntes com ordens harmônicas de uma ponte retificadora de 6 pulsos³, situação que torna a análise mais complexa, devido à grande quantidade de correntes harmônicas de ordens distintas injetadas na rede.

³ Maior detalhamento sobre a interação das correntes provenientes do CEI no barramento de 34,5 kV pode ser obtido na Seção 3.5.

4.2.1 Análises no Domínio da Frequência

A Tabela 4.10 apresenta as pontuações no IS para a topologia do CEI em análise.

Tabela 4.10: Resultado do cálculo do Índice de Severidade para cada configuração com o bloco de carga operando com 5 conjuntos "transformador-retificador".

Barra	Configuração							
	Referência	1	2	3	4	5	6	7
PD 500 kV	0,003144	0,002777	0,002205	0,002234	0,002223	0,002733	0,00211	0,00315
MR 500 kV	0,007844	0,007962	0,007968	0,010602	0,011764	0,00749	0,007581	0,007824
LD 500 kV	0,006816	0,006328	0,00612	0,008967	0,009738	0,008006	0,007275	0,006797
LD 230 kV	0,008699	0,010532	0,009792	0,008704	0,009579	0,007576	0,006878	0,008725
MR 230 kV	0,007571	0,007512	0,007423	0,010498	0,01146	0,006866	0,0071	0,007547
CEI 230 kV	0,009851	0,012802	0,011803	0,008439	0,009272	0,009446	0,005574	0,009895
LI 230 kV	0,012887	0,016764	0,015295	0,009558	0,010051	0,010258	0,008908	0,012957
LT 230 kV	0,034375	0,042264	0,039844	0,03311	0,032802	0,053103	0,041068	0,034465
PR 230 kV	0,007025	0,006565	0,006329	0,009287	0,00994	0,006227	0,006423	0,007
CH 230 kV	0,008111	0,007577	0,007313	0,010961	0,01208	0,00759	0,008047	0,008093
PD 230 kV	0,003065	0,002715	0,002176	0,002828	0,002895	0,003392	0,003009	0,003062
MAX	0,034375	0,042264	0,039844	0,03311	0,032802	0,053103	0,041068	0,034465

Pela análise da Tabela 4.10, o barramento que mostrou-se mais severo foi, novamente, São Luís III 230 kV.

A Figura 4.5, compara a resposta em frequência do barramento mais crítico, com um barramento que se mostrou um dos menos críticos, Presidente Dutra 500 kV.

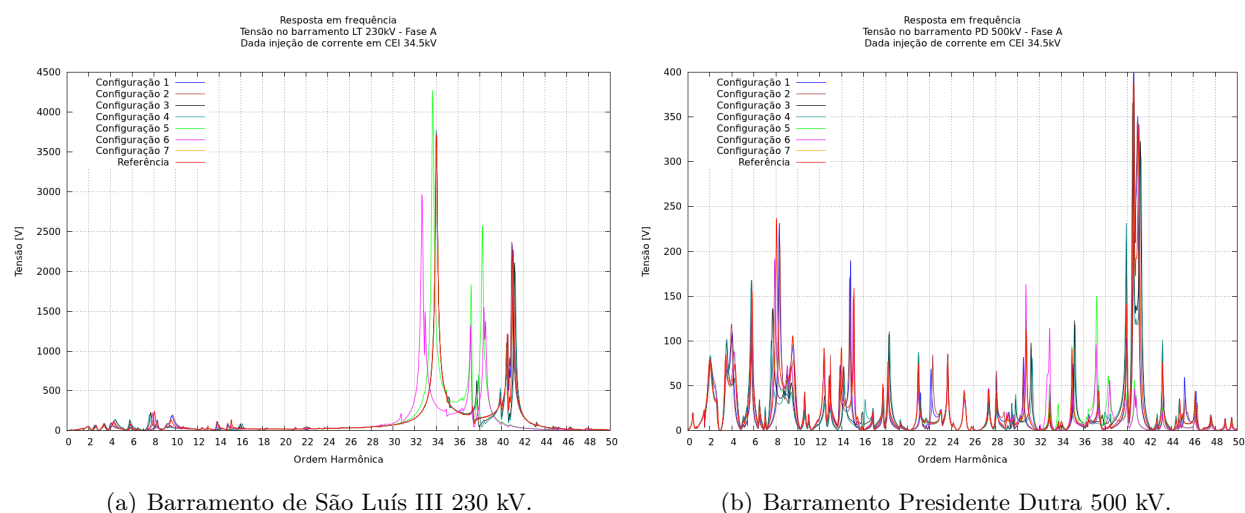


Figura 4.5: Resposta em frequência para todas as configurações nos barramentos LT 230 kV e PD 500 kV⁴.

⁴Pede-se ao leitor atenção à escala do eixo das ordenadas na Figura 4.5.

A configuração 5, novamente, implica no caso mais severo para a barra de São Luís III 230 kV. A configuração 4 apresentou-se como a menos severa. O IS atingiu para cada uma dessas configurações foi 0,053103 e 0,032802 pontos, respectivamente.

O barramento de Presidente Dutra 500 kV apresentou, nas mesmas configurações analisadas para a barra de São Luís III 230 kV, 4 e 5, 0,002223 e 0,002733 pontos no IS, respectivamente.

Como é possível verificar pela Figura 4.5, a diferença é substancial entre os dois barramentos em questão. São Luís III 230 kV apresenta, no intervalo entre a 30^a a 40^a ordem harmônica, picos ressonantes de magnitudes superiores às respostas apresentadas por Presidente Dutra 500 kV neste mesmo intervalo.

4.2.2 Análise no Domínio do Tempo

Pelas Tabelas 4.11 a 4.18, serão feitas as análises no domínio do tempo para a quantidade de conjuntos "transformador-retificador" em questão. Os dados completos encontram-se no Anexo IV.2.

Tabela 4.11: Resumo dos resultados provenientes das simulações no domínio do tempo. Configuração referência.

	Barramento										
	PD 500kV	MR 500kV	LD 500kV	LD 230kV	MR 230kV	CEI 230kV	LI 230kV	LT 230kV	PR 230kV	CH 230kV	PD 230kV
ΔV [%]	0,185	1,474	2,174	1,435	1,446	1,385	1,861	7,742	1,144	1,088	0,390
THD [%]	0,410	1,379	1,200	1,255	1,406	1,310	1,634	5,368	1,241	1,413	0,633

Tabela 4.12: Resumo dos resultados provenientes das simulações no domínio do tempo. Configuração 1.

	Barramento										
	PD 500kV	MR 500kV	LD 500kV	LD 230kV	MR 230kV	CEI 230kV	LI 230kV	LT 230kV	PR 230kV	CH 230kV	PD 230kV
ΔV [%]	-0,028	1,665	1,590	1,565	1,732	1,048	2,140	9,946	1,373	0,704	0,374
THD [%]	0,364	1,549	1,303	1,486	1,546	1,594	2,006	6,517	1,241	1,405	0,539

Tabela 4.13: Resumo dos resultados provenientes das simulações no domínio do tempo. Configuração 2.

	Barramento										
	PD 500kV	MR 500kV	LD 500kV	LD 230kV	MR 230kV	CEI 230kV	LI 230kV	LT 230kV	PR 230kV	CH 230kV	PD 230kV
ΔV [%]	0,053	1,732	1,313	1,071	1,625	0,778	1,666	9,308	1,332	0,717	0,400
THD [%]	0,333	1,511	1,230	1,418	1,483	1,531	1,929	6,337	1,168	1,334	0,483

Tabela 4.14: Resumo dos resultados provenientes das simulações no domínio do tempo. Configuração 3.

	Barramento										
	PD 500kV	MR 500kV	LD 500kV	LD 230kV	MR 230kV	CEI 230kV	LI 230kV	LT 230kV	PR 230kV	CH 230kV	PD 230kV
ΔV [%]	0,227	1,973	2,394	1,384	2,257	0,839	1,228	8,273	1,859	1,137	0,514
THD [%]	0,394	1,853	1,785	1,687	2,017	1,627	1,832	5,966	1,716	1,916	0,703

Tabela 4.15: Resumo dos resultados provenientes das simulações no domínio do tempo. Configuração 4.

	Barramento										
	PD 500kV	MR 500kV	LD 500kV	LD 230kV	MR 230kV	CEI 230kV	LI 230kV	LT 230kV	PR 230kV	CH 230kV	PD 230kV
ΔV [%]	0,170	1,851	2,185	1,232	2,305	0,764	1,103	7,700	1,754	0,973	0,259
THD [%]	0,326	1,932	1,799	1,732	2,126	1,675	1,811	5,478	1,709	2,090	0,604

Tabela 4.16: Resumo dos resultados provenientes das simulações no domínio do tempo. Configuração 5.

	Barramento										
	PD 500kV	MR 500kV	LD 500kV	LD 230kV	MR 230kV	CEI 230kV	LI 230kV	LT 230kV	PR 230kV	CH 230kV	PD 230kV
ΔV [%]	0,197	1,521	2,065	1,544	1,490	1,439	1,824	10,299	0,997	0,663	0,469
THD [%]	0,366	1,277	1,130	1,034	1,265	1,078	1,194	6,332	1,080	1,256	0,643

Tabela 4.17: Resumo dos resultados provenientes das simulações no domínio do tempo. Configuração 6.

	Barramento										
	PD 500kV	MR 500kV	LD 500kV	LD 230kV	MR 230kV	CEI 230kV	LI 230kV	LT 230kV	PR 230kV	CH 230kV	PD 230kV
ΔV [%]	0,150	1,639	2,099	1,792	1,627	1,085	2,225	9,966	0,904	0,688	0,316
THD [%]	0,356	1,320	1,437	1,303	1,298	1,068	1,710	7,830	1,088	1,359	0,707

Tabela 4.18: Resumo dos resultados provenientes das simulações no domínio do tempo. Configuração 7.

	Barramento										
	PD 500kV	MR 500kV	LD 500kV	LD 230kV	MR 230kV	CEI 230kV	LI 230kV	LT 230kV	PR 230kV	CH 230kV	PD 230kV
ΔV [%]	0,172	1,539	2,288	1,516	1,565	1,572	1,896	8,086	1,123	1,097	0,406
THD [%]	0,417	1,408	1,228	1,291	1,436	1,351	1,687	5,525	1,265	1,442	0,645

Para essa topologia de conjuntos, conforme os dados supracitados, novamente o barramento de São Luís III 230 kV mostrou-se o mais crítico quanto à variação de tensão, obtendo os maiores valores em todas as configurações analisadas. A configuração que obteve a maior sobretensão foi

a 5, apresentando 10,299% (Tabela 4.16), e a que obteve a menor foi a 4, com 7,700% (Tabela 4.15).

Na Figura 4.6, apresentam-se as formas de onda da tensão ao longo do tempo nas configurações supracitadas.

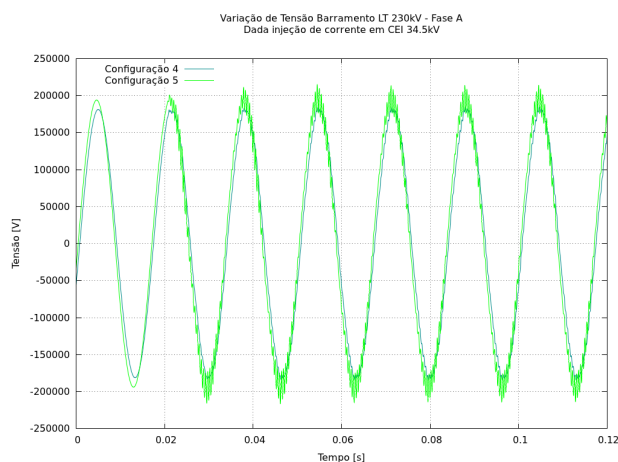


Figura 4.6: Tensão *versus* tempo no barramento de LT 230 kV. Comparação entre as configurações 4 e 5. Topologia 5 conjuntos "transformador-retificador" operando no CEI.

Como pode ser observado pela Figura 4.6, a curva que representa a configuração 5 descreve uma variação de tensão maior que a curva que representa a configuração 4. Além da variação de tensão superior, pode-se observar uma maior perturbação no formato da onda.

Em termos de THD, o barramento de São Luís III 230 kV apresentou os maiores valores, sendo a configuração 6 a mais severa, atingindo 7,830% (Tabela 4.17). A configuração referência foi menos severa, resultando em 5,368% (Tabela 4.11).

O THD pode ser melhor entendido observando-se as tensões harmônicas, presentes na Figura 4.7, a qual contrasta as configurações em análise.

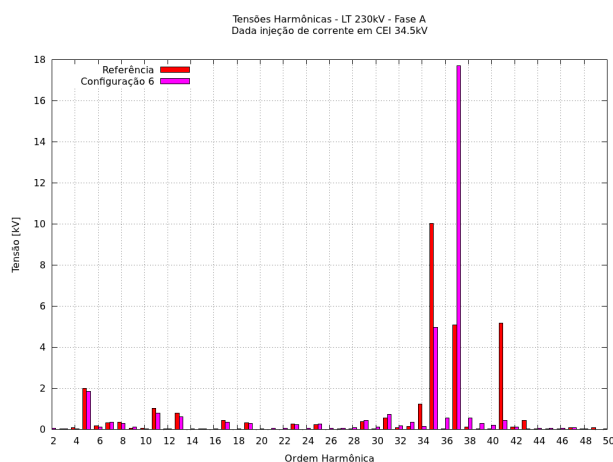


Figura 4.7: Tensões harmônicas no barramento de LT 230 kV. Comparação da configuração 6 com a configuração referência. Topologia 5 conjuntos "transformador-retificador" operando no CEI.

O maior valor em THD apresentado pela configuração 6 em relação à referência explica-se

pelo evidente domínio da 37ª tensão harmônica. Um maior detalhamento das tensões harmônicas dessas configurações podem ser encontrados no Anexo IV.2.

4.3 Análises para 4 Conjuntos "transformador-retificador"

Da mesma forma que na Seção 4.2, quando 4 conjuntos "transformador-retificador" estão em operação, o CEI injeta na rede correntes harmônicas características de uma ponte retificadora de 6 pulsos⁵.

Das topologias do CEI analisadas, esta é a que apresenta maior amplitude das correntes harmônicas, pois dividiu-se a potência da carga por uma menor quantidade de conjuntos "transformador-retificador".

4.3.1 Análises no Domínio da Frequência

A Tabela 4.19 exhibe as pontuações obtidas no IS para o CEI operando com 4 conjuntos "transformador-retificador".

Pela análise da pontuação do IS, na Tabela 4.19, evidencia-se São Luís III 230 kV como o barramento mais crítico, resultado análogo aos obtidos para as topologias do CEI operando com 5 e 6 conjuntos "transformador-retificador".

Tabela 4.19: Resultado do cálculo do Índice de Severidade para cada configuração com o bloco de carga operando com 4 conjuntos "transformador-retificador".

Barra	Referência	Configuração						
		1	2	3	4	5	6	7
PD 500 kV	0,005219	0,004593	0,0037	0,004302	0,004449	0,003546	0,003142	0,005237
MR 500 kV	0,016558	0,016748	0,016673	0,022727	0,025242	0,015569	0,015933	0,016517
LD 500 kV	0,0135	0,012823	0,01262	0,018442	0,020158	0,01297	0,012783	0,013459
LD 230 kV	0,017554	0,021615	0,019841	0,017808	0,019822	0,011057	0,010755	0,017617
MR 230 kV	0,016084	0,015959	0,015762	0,022486	0,024582	0,01449	0,014934	0,016033
CEI 230 kV	0,020337	0,026943	0,024641	0,017523	0,019406	0,01217	0,00967	0,02044
LI 230 kV	0,026736	0,035318	0,032001	0,019263	0,020419	0,012993	0,012097	0,026897
LT 230 kV	0,053731	0,070448	0,064531	0,03947	0,038745	0,053861	0,042142	0,054019
PR 230 kV	0,014417	0,013535	0,01319	0,019585	0,021031	0,012692	0,013076	0,014362
CH 230 kV	0,016841	0,015753	0,015236	0,023187	0,025637	0,015754	0,01657	0,0168
PD 230 kV	0,004371	0,003854	0,003356	0,004882	0,00514	0,004372	0,004208	0,004362
MAX	0,053731	0,070448	0,064531	0,03947	0,038745	0,053861	0,042142	0,054019

Verifica-se que o maior dos máximos, no IS, foi alcançado pela configuração 1, com 0,070448 pontos. O menor valor para o barramento em questão ocorre na configuração 4, com 0,038745

⁵ Maior detalhamento sobre a interação das correntes provenientes do CEI no barramento de 34,5 kV pode ser obtido na Seção 3.5.

pontos.

Para servir de comparação com o pior caso, escolheu-se o barramento de Presidente Dutra 230 kV, o qual obteve uma das menores pontuações no IS. Nas configurações 1 e 4, tal barra apresentou 0,003854 e 0,00514, respectivamente. As respostas em frequência para os barramentos de São Luís III 230 kV e Presidente Dutra 230 kV podem ser comparadas na Figura 4.8.

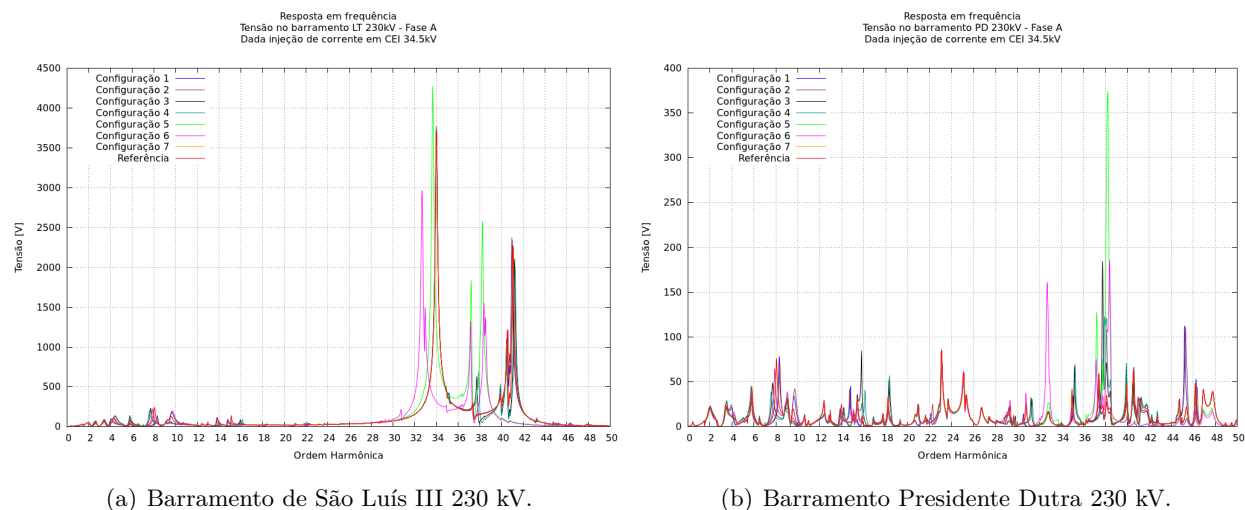


Figura 4.8: Resposta em frequência para todas as configurações nos barramentos LT 230 kV e PD 230 kV⁶.

Conforme observado nas demais análises no domínio da frequência, o barramento de São Luís III 230 kV apresenta repostas mais elevadas que todos os outros barramentos, e a resposta do mesmo muda sensivelmente com as mudanças de topologia, principalmente no que tange às harmônicas de maiores ordens.

4.3.2 Análise no Domínio do Tempo

As análises no domínio do tempo contidas nesta Seção serão baseadas nas Tabelas 4.20 a 4.27. Os dados completos encontram-se no Anexo IV.3.

Tabela 4.20: Resumo dos resultados provenientes das simulações no domínio do tempo. Configuração referência.

	Barramento											
	PD 500kV	MR 500kV	LD 500kV	LD 230kV	MR 230kV	CEI 230kV	LI 230kV	LT 230kV	PR 230kV	CH 230kV	PD 230kV	
ΔV [%]	0,767	3,514	2,926	1,912	3,283	2,017	2,364	8,124	2,579	1,800	1,023	
THD [%]	0,705	2,916	2,424	2,444	2,969	2,620	3,255	7,079	2,600	2,969	0,965	

⁶Pede-se ao leitor atenção à escala do eixo das ordenadas na Figura 4.8.

Tabela 4.21: Resumo dos resultados provenientes das simulações no domínio do tempo. Configuração 1.

	Barramento										
	PD 500kV	MR 500kV	LD 500kV	LD 230kV	MR 230kV	CEI 230kV	LI 230kV	LT 230kV	PR 230kV	CH 230kV	PD 230kV
ΔV [%]	0,402	3,437	2,270	1,628	3,197	2,058	3,008	10,140	2,530	1,872	0,878
THD [%]	0,566	3,251	2,668	2,860	3,271	3,188	4,037	8,851	2,641	3,008	0,807

Tabela 4.22: Resumo dos resultados provenientes das simulações no domínio do tempo. Configuração 2.

	Barramento										
	PD 500kV	MR 500kV	LD 500kV	LD 230kV	MR 230kV	CEI 230kV	LI 230kV	LT 230kV	PR 230kV	CH 230kV	PD 230kV
ΔV [%]	0,475	3,114	1,250	1,064	2,523	1,446	2,445	9,162	2,443	1,480	0,638
THD [%]	0,508	3,163	2,523	2,722	3,143	3,063	3,887	8,596	2,500	2,857	0,728

Tabela 4.23: Resumo dos resultados provenientes das simulações no domínio do tempo. Configuração 3.

	Barramento										
	PD 500kV	MR 500kV	LD 500kV	LD 230kV	MR 230kV	CEI 230kV	LI 230kV	LT 230kV	PR 230kV	CH 230kV	PD 230kV
ΔV [%]	0,750	5,005	3,453	1,170	5,057	1,277	1,121	6,505	3,491	1,949	1,098
THD [%]	0,746	3,967	3,658	3,440	4,312	3,351	3,666	7,141	3,655	4,100	1,176

Tabela 4.24: Resumo dos resultados provenientes das simulações no domínio do tempo. Configuração 4.

	Barramento										
	PD 500kV	MR 500kV	LD 500kV	LD 230kV	MR 230kV	CEI 230kV	LI 230kV	LT 230kV	PR 230kV	CH 230kV	PD 230kV
ΔV [%]	0,592	4,942	3,271	0,878	5,259	0,972	0,646	5,778	3,662	1,932	0,819
THD [%]	0,646	4,118	3,662	3,523	4,551	3,434	3,622	6,553	3,720	4,503	1,098

Tabela 4.25: Resumo dos resultados provenientes das simulações no domínio do tempo. Configuração 5.

	Barramento										
	PD 500kV	MR 500kV	LD 500kV	LD 230kV	MR 230kV	CEI 230kV	LI 230kV	LT 230kV	PR 230kV	CH 230kV	PD 230kV
ΔV [%]	0,390	3,537	2,771	1,407	3,438	1,036	1,734	10,074	2,506	1,327	0,972
THD [%]	0,555	2,698	2,208	1,834	2,678	1,802	1,930	6,590	2,266	2,669	0,903

Tabela 4.26: Resumo dos resultados provenientes das simulações no domínio do tempo. Configuração 6.

	Barramento										
	PD 500kV	MR 500kV	LD 500kV	LD 230kV	MR 230kV	CEI 230kV	LI 230kV	LT 230kV	PR 230kV	CH 230kV	PD 230kV
ΔV [%]	0,350	3,705	2,866	1,497	3,527	0,602	1,927	9,678	2,505	1,506	0,797
THD [%]	0,553	2,759	2,406	2,015	2,729	1,811	2,299	8,068	2,293	2,783	0,967

Tabela 4.27: Resumo dos resultados provenientes das simulações no domínio do tempo. Configuração 7.

	Barramento										
	PD 500kV	MR 500kV	LD 500kV	LD 230kV	MR 230kV	CEI 230kV	LI 230kV	LT 230kV	PR 230kV	CH 230kV	PD 230kV
ΔV [%]	0,765	3,622	3,074	2,223	3,452	2,260	2,981	8,806	2,690	1,886	1,055
THD [%]	0,717	2,981	2,485	2,516	3,036	2,702	3,357	7,290	2,650	3,025	0,982

Assim como as demais topologias estudadas do CEI, São Luís III 230 kV mostrou-se o barramento mais crítico em relação à variação de tensão. A configuração que implicou em maior sobretensão nesse barramento foi a 1, com um valor de 10,140% (Tabela 4.21), e a que resultou em menor sobretensão foi a 4, com 5,778% (Tabela 4.24).

Na Figura 4.9 estão representadas as curvas das configurações com maior e menor variação da tensão a fim de comparação.

A Figura 4.9 pode à primeira vista enganar o leitor, pois a configuração 4 apresenta valores absolutos maiores, entretanto, a configuração 1 apresenta uma maior variação relativa à tensão anterior à injeção das correntes harmônicas.

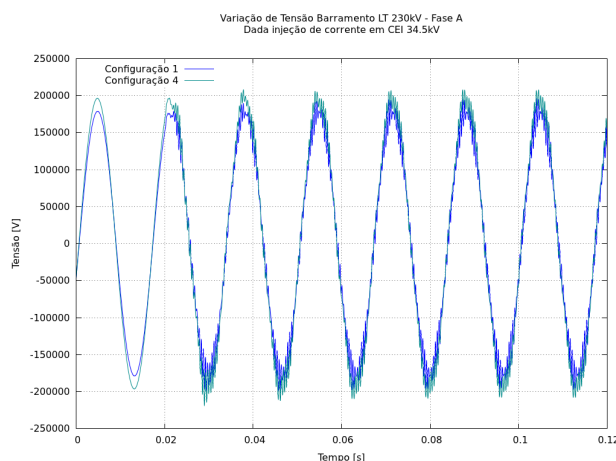


Figura 4.9: Tensão *versus* tempo no barramento de LT 230 kV. Comparação entre as configurações 1 e 4. Topologia 4 conjuntos "transformador-retificador" operando no CEI.

Em relação ao THD, a barra de 230 kV da subestação São Luís III também atingiu os maiores valores. A configuração 1 apresentou o maior índice, 8,851% (Tabela 4.21), e a configuração 4, o

menor, 6,553% (Tabela 4.24).

Uma melhor sensibilidade em relação ao THD pode ser obtida a partir das tensões harmônicas. A Figura 4.10 compara essas tensões das configurações em questão.

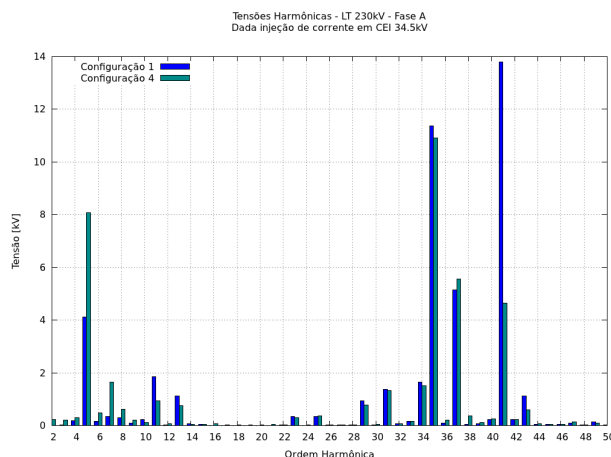


Figura 4.10: Tensões harmônicas no barramento de LT 230 kV. Comparação da configuração 1 com a configuração 4. Topologia 4 conjuntos "transformador-retificador" operando no CEI.

Observando-se a Figura 4.10, a configuração 1 apresenta, na maioria das ordens harmônicas, tensões maiores que a 4, destacando-se o valor obtido na 41ª ordem. Por esta análise compreende-se o porquê dessa apresentar um THD superior àquele concernente à configuração 4. Para maiores detalhes sobre as tensões harmônicas, vide Anexo IV.3.

4.4 Síntese dos Resultados

Ao longo deste capítulo realizaram-se as análises mediante as topologias propostas para o CEI, quais sejam, seis, cinco e quatro conjuntos "transformador-retificador" em operação. A presente seção objetiva sintetizar todo o estudo efetuado anteriormente, além de comparar os resultados obtidos no domínio da frequência, por meio do IS, com os dados advindos das simulações feitas no domínio do tempo.

Na Seção 4.1, foi analisado o efeito de 6 conjuntos "transformador-retificador" em operação sobre o SIN. A barra que se mostrou mais crítica pelo IS foi São Luís III 230 kV, apresentando as maiores pontuações para todas as configurações. Ela foi também a mais crítica no domínio do tempo, apresentando para todas as configurações as maiores variações de tensão e os maiores valores concernentes à distorção harmônica total. Este fato demonstra a aderência dos resultados indicados pelo IS no domínio da frequência aos resultados obtidos no domínio do tempo.

Para a seleção da configuração mais severa, fez-se a escolha tanto pela análise de gráficos, quanto pelo IS. Ambos apontaram a configuração 5 como a mais severa, informação que se confirmou pelos resultados das simulações no domínio do tempo para a variação de tensão. O THD mais severo foi obtido na configuração 6. A configuração 5 apresentou o segundo pior THD. O IS apontou com eficácia a maior variação de tensão, mas para o THD, ele não se mostrou totalmente eficaz.

Já a escolha da configuração menos severa mostrou-se inviável pela análise por meio de gráficos. Por tal razão, o estudo foi realizado apenas pelo IS. As configurações apontadas por esse índice como menos severas foram a referência e a 7, informação que se confirmou com análises no domínio do tempo, tanto no que tange ao THD quanto à variação de tensão. Apesar dessas configurações não apresentarem exatamente os mesmos valores, são resultados deveras próximos, de forma tal que o IS mostrou coerência em relação a variação de tensão bem como ao THD.

Na Seção 4.2, analisaram-se os efeitos sobre o SIN da operação de 5 conjuntos "transformador-retificador" no CEI. Novamente, a barra que se mostrou mais crítica para todas as configurações no domínio da frequência foi São Luís III 230 kV, pois ela apresentou as maiores pontuações do IS para todas as configurações. E no domínio do tempo, este barramento também apresentou os maiores valores tanto para a variação de tensão quanto THD. Mais uma vez validando as predições feitas pelo IS.

Devido à grande quantidade de harmônicas injetadas nesta topologia do CEI, a seleção de configurações mais e menos severas foram feitas apenas pelo IS. O caso mais severo apontado por este índice foi a configuração 5. Na análise no domínio do tempo, mostrou-se que a configuração 5 obteve maior variação de tensão. O maior THD foi obtido pela configuração 6. Portanto, o IS foi preciso em relação a variação de tensão, mas impreciso para o THD.

A configuração indicada pelo IS como menos severa foi a 4. Informação que foi confirmada pela simulação no domínio do tempo para a variação de tensão. Entretanto, o menor THD foi obtido pela configuração referência. A configuração 4 apresentou o segundo menor THD. Conforme no caso analisado na Seção 4.2, o IS apontou corretamente a configuração em relação a variação de tensão, mas não foi suficientemente exato para o THD.

Na Seção 4.3, com o CEI operando com 4 conjuntos, observaram-se os efeitos do mesmo sobre o SIN. Tanto no domínio da frequência, apontado pelo IS, bem como validado no domínio do tempo, São Luís III 230 kV revelou-se mais uma vez como o barramento mais crítico para essa topologia do CEI.

De acordo com o IS, a configuração 1 seria a mais severa, e a configuração 4, a menos severa. Tal informação se confirmou no domínio do tempo, tanto para a variação de tensão quanto para o THD. Ou seja, a configuração 1 apresentou a maior variação de tensão e o maior THD, e a configuração 4, a menor variação de tensão e menor THD. Sendo assim, nessas condições, o IS foi exato para todos os parâmetros aos quais ele foi comparado.

Capítulo 5

Conclusões

No presente trabalho, modelou-se uma parte do Sistema Interligado Nacional e conectou-se um Consumidor Eletrointensivo fictício na barra de 230 kV da subestação a qual atende às cargas da capital do estado do Maranhão, São Luís II. Tal consumidor foi projetado como sendo composto de três blocos de cargas, a saber, um filtro sintonizado na quinta harmônica, uma carga de impedância constante e um bloco de correntes harmônicas.

Conhecendo o perfil das correntes harmônicas injetadas, e a partir dos dados de resposta em frequência gerados pelo ATP, utilizou-se o IS, metodologia desenvolvida para seleção do barramento mais crítico no domínio da frequência. O IS foi computado para todas as barras de interesse, mediante todas as configurações propostas e topologias anteriormente explanadas acerca do CEI.

Para validar tal metodologia, foram feitas também simulações no domínio do tempo. Dados como variação da tensão, antes e depois da injeção de correntes harmônicas na rede, bem como a distorção harmônica total foram coletados. Durante a aquisição desses dados, tentou-se alterar o mínimo possível a rede elétrica. Entretanto, reajustes fizeram-se necessários para mantê-la operacional.

Pelas análises realizadas no Capítulo 4, pode-se concluir que:

- O IS foi capaz de indicar com acurácia o barramento mais crítico, apontando corretamente, para todas as topologias do CEI, as barras que obtiveram os maiores valores de variação de tensão e THD.
- O IS indicou com 100% de acerto as configurações da malha elétrica que levariam o barramento, previamente selecionado como mais crítico, à maior ou menor variação de tensão.
- O IS se mostrou inconclusivo quando comparado ao THD. Apesar de ser possível fazer certa correlação, haja vista que para algumas configurações o IS apontou corretamente os maiores e menores THDs. De fato, mesmo nos casos em que os dois índices foram discordantes alguma tendência entre eles pode ser inferida.

Portanto, com a utilização do IS, foi possível selecionar o barramento mais crítico diante um conhecido perfil de injeção de correntes harmônicas por um Consumidor Eletrointensivo fictício

conectado ao Sistema Interligado Nacional, e também selecionar, para esse barramento, as configurações mais e menos severas referentes à variação de tensão, sem precisar recorrer a dados do domínio do tempo.

Isso implica em ganho de tempo de ajustes de caso, segurança operativa, economia de força de trabalho e esforço computacional.

Não obstante, os valores no domínio do tempo podem ser alterados, dependendo dos reajustes quais sejam efetuados na malha para manter o caso dentro dos limites operacionais estipulados pelo ONS nos Procedimentos de Redes (19). O exemplo mais notório que pode ser concedido é em relação aos elementos em paralelo, a saber bancos de capacitores e reatores, pois os mesmos alteram de maneira significativa a resposta em frequência da rede. Além dos ajustes, as respostas colhidas no domínio do tempo levam em conta as não linearidades da malha, podendo então, surgir resultados adversos ao indicados pelo IS.

Conforme discorrido no Capítulo 2, os dados obtidos no domínio da frequência são de caráter qualitativos, relativos e não absolutos, de tal sorte que, para obtenção de dados quantitativos a simulação no domínio do tempo faz-se imprescindível.

O presente trabalho não visa estabelecer o IS como uma solução fechada e definitiva, e sim lançar as bases de uma ideia. Ser a pedra fundamental de algo que pode trazer resultados deveras interessantes.

Como sugestões para continuação da pesquisa aqui apresentada, podem-se listar:

- Elementos da rede alteram a malha: bancos de capacitores, reatores, linhas de transmissão, transformadores, etc. Fazer a verificação de quais elementos mudam a resposta em frequência de maneira mais significativa.
- Refinar o IS para avaliar em relação ao THD com maior precisão.
- Avaliar o IS na seleção de casos intermediários, não somente os mais críticos como realizado no presente trabalho.
- Realizar validações do IS através de métodos matemáticos.
- O retificador aqui modelado foi feito da maneira mais simples possível. Então, pode-se realizar o mesmo estudo com uma modelagem mais refinada do retificador, pois é largamente sabido que as amplitudes e fases das harmônicas injetadas na rede por esse dispositivo variam com o ângulos de disparo e *overlap*. Sabe-se também que durante o chaveamento dos diodos são injetadas correntes harmônicas não-características (14), fato que igualmente, aqui não foi considerado.
- Utilizar o IS para escolha de pontos estratégicos para instalação de medidores de Qualidade de Energia.
- Desenvolvimento de uma interface gráfica para o caso Ajustator.
- Implementar, por meio do IS, mapeamento das áreas mais críticas através de uma camada, com código de cores, sobre o diagrama eletrogeográfico.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- 1 OWEN, E. L. A history of harmonics in power systems. v. 4, p. 6–12, 1998.
- 2 DUGAN, R. C. et al. *Electrical Power Systems Quality*. [S.l.]: McGraw-Hill, 2002.
- 3 RIBEIRO, N. S. S. *Avaliação de Filtros Eletromagnéticos e Sintonizados LC para Minimização de Correntes de Seqüência Zero em Sistemas de Distribuição a Quatro Fios*. Dissertação (Mestrado) — Universidade Federal de Uberlândia, 2007.
- 4 LATHI, B. P. *Modern Digital and Analog Communication Systems*. [S.l.]: Oxford, 1998.
- 5 GNU Scientific Library Reference Manual. [S.l.], April 2011. Edition 1.15 for GSL Version 1.15 29.
- 6 MODELING and simulation of the propagation of harmonics in electric power networks. I. Concepts, models, and simulation techniques. v. 11, n. 1, p. 452–465, 1996.
- 7 HERNADI, A.; TAUFIK; ANWARI, M. Modeling and simulation of 6-pulse and 12-pulse rectifiers under balanced and unbalanced conditions with impacts to input current harmonics. In: *Proc. Second Asia Int. Conf. Modeling & Simulation AICMS 08*. [S.l.: s.n.], 2008. p. 1034–1038.
- 8 RENDUSARA, D. et al. Design considerations for six pulse and twelve pulse diode rectifier systems operating under voltage unbalance and pre-existing voltage distortion with some corrective measures. In: *Proc. Conf Industry Applications Conf. Thirtieth IAS Annual Meeting, IAS '95. Record of the 1995 IEEE*. [S.l.: s.n.], 1995. v. 3, p. 2549–2556.
- 9 KIMBARK, E. W. *Direct Current Transmission*. [S.l.]: Wiley-Interscience, 1971.
- 10 GLOVER, J. D.; SARMA, M. *Power System Analysis & Design*. [S.l.]: PWS Publishing Company, 1993.
- 11 RASHID, M. H. *Eletrônica de Potência*. [S.l.]: Makron Books, 1999.
- 12 ALTERNATIVE Transients Program. [S.l.]: LEUVEN EMTP CENTER ATP, 1987.
- 13 ONS. Relação dos sistemas e modelos computacionais. In: *Procedimentos de Rede*. [S.l.: s.n.], 2009. Submódulo 18.2.
- 14 SILVA, M. M. et al. Programas computacionais para estudos de harmônicos em sistemas elétricos.

- 15 FRANÇA, F. A. X. *Estratégias para Estudos de Recomposição de Sistemas Elétricos via Análise de Varredura em Frequência*. Dissertação (Mestrado), 2009.
- 16 JIANG, X.; GOLE, A. M. A frequency scanning method for the identification of harmonic instabilities in hvdc systems. v. 10, n. 4, p. 1875–1881, 1995.
- 17 AGRAWAL, B. L.; FARMER, R. G. Use of frequency scanning techniques for subsynchronous resonance analysis. n. 2, p. 341–349, 1979.
- 18 FERNANDES, A. B.; NETO, A. S. Análises no domínio da frequência visando quantificar o impacto de desligamento de circuitos para controle de tensão. *XII CBQEE - Conferência Brasileira de Qualidade de Energia Elétrica*, 2007.
- 19 ONS. Diretrizes e critérios para estudos elétricos. In: *Procedimentos de Rede*. [S.l.: s.n.], 2010. Submódulo 23.3.

ANEXOS

**I. RESULTADOS DOS AJUSTES DAS
VARIACOES DO CASO DE REFERÊNCIA -
NOVOS PERFIS DE TENSÃO**

Tabela I.1: Tensões após reajuste. Configuração 1: Abertura do circuito 1 da linha Presidente Dutra - Miranda II 500 kV.

Barra	Magnitude [pu]	Fase [°]
AC 500kV	1,096	-81,6
IZ 500kV	1,098	-80,1
CO 500kV	1,066	-74,7
RG 500kV	1,078	-76,3
SJI 500kV	1,086	-77,9
BEA 500kV	1,05	-80,6
PD 500kV	1,083	-85,9
TSD 500kV	1,072	-89,8
MR 500kV	1,035	-98,7
LD 500kV	1,02	-102,3
SBD 500kV	1,097	-93,4
IZ 230kV	1,047	-80,8
BEA 230kV	1,043	-83
PD 230kV	1,047	-88,6
TSD 230kV	1,045	-92,2
MR 230kV	0,978	-101,5
LD 230kV	0,957	-104,7
PF 230kV	1,03	-86,8
PR 230kV	1,003	-97,1
CH 230kV	1	-96,3
SC 230kV	1,011	-96,9
TSA 230kV	1,012	-93,7
LI 230kV	0,95	-105,3
LT 230kV	0,952	-105,3
MR 230kV	1,016	-102,7
PF 230kV	1,044	-88,5
PF 69kV	1,049	-88,6
IZ 69kV	1,026	-83,5
PD 69kV	1,032	-91,7
PR 69kV	1,029	-99,9
CH 69kV	1,025	-98,1
BEA 69kV	1,028	-84,8
MR 69kV	1,015	-103,9
LI 69kV	0,949	-110,5
LT 69kV	0,96	-107,6

Tabela I.2: Tensões após reajuste. Configuração 2: Abertura do circuito 2 da linha Presidente Dutra - Miranda II 500 kV.

Barra	Magnitude [pu]	Fase [°]
AC 500kV	1,087	-81,7
IZ 500kV	1,089	-80,2
CO 500kV	1,066	-74,7
RG 500kV	1,076	-76,4
SJI 500kV	1,082	-78
BEA 500kV	1,043	-80,8
PD 500kV	1,07	-86,4
TSD 500kV	1,058	-90,8
MR 500kV	1,049	-93,6
LD 500kV	1,013	-101,3
SBD 500kV	1,098	-95,3
IZ 230kV	1,025	-80,9
BEA 230kV	1,036	-83,4
PD 230kV	1,042	-88,7
TSD 230kV	1,037	-93,1
MR 230kV	1,048	-98,1
LD 230kV	1,05	-103,5
PF 230kV	1,009	-86,8
PR 230kV	1,036	-95,7
CH 230kV	1,009	-96,3
SC 230kV	1,031	-96,3
TSA 230kV	1,007	-94,4
LI 230kV	1,043	-104,1
LT 230kV	1,045	-104,1
MR 230kV	1,033	-99,2
PF 230kV	1,023	-88,6
PF 69kV	1,002	-88,6
IZ 69kV	1,042	-83,8
PD 69kV	1,044	-91,9
PR 69kV	1,019	-98,3
CH 69kV	1,034	-98,1
BEA 69kV	1,05	-85,2
MR 69kV	0,962	-99,9
LI 69kV	1,033	-109,2
LT 69kV	1,027	-106,3

Tabela I.3: Tensões após reajuste. Configuração 3: Abertura do circuito 1 da linha Miranda II - São Luís II 500 kV.

Barra	Magnitude [pu]	Fase [°]
AC 500kV	1,068	-81,1
IZ 500kV	1,074	-79,8
CO 500kV	1,066	-74,7
RG 500kV	1,073	-76,3
SJI 500kV	1,078	-77,9
BEA 500kV	1,036	-80,6
PD 500kV	1,055	-86,1
TSD 500kV	1,043	-90,5
MR 500kV	1,036	-93,5
LD 500kV	1,006	-99,9
SBD 500kV	1,083	-95,1
IZ 230kV	1,011	-80,5
BEA 230kV	1,028	-83,1
PD 230kV	1,036	-88,5
TSD 230kV	1,024	-92,9
MR 230kV	0,993	-97,8
LD 230kV	1,01	-102,2
PF 230kV	0,994	-86,5
PR 230kV	1,005	-95,5
CH 230kV	0,991	-96,1
SC 230kV	1,006	-96,1
TSA 230kV	0,995	-94,3
LI 230kV	1,003	-102,9
LT 230kV	1,004	-102,9
MR 230kV	1,031	-99,1
PF 230kV	1,008	-88,3
PF 69kV	1,04	-88,4
IZ 69kV	1,039	-83,5
PD 69kV	1,038	-91,7
PR 69kV	1,031	-98,4
CH 69kV	1,014	-97,9
BEA 69kV	1,042	-85
MR 69kV	1,031	-100,2
LI 69kV	0,994	-107,9
LT 69kV	1,011	-105,1

Tabela I.4: Tensões após reajuste. Configuração 4: Abertura do circuito 2 da linha Miranda II - São Luís II 500 kV.

Barra	Magnitude [pu]	Fase [°]
AC 500kV	1,066	-81,1
IZ 500kV	1,073	-79,7
CO 500kV	1,066	-74,7
RG 500kV	1,073	-76,3
SJI 500kV	1,077	-77,9
BEA 500kV	1,034	-80,5
PD 500kV	1,051	-85,9
TSD 500kV	1,04	-90,4
MR 500kV	1,024	-93,3
LD 500kV	0,981	-101,1
SBD 500kV	1,08	-95,1
IZ 230kV	1,01	-80,5
BEA 230kV	1,026	-83,1
PD 230kV	1,03	-88,4
TSD 230kV	1,021	-92,8
MR 230kV	0,978	-98
LD 230kV	0,984	-103,5
PF 230kV	0,993	-86,5
PR 230kV	0,996	-95,5
CH 230kV	0,985	-96
SC 230kV	0,999	-96
TSA 230kV	0,992	-94,2
LI 230kV	0,977	-104,1
LT 230kV	0,979	-104,1
MR 230kV	1,016	-99,2
PF 230kV	1,007	-88,2
PF 69kV	1,039	-88,3
IZ 69kV	1,038	-83,4
PD 69kV	1,033	-91,6
PR 69kV	1,022	-98,4
CH 69kV	1,009	-97,8
BEA 69kV	1,04	-84,9
MR 69kV	1,016	-100,4
LI 69kV	0,968	-109,2
LT 69kV	0,985	-106,4
CEI 230kV	0,981	-103,8
LCUB1	0,953	-113,6
LCUB2	0,955	-113,4
LCUB3	0,981	-111,8

Tabela I.5: Tensões após reajuste. Configuração 5: Todos os bancos de capacitores de São Luís II 230 kV em operação.

Barra	Magnitude [pu]	Fase [°]
AC 500kV	1,072	-81,3
IZ 500kV	1,077	-79,9
CO 500kV	1,066	-74,7
RG 500kV	1,075	-76,4
SJI 500kV	1,08	-78
BEA 500kV	1,041	-80,7
PD 500kV	1,066	-86,3
TSD 500kV	1,052	-90,7
MR 500kV	1,066	-93,8
LD 500kV	1,053	-97,4
SBD 500kV	1,091	-95,2
IZ 230kV	1,014	-80,6
BEA 230kV	1,033	-83,3
PD 230kV	1,046	-88,6
TSD 230kV	1,032	-93
MR 230kV	1,006	-97,4
LD 230kV	1,038	-99,7
PF 230kV	0,996	-86,6
PR 230kV	1,017	-95,4
CH 230kV	0,999	-96,1
SC 230kV	1,016	-96
TSA 230kV	1,001	-94,4
LI 230kV	1,031	-100,3
LT 230kV	1,033	-100,3
MR 230kV	1,045	-98,6
PF 230kV	1,011	-88,4
PF 69kV	1,043	-88,5
IZ 69kV	1,042	-83,6
PD 69kV	1,049	-91,9
PR 69kV	1,043	-98,2
CH 69kV	1,023	-97,9
BEA 69kV	1,047	-85,1
MR 69kV	1,045	-99,8
LI 69kV	1,022	-105,4
LT 69kV	1,039	-102,6

Tabela I.6: Tensões após reajuste. Configuração 6: Todos os bancos de capacitores do consumidor eletrointensivo em operação.

Barra	Magnitude [pu]	Fase [°]
AC 500kV	1,072	-81,3
IZ 500kV	1,077	-79,9
CO 500kV	1,066	-74,7
RG 500kV	1,075	-76,4
SJI 500kV	1,08	-78
BEA 500kV	1,041	-80,7
PD 500kV	1,066	-86,3
TSD 500kV	1,052	-90,7
MR 500kV	1,066	-93,8
LD 500kV	1,052	-97,4
SBD 500kV	1,091	-95,2
IZ 230kV	1,014	-80,6
BEA 230kV	1,033	-83,3
PD 230kV	1,046	-88,6
TSD 230kV	1,032	-93
MR 230kV	1,006	-97,4
LD 230kV	1,038	-99,7
PF 230kV	0,996	-86,6
PR 230kV	1,017	-95,4
CH 230kV	0,999	-96,1
SC 230kV	1,016	-96
TSA 230kV	1,001	-94,4
LI 230kV	1,031	-100,3
LT 230kV	1,033	-100,3
MR 230kV	1,045	-98,6
PF 230kV	1,011	-88,4
PF 69kV	1,043	-88,5
IZ 69kV	1,042	-83,6
PD 69kV	1,048	-91,9
PR 69kV	1,043	-98,2
CH 69kV	1,023	-97,9
BEA 69kV	1,047	-85,1
MR 69kV	1,044	-99,8
LI 69kV	1,021	-105,4
LT 69kV	1,039	-102,6

Tabela I.7: Tensões após reajuste. Configuração 7: Nenhum filtro do consumidor eletrointensivo em operação.

Barra	Magnitude [pu]	Fase [°]
AC 500kV	1,069	-81,2
IZ 500kV	1,075	-79,8
CO 500kV	1,066	-74,7
RG 500kV	1,074	-76,3
SJI 500kV	1,079	-77,9
BEA 500kV	1,038	-80,6
PD 500kV	1,058	-86
TSD 500kV	1,046	-90,5
MR 500kV	1,044	-93,4
LD 500kV	1,023	-96,9
SBD 500kV	1,085	-95,1
IZ 230kV	1,012	-80,5
BEA 230kV	1,03	-83,1
PD 230kV	1,039	-88,4
TSD 230kV	1,026	-92,8
MR 230kV	1,001	-97
LD 230kV	1,025	-99,2
PF 230kV	0,994	-86,5
PR 230kV	1,011	-95,1
CH 230kV	0,994	-95,9
SC 230kV	1,011	-95,8
TSA 230kV	0,997	-94,2
LI 230kV	1,018	-99,8
LT 230kV	1,019	-99,8
MR 230kV	1,04	-98,3
PF 230kV	1,009	-88,3
PF 69kV	1,041	-88,4
IZ 69kV	1,04	-83,5
PD 69kV	1,042	-91,6
PR 69kV	1,037	-98
CH 69kV	1,018	-97,7
BEA 69kV	1,043	-85
MR 69kV	1,04	-99,4
LI 69kV	1,008	-104,9
LT 69kV	1,026	-102,1

II. RESULTADOS DA INTERAÇÃO FASORIAL NO BARRAMENTO DE 34,5 KV DO CEI

Tabela II.1: Interação das correntes no barramento de 34,5 kV do CEI para os blocos de cargas operando com 6 conjuntos "transformador-retificador".

Ordem Harmônica	$ \sum I_h [A_p]$	$\angle \sum I_h [^\circ]$	R_h
5	0	-13,05	4,27e+09
7	0	-167,39	5,94e+09
11	0	22,04	9,00e+09
13	0	-157,64	1,46e+10
17	0	0,09	1,23e+10
19	0	-169,53	1,44e+10
23	0	-22,22	1,66e+10
25	0	-159,41	1,82e+10
29	0	-13,93	2,51e+10
31	0	-168,24	2,61e+10
35	220,73	153,04	8,26e+01
37	215,98	6,04	8,44e+01
41	0	-14,37	3,58e+10
43	0	-168,66	3,62e+10
47	0	-23,03	3,42e+10
49	0	-160,23	3,59e+10

Tabela II.2: Interação das correntes no barramento de 34,5 kV do CEI para os blocos de cargas operando com 5 conjuntos "transformador-retificador".

Ordem Harmônica	$ \sum I_h [A_p]$	$\angle \sum I_h [^\circ]$	R_h
5	714,42	16,95	2,55e+01
7	499,64	-120,38	3,65e+01
11	298,15	-125,45	6,12e+01
13	241,51	96,71	7,55e+01
17	165,23	90,09	1,10e+02
19	138,13	-48,89	1,32e+02
23	97,35	-58,88	1,87e+02
25	82,02	159,7	2,22e+02
29	59,52	142,9	3,06e+02
31	52,05	-2,73	3,50e+02
35	220,73	153,04	8,26e+01
37	215,98	6,04	8,44e+01
41	45,03	165,79	4,05e+02
43	46,9	22,9	3,89e+02
47	50,94	10,75	3,58e+02
49	52,76	-128,97	3,46e+02

Tabela II.3: Interação das correntes no barramento de 34,5 kV do CEI para os blocos de cargas operando com 4 conjuntos "transformador-retificador".

Ordem Harmônica	$ \sum I_h [A_p]$	$\angle \sum I_h [^\circ]$	R_h
5	1546,77	46,95	1,18e+01
7	1081,75	-90,38	1,69e+01
11	372,69	-65,45	4,89e+01
13	301,89	156,71	6,04e+01
17	0	0,09	1,23e+10
19	0	177,46	1,30e+10
23	121,69	-118,88	1,50e+02
25	102,53	99,7	1,78e+02
29	128,86	112,9	1,42e+02
31	112,68	-32,73	1,62e+02
35	220,73	153,04	8,26e+01
37	215,98	6,04	8,44e+01
41	97,5	-164,21	1,87e+02
43	101,54	52,9	1,80e+02
47	63,68	70,75	2,86e+02
49	65,95	-68,97	2,77e+02

III. RESPOSTA NA FREQUÊNCIA

Tabela III.1: Resultado da varredura em frequência por ordem harmônica. Configuração referencial.

Barra	Ordem Harmônica							
	5	11	17	23	29	35	41	47
	7	13	19	25	31	37	43	49
PD	9,4	18,2	2,2	20,9	14,6	62,8	290,0	2,5
500kV	10,5	33,8	5,3	16,8	20,1	12,3	11,1	4,6
MR	65,7	30,3	20,1	28,6	73,6	27,5	81,7	2,0
500kV	61,7	31,7	15,9	17,1	45,9	16,8	32,4	5,4
LD	58,6	36,5	7,9	28,8	77,3	71,5	219,0	1,4
500kV	23,9	27,4	11,2	17,6	42,2	51,6	31,8	3,9
LD	21,4	29,1	16,9	10,2	13,5	10,8	484,3	10,0
230kV	7,4	25,2	14,2	10,6	15,5	25,4	29,5	9,1
MR	32,4	5,3	5,6	4,5	38,8	3,6	83,3	10,4
230kV	18,1	7,0	4,3	60,1	1,7	4,0	5,1	4,0
CEI	19,3	26,8	11,8	6,0	9,8	24,9	615,2	25,2
230kV	10,7	22,5	7,4	8,7	6,1	16,0	54,0	21,9
LI	21,0	29,3	17,8	11,6	17,1	15,7	855,3	22,9
230kV	7,3	25,7	15,3	12,5	20,5	39,3	56,3	23,2
LT	21,4	32,3	23,0	20,0	54,1	359,2	1587,1	17,9
230kV	7,6	29,5	21,3	24,8	98,5	206,5	75,2	14,3
PR	30,9	15,1	5,0	46,0	18,0	15,2	54,9	38,2
230kV	2,5	4,4	1,6	60,5	0,8	3,7	2,7	2,7
CH	30,1	15,5	6,9	36,4	111,4	2,0	46,9	10,3
230kV	26,3	6,4	1,1	85,0	1,0	3,6	3,8	5,6
PD	6,7	5,9	4,1	47,0	11,8	28,2	12,8	34,4
230kV	2,0	7,9	0,4	42,8	3,4	8,4	3,1	2,4

Tabela III.2: Resultado da varredura em frequência por ordem harmônica. Configuração 1.

Barra	Ordem Harmônica							
	5	11	17	23	29	35	41	47
	7	13	19	25	31	37	43	49
PD	5,3	17,5	1,2	23,4	13,1	50,7	282,5	3,0
500kV	5,2	36,7	3,1	16,7	5,6	10,3	5,3	4,2
MR	64,8	41,1	20,0	44,2	102,9	8,2	285,0	7,1
500kV	59,8	32,7	17,0	17,3	23,5	16,5	27,6	5,6
LD	55,9	33,8	9,8	44,5	94,7	44,9	33,0	6,4
500kV	29,9	27,6	13,7	17,8	14,8	44,5	25,1	4,0
LD	19,6	33,2	16,5	9,5	14,9	12,7	671,7	10,3
230kV	2,0	25,3	13,9	10,6	15,5	25,0	30,7	9,1
MR	31,3	5,6	5,0	3,2	31,2	1,8	109,1	10,8
230kV	20,0	7,5	4,0	60,0	2,5	3,8	5,4	3,9
CEI	17,4	31,4	11,3	7,2	5,8	18,0	889,0	25,4
230kV	4,4	22,7	6,9	8,7	8,9	15,0	55,3	22,0
LI	19,2	33,4	17,5	10,9	18,9	18,5	1186,4	23,6
230kV	2,0	25,8	15,0	12,4	20,5	38,6	58,5	23,2
LT	19,6	36,8	22,5	18,7	59,7	423,6	2201,4	18,5
230kV	2,1	29,7	20,8	24,8	98,6	203,1	78,1	14,4
PR	29,1	11,4	3,7	38,8	16,7	13,9	53,3	39,1
230kV	0,6	4,9	1,3	60,5	2,2	3,3	2,1	2,6
CH	28,0	11,8	3,9	30,3	97,2	1,6	45,6	10,6
230kV	25,4	7,5	0,5	84,9	2,0	2,7	2,9	5,7
PD	5,5	5,5	2,9	39,6	11,0	24,0	31,5	35,2
230kV	1,3	8,6	0,5	42,8	0,2	7,3	3,3	2,3

Tabela III.3: Resultado da varredura em frequência por ordem harmônica. Configuração 2.

Barra	Ordem Harmônica							
	5	11	17	23	29	35	41	47
	7	13	19	25	31	37	43	49
PD	4,5	17,4	1,0	22,8	9,6	26,7	222,3	3,4
500kV	4,1	37,6	2,6	16,6	4,4	8,4	4,3	4,2
MR	64,5	47,3	20,0	50,9	85,5	3,6	286,4	11,6
500kV	59,4	33,1	17,1	17,2	22,3	16,2	26,8	6,1
LD	54,9	32,5	10,2	51,2	76,7	22,3	69,7	10,8
500kV	31,1	27,6	13,9	17,6	13,3	36,8	24,0	4,4
LD	19,0	35,3	16,4	9,3	14,8	12,4	603,4	10,6
230kV	1,8	25,4	13,8	10,6	15,5	24,5	30,9	9,1
MR	30,9	5,8	4,9	4,2	21,8	1,0	96,7	11,1
230kV	20,4	7,7	4,0	60,0	2,5	3,7	5,5	3,9
CEI	16,8	33,8	11,2	6,8	3,8	18,3	804,7	25,6
230kV	3,4	22,8	6,8	8,7	9,1	14,0	55,5	22,0
LI	18,7	35,6	17,4	10,6	18,8	18,2	1065,7	24,2
230kV	1,8	25,9	15,0	12,5	20,5	37,9	58,9	23,3
LT	19,0	39,2	22,4	18,2	59,3	414,6	1977,3	19,0
230kV	1,9	29,8	20,8	24,8	98,6	199,5	78,6	14,4
PR	28,5	10,0	3,4	24,0	12,5	8,0	41,9	39,8
230kV	1,1	5,1	1,2	60,4	2,3	2,9	2,0	2,6
CH	27,4	10,3	3,2	18,3	69,9	0,9	35,9	10,9
230kV	25,1	7,9	0,4	84,9	2,1	1,9	2,8	5,8
PD	5,2	5,5	2,6	24,5	8,2	13,2	32,2	35,9
230kV	1,1	8,8	0,6	42,8	0,5	6,2	3,3	2,3

Tabela III.4: Resultado da varredura em frequência por ordem harmônica. Configuração 3.

Barra	Ordem Harmônica							
	5	11	17	23	29	35	41	47
	7	13	19	25	31	37	43	49
PD	12,3	10,5	3,8	21,1	1,5	21,4	156,0	2,5
500kV	16,5	24,9	7,1	15,4	20,3	9,8	14,7	5,0
MR	85,6	17,7	34,5	29,0	17,2	9,5	44,5	2,0
500kV	96,9	23,3	21,4	15,7	46,4	13,3	43,2	6,0
LD	83,4	40,3	6,0	29,4	26,4	44,8	243,9	1,1
500kV	27,6	35,8	12,2	16,5	60,4	71,4	44,8	3,4
LD	35,5	22,8	17,4	10,2	13,7	12,9	181,6	9,9
230kV	13,8	20,2	14,0	10,6	15,5	26,6	27,2	9,0
MR	45,1	2,2	4,2	4,4	9,7	1,3	32,1	10,4
230kV	29,4	10,8	3,9	59,2	5,5	4,2	4,4	4,0
CEI	33,8	19,6	12,5	6,1	6,7	16,6	212,5	25,2
230kV	16,0	16,5	7,2	8,3	17,3	18,7	51,6	21,9
LI	34,9	22,9	18,4	11,6	17,3	18,9	320,7	22,8
230kV	13,6	20,6	15,2	12,5	20,6	41,1	52,0	23,0
LT	35,6	25,3	23,7	19,9	54,8	431,8	595,1	17,9
230kV	14,1	23,7	21,1	24,9	98,7	216,2	69,4	14,2
PR	42,8	14,5	6,1	46,0	4,7	7,2	29,6	38,1
230kV	3,8	3,0	1,7	59,7	6,4	3,4	3,0	2,8
CH	41,6	14,7	11,6	36,4	15,7	0,7	25,2	10,3
230kV	41,9	6,3	1,6	83,5	8,1	2,2	4,3	5,4
PD	9,1	4,2	5,2	46,9	2,6	11,2	3,0	34,3
230kV	3,2	6,2	1,3	42,1	7,3	7,1	2,8	2,5

Tabela III.5: Resultado da varredura em frequência por ordem harmônica. Configuração 4.

Barra	Ordem Harmônica							
	5	11	17	23	29	35	41	47
	7	13	19	25	31	37	43	49
PD	13,0	8,6	4,9	21,0	0,9	15,4	128,9	2,5
500kV	19,8	21,0	7,8	15,2	13,5	8,7	16,1	4,9
MR	90,5	14,5	43,9	28,6	13,5	6,9	36,9	1,9
500kV	115,8	19,6	23,6	15,4	30,9	11,8	47,1	5,8
LD	91,5	40,9	6,7	28,9	24,3	39,0	242,6	0,5
500kV	32,0	37,2	12,3	16,4	45,6	76,0	50,4	3,0
LD	40,1	21,8	17,9	10,2	13,7	12,8	131,9	9,9
230kV	19,5	19,3	14,0	10,6	15,5	26,9	26,3	8,9
MR	48,6	1,5	3,4	4,4	7,8	1,4	23,6	10,4
230kV	34,6	11,4	3,7	58,9	4,8	4,3	4,1	3,9
CEI	38,4	18,5	13,3	6,1	6,6	16,9	147,1	25,1
230kV	21,6	15,4	7,1	8,3	15,7	19,4	50,5	21,9
LI	39,4	22,0	18,9	11,6	17,3	18,7	233,0	22,7
230kV	19,2	19,7	15,1	12,5	20,6	41,6	50,1	22,8
LT	40,1	24,2	24,4	20,0	54,8	427,9	432,4	17,8
230kV	20,0	22,7	21,1	24,9	98,7	218,5	66,9	14,1
PR	46,0	14,5	6,9	47,1	5,0	5,7	24,5	38,0
230kV	4,6	2,2	1,8	59,4	5,4	3,2	3,1	2,8
CH	44,7	14,7	14,7	37,3	9,8	0,5	20,8	10,2
230kV	49,1	5,7	1,8	83,0	6,6	1,7	4,4	5,4
PD	9,7	3,8	6,0	48,1	2,7	8,4	4,2	34,2
230kV	3,8	5,4	1,7	41,9	5,5	6,6	2,7	2,5

Tabela III.6: Resultado da varredura em frequência por ordem harmônica. Configuração 5.

Barra	Ordem Harmônica							
	5	11	17	23	29	35	41	47
	7	13	19	25	31	37	43	49
PD	8,3	13,2	1,7	19,2	14,9	63,2	11,3	1,2
500kV	11,1	24,8	4,4	15,8	22,1	44,8	3,6	2,2
MR	58,0	22,0	15,9	26,2	75,5	27,6	3,2	1,0
500kV	65,1	23,3	13,1	16,2	50,4	61,0	10,5	2,6
LD	51,8	26,6	6,2	26,4	79,3	71,9	8,6	0,7
500kV	25,2	20,1	9,2	16,6	46,4	187,7	10,3	1,8
LD	18,9	21,2	13,3	9,3	13,8	10,8	18,9	4,8
230kV	7,8	18,5	11,7	10,0	17,0	92,4	9,5	4,3
MR	28,6	3,9	4,4	4,1	39,8	3,7	3,3	5,1
230kV	19,1	5,1	3,6	56,7	1,9	14,4	1,6	1,9
CEI	16,8	18,1	7,1	7,0	15,9	18,3	42,4	18,4
230kV	11,0	14,7	3,6	10,6	16,0	131,1	27,6	16,3
LI	18,5	21,3	14,1	10,7	17,6	15,8	33,5	11,1
230kV	7,7	18,9	12,6	11,8	22,5	142,9	18,2	11,0
LT	18,9	23,5	18,2	18,3	55,5	361,2	62,1	8,7
230kV	8,0	21,7	17,6	23,4	108,2	751,5	24,3	6,8
PR	27,3	11,0	4,0	42,1	18,5	15,3	2,1	18,6
230kV	2,7	3,2	1,3	57,1	0,9	13,5	0,9	1,3
CH	26,6	11,3	5,4	33,3	114,3	2,1	1,8	5,0
230kV	27,7	4,7	0,9	80,2	1,1	13,1	1,2	2,6
PD	5,9	4,3	3,2	43,0	12,1	28,3	0,5	16,7
230kV	2,1	5,8	0,4	40,4	3,8	30,4	1,0	1,1

Tabela III.7: Resultado da varredura em frequência por ordem harmônica. Configuração 6.

Barra	Ordem Harmônica							
	5	11	17	23	29	35	41	47
	7	13	19	25	31	37	43	49
PD	8,5	13,7	1,8	22,7	19,2	31,6	10,2	1,1
500kV	11,4	25,4	4,5	19,8	25,5	36,8	3,0	2,1
MR	59,5	22,7	16,3	31,1	96,8	13,8	2,9	0,8
500kV	66,5	23,8	13,7	20,2	58,1	50,1	8,8	2,4
LD	53,1	27,4	6,4	31,3	101,6	35,9	7,7	0,6
500kV	25,7	20,6	9,6	20,7	53,5	154,2	8,6	1,7
LD	19,4	21,9	13,7	11,1	17,7	5,4	17,0	4,2
230kV	8,0	18,9	12,2	12,5	19,6	75,9	8,0	4,0
MR	29,4	4,0	4,5	4,8	51,0	1,8	2,9	4,4
230kV	19,6	5,2	3,7	70,8	2,1	11,9	1,4	1,8
CEI	17,5	20,2	9,6	6,5	12,9	12,5	21,6	10,6
230kV	11,5	16,9	6,3	10,2	7,7	47,9	14,7	9,8
LI	19,0	22,0	14,5	12,6	22,5	7,9	30,0	9,7
230kV	7,9	19,3	13,2	14,7	26,0	117,5	15,3	10,3
LT	19,4	24,2	18,7	21,7	71,2	180,6	55,7	7,6
230kV	8,2	22,2	18,3	29,2	124,7	617,6	20,4	6,4
PR	28,0	11,4	4,1	49,9	23,7	7,6	1,9	16,2
230kV	2,7	3,3	1,4	71,3	1,0	11,1	0,7	1,2
CH	27,3	11,7	5,6	39,5	146,5	1,0	1,6	4,4
230kV	28,3	4,8	0,9	100,2	1,3	10,8	1,0	2,5
PD	6,0	4,4	3,3	50,9	15,5	14,2	0,4	14,6
230kV	2,2	5,9	0,4	50,5	4,3	25,0	0,8	1,1

Tabela III.8: Resultado da varredura em frequência por ordem harmônica. Configuração 7.

Barra	Ordem Harmônica							
	5	11	17	23	29	35	41	47
	7	13	19	25	31	37	43	49
PD	9,4	18,1	2,2	20,9	14,6	62,8	292,3	2,5
500kV	10,5	33,8	5,3	16,8	20,1	12,3	11,1	4,6
MR	65,4	30,2	20,1	28,6	73,6	27,5	82,4	2,0
500kV	61,7	31,6	15,9	17,1	45,9	16,8	32,4	5,4
LD	58,4	36,4	7,9	28,8	77,3	71,4	220,7	1,4
500kV	23,9	27,4	11,2	17,6	42,2	51,6	31,7	3,9
LD	21,3	29,0	16,9	10,2	13,5	10,8	488,1	10,0
230kV	7,4	25,1	14,1	10,6	15,5	25,4	29,5	9,0
MR	32,3	5,3	5,5	4,5	38,8	3,6	84,0	10,4
230kV	18,2	7,0	4,3	60,1	1,7	4,0	5,1	4,0
CEI	19,2	26,8	11,8	6,0	9,8	24,8	620,1	25,2
230kV	10,7	22,5	7,4	8,7	6,1	16,0	54,0	21,9
LI	20,9	29,2	17,8	11,6	17,1	15,7	862,1	22,8
230kV	7,3	25,6	15,3	12,5	20,5	39,3	56,2	23,2
LT	21,3	32,2	23,0	20,0	54,1	359,0	1599,6	17,9
230kV	7,6	29,5	21,3	24,8	98,5	206,5	75,1	14,3
PR	30,7	15,1	5,0	46,0	18,0	15,2	55,3	38,2
230kV	2,5	4,4	1,6	60,5	0,8	3,7	2,7	2,7
CH	30,0	15,5	6,9	36,4	111,4	2,0	47,3	10,3
230kV	26,3	6,4	1,1	85,0	1,0	3,6	3,8	5,6
PD	6,6	5,8	4,1	47,0	11,8	28,2	12,9	34,4
230kV	2,0	7,9	0,4	42,8	3,4	8,4	3,1	2,4

IV. TENSÕES HARMÔNICAS

IV.1 Configuração 6 transformadores

Tabela IV.1: Tensões harmônicas em percentual da fundamental nos barramentos em análise. Configuração referência.

		Ordem Harmônica																																		
Barra	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25										
		26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40	41	42	43	44	45	46	47	48	49	50										
PD	0,0	100,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0									
500kV	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0								
MR	0,0	100,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0								
500kV	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0								
LD	0,0	100,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0								
500kV	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	0,0	0,2	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0							
LD	0,0	100,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0							
230kV	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0						
MR	0,0	100,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0						
230kV	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0					
CEI	0,0	100,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0					
230kV	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	0,0	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0				
LI	0,0	100,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0				
230kV	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	0,0	0,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0			
LT	0,0	100,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0			
230kV	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,5	4,2	0,0	2,1	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0		
PR	0,0	100,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0		
230kV	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
CH	0,0	100,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
230kV	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
PD	0,0	100,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
230kV	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,4	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Tabela IV.2: Síntese dos dados adquiridos no domínio do tempo. Configuração referência.

Barra	Máxima		Variação da		Tensão		THD da
	tensão sem as fontes de correntes harmônicas [pu]	tensão com as fontes de correntes harmônicas [pu]	tensão antes e depois das fontes de correntes harmônicas [%]	eficaz com as fontes de correntes harmônicas [kV]	Tensão fundamental [kV]	tensão [%]	
PD 500kV	1,061	1,063	0,244	530,380	530,379	0,217	
MR 500kV	1,052	1,053	0,118	525,975	525,974	0,129	
LD 500kV	1,034	1,038	0,326	517,088	517,085	0,321	
LD 230kV	1,039	1,042	0,300	238,826	238,825	0,295	
MR 230kV	1,010	1,010	-0,014	232,129	232,129	0,090	
CEI 230kV	1,036	1,038	0,234	238,188	238,187	0,294	
LI 230kV	1,032	1,037	0,457	237,113	237,111	0,450	
LT 230kV	1,033	1,093	5,769	237,760	237,491	4,762	
PR 230kV	1,016	1,016	0,068	233,718	233,718	0,229	
CH 230kV	0,997	0,996	-0,066	229,251	229,251	0,157	
PD 230kV	1,043	1,046	0,338	239,684	239,682	0,422	

Tabela IV.3: Tensões harmônicas em percentual da fundamental nos barramentos em análise. Configuração 1.

		Ordem Harmônica																									
Barra	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	
PD	0,0	100,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
500kV	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
MR	0,0	100,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
500kV	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
LD	0,0	100,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
500kV	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
LD	0,0	100,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
230kV	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
MR	0,0	100,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
230kV	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
CEI	0,0	100,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
230kV	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
LI	0,0	100,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
230kV	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	0,0	0,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
LT	0,0	100,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
230kV	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,6	5,0	0,0	2,3	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
PR	0,0	100,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
230kV	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
CH	0,0	100,0	0,0	0,0	0,0	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
230kV	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
PD	0,0	100,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
230kV	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Tabela IV.4: Síntese dos dados adquiridos no domínio do tempo. Configuração 1.

Barra	Máxima	Máxima	Variação da		Tensão		THD
	tensão sem as fontes de correntes harmônicas [pu]	tensão com as fontes de correntes harmônicas [pu]	tensão antes e depois das fontes de correntes harmônicas [%]	eficaz com as fontes de correntes harmônicas [kV]	Tensão fundamental harmônica [kV]	da tensão [%]	
PD 500kV	1,087	1,088	0,127	543,504	543,504	0,177	
MR 500kV	1,058	1,059	0,092	528,975	528,975	0,105	
LD 500kV	1,050	1,054	0,401	524,828	524,827	0,222	
LD 230kV	0,990	0,993	0,312	227,657	227,655	0,322	
MR 230kV	0,999	1,000	0,039	229,685	229,685	0,082	
CEI 230kV	0,987	0,987	-0,015	226,831	226,830	0,292	
LI 230kV	0,983	0,988	0,467	225,993	225,991	0,491	
LT 230kV	0,985	1,056	7,246	226,723	226,381	5,503	
PR 230kV	1,013	1,014	0,107	232,939	232,938	0,203	
CH 230kV	1,006	1,003	-0,295	231,219	231,218	0,205	
PD 230kV	1,048	1,049	0,048	240,909	240,907	0,334	

Tabela IV.5: Tensões harmônicas em percentual da fundamental nos barramentos em análise. Configuração 2.

		Ordem Harmônica																									
Barra	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	
		26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40	41	42	43	44	45	46	47	48	49	50	
PD	0,0	100,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
500kV	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
MR	0,0	100,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
500kV	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
LD	0,0	100,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
500kV	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
LD	0,0	100,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
230kV	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
MR	0,0	100,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
230kV	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
CEI	0,0	100,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
230kV	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	0,0	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
LI	0,0	100,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
230kV	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	0,0	0,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
LT	0,0	100,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
230kV	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,6	5,0	0,0	2,3	0,1	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
PR	0,0	100,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
230kV	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
CH	0,0	100,0	0,0	0,0	0,0	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
230kV	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
PD	0,0	100,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
230kV	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Tabela IV.6: Síntese dos dados adquiridos no domínio do tempo. Configuração 2.

Barra	Máxima	Máxima	Variação da		Tensão		THD
	tensão sem as fontes de correntes harmônicas [pu]	tensão com as fontes de correntes harmônicas [pu]	tensão antes e depois das fontes de correntes harmônicas [%]	eficaz com as fontes de correntes harmônicas [kV]	Tensão fundamental harmônica [kV]	da tensão [%]	
PD 500kV	1,082	1,082	0,037	540,782	540,781	0,148	
MR 500kV	1,021	1,022	0,107	510,514	510,514	0,101	
LD 500kV	1,009	1,012	0,298	504,564	504,563	0,215	
LD 230kV	0,972	0,973	0,113	223,566	223,565	0,324	
MR 230kV	0,973	0,972	-0,031	223,555	223,555	0,079	
CEI 230kV	0,969	0,970	0,089	222,815	222,814	0,290	
LI 230kV	0,965	0,969	0,401	221,933	221,930	0,495	
LT 230kV	0,967	1,038	7,319	222,655	222,312	5,551	
PR 230kV	0,999	1,000	0,042	229,815	229,815	0,176	
CH 230kV	0,999	0,996	-0,301	229,676	229,676	0,202	
PD 230kV	1,049	1,047	-0,137	240,970	240,969	0,272	

Tabela IV.7: Tensões harmônicas em percentual da fundamental nos barramentos em análise. Configuração 3.

		Ordem Harmônica																																
Barra	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25								
		26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40	41	42	43	44	45	46	47	48	49	50								
PD	0,0	100,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0							
500kV	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0						
MR	0,0	100,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0						
500kV	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0					
LD	0,0	100,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0					
500kV	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3	0,0	0,4	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0				
LD	0,0	100,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0				
230kV	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0			
MR	0,0	100,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0			
230kV	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0		
CEI	0,0	100,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0		
230kV	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	0,0	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
LI	0,0	100,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
230kV	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	0,0	0,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
LT	0,0	100,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
230kV	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,5	0,1	2,4	0,1	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
PR	0,0	100,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
230kV	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
CH	0,0	100,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
230kV	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
PD	0,0	100,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
230kV	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,4	0,0	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Tabela IV.8: Síntese dos dados adquiridos no domínio do tempo. Configuração 3.

Barra	Máxima		Variação da		Tensão		THD
	tensão sem as fontes de correntes harmônicas [pu]	tensão com as fontes de correntes harmônicas [pu]	tensão antes e depois das fontes de correntes harmônicas [%]	eficaz com as fontes de correntes harmônicas [kV]	Tensão fundamental harmônica [kV]	tensão da tensão [%]	
PD 500kV	1,055	1,054	-0,094	527,607	527,606	0,174	
MR 500kV	1,037	1,037	0,040	518,199	518,199	0,121	
LD 500kV	1,006	1,011	0,505	503,068	503,062	0,484	
LD 230kV	1,010	1,015	0,453	232,307	232,306	0,333	
MR 230kV	0,993	0,993	0,010	228,280	228,280	0,083	
CEI 230kV	1,007	1,009	0,123	231,662	231,661	0,285	
LI 230kV	1,003	1,010	0,692	230,642	230,639	0,509	
LT 230kV	1,005	1,074	6,930	231,365	231,008	5,557	
PR 230kV	1,005	1,006	0,109	231,200	231,200	0,262	
CH 230kV	0,991	0,991	-0,019	227,808	227,808	0,177	
PD 230kV	1,036	1,037	0,061	238,206	238,204	0,420	

Tabela IV.9: Tensões harmônicas em percentual da fundamental nos barramentos em análise. Configuração 4.

		Ordem Harmônica																																				
Barra	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25												
		26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40	41	42	43	44	45	46	47	48	49	50												
PD	0,0	100,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0											
500kV	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0										
MR	0,0	100,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0										
500kV	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0									
LD	0,0	100,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0									
500kV	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	0,0	0,4	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0								
LD	0,0	100,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0								
230kV	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0							
MR	0,0	100,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0							
230kV	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0						
CEI	0,0	100,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0						
230kV	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	0,0	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0					
LI	0,0	100,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0					
230kV	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	0,0	0,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0				
LT	0,0	100,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0				
230kV	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,5	4,5	0,1	2,3	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0			
PR	0,0	100,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0			
230kV	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0		
CH	0,0	100,0	0,0	0,0	0,0	0,2	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0		
230kV	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
PD	0,0	100,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
230kV	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Tabela IV.10: Síntese dos dados adquiridos no domínio do tempo. Configuração 4.

Barra	Máxima	Máxima	Variação da		Tensão		THD
	tensão sem as fontes de correntes harmônicas [pu]	tensão com as fontes de correntes harmônicas [pu]	tensão antes e depois das fontes de correntes harmônicas [%]	eficaz com as fontes de correntes harmônicas [kV]	Tensão fundamental harmônica [kV]	da tensão [%]	
PD 500kV	1,070	1,070	-0,036	535,095	535,095	0,110	
MR 500kV	1,049	1,049	0,016	524,182	524,182	0,098	
LD 500kV	1,014	1,019	0,553	506,472	506,466	0,455	
LD 230kV	1,051	1,055	0,422	241,489	241,487	0,334	
MR 230kV	1,049	1,049	0,015	241,013	241,013	0,111	
CEI 230kV	1,048	1,048	0,013	240,922	240,921	0,295	
LI 230kV	1,044	1,049	0,502	239,755	239,752	0,497	
LT 230kV	1,045	1,113	6,497	240,526	240,214	5,103	
PR 230kV	1,035	1,034	-0,036	238,252	238,251	0,209	
CH 230kV	1,010	1,008	-0,154	232,144	232,143	0,231	
PD 230kV	1,043	1,042	-0,103	239,528	239,527	0,269	

Tabela IV.11: Tensões harmônicas em percentual da fundamental nos barramentos em análise. Configuração 5.

		Ordem Harmônica																																					
Barra	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25													
		26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40	41	42	43	44	45	46	47	48	49	50													
PD	0,0	100,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0												
500kV	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0											
MR	0,0	100,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0											
500kV	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0										
LD	0,0	100,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0										
500kV	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3	0,0	0,3	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0									
LD	0,0	100,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0									
230kV	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0								
MR	0,0	100,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0							
230kV	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0						
CEI	0,0	100,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0					
230kV	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	0,0	0,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0				
LI	0,0	100,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0				
230kV	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	0,0	0,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0			
LT	0,0	100,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0			
230kV	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,5	4,8	0,1	3,9	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0		
PR	0,0	100,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0		
230kV	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
CH	0,0	100,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
230kV	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
PD	0,0	100,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
230kV	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,5	0,0	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Tabela IV.12: Síntese dos dados adquiridos no domínio do tempo. Configuração 5.

Barra	Máxima		Variação da		Tensão		THD
	tensão sem as fontes de correntes harmônicas [pu]	tensão com as fontes de correntes harmônicas [pu]	tensão antes e depois das fontes de correntes harmônicas [%]	eficaz com as fontes de correntes harmônicas [kV]	Tensão fundamental harmônica [kV]	da tensão [%]	
PD 500kV	1,066	1,069	0,284	533,048	533,046	0,258	
MR 500kV	1,066	1,069	0,193	533,105	533,104	0,179	
LD 500kV	1,053	1,058	0,547	526,199	526,193	0,451	
LD 230kV	1,039	1,044	0,532	238,817	238,814	0,500	
MR 230kV	1,006	1,006	-0,049	231,323	231,323	0,113	
CEI 230kV	1,036	1,043	0,717	238,184	238,178	0,675	
LI 230kV	1,032	1,040	0,784	237,106	237,099	0,773	
LT 230kV	1,033	1,118	8,233	237,948	237,487	6,239	
PR 230kV	1,016	1,018	0,150	233,839	233,839	0,263	
CH 230kV	0,999	0,999	-0,005	229,710	229,710	0,183	
PD 230kV	1,047	1,052	0,478	240,631	240,628	0,498	

Tabela IV.13: Tensões harmônicas em percentual da fundamental nos barramentos em análise. Configuração 6.

		Ordem Harmônica																																				
Barra	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25												
		26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40	41	42	43	44	45	46	47	48	49	50												
PD	0,0	100,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0											
500kV	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0										
MR	0,0	100,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0										
500kV	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0									
LD	0,0	100,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0									
500kV	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	1,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0								
LD	0,0	100,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0								
230kV	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0							
MR	0,0	100,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0							
230kV	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0						
CEI	0,0	100,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0						
230kV	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0					
LI	0,0	100,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0					
230kV	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	1,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0				
LT	0,0	100,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0				
230kV	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,2	0,1	2,1	0,2	7,4	0,2	0,1	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0			
PR	0,0	100,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0			
230kV	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0		
CH	0,0	100,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0		
230kV	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
PD	0,0	100,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
230kV	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	0,0	0,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Tabela IV.14: Síntese dos dados adquiridos no domínio do tempo. Configuração 6.

Barra	Máxima	Máxima	Variação da		Tensão		THD
	tensão sem as fontes de correntes harmônicas [pu]	tensão com as fontes de correntes harmônicas [pu]	tensão antes e depois das fontes de correntes harmônicas [%]	eficaz com as fontes de correntes harmônicas [kV]	Tensão fundamental harmônica [kV]	da tensão [%]	
PD 500kV	1,066	1,068	0,151	533,019	533,018	0,239	
MR 500kV	1,066	1,069	0,246	533,054	533,052	0,290	
LD 500kV	1,053	1,059	0,641	526,161	526,136	0,974	
LD 230kV	1,039	1,045	0,663	238,793	238,783	0,923	
MR 230kV	1,006	1,006	-0,046	231,299	231,299	0,163	
CEI 230kV	1,036	1,041	0,451	238,284	238,279	0,633	
LI 230kV	1,032	1,044	1,193	237,094	237,070	1,439	
LT 230kV	1,033	1,115	8,017	238,147	237,436	7,746	
PR 230kV	1,016	1,017	0,074	233,822	233,822	0,201	
CH 230kV	0,999	1,000	0,082	229,705	229,703	0,401	
PD 230kV	1,047	1,050	0,326	240,616	240,612	0,565	

Tabela IV.15: Tensões harmônicas em percentual da fundamental nos barramentos em análise. Configuração 7.

		Ordem Harmônica																																			
Barra	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25											
		26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40	41	42	43	44	45	46	47	48	49	50											
PD	0,0	100,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0										
500kV	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0									
MR	0,0	100,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0									
500kV	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0								
LD	0,0	100,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0								
500kV	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	0,0	0,2	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0							
LD	0,0	100,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0							
230kV	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0						
MR	0,0	100,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0						
230kV	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0					
CEI	0,0	100,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0					
230kV	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	0,0	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0				
LI	0,0	100,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0				
230kV	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	0,0	0,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0			
LT	0,0	100,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0			
230kV	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,5	4,3	0,0	2,2	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0		
PR	0,0	100,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0		
230kV	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
CH	0,0	100,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
230kV	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
PD	0,0	100,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
230kV	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,4	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Tabela IV.16: Síntese dos dados adquiridos no domínio do tempo. Configuração 7.

Barra	Máxima	Máxima	Variação da		Tensão		THD
	tensão sem as fontes de correntes harmônicas [pu]	tensão com as fontes de correntes harmônicas [pu]	tensão antes e depois das fontes de correntes harmônicas [%]	eficaz com as fontes de correntes harmônicas [kV]	Tensão fundamental harmônica [kV]	da tensão [$\%$]	
PD 500kV	1,058	1,061	0,251	529,179	529,178	0,221	
MIR 500kV	1,044	1,046	0,141	522,027	522,026	0,131	
LD 500kV	1,023	1,027	0,380	511,505	511,502	0,328	
LD 230kV	1,025	1,028	0,253	235,713	235,712	0,302	
MIR 230kV	1,002	1,001	-0,039	230,261	230,261	0,091	
CEI 230kV	1,022	1,024	0,234	234,946	234,944	0,301	
LI 230kV	1,018	1,023	0,501	234,023	234,021	0,461	
LT 230kV	1,019	1,081	6,007	234,675	234,395	4,895	
PR 230kV	1,011	1,012	0,106	232,572	232,571	0,234	
CH 230kV	0,994	0,994	-0,062	228,599	228,598	0,156	
PD 230kV	1,040	1,044	0,360	239,032	239,030	0,430	

IV.2 Configuração 5 transformadores

Tabela IV.17: Tensões harmônicas em percentual da fundamental nos barramentos em análise. Configuração referência.

		Ordem Harmônica																													
Barra	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25					
		26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40	41	42	43	44	45	46	47	48	49	50					
PD	0,0	100,0	0,0	0,0	0,0	0,2	0,1	0,1	0,1	0,0	0,0	0,1	0,0	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0				
500kV	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0			
MR	0,0	100,0	0,0	0,0	0,0	1,1	0,0	0,7	0,1	0,0	0,0	0,1	0,0	0,2	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0			
500kV	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0			
LD	0,0	100,0	0,0	0,0	0,0	1,0	0,1	0,3	0,1	0,0	0,0	0,3	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0			
500kV	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,2	0,0	0,2	0,1	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0		
LD	0,0	100,0	0,0	0,0	0,0	0,8	0,1	0,1	0,1	0,0	0,0	0,4	0,0	0,3	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,1	0,0		
230kV	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,3	0,0	0,0	0,0	0,7	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
MR	0,0	100,0	0,0	0,0	0,0	1,2	0,0	0,6	0,1	0,0	0,1	0,1	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,3		
230kV	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
CEI	0,0	100,0	0,0	0,0	0,0	0,8	0,1	0,2	0,1	0,0	0,0	0,4	0,0	0,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
230kV	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	0,0	0,2	0,0	0,0	0,0	0,9	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,1	0,0	0,1	0,0	
LI	0,0	100,0	0,0	0,0	0,0	0,8	0,1	0,1	0,1	0,0	0,0	0,4	0,0	0,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,1	0,0	0,1
230kV	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,2	0,0	0,4	0,0	0,0	0,0	1,2	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0
LT	0,0	100,0	0,0	0,0	0,0	0,8	0,1	0,1	0,1	0,0	0,0	0,4	0,0	0,3	0,0	0,0	0,0	0,2	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,1	0,0	0,1	0,0
230kV	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	0,0	0,2	0,0	0,1	0,5	4,2	0,0	2,1	0,1	0,0	0,0	2,2	0,1	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
PR	0,0	100,0	0,0	0,0	0,0	1,1	0,0	0,1	0,1	0,1	0,0	0,2	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,1	0,0	0,3
230kV	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
CH	0,0	100,0	0,0	0,0	0,0	1,1	0,1	0,7	0,1	0,1	0,0	0,2	0,0	0,2	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,4
230kV	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
PD	0,0	100,0	0,0	0,0	0,0	0,3	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,1	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2
230kV	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,4	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Tabela IV.18: Síntese dos dados adquiridos no domínio do tempo. Configuração referência.

Barra	Máxima		Variação da		Tensão		THD
	tensão sem as fontes de correntes harmônicas [pu]	Máxima tensão com as fontes de correntes harmônicas [pu]	tensão antes e depois das fontes de correntes harmônicas [%]	eficaz com as fontes de correntes harmônicas [kV]	Tensão fundamental harmônica [kV]	da tensão [%]	
PD 500kV	1,061	1,063	0,185	530,391	530,387	0,410	
MR 500kV	1,052	1,068	1,474	526,007	525,957	1,379	
LD 500kV	1,034	1,057	2,174	517,083	517,046	1,200	
LD 230kV	1,039	1,054	1,435	238,822	238,803	1,255	
MR 230kV	1,010	1,024	1,446	232,141	232,118	1,406	
CEI 230kV	1,036	1,050	1,385	238,185	238,164	1,310	
LI 230kV	1,032	1,051	1,861	237,121	237,089	1,634	
LT 230kV	1,033	1,113	7,742	237,809	237,467	5,368	
PR 230kV	1,016	1,027	1,144	233,734	233,716	1,241	
CH 230kV	0,997	1,008	1,088	229,270	229,247	1,413	
PD 230kV	1,043	1,047	0,390	239,690	239,686	0,633	

Tabela IV.19: Tensões harmônicas em percentual da fundamental nos barramentos em análise. Configuração 1.

		Ordem Harmônica																									
Barra		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	
		26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40	41	42	43	44	45	46	47	48	49	50	
PD	0,0	100,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
500kV	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
MR	0,0	100,0	0,0	0,0	0,0	1,3	0,0	0,7	0,0	0,0	0,0	0,3	0,0	0,2	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	
500kV	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
LD	0,0	100,0	0,0	0,0	0,0	1,2	0,0	0,4	0,0	0,0	0,0	0,3	0,0	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	
500kV	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
LD	0,0	100,0	0,0	0,0	0,0	0,9	0,0	0,1	0,1	0,0	0,1	0,6	0,0	0,3	0,0	0,0	0,0	0,2	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,1	
230kV	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	0,0	0,3	0,0	0,0	0,0	0,9	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
MR	0,0	100,0	0,0	0,0	0,0	1,4	0,0	0,6	0,0	0,1	0,1	0,1	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,3
230kV	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
CEI	0,0	100,0	0,0	0,0	0,0	0,8	0,0	0,2	0,1	0,0	0,1	0,6	0,0	0,3	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	
230kV	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	1,1	0,0	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	
LI	0,0	100,0	0,0	0,0	0,0	0,9	0,0	0,1	0,1	0,0	0,1	0,6	0,0	0,4	0,0	0,0	0,0	0,2	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,1	
230kV	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,2	0,0	0,4	0,0	0,0	0,0	1,5	0,0	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	
LT	0,0	100,0	0,0	0,0	0,0	0,9	0,0	0,1	0,1	0,0	0,1	0,7	0,0	0,4	0,0	0,0	0,0	0,2	0,0	0,2	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,1	
230kV	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	0,0	0,3	0,0	0,1	0,6	5,2	0,0	2,4	0,0	0,0	0,1	2,9	0,1	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	
PR	0,0	100,0	0,0	0,0	0,0	1,1	0,0	0,1	0,0	0,1	0,1	0,2	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	0,0	0,3
230kV	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	
CH	0,0	100,0	0,0	0,0	0,0	0,9	0,1	0,7	0,1	0,1	0,1	0,2	0,1	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,4	
230kV	0,0	0,0	0,0	0,0	0,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
PD	0,0	100,0	0,0	0,0	0,0	0,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	
230kV	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	

Tabela IV.20: Síntese dos dados adquiridos no domínio do tempo. Configuração 1.

Barra	Máxima		Variação da		Tensão		THD
	tensão sem as fontes de correntes harmônicas [pu]	tensão com as fontes de correntes harmônicas [pu]	tensão antes e depois das fontes de correntes harmônicas [%]	eficaz com as fontes de correntes harmônicas [kV]	Tensão fundamental [kV]	da tensão [%]	
PD 500kV	1,083	1,083	-0,028	541,665	541,661	0,364	
MR 500kV	1,035	1,052	1,665	517,326	517,264	1,549	
LD 500kV	1,020	1,036	1,590	509,802	509,759	1,303	
LD 230kV	0,957	0,972	1,565	220,124	220,099	1,486	
MR 230kV	0,978	0,995	1,732	224,854	224,827	1,546	
CEI 230kV	0,954	0,964	1,048	219,329	219,302	1,594	
LI 230kV	0,951	0,971	2,140	218,533	218,489	2,006	
LT 230kV	0,952	1,047	9,946	219,333	218,869	6,517	
PR 230kV	1,003	1,017	1,373	230,750	230,732	1,241	
CH 230kV	1,001	1,008	0,704	230,089	230,067	1,405	
PD 230kV	1,048	1,052	0,374	240,853	240,850	0,539	

Tabela IV.21: Tensões harmônicas em percentual da fundamental nos barramentos em análise. Configuração 2.

		Ordem Harmônica																										
Barra	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25		
		26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40	41	42	43	44	45	46	47	48	49	50		
PD	0,0	100,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
500kV	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
MR	0,0	100,0	0,0	0,0	0,0	1,2	0,0	0,7	0,0	0,0	0,0	0,3	0,0	0,2	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	
500kV	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
LD	0,0	100,0	0,0	0,0	0,1	1,1	0,0	0,4	0,0	0,0	0,0	0,3	0,0	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	0,0	0,0	
500kV	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
LD	0,0	100,0	0,0	0,0	0,1	0,8	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,6	0,0	0,3	0,0	0,0	0,0	0,2	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,1	
230kV	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,3	0,0	0,0	0,0	0,8	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
MR	0,0	100,0	0,0	0,0	0,0	1,3	0,0	0,6	0,0	0,1	0,1	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3
230kV	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
CEI	0,0	100,0	0,0	0,0	0,1	0,7	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,6	0,0	0,3	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1
230kV	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	1,1	0,0	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,1	0,0	0,0
LI	0,0	100,0	0,0	0,0	0,1	0,8	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,6	0,0	0,3	0,0	0,0	0,0	0,2	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,1
230kV	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,2	0,0	0,4	0,0	0,0	0,0	1,5	0,0	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,1	0,0
LT	0,0	100,0	0,0	0,0	0,1	0,8	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,7	0,0	0,4	0,0	0,0	0,0	0,2	0,0	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,1
230kV	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	0,0	0,3	0,0	0,1	0,6	5,0	0,0	2,3	0,1	0,0	0,1	2,8	0,1	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
PR	0,0	100,0	0,0	0,0	0,0	1,1	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,2	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,3
230kV	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
CH	0,0	100,0	0,0	0,0	0,0	0,9	0,1	0,7	0,1	0,1	0,1	0,2	0,1	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,4
230kV	0,0	0,0	0,0	0,0	0,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
PD	0,0	100,0	0,0	0,0	0,0	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2
230kV	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0

Tabela IV.22: Síntese dos dados adquiridos no domínio do tempo. Configuração 2.

Barra	Máxima	Máxima	Variação da		Tensão		THD
	tensão sem as fontes de correntes harmônicas [pu]	tensão com as fontes de correntes harmônicas [pu]	tensão antes e depois das fontes de correntes harmônicas [%]	eficaz com as fontes de correntes harmônicas [kV]	Tensão harmônica fundamental [kV]	da tensão [%]	
PD 500kV	1,082	1,082	0,053	540,808	540,805	0,333	
MIR 500kV	1,021	1,039	1,732	510,540	510,481	1,511	
LD 500kV	1,009	1,023	1,313	504,574	504,536	1,230	
LD 230kV	0,972	0,983	1,071	223,576	223,554	1,418	
MIR 230kV	0,973	0,989	1,625	223,570	223,546	1,483	
CEI 230kV	0,969	0,977	0,778	222,830	222,804	1,531	
LI 230kV	0,965	0,981	1,666	221,960	221,919	1,929	
LT 230kV	0,967	1,057	9,308	222,749	222,303	6,337	
PR 230kV	0,999	1,013	1,332	229,827	229,811	1,168	
CH 230kV	0,999	1,006	0,717	229,689	229,669	1,334	
PD 230kV	1,049	1,053	0,400	240,980	240,977	0,483	

Tabela IV.23: Tensões harmônicas em percentual da fundamental nos barramentos em análise. Configuração 3.

		Ordem Harmônica																									
Barra		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	
		26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40	41	42	43	44	45	46	47	48	49	50	
PD	0,0	100,0	0,0	0,0	0,0	0,2	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	
500kV	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
MR	0,0	100,0	0,0	0,0	0,0	1,5	0,0	1,0	0,1	0,0	0,0	0,1	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	
500kV	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
LD	0,0	100,0	0,0	0,0	0,0	1,6	0,1	0,5	0,1	0,0	0,0	0,3	0,0	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	
500kV	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,3	0,0	0,4	0,1	0,0	0,0	0,3	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
LD	0,0	100,0	0,0	0,0	0,0	1,5	0,2	0,3	0,1	0,0	0,0	0,4	0,0	0,2	0,0	0,0	0,0	0,2	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	
230kV	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,3	0,0	0,0	0,0	0,4	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
MR	0,0	100,0	0,0	0,0	0,0	1,8	0,0	0,8	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,3
230kV	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
CEI	0,0	100,0	0,0	0,0	0,0	1,4	0,2	0,3	0,1	0,0	0,0	0,3	0,0	0,2	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
230kV	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,2	0,0	0,2	0,0	0,0	0,0	0,5	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	
LI	0,0	100,0	0,0	0,0	0,0	1,5	0,2	0,3	0,1	0,0	0,0	0,4	0,0	0,2	0,0	0,0	0,0	0,2	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,1	
230kV	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,1	0,0	0,1	0,0	0,0	0,2	0,0	0,5	0,0	0,0	0,0	0,7	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	
LT	0,0	100,0	0,0	0,0	0,0	1,5	0,1	0,3	0,1	0,0	0,0	0,4	0,0	0,3	0,0	0,0	0,0	0,2	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,1	
230kV	0,0	0,0	0,0	0,2	0,0	0,3	0,0	0,3	0,0	0,1	0,6	5,0	0,1	2,4	0,1	0,0	1,4	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	
PR	0,0	100,0	0,0	0,0	0,0	1,6	0,0	0,1	0,1	0,0	0,0	0,2	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,3	
230kV	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	
CH	0,0	100,0	0,0	0,0	0,0	1,5	0,0	1,0	0,1	0,0	0,0	0,2	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,4	
230kV	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
PD	0,0	100,0	0,0	0,0	0,0	0,5	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,2	
230kV	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,4	0,0	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	

Tabela IV.24: Síntese dos dados adquiridos no domínio do tempo. Configuração 3.

Barra	Máxima		Variação da		Tensão		THD
	tensão sem as fontes de correntes harmônicas [pu]	Máxima tensão com as fontes de correntes harmônicas [pu]	tensão antes e depois das fontes de correntes harmônicas [%]	eficaz com as fontes de correntes harmônicas [kV]	Tensão fundamental harmônica [kV]	tensão da tensão [%]	
PD 500kV	1,055	1,058	0,227	527,612	527,608	0,394	
MR 500kV	1,037	1,057	1,973	518,226	518,137	1,853	
LD 500kV	1,006	1,030	2,394	503,086	503,006	1,785	
LD 230kV	1,010	1,024	1,384	232,314	232,281	1,687	
MR 230kV	0,993	1,015	2,257	228,301	228,255	2,017	
CEI 230kV	1,007	1,016	0,839	231,665	231,635	1,627	
LI 230kV	1,003	1,015	1,228	230,655	230,616	1,832	
LT 230kV	1,005	1,088	8,273	231,392	230,981	5,966	
PR 230kV	1,005	1,023	1,859	231,219	231,184	1,716	
CH 230kV	0,991	1,002	1,137	227,843	227,802	1,916	
PD 230kV	1,036	1,042	0,514	238,209	238,204	0,703	

Tabela IV.25: Tensões harmônicas em percentual da fundamental nos barramentos em análise. Configuração 4.

		Ordem Harmônica																								
Barra		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
		26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40	41	42	43	44	45	46	47	48	49	50
PD	0,0	100,0	0,0	0,0	0,0	0,2	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
500kV	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
MR	0,0	100,0	0,0	0,0	0,0	1,5	0,0	1,2	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,1	0,2	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0
500kV	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
LD	0,0	100,0	0,0	0,0	0,0	1,6	0,1	0,4	0,1	0,0	0,0	0,3	0,0	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0
500kV	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	0,0	0,4	0,1	0,0	0,0	0,3	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
LD	0,0	100,0	0,0	0,0	0,0	1,6	0,1	0,3	0,1	0,0	0,0	0,3	0,0	0,2	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1
230kV	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,3	0,0	0,0	0,0	0,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
MR	0,0	100,0	0,0	0,0	0,0	1,8	0,1	1,1	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3
230kV	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
CEI	0,0	100,0	0,0	0,0	0,1	1,5	0,1	0,3	0,1	0,0	0,0	0,2	0,0	0,2	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
230kV	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	0,0	0,2	0,0	0,0	0,0	0,3	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0
LI	0,0	100,0	0,0	0,0	0,0	1,6	0,1	0,3	0,1	0,1	0,0	0,3	0,0	0,2	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0
230kV	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,2	0,0	0,4	0,0	0,0	0,0	0,5	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0
LT	0,0	100,0	0,0	0,0	0,1	1,6	0,1	0,3	0,1	0,0	0,0	0,3	0,0	0,3	0,0	0,0	0,0	0,2	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,1
230kV	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	0,0	0,2	0,0	0,1	0,5	4,5	0,1	2,3	0,1	0,0	0,0	0,9	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
PR	0,0	100,0	0,0	0,0	0,0	1,6	0,0	0,2	0,1	0,1	0,0	0,3	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,3
230kV	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0
CH	0,0	100,0	0,0	0,0	0,0	1,5	0,1	1,3	0,1	0,1	0,0	0,3	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,4
230kV	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
PD	0,0	100,0	0,0	0,0	0,0	0,4	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,2
230kV	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Tabela IV.26: Síntese dos dados adquiridos no domínio do tempo. Configuração 4.

Barra	Máxima		Variação da		Tensão		THD da
	tensão sem as fontes de correntes harmônicas [pu]	tensão com as fontes de correntes harmônicas [pu]	tensão antes e depois das fontes de correntes harmônicas [%]	eficaz com as fontes de correntes harmônicas [kV]	Tensão fundamental [kV]	tensão [%]	
PD 500kV	1,070	1,072	0,170	535,100	535,097	0,326	
MR 500kV	1,049	1,068	1,851	524,275	524,177	1,932	
LD 500kV	1,014	1,036	2,185	506,474	506,392	1,799	
LD 230kV	1,051	1,064	1,232	241,482	241,446	1,732	
MR 230kV	1,049	1,073	2,305	241,053	240,998	2,126	
CEI 230kV	1,048	1,056	0,764	240,912	240,878	1,675	
LI 230kV	1,044	1,055	1,103	239,751	239,712	1,811	
LT 230kV	1,045	1,126	7,700	240,530	240,170	5,478	
PR 230kV	1,035	1,053	1,754	238,277	238,242	1,709	
CH 230kV	1,010	1,020	0,973	232,173	232,122	2,090	
PD 230kV	1,043	1,045	0,259	239,533	239,529	0,604	

Tabela IV.27: Tensões harmônicas em percentual da fundamental nos barramentos em análise. Configuração 5.

		Ordem Harmônica																									
Barra	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	
		26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40	41	42	43	44	45	46	47	48	49	50	
PD	0,0	100,0	0,0	0,0	0,0	0,2	0,1	0,1	0,1	0,0	0,0	0,1	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
500kV	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
MR	0,0	100,0	0,0	0,0	1,0	0,0	0,0	0,7	0,1	0,0	0,0	0,1	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0
500kV	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
LD	0,0	100,0	0,0	0,0	0,0	0,9	0,0	0,3	0,0	0,0	0,0	0,2	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0
500kV	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,3	0,0	0,3	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
LD	0,0	100,0	0,0	0,0	0,0	0,8	0,1	0,1	0,1	0,0	0,0	0,3	0,0	0,2	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0
230kV	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,5	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
MR	0,0	100,0	0,0	0,0	1,1	0,0	0,0	0,5	0,1	0,0	0,0	0,1	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3
230kV	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
CEI	0,0	100,0	0,0	0,0	0,7	0,1	0,2	0,2	0,0	0,0	0,0	0,3	0,0	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
230kV	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	0,0	0,6	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,1	0,0
LI	0,0	100,0	0,0	0,0	0,0	0,8	0,1	0,1	0,1	0,0	0,0	0,3	0,0	0,2	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,1
230kV	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,2	0,0	0,7	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
LT	0,0	100,0	0,0	0,0	0,8	0,1	0,2	0,2	0,1	0,0	0,3	0,0	0,3	0,0	0,3	0,0	0,0	0,2	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,1
230kV	0,0	0,0	0,0	0,2	0,0	0,2	0,0	0,1	0,5	4,8	0,1	3,9	0,1	0,1	0,0	0,2	0,0	0,1	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
PR	0,0	100,0	0,0	0,0	1,0	0,1	0,1	0,1	0,1	0,0	0,0	0,2	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,2
230kV	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
CH	0,0	100,0	0,0	0,0	0,9	0,1	0,7	0,1	0,0	0,0	0,0	0,2	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,4
230kV	0,0	0,0	0,0	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
PD	0,0	100,0	0,0	0,0	0,0	0,3	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,1	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,2
230kV	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,5	0,0	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Tabela IV.28: Síntese dos dados adquiridos no domínio do tempo. Configuração 5.

Barra	Máxima	Máxima	Variação da		Tensão		THD
	tensão sem as fontes de correntes harmônicas [pu]	tensão com as fontes de correntes harmônicas [pu]	tensão antes e depois das fontes de correntes harmônicas [%]	eficaz com as fontes de correntes harmônicas [kV]	Tensão fundamental harmônica [kV]	da tensão [%]	
PD 500kV	1,066	1,068	0,197	533,060	533,056	0,366	
MR 500kV	1,066	1,083	1,521	533,144	533,100	1,277	
LD 500kV	1,053	1,074	2,065	526,207	526,174	1,130	
LD 230kV	1,039	1,055	1,544	238,815	238,802	1,034	
MR 230kV	1,006	1,021	1,490	231,337	231,318	1,265	
CEI 230kV	1,036	1,051	1,439	238,181	238,167	1,078	
LI 230kV	1,032	1,051	1,824	237,105	237,088	1,194	
LT 230kV	1,033	1,139	10,299	237,950	237,475	6,332	
PR 230kV	1,016	1,026	0,997	233,852	233,839	1,080	
CH 230kV	0,999	1,005	0,663	229,727	229,709	1,256	
PD 230kV	1,047	1,052	0,469	240,637	240,632	0,643	

Tabela IV.29: Tensões harmônicas em percentual da fundamental nos barramentos em análise. Configuração 6.

		Ordem Harmônica																												
Barra		0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25			
		26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40	41	42	43	44	45	46	47	48	49	50				
PD	0,0	100,0	0,0	0,0	0,0	0,2	0,1	0,1	0,1	0,0	0,0	0,1	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0			
500kV	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0		
MR	0,0	100,0	0,0	0,0	1,0	0,0	0,7	0,1	0,1	0,1	0,0	0,1	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0		
500kV	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
LD	0,0	100,0	0,0	0,0	1,0	0,0	0,1	0,0	0,3	0,0	0,0	0,2	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	
500kV	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	1,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
LD	0,0	100,0	0,0	0,0	0,8	0,1	0,2	0,1	0,0	0,0	0,0	0,3	0,0	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,1	
230kV	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
MR	0,0	100,0	0,0	0,0	1,1	0,0	0,6	0,1	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3
230kV	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
CEI	0,0	100,0	0,0	0,0	0,7	0,1	0,2	0,2	0,1	0,0	0,3	0,0	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
230kV	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
LI	0,0	100,0	0,0	0,0	0,8	0,1	0,2	0,1	0,1	0,0	0,3	0,0	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0
230kV	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	1,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
LT	0,0	100,0	0,0	0,0	0,8	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,0	0,3	0,0	0,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0
230kV	0,0	0,0	0,0	0,2	0,1	0,3	0,1	0,1	0,1	0,1	2,1	0,2	7,5	0,2	0,1	0,1	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
PR	0,0	100,0	0,0	0,0	1,0	0,0	0,1	0,1	0,1	0,0	0,0	0,2	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3
230kV	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
CH	0,0	100,0	0,0	0,0	0,9	0,1	0,7	0,1	0,0	0,0	0,2	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,4
230kV	0,0	0,0	0,0	0,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
PD	0,0	100,0	0,0	0,0	0,3	0,0	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2
230kV	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	0,0	0,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Tabela IV.30: Síntese dos dados adquiridos no domínio do tempo. Configuração 6.

Barra	Máxima		Variação da		Tensão		THD da
	tensão sem as fontes de correntes harmônicas [pu]	tensão com as fontes de correntes harmônicas [pu]	tensão antes e depois das fontes de correntes harmônicas [%]	eficaz com as fontes de correntes harmônicas [kV]	Tensão fundamental [kV]	tensão [%]	
PD 500kV	1,066	1,068	0,150	533,031	533,028	0,356	
MR 500kV	1,066	1,084	1,639	533,095	533,048	1,320	
LD 500kV	1,053	1,075	2,099	526,170	526,116	1,437	
LD 230kV	1,039	1,057	1,792	238,792	238,771	1,303	
MR 230kV	1,006	1,022	1,627	231,314	231,295	1,298	
CEI 230kV	1,036	1,048	1,085	238,281	238,268	1,068	
LI 230kV	1,032	1,055	2,225	237,093	237,058	1,710	
LT 230kV	1,033	1,136	9,966	238,150	237,423	7,830	
PR 230kV	1,016	1,025	0,904	233,836	233,822	1,088	
CH 230kV	0,999	1,006	0,688	229,723	229,702	1,359	
PD 230kV	1,047	1,050	0,316	240,622	240,616	0,707	

Tabela IV.31: Tensões harmônicas em percentual da fundamental nos barramentos em análise. Configuração 7.

		Ordem Harmônica																																																	
Barra	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25																									
		26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40	41	42	43	44	45	46	47	48	49	50																									
PD	0,0	100,0	0,0	0,0	0,0	0,2	0,1	0,1	0,1	0,0	0,0	0,1	0,0	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0																								
500kV	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0																								
MR	0,0	100,0	0,0	0,0	0,0	1,2	0,0	0,7	0,1	0,0	0,0	0,1	0,0	0,2	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0																								
500kV	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0																								
LD	0,0	100,0	0,0	0,0	0,0	1,1	0,1	0,3	0,1	0,0	0,0	0,3	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0																								
500kV	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,2	0,0	0,2	0,1	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0																								
LD	0,0	100,0	0,0	0,0	0,0	0,9	0,1	0,1	0,1	0,0	0,0	0,4	0,0	0,3	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,1																								
230kV	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,3	0,0	0,0	0,0	0,7	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0																								
MR	0,0	100,0	0,0	0,0	0,0	1,3	0,0	0,6	0,1	0,0	0,1	0,1	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,3																								
230kV	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0																								
CEI	0,0	100,0	0,0	0,0	0,0	0,8	0,1	0,2	0,2	0,0	0,0	0,4	0,0	0,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1																								
230kV	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	0,0	0,2	0,0	0,0	0,0	0,9	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,1	0,0																								
LI	0,0	100,0	0,0	0,0	0,0	0,9	0,1	0,1	0,1	0,0	0,0	0,4	0,0	0,3	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,1																								
230kV	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,2	0,0	0,4	0,0	0,0	0,0	1,2	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,1	0,0																								
LT	0,0	100,0	0,0	0,0	0,0	0,9	0,1	0,1	0,2	0,0	0,0	0,5	0,0	0,3	0,0	0,0	0,0	0,2	0,0	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,1																								
230kV	0,0	0,0	0,0	0,2	0,0	0,2	0,0	0,1	0,1	0,5	4,3	0,0	2,2	0,1	0,0	0,0	2,3	0,1	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0																								
PR	0,0	100,0	0,0	0,0	0,0	1,2	0,0	0,1	0,1	0,1	0,0	0,2	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,3																								
230kV	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0																								
CH	0,0	100,0	0,0	0,0	0,0	1,1	0,1	0,7	0,1	0,1	0,0	0,2	0,0	0,2	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,4																								
230kV	0,0	0,0	0,0	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0																								
PD	0,0	100,0	0,0	0,0	0,0	0,3	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,1	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,2																								
230kV	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,4	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0																								

Tabela IV.32: Síntese dos dados adquiridos no domínio do tempo. Configuração 7.

Barra	Máxima	Máxima	Variação da		Tensão		THD
	tensão sem as fontes de correntes harmônicas [pu]	tensão com as fontes de correntes harmônicas [pu]	tensão antes e depois das fontes de correntes harmônicas [%]	eficaz com as fontes de correntes harmônicas [kV]	Tensão harmônica fundamental [kV]	da tensão [%]	
PD 500kV	1,058	1,060	0,172	529,196	529,191	0,417	
MIR 500kV	1,044	1,060	1,539	522,074	522,023	1,408	
LD 500kV	1,023	1,047	2,288	511,519	511,481	1,228	
LD 230kV	1,025	1,041	1,516	235,719	235,699	1,291	
MIR 230kV	1,002	1,017	1,565	230,280	230,257	1,436	
CEI 230kV	1,022	1,038	1,572	234,953	234,931	1,351	
LI 230kV	1,018	1,037	1,896	234,042	234,009	1,687	
LT 230kV	1,019	1,102	8,086	234,738	234,381	5,525	
PR 230kV	1,011	1,022	1,123	232,592	232,573	1,265	
CH 230kV	0,994	1,005	1,097	228,621	228,597	1,442	
PD 230kV	1,040	1,044	0,406	239,041	239,036	0,645	

IV.3 Configuração 4 transformadores

Tabela IV.33: Tensões harmônicas em percentual da fundamental nos barramentos em análise. Configuração referência.

		Ordem Harmônica																								
Barra		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
		26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40	41	42	43	44	45	46	47	48	49	50
PD	0,0	100,0	0,0	0,0	0,0	0,4	0,1	0,2	0,1	0,0	0,0	0,1	0,0	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
500kV	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,2	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
MR	0,0	100,0	0,0	0,1	0,1	2,4	0,0	1,6	0,2	0,0	0,0	0,2	0,0	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
500kV	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
LD	0,0	100,0	0,0	0,1	0,1	2,2	0,1	0,7	0,1	0,0	0,0	0,3	0,0	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
500kV	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,1	0,0	0,1	0,0	0,0	0,2	0,0	0,2	0,1	0,0	0,0	0,3	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
LD	0,0	100,0	0,0	0,1	0,1	1,8	0,2	0,3	0,3	0,1	0,1	0,5	0,0	0,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
230kV	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,1	0,0	0,1	0,0	0,0	0,1	0,0	0,3	0,0	0,0	0,0	1,4	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
MR	0,0	100,0	0,0	0,1	0,1	2,7	0,1	1,2	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
230kV	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
CEI	0,0	100,0	0,0	0,1	0,1	1,6	0,2	0,4	0,3	0,1	0,1	0,4	0,0	0,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
230kV	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,2	0,0	0,2	0,0	0,0	1,8	0,0	0,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
LI	0,0	100,0	0,0	0,1	0,1	1,8	0,2	0,3	0,3	0,1	0,1	0,5	0,0	0,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
230kV	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,1	0,0	0,1	0,0	0,0	0,2	0,0	0,4	0,0	0,0	0,0	2,6	0,0	0,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
LT	0,0	100,0	0,1	0,0	0,1	1,8	0,2	0,3	0,3	0,1	0,1	0,6	0,0	0,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
230kV	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3	0,0	0,6	0,0	0,1	0,7	4,3	0,0	2,1	0,1	0,0	0,0	4,7	0,1	0,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
PR	0,0	100,0	0,0	0,0	0,0	2,5	0,0	0,2	0,2	0,1	0,1	0,3	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
230kV	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
CH	0,0	100,0	0,0	0,0	0,0	2,4	0,1	1,5	0,2	0,1	0,1	0,3	0,1	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
230kV	0,0	0,0	0,0	0,0	0,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
PD	0,0	100,0	0,0	0,0	0,0	0,8	0,1	0,1	0,1	0,0	0,0	0,1	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
230kV	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,4	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Tabela IV.34: Síntese dos dados adquiridos no domínio do tempo. Configuração referência.

Barra	Máxima		Variação da		Tensão		THD da
	tensão sem as fontes de correntes harmônicas [pu]	tensão com as fontes de correntes harmônicas [pu]	tensão antes e depois das fontes de correntes harmônicas [%]	eficaz com as fontes de correntes harmônicas [kV]	Tensão fundamental [kV]	tensão [%]	
PD 500kV	1,061	1,069	0,767	530,406	530,392	0,705	
MR 500kV	1,052	1,089	3,514	526,152	525,928	2,916	
LD 500kV	1,034	1,065	2,926	517,137	516,985	2,424	
LD 230kV	1,039	1,059	1,912	238,842	238,771	2,444	
MR 230kV	1,010	1,043	3,283	232,203	232,101	2,969	
CEI 230kV	1,036	1,057	2,017	238,212	238,130	2,620	
LI 230kV	1,032	1,056	2,364	237,184	237,058	3,255	
LT 230kV	1,033	1,117	8,124	238,025	237,431	7,079	
PR 230kV	1,016	1,042	2,579	233,804	233,725	2,600	
CH 230kV	0,997	1,015	1,800	229,357	229,256	2,969	
PD 230kV	1,043	1,054	1,023	239,699	239,688	0,965	

Tabela IV.35: Tensões harmônicas em percentual da fundamental nos barramentos em análise. Configuração 1.

		Ordem Harmônica																									
Barra	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	
		26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40	41	42	43	44	45	46	47	48	49	50	
PD	0,0	100,0	0,0	0,0	0,1	0,2	0,1	0,1	0,1	0,0	0,1	0,0	0,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0
500kV	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
MR	0,0	100,0	0,0	0,0	0,1	2,8	0,0	1,6	0,1	0,0	0,1	0,4	0,0	0,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	0,0	0,0
500kV	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,3	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
LD	0,0	100,0	0,0	0,0	0,1	2,5	0,1	0,8	0,1	0,0	0,0	0,4	0,0	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	0,0	0,0
500kV	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	0,0	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
LD	0,0	100,0	0,0	0,0	0,1	1,9	0,1	0,2	0,1	0,0	0,1	0,8	0,0	0,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,1
230kV	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,2	0,0	0,3	0,0	0,0	0,0	1,9	0,0	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
MR	0,0	100,0	0,0	0,0	0,0	3,0	0,1	1,2	0,1	0,1	0,1	0,0	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0
230kV	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
CEI	0,0	100,0	0,0	0,0	0,1	1,7	0,1	0,3	0,1	0,0	0,1	0,7	0,0	0,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,1
230kV	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,1	0,0	0,0	0,1	0,2	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	2,5	0,0	0,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,1	0,0
LI	0,0	100,0	0,0	0,0	0,1	1,9	0,1	0,1	0,1	0,0	0,1	0,8	0,0	0,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,1
230kV	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,2	0,0	0,4	0,0	0,0	0,1	3,4	0,1	0,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0
LT	0,0	100,0	0,0	0,0	0,1	1,9	0,1	0,2	0,1	0,0	0,1	0,8	0,0	0,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2
230kV	0,0	0,0	0,0	0,0	0,4	0,0	0,6	0,0	0,1	0,8	5,2	0,0	2,4	0,0	0,1	6,3	0,1	0,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0
PR	0,0	100,0	0,0	0,0	0,1	2,6	0,1	0,1	0,1	0,2	0,1	0,2	0,0	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,4
230kV	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
CH	0,0	100,0	0,0	0,0	0,0	2,3	0,2	1,5	0,1	0,1	0,2	0,3	0,1	0,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,6
230kV	0,0	0,0	0,0	0,0	1,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
PD	0,0	100,0	0,0	0,0	0,0	0,6	0,1	0,1	0,1	0,0	0,1	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3
230kV	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Tabela IV.36: Síntese dos dados adquiridos no domínio do tempo. Configuração 1.

Barra	Máxima		Variação da		Tensão		THD
	tensão sem as fontes de correntes harmônicas [pu]	tensão com as fontes de correntes harmônicas [pu]	tensão antes e depois das fontes de correntes harmônicas [%]	eficaz com as fontes de correntes harmônicas [kV]	Tensão fundamental harmônica [kV]	da tensão [%]	
PD 500kV	1,083	1,088	0,402	541,691	541,683	0,566	
MR 500kV	1,035	1,070	3,437	517,563	517,290	3,251	
LD 500kV	1,020	1,043	2,270	509,954	509,772	2,668	
LD 230kV	0,957	0,973	1,628	220,191	220,101	2,860	
MR 230kV	0,978	1,009	3,197	224,956	224,836	3,271	
CEI 230kV	0,954	0,974	2,058	219,415	219,304	3,188	
LI 230kV	0,951	0,979	3,008	218,669	218,491	4,037	
LT 230kV	0,952	1,049	10,140	219,725	218,870	8,851	
PR 230kV	1,003	1,028	2,530	230,838	230,757	2,641	
CH 230kV	1,001	1,020	1,872	230,188	230,084	3,008	
PD 230kV	1,048	1,057	0,878	240,867	240,860	0,807	

Tabela IV.37: Tensões harmônicas em percentual da fundamental nos barramentos em análise. Configuração 2.

		Ordem Harmônica																																																	
Barra	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25																									
		26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40	41	42	43	44	45	46	47	48	49	50																									
PD	0,0	100,0	0,0	0,0	0,1	0,2	0,1	0,1	0,1	0,0	0,0	0,1	0,0	0,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0																								
500kV	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0																								
MR	0,0	100,0	0,0	0,0	0,1	2,6	0,0	1,6	0,0	0,0	0,1	0,4	0,0	0,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	0,0	0,0																								
500kV	0,0	0,0	0,0	0,1	0,2	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,4	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0																								
LD	0,0	100,0	0,0	0,0	0,1	2,3	0,0	0,9	0,0	0,0	0,0	0,3	0,0	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	0,0	0,0	0,0																								
500kV	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,2	0,1	0,0	0,0	0,1	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0																								
LD	0,0	100,0	0,0	0,0	0,1	1,7	0,1	0,1	0,1	0,0	0,1	0,8	0,0	0,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,1																								
230kV	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,1	0,0	0,1	0,0	0,0	0,2	0,0	0,3	0,0	0,0	0,0	1,9	0,0	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0																								
MR	0,0	100,0	0,0	0,0	0,1	2,8	0,0	1,3	0,1	0,1	0,1	0,0	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,4																								
230kV	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0																								
CEI	0,0	100,0	0,0	0,0	0,1	1,5	0,1	0,2	0,1	0,0	0,1	0,7	0,0	0,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,1																								
230kV	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,1	0,2	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	2,5	0,0	0,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,1	0,0																								
LI	0,0	100,0	0,0	0,0	0,1	1,7	0,1	0,1	0,1	0,0	0,1	0,8	0,0	0,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,1																								
230kV	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,1	0,0	0,1	0,0	0,0	0,2	0,0	0,4	0,0	0,0	0,1	3,3	0,1	0,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,1	0,0																								
LT	0,0	100,0	0,0	0,0	0,1	1,7	0,1	0,1	0,1	0,0	0,1	0,8	0,0	0,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,2																								
230kV	0,0	0,0	0,0	0,0	0,4	0,0	0,6	0,0	0,1	0,7	5,1	0,0	2,3	0,1	0,1	6,1	0,1	0,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0																								
PR	0,0	100,0	0,0	0,0	0,0	2,4	0,1	0,1	0,1	0,2	0,1	0,2	0,0	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	0,0	0,4																								
230kV	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0																								
CH	0,0	100,0	0,0	0,0	0,0	2,1	0,2	1,5	0,1	0,2	0,2	0,1	0,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,6																								
230kV	0,0	0,0	0,0	0,0	0,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0																								
PD	0,0	100,0	0,0	0,0	0,0	0,5	0,1	0,1	0,1	0,1	0,0	0,1	0,0	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,3																								
230kV	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	0,0	0,1	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0																								

Tabela IV.38: Síntese dos dados adquiridos no domínio do tempo. Configuração 2.

Barra	Máxima		Variação da		Tensão		THD da
	tensão sem as fontes de correntes harmônicas [pu]	tensão com as fontes de correntes harmônicas [pu]	tensão antes e depois das fontes de correntes harmônicas [%]	eficaz com as fontes de correntes harmônicas [kV]	Tensão fundamental [kV]	tensão	
PD 500kV	1,082	1,087	0,475	540,831	540,824	0,508	
MR 500kV	1,021	1,053	3,114	510,720	510,465	3,163	
LD 500kV	1,009	1,022	1,250	504,667	504,506	2,523	
LD 230kV	0,972	0,983	1,064	223,619	223,536	2,722	
MR 230kV	0,973	0,997	2,523	223,643	223,532	3,143	
CEI 230kV	0,969	0,983	1,446	222,891	222,786	3,063	
LI 230kV	0,965	0,989	2,445	222,069	221,901	3,887	
LT 230kV	0,967	1,055	9,162	223,105	222,285	8,596	
PR 230kV	0,999	1,024	2,443	229,890	229,818	2,500	
CH 230kV	0,999	1,014	1,480	229,765	229,672	2,857	
PD 230kV	1,049	1,055	0,638	240,990	240,984	0,728	

Tabela IV.39: Tensões harmônicas em percentual da fundamental nos barramentos em análise. Configuração 3.

		Ordem Harmônica																									
Barra	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	
PD	0,0	100,0	0,0	0,0	0,0	0,5	0,2	0,3	0,1	0,0	0,0	0,1	0,0	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0
500kV	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
MR	0,0	100,0	0,1	0,1	0,1	3,3	0,1	2,1	0,3	0,1	0,0	0,1	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0
500kV	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,2	0,0	0,2	0,0	0,0	0,1	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
LD	0,0	100,0	0,1	0,0	0,1	3,4	0,2	1,0	0,1	0,0	0,0	0,4	0,0	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0
500kV	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,2	0,0	0,2	0,0	0,0	0,3	0,0	0,4	0,1	0,0	0,0	0,6	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
LD	0,0	100,0	0,1	0,0	0,1	3,2	0,3	0,7	0,3	0,0	0,0	0,5	0,0	0,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,1
230kV	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,1	0,0	0,1	0,0	0,0	0,1	0,0	0,3	0,0	0,0	0,0	0,9	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
MR	0,0	100,0	0,1	0,0	0,1	3,9	0,1	1,8	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,4
230kV	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
CEI	0,0	100,0	0,1	0,0	0,1	3,0	0,3	0,7	0,3	0,1	0,0	0,4	0,0	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1
230kV	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,1	0,2	0,0	0,2	0,0	0,0	0,1	1,0	0,1	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,1	0,0
LI	0,0	100,0	0,0	0,0	0,1	3,1	0,3	0,7	0,3	0,0	0,0	0,5	0,0	0,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,1
230kV	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,1	0,0	0,1	0,0	0,0	0,2	0,0	0,5	0,0	0,0	0,1	1,5	0,1	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,1	0,0
LT	0,0	100,0	0,1	0,0	0,1	3,2	0,3	0,7	0,3	0,1	0,0	0,5	0,0	0,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,2
230kV	0,0	0,0	0,0	0,3	0,0	0,6	0,0	0,0	0,1	0,7	5,0	0,1	2,4	0,1	0,1	0,2	2,8	0,1	0,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0
PR	0,0	100,0	0,0	0,0	0,1	3,6	0,1	0,3	0,1	0,1	0,0	0,3	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	0,0	0,4
230kV	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0
CH	0,0	100,0	0,0	0,0	0,0	3,4	0,1	2,2	0,2	0,1	0,1	0,3	0,1	0,2	0,0	0,0	0,1	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	0,0	0,6
230kV	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,1	0,0	0,1	0,0	0,0	0,1	0,0	0,1	0,1	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
PD	0,0	100,0	0,0	0,0	0,0	1,0	0,1	0,2	0,1	0,0	0,0	0,1	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	0,0	0,3
230kV	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,4	0,0	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0

Tabela IV.40: Síntese dos dados adquiridos no domínio do tempo. Configuração 3.

Barra	Máxima	Máxima	Variação da		Tensão	THD
	tensão sem as fontes de correntes harmônicas [pu]	tensão com as fontes de correntes harmônicas [pu]	tensão antes e depois das fontes de correntes harmônicas [%]	eficaz com as fontes de correntes harmônicas [kV]	Tensão fundamental harmônica [kV]	
PD 500kV	1,055	1,063	0,750	527,617	527,602	0,746
MIR 500kV	1,037	1,088	5,005	518,451	518,043	3,967
LD 500kV	1,006	1,041	3,453	503,285	502,948	3,658
LD 230kV	1,010	1,022	1,170	232,398	232,261	3,440
MIR 230kV	0,993	1,043	5,057	228,429	228,217	4,312
CEI 230kV	1,007	1,020	1,277	231,743	231,613	3,351
LI 230kV	1,003	1,014	1,121	230,752	230,597	3,666
LT 230kV	1,005	1,070	6,505	231,546	230,957	7,141
PR 230kV	1,005	1,040	3,491	231,327	231,173	3,655
CH 230kV	0,991	1,010	1,949	228,021	227,829	4,100
PD 230kV	1,036	1,048	1,098	238,213	238,197	1,176

Tabela IV.41: Tensões harmônicas em percentual da fundamental nos barramentos em análise. Configuração 4.

		Ordem Harmônica																								
Barra		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
		26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40	41	42	43	44	45	46	47	48	49	50
PD	0,0	100,0	0,0	0,0	0,1	0,4	0,2	0,3	0,1	0,0	0,0	0,1	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
500kV	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
MR	0,0	100,0	0,0	0,0	0,0	3,1	0,0	2,7	0,3	0,1	0,0	0,1	0,0	0,1	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
500kV	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
LD	0,0	100,0	0,1	0,1	0,1	3,4	0,2	0,9	0,1	0,1	0,0	0,3	0,0	0,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
500kV	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,2	0,0	0,4	0,1	0,0	0,0	0,6	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
LD	0,0	100,0	0,1	0,1	0,1	3,3	0,2	0,7	0,3	0,1	0,1	0,3	0,0	0,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1
230kV	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,3	0,0	0,0	0,0	0,6	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
MR	0,0	100,0	0,0	0,0	0,0	3,9	0,1	2,3	0,2	0,1	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3
230kV	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
CEI	0,0	100,0	0,1	0,1	0,1	3,2	0,2	0,7	0,3	0,1	0,1	0,3	0,0	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1
230kV	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,1	0,2	0,0	0,2	0,1	0,0	0,0	0,7	0,0	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0
LI	0,0	100,0	0,1	0,1	0,1	3,3	0,2	0,7	0,3	0,1	0,1	0,3	0,0	0,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1
230kV	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,2	0,0	0,4	0,1	0,0	0,1	1,1	0,1	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
LT	0,1	100,0	0,1	0,1	0,1	3,4	0,2	0,7	0,3	0,1	0,1	0,4	0,0	0,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2
230kV	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3	0,0	0,6	0,0	0,1	0,6	4,5	0,1	2,3	0,2	0,1	0,1	1,9	0,1	0,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
PR	0,0	100,0	0,0	0,0	0,1	3,6	0,1	0,4	0,2	0,1	0,0	0,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3
230kV	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
CH	0,0	100,0	0,0	0,0	0,1	3,4	0,2	2,8	0,1	0,1	0,0	0,3	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,5
230kV	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
PD	0,0	100,0	0,0	0,0	0,0	1,0	0,1	0,2	0,1	0,1	0,0	0,1	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3
230kV	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Tabela IV.42: Síntese dos dados adquiridos no domínio do tempo. Configuração 4.

Barra	Máxima	Máxima	Variação da		Tensão		THD
	tensão sem as fontes de correntes harmônicas [pu]	tensão com as fontes de correntes harmônicas [pu]	tensão antes e depois das fontes de correntes harmônicas [%]	eficaz com as fontes de correntes harmônicas [kV]	Tensão harmônica fundamental [kV]	da tensão [%]	
PD 500kV	1,070	1,076	0,592	535,144	535,132	0,646	
MR 500kV	1,049	1,101	4,942	524,634	524,190	4,118	
LD 500kV	1,014	1,047	3,271	506,619	506,280	3,662	
LD 230kV	1,051	1,060	0,878	241,531	241,382	3,523	
MR 230kV	1,049	1,104	5,259	241,238	240,988	4,551	
CEI 230kV	1,048	1,058	0,972	240,954	240,812	3,434	
LI 230kV	1,044	1,050	0,646	239,808	239,650	3,622	
LT 230kV	1,045	1,106	5,778	240,619	240,104	6,553	
PR 230kV	1,035	1,072	3,662	238,416	238,252	3,720	
CH 230kV	1,010	1,029	1,932	232,352	232,117	4,503	
PD 230kV	1,043	1,051	0,819	239,554	239,539	1,098	

Tabela IV.43: Tensões harmônicas em percentual da fundamental nos barramentos em análise. Configuração 5.

		Ordem Harmônica																																
Barra		0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25							
		26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40	41	42	43	44	45	46	47	48	49	50								
PD	0,0	100,0	0,0	0,0	0,0	0,4	0,1	0,2	0,1	0,0	0,0	0,1	0,0	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0							
500kV	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,1	0,0	0,0	0,2	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0						
MR	0,0	100,0	0,0	0,1	0,0	2,2	0,0	1,5	0,2	0,1	0,0	0,1	0,0	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0						
500kV	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,1	0,0	0,1	0,0	0,0	0,1	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0					
LD	0,0	100,0	0,0	0,1	0,1	2,0	0,1	0,7	0,1	0,0	0,0	0,3	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0					
500kV	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,1	0,0	0,1	0,0	0,0	0,3	0,0	0,3	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0				
LD	0,0	100,0	0,0	0,1	0,1	1,6	0,1	0,3	0,3	0,1	0,0	0,4	0,0	0,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0				
230kV	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,1	0,0	0,1	0,0	0,0	0,1	0,0	0,5	0,0	0,0	0,1	0,0	0,1	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0			
MR	0,0	100,0	0,0	0,1	0,1	2,4	0,1	1,2	0,2	0,1	0,0	0,0	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,3	0,0			
230kV	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0		
CEI	0,0	100,0	0,0	0,1	0,1	1,5	0,1	0,5	0,3	0,1	0,0	0,3	0,0	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0		
230kV	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,1	0,0	0,1	0,0	0,0	0,1	0,2	0,0	0,6	0,1	0,1	0,0	0,3	0,0	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,1	0,0	0,1	0,0	0,0		
LI	0,0	100,0	0,0	0,1	0,1	1,6	0,1	0,3	0,3	0,1	0,0	0,4	0,0	0,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,1		
230kV	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,1	0,0	0,1	0,0	0,0	0,2	0,0	0,7	0,0	0,1	0,0	0,2	0,0	0,2	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
LT	0,0	100,0	0,0	0,1	0,1	1,6	0,1	0,3	0,3	0,1	0,0	0,4	0,0	0,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,1		
230kV	0,0	0,0	0,0	0,3	0,0	0,5	0,0	0,5	0,0	0,1	0,7	4,9	0,1	3,9	0,2	0,2	0,0	0,4	0,0	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
PR	0,0	100,0	0,0	0,1	0,0	2,2	0,1	0,2	0,2	0,1	0,0	0,2	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	0,0	0,0	0,0	0,2	0,0	0,3	0,0	
230kV	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
CH	0,0	100,0	0,0	0,0	0,0	2,1	0,2	1,5	0,2	0,1	0,1	0,2	0,1	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,5	0,0	
230kV	0,0	0,0	0,0	0,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
PD	0,0	100,0	0,0	0,0	0,0	0,7	0,1	0,1	0,1	0,0	0,0	0,1	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	0,0
230kV	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,5	0,0	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Tabela IV.44: Síntese dos dados adquiridos no domínio do tempo. Configuração 5.

Barra	Máxima	Máxima	Variação da		Tensão		THD
	tensão sem as fontes de correntes harmônicas [pu]	tensão com as fontes de correntes harmônicas [pu]	tensão antes e depois das fontes de correntes harmônicas [%]	eficaz com as fontes de correntes harmônicas [kV]	Tensão fundamental harmônica [kV]	da tensão [%]	
PD 500kV	1,066	1,070	0,390	533,084	533,076	0,555	
MR 500kV	1,066	1,104	3,537	533,294	533,100	2,698	
LD 500kV	1,053	1,082	2,771	526,267	526,138	2,208	
LD 230kV	1,039	1,053	1,407	238,820	238,780	1,834	
MR 230kV	1,006	1,041	3,438	231,395	231,312	2,678	
CEI 230kV	1,036	1,047	1,036	238,183	238,145	1,802	
LI 230kV	1,032	1,050	1,734	237,110	237,066	1,930	
LT 230kV	1,033	1,137	10,074	237,967	237,452	6,590	
PR 230kV	1,016	1,042	2,506	233,916	233,856	2,266	
CH 230kV	0,999	1,012	1,327	229,808	229,726	2,669	
PD 230kV	1,047	1,057	0,972	240,651	240,641	0,903	

Tabela IV.45: Tensões harmônicas em percentual da fundamental nos barramentos em análise. Configuração 6.

		Ordem Harmônica																									
Barra	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	
		26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40	41	42	43	44	45	46	47	48	49	50	
PD	0,0	100,0	0,0	0,0	0,0	0,4	0,1	0,2	0,1	0,0	0,0	0,1	0,0	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
500kV	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
MR	0,0	100,0	0,0	0,1	0,1	2,2	0,0	1,6	0,2	0,1	0,0	0,1	0,0	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0
500kV	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
LD	0,0	100,0	0,0	0,1	0,1	2,0	0,1	0,7	0,1	0,0	0,0	0,2	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0
500kV	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,2	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	1,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
LD	0,0	100,0	0,0	0,1	0,1	1,6	0,1	0,3	0,3	0,1	0,0	0,4	0,0	0,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,1
230kV	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,9	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
MR	0,0	100,0	0,0	0,1	0,1	2,4	0,0	1,2	0,2	0,1	0,0	0,0	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,4
230kV	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
CEI	0,0	100,0	0,0	0,1	0,1	1,5	0,1	0,5	0,3	0,1	0,0	0,3	0,0	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1
230kV	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,6	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
LI	0,0	100,0	0,0	0,1	0,1	1,6	0,1	0,3	0,3	0,1	0,0	0,4	0,0	0,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,1
230kV	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	1,4	0,0	0,0	0,0	0,2	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
LT	0,0	100,0	0,0	0,1	0,1	1,7	0,1	0,3	0,3	0,1	0,0	0,4	0,0	0,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,2
230kV	0,0	0,0	0,0	0,0	0,4	0,1	0,7	0,1	0,2	0,1	2,1	0,2	7,5	0,3	0,1	0,1	0,3	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
PR	0,0	100,0	0,0	0,1	0,0	2,2	0,1	0,2	0,2	0,1	0,0	0,2	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	0,0	0,4
230kV	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,1	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
CH	0,0	100,0	0,0	0,0	0,1	2,1	0,2	1,5	0,2	0,1	0,1	0,2	0,1	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,6
230kV	0,0	0,0	0,0	0,0	0,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
PD	0,0	100,0	0,0	0,0	0,0	0,7	0,1	0,1	0,1	0,0	0,0	0,1	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,3
230kV	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	0,0	0,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Tabela IV.46: Síntese dos dados adquiridos no domínio do tempo. Configuração 6.

Barra	Máxima	Máxima	Variação da		Tensão		THD
	tensão sem as fontes de correntes harmônicas [pu]	tensão com as fontes de correntes harmônicas [pu]	tensão antes e depois das fontes de correntes harmônicas [%]	eficaz com as fontes de correntes harmônicas [kV]	Tensão fundamental harmônica [kV]	da tensão [%]	
PD 500kV	1,066	1,070	0,350	533,058	533,050	0,553	
MR 500kV	1,066	1,106	3,705	533,251	533,048	2,759	
LD 500kV	1,053	1,083	2,866	526,234	526,082	2,406	
LD 230kV	1,039	1,054	1,497	238,797	238,748	2,015	
MR 230kV	1,006	1,041	3,527	231,374	231,288	2,729	
CEI 230kV	1,036	1,043	0,602	238,283	238,244	1,811	
LI 230kV	1,032	1,052	1,927	237,098	237,036	2,299	
LT 230kV	1,033	1,133	9,678	238,168	237,397	8,068	
PR 230kV	1,016	1,041	2,505	233,902	233,841	2,293	
CH 230kV	0,999	1,014	1,506	229,809	229,720	2,783	
PD 230kV	1,047	1,055	0,797	240,636	240,625	0,967	

Tabela IV.47: Tensões harmônicas em percentual da fundamental nos barramentos em análise. Configuração 7.

		Ordem Harmônica																											
Barra		0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25		
		26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40	41	42	43	44	45	46	47	48	49	50			
PD	0,0	100,0	0,0	0,0	0,0	0,4	0,1	0,2	0,1	0,0	0,0	0,1	0,0	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0		
500kV	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,2	0,0	0,1	0,0	0,0	0,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
MR	0,0	100,0	0,0	0,1	0,1	2,5	0,0	1,6	0,2	0,0	0,0	0,2	0,0	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	
500kV	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,2	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,1	0,0	0,0	0,1	0,0	0,1	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
LD	0,0	100,0	0,0	0,1	0,1	2,3	0,1	0,7	0,1	0,0	0,0	0,3	0,0	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	
500kV	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,2	0,0	0,0	0,0	0,2	0,0	0,2	0,1	0,0	0,0	0,3	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
LD	0,0	100,0	0,1	0,1	1,8	0,2	0,3	0,3	0,3	0,1	0,1	0,5	0,0	0,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,1	
230kV	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,1	0,0	0,1	0,0	0,0	0,1	0,0	0,3	0,0	0,0	1,5	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
MR	0,0	100,0	0,0	0,1	0,1	2,7	0,1	1,2	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,4
230kV	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
CEI	0,0	100,0	0,1	0,1	1,7	0,2	0,5	0,3	0,1	0,1	0,5	0,0	0,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1
230kV	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,3	0,0	0,2	0,0	0,0	1,9	0,0	0,0	0,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,1	0,0	0,0
LI	0,0	100,0	0,1	0,1	1,8	0,2	0,3	0,3	0,3	0,1	0,1	0,5	0,0	0,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,1
230kV	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,1	0,0	0,1	0,0	0,0	0,2	0,0	0,4	0,0	0,0	2,6	0,0	0,0	0,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,1	0,0	0,0
LT	0,0	100,0	0,1	0,1	1,8	0,2	0,3	0,3	0,3	0,1	0,1	0,6	0,0	0,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,2
230kV	0,0	0,0	0,0	0,3	0,0	0,6	0,0	0,0	0,1	0,7	4,4	0,0	2,2	0,1	0,0	4,9	0,1	0,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0
PR	0,0	100,0	0,0	0,0	0,0	2,6	0,0	0,2	0,2	0,1	0,1	0,3	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,4
230kV	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
CH	0,0	100,0	0,0	0,0	0,0	2,5	0,1	1,5	0,2	0,1	0,1	0,3	0,1	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,6
230kV	0,0	0,0	0,0	0,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
PD	0,0	100,0	0,0	0,0	0,0	0,8	0,1	0,1	0,1	0,0	0,0	0,1	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3
230kV	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,4	0,0	0,1	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Tabela IV.48: Síntese dos dados adquiridos no domínio do tempo. Configuração 7.

Barra	Máxima		Variação da		Tensão		THD
	tensão sem as fontes de correntes harmônicas [pu]	Máxima tensão com as fontes de correntes harmônicas [pu]	tensão antes e depois das fontes de correntes harmônicas [%]	eficaz com as fontes de correntes harmônicas [kV]	Tensão fundamental harmônica [kV]	da tensão [%]	
PD 500kV	1,058	1,066	0,765	529,219	529,205	0,717	
MR 500kV	1,044	1,082	3,622	522,240	522,008	2,981	
LD 500kV	1,023	1,055	3,074	511,592	511,434	2,485	
LD 230kV	1,025	1,048	2,223	235,747	235,673	2,516	
MR 230kV	1,002	1,036	3,452	230,351	230,245	3,036	
CEI 230kV	1,022	1,045	2,260	234,989	234,903	2,702	
LI 230kV	1,018	1,048	2,981	234,116	233,984	3,357	
LT 230kV	1,019	1,109	8,806	234,972	234,350	7,290	
PR 230kV	1,011	1,038	2,690	232,669	232,587	2,650	
CH 230kV	0,994	1,013	1,886	228,714	228,609	3,025	
PD 230kV	1,040	1,051	1,055	239,053	239,042	0,982	

V. RESULTADOS DO ÍNDICE DE SEVERIDADE

V.1 Operação com 6 Conjuntos "Transformador-Retificador"

Tabela V.1: Resultado do cálculo do Índice de Severidade para cada configuração com o bloco de carga operando com seis conjuntos "transformador-retificador".

Barra	Referência	Configuração						
		1	2	3	4	5	6	7
PD 500kV	0,001897	0,001533	0,000829	0,000696	0,000522	0,00228	0,001421	0,001896
MR 500kV	0,000949	0,000537	0,000483	0,000478	0,000399	0,001951	0,001511	0,000949
LD 500kV	0,002594	0,001855	0,001257	0,002463	0,002491	0,005848	0,004601	0,002593
LD 230kV	0,001746	0,001776	0,001742	0,001873	0,001886	0,005872	0,004804	0,001746
MR 230kV	0,000342	0,000269	0,000244	0,000278	0,000284	0,00094	0,000757	0,000342
CEI 230kV	0,001894	0,001501	0,001476	0,001594	0,001638	0,008355	0,003127	0,001893
LI 230kV	0,002677	0,002715	0,002664	0,002867	0,002887	0,009076	0,007429	0,002678
LT 230kV	0,026568	0,030165	0,029541	0,031002	0,030838	0,052822	0,040668	0,026558
PR 230kV	0,001007	0,000921	0,00055	0,000512	0,000419	0,001301	0,000855	0,001007
CH 230kV	0,000263	0,000201	0,00013	0,000147	0,000109	0,000837	0,000682	0,000263
PD 230kV	0,001892	0,001614	0,000935	0,000849	0,000682	0,002649	0,001822	0,001891
MAX	0,026568	0,030165	0,029541	0,031002	0,030838	0,052822	0,040668	0,026558

V.2 Operação com 5 Conjuntos "Transformador-Retificador"

Tabela V.2: Resultado do cálculo do Índice de Severidade para cada configuração com o bloco de carga operando com cinco conjuntos "transformador-retificador".

Barra	Referência	Configuração						
		1	2	3	4	5	6	7
PD 500kV	0,003144	0,002777	0,002205	0,002234	0,002223	0,002733	0,00211	0,00315
MR 500kV	0,007844	0,007962	0,007968	0,010602	0,011764	0,00749	0,007581	0,007824
LD 500kV	0,006816	0,006328	0,00612	0,008967	0,009738	0,008006	0,007275	0,006797
LD 230kV	0,008699	0,010532	0,009792	0,008704	0,009579	0,007576	0,006878	0,008725
MR 230kV	0,007571	0,007512	0,007423	0,010498	0,01146	0,006866	0,0071	0,007547
CEI 230kV	0,009851	0,012802	0,011803	0,008439	0,009272	0,009446	0,005574	0,009895
LI 230kV	0,012887	0,016764	0,015295	0,009558	0,010051	0,010258	0,008908	0,012957
LT 230kV	0,034375	0,042264	0,039844	0,03311	0,032802	0,053103	0,041068	0,034465
PR 230kV	0,007025	0,006565	0,006329	0,009287	0,00994	0,006227	0,006423	0,007
CH 230kV	0,008111	0,007577	0,007313	0,010961	0,01208	0,00759	0,008047	0,008093
PD 230kV	0,003065	0,002715	0,002176	0,002828	0,002895	0,003392	0,003009	0,003062
MAX	0,034375	0,042264	0,039844	0,03311	0,032802	0,053103	0,041068	0,034465

V.3 Operação com 4 Conjuntos "Transformador-Retificador"

Tabela V.3: Resultado do cálculo do Índice de Severidade para cada configuração com o bloco de carga operando com quatro conjuntos "transformador-retificador".

Barra	Referência	Configuração						
		1	2	3	4	5	6	7
PD 500kV	0,005219	0,004593	0,0037	0,004302	0,004449	0,003546	0,003142	0,005237
MR 500kV	0,016558	0,016748	0,016673	0,022727	0,025242	0,015569	0,015933	0,016517
LD 500kV	0,0135	0,012823	0,01262	0,018442	0,020158	0,01297	0,012783	0,013459
LD 230kV	0,017554	0,021615	0,019841	0,017808	0,019822	0,011057	0,010755	0,017617
MR 230kV	0,016084	0,015959	0,015762	0,022486	0,024582	0,01449	0,014934	0,016033
CEI 230kV	0,020337	0,026943	0,024641	0,017523	0,019406	0,01217	0,00967	0,02044
LI 230kV	0,026736	0,035318	0,032001	0,019263	0,020419	0,012993	0,012097	0,026897
LT 230kV	0,053731	0,070448	0,064531	0,03947	0,038745	0,053861	0,042142	0,054019
PR 230kV	0,014417	0,013535	0,01319	0,019585	0,021031	0,012692	0,013076	0,014362
CH 230kV	0,016841	0,015753	0,015236	0,023187	0,025637	0,015754	0,01657	0,0168
PD 230kV	0,004371	0,003854	0,003356	0,004882	0,00514	0,004372	0,004208	0,004362
MAX	0,053731	0,070448	0,064531	0,03947	0,038745	0,053861	0,042142	0,054019

VI. PROGRAMAS AUXILIARES

Anexo VI.1: myFFT.c

```
#include <stdio.h>
#include <math.h>
#include <gsl/gsl_errno.h>
#include <gsl/gsl_fft_complex.h>
#include <stdlib.h>
#include <malloc.h>

double eval_yt(double t) {

    double const PI=3.14159265;

    double yt;
    double f0, f1, f2, f3, f4, f5;
    double A0, A1, A2, A3, A4, A5;
    double thetan;

    //freqs
    f0 = 0*60;
    f1 = 1*60;
    f2 = 2*60;
    f3 = 3*60;
    f4 = 4*60;
    f5 = 5*60;

    //Amplitudes
    A0 = 0.25;
    A1 = 1.0;
    A2 = 0.0;
    A3 = 0.5;
    A4 = 0.0;
    A5 = 0.25;

    // desvio de fase
    thetan = ((0*PI)/360)*t;

    yt = A0*cos(2*PI*f0*t+thetan)+A1*cos(2*PI*f1*t+thetan)+A2*cos(2*PI*f2*t+
        thetan)+\
    A3*cos(2*PI*f3*t+thetan)+A4*cos(2*PI*f4*t+thetan)+A5*cos(2*PI*f5*t+thetan);

    return(yt);
}

int main() {

    // constantes
    long int const pontos = 1024;
    double T0 = 1./60.;
```

```

int ciclos = 3;
double dt = (ciclos*T0)/pontos;
char const senoide[] = "curva.txt";
char const amplitude[] = "amplitude.txt";
char const fase[] = "fase.txt";

//arquivos
FILE *fp_senoide, *fp_amplitude, *fp_fase;

// variaveis
int i;
double mod = 0.0;
double phase = 0.0;
double *data;

// aloca espaço para o vetor de dados
data = malloc(sizeof(double) * pontos * 2);
if(data == NULL) {
    printf("problema na alocação de memória para o vetor de dados\n");
    exit(1);
}

for (i = 0; i < pontos; i++) {
    data[2*i] = eval_yt(dt*i);
    data[2*i+1] = 0.0;
}

// abrir arquivo para escrita dos pontos
if((fp_senoide = fopen(senoide, "w+"))==NULL) {
    printf("Arquivo %s não pode ser aberto ou inexistente\n",senoide);
    exit(1);
}

for (i = 0; i < pontos; i++) {
    fprintf(fp_senoide, "%lf %lf\n", dt*i, data[2*i]);
}

// liberar senoide
fclose(fp_senoide);

// FFT
gsl_fft_complex_radix2_forward(data, 1, pontos);

// abrir arquivo para escrita dos pontos
if((fp_amplitude = fopen(amplitude, "w+"))==NULL) {
    printf("Arquivo %s não pode ser aberto ou inexistente\n",amplitude);
    exit(1);
}

// abrir arquivo para escrita dos pontos
if((fp_fase = fopen(fase, "w+"))==NULL) {
    printf("Arquivo %s não pode ser aberto ou inexistente\n",fase);
    exit(1);
}

```

```

mod = sqrt(pow(data[0],2)+pow(data[1],2)); // Ajuste para C0
phase = atan(-data[1]/data[0]);
fprintf(fp_amplitude,"%e %e\n",0.,mod/pontos);
fprintf(fp_fase,"%e %e\n",0.,phase/pontos);
for (i = 1; i < pontos/2; i++) {
    mod = 2 * sqrt(pow(data[2*i],2)+pow(data[2*i+1],2)); // Ajuste para Cn
    phase = atan(-data[2*i+1]/data[2*i]);
    fprintf(fp_amplitude,"%e %e\n",i/(pontos*dt*60),mod/pontos);
    fprintf(fp_fase,"%e %e\n",i/(pontos*dt),phase);
}

// liberar arquivos
fclose(fp_amplitude);
fclose(fp_fase);

// liberar memoria
free(data);

return(0);
}

```

Anexo VI.2: "Deck do ATP para rotina frequency scan"

```

BEGIN NEW DATA CASE
C
-----

C ARQUIVO GERADO PARA EXEMPLO FREQUENCY SCAN
C DISSERTAÇÃO PARA GRAU DE ENGENHEIRO ELETRICISTA
C
C AUTOR: LEONARDO MARQUES NUNES DE MATTOS
C
-----

C
-----

C Frequency Scan Input Data
C
-----

C          1          2          3          4          5          6          7
          8

C 34567890123456789012345678901234567890123456789012345678901234567890

C FREQUENCY SCAN-----><FMIN--><DeltaF><FMAX--><NPD----><MODSYM----->
FREQUENCY SCAN          1.E-1  1.E-1  3.E3  0
C DELTAT  TMAX  XOPT  COPT  EPSLIN  TOLMAT  TSTART
  1.E-6  .000
C  IOUT  IPLIT  IDOUBL  KSSOUT  MAXOUT  IPUN  MEMSAV  ICAT  NENERG
  IPRSUP

```

```

500      1      1      0      1      0      0      1      0
C
/BRANCH
C < n1 >< n2 ><ref1><ref2>< R >< L >< C >
V1              3.5 153.6
                                0
V1              15.5 7.86 11.387
                                0
V1              52.141.71 4.9
                                0
BLANK BRANCH
/SWITCH
C <-BUS1<-BUS2<---TCLOSE<----TOPEN<-IEPSILON<---VFLASH<-----WORD
V1  SWTSR      -1.00      2.0
                                1
C
BLANK SWITCH
/SOURCE
C IMPRIMIR OS DADOS EM COORDENADAS POLARES E RETANGULARES.
  BOTH POLAR AND RECTANGULAR
C
C Fonte de corrente "type-14" injetada na barra V1
C
-----

C < n 1><>< Ampl. >< Freq. ><Phase/T0>< A1 >< T1 >< TSTART >< TSTOP
  >
14SWTSR -1      1.0      60.0      0.0      -1.
  2.0
C
-----

C
BLANK SOURCE
/OUTPUT
C TENSÃO DE SAÍDA
C <-BUS1<-BUS2<-BUS3<-BUS3
  SWTSR
  V1
C
BLANK OUTPUT
BLANK PLOT
BEGIN NEW DATA CASE
BLANK

```

Anexo VI.3: "Programa para geração das fontes de correntes harmônicas para o ATP e cálculo da interação fasorial das fontes.."

```

#include <stdio.h>
#include <stdlib.h>
#include <math.h>
#include <malloc.h>
#include <complex.h>

```

```

int main() {

    // arquivo de saída
    FILE *fp_atp, *fp_fasores, *fp_razao;

    // variaveis computacionais
    int i, k, j, l;
    int h1; // harmonica de sequencia +
    int h2; // harmonica de sequencia -
    int const KMAX = 8;
    char fileATP[32];
    double tstart = 20.E-3;
    double tstop = 2.0;
    char Barra[5];
    int const TrafoMax = 4; // UNICA VARIÁVEL A SER AJUSTADA
    double complex somaFasorial[16];
    double complex fasor1;
    double const PI = 3.14159265;

    // fase das correntes no secundário dos trafos especiais
    // em relação a uma o corrente ficticia de fase 0 no primário
    int Defs[6] = {-15, -5, 5, -25, -35, -45};
    // fase de referencia no primario do trafo defasador, ou seja,
    // fase da corrente no secundário do transformador 230/34.5
    double const faseRef[] = {-160.2310, -159.9901, -154.8412};
    // Corrente fundamental no secundário do trafo de 230/34.5 kV
    // em Amperes-pico - retiradas do caso base - atp
    double const I13f[] = {6571.27, 6422.99, 5260.38};
    // corrente na fase da cada trafo retificador 34.5/0.7 kV
    // lado de alta
    double Iret;
    double faseSeqPosSec, faseSeqNegSec;
    double faseSeqPosPrim, faseSeqNegPrim;
    double ampSeqPos, ampSeqNeg;
    double fase;

    // nome do arquivo ATP
    sprintf(fileATP, "FONTES_%i.txt", TrafoMax);

    // abrir arquivo para escrita dos pontos
    if((fp_atp = fopen(fileATP, "w+"))==NULL) {
        printf("Arquivo %s não pode ser aberto ou inexistente\n", fileATP);
        exit(1);
    }

    // zerar o soma fasorial
    for(i = 0; i<16; i++) {
        somaFasorial[i] = 0. + I*0.;
    }

    for(j = 0; j<3; j++) {

```

```

// corrente na fase da cada trafo retificador 34.5/0.7 kV
// lado de alta
Iret = (I13f[j]/TrafoMax);

// nome da barra
sprintf(Barra,"CLCU%i",j+1);

fprintf(fp_atp,"C \nC FONTES DE CORRENTES HARMONICAS DA LINHA DE CUBA %i\n",j+1);
fprintf(fp_atp,"C -----\nC \n");

for(i = 0; i < TrafoMax; i++) {

    fprintf(fp_atp,"C Fontes do transformador %i\n",Defs[i]);
    printf("para o transformador %i\n",Defs[i]);

    l = 0; // controle do array soma fasorial
    for(k = 1; k < KMAX+1; k++) {

        h1 = 6*k+1;
        h2 = 6*k-1;

        // fase de referencia mais defasagem do transformador
        // retificador
        fase = faseRef[j] + Defs[i];

        // calcula o valor da fase da harmonica no secundario
        faseSeqPosSec = fmod(h1*fase,360);
        faseSeqNegSec = fmod(h2*fase,360);

        // passa o valor da fase da harmonica do secundario para
        // o primario
        faseSeqPosPrim = fmod(faseSeqPosSec - Defs[i],360);
        faseSeqNegPrim = fmod(faseSeqNegSec + Defs[i],360);

        // imprimir para verificar os resultados
        //printf("secundario:\th1: %i seq+: %.2lf\th2: %i seq-: %.2lf\n",h1,
            faseSeqPosSec,h2,faseSeqNegSec);
        //printf("primário:\th1: %i seq+: %.2lf\th2: %i seq-: %.2lf\n",h1,
            faseSeqPosPrim,h2,faseSeqNegPrim);

        // amplitude
        ampSeqPos = (Iret)/h1;
        ampSeqNeg = (-Iret)/h2;

        // fazer soma fasorial aqui
        // soma da sequencia negativa
        somaFasorial[l] += ampSeqNeg*cos(faseSeqNegPrim*PI/180.) + I*ampSeqNeg
            *sin(faseSeqNegPrim*PI/180.);

        // soma da sequencia positiva

```



```

somaFasorial[l+1] += ampSeqPos*cos(faseSeqPosPrim*PI/180.) + I*
    ampSeqPos*sin(faseSeqPosPrim*PI/180.);

// incrementar l
l+=2;

// gerar arquivo ATP

    fprintf(fp_atp,"C \th1: %i Fase+: %.2lf\th2: %i seq-: %.2lf\n",
        h1,faseSeqPosPrim,h2,faseSeqNegPrim);
    // imprime sequência positiva - fases A, B, C (0,-120,120)
    fprintf(fp_atp,"14%sA-1%10.2f%9i.%10.2f          %10.4f%10.4
        f\n",Barra,ampSeqPos,60*h1,faseSeqPosPrim,tstart,tstop);
    fprintf(fp_atp,"14%sB-1%10.2f%9i.%10.2f          %10.4f%10.4
        f\n",Barra,ampSeqPos,60*h1,fmod(faseSeqPosPrim-120,360),tstart,
        tstop);
    fprintf(fp_atp,"14%sC-1%10.2f%9i.%10.2f          %10.4f%10.4
        f\n",Barra,ampSeqPos,60*h1,fmod(faseSeqPosPrim+120,360),tstart,
        tstop);

// imprime sequência negativa - fases A, B, C (0,+120,-120)
    fprintf(fp_atp,"14%sA-1%10.2f%9i.%10.2f          %10.4f%10.4
        f\n",Barra,ampSeqNeg,60*h2,faseSeqNegPrim,tstart,tstop);
    fprintf(fp_atp,"14%sB-1%10.2f%9i.%10.2f          %10.4f%10.4
        f\n",Barra,ampSeqNeg,60*h2,fmod(faseSeqNegPrim+120,360),tstart,
        tstop);
    fprintf(fp_atp,"14%sC-1%10.2f%9i.%10.2f          %10.4f%10.4
        f\n",Barra,ampSeqNeg,60*h2,fmod(faseSeqNegPrim-120,360),tstart,
        tstop);

}

}

}

// soma fasorial das fundamentais
fasor1 = 0.+I*0.;
for(i=0;i<3;i++) {
    fasor1 += I13f[i]*cos(PI*faseRef[i]/180.)+I*I13f[i]*sin(PI*faseRef[i]
        ]/180.);
}

// imprimir nova fundamental
printf("\nfasor1: %lf %lf\n",cabs(fasor1),fmod(180*carg(fasor1)/PI,360));

// imprimir em arquivo
// abrir arquivo para escrita dos pontos
if((fp_fasores = fopen("fasores.txt", "w+"))==NULL) {
    printf("Arquivo %s não pode ser aberto ou inexistente\n","fasores.txt");
    exit(1);
}

```

```

if((fp_razao = fopen("razoes.txt", "w+"))==NULL) {
    printf("Arquivo %s não pode ser aberto ou inexistente\n","fasores.txt");
    exit(1);
}

printf("\nResultado da Soma Fasorial\n");
for(i = 0; i<16; i++) {
    printf("%lf %lf\n",cabs(somaFasorial[i]),180.*carg(somaFasorial[i]/PI));
    fprintf(fp_fasores,"%f %f %lf\n",cabs(somaFasorial[i]),fmod(180.*
        carg(somaFasorial[i])/PI,360),cabs(fasor1/somaFasorial[i]));
}

printf("\n Razão Fazor Fundamental / Ordem Harmônica \n");
for(i = 0; i<16; i++) {
    fprintf(fp_razao,"%lf\n",cabs(fasor1/somaFasorial[i]));
}

//ANIELA, AMOR DA MINHA VIDA!
fclose(fp_atp);
fclose(fp_fasores);
fclose(fp_razao);

return(0);
}

```

Anexo VI.4: "Programa para obtenção dos dados no domínio da frequência e cálculo do Índice de Severidade."

```

#include <stdio.h>
#include <malloc.h>
#include <string.h>
#include <stdlib.h>
#include <math.h>

#define PI 3.14159265

struct header {
    char grandeza[14];
    char De[14];
    char Para[14];
};

struct Phasor {
    double I;
    double Phi;
    double hcor;
};

int main(int argc, char **argv) {

    // dados de entrada
    char arquivo[512];
    char NoInteresse[512];

```

```

// parametros de entrada
sprintf(arquivo,"%s",argv[1]);
sprintf(NoInteresse,"%s",argv[2]);

// arquivo tmp
char tmp[512];
sprintf(tmp,"TMP-%s-%s.tmp",arquivo,NoInteresse);

// variaveis
FILE *fp_csv;
int tamanho_csv, col_csv, lin_csv, qtd_col, tam_col = 15;
int i, j;
struct header *cabecalho;
double **data;
char comando[512];
double *z;
double *f;
int h;
int freq;
double data6[16];
double tensao, IA2; // variaveis de classificação

// filtrar o arquivo zoadado csv para ser minimamente legível
sprintf(comando,"cat %s | sed 's/          / TERRA          /g' > %s",
        arquivo,tmp);
system(comando);

// abrir arquivo para leitura
if((fp_csv = fopen(tmp, "r"))==NULL) {
    printf("Arquivo %s não pode ser aberto ou inexistente\n",tmp);
    exit(1);
}

// descobrir a quantidade de colunas do arquivo
// a quantidade de linhas
// e o tamanho total do arquivo
col_csv = 0;
lin_csv = 0;
i = 0;
while(!feof(fp_csv)) {
    if(getc(fp_csv) == '\n') {
        lin_csv++;
        if (col_csv==0) col_csv = i;
    }
    i++;
}
tamanho_csv=ftell(fp_csv);
rewind(fp_csv);

// quantidade de colunas
qtd_col = col_csv / tam_col;

```

```

// dados preliminares
printf("Dados do arquivo:\n");
printf("\tTotal de caracteres: %i\n", tamanho_csv);
printf("\tComprimento da linha em caracteres: %i\n", col_csv);
printf("\tNúmero total de colunas: %i\n", qtd_col);
printf("\tNúmero total de linhas: %i\n", lin_csv);

// aloca matriz para leitura dos dados para a memória
// do header
cabecalho = malloc(sizeof(struct header) * qtd_col);
if(cabecalho == NULL) {
    printf("Problema na alocação de header");
    exit(1);
}

// aloca matriz para leitura dos dados para a memória
// do data
data = malloc(sizeof(double) * (lin_csv));
for(i=0; i<lin_csv; i++) {
    data[i] = malloc(sizeof(double) * qtd_col);
    // data[i] = malloc(sizeof(float) * (lin_csv - 3));
}
if(data == NULL) {
    printf("Problema na alocação dos dados");
    exit(1);
}

// le o header
for(i=0; i < qtd_col; i++) {
    fscanf(fp_csv, " %s ", cabecalho[i].grandeza);
}
for(i=0; i < qtd_col; i++) {
    fscanf(fp_csv, " %s ", cabecalho[i].De);
}
for(i = 0; i < qtd_col; i++) {
    fscanf(fp_csv, " %s ", cabecalho[i].Para);
}

// le os dados dos pontos
for(i=0; i<lin_csv-3; i++) {
    for(j=0; j<qtd_col; j++) {
        fscanf(fp_csv, " %lf ", &data[i][j]);
    }
}

// com os dados lidos pode-se liberar tanto o arquivo quanto apagar
// o tmp
//apagar arquivo temporario
fclose(fp_csv);
sprintf(comando, "rm ./%s", tmp);
system(comando);

z = malloc(sizeof(double) * (lin_csv - 3));

```

```

if(z == NULL) {
    printf("Problema na alocação da frequência");
    exit(1);
}

f = malloc(sizeof(double) * (lin_csv - 3));
if(f == NULL) {
    printf("Problema na alocação do vetor de tempo");
    exit(1);
}

char *ptrDe, *ptrPara;
int colInt;

// determinar qual coluna a ser lida
for(i = 1; i < qtd_col; i++) {
    ptrDe = NULL;
    ptrDe = NULL;
    ptrDe = strstr(cabecalho[i].De, NoInteresse);
    ptrPara = strstr(cabecalho[i].Para, "TERRA");
    if(ptrDe != NULL && ptrPara != NULL) {
        colInt = i;
        break;
    }
}

// gerar os vetores
for(i=0; i<lin_csv-3; i++) {
    f[i] = data[i][0];
    z[i] = data[i][colInt];
}

// obter os valores das novas razões
// imprimir saída do índice para debug
FILE *fp_fasor;
struct Phasor Fasores[16];
// abrir arquivo para leitura
if((fp_fasor = fopen("fasores.txt", "r"))==NULL) {
    printf("Arquivo fasores.txt não pode ser aberto ou inexistente\n");
    exit(1);
}

for(i=0; i<16; i++) {
    fscanf(fp_fasor, "%lf %lf %lf\n", &Fasores[i].I, &Fasores[i].Phi, &Fasores[i].hcor);
    printf("%lf %lf %lf\n", Fasores[i].I, Fasores[i].Phi, Fasores[i].hcor);
}

fclose(fp_fasor);

// capturar a tensão do barramento
if(NoInteresse[2] == '5') {

```

```

    tensao = 500.*sqrt(2./3.);
} else {
    tensao = 230.*sqrt(2./3.);
}

// armazenar harmônicas características de interesse
// e calcular indice anielas
j=0;
IA2=0;
for(i=1;i<=8;i++) {

    h=6*i-1;
    freq = h*60;
    data6[j] = z[freq];
    IA2+=pow(data6[j]/(Fasores[j].hcor*tensao),2);

    h=6*i+1;
    freq = h*60;
    data6[j+1] = z[freq];
    IA2+=pow(data6[j+1]/(Fasores[j+1].hcor*tensao),2);
    j+=2;
}
IA2 = sqrt(IA2);

// imprimir saída do índice para debug
FILE *fp_teste;
// abrir arquivo para leitura
if((fp_teste = fopen("teste.txt", "a+"))==NULL) {
    printf("Arquivo teste.txt não pode ser aberto ou inexistente\n");
    exit(1);
}

// discriminar caso
if(strcmp(NoInteresse,"PD500A") == 0) {
    fprintf(fp_teste,"Caso: %s\n",arquivo);
}
fprintf(fp_teste,"%s,%.6lf\n",NoInteresse,IA2);

fclose(fp_teste);

// fim índice

// gerar tabela6
FILE *fp_tabela6;
char fileTabela6[512];
char comandoHeaderFooter[512];

sprintf(fileTabela6, "./tabelas_latex/OUTPUT-TAB-6-%s.tex", arquivo);

// inserir header
if(strcmp(NoInteresse,"PD500A") == 0) {
    sprintf(comandoHeaderFooter,"cat ./header.txt > %s",fileTabela6);
    system(comandoHeaderFooter);
}

```

```

}

// abrir arquivo para rescrita da tabela 6
if((fp_tabela6 = fopen(fileTabela6, "a+"))==NULL) {
    printf("Arquivo %s não pode ser aberto ou inexistente\n",fileTabela6);
    exit(1);
}

// escrever os dados
// impressao dos dados da tabela de harmonicas
fprintf(fp_tabela6, "\\multirow{2}{1.5cm}{\\bf{%s}}\n",NoInteresse);

// escreve ordem 6k-1
for(j=0; j<16; j+=2) {
    fprintf(fp_tabela6, "%%.1lf", data6[j]);
}
fprintf(fp_tabela6, "\\\\n");

// escreve ordem 6k+1
for(j=1; j<16; j+=2) {
    fprintf(fp_tabela6, "%%.1lf", data6[j]);
}
fprintf(fp_tabela6, "\\ \\hline\n");

fclose(fp_tabela6);

// inserir footer
if(strcmp(NoInteresse, "PD230A") == 0) {
    sprintf(comandoHeaderFooter, "cat ./footer.txt >> %s", fileTabela6);
    system(comandoHeaderFooter);
}

return(0);
}

```

Anexo VI.5: "Programa para obtenção dos dados no domínio do tempo e geração das tabelas de síntese."

```

#include <stdio.h>
#include <malloc.h>
#include <string.h>
#include <stdlib.h>
#include <math.h>
#include <gsl/gsl_errno.h>
#include <gsl/gsl_fft_complex.h>
#include <time.h>

struct header {
    char grandeza[14];
    char De[14];
    char Para[14];
};

```

```

struct NodeName {
    char Node[7];
};

int main(int argc, char **argv) {

    // tempo
    time_t start, end;
    time(&start);

    // constantes
    double const t_Fonte = 20.E-3;
    double const t_Regime = 100.E-3;
    double const fatorPFT = sqrt(2./3.);

    // nos de interesse
    struct NodeName Nos[11];

    sprintf(Nos[0].Node, "PD500A");
    sprintf(Nos[1].Node, "MD500A");
    sprintf(Nos[2].Node, "SD500A");
    sprintf(Nos[3].Node, "SD230A");
    sprintf(Nos[4].Node, "MD230A");
    sprintf(Nos[5].Node, "AL230A");
    sprintf(Nos[6].Node, "SL230A");
    sprintf(Nos[7].Node, "ST230A");
    sprintf(Nos[8].Node, "PE230A");
    sprintf(Nos[9].Node, "CN230A");
    sprintf(Nos[10].Node, "PD230A");

    // dados de entrada
    char arquivo[512];
    char NoInteresse[7];

    // parametros de entrada
    sprintf(arquivo, "%s", argv[1]);

    // arquivo tmp
    char tmp[512];
    sprintf(tmp, "TMP-%s.tmp", arquivo);

    // variaveis
    FILE *fp_csv, *fp_relatorio, *fp_tabela, *fp_amplitude, *fp_pontos, *
        fp_tabela_harm;
    int tamanho_csv, col_csv, lin_csv, qtd_col, tam_col = 15;
    int i, j, k;
    struct header *cabecalho;
    double **data;
    char comando[512];
    char *ptrDe, *ptrPara;
    int colInt;
    double Vsem, Vcom, Vsobre;
    char fileRelatorio[512];

```



```

char fileTabela[512];
char fileTabelaHarm[512];

// variaveis da fft
double dt;
double *tensao_harm, *tensao_harm_exp, *tempo;
long unsigned int pontos, pontos_exp, exp;
char fileAmplitude[512];
double mod;
double freq_max;
double inteiro;
double Vold;
int unsigned cicloOK, disable;
int h;
double erro;
int fh;
long unsigned int ponto;
double erro_old;
int const hmax = 50;
double dataHarm[hmax];
double Vrms, THD;

// imprimir dados em fourier
FILE *fp_bargraph;
char BarGraphFile[512];

// filtrar o arquivo zoadado csv para ser minimamente legível
sprintf(comando,"cat %s%s | sed 's/ / TERRA /g' > ./%s",
        argv[2],arquivo,tmp);
system(comando);

// abrir arquivo para leitura
if((fp_csv = fopen(tmp, "r"))==NULL) {
    printf("Arquivo %s não pode ser aberto ou inexistente\n",tmp);
    exit(1);
}

// descobrir a quantidade de colunas do arquivo
// a quantidade de linhas
// e o tamanho total do arquivo
col_csv = 0;
lin_csv = 0;
i = 0;
while(!feof(fp_csv)) {
    if(getc(fp_csv) == '\n') {
        lin_csv++;
        if (col_csv==0) col_csv = i;
    }
    i++;
}
tamanho_csv=ftell(fp_csv);
rewind(fp_csv);

```

```

// quantidade de colunas
qtd_col = col_csv / tam_col;

// dados preliminares
printf("Dados do arquivo:\n");
printf("\tTotal de caracteres: %i\n", tamanho_csv);
printf("\tComprimento da linha em caracteres: %i\n", col_csv);
printf("\tNúmero total de colunas: %i\n", qtd_col);
printf("\tNúmero total de linhas: %i\n", lin_csv);

// aloca matriz para leitura dos dados para a memória
// do header
cabecalho = malloc(sizeof(struct header) * qtd_col);
if(cabecalho == NULL) {
    printf("Problema na alocação de header");
    exit(1);
}

// aloca matriz para leitura dos dados para a memória
// do data
data = malloc(sizeof(double) * (lin_csv));
for(i=0; i<lin_csv; i++) {
    data[i] = malloc(sizeof(double) * qtd_col);
}
if(data == NULL) {
    printf("Problema na alocação dos dados");
    exit(1);
}

// le o header
for(i=0; i < qtd_col; i++) {
    fscanf(fp_csv, " %s ", cabecalho[i].grandeza);
}
for(i=0; i < qtd_col; i++) {
    fscanf(fp_csv, " %s ", cabecalho[i].De);
}
for(i = 0; i < qtd_col; i++) {
    fscanf(fp_csv, " %s ", cabecalho[i].Para);
}

// le os dados dos pontos
for(i=0; i<lin_csv-3; i++) {
    for(j=0; j<qtd_col; j++) {
        fscanf(fp_csv, " %lf ", &data[i][j]);
    }
}

// com os dados lidos pode-se liberar tanto o arquivo quanto apagar
// o tmp
// apagar arquivo temporario
fclose(fp_csv);
sprintf(comando, "rm ./%s", tmp);

```

```

system(comando);

// nome do arquivo do relatorio
sprintf(fileRelatorio, "./relatorios/REL-%s.txt", arquivo);

// abrir arquivo do relatorio
if((fp_relatorio = fopen(fileRelatorio, "w+"))==NULL) {
    printf("Arquivo %s não pode ser aberto ou inexistente\n", fileRelatorio);
    exit(1);
}

// gerar nome da tabela
sprintf(fileTabela, "./tabelas/TAB-%s.tex", arquivo);

// gerar tabela
if((fp_tabela = fopen(fileTabela, "w+"))==NULL) {
    printf("Arquivo %s não pode ser aberto ou inexistente\n", fileTabela);
    exit(1);
}

sprintf(fileAmplitude, "./tensao_harmonica/HARM-%s.txt", arquivo);

// gerar tabela
if((fp_amplitude = fopen(fileAmplitude, "w+"))==NULL) {
    printf("Arquivo %s não pode ser aberto ou inexistente\n", fileAmplitude);
    exit(1);
}

// pontos curva expandida
if((fp_pontos = fopen("expandido.txt", "w+"))==NULL) {
    printf("Arquivo %s não pode ser aberto ou inexistente\n", "expandido.txt");
    exit(1);
}

// gerar nome da tabela
sprintf(fileTabelaHarm, "./tabelas_harm/TAB-HARM-%s.tex", arquivo);

// gerar tabela
if((fp_tabela_harm = fopen(fileTabelaHarm, "w+"))==NULL) {
    printf("Arquivo %s não pode ser aberto ou inexistente\n", fileTabelaHarm);
    exit(1);
}

// passo de tempo
dt = data[1][0];

// dados para uso da gsl - tensões harmônicas
// alocar espaço na memória
pontos = ceil((1./60.)/dt);
exp = 45;
pontos_exp = pontos * exp;
tensao_harm = malloc(sizeof(double) * pontos * 2);
if(tensao_harm == NULL) {

```

```

    printf("Problema na alocação de tensao_harm");
    exit(1);
}

tensao_harm_exp = malloc(sizeof(double) * pontos_exp * 2);
if(tensao_harm == NULL) {
    printf("Problema na alocação de tensao_harm");
    exit(1);
}

tempo = malloc(sizeof(double) * pontos);
if(tempo == NULL) {
    printf("Problema na alocação de tempo");
    exit(1);
}

gsl_fft_complex_wavetable *wavetable;
gsl_fft_complex_workspace *workspace;

wavetable = gsl_fft_complex_wavetable_alloc(pontos_exp);
workspace = gsl_fft_complex_workspace_alloc(pontos_exp);

// adicionar header da tabela de harmônicas
fprintf(fp_tabela_harm, "\\begin{centering}\\n");
fprintf(fp_tabela_harm, "\\begin{landscape}\\n");
fprintf(fp_tabela_harm, "\\begin{table}[h]\\n");
fprintf(fp_tabela_harm, "\\begin{center}\\n");
fprintf(fp_tabela_harm, "\\begin{tabular}{m{1.5cm}{c} c*{25}{c}\\n");
fprintf(fp_tabela_harm, "\\multirow{3}{1.5cm}{\\bf{Barra}}&\\multicolumn{25}{c}{\\bf{Ordem Harmônica}}\\n");
fprintf(fp_tabela_harm,
    , "&0&1&2&3&4&5&6&7&8&9&10&11&12&13&14&15&16&17&18&19&20&21&22&23&24&25\\n");
fprintf(fp_tabela_harm, "&26&27&28&29&30&31&32&33&34&35&36&37&38&39&40&41&42&43&44&45&46&47&48&49&50\\n");
    \\hline\\n");

// header da síntese de tensão
fprintf(fp_tabela, "\\begin{centering}\\n");
fprintf(fp_tabela, "\\begin{landscape}\\n");
fprintf(fp_tabela, "\\begin{table}[h]\\n");
fprintf(fp_tabela, "\\begin{center}\\n");
fprintf(fp_tabela, "\\begin{tabular}{c c c c c c c}\\n");
fprintf(fp_tabela, "\\bf\\parbox[c]{2.0cm}{\\center{Barra}}\\n");
fprintf(fp_tabela, "\\bf\\parbox[c]{2.5cm}{\\center{Máxima tensão sem as fontes de correntes harmônicas\\newlines[pu]}}\\n");
fprintf(fp_tabela, "\\bf\\parbox[c]{2.5cm}{\\center{Máxima tensão com as fontes de correntes harmônicas\\newlines[pu]}}\\n");
fprintf(fp_tabela, "\\bf\\parbox[c]{2.5cm}{\\center{Variação da tensão antes e depois das fontes de correntes harmônicas\\newlines[\\%]}}\\n");
fprintf(fp_tabela, "\\bf\\parbox[c]{2.5cm}{\\center{Tensão eficaz com as fontes de correntes harmônicas\\newlines[kV]}}\\n");

```

```

fprintf(fp_tabela, "&\bf\parbox[c]{2.5cm}{\center{Tensão harmônica
    fundamental\\newline[kV]}}\n");
fprintf(fp_tabela, "&\bf\parbox[c]{2.0cm}{\center{THD \\newline da \\
    newline tensão\\newline[\\%]}}\\\\ \\hline\n");

// ler os dados e imprimir
for(j=0; j<11; j++) {

    // determinar no de interesse
    sprintf(NoInteresse, "%s", Nos[j].Node);

    // determinar qual coluna a ser lida
    for(i = 1; i< qtd_col; i++) {
        ptrDe = NULL;
        ptrDe = NULL;
        ptrDe = strstr(cabecalho[i].De, NoInteresse);
        ptrPara = strstr(cabecalho[i].Para, "TERRA");
        if(ptrDe != NULL && ptrPara != NULL) {
            colInt = i;
            break;
        }
    }
}

// achar as máximas tensões das variáveis de interesse
Vsem = 0.;
Vcom = 0.;
k = 0;
Vold = 0.0;
disable = 0;
cicloOK = 0;
for(i=0; i<(lin_csv-3); i++) {

    // verifica tensão antes do inicio do processo
    // das fontes harmonicas
    if((fabs(data[i][colInt]) > Vsem) && (data[i][0] < t_Fonte)) Vsem = fabs
        (data[i][colInt]);

    // verifica tensão depois do inicio do processo
    // das fontes harmonicas - regime permanente
    if((fabs(data[i][colInt]) > Vcom) && (data[i][0] > t_Regime)) Vcom =
        fabs(data[i][colInt]);

    // pegar o inicio de um ciclo

    // copiar os dados para vetores para utilizar a gsl
    if(Vold < 0.0 && data[i][colInt] > 0.0) {
        cicloOK = 1;
    }
    if(disable || cicloOK) cicloOK = 1;

    // copiar pontos
    if((i >= 0.5*(lin_csv-3)) && (cicloOK == 1) && (k < pontos)) {

```

```

        disable = 1;
        tensao_harm[2*k] = data[i][colInt];
        tensao_harm[2*k+1] = 0.0;
        tempo[k] = dt*k;
        k++;
    }

    Vold = data[i][colInt];
}

// gerar vetor de tensao harm expandido para ludibriar a FFT
k = 0;
for(i=0; i<pontos_exp; i++) {
    if(modf(i*1.0/pontos,&inteiro) == 0.0) k = 0;
    tensao_harm_exp[i*2] = tensao_harm[k*2];
    tensao_harm_exp[i*2+1] = tensao_harm[k*2+1];
    fprintf(fp_pontos,"%lf %lf\n",i*dt,tensao_harm_exp[i*2]);
    k++;
}

// capturar os dados de tensoes harmonicas - FFT BROTHER!!!
gsl_fft_complex_forward(tensao_harm_exp,1,pontos_exp,wavetable,workspace);

freq_max = 1./dt;
// nova rotina para pegar os pontos desejados
for(h=0; h <= hmax; h++) {

    fh=60.*h;
    ponto = floor((pontos_exp)*fh/(freq_max));

    // pegar o valor menos distante da frequencia desejada
    erro_old = 999.;
    erro = 500.;
    for(k = ponto; erro_old > erro; k++) {
        erro_old = erro;
        erro = fabs(fh-freq_max*k/pontos_exp);
    }
    ponto = k-2;

    mod = 2 * sqrt(pow(tensao_harm_exp[ponto*2],2)+pow(tensao_harm_exp[ponto
        *2+1],2)); // Ajuste para Cn
    fprintf(fp_amplitude,"%i %lf\n",h,mod/pontos_exp);

    dataHarm[h] = mod/pontos_exp;
}

// tensao eficaz
Vrms = 0.;
for(i=0; i<=hmax; i++) {
    Vrms += pow(dataHarm[i]/sqrt(2.),2);
}
Vrms = sqrt(Vrms);

```

```

// total harmonic distortion
THD = 0.;
for(i=2; i<=hmax; i++) {
    THD += pow(dataHarm[i]/sqrt(2.),2);
}
THD = sqrt(THD)*100./(dataHarm[1]/sqrt(2.));

// imprimir dados em fourier
sprintf(BarGraphFile, "./bar_graph/BAR-%s-%s.dat", NoInteresse, arquivo);

// abrir arquivo para leitura
if((fp_bargraph = fopen(BarGraphFile, "w+"))==NULL) {
    printf("Arquivo %s não pode ser aberto ou inexistente\n", BarGraphFile);
    exit(1);
}

for(i=0; i<=hmax; i++) fprintf(fp_bargraph, "%i %lf\n", i, dataHarm[i]*sqrt
    (3./2.)/1.E3);

fclose(fp_bargraph);

// fim impressao de dados

fprintf(fp_amplitude, "Vrms = %.2lf\n", Vrms/1.E3);
fprintf(fp_amplitude, "THD = %.2lf\n", THD);

// percentual de sobreVsem
Vsobre = (Vcom-Vsem)*100/Vsem;

// passar para PU
if(Vcom >= 500.e3*fatorPFT*0.7) Vcom = Vcom/(500.e3*fatorPFT);
else if(Vcom >= 230.e3*fatorPFT*0.7) Vcom = Vcom/(230.e3*fatorPFT);

if(Vsem >= 500.e3*fatorPFT*0.7) Vsem = Vsem/(500e3*fatorPFT);
else if(Vsem >= 230.e3*fatorPFT*0.7) Vsem = Vsem/(230.e3*fatorPFT);

// dados de saída do relatorio
fprintf(fp_relatorio, "Barra: %s\n", NoInteresse);
fprintf(fp_relatorio, "Tensão antes da inserção das fontes: %.3lf [pu]\n",
    Vsem);
fprintf(fp_relatorio, "Tensão depois da inserção das fontes: %.3lf [pu]\n",
    Vcom);
fprintf(fp_relatorio, "Sobretensão percentual: %.2lf [% \n", Vsobre);
fprintf(fp_relatorio, "Tensão eficaz - Linha [kV]: %.2lf\n", Vrms*sqrt(3.)/1
    E3);
fprintf(fp_relatorio, "Tensão harmônica fundamental: %.2lf\n", dataHarm[1]*
    sqrt(3./2.)/1.E3);
fprintf(fp_relatorio, "Total Harmonic Distortion: %.2lf [%]\n\n", THD);

// dados de saída da tabela
fprintf(fp_tabela, "\\bf{%s} & %.3lf & %.3lf & %.3lf & %.3lf & %.3lf & %.3
    lf\\ \\hline\n", NoInteresse, Vsem, Vcom, Vsobre, Vrms*sqrt(3.)/1.E3,

```

```

        dataHarm[1]*sqrt(3./2.)/1.E3,THD);

// impressao dos dados da tabela de harmonicas
fprintf(fp_tabela_harm, "\\multirow{2}{1.5cm}{\\bf{%s}}\\n", NoInteresse);

for(i=0; i<=floor(hmax/2); i++) {
    fprintf(fp_tabela_harm, "%%.11f", dataHarm[i]*100./dataHarm[1]);
}
fprintf(fp_tabela_harm, "\\\\n");

fprintf(fp_tabela_harm, "& ");
for(i=ceil(hmax/2)+1; i<=hmax; i++) {
    fprintf(fp_tabela_harm, "%%.11f", dataHarm[i]*100./dataHarm[1]);
}
fprintf(fp_tabela_harm, "\\\\n \\hline\\n");

}

// adicionar o footer da tabela de síntese
fprintf(fp_tabela, "\\end{tabular}\\n");
fprintf(fp_tabela, "\\end{center}\\n");
fprintf(fp_tabela, "\\caption{Síntese dos dados relacionado a injeção de
    correntes harmônicas a configuração %s.}\\n", fileTabela);
fprintf(fp_tabela, "\\label{tab:TS-666-CONT}\\n");
fprintf(fp_tabela, "\\end{table}\\n");
fprintf(fp_tabela, "\\end{landscape}\\n");
fprintf(fp_tabela, "\\end{centering}\\n");

// adicionar o footer da tabela de harmonicas
fprintf(fp_tabela_harm, "\\end{tabular}\\n");
fprintf(fp_tabela_harm, "\\end{center}\\n");
fprintf(fp_tabela_harm, "\\caption{Tensões harmônicas em percentual da
    harmônica fundamental nos barramentos em análise dada configuração %s.}\\n
    ", fileTabelaHarm);
fprintf(fp_tabela_harm, "\\label{tab:TH-444-sfiltro}\\n");
fprintf(fp_tabela_harm, "\\end{table}\\n");
fprintf(fp_tabela_harm, "\\end{landscape}\\n");
fprintf(fp_tabela_harm, "\\end{centering}\\n");

fclose(fp_relatorio);
fclose(fp_tabela);
fclose(fp_tabela_harm);

free(data);
free(cabecalho);
free(tensao_harm_exp);

gsl_fft_complex_wavetable_free(wavetable);
gsl_fft_complex_workspace_free(workspace);

time(&end);

printf("\\nTempo de processamento %.4lf s\\n", difftime(end, start));

```



```
    return(0);  
}
```
