

UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ

**VALIDAÇÃO DE FERRAMENTAS DE SIMULAÇÃO DE
AFUNDAMENTOS DE TENSÃO ATRAVÉS DE MEDIÇÕES**

EDER GARCIA CAETANO NOVAES

ITAJUBÁ, MARÇO DE 2007.

UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ

VALIDAÇÃO DE FERRAMENTAS DE SIMULAÇÃO DE AFUNDAMENTOS DE TENSÃO ATRAVÉS DE MEDIÇÕES

EDER GARCIA CAETANO NOVAES

Dissertação submetida à Coordenação de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica – CPG-E da UNIFEI, como requisito para a obtenção do título de Mestre em Ciências em Engenharia Elétrica.

**ORIENTAÇÃO: Dr. JOSÉ MARIA DE CARVALHO FILHO
UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ**

**CO-ORIENTAÇÃO: Dr. JOSÉ POLICARPO G. DE ABREU
UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ**

ITAJUBÁ, MARÇO DE 2007

DEDICATÓRIA

Dedico este trabalho aos meus familiares, em especial aos meus pais que em todos os momentos me incentivaram.

AGRADECIMENTOS

- Agradeço a DEUS por todas as oportunidades;
- Agradeço ao meu pai Geraldo e minha mãe Dora, pela educação e formação;
- Agradeço as minhas irmãs, Maria Fernanda, Juliana e Francine pelos incentivos;
- Agradeço ao Professor José Maria que muito contribuiu para a minha formação acadêmica, assim como pela vivência e amizade;
- Agradeço ao Professor Paulo Márcio pelas contribuições durante a minha passagem pelo GQEE;
- Ao Professor Hermeto pelos valiosos ensinamentos e conselhos;
- Ao Professor Policarpo pela segurança e confiança depositadas em meu trabalho durante a minha passagem pelo GQEE;
- Aos amigos do GQEE, em especial, Thiago Clé, José Eugênio, Marcel, Chico e Alessandra que em diversos momentos tornaram o ambiente acadêmico um lugar de culto à amizade e ao conhecimento;
- Aos amigos da empresa, em especial, José Adriano, Maria Barini, Paulo, Sérgio, Danilo, Clécio, David e Thais pelas oportunidades em dividir conhecimentos e experiências profissionais;
- Agradeço aos amigos da República, Rafael, Saulo, Marcel e Marcos que sempre me apoiaram;
- A CAPES - Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior - por propiciar parte dos recursos financeiros para a concretização deste trabalho;
- Ao Grupo Rede – Empresas de Energia Elétrica pela oportunidade em concluir este trabalho e pelos desafios profissionais proporcionados.

SUMÁRIO

LISTA DE FIGURAS.....	VII
LISTA DE TABELAS.....	X
LISTA DE SIGLAS.....	XI
RESUMO.....	XII
ABSTRACT.....	XIII
1. INTRODUÇÃO.....	1
1.1. RELEVÂNCIA DO TEMA.....	1
1.2. ESTADO DA ARTE.....	2
1.3. OBJETIVOS E CONTRIBUIÇÕES DA DISSERTAÇÃO.....	4
1.4. ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO.....	5
2. AFUNDAMENTOS DE TENSÃO.....	6
2.1. CONSIDERAÇÕES INICIAIS.....	6
2.2. CONCEITOS E DEFINIÇÕES.....	6
2.3. PARÂMETROS DE ANÁLISE.....	7
2.4. AGREGAÇÃO DE FASES E AGREGAÇÃO TEMPORAL.....	8
2.4.1. <i>Agregação de Fases</i>	8
2.4.2. <i>Agregação Temporal</i>	8
2.5. MÉTODOS DE CARACTERIZAÇÃO.....	9
2.5.1. <i>Eventos Monofásicos</i>	9
2.5.2. <i>Eventos Trifásicos</i>	9
2.5.2.1. Metodologia UNIPEDA (Europa).....	10
2.5.2.2. Metodologia da NRS-048 (África do Sul).....	10
2.5.2.3. Metodologia do EPRI / ELECTROTEK (EUA).....	11
2.5.2.4. Metodologia Proposta por Bollen.....	11
2.6. ORIGEM DOS AFUNDAMENTOS DE TENSÃO.....	12
2.7. VARIÁVEIS DE INFLUÊNCIA.....	13
2.7.1. <i>Tipo de Falta</i>	14
2.7.2. <i>Localização da Falta</i>	14
2.7.3. <i>Impedância de Falta</i>	15
2.7.4. <i>Tensão Pré-Falta</i>	16
2.7.5. <i>Conexão dos Transformadores</i>	17
2.7.6. <i>Sistema de Proteção</i>	19
2.7.7. <i>Frequência de Ocorrência</i>	20
2.8. PROPAGAÇÃO DE AFUNDAMENTOS DE TENSÃO.....	20
2.8.1. <i>Áreas de Influência e de Vulnerabilidade</i>	21
2.8.2. <i>Índice de Propagação Pontual (IPP)</i>	22
2.8.3. <i>Índice de Propagação por Evento (IPE)</i>	23
2.8.4. <i>Índice de Propagação Global (IPG)</i>	23
2.8.5. <i>Propagação da Tensão RMS</i>	24
2.8.6. <i>Propagação das Componentes de Sequência da Tensão</i>	25
2.8.7. <i>Propagação Horizontal e Vertical</i>	26
2.8.8. <i>Propagação dos Fasores de Tensão</i>	26
2.9. CONSIDERAÇÕES FINAIS.....	28
3. SIMULAÇÃO DE AFUNDAMENTOS DE TENSÃO.....	30
3.1. CONSIDERAÇÕES INICIAIS.....	30
3.2. SIMULAÇÃO DE AFUNDAMENTOS DE TENSÃO.....	30
3.2.1. <i>Simulação da Forma de Onda</i>	30
3.2.2. <i>Simulação Dinâmica</i>	31
3.2.3. <i>Simulação de Falhas</i>	31
3.3. MÉTODOS DE SIMULAÇÃO DE FALTA.....	32
3.3.1. <i>Método da Distância Crítica</i>	32
3.3.2. <i>Método das Posições de Falhas</i>	33
3.4. MODELAGEM EM PROGRAMA CONVENCIONAL DE CURTO-CIRCUITO.....	35
3.4.1. <i>Geradores</i>	36
3.4.2. <i>Linhas de Transmissão</i>	37

3.4.3.	<i>Transformadores</i>	37
3.4.3.1.	Transformadores de dois Enrolamentos.....	37
3.4.3.2.	Transformadores de Três Enrolamentos	38
3.4.4.	<i>Cargas</i>	39
3.4.4.1.	Motores.....	39
3.4.4.2.	Impedância Constante.....	40
3.4.5.	<i>Capacitores Série</i>	40
3.4.6.	<i>Capacitores e Reatores de Barra</i>	41
3.5.	MODELAGEM EM PROGRAMA DE CÁLCULO DE TRANSITÓRIOS ELETROMAGNÉTICOS	41
3.5.1.	<i>Geradores</i>	42
3.5.2.	<i>Linhas de Transmissão</i>	42
3.5.3.	<i>Transformadores</i>	43
3.5.4.	<i>Cargas</i>	44
3.5.4.1.	Cargas Estáticas.....	44
3.5.4.2.	Cargas Dinâmicas	44
3.5.5.	<i>Capacitores Série, Capacitores e Reatores de Barra</i>	44
3.6.	SÍNTESE DAS MODELAGENS DE COMPONENTES UTILIZADAS NO ANAFAS E NO ATP	45
3.7.	CONSIDERAÇÕES FINAIS	47
4.	VALIDAÇÃO DE FERRAMENTAS DE SIMULAÇÃO DE AFUNDAMENTOS DE TENSÃO – ESTUDO DE CASO	48
4.1.	CONSIDERAÇÕES INICIAIS	48
4.2.	DESCRIÇÃO DO CASO TESTE	49
4.2.1.	<i>Sistema Elétrico</i>	49
4.2.2.	<i>Sistema de Monitoramento</i>	49
4.2.3.	<i>Programas e Modelagem Utilizada</i>	50
4.3.	METODOLOGIA UTILIZADA	51
4.4.	COMPARAÇÕES ENTRE RESULTADOS DE SIMULAÇÃO E MEDIÇÃO.....	54
4.4.1.	<i>Caso Base</i>	54
4.4.2.	<i>Influência da Tensão Pré-Falta</i>	57
4.4.3.	<i>Influência da Localização do Defeito</i>	69
4.4.4.	<i>Influência da Resistência de Falta</i>	78
4.5.	CONSIDERAÇÕES FINAIS.....	91
5.	PROPAGAÇÃO DE AFUNDAMENTOS DE TENSÃO – ESTUDO DE CASO	93
5.1.	CONSIDERAÇÕES INICIAIS	93
5.2.	ÍNDICE DA PROPAGAÇÃO POR PONTO - IPP	94
5.2.1.	<i>Caso Base</i>	94
5.2.2.	<i>Influência da Tensão Pré-Falta</i>	95
5.2.3.	<i>Influência da Localização do Defeito</i>	96
5.2.4.	<i>Influência da Resistência de Falta</i>	97
5.3.	ÍNDICE DA PROPAGAÇÃO POR EVENTO – IPE	98
5.3.1.	<i>Caso Base</i>	99
5.3.2.	<i>Influência da Tensão Pré-Falta</i>	99
5.3.3.	<i>Influência da Localização do Defeito</i>	100
5.3.4.	<i>Influência da Resistência de Falta</i>	101
5.4.	ÍNDICE DE PROPAGAÇÃO GERAL - IPG.....	102
5.4.1.	<i>Influência da Tensão Pré-Falta</i>	102
5.4.2.	<i>Influência da Localização do Defeito</i>	104
5.4.3.	<i>Influência da Resistência de Falta</i>	106
5.5.	ANÁLISES ESPECÍFICAS SOBRE A PROPAGAÇÃO	108
5.5.1.	<i>Evento 14</i>	108
5.5.1.1.	Evolução Temporal da Tensão RMS	110
5.5.1.2.	Evolução Temporal das Componentes de Sequência da Tensão.....	114
5.5.1.3.	Comportamento Fasorial	116
5.5.2.	<i>Evento 3</i>	118
5.5.2.1.	Evolução Temporal da tensão RMS.....	119
5.5.2.2.	Evolução Temporal das Componentes de Sequência da Tensão.....	121
5.5.2.3.	Comportamento Fasorial	123
5.5.3.	<i>Evento 4</i>	125
5.5.3.1.	Evolução temporal da tensão RMS.....	126
5.5.3.2.	Evolução Temporal das Componentes de Sequência da Tensão.....	127
5.5.3.3.	Comportamento Fasorial	128
5.6.	CONSIDERAÇÕES FINAIS.....	130
6.	CONCLUSÕES	132

6.1.	CONCLUSÕES GERAIS.....	132
6.2.	SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS	135
7.	REFERÊNCIAS	136
7.1.	REFERÊNCIAS UTILIZADAS.....	136
7.2.	REFERÊNCIAS COMPLEMENTARES.....	138

LISTA DE FIGURAS

FIGURA 2. 1 - TENSÃO EFICAZ DURANTE A OCORRÊNCIA DO AFUNDAMENTO DE TENSÃO.....	7
FIGURA 2. 2 – MÉTODO DE AGREGAÇÃO PELA FASE CRÍTICA.....	8
FIGURA 2. 3 - DEFINIÇÃO DE INTENSIDADE E DURAÇÃO DE AFUNDAMENTO DE TENSÃO.	10
FIGURA 2. 4 - CARACTERIZAÇÃO DE AFUNDAMENTOS DE TENSÃO SEGUNDO A UNIPEDÉ.	10
FIGURA 2. 5 - CARACTERIZAÇÃO DE AFUNDAMENTOS DE TENSÃO SEGUNDO A NRS-048.	11
FIGURA 2. 6 – TIPOS DE AFUNDAMENTOS DE TENSÃO.....	12
FIGURA 2. 7 – ÁREA DE INFLUÊNCIA DA LOCALIZAÇÃO DA FALTA.	15
FIGURA 2. 8 – REPRESENTAÇÃO ESQUEMÁTICA DE TRANSFORMADOR PARA ANÁLISE DE DEFASAMENTO.	18
FIGURA 2. 9 – ÁREA DE INFLUÊNCIA PARA UMA FALTA ESPECÍFICA.	21
FIGURA 2. 10 – ILUSTRAÇÃO DA ÁREA DE VULNERABILIDADE.	22
FIGURA 2. 11 – OSCILOGRAFIA DE UM AFUNDAMENTO DE TENSÃO.	24
FIGURA 2. 12 – VALOR RMS DE UM AFUNDAMENTO DE TENSÃO NO DOMÍNIO DO TEMPO.....	25
FIGURA 2. 13 – EVOLUÇÃO RMS DAS COMPONENTES DE SEQUÊNCIA DA TENSÃO NO MONITOR 1.	25
FIGURA 2. 14 – EVOLUÇÃO RMS DAS COMPONENTES DE SEQUÊNCIA DA TENSÃO NO MONITOR 2.	26
FIGURA 2. 15 – SISTEMA TESTE – INFLUÊNCIA DA CONEXÃO DO TRANSFORMADOR.	27
FIGURA 2. 16 – SISTEMA TESTE – FASORES DE TENSÃO NAS BARRAS.	28
FIGURA 3. 1 - DIAGRAMA SIMPLIFICADO PARA SISTEMAS RADIAIS.....	32
FIGURA 3. 2 - DIAGRAMA SIMPLIFICADO PARA CIRCUITOS PARALELOS.....	33
FIGURA 3. 3 - DIAGRAMA UNIFILAR, MÉTODO DO CURTO-DESLIZANTE.....	34
FIGURA 3. 4 - REPRESENTAÇÃO DE GERADOR - SEQUÊNCIA POSITIVA.....	36
FIGURA 3. 5 - REPRESENTAÇÃO DE GERADOR- SEQUÊNCIA ZERO.....	37
FIGURA 3. 6 – REPRESENTAÇÃO DE LINHA DE TRANSMISSÃO.....	37
FIGURA 3. 7 – REPRESENTAÇÃO DE TRANSFORMADOR DE DOIS ENROLAMENTOS - SEQUÊNCIA POSITIVA.	38
FIGURA 3. 8 – REPRESENTAÇÃO DE TRANSFORMADOR DE DOIS ENROLAMENTOS - SEQUÊNCIA ZERO.....	38
FIGURA 3. 9 – REPRESENTAÇÃO DE TRANSFORMADOR DE TRÊS ENROLAMENTOS - SEQUÊNCIA POSITIVA.	38
FIGURA 3. 10 - REPRESENTAÇÃO DE TRANSFORMADOR DE TRÊS ENROLAMENTOS - SEQUÊNCIA ZERO.....	39
FIGURA 3. 11 - REPRESENTAÇÃO DA CARGA - IMPEDÂNCIA CONSTANTE.....	40
FIGURA 3. 12 - REPRESENTAÇÃO DE CAPACITOR SÉRIE.....	40
FIGURA 3. 13 - REPRESENTAÇÃO DE CAPACITOR E REATOR DE BARRA- SEQUÊNCIA POSITIVA.	41
FIGURA 3. 14 - REPRESENTAÇÃO DE CAPACITOR E REATOR DE BARRA - SEQUÊNCIA ZERO.....	41
FIGURA 3. 15 - REPRESENTAÇÃO DE TRANSFORMADORES.....	43
FIGURA 4. 1 - DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO DO CASO TESTE.....	49
FIGURA 4. 2 – HISTOGRAMA DAS DIVERGÊNCIAS ENTRE A MEDIÇÃO E O ATP.....	54
FIGURA 4. 3 – HISTOGRAMA DAS DIVERGÊNCIAS ENTRE A MEDIÇÃO E O ANAFAS.....	55
FIGURA 4. 4 – BOX-PLOTS DAS DIVERGÊNCIAS ENTRE MEDIÇÃO E ATP POR PONTO MONITORADO.....	56
FIGURA 4. 5 – BOX-PLOTS DAS DIVERGÊNCIAS ENTRE MEDIÇÃO E ANAFAS POR PONTO MONITORADO.....	56
FIGURA 4. 6 – BOX-PLOTS DAS DIVERGÊNCIAS ENTRE MEDIÇÃO E ATP PARA CADA EVENTO.....	56
FIGURA 4. 7 – BOX-PLOTS DAS DIVERGÊNCIAS ENTRE MEDIÇÃO E ANAFAS PARA CADA EVENTO.....	57
FIGURA 4. 8 – HISTOGRAMA DAS DIVERGÊNCIAS ENTRE A MEDIÇÃO E O ATP.....	61
FIGURA 4. 9 – HISTOGRAMA DAS DIVERGÊNCIAS ENTRE A MEDIÇÃO E O ANAFAS.....	62
FIGURA 4. 10 – BOX-PLOTS DAS DIVERGÊNCIAS ENTRE MEDIÇÃO E ATP POR PONTO MONITORADO.....	63
FIGURA 4. 11 – BOX-PLOTS DAS DIVERGÊNCIAS ENTRE MEDIÇÃO E ANAFAS POR PONTO MONITORADO.....	63
FIGURA 4. 12 – BOX-PLOTS DAS DIVERGÊNCIAS ENTRE MEDIÇÃO E ATP POR EVENTO.....	64
FIGURA 4. 13 – BOX-PLOTS DAS DIVERGÊNCIAS ENTRE MEDIÇÃO E ANAFAS POR EVENTO.....	64
FIGURA 4. 14 – INFLUÊNCIA DA TENSÃO PRÉ-FALTA NAS DIVERGÊNCIAS ENTRE MEDIÇÃO E ATP.....	65
FIGURA 4. 15 – INFLUÊNCIA DA TENSÃO PRÉ-FALTA NAS DIVERGÊNCIAS ENTRE MEDIÇÃO E ANAFAS.....	65
FIGURA 4. 16 – INFLUÊNCIA DA TENSÃO PRÉ-FALTA NAS DIVERGÊNCIAS ENTRE MEDIÇÃO E ATP EM P1.....	66
FIGURA 4. 17 – INFLUÊNCIA DA TENSÃO PRÉ-FALTA NAS DIVERGÊNCIAS ENTRE MEDIÇÃO E ANAFAS EM P1.....	66
FIGURA 4. 18 – INFLUÊNCIA DA TENSÃO PRÉ-FALTA NAS DIVERGÊNCIAS ENTRE MEDIÇÃO E ATP EM P5.....	67
FIGURA 4. 19 – INFLUÊNCIA DA TENSÃO PRÉ-FALTA NAS DIVERGÊNCIAS ENTRE MEDIÇÃO E ANAFAS EM P5.....	67
FIGURA 4. 20 – INFLUÊNCIA DA TENSÃO PRÉ-FALTA NAS DIVERGÊNCIAS ENTRE MEDIÇÃO E ATP EM P6.....	68
FIGURA 4. 21 – INFLUÊNCIA DA TENSÃO PRÉ-FALTA NAS DIVERGÊNCIAS ENTRE MEDIÇÃO E ANAFAS EM P6.....	68
FIGURA 4. 22 – HISTOGRAMA DAS DIVERGÊNCIAS ENTRE A MEDIÇÃO E O ATP COM LD +5%.....	69
FIGURA 4. 23 – HISTOGRAMA DAS DIVERGÊNCIAS ENTRE A MEDIÇÃO E O ANAFAS COM LD +5%.....	70
FIGURA 4. 24 – HISTOGRAMA DAS DIVERGÊNCIAS ENTRE A MEDIÇÃO E O ATP COM LD -5%.....	71
FIGURA 4. 25 – HISTOGRAMA DAS DIVERGÊNCIAS ENTRE A MEDIÇÃO E O ANAFAS COM LD -5%.....	71
FIGURA 4. 26 – BOX-PLOTS DAS DIVERGÊNCIAS ENTRE MEDIÇÃO E ATP POR PONTO MONITORADO COM +5% LD ...	72

FIGURA 4. 27 – BOX-PLOTS DAS DIVERGÊNCIAS ENTRE MEDIÇÃO E ANAFAS POR PONTO MONITORADO COM +5% LD .	72
FIGURA 4. 28 – BOX-PLOTS DAS DIVERGÊNCIAS ENTRE MEDIÇÃO E ATP POR PONTO MONITORADO COM - 5% LD	73
FIGURA 4. 29 – BOX-PLOTS DAS DIVERGÊNCIAS ENTRE MEDIÇÃO E ANAFAS POR PONTO MONITORADO COM -5% LD .	73
FIGURA 4. 30 – BOX-PLOTS DAS DIVERGÊNCIAS ENTRE MEDIÇÃO E ATP POR EVENTO COM +5% LD	74
FIGURA 4. 31 – BOX-PLOTS DAS DIVERGÊNCIAS ENTRE MEDIÇÃO E ANAFAS POR EVENTO COM +5%.....	74
FIGURA 4. 32 – BOX-PLOTS DAS DIVERGÊNCIAS ENTRE MEDIÇÃO E ATP POR EVENTO COM -5%.....	74
FIGURA 4. 33 – BOX-PLOTS DAS DIVERGÊNCIAS ENTRE MEDIÇÃO E ANAFAS POR EVENTO COM -5%.....	74
FIGURA 4. 34 – COMPORTAMENTO MÉDIO DAS DIVERGÊNCIAS ENTRE A MEDIÇÃO E O ATP VARIANDO A LD.	75
FIGURA 4. 35 – COMPORTAMENTO MÉDIO DAS DIVERGÊNCIAS ENTRE A MEDIÇÃO E O ANAFAS VARIANDO A LD.	75
FIGURA 4. 36 – INFLUÊNCIA DA LD NAS DIVERGÊNCIAS ENTRE MEDIÇÃO E ATP EM P6.....	77
FIGURA 4. 37 – INFLUÊNCIA DA LD NAS DIVERGÊNCIAS ENTRE MEDIÇÃO E ANAFAS EM P6.	77
FIGURA 4. 38 – INFLUÊNCIA DA LD NAS DIVERGÊNCIAS ENTRE MEDIÇÃO E ATP EM P8.....	77
FIGURA 4. 39 – INFLUÊNCIA DA LD NAS DIVERGÊNCIAS ENTRE MEDIÇÃO E ANAFAS EM P8.	77
FIGURA 4. 40 – HISTOGRAMA DAS DIVERGÊNCIAS ENTRE A MEDIÇÃO E O ATP COM 0 Ω	79
FIGURA 4. 41 – HISTOGRAMA DAS DIVERGÊNCIAS ENTRE A MEDIÇÃO E O ANAFAS COM 0 Ω	79
FIGURA 4. 42 – HISTOGRAMA DAS DIVERGÊNCIAS ENTRE A MEDIÇÃO E O ATP COM 5 Ω	79
FIGURA 4. 43 – HISTOGRAMA DAS DIVERGÊNCIAS ENTRE A MEDIÇÃO E O ANAFAS COM 5 Ω	79
FIGURA 4. 44 – HISTOGRAMA DAS DIVERGÊNCIAS ENTRE A MEDIÇÃO E O ATP COM 25 Ω	80
FIGURA 4. 45 – HISTOGRAMA DAS DIVERGÊNCIAS ENTRE A MEDIÇÃO E O ANAFAS COM 25 Ω	80
FIGURA 4. 46 – HISTOGRAMA DAS DIVERGÊNCIAS ENTRE A MEDIÇÃO E O ATP COM 40 Ω	80
FIGURA 4. 47 – HISTOGRAMA DAS DIVERGÊNCIAS ENTRE A MEDIÇÃO E O ANAFAS COM 40 Ω	80
FIGURA 4. 48 – BOX-PLOTS DAS DIVERGÊNCIAS ENTRE MEDIÇÃO E ATP POR PONTO MONITORADO COM Rf IGUAL A 0 Ω .	83
FIGURA 4. 49 – BOX-PLOTS DAS DIVERGÊNCIAS ENTRE MEDIÇÃO E ANAFAS POR PONTO MONITORADO COM Rf IGUAL A 0 Ω	83
FIGURA 4. 50 – BOX-PLOTS DAS DIVERGÊNCIAS ENTRE MEDIÇÃO E ATP POR PONTO MONITORADO COM Rf IGUAL A 5 Ω .	83
FIGURA 4. 51 – BOX-PLOTS DAS DIVERGÊNCIAS ENTRE MEDIÇÃO E ANAFAS POR PONTO MONITORADO COM Rf IGUAL A 5 Ω	83
FIGURA 4. 52 – BOX-PLOTS DAS DIVERGÊNCIAS ENTRE MEDIÇÃO E ATP POR PONTO MONITORADO COM Rf IGUAL A 25 Ω .	84
FIGURA 4. 53 – BOX-PLOTS DAS DIVERGÊNCIAS ENTRE MEDIÇÃO E ANAFAS POR PONTO MONITORADO COM Rf IGUAL A 25 Ω	84
FIGURA 4. 54 – BOX-PLOTS DAS DIVERGÊNCIAS ENTRE MEDIÇÃO E ATP POR PONTO MONITORADO COM Rf IGUAL A 40 Ω .	84
FIGURA 4. 55 – BOX-PLOTS DAS DIVERGÊNCIAS ENTRE MEDIÇÃO E ANAFAS POR PONTO MONITORADO COM Rf IGUAL A 40 Ω .	84
FIGURA 4. 56 – LOCAIS DE OCORRÊNCIA DOS EVENTOS 2 E 29.	85
FIGURA 4. 57 – BOX-PLOTS DAS DIVERGÊNCIAS ENTRE MEDIÇÃO E ATP POR EVENTO COM Rf IGUAL A 0 Ω	86
FIGURA 4. 58 – BOX-PLOTS DAS DIVERGÊNCIAS ENTRE MEDIÇÃO E ANAFAS POR EVENTO COM Rf IGUAL A 0 Ω	86
FIGURA 4. 51 – BOX-PLOTS DAS DIVERGÊNCIAS ENTRE MEDIÇÃO E ATP POR EVENTO COM Rf IGUAL A 5 Ω	86
FIGURA 4. 52 – BOX-PLOTS DAS DIVERGÊNCIAS ENTRE MEDIÇÃO E ANAFAS POR EVENTO COM Rf IGUAL A 5 Ω	86
FIGURA 4. 53 – BOX-PLOTS DAS DIVERGÊNCIAS ENTRE MEDIÇÃO E ATP POR EVENTO COM Rf IGUAL A 25 Ω	87
FIGURA 4. 54 – BOX-PLOTS DAS DIVERGÊNCIAS ENTRE MEDIÇÃO E ANAFAS POR EVENTO COM Rf IGUAL A 25 Ω ...	87
FIGURA 4. 55 – BOX-PLOTS DAS DIVERGÊNCIAS ENTRE MEDIÇÃO E ATP POR EVENTO COM Rf IGUAL A 40 Ω	87
FIGURA 4. 56 – BOX-PLOTS DAS DIVERGÊNCIAS ENTRE MEDIÇÃO E ANAFAS POR EVENTO COM Rf IGUAL A 40 Ω ...	87
FIGURA 4. 57 – COMPORTAMENTO MÉDIO DAS DIVERGÊNCIAS ENTRE A MEDIÇÃO E O ATP VARIANDO A Rf.....	88
FIGURA 4. 58 – COMPORTAMENTO MÉDIO DAS DIVERGÊNCIAS ENTRE A MEDIÇÃO E O ANAFAS VARIANDO A Rf.	88
FIGURA 4. 67 – INFLUÊNCIA DA Rf NAS DIVERGÊNCIAS ENTRE MEDIÇÃO E ATP EM P6.....	90
FIGURA 4. 68 – INFLUÊNCIA DA Rf NAS DIVERGÊNCIAS ENTRE MEDIÇÃO E ANAFAS EM P6.	90
FIGURA 4. 69 – INFLUÊNCIA DA Rf NAS DIVERGÊNCIAS ENTRE MEDIÇÃO E ATP EM P12.....	90
FIGURA 4. 70 – INFLUÊNCIA DA Rf NAS DIVERGÊNCIAS ENTRE MEDIÇÃO E ANAFAS EM P12.	90
FIGURA 5. 1 – IPP85% - CASO BASE.....	95
FIGURA 5. 2 – IPP85% COM AJUSTE DA INTENSIDADE PELA TENSÃO PRÉ-FALTA.	96
FIGURA 5. 3 – IPP85% COM VARIAÇÃO DA LOCALIZAÇÃO DO DEFEITO.	97
FIGURA 5. 4 – IPP85% COM VARIAÇÃO DA RESISTÊNCIA DE FALTA - ATP.	98
FIGURA 5. 5 – IPP85% COM VARIAÇÃO DA RESISTÊNCIA DE FALTA-ANAFAS.....	98
FIGURA 5. 6 – IPE85% - CASO BASE.	99
FIGURA 5. 7 – IPE85% COM AJUSTE DA TENSÃO PRÉ-DEFEITO.....	100
FIGURA 5. 8 – IPE85% COM VARIAÇÃO DA LOCALIZAÇÃO DO DEFEITO.	100
FIGURA 5. 9 – IPE85% COM VARIAÇÃO DA RESISTÊNCIA DE FALTA - ATP.....	101

FIGURA 5. 10 – IPE85% COM VARIAÇÃO DA RESISTÊNCIA DE FALTA - ANAFAS.....	102
FIGURA 5. 11 – FREQUÊNCIA ACUMULADA DAS INTENSIDADES DOS AFUNDAMENTOS DE TENSÃO VIA MEDIÇÃO.....	102
FIGURA 5. 12 – FREQUÊNCIA ACUMULADA DAS INTENSIDADES DOS AFUNDAMENTOS DE TENSÃO VIA ATP.....	103
FIGURA 5. 13 – FREQUÊNCIAS ACUMULADAS DAS INTENSIDADES OBTIDAS VIA SIMULAÇÃO E MEDIÇÃO.....	104
FIGURA 5. 14 – FREQUÊNCIAS ACUMULADAS DA INTENSIDADES VIA ATP.....	105
FIGURA 5. 15 – FREQUÊNCIAS ACUMULADAS DA INTENSIDADES VIA ANAFAS.....	105
FIGURA 5. 16 – FREQUÊNCIAS ACUMULADAS DAS INTENSIDADES QUANDO VARIA-SE A RESISTÊNCIA DE FALTA VIA ATP.....	106
FIGURA 5. 17 – FREQUÊNCIAS ACUMULADAS DAS INTENSIDADES QUANDO VARIA-SE A RESISTÊNCIA DE FALTA VIA ANAFAS.....	107
FIGURA 5. 18 – CONFIGURAÇÃO DA ÁREA AFETADA PELO DEFEITO REFERENTE AO EVENTO 14.....	109
FIGURA 5. 19 – INTENSIDADES DOS AFUNDAMENTOS PARA O EVENTO 14, MEDIÇÃO E SIMULAÇÃO.....	110
FIGURA 5. 20 – EVOLUÇÃO TEMPORAL DA TENSÃO RMS DE P6 - MEDIÇÃO.....	111
FIGURA 5. 21 – EVOLUÇÃO TEMPORAL DA TENSÃO RMS DE P6 - SIMULAÇÃO.....	111
FIGURA 5. 22 – EVOLUÇÃO TEMPORAL DA TENSÃO RMS DE P9 - MEDIÇÃO.....	111
FIGURA 5. 23 – EVOLUÇÃO TEMPORAL DA TENSÃO RMS DE P9 - SIMULAÇÃO.....	111
FIGURA 5. 24 – EVOLUÇÃO TEMPORAL DA TENSÃO RMS DE P7 - MEDIÇÃO.....	112
FIGURA 5. 25 – EVOLUÇÃO TEMPORAL DA TENSÃO RMS DE P7 - SIMULAÇÃO.....	112
FIGURA 5. 26 – EVOLUÇÃO TEMPORAL DA TENSÃO RMS DE P10 - MEDIÇÃO.....	112
FIGURA 5. 27 – EVOLUÇÃO TEMPORAL DA TENSÃO RMS DE P10 - SIMULAÇÃO.....	112
FIGURA 5. 28 – EVOLUÇÃO TEMPORAL DA TENSÃO RMS DE P8 - MEDIÇÃO.....	113
FIGURA 5. 29 – EVOLUÇÃO TEMPORAL DA TENSÃO RMS DE P8 - SIMULAÇÃO.....	113
FIGURA 5. 30 – EVOLUÇÃO TEMPORAL DA TENSÃO RMS DE P11 - MEDIÇÃO.....	113
FIGURA 5. 31 – EVOLUÇÃO TEMPORAL DA TENSÃO RMS DE P11 - SIMULAÇÃO.....	113
FIGURA 5. 32 – EVOLUÇÃO TEMPORAL DAS COMPONENTES DE SEQUÊNCIA DA TENSÃO EM P6 - MEDIÇÃO.....	114
FIGURA 5. 33 – EVOLUÇÃO TEMPORAL DAS COMPONENTES DE SEQUÊNCIA DA TENSÃO EM P7 - MEDIÇÃO.....	114
FIGURA 5. 34 – EVOLUÇÃO TEMPORAL DAS COMPONENTES DE SEQUÊNCIA DA TENSÃO EM P8 - MEDIÇÃO.....	115
FIGURA 5. 35 – EVOLUÇÃO TEMPORAL DAS COMPONENTES DE SEQUÊNCIA DA TENSÃO EM P9 - MEDIÇÃO.....	115
FIGURA 5. 36 – EVOLUÇÃO TEMPORAL DAS COMPONENTES DE SEQUÊNCIA DA TENSÃO EM P10 - MEDIÇÃO.....	116
FIGURA 5. 37 – EVOLUÇÃO TEMPORAL DAS COMPONENTES DE SEQUÊNCIA DA TENSÃO EM P11 - MEDIÇÃO.....	116
FIGURA 5. 38 – FASORES EM P6 - MEDIÇÃO.....	117
FIGURA 5. 39 – FASORES EM P7 - MEDIÇÃO.....	117
FIGURA 5. 40 – FASORES EM P8 - MEDIÇÃO.....	117
FIGURA 5. 41 – FASORES EM P9 - MEDIÇÃO.....	117
FIGURA 5. 42 – FASORES EM P10 - MEDIÇÃO.....	117
FIGURA 5. 43 – FASORES EM P11 - MEDIÇÃO.....	117
FIGURA 5. 44 – CONFIGURAÇÃO DA ÁREA AFETADA PELO DEFEITO REFERENTE AO EVENTO 3.....	118
FIGURA 5. 45 – INTENSIDADES DOS AFUNDAMENTOS PARA O EVENTO 3, MEDIÇÃO E SIMULAÇÃO.....	119
FIGURA 5. 46 – EVOLUÇÃO TEMPORAL DA TENSÃO RMS DE P12 - MEDIÇÃO.....	120
FIGURA 5. 47 – EVOLUÇÃO TEMPORAL DA TENSÃO RMS DE P12 - SIMULAÇÃO.....	120
FIGURA 5. 48 – EVOLUÇÃO TEMPORAL DA TENSÃO RMS DE P4 - MEDIÇÃO.....	120
FIGURA 5. 49 – EVOLUÇÃO TEMPORAL DA TENSÃO RMS DE P4 - SIMULAÇÃO.....	120
FIGURA 5. 50 – EVOLUÇÃO TEMPORAL DA TENSÃO RMS DE P5 - MEDIÇÃO.....	121
FIGURA 5. 51 – EVOLUÇÃO TEMPORAL DA TENSÃO RMS DE P5 - SIMULAÇÃO.....	121
FIGURA 5. 52 – EVOLUÇÃO TEMPORAL DAS COMPONENTES DE SEQUÊNCIA DA TENSÃO EM P4 - MEDIÇÃO.....	122
FIGURA 5. 53 – EVOLUÇÃO TEMPORAL DAS COMPONENTES DE SEQUÊNCIA DA TENSÃO EM P5 - MEDIÇÃO.....	122
FIGURA 5. 54 – EVOLUÇÃO TEMPORAL DAS COMPONENTES DE SEQUÊNCIA DA TENSÃO EM P12 - MEDIÇÃO.....	123
FIGURA 5. 55 – FASORES EM P12 – MEDIÇÃO.....	124
FIGURA 5. 56 – FASORES EM P4 - MEDIÇÃO.....	124
FIGURA 5. 57 – FASORES EM P5 - MEDIÇÃO.....	124
FIGURA 5. 58 – CONFIGURAÇÃO DA ÁREA AFETADA PELO DEFEITO REFERENTE AO EVENTO 4.....	125
FIGURA 5. 59 – INTENSIDADES DOS AFUNDAMENTOS PARA O EVENTO 4, MEDIÇÃO E SIMULAÇÃO.....	126
FIGURA 5. 60 – EVOLUÇÃO TEMPORAL DA TENSÃO RMS DE P1 - MEDIÇÃO.....	126
FIGURA 5. 61 – EVOLUÇÃO TEMPORAL DA TENSÃO RMS DE P1 - SIMULAÇÃO.....	126
FIGURA 5. 62 – EVOLUÇÃO TEMPORAL DA TENSÃO RMS DE P2 - MEDIÇÃO.....	126
FIGURA 5. 63 – EVOLUÇÃO TEMPORAL DA TENSÃO RMS DE P2 - SIMULAÇÃO.....	126
FIGURA 5. 64 – EVOLUÇÃO TEMPORAL DA TENSÃO RMS DE P3 - MEDIÇÃO.....	127
FIGURA 5. 65 – EVOLUÇÃO TEMPORAL DA TENSÃO RMS DE P3 - SIMULAÇÃO.....	127
FIGURA 5. 66 – EVOLUÇÃO TEMPORAL DAS COMPONENTES DE SEQUÊNCIA DA TENSÃO EM P1 - MEDIÇÃO.....	127
FIGURA 5. 67 – EVOLUÇÃO TEMPORAL DAS COMPONENTES DE SEQUÊNCIA DA TENSÃO EM P2 - MEDIÇÃO.....	128
FIGURA 5. 68 – EVOLUÇÃO TEMPORAL DAS COMPONENTES DE SEQUÊNCIA DA TENSÃO EM P3 - MEDIÇÃO.....	128
FIGURA 5. 69 – FASORES EM P1 – MEDIÇÃO.....	129
FIGURA 5. 70 – FASORES EM P2 - MEDIÇÃO.....	129
FIGURA 5. 71 – FASORES EM P3 - MEDIÇÃO.....	129

LISTA DE TABELAS

TABELA 2. 1 - TAXA DE FALHAS EM LINHAS DE TRANSMISSÃO NOS EUA.	14
TABELA 2. 2 - TAXA DE FALHAS EM LINHAS DE TRANSMISSÃO NO BRASIL.	14
TABELA 2. 3 - EXEMPLO DA INFLUÊNCIA DA TENSÃO PRÉ-FALTA.	17
TABELA 2. 4 - EFEITO DAS CONEXÕES DE TRANSFORMADORES NO CÁLCULO DOS AFUNDAMENTOS DE TENSÃO.	19
TABELA 2. 5 - TEMPOS TÍPICOS DE ATUAÇÃO DA PROTEÇÃO EM SISTEMAS DE TRANSMISSÃO.	19
TABELA 2. 6 - TEMPOS TÍPICOS DE ATUAÇÃO DA PROTEÇÃO EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO.	20
 TABELA 3. 1 - MODELOS DO ANAFAS PARA ESTUDOS DE AFUNDAMENTOS DE TENSÃO.	45
TABELA 3. 2 - MODELOS DO ATP PARA ESTUDOS DE AFUNDAMENTOS DE TENSÃO.	46
 TABELA 4. 1 – IDENTIFICAÇÃO DOS PONTOS DE MEDIÇÃO.	50
TABELA 4. 2 – MODELAGEM UTILIZADA.	50
TABELA 4. 3 - DESCRIÇÃO DOS EVENTOS ANALISADOS.	53
TABELA 4. 4 – MATRIZ DE DIVERGÊNCIAS.	53
TABELA 4. 5 – ESTATÍSTICA - CASO BASE.	55
TABELA 4. 6 – TENSÕES PRÉ-FALTA NOS PONTOS MONITORADOS NA SIMULAÇÃO PELO ATP.	57
TABELA 4. 7 – TENSÃO PRÉ-DEFEITO VERIFICADA NA MEDIÇÃO.	58
TABELA 4. 8 – DIFERENÇA ABSOLUTA DA TENSÃO PRÉ-FALTA – MEDIÇÃO E SIMULAÇÃO VIA ATP.	59
TABELA 4. 9 – DIFERENÇA ABSOLUTA DA TENSÃO PRÉ-FALTA - MEDIÇÃO E SIMULAÇÃO VIA ANAFAS.	60
TABELA 4. 10 – ESTATÍSTICA – AJUSTE DA TENSÃO PRÉ-FALTA.	62
TABELA 4. 11 – ESTATÍSTICA - LD EM +5% DO CASO BASE.	70
TABELA 4. 12 – ESTATÍSTICA - LD EM -5% DO CASO BASE.	71
TABELA 4. 13 – ESTATÍSTICA - Rf IGUAL A 0 Ω	81
TABELA 4. 14 – ESTATÍSTICA - Rf IGUAL A 5 Ω	81
TABELA 4. 15 – ESTATÍSTICA - Rf IGUAL A 25 Ω	81
TABELA 4. 16 – ESTATÍSTICA - Rf IGUAL A 40 Ω	81
 TABELA 5. 1 – IPG PARA VÁRIOS NÍVEIS DE INTENSIDADES DE AMTs.	104
TABELA 5. 2 – IPG PARA VÁRIOS NÍVEIS DE INTENSIDADES DE AMTs.	106
TABELA 5. 3 – IPG PARA VÁRIOS NÍVEIS DE INTENSIDADE VARIANDO Rf.	107
TABELA 5. 4 – EVENTOS SELECIONADOS PARA AS ANÁLISES DA PROPAGAÇÃO DE AFUNDAMENTOS DE TENSÃO.	108
TABELA 5. 5 – INTENSIDADES VERIFICADAS NO EVENTO 14.	109
TABELA 5. 6 – DURAÇÕES VERIFICADAS NO EVENTO 14.	109
TABELA 5. 7 – INTENSIDADES VERIFICADAS NO EVENTO 3.	119
TABELA 5. 8 – DURAÇÕES VERIFICADAS NO EVENTO 3.	119
TABELA 5. 9 – INTENSIDADES VERIFICADAS NO EVENTO 4.	125
TABELA 5. 10 – DURAÇÕES VERIFICADAS NO EVENTO 4.	125

LISTA DE SIGLAS

VTCD	Variação de Tensão de Curta Duração
AMT	Afundamento Momentâneo de Tensão
AVV	Acionamento de Velocidade Variável
CBEMA	Computer and Business Equipment Manufactures Association
ELECTROTEK	Electrotek Concepts, Inc.
UNIPED	Union of International Producers and Distributors of Electrical Energy
EPRI	Electric Power Research Institute
IEC	International Electrotechnical Commission
IEEE	Institute of Electrical and Electronics Engineers
EAT	Extra Alta Tensão
AT	Alta Tensão
ITIC	Information Technology Industry Curve
p.u.	por unidade
PAC	Ponto de Acoplamento Comum
QEE	Qualidade de Energia Elétrica
LT	Linha de Transmissão
LD	Localização de Defeito
Rf	Resistência de Falta
ATP	Alternative Transient Program
ANAFAS	Análise de Falhas Simultâneas
RMS	Root Mean Square (valor eficaz)
CAPES	Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior
GQEE	Grupo de Estudos em Qualidade de Energia Elétrica
SMDQ	Sistema de Monitoramento Digital de Qualidade de Energia Elétrica
GPS	Global Position System

RESUMO

Este trabalho apresenta um estudo de validação de ferramentas de simulação de afundamentos de tensão através de medições utilizando como caso teste o sistema elétrico de uma importante concessionária Brasileira.

As medições foram realizadas durante seis meses, através de um Sistema de Monitoramento Digital de Qualidade de Energia Elétrica, constituído de 12 monitores, distribuídos convenientemente ao longo da rede, e sincronizados numa mesma base de tempo através de Sistema de Posicionamento Global.

Os resultados de medição foram confrontados com resultados de simulação utilizando um programa convencional de cálculo de curto-circuito (ANAFAS) e um programa de cálculo de transitórios eletromagnéticos (ATP).

A validação se dá sob duas formas, a primeira a partir da comparação das intensidades dos afundamentos de tensão e a segunda através dos indicadores individuais e globais.

Nas duas comparações também é realizada uma análise de sensibilidade das principais variáveis de influência sobre os parâmetros dos afundamentos de tensão, destacando-se a tensão pré-falta, a localização do defeito e a resistência de falta nos curtos-circuitos envolvendo a terra.

ABSTRACT

This work introduces a validation of voltage sag simulation tools based on measurements obtained from the power system of a regional Brazilian utility.

The measurements were extracted during 6 months using a Power Quality Monitoring System. The monitoring system consisted of 12 monitors conveniently distributed along the network and a server to collect all the measurements. Those monitors were synchronized using the GPS.

The measurements were compared with simulations using a conventional short-circuit program (ANAFAS) and an electromagnetic transient program (ATP).

The analysis was carried out in two forms. The first was based on the comparison of voltage sag magnitudes. The second was based on the comparison of individual and global indexes. The influence of random variables, such as: pre-fault voltage, fault location and fault impedance, was also investigated.

1

INTRODUÇÃO

1.1. Relevância do Tema

A Qualidade da Energia Elétrica - QEE – tem se tornado uma preocupação crescente e comum às empresas de energia elétrica e aos consumidores, de modo geral. O progressivo interesse pela QEE deve-se, principalmente, à evolução tecnológica dos equipamentos eletro-eletrônicos, hoje amplamente utilizados nos diversos segmentos de atividade, seja ele industrial, comercial ou residencial. Com a vasta aplicação da eletrônica de potência, da microeletrônica e dos microprocessadores em uma infinidade de equipamentos – desde relógios digitais domésticos a linhas automatizadas de processos – tem aumentado, consideravelmente, a sensibilidade dos equipamentos em relação a QEE.

Associada ao processo de modernização do parque industrial, tem havido a aplicação disseminada de acionamentos de velocidade variável (AVVs) e de sistemas controlados eletronicamente. Isto tem revelado um aspecto de vital importância da QEE e que diz respeito à sensibilidade destas cargas frente às variações momentâneas de tensão, inevitáveis no sistema elétrico e resultantes de curto-circuitos em extensas áreas, mesmo que localizadas em pontos remotos do sistema elétrico.

Tais distúrbios, conhecidos na literatura internacional como “*voltage sags*” ou “*voltage dips*” e neste trabalho denominados “Afundamentos de Tensão” representam, atualmente, o principal desafio a ser enfrentado por empresas de energia, fornecedores de equipamentos elétricos e consumidores. Ocorrências de afundamentos de tensão, combinadas com a sensibilidade dos equipamentos modernos, têm resultado em um número expressivo de interrupções de processos industriais.

Dentro deste contexto, citam-se algumas razões fundamentais que colocam em posição de destaque os afundamentos de tensão dentro do cenário da QEE:

- Devido à vasta extensão e à vulnerabilidade das linhas aéreas de transmissão, subtransmissão e distribuição, estes distúrbios são inevitáveis e inerentes à operação do sistema elétrico;

- Os consumidores estão tendo prejuízos substanciais devido à interrupções de processos, quantificados pelas perdas de produção, perdas de insumos e custos associados à mão-de-obra e a reparos de equipamentos danificados;
- As concessionárias de energia elétrica estão tendo perda de imagem empresarial e, inevitavelmente, passarão a ter maiores custos com prováveis ressarcimentos de prejuízos aos consumidores, decorrentes de falta de qualidade da energia;
- A qualidade da energia tem se transformado em um fator determinante para a competitividade entre as empresas concessionárias de energia, sendo que as mesmas deverão, em um horizonte muito próximo, oferecer contratos diferenciados, de acordo com os requisitos de qualidade da energia exigidos pelos processos dos consumidores;
- Além deste fato, a qualidade da energia vem se tornando um fator diferencial para promover desenvolvimentos regionais, sendo analisada em conjunto com incentivos fiscais, meios de transporte, proximidade entre matéria prima e centros consumidores.

1.2. Estado da Arte

Recentes estudos sobre afundamentos de tensão têm sido disponibilizados em revistas e conferências patrocinadas pelo IEEE.

Dentro desse contexto, ao se pesquisar os artigos relacionados com este tema, depara-se com uma expressiva quantidade, acima de 400 trabalhos, evidenciando o elevado interesse que o assunto tem despertado nos pesquisadores.

Em razão deste trabalho de dissertação estar diretamente associado à propagação de afundamento de tensão, assim como a validação de ferramentas de simulação para estudos sobre este distúrbio, relata-se a seguir um histórico, de forma sumarizada, sobre as principais contribuições que já surgiram sobre o tema.

Em 2000, J. Xu, Rao V. Annamraju, V. Rajagopalan, publicam um trabalho cujo título é *Propagation Characteristics of Sag and Harmonics in Medium Voltage Distributions Systems* [1] Neste artigo, os autores indicam alguns fatores de influência sobre o distúrbio, dentre eles os parâmetros das linhas de transmissão e o sistema de aterramento.

No mesmo ano, J. V. Milanovic e R. Gnativ apresentam um artigo intitulado de *The Influence of Loading Conditions and Network Topology on Voltage Sags*, no qual abordam a importância em utilizar tensões pré-falta reais, principalmente em sistemas de distribuição, pois estas tensões são normalmente inferiores a 1 p.u.

Em 2001, M. H. J. Bollen elabora um artigo cujo título é *On Voltage Dip Propagation* [2] no qual faz uso de medições para mostrar alterações na intensidade dos afundamentos de

tensão à medida que o distúrbio se propaga. O autor mostra que: a redução da corrente de carga minimiza o afundamento de tensão e constata-se que a intensidade do afundamento de tensão reduz à medida que se aproxima da carga. Neste artigo, o monitoramento do sistema ficou restrito a uma subestação de distribuição e avaliou-se a propagação dos afundamentos de tensão entre os níveis de tensão daquela subestação.

Também em 2001, R. Gnativ e J. V. Milanovic, através do artigo *Voltage Sag Propagation In Systems With Embedded Generation And Induction Motors* [3], faz uma análise, via simulação, sobre a influência da topologia da rede, dos motores de indução e dos autoprodutores de energia na propagação do distúrbio. Dentre suas conclusões constata-se que a diversidade de intensidades de afundamentos, em uma rede malhada, tende a ser maior que numa rede radial. Também verifica-se que os autoprodutores contribuem, principalmente, para elevar as magnitudes sendo que este efeito é mais pronunciado para tensões próximas a 0,9 p.u.

Outro trabalho desses autores, publicado em 2001 foi *Characteristics of Voltage Sags in Radial Networks with Dynamic Loads and Embedded Generator* [4], explora em detalhes a influência dos motores, não só na fase sob falta como também nas fases sãs e conclui: os motores de indução contribuem para aumentar a intensidade do afundamento na fase faltosa e reduzir a intensidade nas fases sãs; mostra que o efeito sob as fases sãs está diretamente associado à carga mecânica do motor.

No ano de 2002, J. M. Carvalho Filho, J. Policarpo G. de Abreu, Roberto C. Leborge, T. Clé de Oliveira, D. M. Correa e Jeder F. de Oliveira, publicam o artigo *Comparative Analysis between Measurements and Simulations of Voltage Sags* [5]. Neste artigo os autores apresentam uma comparação entre resultados de simulação, utilizando o método do curto deslizando, com resultados de medição.

No ano de 2003, Math Bollen e Mats Hager publicam o artigo *Effect of Induction Motors and Other Loads on Voltage Dips: Theory and Measurements* [6], no qual fazem uma análise da influência de motores de indução nos afundamentos de tensão; os autores concluem que a sequência positiva da tensão aumenta quando se percorre o caminho no sentido da carga, enquanto que a sequência negativa reduz-se, neste sentido.

Em 2004, J. Adriano M. Silva, em sua dissertação de mestrado [7], faz uma comparação estatística entre duas ferramentas de simulação, uma de cálculo de curto convencional e a outra de cálculo de transitórios eletromagnéticos. O autor conclui que a utilização de ferramentas que utilizam método de cálculo de curto-circuito não compromete a precisão dos resultados no que diz respeito ao estudo de intensidades de afundamentos de tensão; destaca,

ainda, as vantagens de se utilizar esta ferramenta devido à possibilidade de simplificação de modelos de equipamentos e a agilidade nas simulações. Neste trabalho o autor ressalta a necessidade de comparar resultados de medição com resultados de simulação.

Neste contexto, o objetivo desta dissertação é validar ferramentas de simulação a partir de resultados de medição, comparando tanto intensidades como índices de propagação de afundamentos de tensão, utilizando como caso teste o sistema de suprimento do Estado de Mato Grosso.

1.3. Objetivos e Contribuições da Dissertação

Os estudos, envolvendo afundamentos de tensão, são conduzidos a partir da monitoração das tensões do sistema elétrico ou através da utilização de metodologias de predição.

A monitoração pode fornecer resultados representativos somente quando a frequência de ocorrência do fenômeno monitorado é alta. Para distúrbios como afundamentos de tensão, onde se pode encontrar frequência de ocorrência da ordem de um evento por mês, o período de monitoração deve ser de 30 anos, admitindo-se um grau de confiança de 90% [22], portanto, para contornar tal dificuldade, a melhor alternativa é a utilização de métodos de predição.

As metodologias de predição têm, como base, a utilização de programas computacionais para cálculo de tensões e correntes durante a falta, a utilização dos tempos de sensibilização e atuação de relés de proteção e, finalmente, a utilização de dados estatísticos de faltas em linhas de transmissão e de distribuição.

As informações obtidas, tanto a partir da monitoração como a partir de simulação, podem ser confrontadas com a sensibilidade da carga para estimar o número de paradas anuais de produção, quantificar as perdas associadas e avaliar as medidas de mitigação.

Embora o uso de ferramentas de simulação para estudos de afundamentos de tensão venha se expandindo, a literatura ainda carece de resultados que confrontem medições e simulações de forma que as metodologias de simulação possam ser validadas. Neste sentido, este trabalho faz uma comparação entre resultados de medição e simulação de uma importante área do sistema elétrico brasileiro. Esta comparação se dá sob duas formas: uma, a partir das intensidades de afundamentos de tensão e outra com enfoque direcionado à propagação do distúrbio.

Nas análises realizadas neste trabalho também foram avaliadas algumas variáveis de influência sobre o distúrbio, destacando-se a tensão pré-falta, a localização do defeito e a resistência de falta nos defeitos envolvendo a terra.

1.4. Estrutura da Dissertação

O primeiro capítulo apresenta a introdução ao tema da dissertação, abordando a sua relevância, o estado da arte, o objetivo, as contribuições e a estrutura da dissertação.

O segundo capítulo trata dos conceitos e definições relacionados a afundamentos de tensão, fornecendo a base teórica necessária para o entendimento do documento. Inicialmente são descritos os parâmetros utilizados nas análises deste distúrbio. Em seguida são discutidas as principais formas de caracterização dos afundamentos de tensão e, finalmente, são apresentados alguns conceitos relativos à propagação.

O terceiro capítulo apresenta os principais métodos de simulação de afundamentos de tensão, assim como os modelos mais usuais para representar os principais componentes do sistema elétrico nos programas de cálculo de curto-circuito (ANAFAS) e de transitórios eletromagnéticos (ATP).

No quarto capítulo realiza-se a comparação de intensidades de afundamentos de tensão obtidos através de medição e simulação através de um caso teste, avaliando as principais variáveis de influência na característica do distúrbio, destacando-se: a tensão pré-falta, localização da falta e a resistência de falta.

No quinto capítulo é realizada uma análise sobre a propagação de afundamentos de tensão também através de um caso teste. Primeiramente analisa-se a propagação sob a forma de índices de propagação pontual e por evento; em seguida faz-se uma análise da propagação global e, finalmente, são feitas análises específicas sobre a propagação de afundamentos de tensão tomando como base três eventos ocorridos no sistema durante o período de monitoração.

No sexto capítulo encontram-se as principais conclusões extraídas no decorrer do desenvolvimento deste trabalho. Também são apresentadas algumas sugestões para execução de trabalhos futuros.

No sétimo capítulo estão as referências utilizadas na elaboração desta dissertação, bem como algumas complementares.

2

AFUNDAMENTOS DE TENSÃO

2.1. Considerações Iniciais

Neste capítulo serão apresentados os conceitos e definições sobre afundamentos de tensão, bem como as diversas metodologias utilizadas em sua caracterização.

Serão abordadas as principais causas e as diversas variáveis de influência nos afundamentos de tensão, destacando-se a tensão pré-falta, a localização e resistência de falta e a conexão de transformadores.

Também serão apresentados alguns conceitos relacionados à propagação de afundamentos de tensão, tais como: área de vulnerabilidade, índices de propagação pontual, por evento e global.

2.2. Conceitos e Definições

Ao se estudar os conceitos e definições envolvendo o distúrbio - Afundamento de Tensão- depara-se com duas filosofias, uma estabelecida pelo "*Institute of Electric and Electronics Engineers*" – *IEEE* e outra pela "*International Electrotechnical Commission*" – *IEC*.

O IEEE, através da Norma IEEE 1159 [8] que trata da monitoração dos fenômenos de qualidade de energia elétrica, define o distúrbio - Afundamento de Tensão - como uma redução no valor RMS da tensão dentro da faixa de 0,1 e 0,9 p.u., durante um período de tempo compreendido entre $\frac{1}{2}$ ciclo e 60 segundos. Adicionalmente, o IEEE classifica os afundamentos de tensão, segundo a sua duração, em três categorias:

- Instantâneos – compreendidos entre $\frac{1}{2}$ ciclo e 30 ciclos;
- Momentâneos - compreendidos entre 30 ciclos e 3 segundos;
- Temporários: compreendidos entre 3 segundos e 1 minuto.

Segundo o IEEE, a intensidade de um afundamento de tensão é definida pela menor tensão remanescente durante a ocorrência do distúrbio, ou seja, a ocorrência de um afundamento de tensão de 0,8 p.u. significa que a tensão foi reduzida para o patamar de 0,80 p.u.. Um evento, cuja intensidade é inferior a 0,10 p.u., é considerado pelo IEEE como sendo uma interrupção.

Por outro lado, a IEC define a intensidade do afundamento de tensão como sendo a queda do valor RMS da tensão. A IEC considera o afundamento de tensão um evento em que ocorre uma queda do valor RMS da tensão entre 0,10 e 0,99 p.u., durante um período de tempo compreendido entre $\frac{1}{2}$ ciclo e alguns segundos. Distúrbios com queda de tensão acima de 0,99 p.u., o que equivale a tensões remanescentes abaixo de 0,01 p.u., são considerados pela IEC como interrupções.

A Figura 2. 1 mostra a evolução dos valores RMS das tensões para um afundamento de tensão trifásico, registrado num sistema real. Observa-se que o afundamento de tensão atingiu intensidade de 0,55 p.u. e duração da ordem de 200 ms.

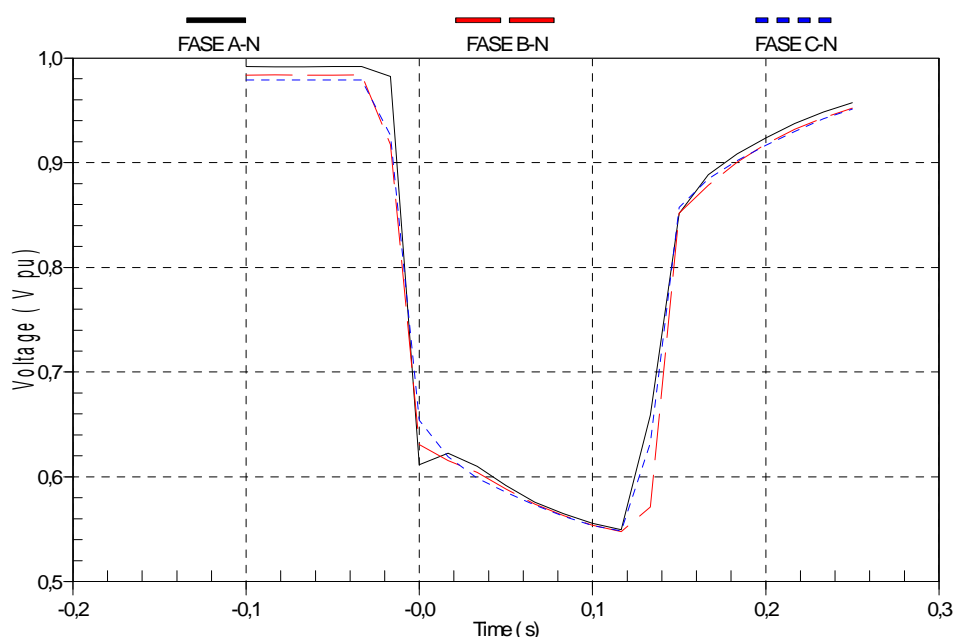


Figura 2. 1 - Tensão eficaz durante a ocorrência do afundamento de tensão.

2.3. Parâmetros de Análise

Os principais parâmetros que caracterizam um afundamento de tensão monofásico são a amplitude e a duração que, em conjunto com a frequência de ocorrência, fornecem informações satisfatórias sobre o fenômeno [9]. No entanto, quando se trata de afundamentos de tensão trifásicos, outros parâmetros também podem ser incorporados, sendo eles, a assimetria e o desequilíbrio. Fica subentendido que assimetria, aqui, se refere a ângulo, enquanto que, desequilíbrio, refere-se à intensidade.

Adicionalmente, o comportamento dinâmico associado à evolução da forma de onda, também pode ser empregado para caracterizar, tanto os afundamentos de tensão monofásicos como os trifásicos.

Geralmente, visando facilitar a caracterização dos afundamentos de tensão trifásicos, utilizam-se procedimentos chamados de agregação de fases e agregação temporal.

2.4. Agregação de Fases e Agregação Temporal

2.4.1. Agregação de Fases

Ao observar a Figura 2. 2, que mostra os valores das tensões de um evento trifásico, podem surgir algumas dificuldades naturais para identificar os parâmetros característicos associados e conduzir as análises necessárias. Estas dificuldades são atribuídas aos seguintes aspectos:

- a intensidade da tensão nas três fases é variável no tempo;
- a duração do afundamento de tensão é diferente em cada uma das fases envolvidas.

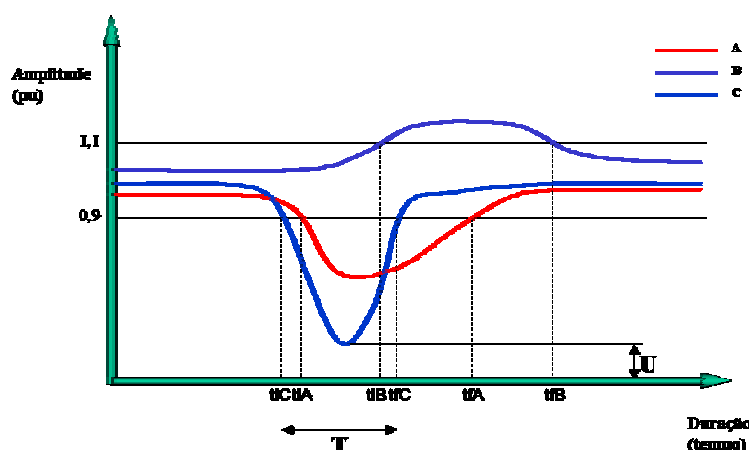


Figura 2. 2 – Método de agregação pela fase crítica.

Nestas condições, torna-se difícil determinar os parâmetros característicos dos afundamentos de tensão e determinar qual deles foi o fator determinante para promover o desligamento da carga.

Para melhor caracterizar os afundamentos de tensão em situações como estas, utiliza-se o procedimento conhecido como agregação de fases, que consiste em atribuir um único conjunto de parâmetros (intensidade e duração) a uma ocorrência que provoca registro em mais de uma fase. As diversas metodologias e os critérios para a agregação de fases serão apresentados no item 2.5.2.

2.4.2. Agregação Temporal

O objetivo da agregação temporal é agrupar todos os eventos associados a uma única falta no sistema e assim identificá-los como um único evento. Procura-se obter uma relação única entre as faltas que realmente acontecem na rede e a série de eventos registrados pelos monitores de qualidade.

Muitos equipamentos e processos industriais se desligam durante a ocorrência do primeiro evento registrado. Uma vez que o processo parou, os eventos subsequentes não causam nenhum efeito sobre a carga. Conseqüentemente, a contabilização de todos os

eventos, levaria a um erro estatístico na avaliação do desempenho do suprimento da concessionária, sobreestimando o número de ocorrências de afundamentos de tensão.

Uma das maneiras de sanar este problema é a utilização da agregação temporal com uma janela de tempo pré-definida, ou seja, a partir da ocorrência do primeiro evento, todos os que o sucederem dentro daquele intervalo de tempo estabelecido serão considerados como um mesmo evento. Embora o intervalo de tempo possa ser escolhido arbitrariamente, a norma IEEE 1159-1995 [8] recomenda o intervalo de um minuto.

Assim, um evento agregado representa o conjunto de todos os registros associados à ocorrência de uma falta na rede. Ele deve sintetizar as informações da série de registros em um único conjunto de características, tais como; intensidade, duração, tipo de afundamento, etc. Normalmente, os parâmetros associados ao evento agregado são definidos pelas características do evento mais severo, em geral, aquele que apresenta a menor tensão remanescente.

2.5. Métodos de Caracterização

2.5.1. Eventos Monofásicos

A partir do valor RMS da tensão em função do tempo podem ser determinadas a intensidade e a duração. A intensidade do afundamento de tensão, seguindo a filosofia do IEEE, é o menor valor da tensão remanescente durante a ocorrência do distúrbio [10]. A duração do evento é o tempo durante o qual o valor RMS da tensão permanece abaixo do patamar de 0,90 p.u. da tensão de referência (nominal, pré-falta, operativa, etc.). Os conceitos de intensidade e duração do afundamento de tensão são mostrados na Figura 2. 3.

2.5.2. Eventos Trifásicos

Uma ocorrência no sistema de potência pode afetar uma, duas ou as três fases. A magnitude e a duração do afundamento de tensão, resultante em cada fase, podem diferenciar-se, consideravelmente. Na análise de afundamentos de tensão deve-se definir como os eventos trifásicos são medidos, sendo que, até a presente data, estes pontos ainda não estão padronizados.

O critério para a agregação de fases ainda está em discussão, existindo diversas metodologias de agregação.

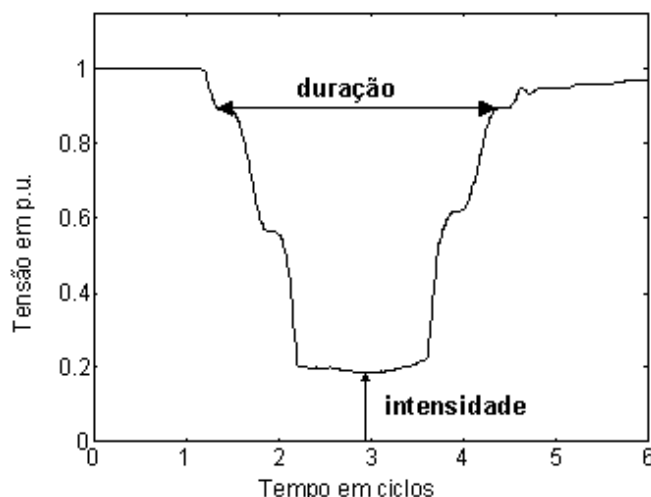


Figura 2. 3 - Definição de intensidade e duração de afundamento de tensão.

2.5.2.1. Metodologia UNIPED (Europa)

A intensidade de um afundamento de tensão trifásico é definida como a menor tensão remanescente ocorrida nas três fases. Neste caso, os desvios percentuais são tomados em relação à tensão nominal.

Por sua vez, a duração do afundamento de tensão é dada pelo período de tempo decorrido a partir do instante em que a tensão de uma das fases fica inferior ao limite de 0,90 p.u. até o instante em que a tensão de todas as fases seja superior a este limite. A Figura 2. 4 ilustra esta situação onde se observa um afundamento de tensão (fase em azul) cuja duração corresponde a $T_{\text{afundamento}}$ e sua intensidade é 0,10 p.u, seguido de uma interrupção momentânea.

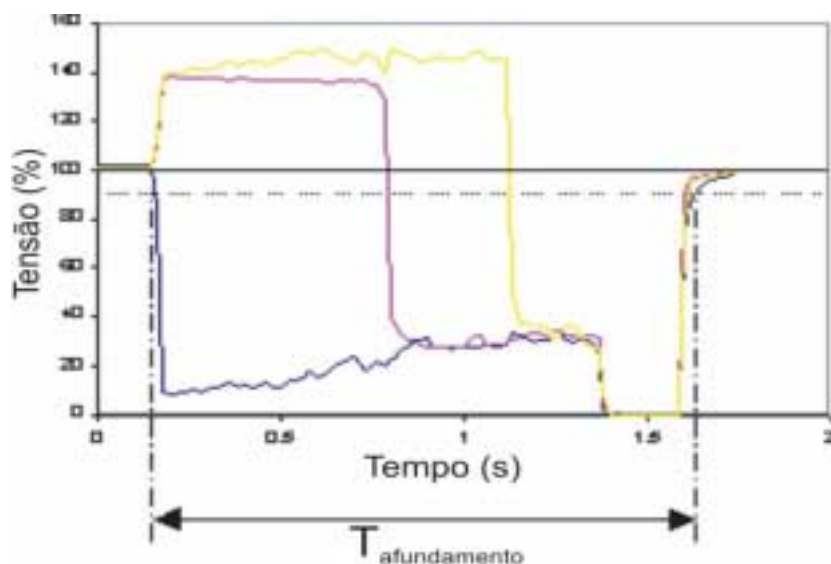


Figura 2. 4 - Caracterização de afundamentos de tensão segundo a UNIPED.

2.5.2.2. Metodologia da NRS-048 (África do Sul)

A intensidade de um afundamento de tensão trifásico é definida como menor tensão remanescente ocorrida nas três fases. Os desvios são tomados em relação a uma tensão declarada, por exemplo, a tensão nominal ou a tensão operativa do sistema. Por outro lado, a

duração é caracterizada como sendo a duração associada à pior fase afetada em cada evento registrado. A Figura 2. 5 ilustra a caracterização de um afundamento de tensão segundo esta metodologia.

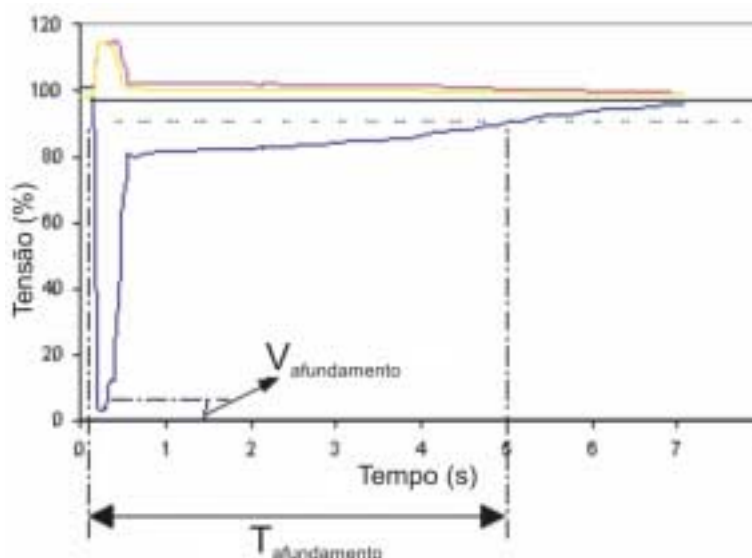


Figura 2. 5 - Caracterização de afundamentos de tensão segundo a NRS-048.

2.5.2.3. Metodologia do EPRI / ELECTROTEK (EUA)

De acordo com a metodologia proposta pelo EPRI/ELECTROTEK [11], os principais parâmetros utilizados na caracterização destes fenômenos são a intensidade e a duração. A intensidade do afundamento de tensão é caracterizada pela mínima tensão remanescente registrada durante o evento. Esse método define a duração de um afundamento de tensão como sendo o período de tempo em que o valor RMS da tensão viola um limite específico previamente estabelecido.

Dessa forma, para o sistema trifásico, a intensidade e a duração de um afundamento de tensão são dadas pelas grandezas da fase, onde se tem o maior desvio em relação à tensão especificada. Esse é o mesmo procedimento adotado pela NRS-048.

Vale esclarecer que o procedimento utilizado nesta dissertação corresponde a esta metodologia.

2.5.2.4. Metodologia Proposta por Bollen

Ao contrário de outros métodos, que caracterizam o afundamento de tensão somente através da intensidade e duração, o método proposto por Bollen [12] considera a assimetria e desequilíbrio dos fasores de tensão durante a ocorrência do distúrbio. Dessa forma, evita-se desprezar efeitos importantes, permitindo que o comportamento dos equipamentos sensíveis, principalmente os trifásicos, possa ser avaliado perante outras características dos afundamentos de tensão.

Baseado na teoria das componentes simétricas, o método considera os diversos tipos de faltas (trifásicas, bifásicas e monofásicas), as conexões de transformadores e as conexões utilizadas nos diversos equipamentos elétricos. Assume-se, também, que as impedâncias de sequência positiva e negativa da fonte são iguais, resultando em quatro tipos principais de afundamentos de tensão mostrados na Figura 2. 6.

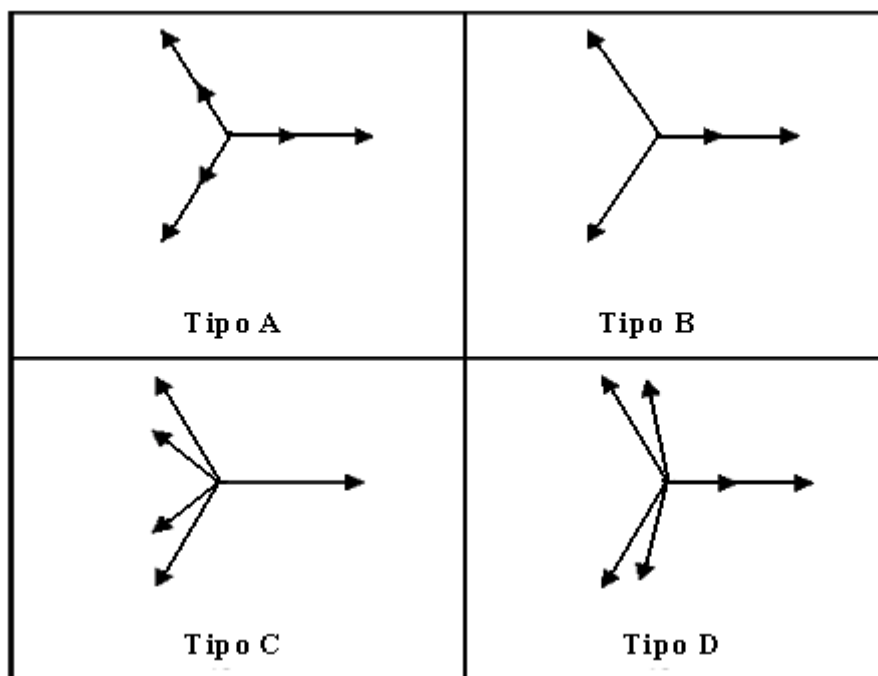


Figura 2. 6 – Tipos de afundamentos de tensão.

O afundamento do tipo A é devido às faltas trifásicas e os tipos B, C e D à faltas monofásicas e bifásicas.

Os afundamentos tipo B contêm componentes de tensão de sequência zero, raramente percebidos nos terminais das cargas, devido à filtragem dos transformadores com conexão Δ/Y . Os afundamentos tipo C e D são decorrentes de faltas FT, FF e FFT, associados ao tipo de conexão de transformadores.

Um afundamento tipo C pode se transformar em um afundamento tipo D quando se propaga através de um transformador com conexão Δ / Y . Um afundamento tipo C é visto como sendo do tipo D quando a carga está conectada entre fases. A grande maioria dos afundamentos desequilibrados é do tipo C ou D.

2.6. Origem dos Afundamentos de Tensão

Os afundamentos de tensão no sistema elétrico são gerados por partida de motores de grande porte [13], energização de transformadores, perda de geração e ocorrência de curtos-circuitos na rede [14] [15] [12].

As faltas no sistema elétrico são as maiores causas de afundamentos de tensão, sobretudo no sistema da concessionária, devido à existência de milhares de quilômetros de linhas aéreas de transmissão e de distribuição expostas a fenômenos naturais e outros.

Os curtos-circuitos também ocorrem em subestações terminais de linhas e em sistemas industriais, porém, com menor frequência. Em sistemas industriais, por exemplo, as distribuições primária e secundária são tipicamente realizadas através de cabos isolados que possuem reduzida taxa de faltas se comparados às linhas aéreas.

As faltas em linhas aéreas ocorrem, principalmente, devido à incidência de descargas atmosféricas. Nos sistemas de distribuição, o problema é mais crítico porque, geralmente, são desprovidos de cabos guarda. Portanto, pode-se inferir que, a ocorrência de afundamentos de tensão, está fortemente correlacionada com o nível cerâmico da região. Outras causas de ocorrência de curtos-circuitos são as queimadas em plantações, vendavais, contatos por animais e aves, contaminação de isoladores, falhas humanas, etc.

As faltas podem ser de natureza temporária ou permanente. As faltas temporárias são, em sua grande maioria, decorrentes de descargas atmosféricas, temporais e ventos, que não provocam, geralmente, danos permanentes ao sistema de isolamento, sendo que o sistema pode ser prontamente restabelecido por meio de religamentos automáticos ou manuais. As faltas permanentes, ao contrário, são causadas por danos físicos em algum elemento de isolamento do sistema, daí ser necessária a intervenção da equipe de manutenção.

Quando ocorre um curto-circuito, o afundamento de tensão, geralmente, transcorre durante o tempo de permanência da falta, ou seja, desde o instante inicial do defeito até a atuação do sistema de proteção com a completa eliminação do defeito.

2.7. Variáveis de Influência

A análise dos afundamentos de tensão pode ser considerada complexa, pois envolve uma diversidade de fatores que afetam as suas características [5], dentre eles:

- Tipo de falta;
- Localização da falta;
- Impedância de falta;
- Tensão pré-falta;
- Conexão dos transformadores entre o ponto de falta e a carga;
- Desempenho do sistema de proteção;
- Existência de sistema de religamento;
- Taxas de falta de linhas de transmissão e distribuição;
- Topologia da rede de transmissão e distribuição.

2.7.1. Tipo de Falta

As faltas no sistema elétrico podem ser trifásicas (FFF), trifásicas para a terra (FFFT), bifásicas (FF), bifásicas para a terra (FFT) e fase-terra (FT) [14].

As faltas trifásicas e trifásicas à terra são simétricas e geram, portanto, afundamentos de tensão também simétricos. Elas produzem afundamentos de tensão mais severos, contudo são mais raras.

As faltas bifásicas, bifásicas à terra e sobretudo as fase-terra apresentam as maiores taxas de ocorrência, gerando afundamentos de tensão menos severos, porém, desequilibrados e assimétricos.

As Tabelas 2.1 e 2.2 apresentam as estatísticas de taxas médias de faltas em linhas de transmissão obtidas nos EUA [15] e em uma concessionária do Brasil [16], respectivamente.

Por sua maior exposição à natureza (descargas atmosféricas, ventos e temporais), se comparadas com os equipamentos instalados nas subestações terminais, barras, transformadores, chaves, etc., as linhas de transmissão são os componentes do sistema elétrico mais susceptíveis à ocorrência de curtos-circuitos.

Tabela 2. 1 - Taxa de falhas em linhas de transmissão nos EUA.

Nível de Tensão	Taxa de Falta (*)	FT	FFT	FF	FFF e FFFT
345 kV	2,31	91%	7%	1%	1%
230 kV	1,68	80%	17%	1,5%	1,5%
138 kV	2,98	73%	17%	6%	4%
69 kV	6,15	65%	22%	7%	6%

(*) n.º de ocorrências/ano/ 100 Km de linha

Tabela 2. 2 - Taxa de falhas em linhas de transmissão no Brasil.

Nível de Tensão	Taxa de Falta (*)	FT	FF e FFT	FFF e FFFT
500 kV	2,09	94,24%	5,04%	0,72%
345 kV	1,10	92,65%	7,35%	0%
230 kV	1,90	79,65%	18,18%	2,27%

(*) n.º de ocorrências/ano/ 100 Km de linha

As Tabelas 2.1 e 2.2 mostram que as faltas fase-terra e bifásicas à terra, respectivamente, são as que apresentam as maiores taxas de ocorrência. Desta maneira, pode-se concluir que, na grande maioria, os afundamentos de tensão são assimétricos e desequilibrados.

2.7.2. Localização da Falta

A localização da falta no sistema elétrico influencia, significativamente, o impacto do afundamento de tensão sobre os consumidores. As faltas no sistema de transmissão e subtransmissão afetam, certamente, um número maior de consumidores do que as faltas no sistema de distribuição. Esse fato deve-se, principalmente, às características dos sistemas de transmissão e subtransmissão que são, normalmente, malhados e abrangem uma grande

extensão geográfica. Os sistemas de distribuição são mais concentrados geograficamente e possuem, geralmente, configuração radial, motivo pelo qual os curtos-circuitos nos ramais de uma subestação de distribuição causam impacto apenas nos consumidores alimentados pelos ramais adjacentes. Em geral, dificilmente estes curtos-circuitos provocarão afundamentos de tensão significativos no sistema de transmissão, principalmente àqueles dotados de alta capacidade de curto-circuito.

A Figura 2. 7 ilustra esse fato. Quando ocorre uma falta no ponto A, todo o sistema irá sentir os efeitos do afundamento de tensão (distribuição e transmissão). Uma falta no ponto B, em contrapartida, será percebida apenas no sistema de distribuição.

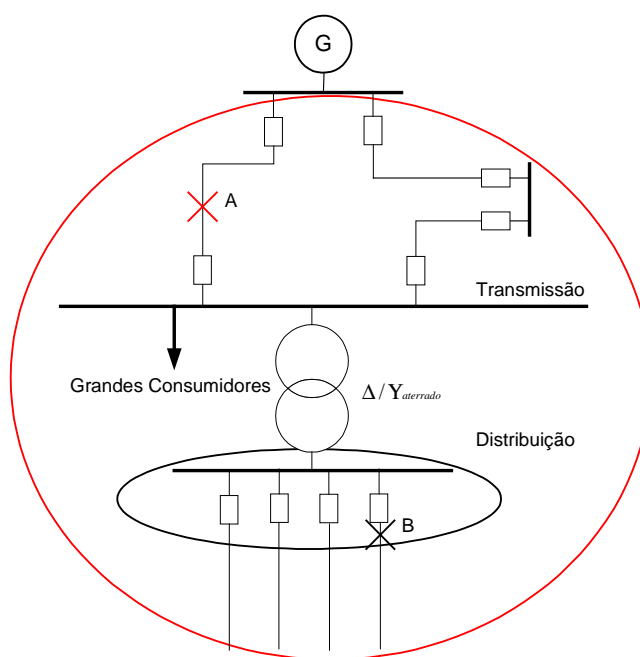


Figura 2. 7 – Área de influência da localização da falta.

2.7.3. Impedância de Falta

Raramente os curtos-circuitos possuem resistência de falta nula; normalmente, eles ocorrem através da resistência de falta que é constituída pela associação dos seguintes elementos:

- Resistência do arco elétrico entre o condutor e a terra, para defeitos fase-terra;
- Resistência do arco elétrico entre dois ou mais condutores, para defeitos entre as fases;
- Resistência de contato devido à oxidação no local da falta;
- Resistência do pé-de-torre, para defeitos envolvendo a terra.

O aparecimento do arco elétrico é devido ao aquecimento provocado pela corrente de curto-circuito que propicia a ionização do ar no local do defeito. A resistência do arco elétrico

não é linear e pode ser empiricamente calculada pela fórmula de Warrington, conforme a expressão 2.1.

$$R_{\text{arco-elétrico}} = \frac{28707 \cdot L}{I^{1,4}} [\Omega] \quad (2.1)$$

Onde:

$R_{\text{arco-elétrico}}$ - Resistência do arco [Ω];

L - Comprimento do arco elétrico [m];

I - valor eficaz da corrente de arco [A]

Existem poucas referências abordando o assunto, mas valores de resistência de arco da ordem de 1 Ω a 5 Ω são mencionados na literatura [5].

Finalmente conclui-se que: desprezar a resistência de falta significa obter valores de afundamento de tensão mais severos, sobretudo em sistema de distribuição, onde este efeito é mais pronunciado [17].

2.7.4. Tensão Pré-Falta

Em condições normais de operação, as concessionárias de energia buscam suprir seus consumidores com tensões de operação dentro dos limites normalizados (0,95 a 1,05 p.u.).

Basicamente, o perfil de tensão em regime permanente é função da curva de carga do sistema elétrico e, também, da disponibilidade de equipamentos destinados à regulação de tensão, como banco de capacitores, reatores de linha, etc.

Normalmente, o perfil de tensão do sistema segue a variação da curva de carga diária, observando-se elevações de tensão durante períodos de carga leve e reduções de tensão nos períodos de carga pesada.

Geralmente, nos estudos de curto-circuito em sistemas elétricos, adota-se tensão pré-falta igual a 1,0 p.u.. No entanto, em função da curva de carga do sistema, esta premissa, na maioria das vezes, não é verdadeira, incorrendo-se em erros de cálculo.

Esse item adquire maior importância quando se está analisando o impacto sobre a carga, pois uma queda de tensão de 0,30 p.u. poderá afetar uma carga cujo limiar de sensibilidade é 0,70 p.u., dependendo do valor da tensão pré-falta. Se a tensão pré-falta da barra é 0,95 p.u., a tensão remanescente durante o afundamento será de 0,65 p.u., sensibilizando a carga analisada, como pode ser observado na Tabela 2. 3.

A elevação do nível da tensão tem sido utilizada como uma das formas de mitigar o efeito dos afundamentos de tensão. Em sistemas onde há cargas sensíveis, a tensão de operação pode ser elevada intencionalmente. No entanto, esta prática poderá resultar em

sobretensões de regime em determinados locais da rede elétrica, razão pela qual cada caso deve ser analisado de forma criteriosa.

Tabela 2. 3 - Exemplo da influência da tensão pré-falta.

	Exemplo A	Exemplo B
Tensão pré-falta [p.u.]	1,02	0,95
Tolerância da carga	0,70	0,70
ΔV [p.u.]	0,30	0,30
$V_{\text{afundamento}}$ [p.u.]	0,72	0,65
Carga	Funciona	Desliga

2.7.5. Conexão dos Transformadores

Na análise e no cálculo dos afundamentos de tensão, o tipo de conexão dos transformadores existentes entre o ponto de falta e o barramento do consumidor, influenciará as características do afundamento de tensão percebido pela carga. Basicamente, os transformadores podem ser agrupados em três categorias conforme o tipo de conexão [18]:

- Categoria 1 - Estes transformadores são aqueles que têm conexão Y- Δ , Δ -Y, Y_{aterrado}- Δ e Δ -Y_{aterrado}, que além de filtrarem a componente de seqüência zero da tensão de frequência fundamental, introduzem defasamento angular entre as tensões primária e secundária;
- Categoria 2 - Aqueles que somente filtram as componentes de seqüência zero da tensão de frequência fundamental de modo a não introduzir defasamento angular, ou seja, com conexões Y-Y, Δ - Δ , Y_{aterrado}-Y e Y-Y_{aterrado};
- Categoria 3- Aqueles que não filtram as componentes de seqüência zero e não introduzem defasamento angular. Pertencem a esta categoria os transformadores com as conexões Y_{aterrado}-Y_{aterrado}, Y_{aterrado}- Δ -Y_{aterrado}, sendo neste caso, o Δ o enrolamento de compensação.

Aplicando uma falta sólida entre a fase A e a terra no primário do transformador, conforme mostrado na Figura 2. 8, obtém-se os valores de intensidade dos afundamentos de tensão no secundário do transformador considerando o efeito das diversas conexões, conforme mostrado na Tabela 2.4.

Foram consideradas as diversas conexões possíveis, calculando-se as tensões fase-fase e fase-neutro, refletidas no secundário do transformador. Em cada situação foram introduzidas as alterações necessárias em termos de filtragem da componente de seqüência zero e inserção de defasamento angular nas componentes de seqüência positiva e negativa. Também foram assumidas as seguintes premissas: sistema operando a vazio, reatâncias de seqüências da fonte iguais às reatâncias de dispersão do transformador, reatância de magnetização do

transformador muito maior do que as demais reatâncias do sistema, tensão pré-falta 1,0 p.u., relação de transformação 1:1 e resistência de falta nula. Adicionalmente, adotou-se $X_0=X_1$.

Com base nos resultados da Tabela 2. 4, pode-se dizer:

- Os valores dos afundamentos de tensão, vistos pela carga em decorrência de uma falta, dependem do efeito combinado da forma de conexão tanto do transformador como da carga. Por exemplo: a Tabela 2. 4 mostra que para o transformador com conexão Δ -Y, o valor mínimo de tensão entre fases de 0,33 p.u., é inferior ao valor mínimo verificado para a tensão fase-neutro, 0,58 p.u.. Isto mostra que, para o mesmo curto-circuito analisado, a chance da carga “sobreviver” seria maior se ela fosse conectada entre fase e neutro;
- A conexão $Y_{\text{aterrado}}-Y_{\text{aterrado}}$ faz com que a tensão da fase A - neutro se anule, visto que o defeito simulado foi na fase A para a terra e com resistência de falta nula. Caso um dos lados do transformador não seja aterrado, observa-se que a tensão fase-neutro, para a mesma condição de falta, se eleva de 0,00 p.u. para 0,33 p.u., em razão da eliminação da componente de seqüência zero;
- Quando a carga é conectada entre fases, o efeito da filtragem da componente de seqüência zero introduzido pela conexão do transformador torna-se irrelevante, uma vez que ao se calcular as tensões fase-fase, a componente de seqüência zero é eliminada automaticamente. Neste caso, a única influência é atribuída à defasagem imposta pela conexão dos transformadores nas componentes de seqüência positiva e negativa, constatada pela comparação dos resultados apresentados para as conexões $Y_{\text{aterrado}}-Y_{\text{aterrado}}$ e $\Delta-Y_{\text{aterrado}}$, por exemplo.

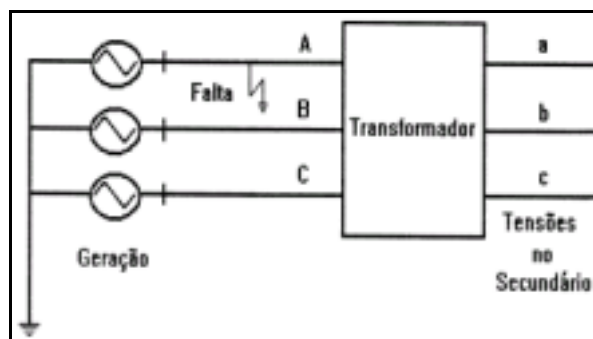


Figura 2. 8 – Representação esquemática de transformador para análise de defasamento.

Assim, o afundamento de tensão observado pela carga depende tanto das conexões dos transformadores existentes entre o ponto de falta e a carga como também do tipo de conexão da própria carga [9].

Tabela 2. 4 - Efeito das conexões de transformadores no cálculo dos afundamentos de tensão.

Conexão	Fase – Fase Vab Vbc Vca	Fase – Neutro Van Vbn Vcn
$Y_{aterrado} - Y_{aterrado}$	0,58 1,00 0,58	0,00 1,00 1,00
$\frac{Y_{aterrado} - Y}{Y - Y_{aterrado}}$	0,58 1,00 0,58	0,33 0,88 0,88
$\Delta - \Delta$	0,58 1,00 0,58	-----
$\frac{Y - \Delta}{Y_{aterrado} - \Delta}$	0,33 0,88 0,88	-----
$\frac{\Delta - Y_{aterrado}}{\Delta - Y}$	0,88 0,88 0,33	0,58 1,00 0,58

2.7.6. Sistema de Proteção

A duração do afundamento de tensão é, geralmente, dependente do desempenho do sistema de proteção, caracterizado pelo tempo de sensibilização e de atuação dos relés, somado ao tempo de abertura e extinção de arco dos disjuntores.

O tempo de atuação dos relés é função de suas características de resposta tempo-corrente, bem como da filosofia e dos ajustes implantados para se obter a seletividade desejada. O tempo de abertura e de extinção da corrente de curto-circuito dos disjuntores é função das características construtivas destes equipamentos.

Nos sistemas de transmissão (230, 345, 440, 500kV), as linhas são tipicamente protegidas por meio de relés de distância associados ou não às lógicas de teleproteção. Em subtransmissão (69, 88 e 138kV), tradicionalmente, os sistemas de proteção adotados contemplam as proteções de sobrecorrente de fase e de neutro e sobrecorrentes direcionais.

Nos sistemas de distribuição, as concessionárias adotam, em geral, relés de sobrecorrente de fase e de neutro. Nos alimentadores primários são utilizados religadores e, normalmente, nos ramais e sub-ramais de distribuição são utilizadas chaves seccionadoras-fusíveis.

A Tabela 2. 5 apresenta os tempos típicos de atuação da proteção em sistemas de alta-tensão (AT) e extra-alta-tensão (EAT) [19] e a Tabela 2. 6 os tempos típicos de atuação da proteção em sistemas de distribuição [20] [21].

Tabela 2. 5 - Tempos típicos de atuação da proteção em sistemas de transmissão

Tempos Típicos de Atuação da Proteção	EAT	AT
Proteção de Distância – Primeira Zona [ms]	20 – 40	40 – 60
Proteção de Distância – Segunda Zona [ms]	300	500
Teleproteção [ms]	20 – 50	40 - 60
Tempo de abertura de disjuntor [ciclos]	2	3 – 5

Tabela 2. 6 - Tempos típicos de atuação da proteção em sistemas de distribuição.

Tipo de Equipamento	Mínimo (ciclos)	Retardo de Tempo (*) [ciclos]	Tentativas de Religamentos
Fusível de expulsão	$\frac{1}{2}$	0,5 a 60	-
Fusível limitador	$\frac{1}{4}$	0,25 a 60	-
Disjuntor religador	3	1 a 30	0 a 4
Disjuntor a óleo	5	1 a 60	0 a 4
Disjuntor a vácuo ou a SF6	3 e 5	1 a 60	0 a 4

2.7.7. Frequência de Ocorrência

O número de ocorrências de afundamentos de tensão está intimamente relacionado com a origem dos curtos-circuitos no sistema elétrico e com a existência ou não de sistema de religamento no sistema de proteção.

Do ponto de vista de quantificação, existem duas metodologias para contabilizar os afundamentos de tensão quando ocorrem religamentos: a primeira considera todos os afundamentos registrados, resultando em um número sobreestimado de eventos; a segunda consiste em associar os registros de afundamentos à falta que os originou. Desta maneira, para cada falta na rede será contabilizado um único distúrbio. Uma das formas de agrupar a sequência de afundamentos é a agregação temporal dos distúrbios, conforme apresentado no item 2.4.2, razão pela qual é definida uma janela de tempo para agregar todos os eventos que aconteçam dentro daquele intervalo.

2.8. Propagação de Afundamentos de Tensão

A análise da propagação de afundamentos de tensão tem como objetivo avaliar como as ocorrências de curto-circuito afetam as diversas barras do sistema, sobretudo aquelas onde estão instalados consumidores industriais. O entendimento dos mecanismos de propagação dos afundamentos de tensão, bem como a identificação dos parâmetros do sistema elétrico que atenuem ou amplifiquem os fenômenos, torna-se essencial para o estudo de medidas mitigadoras, visando a minimização do impacto do distúrbio sobre os consumidores.

Os itens subseqüentes apresentam alguns conceitos relacionados à propagação, destacando-se:

- Área de Influência e Área de Vulnerabilidade;
- Índice de Propagação Pontual (IPP);
- Índice de Propagação por Evento (IPE);
- Índice de Propagação Global (IPG);
- Propagação da Tensão RMS;
- Propagação das Componentes de Sequência da Tensão;

- Propagação Horizontal e Vertical;
- Propagação dos Fasores de Tensão.

2.8.1. Áreas de Influência e de Vulnerabilidade

O conceito de área de influência advém do interesse em identificar a região do sistema elétrico que um determinado defeito vai impactar, levando-se em conta um certo limiar de tensão, conforme pode ser visualizado através da Figura 2. 9.

Pode-se observar, através da figura, que a região em torno do ponto de falta sofre afundamentos de tensão com intensidades diferentes, sendo mais severos na região mais próxima da falta e vice-versa.

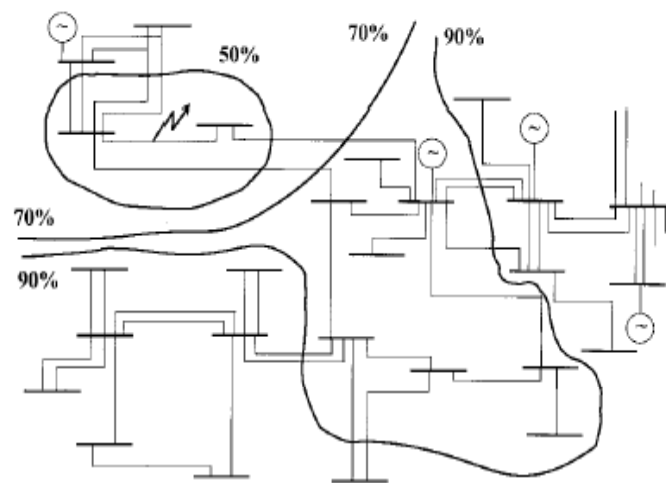


Figura 2. 9 – Área de influência para uma falta específica.

Por outro lado, o conceito de área de vulnerabilidade, foi desenvolvido com o objetivo de demarcar as regiões do sistema elétrico, constituídas de LTs e subestações onde, se ocorrerem curto-circuitos, haverá a ocorrência de afundamentos de tensão abaixo de limites críticos que possam resultar em desligamentos de cargas sensíveis. Desta forma, conhecendo-se a curva de sensibilidade do equipamento em um determinado ponto da rede, é possível fazer-se um levantamento da área na qual a ocorrência de defeitos tem elevada chance de causar desligamento ou mau funcionamento de um determinado equipamento do consumidor.

A Figura 2.10 mostra um exemplo de área de vulnerabilidade para contatores e AVVs em um consumidor suprido através do sistema de distribuição em 13,8 kV no ramal 3. Através dela, ficam delimitadas as áreas nas quais, na ocorrência de um defeito, possivelmente ter-se-á um desligamento do equipamento do consumidor.

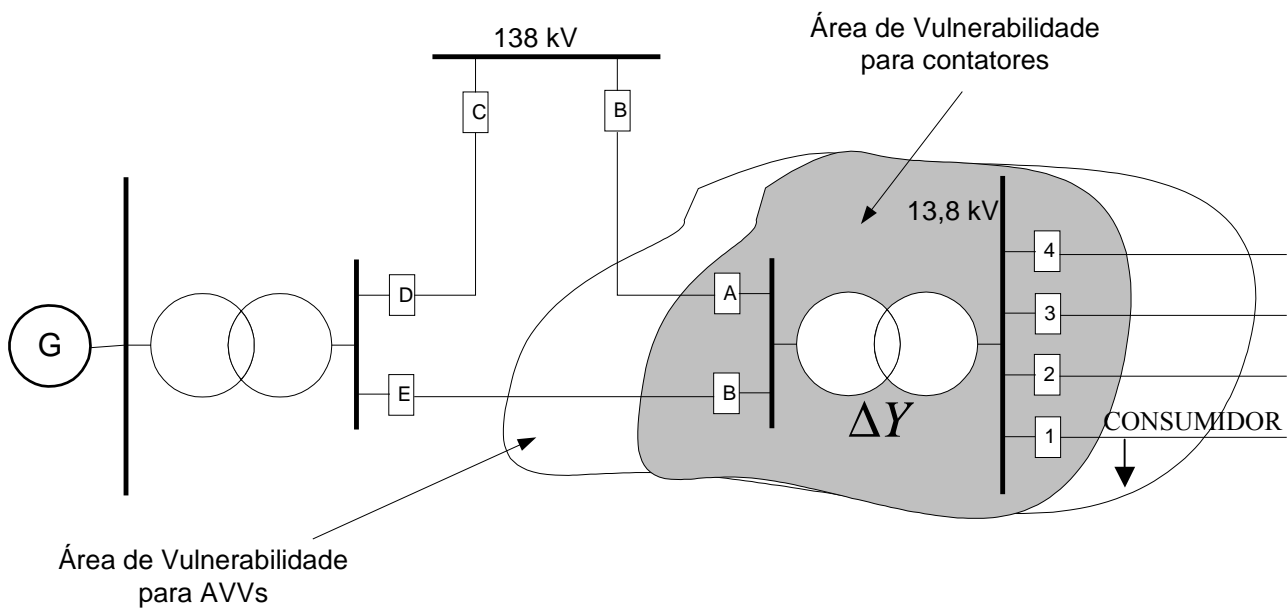


Figura 2. 10 – Ilustração da área de vulnerabilidade.

Uma vez conhecida a área de vulnerabilidade, representada pelo extensão, em quilômetros, de trechos de linhas de transmissão e de distribuição, pode-se estimar o número esperado de desligamentos anuais de uma determinada carga sensível, desde que se conheça as taxas de falta nas linhas de transmissão. Quanto mais sensível for a carga, maior será a extensão da área de vulnerabilidade e vice-versa.

Um fator importante é que as áreas de vulnerabilidade e de influência guardam relação de proximidade com a "distância elétrica" e não, necessariamente, com a "distância geográfica" entre os pontos de ocorrência de curto e de monitoração.

Através da delimitação das áreas de influência e vulnerabilidade, outras características de propagação podem ser observadas, como por exemplo, a evolução RMS da tensão nas três fases, a evolução RMS das componentes de sequência da tensão e também através dos diagramas fasoriais.

2.8.2. Índice de Propagação Pontual (IPP)

O Índice de Propagação Pontual (IPP) está diretamente relacionado à área de vulnerabilidade e corresponde ao número de afundamentos de tensão que ocorrem em um determinado local com intensidades inferiores a um certo limiar, em um determinado período de tempo, normalmente anual.

A equação 2.3 mostra a forma de cálculo deste índice.

$$IPP_{V\%} = N_{Pi} \quad (2.3)$$

Onde:

V% - Tensão de referência;

N_{pi} – Número de afundamentos de tensão, cuja intensidade é menor que a tensão de referência adotada para o ponto i .

Suponha que no sistema estejam sendo monitorados, por exemplo, 10 pontos de interesse; considere também que a monitoração seja feita durante um ano. A partir dos dados resultantes deste monitoramento, será possível saber quais são os pontos que apresentam maior susceptibilidade à ocorrência de afundamentos de tensão.

Na fase de planejamento esta informação é muito importante para consumidores que pretendam se instalar no sistema, tendo em vista que poderão escolher uma barra mais robusta em termos de afundamentos de tensão.

Este índice torna-se importante também para a concessionária, pois ela poderá promover melhorias no sistema, de forma a atrair novas indústrias e assim promover o crescimento do número de consumidores.

2.8.3. Índice de Propagação por Evento (IPE)

O Índice de Propagação por Evento (IPE) está diretamente relacionado ao conceito de área de influência sobre os pontos monitorados e corresponde ao número de afundamentos de tensão associado a um determinado evento de curto-circuito, com intensidades inferiores a um dado limiar.

A equação 2.4 mostra a forma de cálculo deste índice.

$$IPE_{V\%} = N_{Ei} \quad (2.4)$$

onde

$V\%$ - Tensão de referência;

N_{Ei} – Número de afundamentos de tensão, cuja intensidade é menor que a tensão de referência adotado para o evento i .

O IPE poderá ser bastante útil para se conhecer a área de influência de determinado defeito; a partir destas informações, saber-se-á, por exemplo, se defeitos remotos afetarão determinada região do sistema, bem como servir de referência para acompanhamento e melhorias na rede, como a entrada de geração distribuída e alterações de topologia.

2.8.4. Índice de Propagação Global (IPG)

O Índice de Propagação por Geral (IPG) corresponde ao número de afundamentos de tensão que ocorreram numa sub-área ou em todo o sistema, cujas intensidades são inferiores a um limiar específico. Ele é equivalente a soma dos IPPs dos diversos pontos monitorados ou a

soma dos IPEs para os diversos eventos analisados, em um determinado período de tempo, normalmente anual.

As equações 2.5 e 2.6 mostram de forma algébrica o cálculo deste índice.

$$IPG_{V\%} = \sum IPP_s \quad (2.5)$$

$$IPG_{V\%} = \sum IPE_s \quad (2.6)$$

Onde:

V% - Tensão de referência

Nota-se que o IPG, devido a sua característica global, pode ser uma primeira referência para se comparar a robustez de subáreas do sistema, frente a afundamentos de tensão. Da mesma forma, o IPP pode ser utilizado para se comparar barras.

Vale notar que o IPP, IPE e o IPG sofrem influência de diversas variáveis, sendo que as principais são: taxa de falta, localização do defeito, tensão pré-falta e resistência de falta.

2.8.5. Propagação da Tensão RMS

O afundamento de tensão é caracterizado através da tensão RMS, sendo que os métodos de agregação procuram caracterizá-lo a dois parâmetros: a intensidade e a duração. Entretanto, ao se fazer a agregação, algumas informações sobre o distúrbio são perdidas, por exemplo, a evolução da tensão RMS e os fasores. Estas informações são, em certos casos, de grande importância para a avaliação do comportamento de certo equipamento frente ao distúrbio.

A obtenção da tensão RMS advém do tratamento da oscilografia da tensão conforme mostra a Figura 2.11. O tratamento é realizado aplicando-se a equação (2.6), resultando em um gráfico conforme a Figura 2.12.

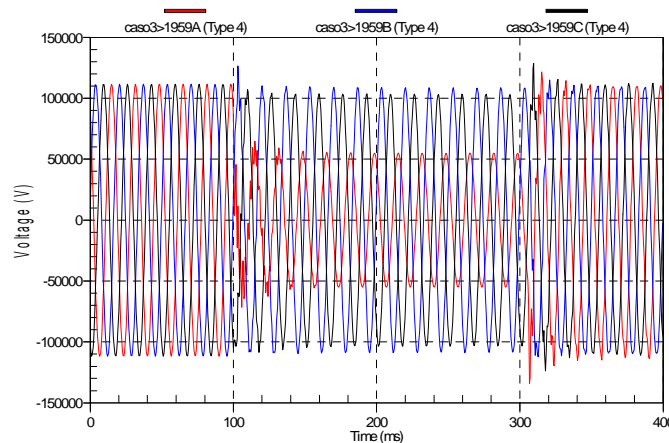


Figura 2. 11 – Oscilografia de um afundamento de tensão.

$$V_{rms} = \sqrt{\frac{1}{N} \sum_{k=1}^N v^2(k \cdot \Delta t)} \quad (2.6)$$

Onde:

v - Tensão em função do tempo amostrada em pontos equidistantes $t = k\Delta t$;

k - Identificação da amostra utilizada;

N - Número de amostras no período de amostragem.

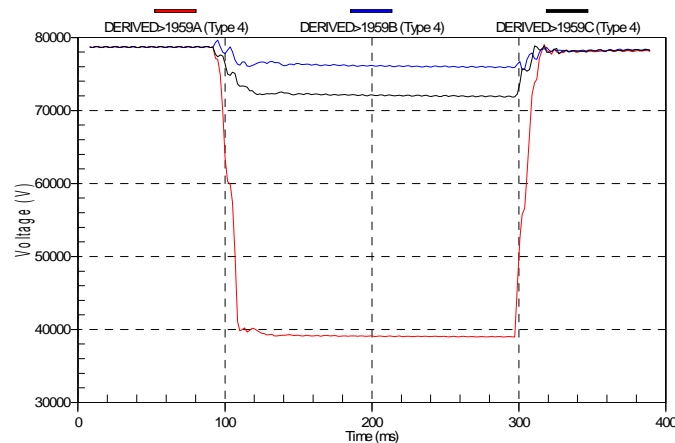


Figura 2. 12 – Valor RMS de um afundamento de tensão no domínio do tempo.

Através deste gráfico, pode-se observar, por exemplo, os transitórios associados ao decaimento e à recuperação da tensão, que poderão ter comportamentos diferentes, dependendo das características dinâmicas das cargas.

2.8.6. Propagação das Componentes de Seqüência da Tensão

De forma análoga à evolução temporal da tensão RMS, outra forma de interesse para avaliar a propagação de afundamentos de tensão é através da evolução RMS das componentes de seqüência da tensão (seqüências positiva, negativa e zero).

As Figura 2. 13 e 2.14 mostram a evolução das componentes de seqüência em dois pontos monitorados e sensibilizados por um curto-circuito fase-terra.

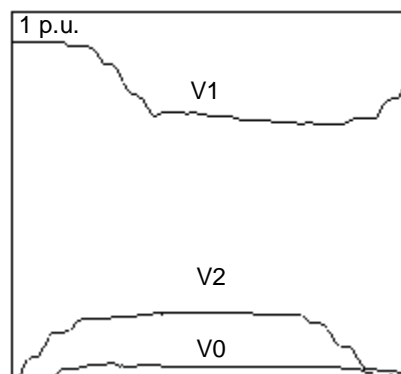


Figura 2. 13 – Evolução RMS das componentes de seqüência da tensão no monitor 1.

Através destas figuras pode-se verificar a inexistência de sequência zero no monitor 2, diferentemente de monitor 1. Tal fato ocorre devido à existência de transformador com conexões delta-estrela aterrada entre os dois pontos de monitoração, o que causa o bloqueio da sequência zero.

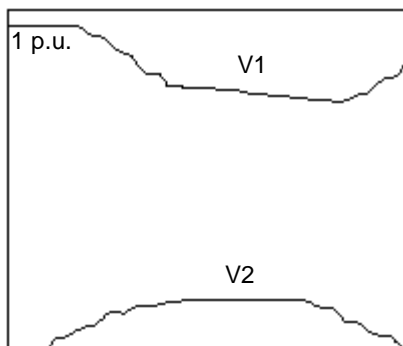


Figura 2. 14 – Evolução RMS das componentes de sequência da tensão no monitor 2.

2.8.7. Propagação Horizontal e Vertical

Os sistemas elétricos apresentam diversos níveis de tensão, tais como, 500, 230, 138, 69, 34,5 e 13,8kV; assim, defeitos que ocorrem, por exemplo, em 138kV, poderão sensibilizar barramentos de 230 kV e vice-versa.

Normalmente, defeitos em níveis de distribuição, têm tendência de somente afetar este nível de tensão; por outro lado, defeitos que ocorrem em níveis mais elevados, também poderão sensibilizar barramentos instalados em níveis de distribuição.

Dentro deste contexto, define-se que: um defeito tem propagação vertical quando este causa a sensibilização de pontos de monitoração em vários níveis de tensão; por outro lado, um defeito que apresenta propagação horizontal causa a sensibilização somente do nível de tensão onde ocorre o defeito.

2.8.8. Propagação dos Fasores de Tensão

Uma outra forma de representação da propagação do afundamento de tensão é a visualização dos fasores em cada ponto de monitoração. Esta representação facilita a análise do desequilíbrio e da assimetria do distúrbio, permitindo a sua classificação segundo os tipos A/B/C/D.

O tipo de afundamento de tensão depende, tanto do tipo de falta, como da conexão dos transformadores entre o ponto de falta e o local de medição.

A título de ilustração a Figura 2.15 mostra um sistema teste onde as barras 1, 2, 3, e 4 são monitoradas. Simulou-se um defeito FT na LT, com resistência de falta de 5Ω .

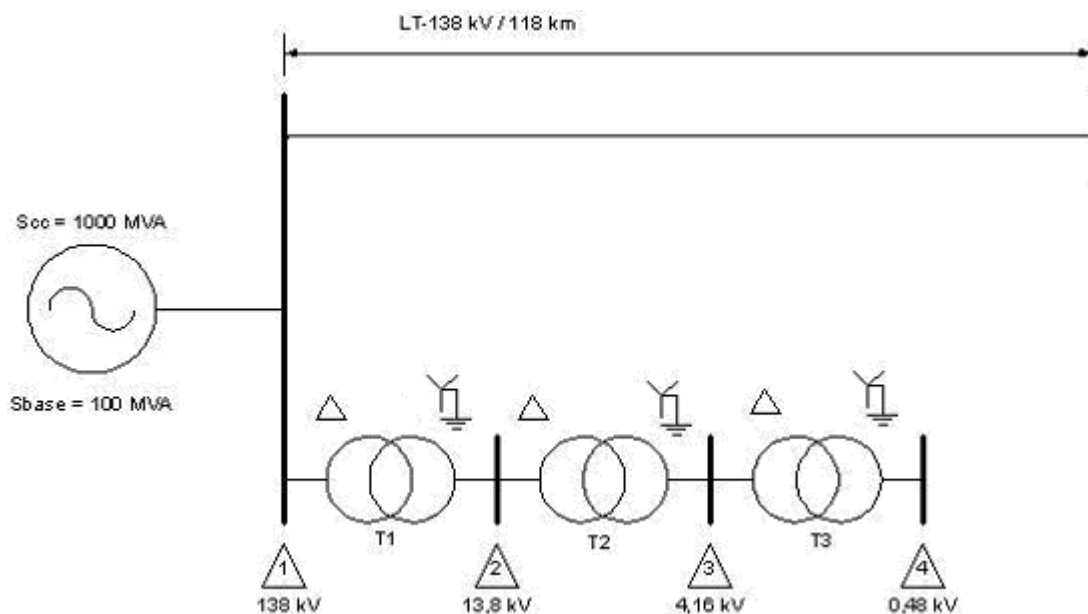


Figura 2. 15 – Sistema Teste – Influência da conexão do transformador.

Os resultados obtidos são apresentados na Figura 2.16, onde observa-se que, devido à filtragem da seqüência zero da tensão, o tipo de afundamento fase-neutro observado nos pontos 1, 2, 3, e 4 se modifica na medida que se propaga através dos transformadores de conexão delta-estrela aterrada.

É interessante observar que ocorre uma repetição dos tipos de afundamento quando este se propaga através de dois transformadores delta-estrela aterrada.

Outro fato notório é a ocorrência do mesmo tipo de afundamento quando se observa a tensão fase-neutro da barra 1 e a tensão fase-fase da barra 2, assim como para as barras 3 e 4.

Verifica-se também que, neste caso, o ângulo de tensão da fase faltosa não é o 0° devido à presença da resistência de falta.

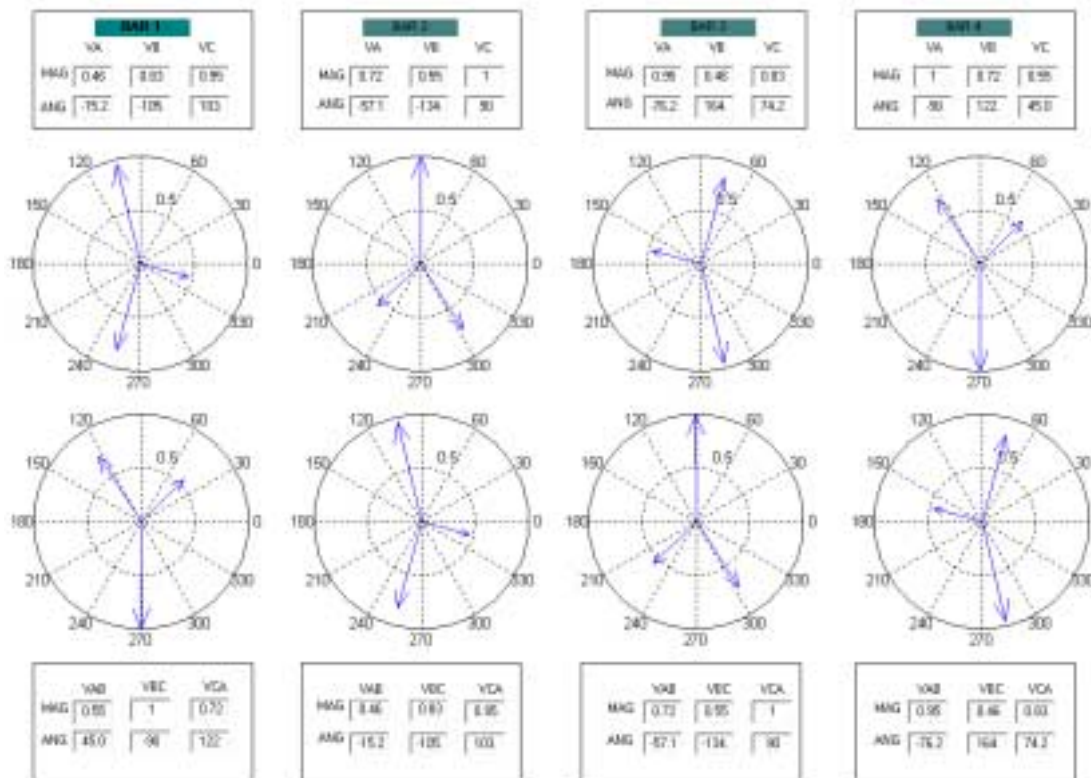


Figura 2. 16 – Sistema Teste – Fasores de tensão nas barras.

2.9. Considerações Finais

Neste capítulo foram apresentados os conceitos, metodologias de caracterização, as causas e as variáveis de influência dos afundamentos de tensão.

As principais metodologias de análise e tratamento de medições de afundamentos de tensão caracterizam este distúrbio através de dois parâmetros: a intensidade e a duração.

Os métodos mais disseminados possuem diferenças significativas nas formas de caracterização de agregação e de contabilização dos eventos, não existindo ainda um padrão para este fim.

Os métodos baseados na intensidade e duração, para caracterizar um evento envolvendo mais de uma fase, apresentam algumas restrições, pois as grandezas associadas não retratam, plenamente, os efeitos dos distúrbios sobre equipamentos trifásicos.

Para suprir esta deficiência, o método proposto por Bollen [22] permite classificar os eventos segundo a sua assimetria e desequilíbrio.

Neste capítulo, também foram apresentados alguns conceitos relativos à propagação de afundamentos de tensão, tais como: área de influência e vulnerabilidade, índices de propagação pontual, por evento e global, a evolução temporal RMS da tensão, evolução temporal RMS das componentes de sequência da tensão, propagação horizontal, propagação vertical e comportamento fasorial.

O próximo capítulo abordará os métodos de simulação de afundamentos de tensão, bem como aspectos relativos à modelagem de equipamentos.

3

SIMULAÇÃO DE AFUNDAMENTOS DE TENSÃO

3.1. Considerações Iniciais

A estimação de parâmetros de afundamentos de tensão (intensidade, duração e número de ocorrências) pode ser feita através da monitoração do sistema elétrico ou através da utilização de alguma metodologia de simulação.

Devido à aleatoriedade do distúrbio, os métodos de simulação apresentam-se como uma interessante alternativa para se determinar os parâmetros deste distúrbio, evitando-se dispendiar grandes recursos financeiros com a implantação de sofisticadas redes de medição e longos períodos de monitoração.

Neste contexto, serão apresentados, neste capítulo, os principais métodos utilizados para simulação de afundamentos de tensão, além de abordar alguns aspectos sobre a modelagem dos componentes do sistema em estudos de afundamentos de tensão.

3.2. Simulação de Afundamentos de Tensão

As ferramentas computacionais utilizadas para se determinar os parâmetros e as estatísticas dos afundamentos de tensão são bem conhecidas, podendo ser agrupadas em três classes [23]:

- Simulação de forma de onda;
- Simulação dinâmica;
- Simulação de faltas.

3.2.1. Simulação da Forma de Onda

A simulação da forma de onda é feita no domínio do tempo e resulta na oscilografia do afundamento de tensão. Geralmente utilizam-se, para este tipo de simulação, programas desenvolvidos para cálculo de transitórios eletromagnéticos. Com esta ferramenta torna-se factível a análise dos efeitos dinâmicos de geradores e cargas durante a ocorrência do afundamento de tensão.

As vantagens da simulação da forma de onda são a adequada precisão dos resultados e a obtenção de, praticamente, todos os parâmetros de interesse na análise de afundamentos de tensão, tais como a intensidade, a duração e evolução do valor eficaz em função do tempo.

3.2.2. Simulação Dinâmica

A simulação dinâmica é utilizada para se determinar afundamentos de tensão resultantes de partida de grandes motores, perda de geração e entrada de grandes blocos de carga.

As ferramentas, para este tipo de simulação, são as que analisam a estabilidade dinâmica do sistema elétrico ou programas de “midterm stability”.

Tais programas utilizam modelagem no domínio da frequência e os resultados são representados como curvas de variações do valor RMS da tensão durante e após o distúrbio.

3.2.3. Simulação de Faltas

Como a maioria dos afundamentos de tensão são decorrentes de faltas no sistema elétrico, o método de cálculo de curto-circuito tem sido o mais indicado para a avaliação do fenômeno. Este método fornece a intensidade do afundamento de tensão nas barras sob análise, no entanto, não possibilita a visualização da evolução do valor RMS durante a falta. Neste caso, a duração do afundamento de tensão deve ser estimada com base no tipo e ajuste dos relés de proteção envolvidos.

A experiência mostra que a maioria das faltas no sistema elétrico ocorre em linhas de transmissão, de subtransmissão e de distribuição. Enquanto uma linha aérea pode sofrer vários curtos-circuitos durante um ano, os barramentos aéreos apresentam, tipicamente, uma falta a cada dez anos.

Os demais equipamentos, dentre eles os geradores e transformadores que são os mais importantes, apresentam baixa ocorrência de curto-circuito, porém podem ser desligados com frequência por uma série de motivos. Em geradores, muitos desligamentos são provocados por problemas nos acessórios ou no serviço auxiliar; em transformadores, os desligamentos são, normalmente, causados por sobrecargas.

Em razão da maior incidência de falta em linhas de transmissão, estes elementos do sistema são os mais utilizados no processo de avaliação do desempenho de um sistema frente a afundamentos de tensão.

Para se estimar o número de ocorrências anuais de afundamentos de tensão, são utilizadas as estatísticas de taxas médias de falta em linhas de transmissão e distribuição. Evidentemente, os resultados das simulações serão mais confiáveis à medida que as taxas de falta se tornarem mais confiáveis, o que gera a necessidade de se ter um bom histórico de ocorrências.

Os métodos de cálculo que mais têm sido utilizados são: o método da distância crítica e o método das posições de falta.

3.3. Métodos de Simulação de Falta

3.3.1. Método da Distância Crítica

Em razão do grau de simplicidade, esse método mostra-se adequado para aplicações em sistemas de transmissão ou distribuição tipicamente radiais. Seu princípio está baseado na determinação da posição da falta no alimentador que vai gerar um valor pré-determinado de afundamento de tensão numa barra de interesse. O cálculo é realizado de forma analítica.

A distância entre ponto e a barra de interesse é denominada de distância crítica, sendo que os afundamentos de tensão mais severos estarão associados à ocorrência de curtos-circuitos aquém da distância crítica calculada.

Adotando-se a barra mostrada no diagrama da Figura 3. 1 como sendo o ponto de acoplamento comum - PAC, a intensidade do afundamento de tensão observada nesta barra devido a um defeito trifásico no ponto A, pode ser calculada por intermédio da equação 3.1, adotando-se a tensão pré-falta de 1 p.u..

$$V_{PAC} = \frac{Z_B + Z_F}{Z_A + Z_B + Z_F} \quad (3.1)$$

Onde:

V_{PAC} - Afundamento de tensão no ponto de acoplamento [p.u.];

Z_B - Impedância do alimentador entre o PAC e o ponto de falta [Ω];

Z_A - Impedância equivalente da fonte no ponto de acoplamento [Ω];

Z_F - Impedância de falta [Ω].

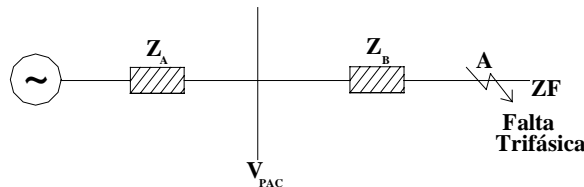


Figura 3. 1 - Diagrama simplificado para sistemas radiais.

A distância crítica ($L_{CRÍTICA}$) pode ser determinada em função da tensão crítica admitida ($V_{CRÍTICA}$), de acordo com a equação (3.2), considerando Z_F igual a zero.

$$L_{CRÍTICA} = \frac{Z_A \cdot V_{CRÍTICA}}{z \cdot (1 - V_{CRÍTICA})} \quad (3.2)$$

Onde:

$L_{CRÍTICA}$ - Distância crítica [km];

z - Impedância do alimentador por unidade de comprimento [Ω/km].

Os dados necessários para executar uma análise completa num sistema de distribuição são os seguintes:

- Número de alimentadores que saem da subestação;
- Impedância por unidade de comprimento de cada um dos alimentadores;

- Comprimento total dos alimentadores;
- Taxas de falta dos alimentadores e sua composição segundo os tipos de falta (FFF, FF, FFT, FT).

Para a utilização do método da distância crítica em sistemas não radiais devem ser feitas algumas adaptações. Em sistemas de subtransmissão, a rede é constituída de várias malhas e a carga é, normalmente, alimentada por várias linhas originárias de uma mesma fonte. Em geral esta topologia reduz o número de interrupções, mas aumenta o número de afundamentos.

A Figura 3. 2 mostra um exemplo de circuito de subtransmissão, onde Z_B e Z_C são as impedâncias das linhas que interligam as barras e Z_A é a impedância da fonte. Neste exemplo, será aplicado o método da distância crítica para uma falta na linha B, a uma distância p da barra terminal à esquerda.

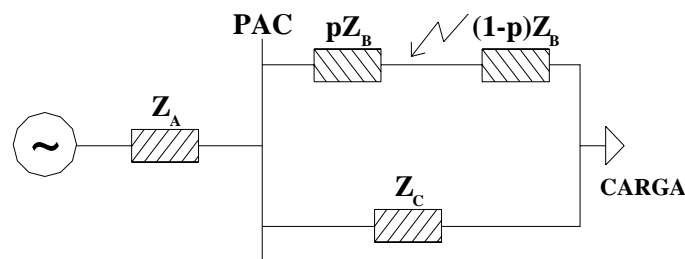


Figura 3. 2 - Diagrama simplificado para circuitos paralelos.

A magnitude do afundamento pode ser calculada de forma analítica através da equação (3.3):

$$V_{PAC} = \frac{p \cdot (1-p) \cdot Z_B^2}{Z_A \cdot (Z_B + Z_C) + p \cdot Z_B \cdot Z_C + p \cdot (1-p) \cdot Z_B^2} \quad (3.3)$$

O cálculo da distância crítica, neste exemplo, torna-se mais complexo que no sistema radial. Para se determinar o ponto crítico ($p_{CRÍTICO}$), basta resolver a equação (3.3) adotando-se $V_{PAC} = V_{CRÍTICA}$.

Assim, o método da distância crítica é eficiente na análise de sistemas radiais ou pouco malhados; para grandes redes este método não é apropriado.

3.3.2. Método das Posições de Falhas

Este método tem sido amplamente utilizado no cálculo de afundamentos de tensão em sistemas elétricos de potência de grande porte, já que contempla sistemas radiais e malhados. Seu princípio está baseado na sistemática de simulação das faltas em posições diferentes, principalmente em linhas de transmissão e distribuição. Desta maneira, pode-se avaliar a influência da posição da falta na amplitude do afundamento de tensão.

O método das posições de falta também é conhecido como método do curto-circuito deslizante. Na Figura 3. 3 podem ser observados diversos pontos de simulação de curto-circuito ao longo da linha 1 (L1). Neste caso, deseja-se conhecer o comportamento da tensão na barra do consumidor i, à medida que o ponto de defeito é deslocado.

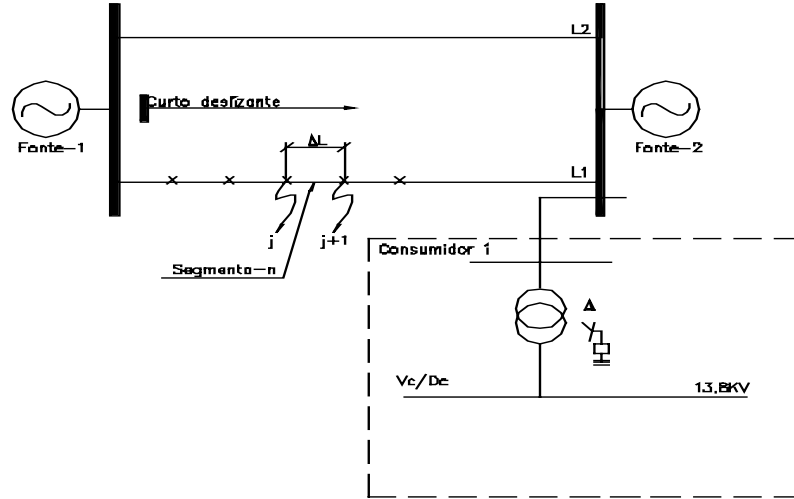


Figura 3. 3 - Diagrama unifilar, método do curto-deslizante.

A magnitude do afundamento de tensão (tensão remanescente durante a falta) na barra do consumidor i, assim como para qualquer outra barra de interesse, é calculada mediante a aplicação da equação (3.4) para defeitos trifásicos.

$$E_{i,k} = E_i^P - \frac{E_k^P}{Z_{k,k}^+ + Z_F} \cdot Z_{i,k} \quad (3.4)$$

Onde:

$E_{i,k}$ - Afundamento de tensão na barra i devido a falta trifásica na barra k;

E_i^P - Tensão pré-falta na barra i;

E_k^P - Tensão pré-falta na barra k;

$Z_{i,k}$ - Impedância de transferência entre as barras i-k;

$Z_{k,k}$ - Impedância própria da barra k;

Z_F - Impedância de falta.

Através da equação (3.4) podem ser observadas as principais variáveis que influenciam na intensidade do afundamento de tensão, tais como:

- Tensão pré-falta a partir das variáveis E_i^P e E_k^P ;
- Impedância de falta Z_F ;
- Características próprias inerentes à rede $Z_{k,k}$;
- Posição relativa entre o ponto da falta e a barra monitorada $Z_{i,k}$.

Para defeitos fase-terra são utilizadas as expressões matriciais 3.5 e 3.6.

$$\begin{bmatrix} E_{i,k}^0 \\ E_{i,k}^+ \\ E_{i,k}^- \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 \\ Ea_i^P \\ 0 \end{bmatrix} - \frac{Ea_k^P}{Z_{k,k}^+ + Z_{k,k}^- + Z_{k,k}^0 + 3 \cdot Z_F} \cdot \begin{bmatrix} Z_{i,k}^0 \\ Z_{i,k}^+ \\ Z_{i,k}^- \end{bmatrix} \quad (3.5)$$

$$\begin{bmatrix} Ea_{i,k} \\ Eb_{i,k} \\ Ec_{i,k} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} E_{i,k}^0 \\ E_{i,k}^+ \\ E_{i,k}^- \end{bmatrix} \quad (3.6)$$

Onde:

Ea_i^P - Tensão pré-falta na fase A na barra i;

Ea_k^P - Tensão pré-falta na fase A na barra k;

$E_{i,k}^+$ - Tensão de sequência positiva na barra i devido a falta fase-terra na barra k;

$E_{i,k}^-$ - Tensão de sequência negativa na barra i devido a falta fase-terra na barra k;

$E_{i,k}^0$ - Tensão de sequência zero na barra i devido a falta fase-terra na barra k;

$Z_{i,k}^+$ - Impedância de transferência de sequência positiva entre as barras i e k;

$Z_{i,k}^-$ - Impedância de transferência de sequência negativa entre as barras i e k;

$Z_{i,k}^0$ - Impedância de transferência de sequência zero entre as barras i e k;

$Z_{k,k}^+$ - Impedância própria de sequência positiva da barras k;

$Z_{k,k}^-$ - Impedância própria de sequência negativa da barras k;

$Z_{k,k}^0$ - Impedância própria de sequência zero da barras k;

$Ea_{i,k}$ - Tensão pós-falta na fase A da barra i devido à falta fase-terra na barra k;

$Eb_{i,k}$ - Tensão pós-falta na fase B da barra i devido à falta fase-terra na barra k;

$Ec_{i,k}$ - Tensão pós-falta na fase C da barra i devido à falta fase-terra na barra k;

Z_F - Impedância de falta.

Para a obtenção dos valores de impedância própria e de transferência indicadas nas equações 3.5 e 3.6 são utilizados recursos da álgebra matricial.

Para o cálculo da tensão durante a falta devido a defeitos fase-fase e fase-fase-terra, são utilizadas equações equivalentes às expressões 3.5 e 3.6 que não serão apresentadas neste documento.

3.4. Modelagem em Programa Convencional de Curto-Circuito

Neste item serão apresentados os modelos dos principais componentes utilizados nos estudos de afundamentos de tensão quando se utilizam programas de cálculo convencional de curto-circuito. Nesta dissertação utilizou-se o programa ANAFAS (Análise de Faltas Simultâneas) [24].

3.4.1. Geradores

Os geradores são representados por uma tensão constante atrás de uma impedância, conforme a Figura 3. 4. Normalmente, utiliza-se o valor correspondente à reatância, conforme a equação 3.7, pois em geral a resistência de armadura é desprezada por ser pouco expressiva em relação à reatância.

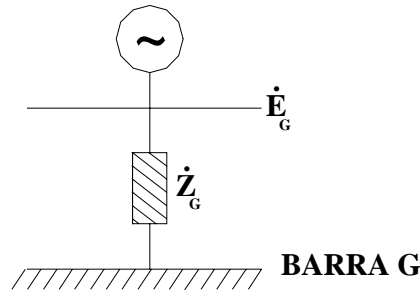


Figura 3. 4 - Representação de gerador - sequência positiva

$$Z_G = X_G \quad (3.7)$$

Dependendo da finalidade do estudo, pode-se utilizar as seguintes reatâncias:

$$Z_G = X_d''$$

Onde X_d'' é a reatância subtransitória e propicia resultados imediatamente após o defeito.

$$Z_G = X_d'$$

Onde X_d' é a reatância transitória e propicia resultados alguns ciclos após o defeito.

Para o cálculo de curtos-circuitos assimétricos é necessário o modelo de sequência negativa do gerador. A reatância de sequência negativa pode ser determinada conforme a equação 3.8.

$$X_{2G} = \frac{X_d'' + X_q''}{2} \quad (3.8)$$

Onde:

X_{2G} - Reatância de sequência negativa [Ω];

X_d'' - Reatância subtransitória de eixo direto [Ω];

X_q'' - Reatância subtransitória de eixo em quadratura [Ω];

Em geradores de pólos lisos $X_d'' = X_q''$ logo, pela expressão (3.8), a reatância de sequência negativa é igual à reatância subtransitória.

Para o cálculo de curtos-circuitos envolvendo a terra é necessário o modelo de sequência zero do gerador. Na Figura 3. 5 observa-se que o gerador é representado pela reatância de sequência zero adicionada à impedância de aterramento.

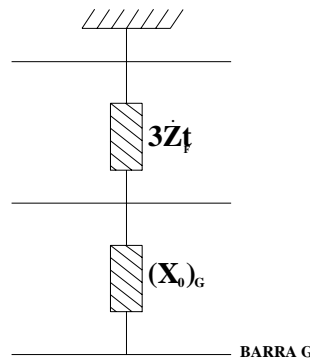


Figura 3. 5 - Representação de gerador- seqüência zero.

Onde:

$(X_0)_G$ - Reatância de seqüência zero [Ω];

Z_t - Impedância de aterramento [Ω].

3.4.2. Linhas de Transmissão

De modo geral, nos estudos de curto-circuito, as linhas de transmissão são modeladas pelo modelo concentrado, desprezando-se os elementos *shunt*, independentemente do seu comprimento e classe de tensão, de acordo com a Figura 3. 6.

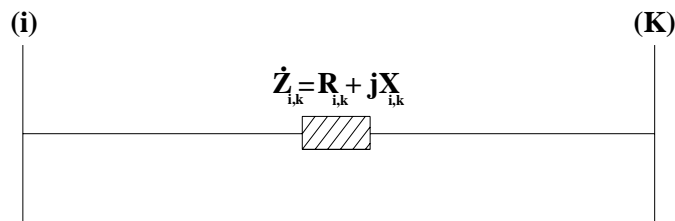


Figura 3. 6 – Representação de linha de transmissão.

Os modelos e parâmetros de seqüência positiva e negativa da linha de transmissão são iguais, já que a linha de transmissão é um elemento estático. O modelo para seqüência zero também é idêntico, porém, com valores diferentes. Geralmente, estes valores são maiores que os valores de impedância de seqüência positiva, dependendo do caminho de retorno. Esta impedância depende do tipo e da umidade do solo e das características dos cabos pára-raios.

A impedância mútua entre dois ou mais circuitos (circuito duplo, circuitos na mesma torre) também pode ser representada no modelo de seqüência zero da linha de transmissão.

3.4.3. Transformadores

3.4.3.1. Transformadores de dois Enrolamentos

No modelo de seqüência positiva os transformadores são representados pela impedância obtida no ensaio de curto-circuito. A impedância de seqüência negativa é igual a de seqüência positiva.

A Figura 3. 7 ilustra o modelo.

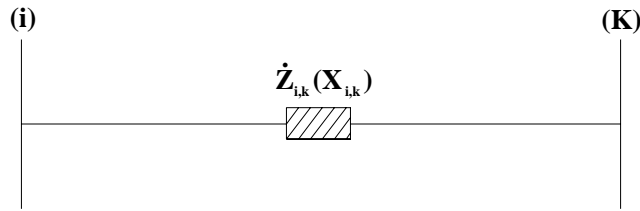


Figura 3. 7 – Representação de transformador de dois enrolamentos - sequência positiva.

No modelo de sequência zero deve-se considerar o tipo de conexão dos enrolamentos do transformador e também o tipo de aterramento utilizado no neutro. A Figura 3. 8 mostra o modelo generalizado deste equipamento, sendo que as chaves deste modelo devem ser fechadas de acordo com o tipo de conexão de cada enrolamento.

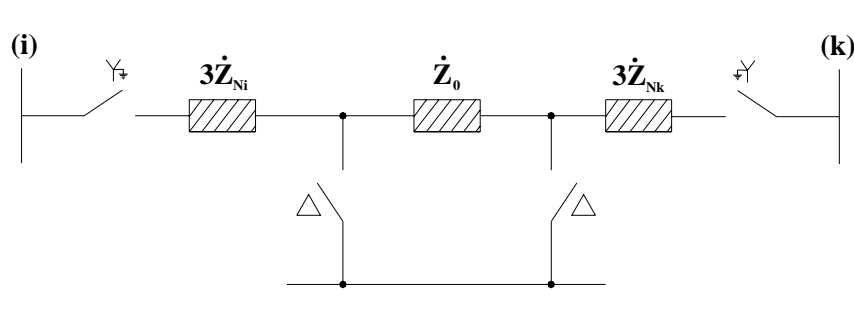


Figura 3. 8 – Representação de transformador de dois enrolamentos - sequência zero

Onde:

Z_0 - Impedância de sequência zero do transformador [p.u.];

Z_{Ni} - Impedância de aterramento do enrolamento i [p.u.];

Z_{Nk} - Impedância de aterramento do enrolamento k [p.u.].

3.4.3.2. Transformadores de Três Enrolamentos

O modelo para se representar transformadores de três enrolamentos utiliza o circuito equivalente em triângulo ou em estrela. Por se tratar de um elemento estático, as impedâncias de sequência positiva e negativa são idênticas.

A representação pelo modelo estrela acarreta o aparecimento de um nó fictício entre os barramentos do transformador, sendo esta a representação mais usada em estudos de curto-circuito, conforme diagrama mostrado na Figura 3. 9.

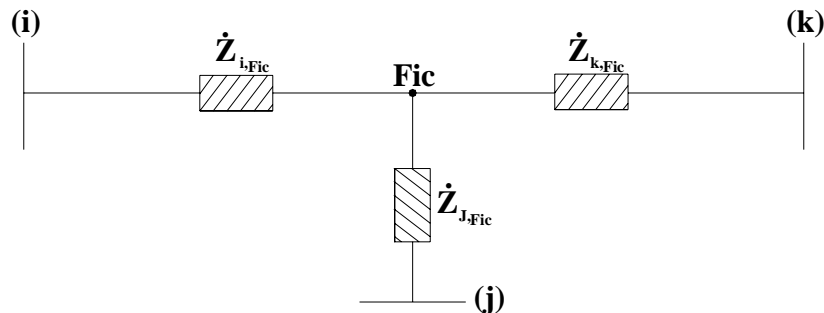


Figura 3. 9 – Representação de transformador de três enrolamentos - sequência positiva.

As impedâncias utilizadas na representação do transformador de três enrolamentos podem ser obtidas através das equações 3.9, 3.10 e 3.11.

$$Z_{i,Fic} = \frac{1}{2} \cdot (Z_{i,k} + Z_{j,k} - Z_{k,j}) \quad (3.9)$$

$$Z_{j,Fic} = \frac{1}{2} \cdot (Z_{j,i} + Z_{k,j} - Z_{i,k}) \quad (3.10)$$

$$Z_{k,Fic} = \frac{1}{2} \cdot (Z_{k,j} + Z_{i,k} - Z_{j,i}) \quad (3.11)$$

Onde:

$Z_{i,k}$, $Z_{k,j}$ e $Z_{j,i}$ - Impedâncias entre enrolamentos, obtidas no ensaio de curto-circuito.

No modelo de seqüência zero também deve-se considerar a conexão de cada um dos três enrolamentos, conforme pode-se observar na Figura 3. 10.

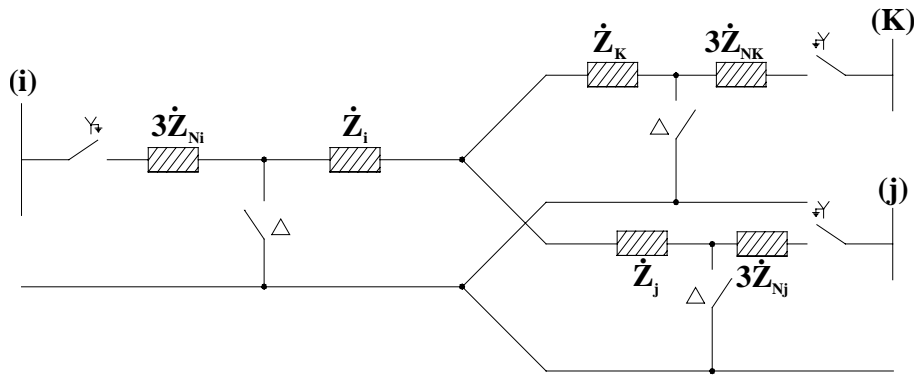


Figura 3. 10 - Representação de transformador de três enrolamentos - seqüência zero

Onde:

Z_i , Z_k e Z_j - impedâncias de seqüência zero de cada um dos três enrolamentos, obtidas em ensaio.

3.4.4. Cargas

Em estudos de curto-circuito as cargas podem ser ignoradas ou modeladas de duas maneiras:

- Motores representados por uma força eletromotriz atrás de uma impedância;
- Impedância constante.

3.4.4.1. Motores

Os motores de indução contribuem com a corrente de curto-circuito somente no período subtransitário. Neste período podem ser tratados como máquinas síncronas e modelados por uma força eletromotriz constante atrás da reatância subtransitória. No período transitório o rotor do motor de indução praticamente já parou de girar e a reatância transitória é supostamente infinita, não havendo, portanto, a necessidade da sua representação [25]. Os enrolamentos dos motores de indução são, normalmente, conectados em Δ ou Y não aterrada, o que determina a corrente de seqüência zero nula com a correspondente impedância infinita.

Os motores síncronos em condições de curto-circuito funcionam como geradores e sua representação pode ser feita conforme descrito no item 3.4.1.

3.4.4.2. Impedância Constante

A representação da carga através de impedância constante pode ser realizada conforme a Figura 3. 11, sendo que os valores de V_k , P_k e Q_k podem ser obtidos de um estudo de fluxo de potência ou por medições.

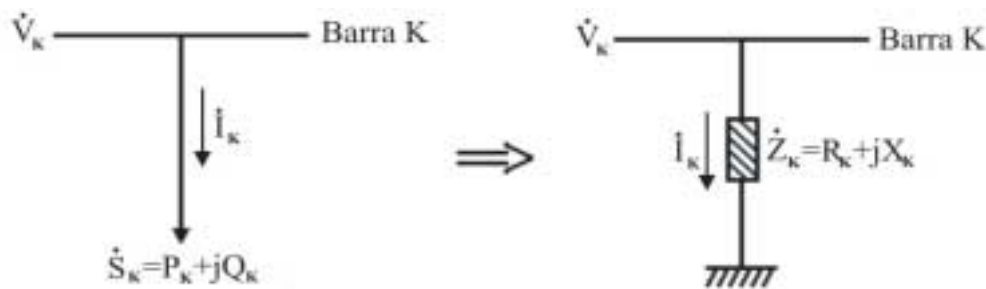


Figura 3. 11 - Representação da carga - impedância constante.

Onde:

P_k - Potência ativa da carga [MW];

Q_k - Potência reativa da carga [Mvar];

V_k - Tensão obtida via fluxo de potência [kV];

Z_k - Impedância da carga [Ω].

A partir destas grandezas obtém-se R_k e X_k , utilizando as equações 3.12 e 3.13, respectivamente.

$$R_k = \frac{V_k^2 \cdot P_k}{P_k^2 + Q_k^2} \quad (3.12)$$

$$X_k = \frac{V_k^2 \cdot Q_k}{P_k^2 + Q_k^2} \quad (3.13)$$

Onde:

R_k - Resistência da carga [Ω];

X_k - Reatância da carga [Ω].

3.4.5. Capacitores Série

São representados pela reatância do banco de capacitores com valores idênticos nas seqüências positiva, negativa e zero, conforme diagrama da Figura 3. 12.

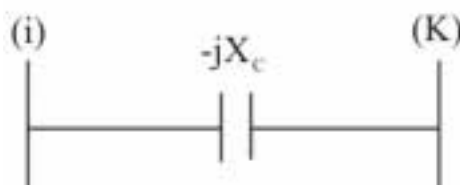


Figura 3. 12 - Representação de capacitor série.

Onde:

X_c – Reatância do banco de capacitor [Ω].

3.4.6. Capacitores e Reatores de Barra

São representados por uma reatância ligada à terra nos modelos para sequência positiva e negativa, conforme circuito da Figura 3. 13.

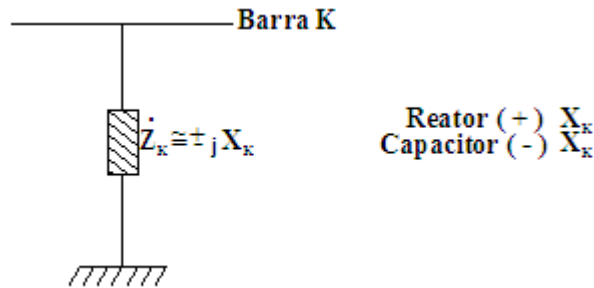


Figura 3. 13 - Representação de capacitor e reator de barra - sequência positiva.

O valor da reatância pode ser obtido segundo a equação (3.14).

$$X_k = \frac{V_k^2}{Q_k} \quad (3.14)$$

Onde:

V_k - Tensão nominal do reator ou capacitor [kV];

Q_k - Potência reativa nominal do reator ou capacitor [Mvar];

X_k - Reatância do banco de reator ou capacitor [Ω].

Na sequência zero, utiliza-se o modelo acrescido da impedância de aterramento, caso exista conexão para a terra, conforme diagrama mostrado na Figura 3. 14.

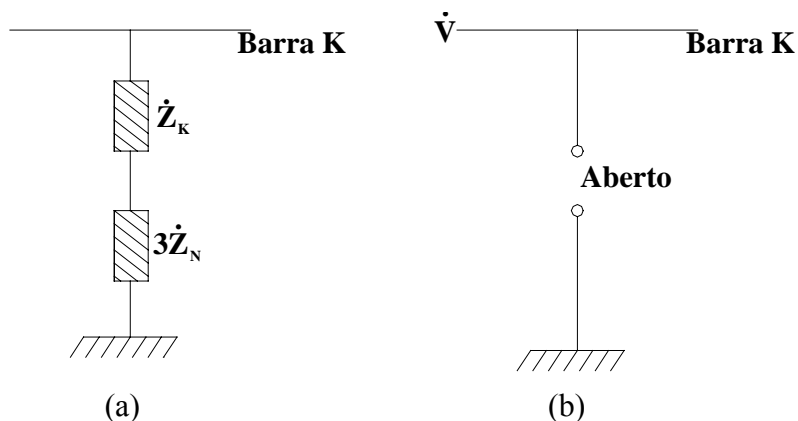


Figura 3. 14 - Representação de capacitor e reator de barra - sequência zero

(a) – modelo com a ligação para terra, através de impedância;

(b) – modelo sem a ligação para terra.

3.5. Modelagem em Programa de Cálculo de Transitórios Eletromagnéticos

Neste item serão apresentados os conceitos básicos sobre os modelos dos principais componentes do sistema quando se realizam estudos de afundamentos de tensão utilizando-se

programas de transitórios eletromagnéticos, com ênfase no programa ATP (Alternative Transient Program) [25][26].

3.5.1. Geradores

Os geradores síncronos são elementos muito importantes no sistema elétrico, por isso há grande quantidade de modelos disponíveis na literatura. A modelagem da máquina síncrona depende, fundamentalmente, do tipo de estudo que será realizado, podendo ser representada por modelos dos mais simples aos mais sofisticados. Para a aplicação nos estudos de afundamentos de tensão destacam-se o modelo 14 e o modelo 59 [25].

O modelo 14 é semelhante ao modelo utilizado pelos programas de curto-circuito, onde o gerador é representado por uma fonte de tensão constante atrás de uma impedância, assumindo que a dinâmica representada pelas equações de Park não seja de interesse. Normalmente, este modelo é utilizado para as máquinas de menor potência que apresentam pouca influência no estabelecimento do perfil de tensão do sistema elétrico.

Já o modelo 59 é mais complexo e permite representar toda a dinâmica da máquina síncrona. Esse modelo apresenta os parâmetros dinâmicos balanceados internamente com relação às fases da armadura e equivalentes trifásicos. Pode-se assumir que os enrolamentos estão conectados em estrela, com a possibilidade de inserção de um ramo R-L entre o neutro e a terra. Como variáveis de saída, a maioria das grandezas de interesse é disponibilizada, como por exemplo, velocidades e ângulos das massas do rotor, correntes nos enrolamentos e tensões terminais.

Esse modelo também permite a modelagem das fontes primárias com suas características dinâmicas através do módulo TACS (Transient Analysis of Control Systems). Além disso, o módulo TACS permite a representação do regulador de tensão.

Modelos de máquinas síncronas, com a representação detalhada dos parâmetros elétricos do gerador e parâmetros mecânicos da turbina, são necessários em estudos mais complexos como: estudos de ressonância subsíncrona, autoexcitação de geradores e estabilidade dinâmica com resposta no tempo.

Nos estudos relativos a afundamentos de tensão onde são desprezadas as variações de velocidade e vibrações torsionais, não é necessário considerar os parâmetros representativos da parte mecânica da máquina.

3.5.2. Linhas de Transmissão

Os modelos disponíveis para linhas de transmissão são bastante flexíveis e atendem às necessidades de diversos estudos. As linhas podem ser representadas por parâmetros

concentrados ou distribuídos, dependendo da precisão dos resultados e em função do seu comprimento. Para linhas inferiores a 80 Km, a representação através de parâmetros concentrados é aceitável apenas com a informação dos valores da impedância (R e X) para a sequência positiva e zero.

Nas linhas modeladas por parâmetros distribuídos são fornecidos ao programa os valores de resistência e de reatância série, bem como da susceptância “shunt” da linha, sendo todos fornecidos por unidade de comprimento para as seqüências positiva e zero.

Na maioria dos estudos em sistemas elétricos, a utilização dos modelos de linhas com parâmetros distribuídos mostraram-se satisfatórios, com resultados apropriados, não sendo essencial a utilização de modelos com parâmetros variando com a frequência. No entanto, dependendo da particularidade do estudo e da necessidade da obtenção de resultados confiáveis, considerando este efeito, o ATP dispõe de diversos processos para a modelagem, como por exemplo, o modelo de *JMARTI*.

Nos estudos de afundamento de tensão, a representação da linha através de parâmetros distribuídos já é suficiente, pois são fenômenos de baixa frequência.

3.5.3. Transformadores

São utilizados modelos para representar as impedâncias de sequência positiva e zero entre os enrolamentos. No caso do ATP são fornecidos os valores de resistência e reatância em Ω e a tensão base para cada enrolamento, ou seja, são informadas as impedâncias primária e secundária e no caso de um transformador de três enrolamentos, a terciária.

A Figura 3. 15 apresenta o circuito equivalente de um transformador monofásico com vários enrolamentos.

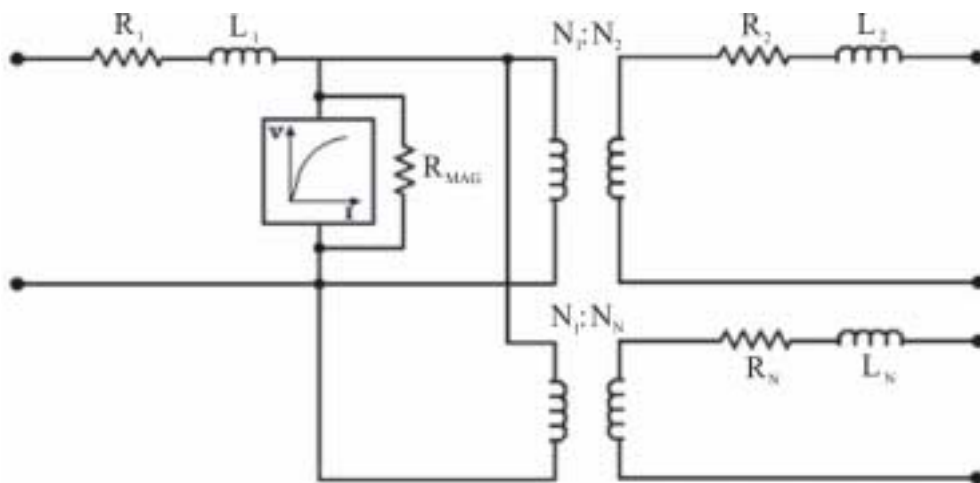


Figura 3. 15 - Representação de transformadores.

Nesse circuito observa-se que são apresentadas as impedâncias de curto-circuito em cada enrolamento, o ramo magnetizante com a saturação e perdas no núcleo e a relação de

transformação. No ATP pode-se, também, modelar a característica de saturação dos transformadores através do fornecimento de pontos da curva de saturação do equipamento. Os modelos de transformadores monofásicos podem ser conectados de forma a se constituir um transformador trifásico, respeitando-se as ligações de cada enrolamento.

3.5.4. Cargas

Em estudos de afundamentos de tensão utilizando-se programas de transitórios, as cargas podem ser modeladas de duas maneiras:

- Cargas estáticas;
- Cargas dinâmicas.

3.5.4.1. Cargas Estáticas

As cargas estáticas podem ser modeladas através do modelo de impedância constante, ou seja, são fornecidos ao programa os valores de resistência e reatância da carga equivalente nas principais barras.

Normalmente, nestas condições, são conhecidos os valores das potências ativa e reativa da carga em regime permanente, bem como a sua tensão nominal. Com estas informações e para a representação da carga na forma $R + jX$, através dos valores de resistência e reatância, utilizam-se as expressões 3.12 e 3.13 mostradas no item 3.4.4.2.

As cargas estáticas também podem ser modeladas através dos modelos de corrente constante ou potência constante, porém não serão abordadas neste trabalho.

3.5.4.2. Cargas Dinâmicas

As máquinas rotativas podem ser representadas em simulações com o ATP através de modelos detalhados ou equivalentes, utilizando-se a agregação de parâmetros para cada unidade, de acordo com suas potências nominais.

O modelo mais apropriado e disponível no ATP é o *Universal Machine* que inclui as equações de Park, sendo um modelo de quinta ordem. No entanto, alguns estudos mostram que o modelo de terceira ordem já é suficiente para se calcular a maioria dos afundamentos de tensão, exceto os de maior severidade.

3.5.5. Capacitores Série, Capacitores e Reatores de Barra

Estes componentes são representados de forma semelhante aos modelos utilizados em programa de curto-circuito conforme itens 3.4.5 e 3.4.6

3.6. Síntese das Modelagens de Componentes Utilizadas no Anafas e no ATP

A seguir é apresentado o resumo dos modelos dos principais componentes do sistema elétrico utilizados em estudos de afundamentos de tensão. Na Tabela 3.1, constam os principais modelos de componentes utilizados no ANAFAS, e na Tabela 3.2 os principais modelos adotados no ATP.

Tabela 3. 1 - Modelos do ANAFAS para estudos de Afundamentos de Tensão.

COMPONENTES	MODELOS DO ANAFAS
GERADORES	Os geradores são modelados por uma fonte de tensão constante atrás de uma impedância.
LINHAS	As linhas de transmissão são representadas através do modelo concentrado, com os valores de resistência e reatância, desprezando-se os elementos shunt. Em muitos casos a resistência série também pode ser desprezada, independente do comprimento e da classe de tensão. As impedâncias mútuas, entre circuitos na mesma torre, ou em circuitos paralelos, também podem ser consideradas no modelo de sequência zero.
TRANSFORMADORES	Os transformadores são representados pelas impedâncias de curto-circuito. A defasagem angular no transformador deve ser considerada, em função do tipo de conexão dos enrolamentos.
CARGAS	As cargas, geralmente, não são representadas nos estudos de curto-circuito. No entanto, quando houver necessidade, esta pode ser realizada através do modelo de impedância constante. Os motores de indução no período subtransitório e os motores síncronos podem ser modelados por uma força eletromotriz constante atrás da reatância.
CAPACITORES SÉRIE	São modelados através de uma reatância.
CAPACITORES E REATORES DE BARRA	São representados através de uma impedância, podendo estar ligada à terra, dependendo do tipo de conexão do equipamento.

Tabela 3. 2 - Modelos do ATP para estudos de Afundamentos de Tensão.

COMPONENTES	MODELOS DO ATP
GERADORES	Para aplicação em estudos de afundamentos de tensão destacam-se os modelos 14 e 59. No modelo 14, o gerador é considerado por uma fonte de tensão constante atrás de uma impedância. No modelo 59, o gerador é considerado de forma detalhada, incluindo os efeitos dinâmicos das máquinas síncronas, a saturação de componentes, as partes mecânicas e as unidades de controle. Nos estudos de afundamentos de tensão não é necessário considerar a representação das partes mecânicas da máquina.
LINHAS	As linhas de transmissão com comprimento inferior a 80 Km podem ser representadas através do modelo com parâmetros concentrados, considerando-se somente a resistência e a reatância da linha. As linhas de transmissão com comprimento superior a 80 km devem ser representadas através do modelo com parâmetros distribuídos, considerando-se a resistência, reatância e susceptância por unidade de comprimento da linha. Nos estudos de afundamentos de tensão já é suficiente a representação da linha através de parâmetros distribuídos, não sendo necessária a utilização de modelos mais elaborados como o de J.MARTI, que considera os parâmetros em função da frequência. As impedâncias mútuas entre circuitos na mesma torre ou circuitos paralelos também podem ser consideradas.
TRANSFORMADORES	Os transformadores são representados pelas impedâncias de curto-circuito podendo ser modelada a característica de saturação. A defasagem angular no transformador deve ser considerada em função do tipo de conexão dos enrolamentos.
CARGAS	As cargas lineares podem ser representadas através dos modelos de impedância constante. No modelo de impedância constante, consideram-se os valores de resistência e reatância da carga equivalente em cada barramento do sistema. As cargas dinâmicas podem ser modeladas através do modelo “Universal Machine” (U.M), que inclui a dinâmica das máquinas através das equações de Park.
CAPACITORES SÉRIE	São modelados através de uma reatância.
CAPACITORES E REATORES DE BARRA	São representados através de uma impedância, podendo estar ligada à terra, dependendo do tipo de conexão do equipamento.

3.7. Considerações Finais

Neste capítulo foram apresentados os principais métodos de simulação de afundamentos de tensão, assim como os modelos mais usuais para representar os principais componentes do sistema elétrico, tanto nos programas de cálculo de curto-circuito (ANAFAS) como nos programas de cálculo de transitórios eletromagnéticos (ATP).

Com o avanço da tecnologia na área computacional, associada à possibilidade de implementação de diversas metodologias de cálculo, a simulação representa, atualmente, uma importante ferramenta na área de estudos em sistemas elétricos. Em particular, quando se estuda o fenômeno - Afundamentos de Tensão - a simulação constitui-se em uma boa alternativa para se determinar os seus principais parâmetros (intensidade, duração e número de ocorrências), dispensando prolongados períodos de monitoração.

Neste contexto, o próximo capítulo apresenta um estudo que confronta dados de medição de afundamentos de tensão com simulação, utilizando-se programas de cálculo de curto-circuito e de transitórios eletromagnéticos.

4

VALIDAÇÃO DE FERRAMENTAS DE SIMULAÇÃO DE AFUNDAMENTOS DE TENSÃO - ESTUDO DE CASO

4.1. Considerações Iniciais

Neste capítulo é realizada uma análise comparativa entre resultados de medição e simulação e medição de Afundamentos Momentâneos de Tensão – AMTs – utilizando como caso teste o sistema elétrico de suprimento do Estado de Mato Grosso.

Durante um período de seis meses de medição foram registradas 61 ocorrências de curto-circuito que resultaram em AMTs, sendo que dentre estas, para a presente análise foram, utilizadas 30 ocorrências passíveis de simulação.

Considerou-se nesse trabalho uma perturbação passível de simulação, aquela na qual pode-se associar os AMTs a um certo evento de curto-circuito (linha de transmissão sob falta, tipo de falta e a localização da falta).

A simulação foi possibilitada através da utilização de duas ferramentas de simulação com características bem distintas: um programa de cálculo de curto-circuito convencional e um programa de cálculo de transitórios eletromagnéticos.

Os arquivos de simulação de ambas as ferramentas foram devidamente compatibilizados, propiciando às análises um elevado grau de consistência no tocante à topologia do sistema.

A comparação foi realizada através de quatro etapas: primeiramente foram realizadas simulações considerando as informações obtidas dos relatórios de ocorrências da concessionária, sendo esta etapa denominada caso base; na segunda, procedeu-se a análise da influência da tensão pré-falta; em decorrência do erro inerente ao localizador de defeito, na terceira etapa foi feita a verificação da influência da localização do defeito; na última fase, realizou-se uma análise da influência da resistência de falta nas comparações para faltas envolvendo a terra, já que esta informação não foi obtida, pois não se dispunha de um estimador desta variável.

4.2. Descrição do Caso Teste

4.2.1. Sistema Elétrico

Utilizou-se como caso teste parte do sistema elétrico de suprimento do Estado de Mato Grosso, cuja configuração considerada neste trabalho constitui-se de 67 linhas de transmissão nas tensões de 138 e 230 kV e 160 barras nas tensões 230, 138, 34,5 e 13,8 kV.

A Figura 4. 1 ilustra, de forma simplificada, o sistema elétrico em questão. Vale ressaltar que todas as conexões em estrela dos transformadores são solidamente aterradas.

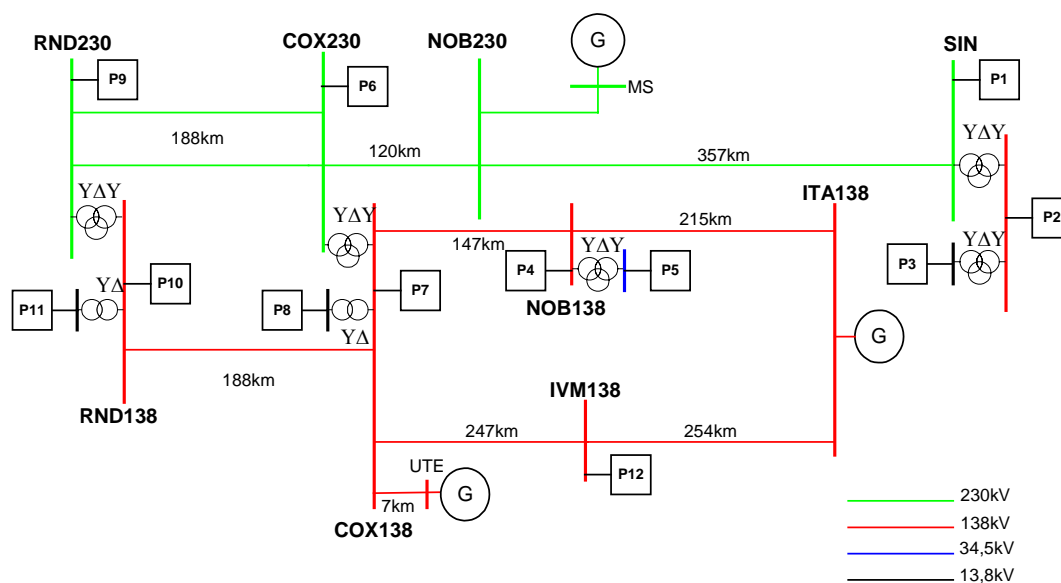


Figura 4. 1 - Diagrama unifilar simplificado do caso teste.

4.2.2. Sistema de Monitoramento

Para a monitoração dos AMTs foram selecionadas doze barras, identificadas como pontos P1 a P12, conforme apresentado na Figura 4. 1. Para a escolha de tais barras foram considerados os seguintes critérios: distribuição geográfica das subestações, topologia da rede, maior concentração de consumidores, a importância estratégica da carga suprida localmente e a conexão dos transformadores.

A obtenção de registros de AMTs foi viabilizada com a instalação de um Sistema de Monitoramento Digital de Distúrbios de QEE (SMDQ), constituído de 12 monitores RQEIR3, fornecidos pelo fabricante Reason Tecnologia. Os medidores foram sincronizados através de 5 módulos GPS RT1000 para possibilitar a realização de medições numa mesma base de tempo e tiveram como interface de comunicação uma plataforma celular. Esta comunicação foi adotada pelo fato de que algumas subestações não são controladas remotamente ou não tinham canal de comunicação disponível. Um servidor alocado na universidade era, diariamente, atualizado com os registros obtidos a partir do servidor instalado na concessionária em Cuiabá. A comunicação entre os servidores foi realizada usando conexão padrão internet.

A Tabela 4.1 apresenta os pontos sob medição identificados pela localização e níveis de tensão em que foram alocados.

Nota-se que os pontos monitorados abrangeram vários níveis de tensão desde a rede básica (230 kV) até a rede de distribuição (13,8 kV e 34,5 kV).

Tabela 4. 1 – Identificação dos pontos de medição.

PONTO	LOCALIZAÇÃO	TENSÃO [kV]
P1	Sinop	230
P2	Sinop	138
P3	Sinop	13,8
P4	Nobres	138
P5	Nobres	34,5
P6	Coxipó	230
P7	Coxipó	138
P8	Coxipó	13,8
P9	Rondonópolis	230
P10	Rondonópolis	138
P11	Rondonópolis	13,8
P12	Quatro Marcos	138

4.2.3. Programas e Modelagem Utilizada

Para a realização das simulações foram utilizados os programas de simulação Alternative Transient Program – ATP [25] e o Programa de Análise de Falhas Simultâneas – ANAFAS - CEPEL [24]. A Tabela 4. 2 mostra uma síntese da modelagem considerada nas simulações.

Tabela 4. 2 – Modelagem utilizada.

Elementos	ATP	ANAFAS
Máquinas	Modelo dinâmico e Fonte ideal	Fonte ideal
LTs Curtas	Concentrado	Concentrado
LTs Média/Longas	Distribuído	Concentrado
Transformadores	R, X e Saturação Defasagem angular	R, X e defasagem angular
Reatores e Capacitores em derivação	Reatâncias	Reatâncias
Cargas	Impedância constante	Desprezada

Nas simulações utilizando o ATP foram realizados ajustes no fluxo de potência de forma que as tensões pré-falta, nas barras de interesse, fossem o mais próximo de 1 p.u., conforme é considerado pelo ANAFAS. Este procedimento contribuiu para que a comparação entre os resultados obtidos, em ambas as simulações, fosse mais consistente.

4.3. Metodologia Utilizada

Os resultados que serão apresentados referem-se a 30 (trinta) eventos registrados através do sistema de monitoramento. Com base nos registros disponibilizados, realizou-se a identificação da linha de transmissão (LT) sob falta, o tipo de defeito (FT, FFT, FF, FFF) e a correspondente localização do defeito na LT.

Com base nas informações que caracterizam a falta, foram realizadas simulações utilizando-se os programas de transitórios eletromagnéticos (ATP) e de curto circuito (ANAFAS).

Utilizou-se, para a agregação de fases, a proposta do EPRI/ELECTROTEK [11], a partir da qual a intensidade do afundamento é caracterizada pela mínima tensão remanescente durante o evento. A duração é definida como sendo o período de tempo em que o valor eficaz da tensão, correspondente à fase de menor valor remanescente, viola um certo limite específico.

Sabe-se que defeitos que envolvem a terra apresentam outra importante variável de influência: a resistência de falta; porém, pela indisponibilidade, para este trabalho, de um estimador confiável desta variável, considerou-se, para o caso base, resistência de falta nula em todos os defeitos que envolveram a terra.

Outro ponto a considerar foi a alteração do trigger (disparo) do medidor de 0,90 para 0,85 pu. Isto foi definido com base na observação de uma grande quantidade de eventos com variações instantâneas de tensão ligeiramente inferiores a 0,90 p.u, que sobrecarregava, sobremaneira, o sistema de transmissão de dados para o servidor da empresa, comprometendo o seu desempenho.

A Tabela 4. 3 apresenta a lista dos 30 eventos ocorridos durante os 6 meses de observação e que, tendo suas características bem definidas, possibilitaram a realização das simulações.

Observa-se na Tabela 4.3, na última coluna, a indicação da operação da Usina Térmica de Cuiabá (UTE Cuiabá), pois durante o período de medição, a maior alteração topológica do sistema foi a sua operação ou não.

Portanto, de posse da intensidade de cada evento registrado pelos medidores e dos valores correspondentes obtidos via programas ATP e ANAFAS, é realizada a comparação entre os valores de intensidades, segundo a equação (4.1).

$$DIV_1 = V_{MEDIÇÃO} - V_{SIMULAÇÃO} \quad (4.1)$$

Onde:

DIV_1 – Divergência entre a medição e simulação em p.u.

$V_{MEDIÇÃO}$ – Tensão mínima obtida na medição em p.u.

$V_{SIMULAÇÃO}$ – Tensão mínima obtida na simulação em p.u.

Cada conjunto de simulações resultou em três planilhas de intensidades dos afundamentos de tensão, ou seja, intensidades da Medição, do ATP e do ANAFAS. De posse dessas planilhas, efetuou-se o cálculo da divergência de acordo com (4.1), resultando em duas planilhas de divergências conforme modelo apresentado na Tabela 4. 4 , sendo uma referente às divergências entre a medição e o ATP e a outra entre a medição e o ANAFAS.

Tabela 4. 3 - Descrição dos eventos analisados.

Evento	Descrição do Evento	UTE
1	Falta FF na LT Colider - Alta Floresta 138 kV a 110 Km da Barra de Colider	ligada
2	Falta FT na LT Coxipó - Jauru 230 kV a 9.69 km de Coxipó.	ligada
3	Falta FT na LT Nobres - Denise 138 kV a 9,8 Km da barra de Denise.	ligada
4	Falta FT na LT Colider - Alta Floresta 138 KV a 96,14 Km da Barra de Colider.	ligada
5	Falta FT na LT Coxipó - Jaurú 230 kV a 163.01 km de Coxipó	ligada
6	Falta FT na LT Rondonópolis – Barra do Peixe 230 kV a 109,8 km de Rondonópolis.	ligada
7	Falta FT na LT Coxipó – Rondonópolis 138 KV a 26.18 km de Coxipó	ligada
8	Falta FT na LT Coxipó - Jaurú 230 kV a 322.57 km de Coxipó.	ligada
9	Falta FT na LT Colíder - Braço Norte III 138 kV a 91,5 Km na barra de Colíder	ligada
10	Falta FF na LT Barro Duro - Casca III 138 KV a 26,0 Km na barra do Barro Duro	ligada
11	Falta FFF na LT Rondonópolis - C. Magalhães 138 kV a 73 Km de C. Magalhães.	ligada
12	Falta FFF na LT Quatro Marcos – Juba 138 kV a 97,7 Km na barra de Quatro Marcos	ligada
13	Falta FFF na LT Denise - Tangará da Serra 138 kV a 16,0 Km de Denise	ligada
14	Falta FFT na LT Rondonópolis – Coxipó 138 kV a 100 Km da barra de Rondonópolis	ligada
15	Falta FT na LT Várzea Grande – Cáceres 138 kV a 34,80 Km de Várzea Grande.	ligada
16	Falta FT na LT Quatro Marcos – Juba I 138 kV a 97,70 Km de Quatro Marcos.	ligada
17	Falta FT na LT Sinop _ Colider 138 kV a 122,6 Km da barra de Sinop.	ligada
18	Falta FT na LT Q. Marcos - Juba I 138 kV LD a 93,00 Km da barra de Q. Marcos.	ligada
19	Falta FT na LT Nobres - Denise 138 kV a 40,70 Km da barra de Nobres..	ligada
20	Falta FT na LT Rio Verde – Rondonópolis 230 kV a 226,3 km de Rondonópolis.	desligada
21	Falta FFT na LT Sinop - Colider 138 kV a 76 km da barra de Sinop	ligada
22	Falta FFF na LT Itanorte - Campo Novo Parecis 138 kV a 3,6 Km da barra de Itanorte	desligada
23	Falta FF na LT Itanorte - Juba II 138 kV a 39,9 Km da barra de Itanorte.	desligada
24	Falta na FFF LT Nobres- Sinop 230 kV a 9,5 Km da barra de Nobres	desligada
25	Falta na FF LT Quatro Marcos- Juba 138 kV a 10,8 Km da barra de Quatro Marcos	desligada
26	Falta FFF na LT Sinop - Colider 138 kV a 73,5 Km da barra de Sinop	ligada
27	Falta FF na LT Denise - Tangará da Serra 138 kV a 11,10 Km da barra de Denise	ligada
28	Falta FF na LT Denise - Tangará da Serra 138 kV a 1,30 Km da barra de Denise	ligada
29	Falta FFT na LT Cáceres - Quatro Marcos 138 kV a 76,30 Km da barra de Cáceres	ligada
30	Falta FF na LT Rondonópolis – Coxipó 138 kV a 104 Km da barra de Rondonópolis	ligada

Tabela 4. 4 – Matriz de divergências em p.u..

Eventos	Pontos em monitoração											
	P1	P2	P3	P4	P5	P6	P7	P8	P9	P10	P11	P12
E1	0.001	-0.001	0.03									
E2						0.02						
E3				-0.05	-0.06							0.007
E4	0.059	0.028	0.026									
E5						0.058						
E6									-0.08			
E30	0.050					0.015	0.014		0.025	0.071	0.025	

Vale ressaltar que o sistema de monitoramento somente registrou oscilografias quando ocorreu a sensibilização do ponto em medição. Desta forma, para os 30 eventos analisados, foram calculadas 89 divergências.

4.4. Comparações entre Resultados de Simulação e Medição

4.4.1. Caso Base

O caso base abordado neste item tem a finalidade de mostrar os resultados da comparação, sem realizar qualquer investigação sobre as possíveis variáveis que podem influenciar os erros.

Neste contexto, a Figura 4. 2 apresenta o histograma da divergência verificada entre a medição e o resultado calculado pelo ATP. Da mesma forma, a Figura 4. 3 apresenta o respectivo histograma quando se compara a medição com os resultados calculados pelo ANAFAS.

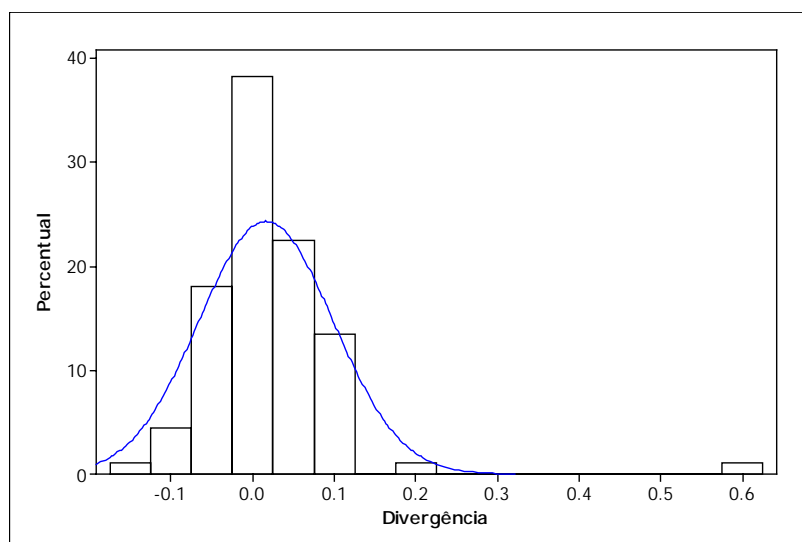


Figura 4. 2 – Histograma das divergências entre a medição e o ATP.

Observando as Figuras 4. 2 e 4. 3, verifica-se que ocorre considerável semelhança entre os histogramas de divergências obtidos via ATP e ANAFAS, sendo que a maioria das divergências se encontram dentro do intervalo de $\pm 0,1$ p.u..

A Tabela 4. 5 apresenta os resultados estatísticos das divergências obtidas nas duas comparações. Vale ressaltar que, para efeito de cálculos estatísticos (média aritmética e desvio-padrão), foi considerado o módulo da divergência.

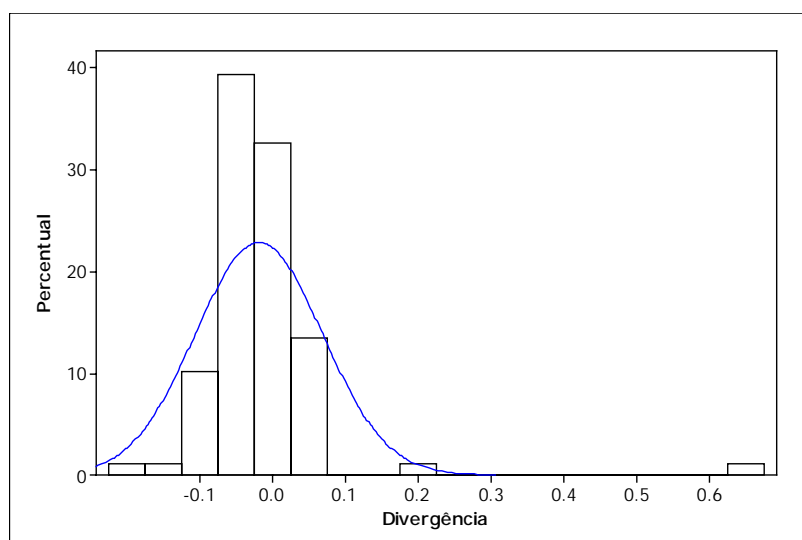


Figura 4. 3 – Histograma das divergências entre a medição e o ANAFAS.

Tabela 4. 5 – Estatística - Caso Base.

Estatística	Medição-ATP	Medição-ANAFAS
Média	0,0502	0,0503
Desvio-padrão	0,0665	0,0731

Pela Tabela 4. 5, observa-se que as médias das divergências, em ambas as comparações, foram praticamente idênticas, em torno de 5%, resultado muito satisfatório. Por outro lado, observou-se que ocorreram valores de divergência elevada, por exemplo, maior que 0,6 p.u., possivelmente influenciada por outras variáveis, destacando-se a tensão pré-defeito, a localização do defeito e a resistência de falta para defeitos que envolveram a terra.

Embora os histogramas apresentados indiquem a presença de erros elevados, não fica claro em qual medidor ou evento estes ocorreram. Deste modo, foram realizadas duas investigações, uma sendo por ponto de monitoração e a outra por evento de curto-circuito.

As Figuras 4. 4 e 4. 5 apresentam os *box-plots* das divergências de cada ponto monitorado quando se compara a medição e o ATP, e medição e o ANAFAS, respectivamente.

Analisando as Figuras 4. 4 e 4. 5, observa-se que as maiores divergências encontradas e caracterizadas como *outliers*, estão nos pontos P6 e P12.

Pela comparação com o ATP, as maiores divergências encontradas foram 0,58 p.u. e 0,18 p.u.; já pela comparação com o ANAFAS foram 0,64 p.u., 0,18 p.u. e -0,21 p.u.. A divergência igual a -0,21 encontrada pela comparação com o ANAFAS, não ocorreu pelas comparações com o ATP, porém, observando a Figura 4. 4, verifica-se uma tendência no sentido de em P12 ocorrer uma divergência com tal magnitude, evidenciando a coerência entre os resultados.

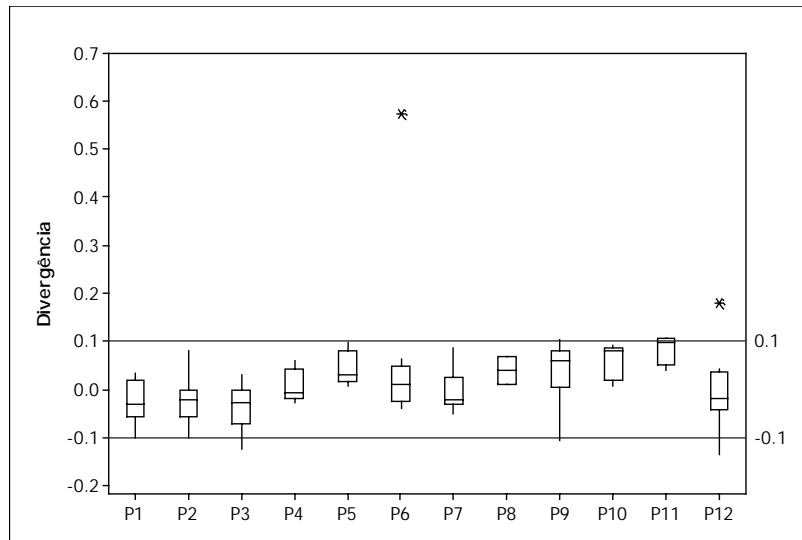


Figura 4. 4 – Box-plots das divergências entre medição e ATP por ponto monitorado .

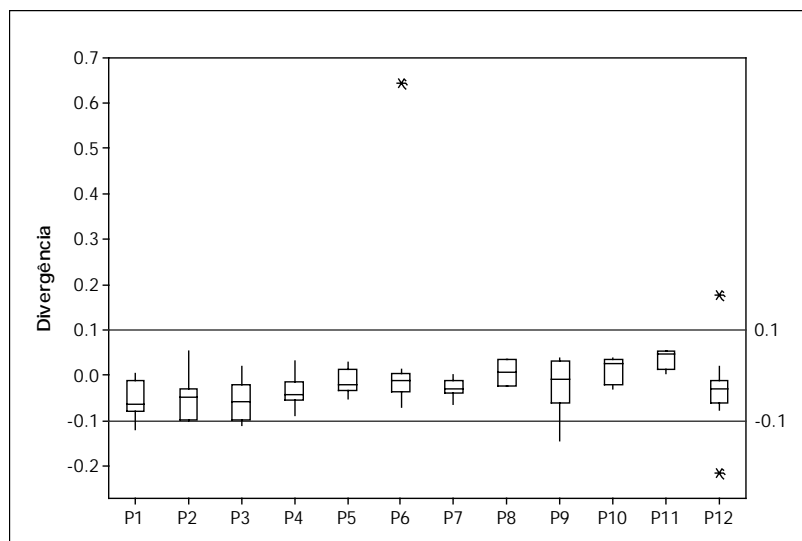


Figura 4. 5 – Box-plots das divergências entre medição e ANAFAS por ponto monitorado.

As Figuras 4. 6 e 4. 7 mostram os *box-plots* das divergências para cada evento de curto-circuito em análise para as comparações com o ATP e ANAFAS, respectivamente.

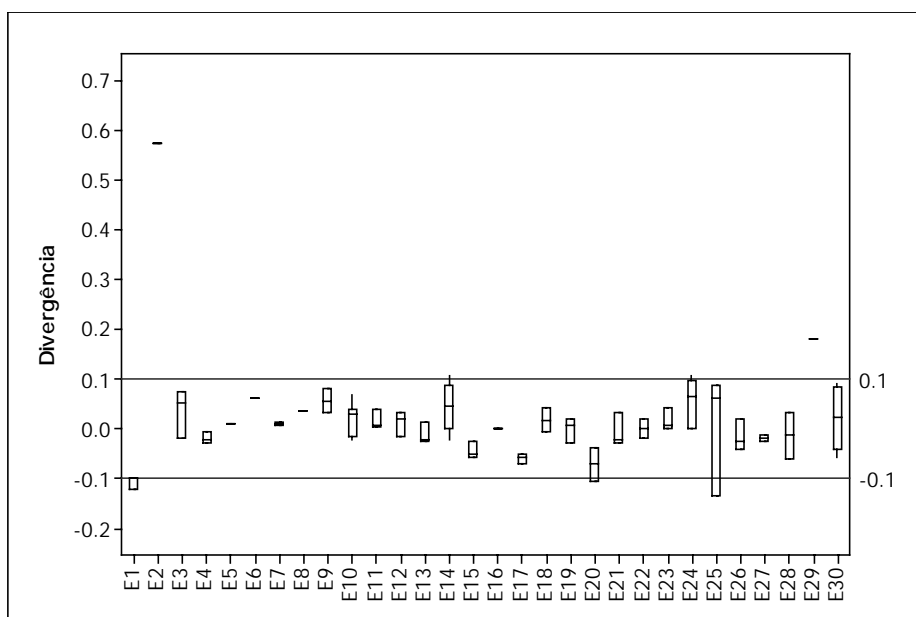


Figura 4. 6 – Box-plots das divergências entre medição e ATP para cada evento.

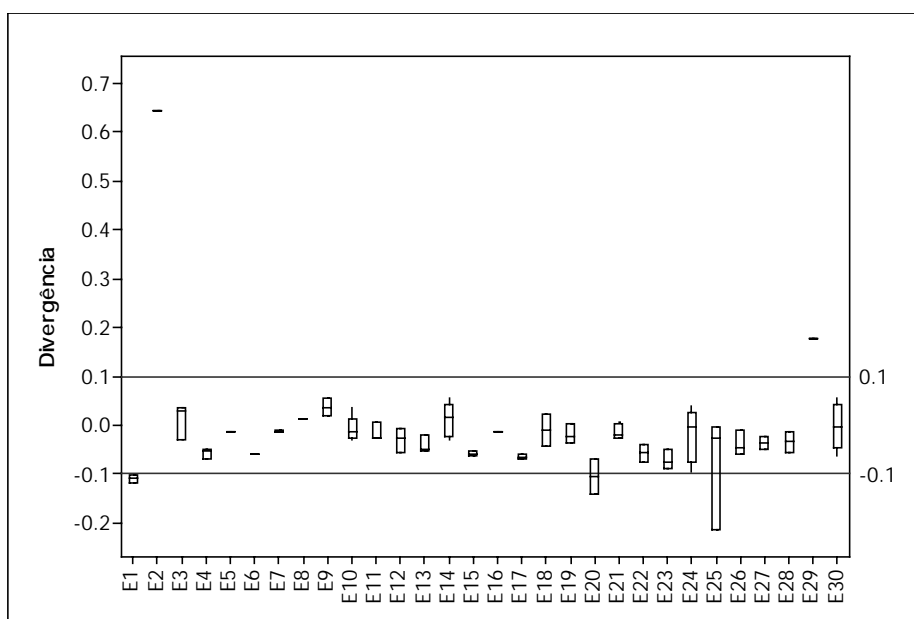


Figura 4. 7 – Box-plots das divergências entre medição e ANAFAS para cada evento.

Através das Figuras 4. 6 e 4. 7 verifica-se que os eventos que superaram os limites de $\pm 0,1$ p.u. foram os eventos 1, 2, 20, 25 e o 29, sendo que o tipo de defeito em cada evento foi: fase-fase, fase-terra, fase-terra, fase-fase e fase-fase-terra, respectivamente, conforme apresentado na Tabela 4. 3.

4.4.2. Influência da Tensão Pré-Falta

Em estudos de afundamentos de tensão, uma das variáveis de influência é a tensão pré-falta, que pode minimizar ou até mesmo maximizar o efeito do distúrbio. Em se tratando de uma análise comparativa entre medições e simulações, esta variável poderá influenciar na comparação, pois as bases de dados de simulação podem apresentar valores de tensão pré-falta diferentes dos valores observados nas medições.

Com o objetivo de ilustrar tal situação, a Tabela 4. 6 mostra as tensões pré-falta ajustadas na base de dados do ATP com e sem a presença da UTE Cuiabá.

Tabela 4. 6 – Tensões pré-falta nos pontos monitorados na simulação pelo ATP.

PONTO	V _{pré-falta} com UTE	V _{pré-falta} sem UTE
P1	1,01	0,99
P2	1,02	1,00
P3	1,04	1,02
P4	0,99	0,95
P5	0,98	0,94
P6	1,00	0,97
P7	1,00	0,97
P8	0,99	0,98
P9	0,98	0,99
P10	0,99	1,00
P11	0,98	0,95
P12	1,02	1,00

A Tabela 4. 7 apresenta a tensão pré-falta verificada na medição nos pontos sensibilizados, considerando os trinta eventos. O procedimento para a obtenção da tensão pré-falta na medição foi o seguinte: para defeitos monofásicos obteve-se a tensão pré-falta da fase sob falta e para os eventos que envolveram mais de uma fase fez-se a média dos valores correspondentes.

Tabela 4. 7 – Tensão pré-defeito verificada na medição.

Evento	P1	P2	P3	P4	P5	P6	P7	P8	P9	P10	P11	P12
E1	0.92	0.99	1.01	*	*	*	*	*	*	*	*	*
E2	*	*	*	*	*	1.01	*	*	*	*	*	*
E3	*	*	*	1.00	1.04	*	*	*	*	*	*	1.00
E4	0.93	1.00	1.00	*	*	*	*	*	*	*	*	*
E5	*	*	*	*	*	1.04	*	*	*	*	*	*
E6	*	*	*	*	*	*	*	*	1.02	*	*	*
E7	*	*	*	*	*	1.04	1.01	*	*	*	*	*
E8	*	*	*	*	*	1.02	*	*	*	*	*	*
E9	*	1.01	1.01	*	*	*	*	*	*	*	*	*
E10	*	*	*	1.01	1.02	1.03	1.02	1.01	1.04	1.01	*	*
E11	*	*	*	*	*	*	*	*	1.00	0.98	1.00	*
E12	*	*	*	0.99	1.01	*	*	*	*	*	*	1.00
E13	*	*	*	0.98	1.03	*	*	*	*	*	*	1.00
E14	*	*	*	*	*	1.04	1.03	1.02	1.03	0.98	1.00	*
E15	*	*	*	0.99	*	*	1.02	*	*	*	*	0.98
E16	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	0.99
E17	0.93	0.99	1.00	*	*	*	*	*	*	*	*	*
E18	*	*	*	0.99	*	*	*	*	*	*	*	0.99
E19	*	*	*	1.02	1.04	*	*	*	*	*	*	1.00
E20	*	*	*	*	*	1.01	*	*	1.01	*	*	*
E21	0.99	0.99	1.00	*	*	*	*	*	*	*	*	*
E22	*	*	*	0.98	1.02	*	*	*	*	*	*	*
E23	*	*	*	0.99	1.01	*	*	*	*	*	*	1.02
E24	1.03	0.99	1.00	0.97	1.02	0.98	1.00	*	1.00	0.98	1.00	0.99
E25	*	*	*	0.99	1.01	*	*	*	*	*	*	1.01
E26	1.00	0.99	1.01	*	*	*	*	*	*	*	*	*
E27	*	*	*	0.98	*	*	*	*	*	*	*	0.99
E28	*	*	*	1.00	*	*	*	*	*	*	*	1.01
E29	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	1.00
E30	0.95	*	*	*	*	1.03	1.05	*	1.00	0.98	1.02	*
Média	0,96	0,99	1,00	0,99	1,02	1,02	1,02	1,02	1,01	0,99	1,01	1,00
Máximo	1.03	1.01	1.01	1.02	1.04	1.04	1.05	1.02	1.04	1.01	1.02	1.02
Mínimo	0.92	0.99	1.00	0.97	1.01	0.98	1.00	1.01	1.00	0.98	1.00	0.98

Para uma melhor visualização da diferença da tensão pré-falta da medição e do ATP, a Tabela 4. 8 apresenta a diferença absoluta entre a tensão pré-falta verificada na medição e a respectiva verificada na simulação via ATP.

Tabela 4. 8 – Diferença absoluta da tensão pré-falta – medição e simulação via ATP.

Evento	P1	P2	P3	P4	P5	P6	P7	P8	P9	P10	P11	P12
E1	-0.09	-0.03	-0.03	*	*	*	*	*	*	*	*	*
E2	*	*	*	*	*	0.01	*	*	*	*	*	*
E3	*	*	*	0.01	0.06	*	*	*	*	*	*	-0.02
E4	-0.08	-0.02	-0.04	*	*	*	*	*	*	*	*	*
E5	*	*	*	*	*	0.04	*	*	*	*	*	*
E6	*	*	*	*	*	*	*	*	0.04	*	*	*
E7	*	*	*	*	*	0.04	0.01	*	*	*	*	*
E8	*	*	*	*	*	0.02	*	*	*	*	*	*
E9	*	-0.01	-0.03	*	*	*	*	*	*	*	*	*
E10	*	*	*	0.02	0.04	0.03	0.02	0.02	0.06	0.02	*	*
E11	*	*	*	*	*	*	*	*	0.02	-0.01	0.02	*
E12	*	*	*	0.00	0.03	*	*	*	*	*	*	-0.02
E13	*	*	*	-0.01	0.05	*	*	*	*	*	*	-0.02
E14	*	*	*	*	*	0.04	0.03	0.03	0.05	-0.01	0.02	*
E15	*	*	*	0.00	*	*	0.02	*	*	*	*	-0.04
E16	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	-0.03
E17	-0.08	-0.03	-0.04	*	*	*	*	*	*	*	*	*
E18	*	*	*	0.00	*	*	*	*	*	*	*	-0.03
E19	*	*	*	0.03	0.06	*	*	*	*	*	*	-0.02
E20	*	*	*	*	*	0.04	*	*	0.02	*	*	*
E21	-0.02	-0.03	-0.04	*	*	*	*	*	*	*	*	*
E22	*	*	*	0.03	0.08	*	*	*	*	*	*	*
E23	*	*	*	0.04	0.07	*	*	*	*	*	*	0.02
E24	0.04	-0.01	-0.02	0.02	0.08	0.01	0.03	*	0.01	-0.02	0.05	-0.01
E25	*	*	*	0.04	0.07	*	*	*	*	*	*	0.01
E26	-0.01	-0.03	-0.03	*	*	*	*	*	*	*	*	*
E27	*	*	*	-0.01	*	*	*	*	*	*	*	-0.03
E28	*	*	*	0.01	*	*	*	*	*	*	*	-0.01
E29	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	-0.02
E30	-0.06	*	*	*	*	0.03	0.05	*	0.02	-0.01	0.04	*
Média	-0,04	-0,02	-0,03	0,01	0,06	0,03	0,03	0,03	0,03	-0,01	0,03	-0,02
Máximo	0.04	-0.01	-0.02	0.04	0.08	0.04	0.05	0.03	0.06	0.02	0.05	0.02
Mínimo	-0.09	-0.03	-0.04	-0.01	0.03	0.01	0.01	0.02	0.01	-0.02	0.02	-0.04

Da mesma forma, a Tabela 4. 9 apresenta a variação absoluta entre a tensão pré-falta verificada na medição e a respectiva verificada na simulação via ANAFAS.

Através da análise da Tabela 4. 8, verifica-se que os pontos que apresentaram maior diferença entre as tensões pré-falta na medição e simulação via ATP foram os pontos P1, P5, P7 e P9. Pela Tabela 4. 9 os pontos que apresentaram maior diferença entre as tensões pré-falta na medição e simulação, via ANAFAS, foram os pontos P1 e P7.

Tabela 4. 9 – Diferença absoluta da tensão pré-falta - medição e simulação via ANAFAS.

Evento	P1	P2	P3	P4	P5	P6	P7	P8	P9	P10	P11	P12
E1	-0.08	-0.01	0.01	*	*	*	*	*	*	*	*	*
E2	*	*	*	*	*	0.01	*	*	*	*	*	*
E3	*	*	*	0.00	0.04	*	*	*	*	*	*	0.00
E4	-0.07	0.00	0.00	*	*	*	*	*	*	*	*	*
E5	*	*	*	*	*	0.04	*	*	*	*	*	*
E6	*	*	*	*	*	*	*	*	0.02	*	*	*
E7	*	*	*	*	*	0.04	0.01	*	*	*	*	*
E8	*	*	*	*	*	0.02	*	*	*	*	*	*
E9	*	0.01	0.01	*	*	*	*	*	*	*	*	*
E10	*	*	*	0.01	0.02	0.03	0.02	0.01	0.04	0.01	*	*
E11	*	*	*	*	*	*	*	*	0.00	-0.02	0.00	*
E12	*	*	*	-0.01	0.01	*	*	*	*	*	*	0.00
E13	*	*	*	-0.02	0.03	*	*	*	*	*	*	0.00
E14	*	*	*	*	*	0.04	0.03	0.02	0.03	-0.02	0.00	*
E15	*	*	*	-0.01	*	*	0.02	*	*	*	*	-0.02
E16	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	-0.01
E17	-0.07	-0.01	0.00	*	*	*	*	*	*	*	*	*
E18	*	*	*	-0.01	*	*	*	*	*	*	*	-0.01
E19	*	*	*	0.02	0.04	*	*	*	*	*	*	0.00
E20	*	*	*	*	*	0.01	*	*	0.01	*	*	*
E21	-0.01	-0.01	0.00	*	*	*	*	*	*	*	*	*
E22	*	*	*	-0.02	0.02	*	*	*	*	*	*	*
E23	*	*	*	-0.01	0.01	*	*	*	*	*	*	0.02
E24	0.03	-0.01	0.00	-0.03	0.02	-0.02	0.00	*	0.00	-0.02	0.00	-0.01
E25	*	*	*	-0.01	0.01	*	*	*	*	*	*	0.01
E26	0.00	-0.01	0.01	*	*	*	*	*	*	*	*	*
E27	*	*	*	-0.02	*	*	*	*	*	*	*	-0.01
E28	*	*	*	0.00	*	*	*	*	*	*	*	0.01
E29	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	0.00
E30	-0.05	*	*	*	*	0.03	0.05	*	0.00	-0.02	0.02	*
Média	-0,04	-0,01	0,00	-0,01	0,02	0,02	0,02	0,02	0,01	-0,01	0,01	0,00
Máximo	0.03	0.01	0.01	0.02	0.04	0.04	0.05	0.02	0.04	0.01	0.02	0.02
Mínimo	-0.08	-0.01	0.00	-0.03	0.01	-0.02	0.00	0.01	0.00	-0.02	0.00	-0.02

Em P1, normalmente, a tensão pré-defeito, via medição, foi inferior à respectiva no ATP e ANAFAS. Em P7, a tensão pré-falta da medição foi superior à respectiva no ANAFAS e ATP.

Conforme mostram as Tabelas 4. 7 e 4. 8, ocorrem diferenças das tensões pré-falta entre a medição e simulação que podem justificar parte dos erros encontrados no caso base.

Sabe-se que a intensidade do afundamento de tensão está associada à tensão pré-falta tanto do ponto monitorado, bem como do ponto sob falta, conforme equação (3.4) apresentada no capítulo 3.

Deste modo, propõe-se uma alteração em (4.1) obtendo-se (4.2), de forma a minimizar tais diferenças e permitir avaliar a influência de outras variáveis, de tal modo que a influência da tensão pré-defeito seja compensada.

$$DIV_2 = \frac{V_{MEDIÇÃO}}{V_{PRE-MEDIÇÃO}} - \frac{V_{SIMULAÇÃO}}{V_{PRE-SIMULAÇÃO}} \quad (4.2)$$

Onde:

DIV_2 – Divergência entre a medição e simulação em p.u.

$V_{MEDIÇÃO}$ – Tensão mínima obtida na medição em p.u.

$V_{SIMULAÇÃO}$ – Tensão mínima obtida na simulação em p.u.

$V_{PRE-MEDIÇÃO}$ – Tensão pré-falta na medição em p.u.

$V_{PRE-SIMULAÇÃO}$ – Tensão pré-falta na simulação em p.u.

Considerando a influência da tensão pré-falta e reportando-se a (4.2), observa-se que foi inserida a respectiva tensão pré-defeito no denominador de cada parcela, de maneira a proporcionar certa correção em relação a tensão pré-falta.

Evidentemente, como não é possível obter a tensão pré-falta no ponto do defeito, tal correção é parcial, pois somente compensa o erro da tensão pré-falta do ponto monitorado.

Dentro deste contexto, a partir deste ponto do capítulo, quando for mencionada alguma divergência, esta estará sendo calculada conforme (4.2).

Assim, seguindo procedimento análogo ao caso base, as Figuras 4.8 e 4.9 mostram a distribuição das divergências obtidas, respectivamente, para as comparações com o ATP e ANAFAS.

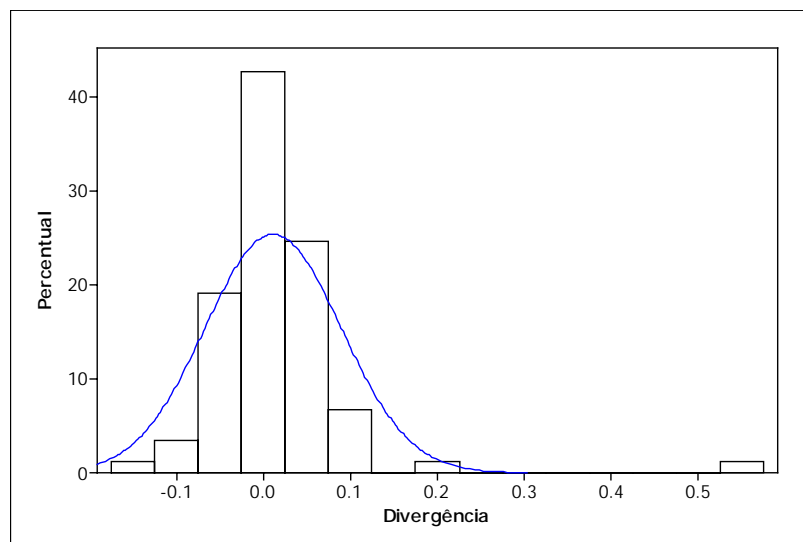


Figura 4. 8 – Histograma das divergências entre a medição e o ATP.

Comparando a Figura 4. 8 com a Figura 4. 2 do caso base, verifica-se que não ocorrem expressivas mudanças quanto às maiores divergências, porém, considerando a classe cujo valor central é a divergência nula, nota-se que houve maior incidência de valores dentro de tal faixa quando se utiliza (4.2), que passou de 38,2 % para 42,7 %.

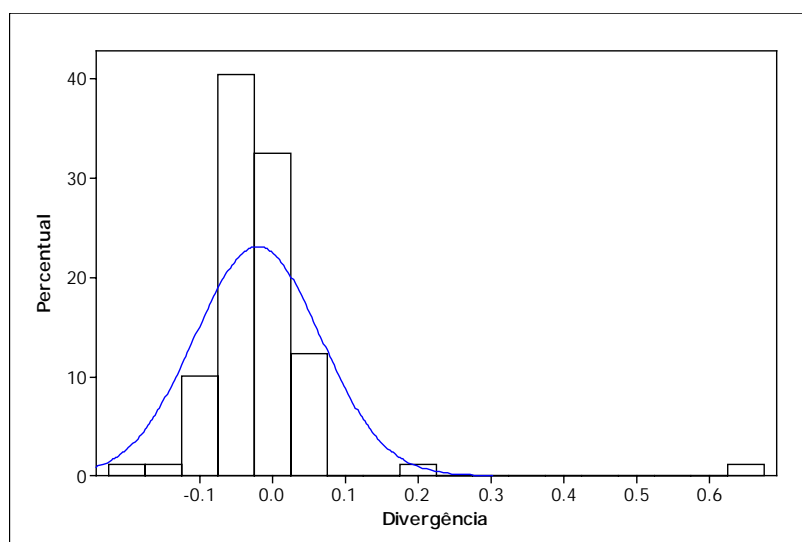


Figura 4. 9 – Histograma das divergências entre a medição e o ANAFAS.

De forma análoga, na comparação entre a medição e o ANAFAS, nota-se que também não ocorrem expressivas alterações nas maiores divergências; verificou-se um incremento de, aproximadamente, 1% de incidência na classe que tem a maior concentração de valores que passou de 39,3% para 40,4%.

A Tabela 4. 10 apresenta os resultados estatísticos das comparações considerando a influência da tensão pré-falta.

Tabela 4. 10 – Estatística – Ajuste da tensão pré-falta.

Estatística	Medição-ATP	Medição-ANAFAS
Média	0,0440	0,0506
Desvio-padrão	0,0654	0,0722

Em termos numéricos, quando comparados os resultados estatísticos apresentados na Tabela 4. 5 do caso base e os respectivos na Tabela 4. 10, verifica-se que não ocorreram alterações significativas; por exemplo, a média da divergência entre a medição e o ATP passou de 0,0502 p.u. para 0,0440 p.u., enquanto pelas comparações com o ANAFAS passou de 0,0503 p.u. para 0,0506 p.u.

Por outro lado, nota-se que, embora seja pequena a alteração dos resultados estatísticos quando se faz o uso de (5.2), esta foi favorável principalmente para a comparação com o ATP que apresentou valores de tensão pré-falta mais dispersos em relação à medição, fato este comprovado pelo desvio padrão que era 0,0665 p.u. e passou para 0,0654 p.u..

Também se observou que houve uma ligeira redução da dispersão das divergências entre medição e ANAFAS, isto comprovado pelo desvio padrão que passou de 0,0731 p.u. para 0,0722 p.u..

Os resultados anteriores mostraram as divergências sem considerar em quais pontos de monitoração ocorreram os maiores valores; deste modo, a Figura 4.10 apresenta o *box-plot* das divergências observadas no pontos de monitoração de P1 a P12 quando se compara

medição e ATP. Analogamente, a Figura 4.11 apresenta os respectivos *box-plots* quando se compara medição e ANAFAS.

Comparando-se as Figuras 4.10 e 4.4 do caso base, verifica-se que a utilização de (4. 2), resultou em novos *outliers* nos pontos P2 e P9, porém, na Figura 4. 4, nota-se que já existe uma tendência a existência destes *outliers*. Os demais *outliers* verificados no caso base foram novamente confirmados pela Figura 4.10.

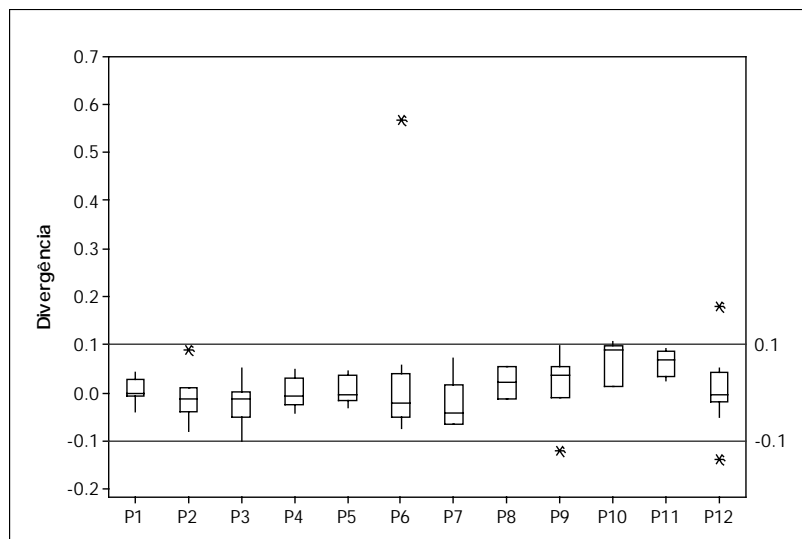


Figura 4. 10 – Box-plots das divergências entre medição e ATP por ponto monitorado.

Este resultado mostra que embora tenham surgido novos *outliers* em P2 e P9, os mesmos são muito próximos a $\pm 0,1$ p.u., possivelmente sendo influenciados por outros fatores, tais como, a localização do defeito e a resistência de falta.

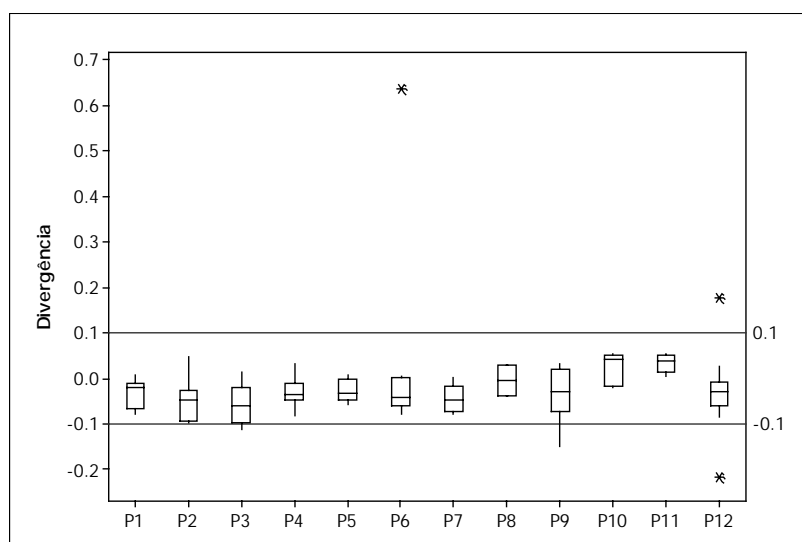


Figura 4. 11 – Box-plots das divergências entre medição e ANAFAS por ponto monitorado .

Notou-se que os pontos onde ocorreram os maiores erros (P12 e P6) não correspondem aos pontos de maiores divergências de tensão pré-falta, ou seja, os pontos P1, P5 e P7, portanto, a influência da tensão pré-falta nas maiores divergências não é expressiva; desta forma, outras análises serão realizadas em itens subseqüentes.

As Figuras 4.12 e 4.13 apresentam os *box-plots* para cada evento analisado pela comparação com o ATP e o ANAFAS, respectivamente.

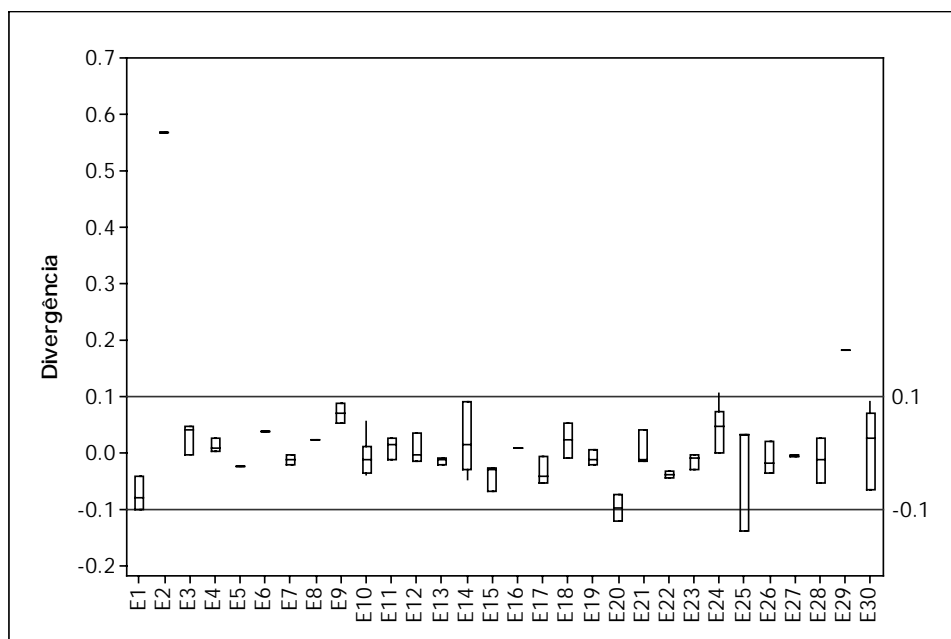


Figura 4. 12 – Box-plots das divergências entre medição e ATP por evento.

As Figuras 4.12 e 4.13 mostram comportamentos semelhantes entre as duas comparações, principalmente para aqueles eventos que apresentaram maior dispersão de resultados, como foi o caso dos eventos 2 (fase-terra), 20 (fase-terra), 25(fase-fase) e 29(fase-fase-terra). Para estes eventos que apresentaram divergências elevadas, as análises posteriores buscarão explicações para tal, já que a tensão pré-defeito não resultou em alterações significativas.

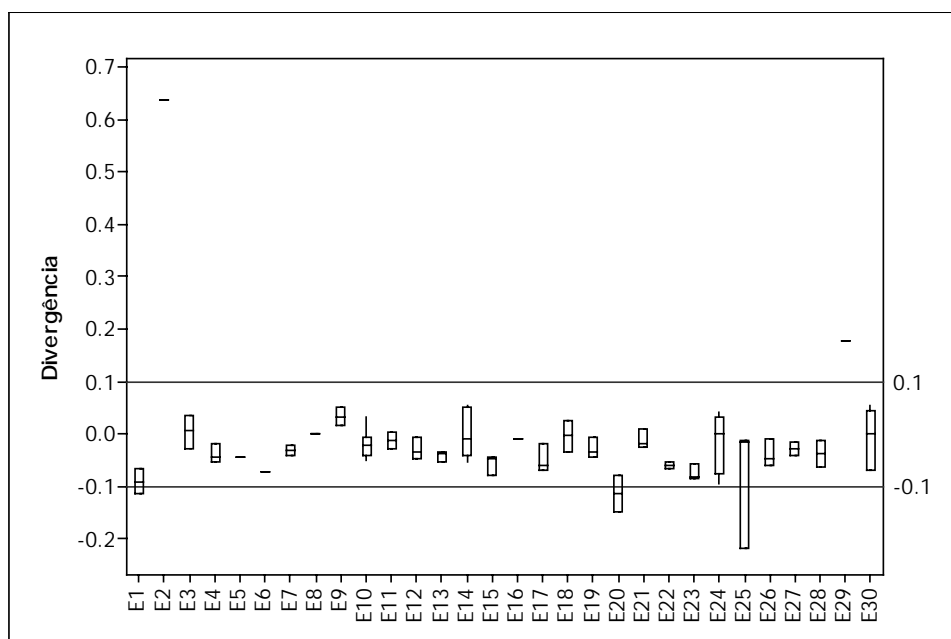


Figura 4. 13 – Box-plots das divergências entre medição e ANAFAS por evento

De forma a verificar quais pontos monitorados são mais influenciados pela correção da tensão pré-defeito através de (4.2), as Figuras 4.14 e 4.15 mostram como, em média, o fator

de correção devido à tensão pré-falta agiu nas divergências encontradas nas comparações da medição com o ATP e ANAFAS, respectivamente. A obtenção dos gráficos apresentados pelas Figuras 4.14 e 4.15 foi através do cálculo da divergência média no ponto monitorado, considerando ou não a correção da tensão pré-defeito.

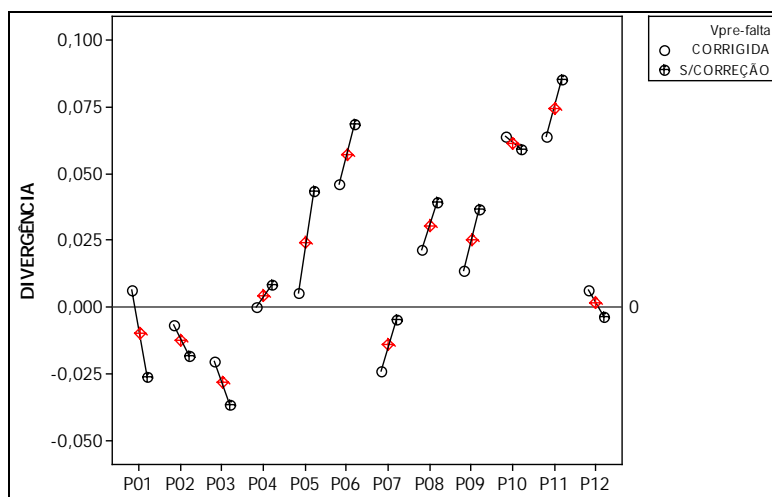


Figura 4. 14 – Influência da tensão pré-falta nas divergências entre medição e ATP.

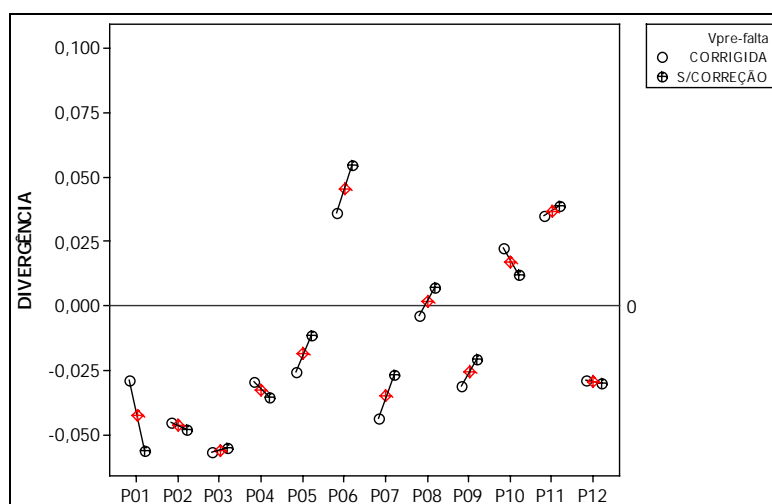


Figura 4. 15 – Influência da tensão pré-falta nas divergências entre medição e ANAFAS.

Conforme mostram as Figuras 4.14 e 4.15, ao se inserir o fator de correção através de (4.2), ocorreram alterações nas divergências médias, tanto no sentido de reduzir como no sentido de aumentar as divergências.

Verifica-se que a correção contribuiu na redução média das divergências nas comparações com o ATP para nove pontos de monitoração, ou seja, P1, P2, P3, P4, P5, P6, P8, P9 e P11. Para as comparações com o ANAFAS, os pontos que tiveram redução média das divergências pela utilização de (4.2) foram os pontos P1, P2, P4, P6, P8, P11 e P12.

Observa-se que, tanto nas comparações com o ATP como com o ANAFAS, os pontos que apresentaram redução média da divergência foram P1, P2, P4, P6, P8 e P11; dentre tais pontos, os que tiveram reduções mais pronunciadas foram os pontos P1 e P6. Embora o ponto

P5 não tenha tido redução nas duas comparações, verificou-se pelas comparações com o ATP uma redução substancial da divergência.

Considerando o exposto acima, uma análise pontual foi realizada nestes casos, ou seja, P1, P5 e P6.

As Figuras 4.16 e 4.17 apresentam os resultados em P1 nos eventos que o sensibilizaram para as comparações entre a medição com o ATP e ANAFAS, respectivamente.

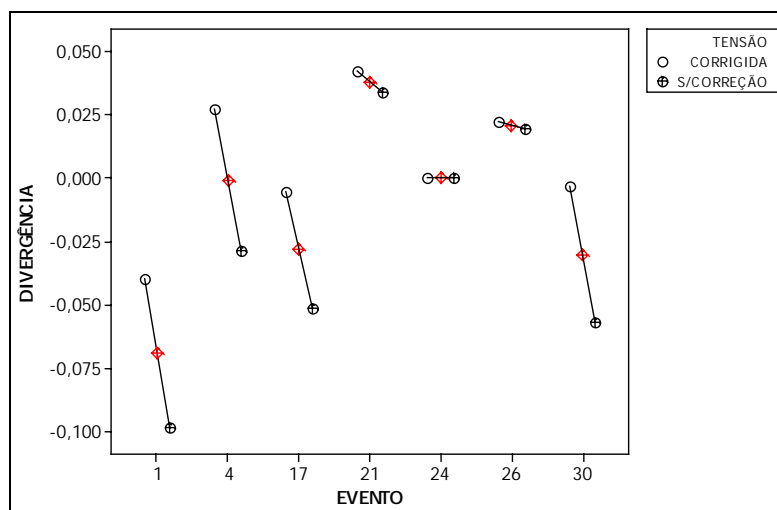


Figura 4. 16 – Influência da tensão pré-falta nas divergências entre medição e ATP em P1.

As Figuras 4.16 e 4.17 confirmam a correção imposta pela expressão (4.2) em P1, principalmente para os eventos 1, 17 e 30 apresentados na Tabela 4. 3, cujas tensões pré-defeito observadas na medição foram iguais a 0,92, 0,93 e 0,95 p.u., respectivamente, conforme Tabela 4. 7.

Ao se fazer a correção pela tensão pré-defeito, nota-se que no evento 1 a divergência do caso base pela comparação com o ANAFAS era igual a aproximadamente -0,12 p.u. e passou a ser aproximadamente -0,06 p.u.

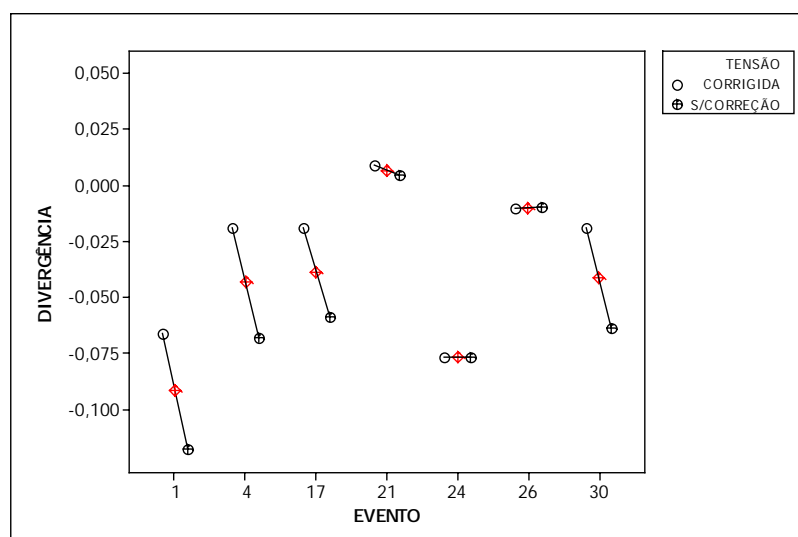


Figura 4. 17 – Influência da tensão pré-falta nas divergências entre medição e ANAFAS em P1.

As Figuras 4.18 e 4.19 apresentam os resultados em P5 nos eventos que o sensibilizaram para as comparações entre a medição com o ATP e ANAFAS, respectivamente.

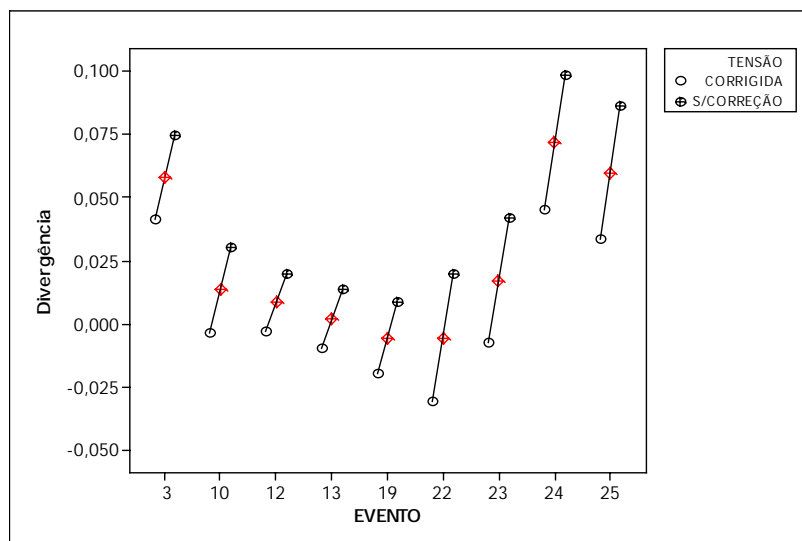


Figura 4. 18 – Influência da tensão pré-falta nas divergências entre medição e ATP em P5.

Anteriormente verificou-se que o ponto P5 foi um dos pontos que apresentou maior diferença de tensão pré-defeito entre medição e ATP. Em adição, a Figura 4.18 mostra em quais eventos esta diferença foi elevada, ou seja, nos eventos 23, 24 e 25. Conforme Tabela 4.8, as diferenças absolutas entre as tensões pré-defeito nos eventos 23, 24 e 25 em P5 foram 0,07, 0,08 e 0,07 p.u., respectivamente.

Comportamento semelhante pode ser observado pela comparação com o ANAFAS, porém com reduções menos expressivas.

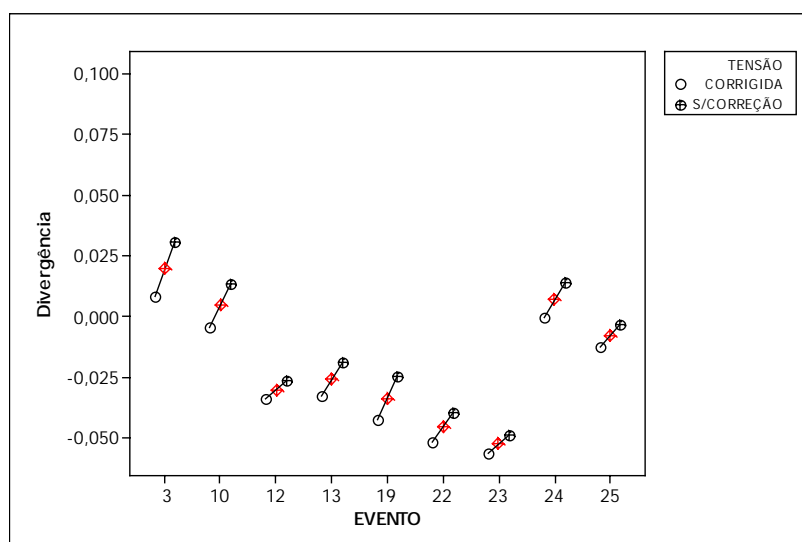


Figura 4. 19 – Influência da tensão pré-falta nas divergências entre medição e ANAFAS em P5.

As Figuras 4.20 e 4.21 apresentam os resultados em P6 nos eventos que o sensibilizaram para as comparações entre a medição com o ATP e ANAFAS, respectivamente.

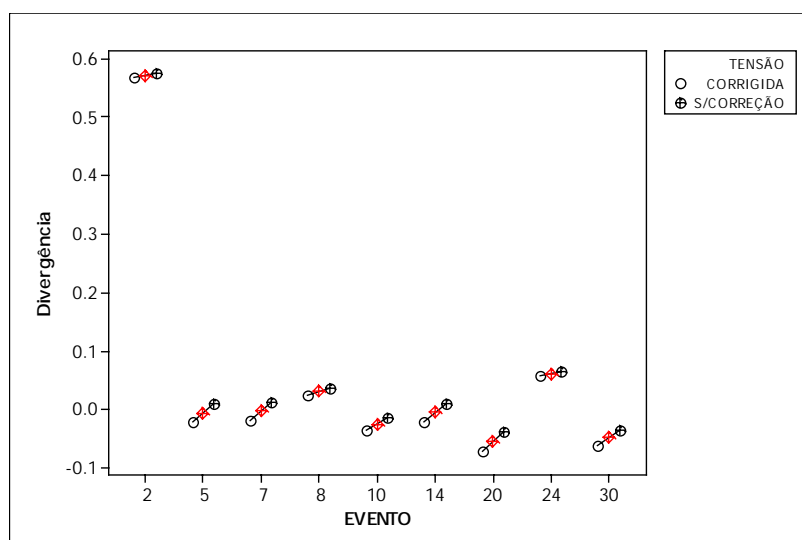


Figura 4. 20 – Influência da tensão pré-falta nas divergências entre medição e ATP em P6.

Verifica-se pelas Figuras 4.20 e 4.21 a pequena influência da correção pela tensão pré-falta; isto ocorre porque em P6 foram pequenas as diferenças entre as tensões pré-defeito na medição e as respectivas na simulação.

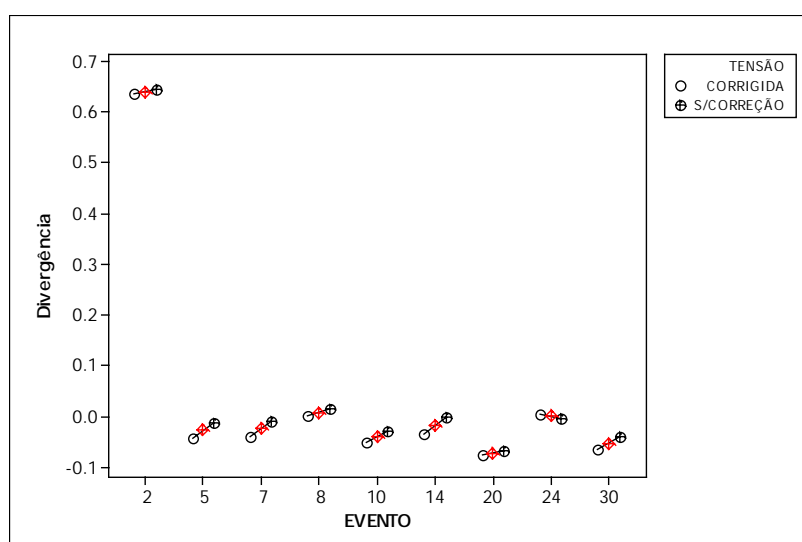


Figura 4. 21 – Influência da tensão pré-falta nas divergências entre medição e ANAFAS em P6.

Através da análise da influência da tensão pré-falta notou-se que esta é uma variável que apresenta certa influência na intensidade do afundamento de tensão. Entretanto, considerando que o sistema elétrico é concebido para operar com tensões próximas da tensão nominal, ao se ter cuidado de ajustar as bases de dados das simulações a valores próximos a 1 p.u., os erros médios não serão significativos ao se utilizar ferramentas de simulação.

Também, como mostrado neste item, algumas divergências não tiveram grandes alterações quando se fez a correção da tensão pré-falta; portanto, existem outros fatores de influência que devem explicar a ocorrência de tais valores; o item subsequente fará uma análise da influência da localização do defeito.

4.4.3. Influência da Localização do Defeito

Através de consulta à equipe de manutenção da empresa, tomou-se conhecimento que erros de localização de falta de $\pm 5\%$ do comprimento da linha de transmissão têm sido verificados. Com base nesta informação, decidiu-se realizar duas novas simulações considerando estas localizações (+5 e -5% a partir da LD informada no histórico de ocorrência da concessionária); deste modo foram obtidos os resultados apresentados na sequência.

A Figura 4. 22 apresenta o histograma das divergências entre a medição e o ATP considerando uma variação de +5% o comprimento da LT a partir da LD informada pela concessionária; analogamente, a Figura 4. 23 apresenta o respectivo resultado para as comparações com o ANAFAS.

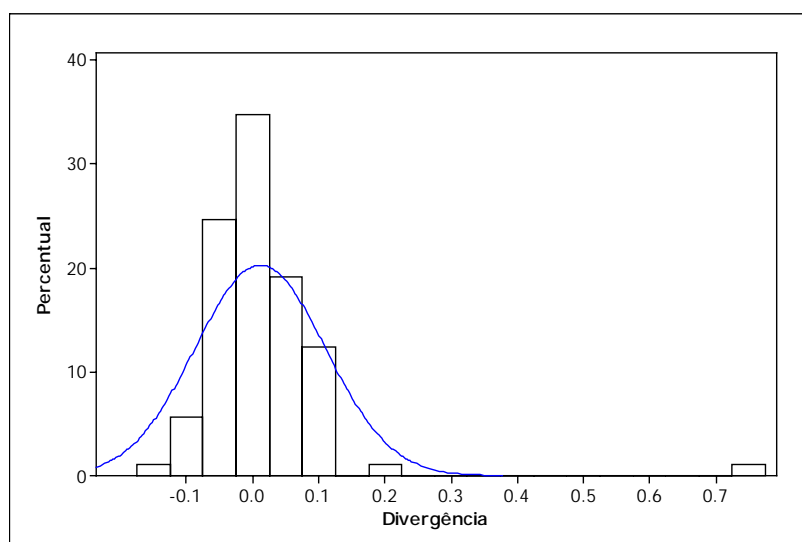


Figura 4. 22 – Histograma das divergências entre a Medição e o ATP com LD +5%.

Em comparação com a Figura 4. 8 que avalia a influência da tensão pré-falta, observa-se pela Figura 4. 22 que a variação de +5% na LD, reduziu a incidência de valores na classe cujo ponto central foi a divergência nula, que passou de 42,7 % para 34,8 %.

Também se verifica que a maior divergência positiva elevou-se. Após algumas análises de topologia no sistema elétrico observou-se que, para este caso em particular, a divergência elevou-se, pois a variação de +5% representou uma aproximação da falta ao respectivo ponto de monitoração, resultando numa intensidade de afundamento mais severa na simulação.

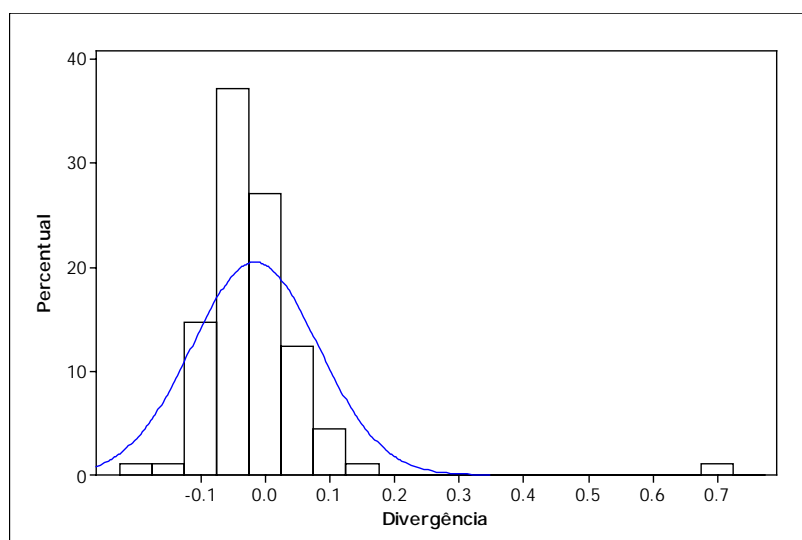


Figura 4. 23 – Histograma das divergências entre a Medição e o ANAFAS com LD +5%.

Em comparação com a Figura 4. 9, observa-se pela Figura 4. 23 que a variação de +5% reduziu a incidência de valores na classe cujo ponto central foi a divergência nula, ou seja, passou de 32,58 % para 26,97 %. Também verifica-se que a maior divergência positiva elevou, conforme observado anteriormente.

A Tabela 4. 11 apresenta os resultados estatísticos obtidos.

Tabela 4. 11 – Estatística - LD em +5% do Caso Base.

Estatística	Medição-ATP	Medição-ANAFAS
Média	0,054	0,060
Desvio-padrão	0,082	0,078

Ao que se nota, comparando os valores apresentados pela Tabela 4. 11 e Tabela 4. 10, a variação de +5% o comprimento da linha na LD informada pela concessionária, ocasionou um aumento da média das divergências nas comparações como o ATP (0,044 para 0,054 p.u.) e para as comparações com o ANAFAS (0,0506 para 0,060 p.u.). Os desvios-padrão tiveram um aumento para as duas comparações, ou seja, pelo ATP passou de 0,0654 para 0,082 p.u., enquanto pelo ANAFAS passou de 0,0722 para 0,078 p.u..

A Figura 4. 24 apresenta o histograma das divergências entre a medição e o ATP, considerando uma variação de -5% o comprimento da LT a partir da LD informada pela concessionária; analogamente, a Figura 4. 25 apresenta o respectivo resultado para as comparações com o ANAFAS.

Em comparação com a Figura 4. 8, observa-se pela Figura 4. 24 que a variação de -5% reduziu a incidência de valores na classe cujo ponto central foi a divergência nula que passou de 42,7 % para 40,5 %.

Também verifica-se que a maior divergência positiva reduziu, devido ao distanciamento entre o ponto de falta e o ponto de monitoração; isto resultou em um afundamento com intensidade mais rasa na simulação quando comparado à medição.

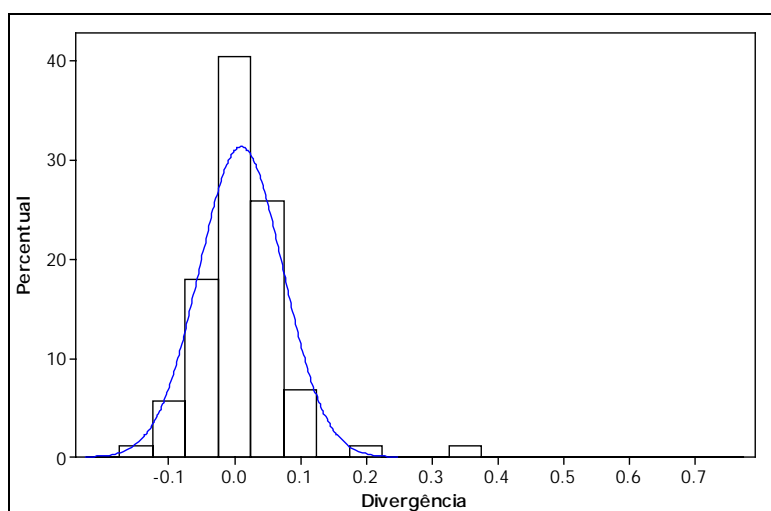


Figura 4. 24 – Histograma das divergências entre a medição e o ATP com LD -5%.

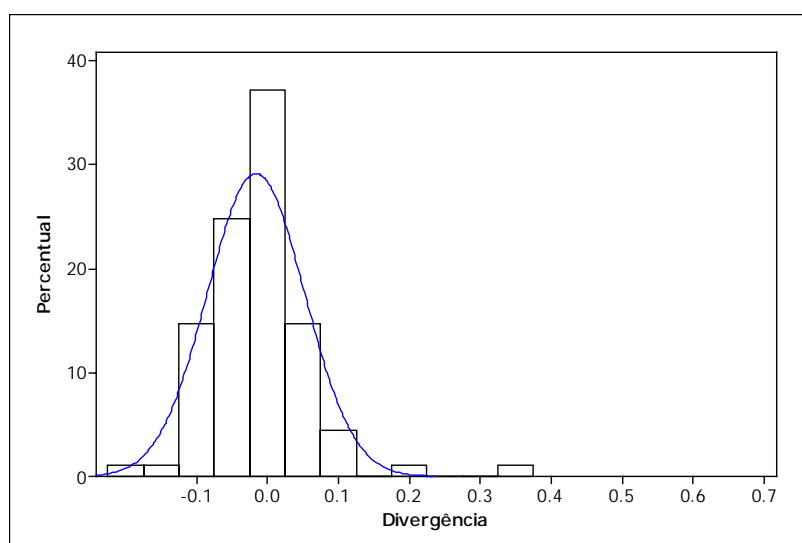


Figura 4. 25 – Histograma das divergências entre a medição e o ANAFAS com LD -5%.

Quando se compara a Figura 4. 25 com a Figura 4. 9, verifica-se que a variação de -5% aumentou a ocorrência de valores na classe cujo ponto central foi a divergência nula que passou de 32,6 % para 37,1 % e também que a maior divergência positiva foi reduzida, sendo explicada conforme a análise já apresentada para a Figura 4.24.

A Tabela 4.12 apresenta os resultados estatísticos da presente comparação.

Tabela 4. 12 – Estatística - LD em -5% do Caso Base.

Variável	Medição-ATP	Medição-ANAFAS
Média	0,0420	0,0500
Desvio-padrão	0,0480	0,0490

Comparando-se os valores apresentados pela Tabela 4. 12 e Tabela 4. 10, a variação de -5% o comprimento da linha na LD informada pela concessionária, ocasionou uma redução da média das divergências nas comparações como o ATP (0,044 para 0,042 p.u.) e uma redução em módulo para as comparações com o ANAFAS (0,0506 para 0,0500 p.u.). Notou-se que os desvios-padrão tiveram também uma redução para as duas comparações, ou seja, pelo ATP passou de 0,0654 para 0,0480 p.u., enquanto pelo ANAFAS passou de 0,0722 para 0,0490 p.u..

Os resultados anteriores mostraram as divergências sem considerar em quais pontos de monitoração ocorreram os maiores erros; deste modo, a Figura 4. 26 apresenta o *box-plot* das divergências observadas nos pontos de monitoração de P1 a P12 quando se compara medição e ATP com LD em +5%; analogamente, a Figura 4. 27 apresenta os respectivos *box-plots* quando se compara medição e ANAFAS com LD em +5%.

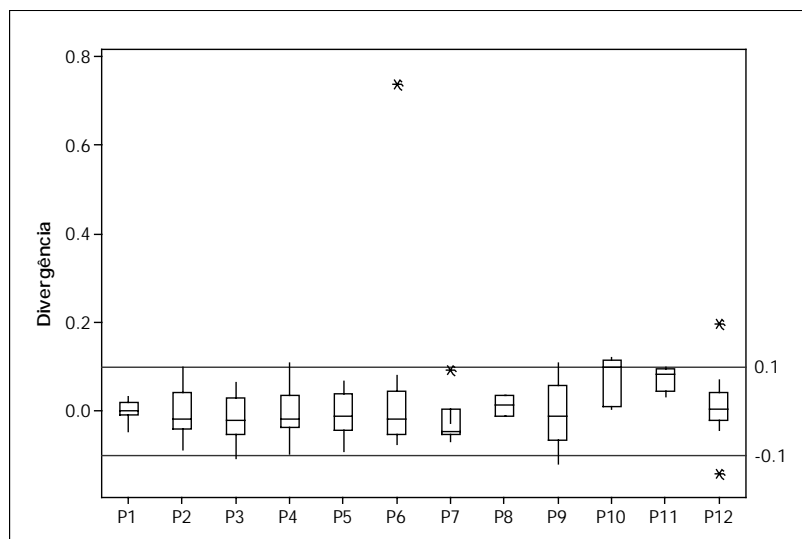


Figura 4. 26 – Box-plots das divergências entre medição e ATP por ponto monitorado com +5% LD .

Comparando-se as Figuras 4.26 e 4.10, verifica-se que a variação da LD em +5% a LD informada pela concessionária, elevou o *outlier* em P6, passando de 0,57 para 0,74 p.u.. Também verificou-se que os *outliers* em P12 permaneceram sem alteração significativa.

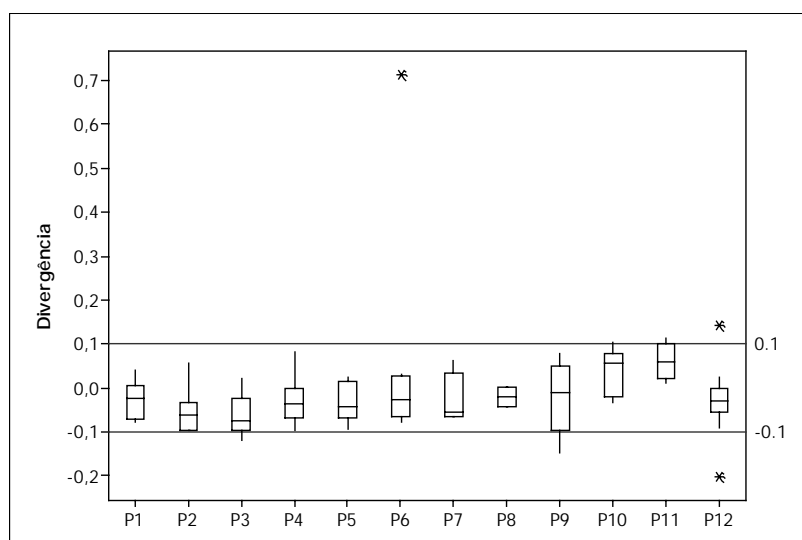


Figura 4. 27 – Box-plots das divergências entre medição e ANAFAS por ponto monitorado com +5% LD .

Comparando-se as Figuras 4.27 e 4.11, verifica-se que a variação da LD em +5%, elevou o valor do *outlier* em P6 passando de 0,64 para 0,71 p.u.; também constatou-se que os *outliers* em P12 permaneceram, praticamente, inalterados.

As Figuras 4.28 e 4.29 apresentam os *box-plot* das divergências observadas nos pontos de monitoração de P1 a P12 quando se compara medição com o ATP e ANAFAS, respectivamente, com LD em -5%.

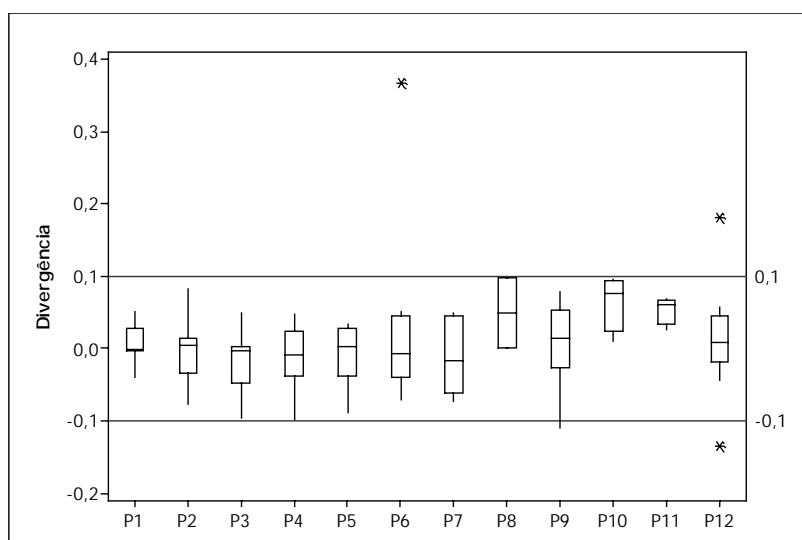


Figura 4. 28 – Box-plots das divergências entre medição e ATP por ponto monitorado com - 5% LD .

Comparando-se as Figuras 4.28 e 4.10, verifica-se que a variação da LD em -5%, reduziu o *outlier* em P6, passando de 0,57 para 0,37 p.u.; também verificou-se que os *outliers* em P12 permaneceram, praticamente, sem alteração.

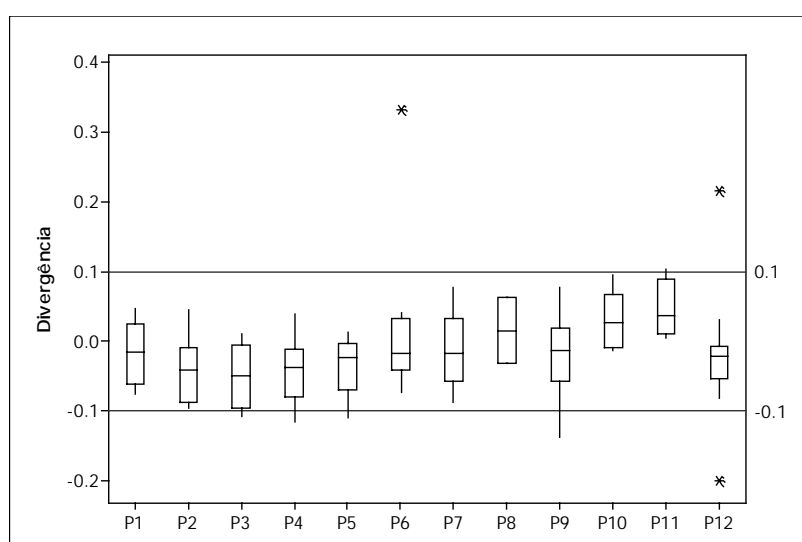


Figura 4. 29 – Box-plots das divergências entre medição e ANAFAS por ponto monitorado com -5% LD .

Comparando-se as Figuras 4.29 e 4.11, verifica-se que a variação da LD em -5% reduziu o valor do *outlier* em P6 passando de 0,64 p.u. para 0,33 p.u.. Também verificou-se que os *outliers* em P12 permaneceram, praticamente, inalterados.

As Figuras 4.30 e 4.31 mostram os blox-plots das divergências por evento para as comparações da medição com o ATP e ANAFAS, respectivamente, quando se variou em +5% a LD.

As Figuras 4.32 e 4.33 mostram os blox-plots das divergências por evento para as comparações da medição com o ATP e ANAFAS, respectivamente, quando variou-se em -5% a LD.

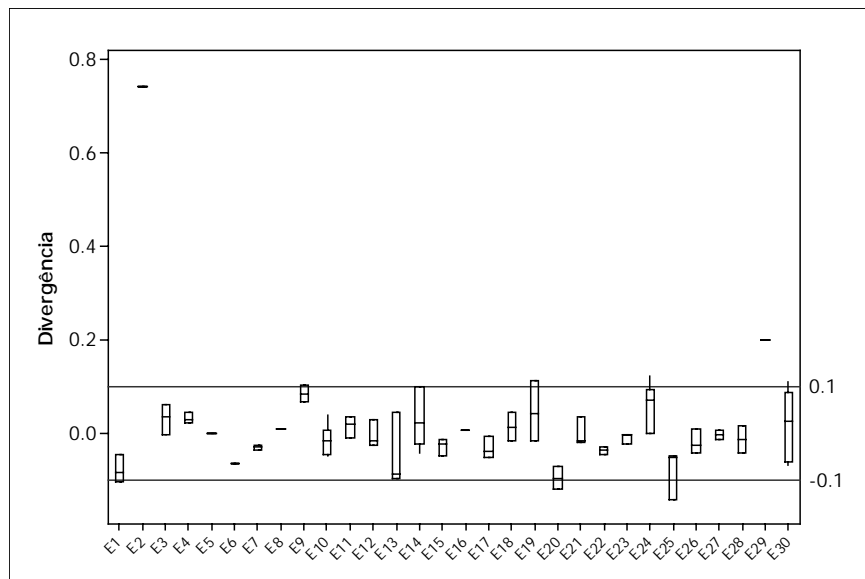


Figura 4. 30 – Box-plots das divergências entre medição e ATP por evento com +5% LD .

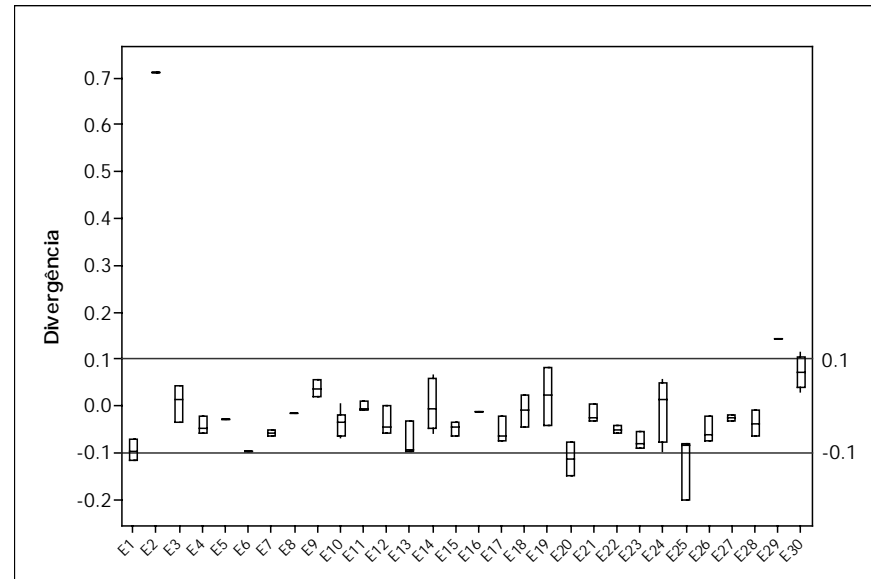


Figura 4. 31 – Box-plots das divergências entre medição e ANAFAS por evento com +5%.

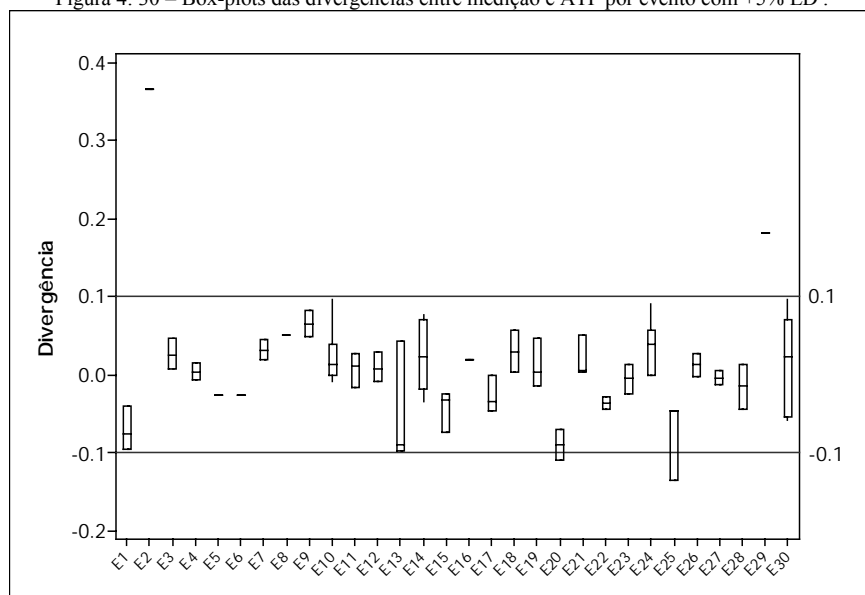


Figura 4. 32 – Box-plots das divergências entre medição e ATP por evento com -5%.

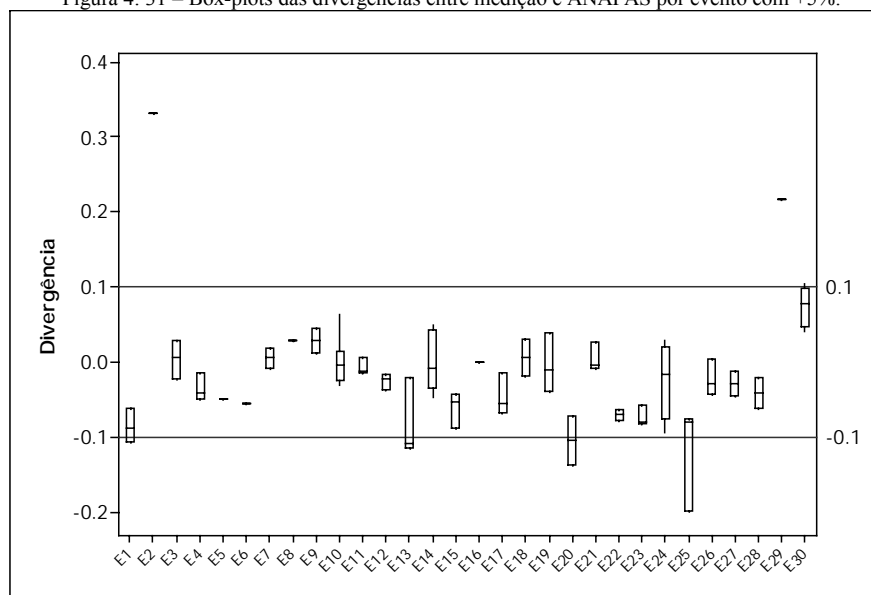


Figura 4. 33 – Box-plots das divergências entre medição e ANAFAS por evento com -5%.

Observa-se, através das figuras apresentadas, que ocorre comportamento muito semelhante entre os dois programas, tanto na variação positiva quanto negativa da LD. Confirma-se, ainda, a redução da maior divergência referente ao evento 2 quando se modifica a localização informada pela concessionária em -5%. De forma a verificar a influência média da localização de defeito, as Figuras 4.34 e 4.35 apresentam os resultados para o ATP e ANAFAS, respectivamente, em cada ponto monitorado. Ressalta-se que este é o comportamento médio, ou seja, para cada ponto monitorado e cada LD simulada, calculou-se a média.

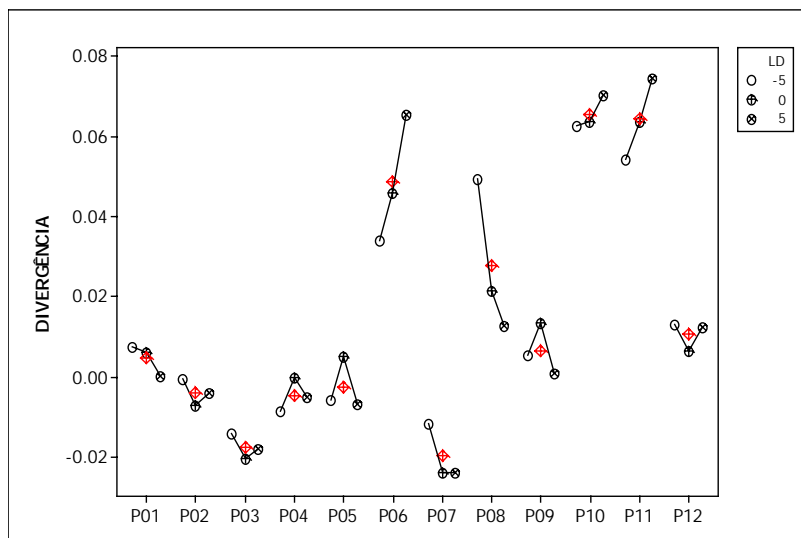


Figura 4. 34 – Comportamento médio das divergências entre a medição e o ATP variando a LD.

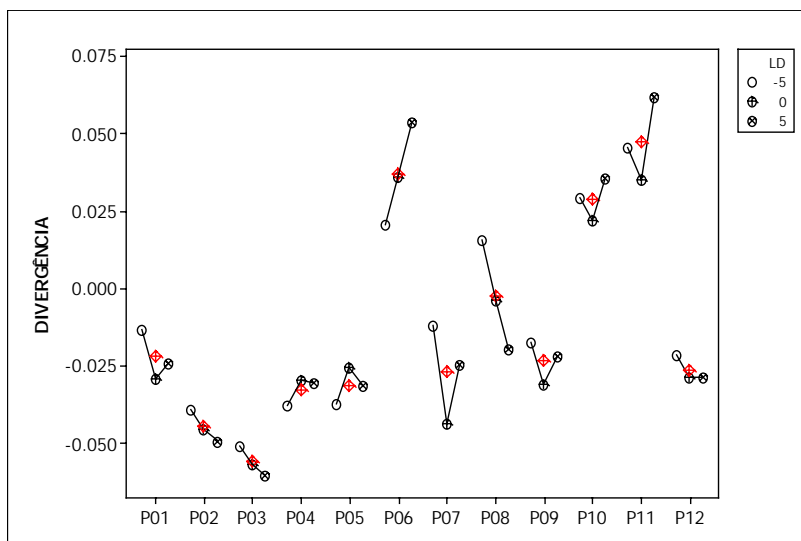


Figura 4. 35 – Comportamento médio das divergências entre a medição e o ANAFAS variando a LD.

Verifica-se pelas Figuras 4.34 e 4.35 que a variação da localização de defeito poderá elevar ou reduzir as divergências entre a medição e simulação.

As Figuras 4.34 e 4.35 mostram que dentre os pontos monitorados, as maiores variações foram verificadas nos pontos P6 e P8.

Com o objetivo de detalhar as análises, as Figuras 4.36 e 4.37 apresentam a influência da localização do defeito em P6 através das comparações entre a medição com o ATP e ANAFAS, respectivamente.

Com o mesmo objetivo citado anteriormente, as Figuras 4.38 e 4.39 apresentam a influência da localização do defeito em P8 através das comparações entre a medição com o ATP e ANAFAS, respectivamente.

Observa-se que em P6 a localização da falta exerce forte influência no evento 2, que se trata de um evento ocorrido no nível de tensão de 230 kV que sensibiliza somente o medidor P6. A variação foi expressiva, pois este defeito ocorreu nas proximidades do P6 em uma linha de transmissão cuja extensão é de 365 km. Embora a variação em -5% (18,25 km) tenha causado uma redução da divergência, esta ainda continua elevada quando comparada com a maioria das divergências observadas.

O ponto de monitoração P8 teve maior variação da divergência quando se varia a LD, pelo fato dos dois eventos que o sensibilizaram terem ocorrido muito próximos deste.

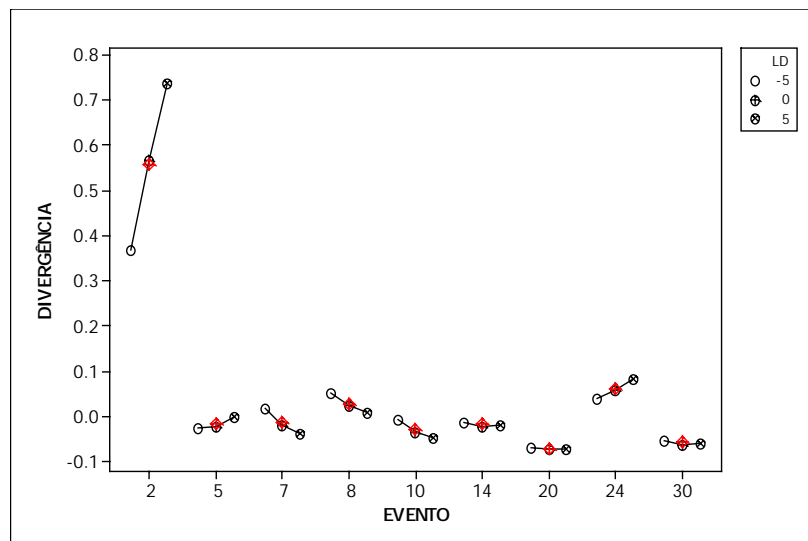


Figura 4. 36 – Influência da LD nas divergências entre medição e ATP em P6.

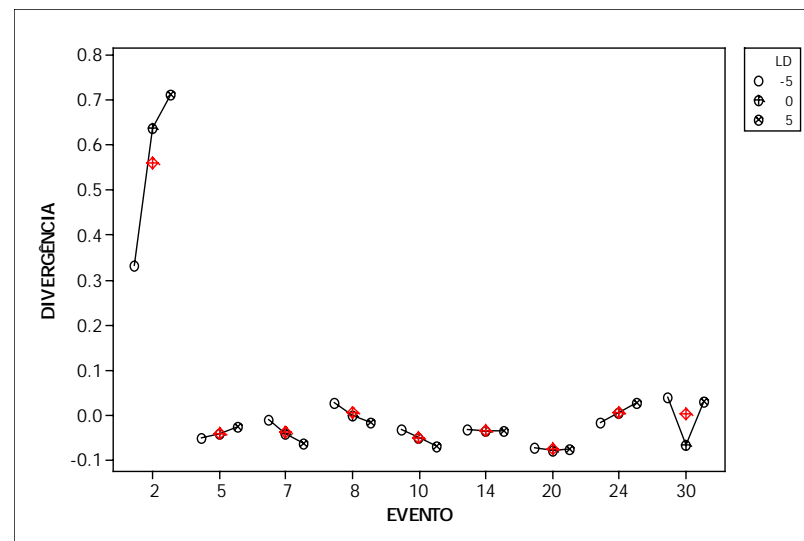


Figura 4. 37 – Influência da LD nas divergências entre medição e ANAFAS em P6.

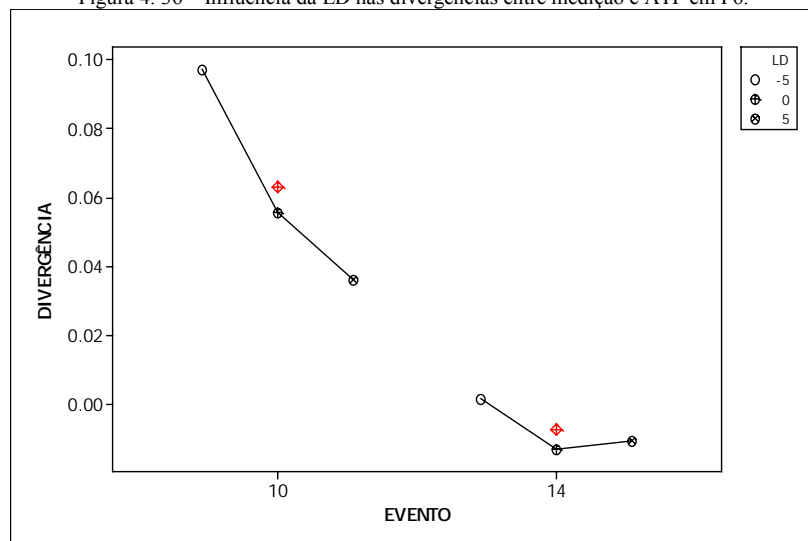


Figura 4. 38 – Influência da LD nas divergências entre medição e ATP em P8.

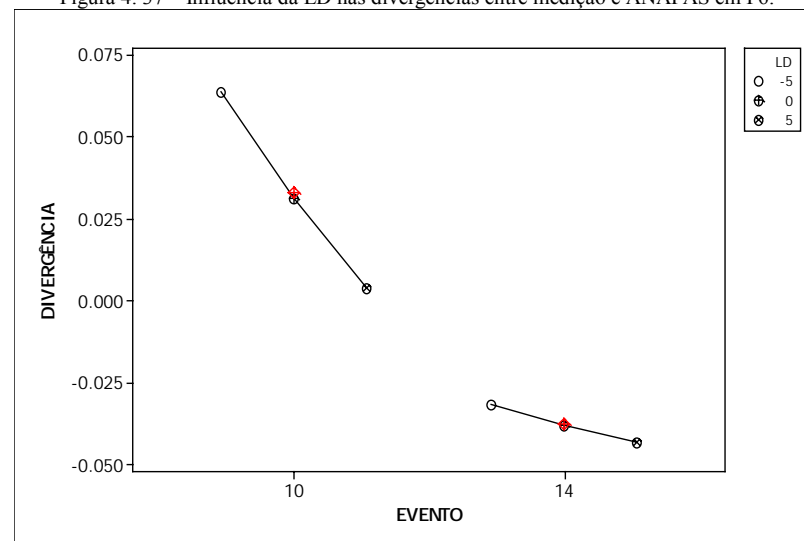


Figura 4. 39 – Influência da LD nas divergências entre medição e ANAFAS em P8.

Com base nos resultados apresentados nesta seção, verifica-se que, em geral, a variação em $\pm 5\%$ da LD não tem grande influência sobre a maioria das divergências encontradas entre medição e simulação; portanto, conclui-se que, utilizar a LD informada pela concessionária representa um procedimento adequado.

Entretanto, observou-se que a LD exerce grande influência na intensidade do afundamento de tensão quando o ponto de monitoração estiver eletricamente próximo do curto-circuito. Este fato já era esperado.

Embora não tenha sido verificada grande alteração para a maioria das divergências, notou-se que, em alguns eventos, tais divergências foram relativamente reduzidas, porém ainda se mantiveram em níveis considerados elevados, motivando no trabalho o desenvolvimento de uma outra análise que trata da influência da resistência de falta para os defeitos que envolveram a terra.

4.4.4. Influência da Resistência de Falta

Para avaliar a influência da resistência de falta, foram utilizados 4 conjuntos de simulações com resistências de falta iguais a 0, 5, 25 e 40 Ω . A localização de falta considerada foi aquela informada pela concessionária e a tensão pré-falta foi corrigida conforme equação (4.2).

A escolha de tais valores de resistência de falta foi balizada em informações fornecidas pela concessionária.

Nesta análise foram utilizados 17 eventos que envolveram a terra (14 fase-terra e 3 fase-fase-terra) dentre os 30 eventos observados, totalizando 38 registros de afundamentos de tensão, representando, em média, 2,23 afundamentos por evento.

As Figuras 4.40 a 4.47 mostram a distribuição das divergências nas comparações entre medição com o ATP e ANAFAS, respectivamente, quando utilizou-se resistência de falta iguais a 0, 5, 25, e 40 Ω .

Verifica-se através das Figuras 4.40 e 4.41 que a concentração de valores na faixa cujo valor central é a divergência nula é de, aproximadamente, 70 % para resistência de falta igual a 0 Ω . Já com base nas Figuras 4.42 e 4.43, verifica-se que ao se modificar o valor da resistência de falta para 5 Ω , a faixa de concentração citada anteriormente na comparação com o ATP permaneceu em torno de 70%, enquanto pelas comparações com o ANAFAS reduziu para cerca de 65%. Com resistência de falta igual a 5 Ω observa-se uma leve redução da maior divergência tanto pelas comparações com o ATP quanto ANAFAS.

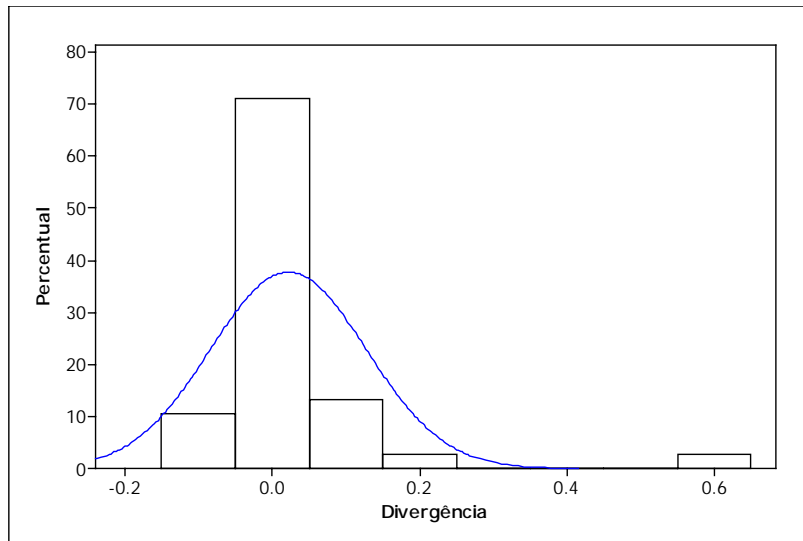


Figura 4. 40 – Histograma das divergências entre a Medição e o ATP com 0 Ω.

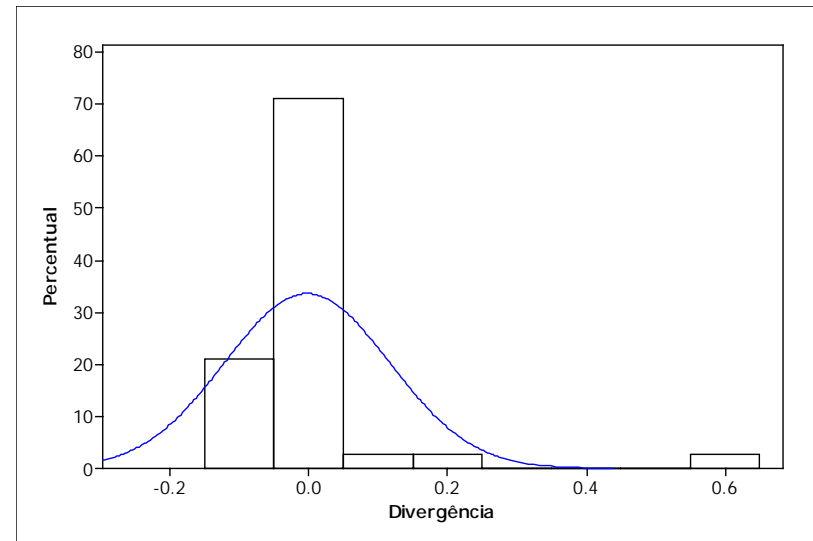


Figura 4. 41 – Histograma das divergências entre a Medição e o ANAFAS com 0 Ω.

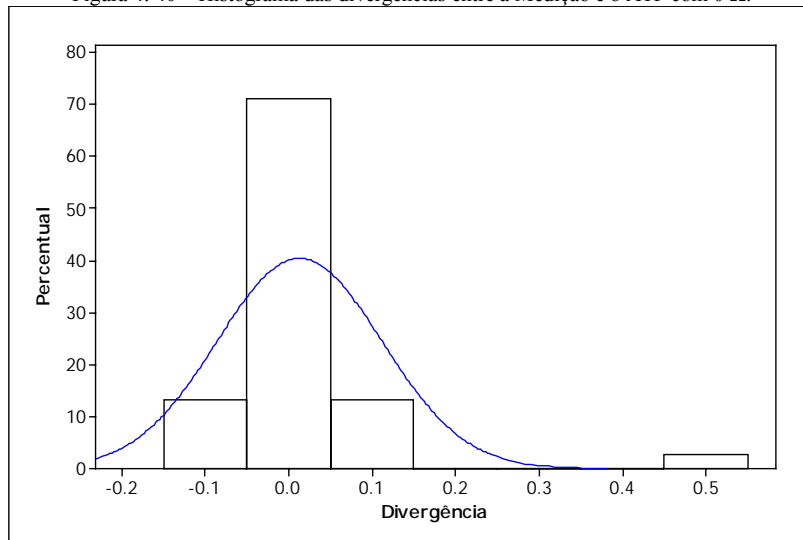


Figura 4. 42 – Histograma das divergências entre a Medição e o ATP com 5 Ω.

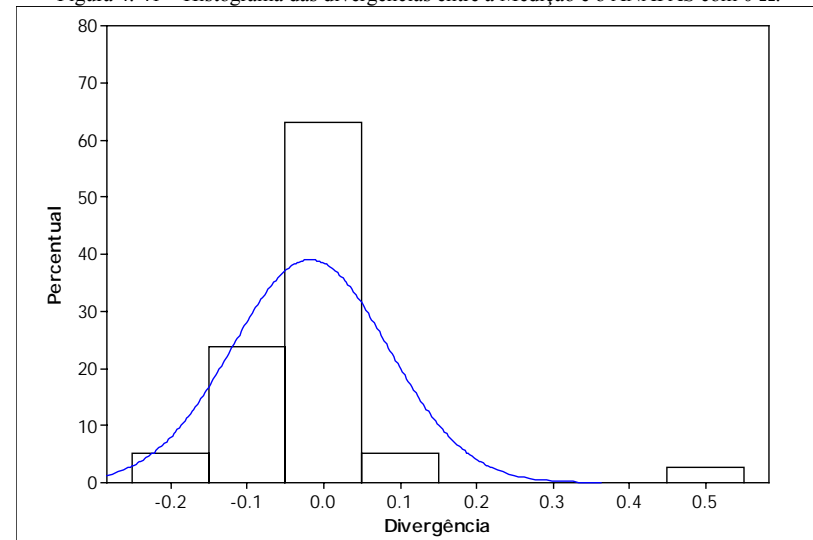


Figura 4. 43 – Histograma das divergências entre a Medição e o ANAFAS com 5 Ω.

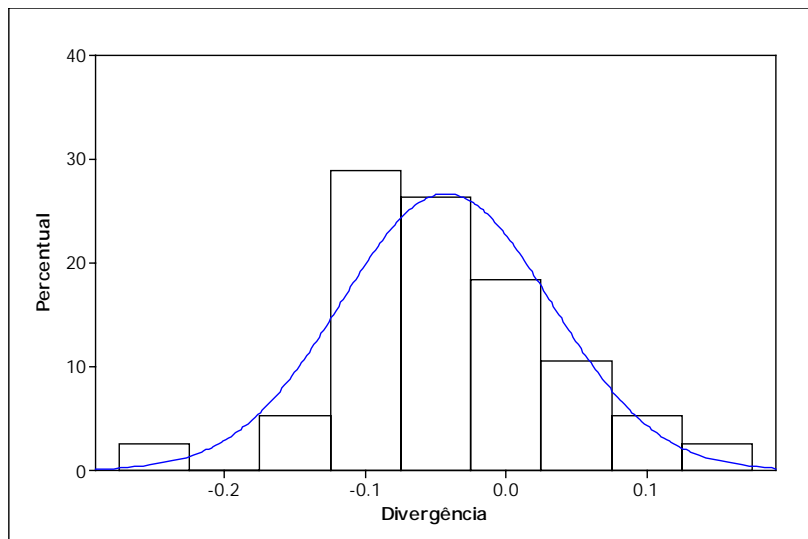


Figura 4. 44 – Histograma das divergências entre a Medição e o ATP com 25 Ω.

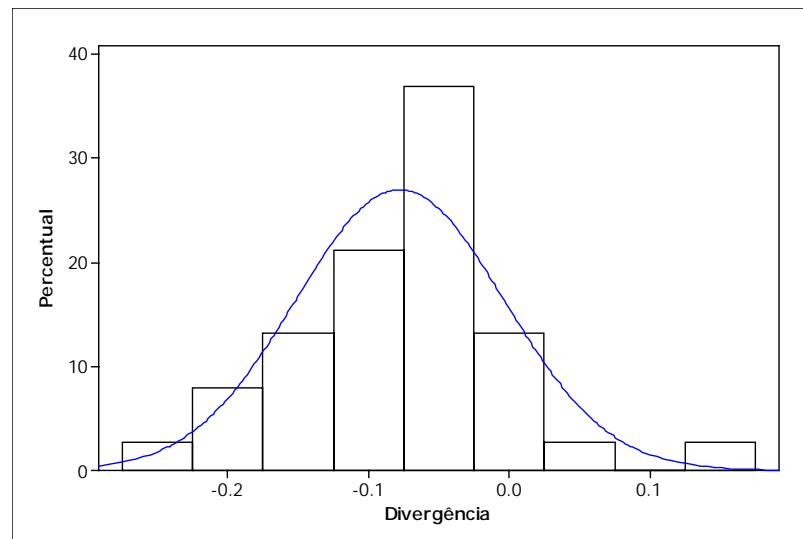


Figura 4. 45 – Histograma das divergências entre a Medição e o ANAFAS com 25 Ω.

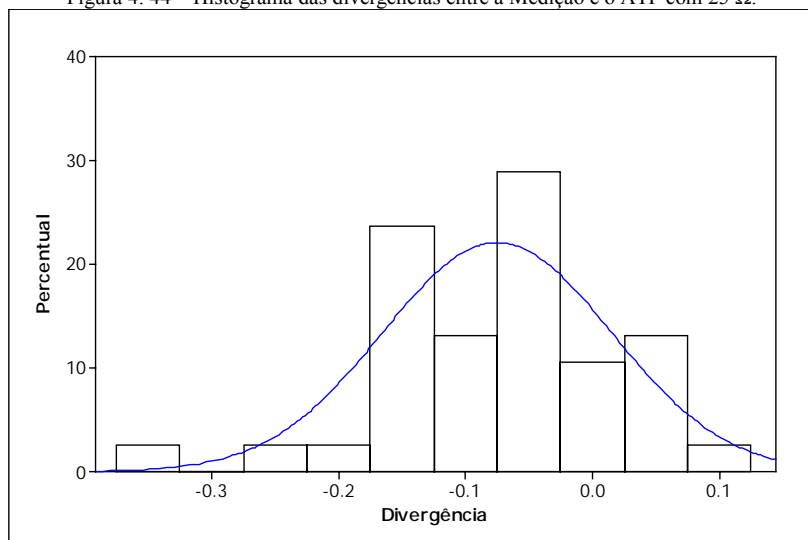


Figura 4. 46 – Histograma das divergências entre a Medição e o ATP com 40 Ω.

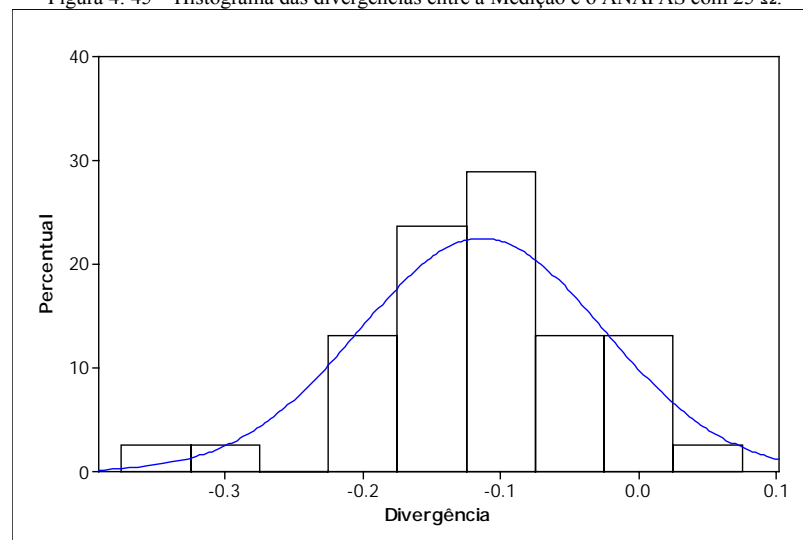


Figura 4. 47 – Histograma das divergências entre a Medição e o ANAFAS com 40 Ω.

As Figuras 4.44 e 4.45 mostram que ao se utilizar a resistência de falta igual a 25Ω , ocorre uma tendência das divergências serem mais negativas, ou seja, a intensidade do afundamento de tensão pela simulação fica menos severa.

Este mesmo comportamento, porém de forma mais acentuada, também é observado quando se simula com resistência de falta igual a 40Ω , conforme pode ser constatado nas Figuras 4.46 e 4.47.

As Tabelas 4.13, 4.14, 4.15 e 4.16 apresentam os resultados estatísticos para as resistências de falta iguais a 0, 5, 25 e 40Ω , respectivamente.

Tabela 4. 13 – Estatística - Rf igual a 0 Ω .

Estatística	Medição-ATP	Medição-ANAFAS
Média	0,0532	0,0591
Desvio-padrão	0,0923	0,1011

Tabela 4. 14 – Estatística - Rf igual a 5 Ω .

Estatística	Medição-ATP	Medição-ANAFAS
Média	0,0509	0,0625
Desvio-padrão	0,0840	0,0810

Tabela 4. 15 – Estatística - Rf igual a 25 Ω .

Estatística	Medição-ATP	Medição-ANAFAS
Média	0,0698	0,0906
Desvio-padrão	0,0489	0,0563

Tabela 4. 16 – Estatística - Rf igual a 40 Ω .

Estatística	Medição-ATP	Medição-ANAFAS
Média	0,0934	0,1183
Desvio-padrão	0,0699	0,0813

Os resultados apresentados nestas tabelas mostram que, ao se incrementar a resistência de falta, a intensidade do afundamento tende a ser mais rasa (menos severa), causando, portanto, a tendência negativa da divergência. Para este caso teste, verificou-se que a resistência de falta que causa melhor aderência entre resultados de medição e simulação é a de valor igual a 5 Ω .

As Figuras 4.48 a 4.55 mostram os *box-plots* das divergências para cada ponto monitorado nas comparações entre medição com o ATP e ANAFAS, respectivamente, quando utilizou-se resistências de falta iguais a 0, 5, 25 e 40 Ω .

A partir destas figuras, pode-se verificar em quais pontos ocorreram as maiores divergências, bem como pode-se observar o comportamento das divergências para cada ponto monitorado, à medida que o valor da resistência de falta é alterado. A maior divergência ocorreu no ponto de monitoração P6, quando a resistência de falta simulada foi 0 Ω , sendo que para resistência de falta igual a 40 Ω o erro reduz drasticamente.

Mediante os resultados, pode-se dizer que não é possível obter uma resistência de falta ótima para uma amostra de eventos, pois para cada evento de curto-circuito, o valor da resistência de falta é diferente.

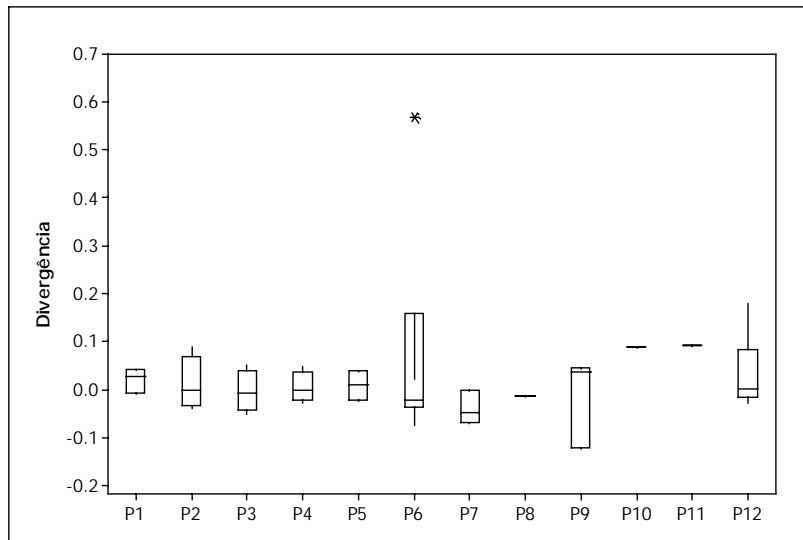


Figura 4. 48 – Box-plots das divergências entre medição e ATP por ponto monitorado com R_f igual a 0 Ω .

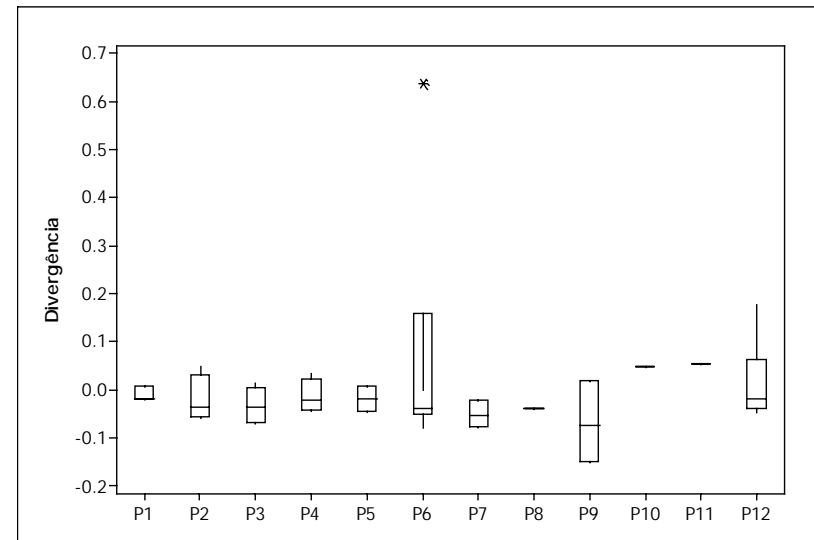


Figura 4. 49 – Box-plots das divergências entre medição e ANAFAS por ponto monitorado com R_f igual a 0 Ω .

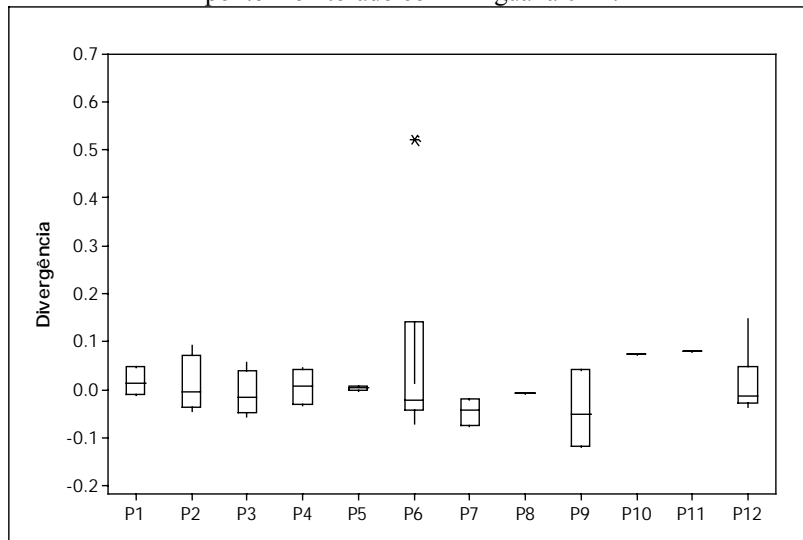


Figura 4. 50 – Box-plots das divergências entre medição e ATP por ponto monitorado com R_f igual a 5 Ω .

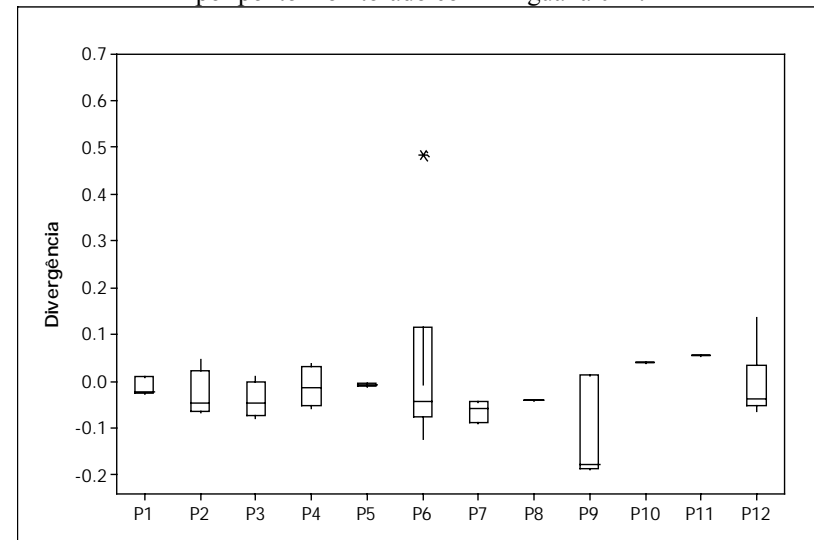


Figura 4. 51 – Box-plots das divergências entre medição e ANAFAS por ponto monitorado com R_f igual a 5 Ω .

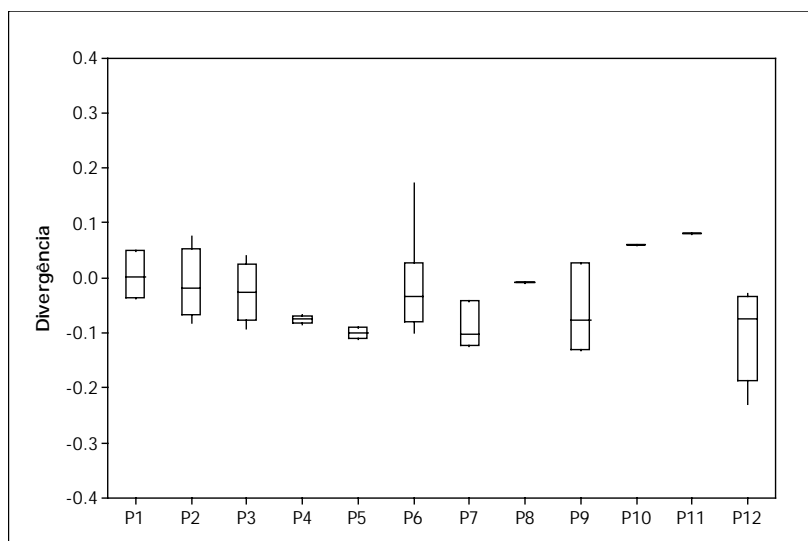


Figura 4. 52 – Box-plots das divergências entre medição e ATP por ponto monitorado com Rf igual a 25 Ω .

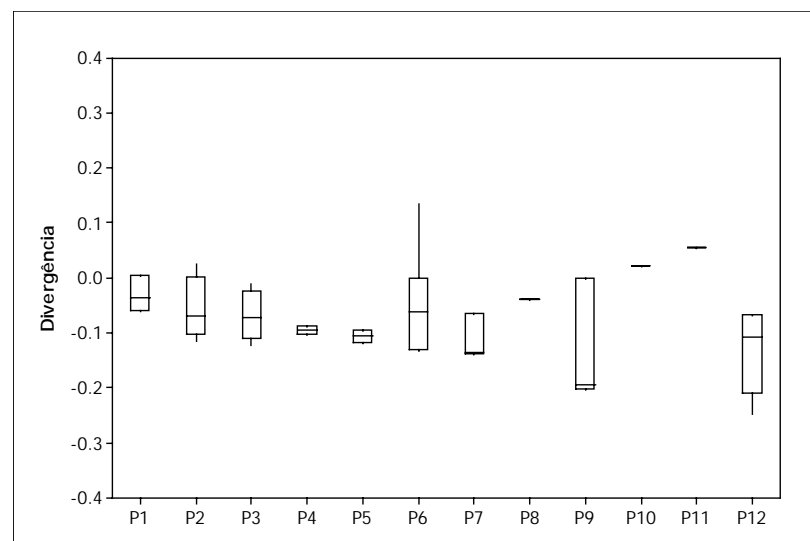


Figura 4. 53 – Box-plots das divergências entre medição e ANAFAS por ponto monitorado com Rf igual a 25 Ω .

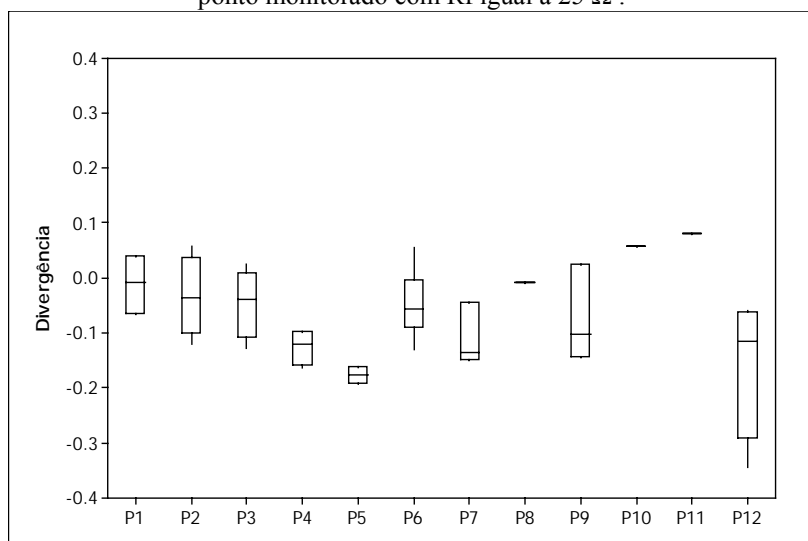


Figura 4. 54 – Box-plots das divergências entre medição e ATP por ponto monitorado com Rf igual a 40 Ω .

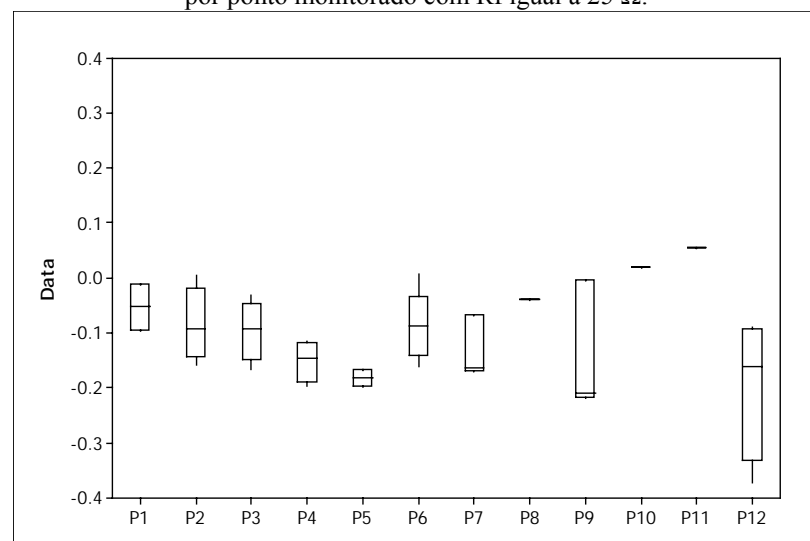


Figura 4. 55 – Box-plots das divergências entre medição e ANAFAS por ponto monitorado com Rf igual a 40 Ω .

As Figuras 4.57 a 4.64 mostram os box-plots das divergências para cada evento nas comparações entre medição com o ATP e ANAFAS, respectivamente, quando utilizou-se resistência de falta igual a 0, 5, 25 e 40 Ω .

Com base nestas figuras conclui-se que a maior divergência ocorre para o evento 2 que se trata de um defeito fase-terra em 230 kV ocorrido na LT Coxipó-Jauru a 10 km de Coxipó, como mostra a Figura 4.56, sensibilizando somente Coxipó (P6). Ao simular com resistência de falta igual a 40 Ω observa-se uma redução acentuada da divergência, o que mostra que este evento pode ter sido atípico para o sistema utilizado como caso teste.

Outro evento no qual observa-se elevada divergência é o de número 29, que corresponde a um curto-circuito FFT em 138 kV ocorrido na LT Cáceres – IV Marcos a 77 km de Cáceres, como mostra a Figura 4.56, que sensibilizou somente IV Marcos (P12). Quando se simula com resistência de falta igual a 25 Ω a divergência também reduz substancialmente.

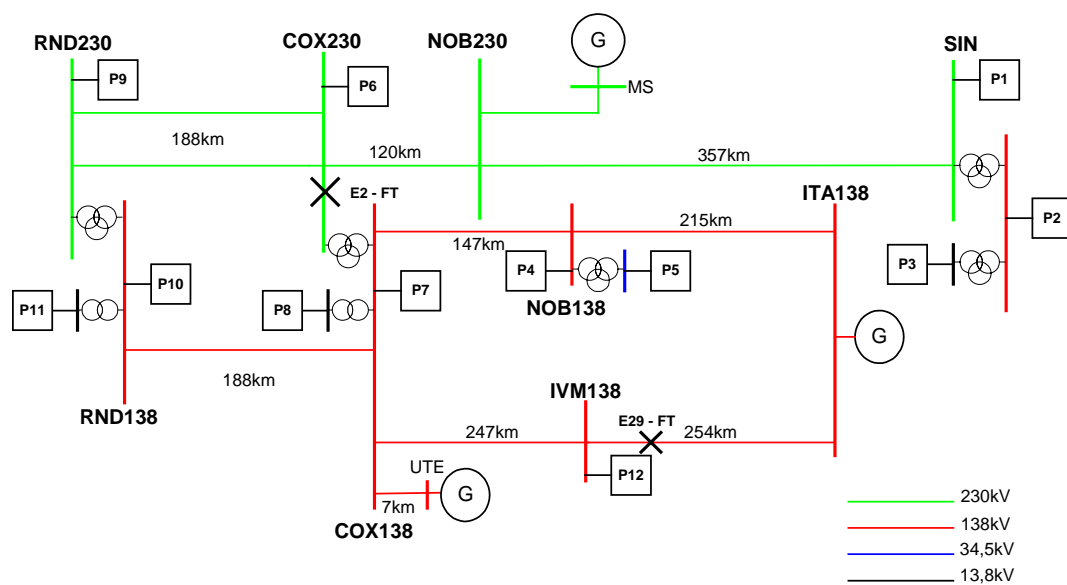


Figura 4. 56 – Locais de ocorrência dos eventos 2 e 29.

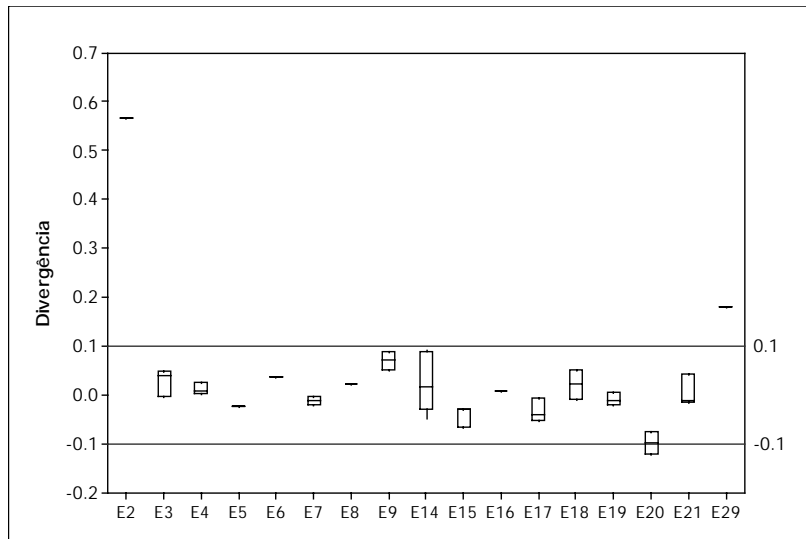


Figura 4. 57 – Box-plots das divergências entre medição e ATP por evento com R_f igual a 0Ω .

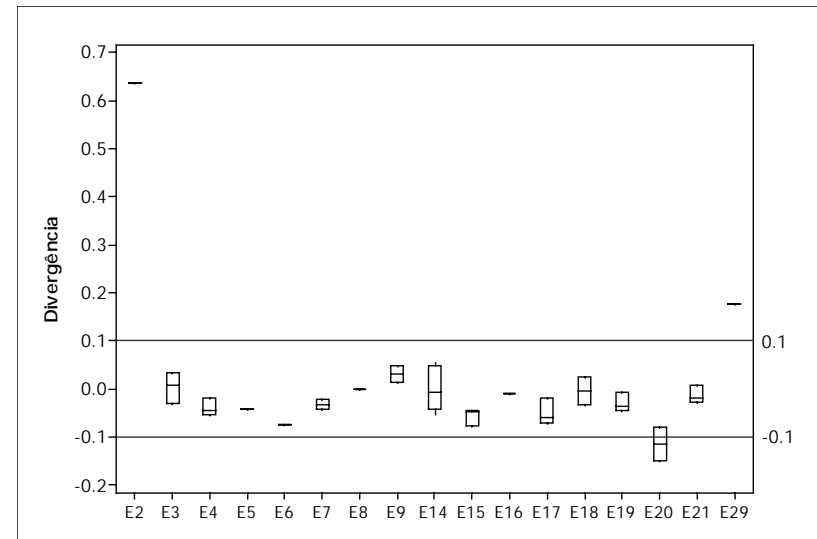


Figura 4. 58 – Box-plots das divergências entre medição e ANAFAS por evento com R_f igual a 0Ω .

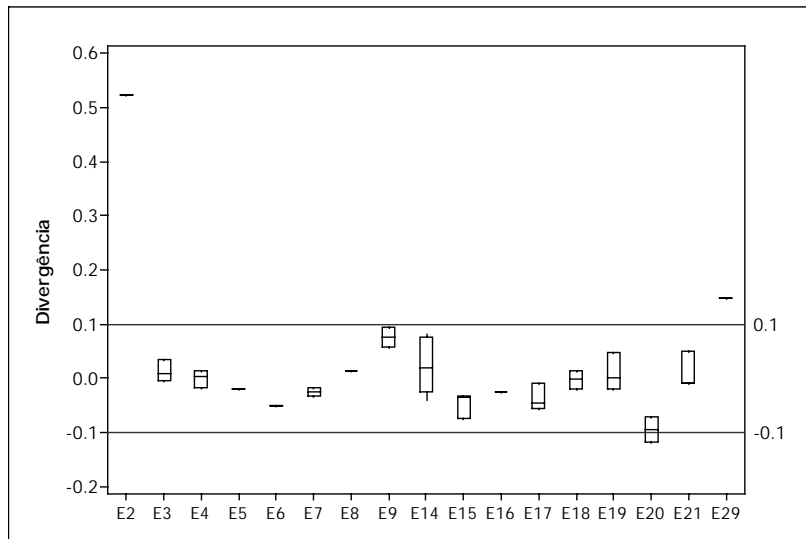


Figura 4. 59 – Box-plots das divergências entre medição e ATP por evento com R_f igual a 5Ω .

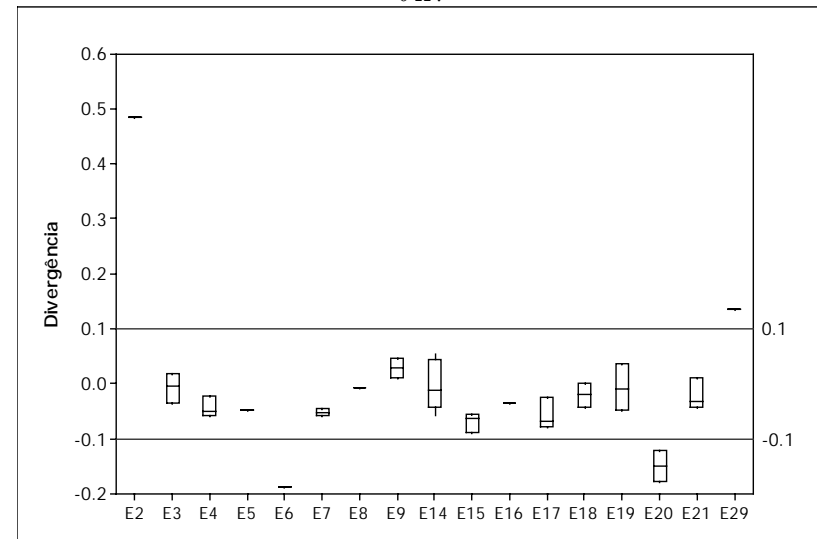


Figura 4. 60 – Box-plots das divergências entre medição e ANAFAS por evento com R_f igual a 5Ω .

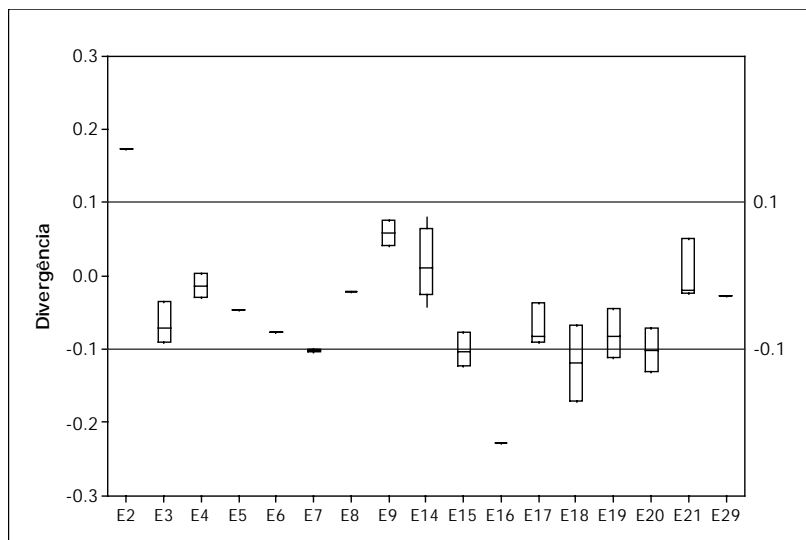


Figura 4. 61 – Box-plots das divergências entre medição e ATP por evento com R_f igual a 25 Ω .

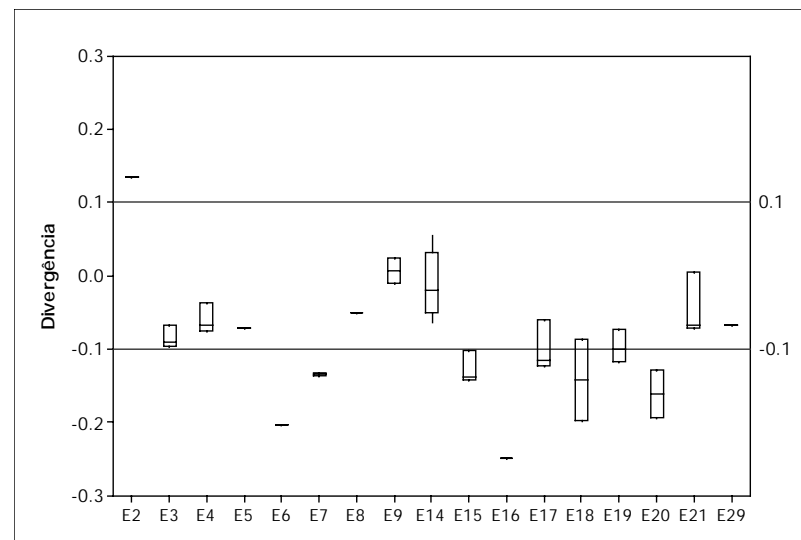


Figura 4. 62 – Box-plots das divergências entre medição e ANAFAS por evento com R_f igual a 25 Ω .

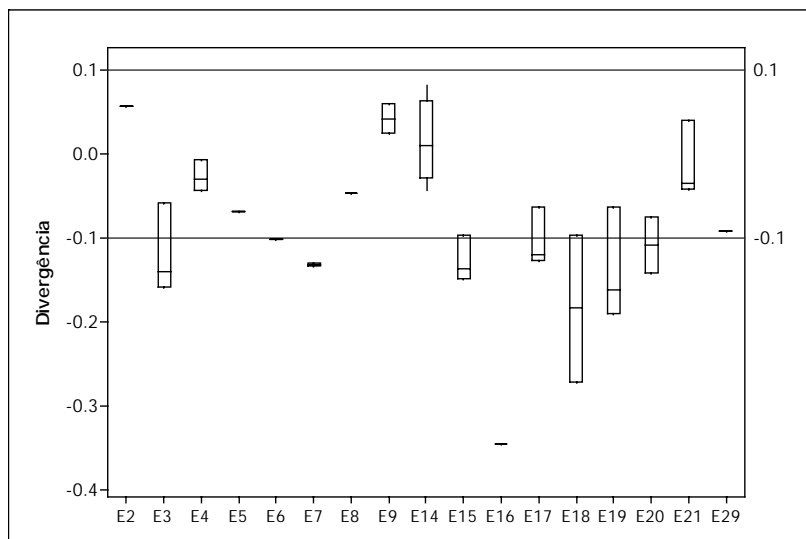


Figura 4. 63 – Box-plots das divergências entre medição e ATP por evento com R_f igual a 40 Ω .

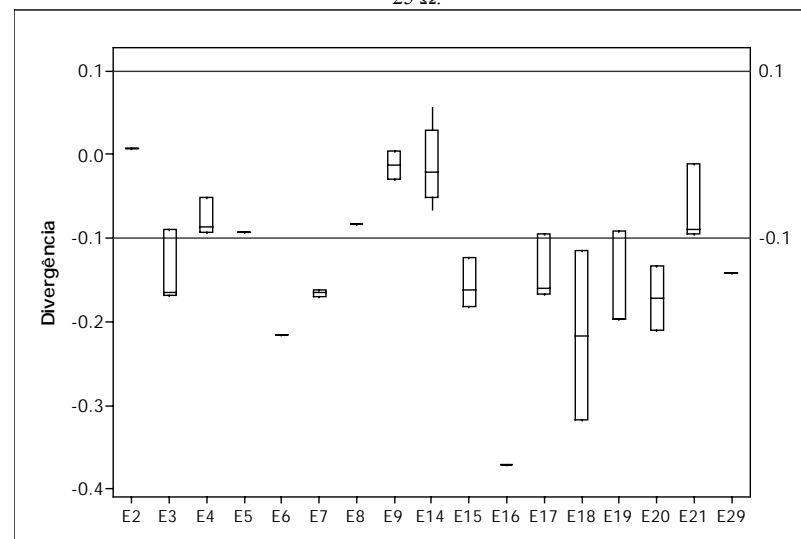


Figura 4. 64 – Box-plots das divergências entre medição e ANAFAS por evento com R_f igual a 40 Ω .

As Figuras 4.65 e 4.66 mostram os comportamentos das divergências médias nos pontos de monitoração para os quatro conjuntos de resultados (simulação com 0, 5, 25 e 40 Ω), utilizando o ATP E ANAFAS, respectivamente.

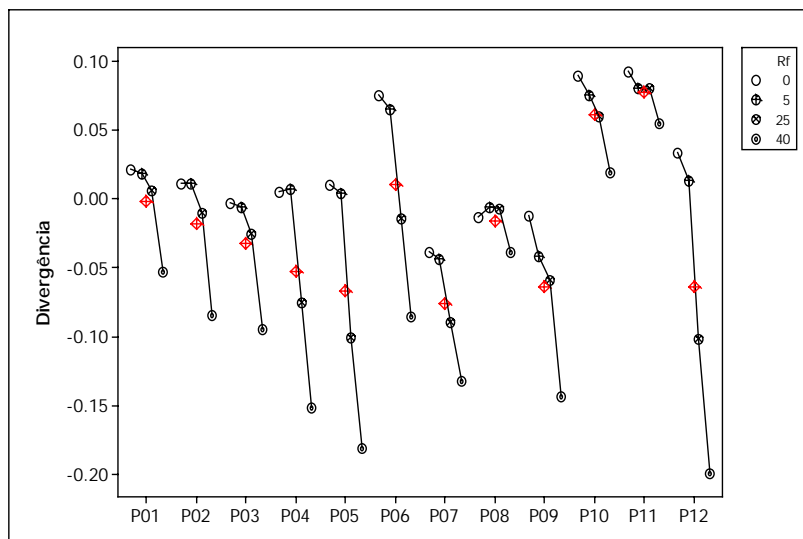


Figura 4. 65 – Comportamento médio das divergências entre a Medição e o ATP variando a Rf.

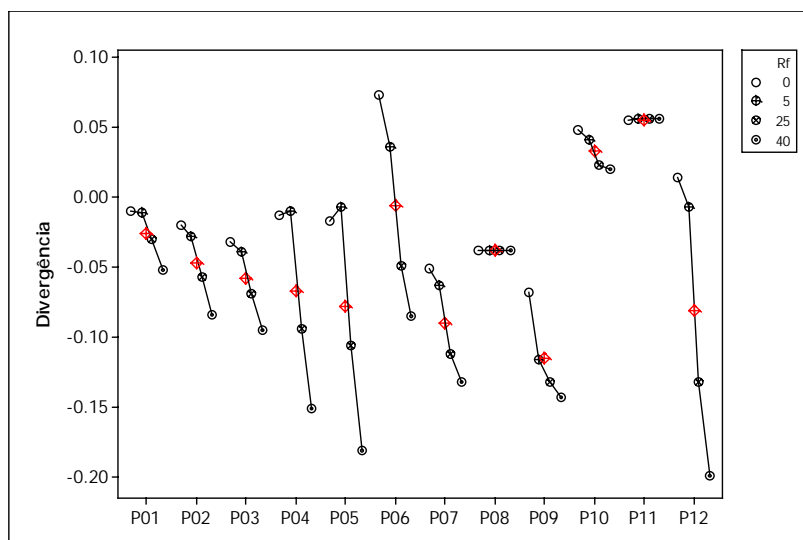


Figura 4. 66 – Comportamento médio das divergências entre a Medição e o ANAFAS variando a Rf.

Novamente verifica-se que as divergências têm tendência a se tornarem mais negativas, ou seja, quanto maior a resistência de falta, menos severas serão as intensidades dos afundamentos de tensão, como de fato já era esperado.

As Figuras 4.67 e 4.68 apresentam os valores de divergência por resistência de falta para os eventos de curto-circuito que sensibilizaram P6, pelas comparações entre a medição com o ATP e ANAFAS, respectivamente.

Da mesma forma, as Figuras 4.69 e 4.70 apresentam os valores de divergência por resistência de falta para os eventos de curto-circuito que sensibilizaram P12.

Em P6 o evento que apresentou maior variação na divergência com a resistência de falta foi o evento 2, caracterizando-se como um defeito atípico devido à elevada resistência de falta. Já em P12, a variação imposta pela resistência de falta está diretamente associada à proximidade do ponto de medição P12, conforme também verifica-se para os eventos 16, 18 e 29 que ocorreram em linhas de transmissão com barra terminal em P12.

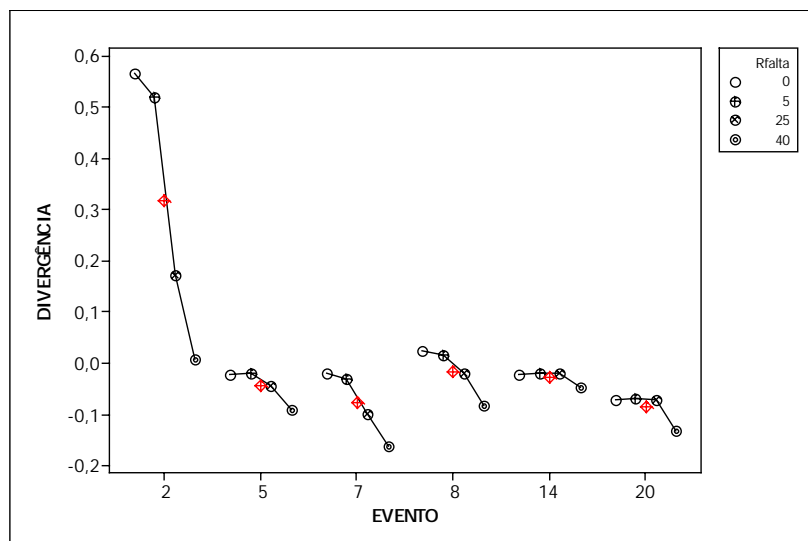


Figura 4. 67 – Influência da Rf nas divergências entre medição e ATP em P6.

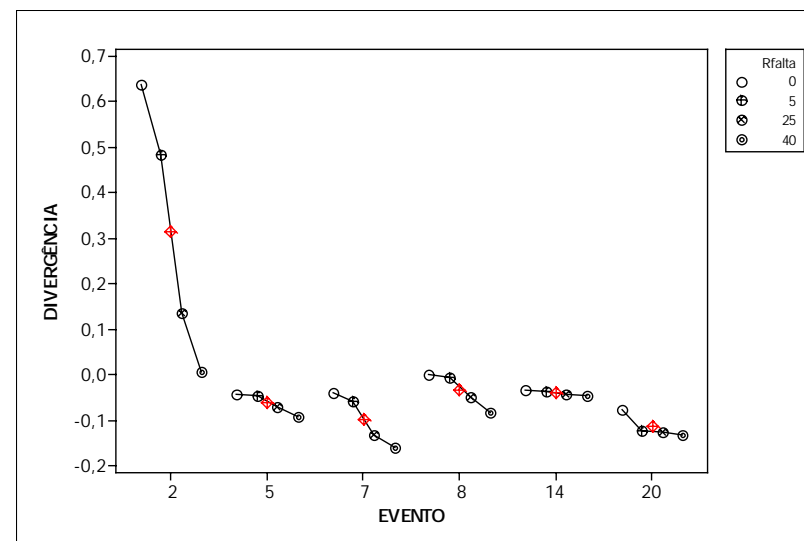


Figura 4. 68 – Influência da Rf nas divergências entre medição e ANAFAS em P6.

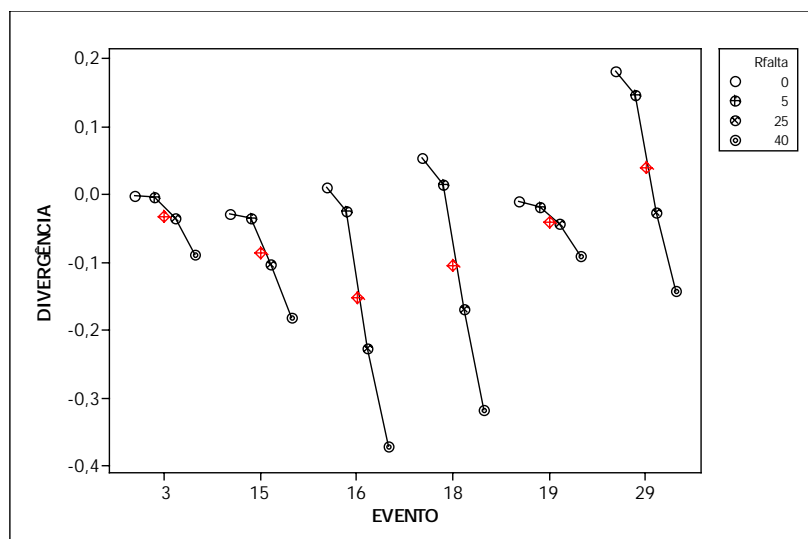


Figura 4. 69 – Influência da Rf nas divergências entre medição e ATP em P12.

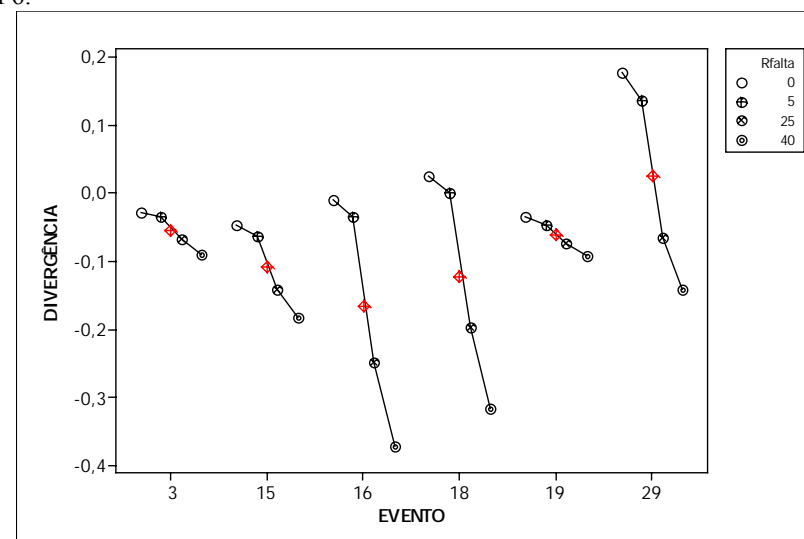


Figura 4. 70 – Influência da Rf nas divergências entre medição e ANAFAS em P12.

4.5. Considerações Finais

O presente capítulo fez uma comparação de intensidades de afundamentos de tensão, considerando, para tanto, resultados de simulação e medição.

Os resultados de simulação foram obtidos através de duas ferramentas distintas: um programa de cálculo convencional de curto-circuito no domínio da frequência e outro de cálculo de transitórios eletromagnéticos com solução no domínio do tempo.

Como principais conclusões, destacam-se:

- Através de análise da influência da tensão pré-falta, observou-se que para o caso teste estudado, esta variável tem pouca influência na determinação da divergência média quando se comparam resultados de medição e simulação, tanto via ATP como ANAFAS;
- Quando varia-se a localização do defeito em $\pm 5\%$ o comprimento da linha de transmissão sob defeito, percebe-se que ocorre, de modo geral, pouca alteração dos resultados em comparação com o caso base que utilizou a localização informada pela concessionária, com exceção daqueles defeitos que ocorrem em linhas cujos terminais são pontos de monitoração;
- Observou-se que o efeito de variação da resistência de falta reduz a severidade do afundamento de tensão, principalmente quando o ponto de falta estiver próximo ao ponto monitorado;
- As simulações permitem concluir que a resistência de falta típica está entre 0 e 5 Ω . Entretanto, em dois casos atípicos, verificou-se que para um destes defeitos, a resistência de falta estimada foi em torno de 40 Ω , enquanto que para o outro foi de 25 Ω .
- No caso base verificou-se uma razoável aderência entre medição e simulação, sendo que os valores médios das divergências ficaram em torno de 5%, valor este considerado satisfatório. Entretanto, salienta-se que foram verificadas divergências elevadas que foram minimizadas através da variação de alguns fatores de influência, destacando-se a localização de falta e resistência de falta.

O próximo capítulo apresenta um estudo sobre a propagação de afundamentos de tensão, também objetivando o confronto entre a medição e simulação, porém buscando analisar se existe coerência quanto à sensibilização entre medição e simulação para os diversos eventos.

5

PROPAGAÇÃO DE AFUNDAMENTOS DE TENSÃO - ESTUDO DE CASO

5.1. Considerações Iniciais

O afundamento de tensão é um distúrbio que pode, em certos casos, ter impacto numa extensa região do sistema elétrico; faz-se pois necessário, compreender como se procede a sua propagação no sistema em decorrência de um curto-circuito.

Atualmente, a propagação de afundamentos de tensão é um assunto de grande interesse para pesquisadores e especialistas em sistemas elétricos e, no entanto, a literatura técnica ainda carece de resultados práticos sobre este tema.

Neste contexto, este capítulo abordará os principais aspectos relacionados à propagação de afundamentos de tensão, considerando o caso teste já apresentado no capítulo 4. Vale dizer que o caso teste é um sistema de porte considerável em relação ao Sistema Interligado Nacional (SIN) e com extensa área de abrangência.

Como já foi apresentado anteriormente, o afundamento de tensão é um distúrbio aleatório influenciado pela tensão pré-falta, pela localização do defeito e pela resistência de falta, dentre outros fatores.

Com o propósito de verificar quão significativa é a influência destas variáveis na propagação, os tópicos abordados nos itens deste capítulo contemplarão:

- Índice de Propagação Pontual, cujo objetivo é verificar o nível de sensibilidade dos pontos monitorados, utilizando dados de medição e simulação;
- Índice de Propagação por Evento, com a finalidade de verificar a severidade de cada ocorrência de curto-circuito no sistema;
- Índice de Propagação Global, cujo objetivo é determinar a função distribuição, comparando-se resultados de simulação com medição.

Também faz parte deste capítulo a análise da propagação para alguns eventos de curto-circuito selecionados, onde serão avaliadas diversas características do distúrbio, tais como a

evolução RMS da tensão, assimetria e o desequilíbrio observados através dos diagramas fasoriais e também a evolução RMS das componentes de sequência da tensão.

5.2. Índice da Propagação por Ponto - IPP

Os resultados apresentados nesta seção buscam comparar, via medição e simulação, os índices de propagação por ponto, adotando-se como critério para contagem dos eventos o nível de 85% de tensão remanescente.

De forma análoga ao capítulo 4, os resultados serão apresentados primeiramente para o caso base e na sequência serão avaliadas a influência das variáveis mais importantes: tensão pré-falta, localização de defeito e a resistência de falta.

5.2.1. Caso Base

A Figura 5. 1 apresenta o IPP_{85%} para a Medição, o ATP e o ANAFAS, todos relativos ao caso base.

Verifica-se que a simulação, tanto via ATP como ANAFAS, teve tendência a contabilizar mais afundamentos, exceto em P6 onde ocorre maior contagem pela medição. Este fato pode estar associado às variáveis aleatórias, já mencionadas (tensão pré-defeito, localização do defeito e resistência de falta).

Verifica-se que, de modo geral, o número de AMTs obtidos via ANAFAS é maior que o verificado na medição e menor que o obtido via ATP.

O ponto no qual a simulação correspondeu à medição foi o ponto P12 que contabilizou 13 afundamentos.

Nota-se que os pontos P1 a P3 tiveram, praticamente, a mesma contagem de AMTs, fato este também verificado através da simulação. Este comportamento está associado à característica radial do sistema na região de Sinop, conforme pode ser observado na Figura 4. 1.

Outra verificação foi a maior ocorrência de AMTs nos pontos P4, P5 e P12, sendo que isto se deve a topologia em anel da região onde estes monitores foram instalados, somado ao fato desta região ter concentrado o maior número de ocorrências de curto-circuito.

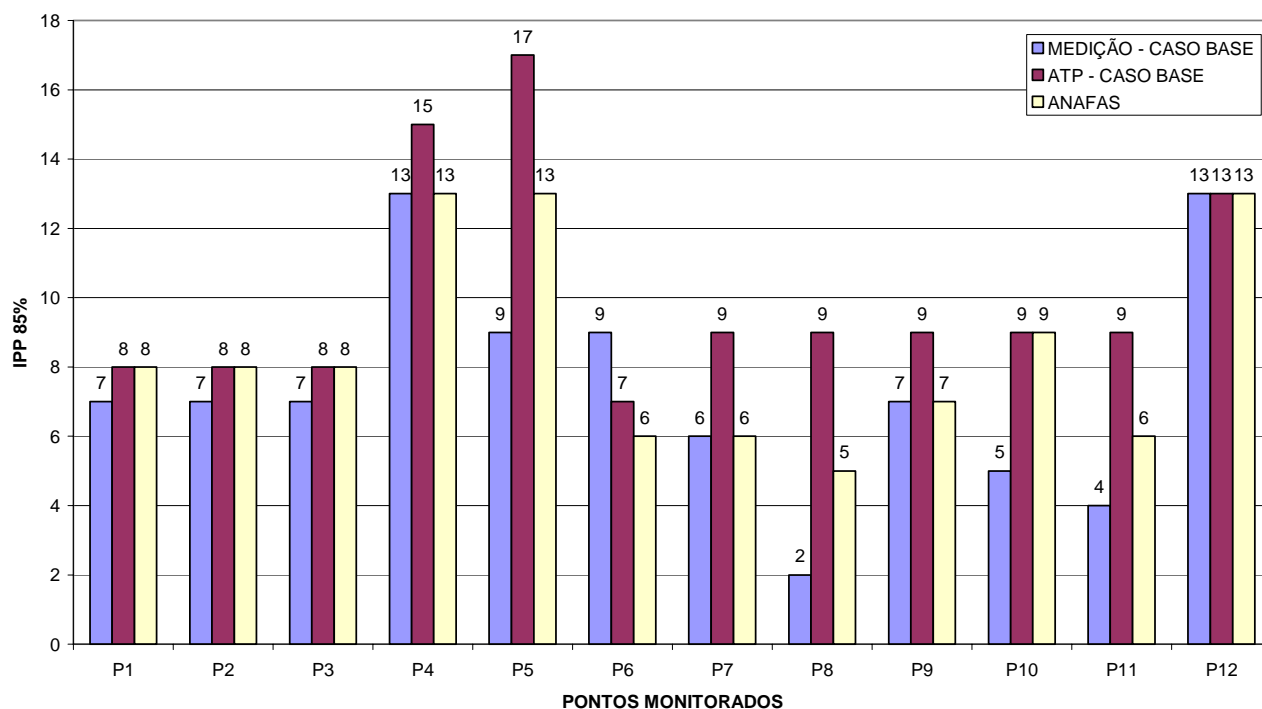


Figura 5. 1 – IPP_{85%} - Caso Base.

5.2.2. Influência da Tensão Pré-Falta

Para o cálculo do IPP considerando a influência da tensão pré-falta, adotou-se procedimento semelhante àquele apresentado no capítulo anterior. Desta forma, os IPPs obtidos via medição e simulação através do ATP foram calculados dividindo-se a intensidade dos AMTs do caso base pelas respectivas tensões pré-falta.

Os resultados obtidos são apresentados na Figura 5. 2 onde nota-se que, ao se aplicar o ajuste da tensão pré-falta, é mantida a tendência de menor contabilização de AMTs pela medição.

Verifica-se que P1, P2, P3, P6, P9 e P11 praticamente mantiveram a mesma contabilização do caso base. No ponto P7, o ajuste da tensão pré-falta igualou o IPP_{85%} da medição e simulação.

No caso base constatou-se que, em P12, a simulação e medição apresentavam resultados idênticos, enquanto aqui estes são ligeiramente diferentes.

Comparando-se os resultados apresentados nas Figuras 5. 1 e 5.2, conclui-se que a tensão pré-defeito tem certa influência sobre a contabilização de afundamentos de tensão, ora aproximando, ora distanciando os resultados da medição e simulação.

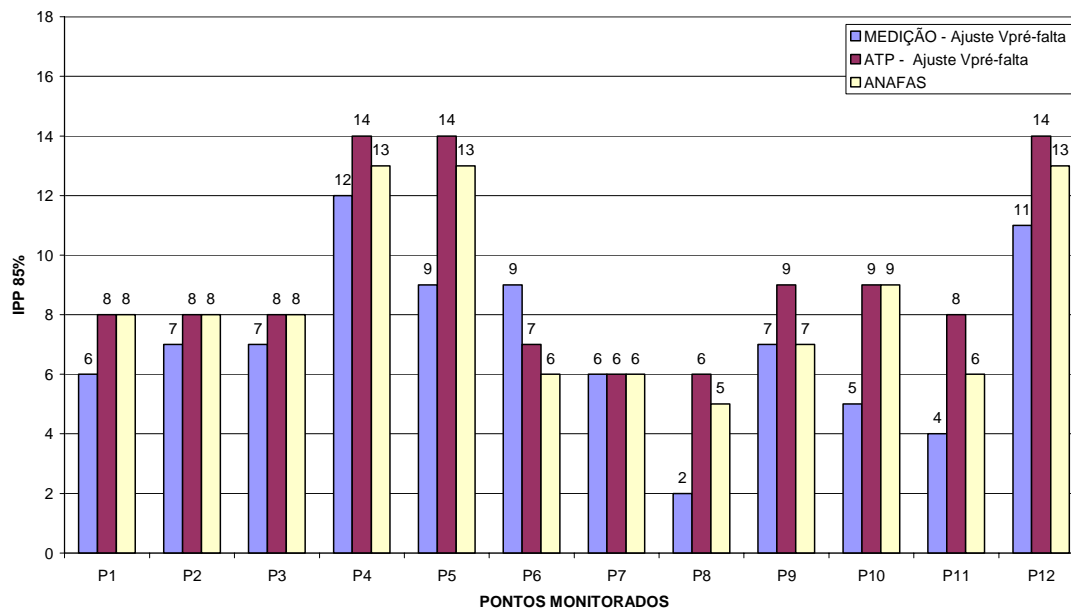


Figura 5. 2 – IPP_{85%} com ajuste da intensidade pela tensão pré-falta.

5.2.3. Influência da Localização do Defeito

A localização do defeito altera diretamente a matriz de impedância nodal e a posição relativa entre os pontos de defeito e de monitoração, conforme equação (3.4) e, por consequência, a intensidade do AMT também é influenciada. Para comparar o IPP, a localização do defeito foi alterada em $\pm 5\%$ do comprimento da linha de transmissão a partir da localização informada pela concessionária.

Vale ressaltar que os resultados aqui considerados utilizam as intensidades dos afundamentos de tensão com o respectivo ajuste pela tensão pré-falta.

A Figura 5. 3 apresenta o IPP_{85%} quando fez-se a variação de $\pm 5\%$ da localização do defeito para o ATP e ANAFAS, juntamente com o resultado da medição.

Como pode ser observado, a variação da localização do defeito causa certa influência na contabilização do número de AMTs, entretanto, não de forma tão pronunciada; por exemplo, os pontos P1, P2 e P3, mantiveram a contagem de AMTs quando variou-se a localização do defeito em $+5\%$, enquanto que ao variar a LD em -5% , houve o acréscimo de um AMT nos três pontos monitorados.

Verifica-se também que a variação da LD em -5% resultou na simulação a mesma contabilização de AMTs para todos os pontos monitorados, enquanto que a variação em $+5\%$ resultou em pequenas diferenças na contabilização entre os dois programas nos pontos P4, P5, P6, P7, P8, P9, P10 e P11. Supõe-se que estas ligeiras divergências podem estar associadas a diferenças intrínsecas aos métodos de cálculo utilizados pelos dois programas.

De modo geral pode-se dizer que a localização de defeito não afetou significativamente os resultados; entretanto, vale ressaltar que a localização do defeito se torna importante à medida que o defeito se aproxima do ponto de monitoração.

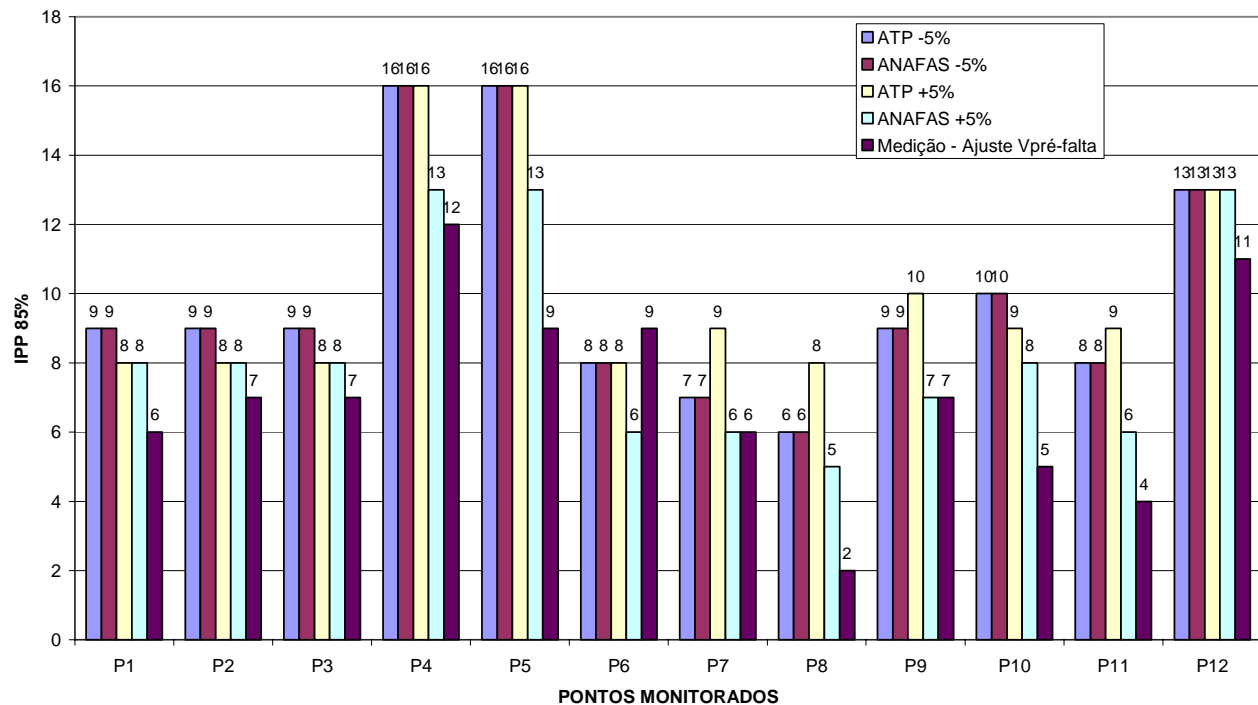


Figura 5.3 – IPP_{85%} com variação da localização do defeito.

5.2.4. Influência da Resistência de Falta

As Figuras 5.4 e 5.5 apresentam os resultados quando se consideram resistências de faltas iguais a 0, 5, 25, e 40 Ω para os defeitos envolvendo a terra, utilizando os programas ATP e ANAFAS, respectivamente.

Como já era esperado, ao aumentar o valor da resistência de falta, a contagem do número de AMTs tende a reduzir. O grau de influência desta variável dependerá, fundamentalmente, da distância elétrica entre o ponto sob defeito e o ponto monitorado; portanto, quanto mais próximo for, eletricamente, o defeito do ponto monitorado, maior será a influência desta variável.

No caso teste em estudo, por se tratar de um sistema de grande porte, observou-se que a variação da resistência de falta não influenciou sobremaneira os pontos P1 a P3, pelo fato destes pontos estarem distantes, eletricamente, da região onde ocorreu o maior número de curtos-circuitos.

Pode-se concluir que a resistência de falta poderá influenciar na contagem de AMTs, no entanto, para o caso teste em análise e com os valores de resistência de falta simulados, não foram verificadas grandes variações.

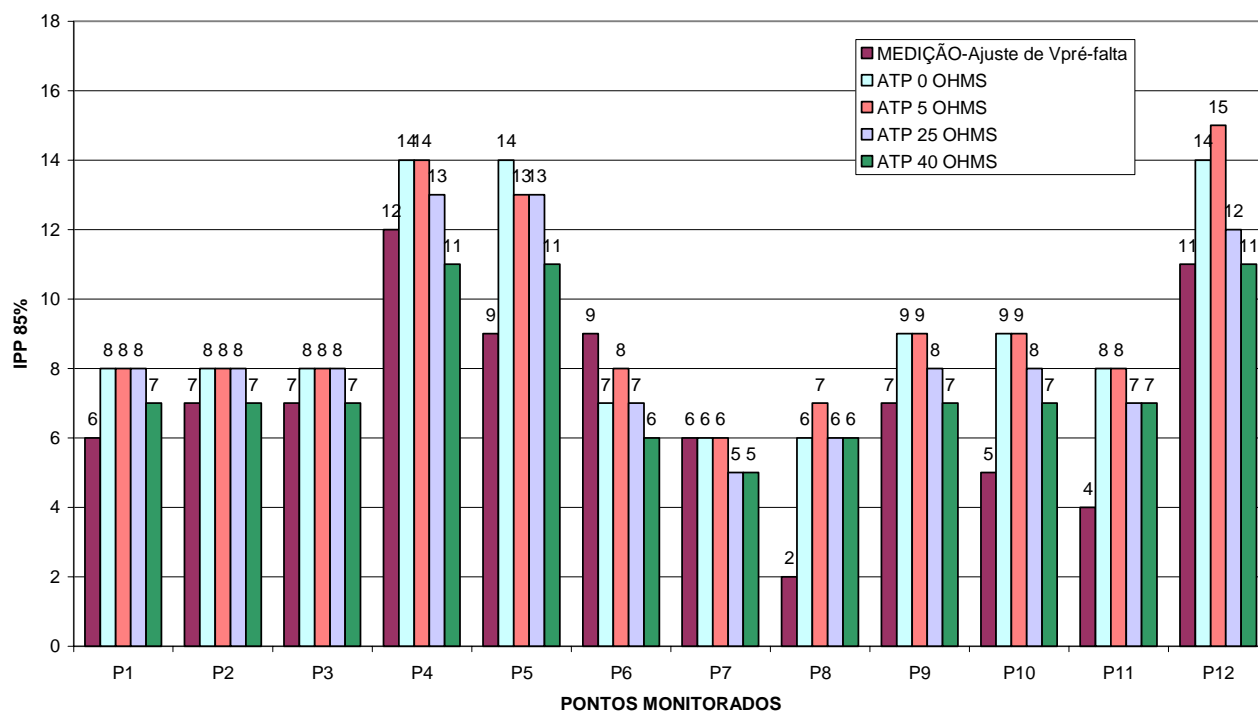


Figura 5. 4 – $IPP_{85\%}$ com variação da resistência de falta - ATP.

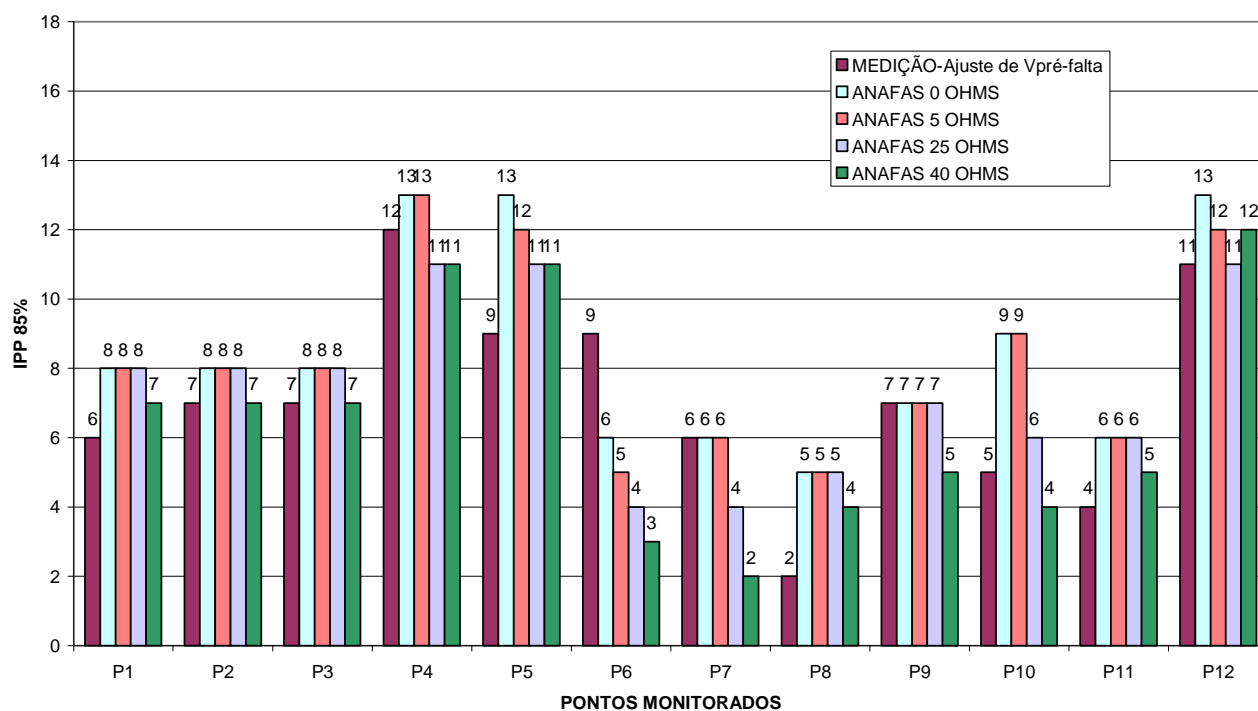


Figura 5. 5 – $IPP_{85\%}$ com variação da resistência de falta-ANAFAS.

5.3. Índice da Propagação por Evento – IPE

Conforme definido no capítulo 2, o IPE representa a severidade de cada curto-circuito ocorrido no sistema elétrico, contabilizando o número de afundamentos de tensão; quanto maior a severidade, maior será o número de pontos de monitoração sensibilizados e vice-versa.

De forma semelhante ao item anterior, primeiramente serão exibidos os resultados correspondentes ao caso base e posteriormente serão avaliadas a diversas variáveis de influência.

5.3.1. Caso Base

A Figura 5. 6 apresenta o $IPE_{85\%}$ verificado em cada evento considerando o caso base, onde se verifica uma tendência, em média, de cada evento de curto-circuito sensibilizar 3 medidores. Evidentemente, ocorrem eventos mais severos, como foi o caso do evento 24 da Tabela 4.3, que sensibilizou 11 medidores sendo que um estava fora de operação no momento do curto-circuito; este evento foi um curto-circuito trifásico na LT Nobres – Sinop 230kV.

Nota-se também que os eventos onde ocorrem maior diferença entre a medição e simulação foram os eventos E2, E7 e E29, que são defeitos com envolvimento da terra. Nos eventos E7 e E29 observa-se que ocorre diferença na contabilização entre o ATP e ANAFAS.

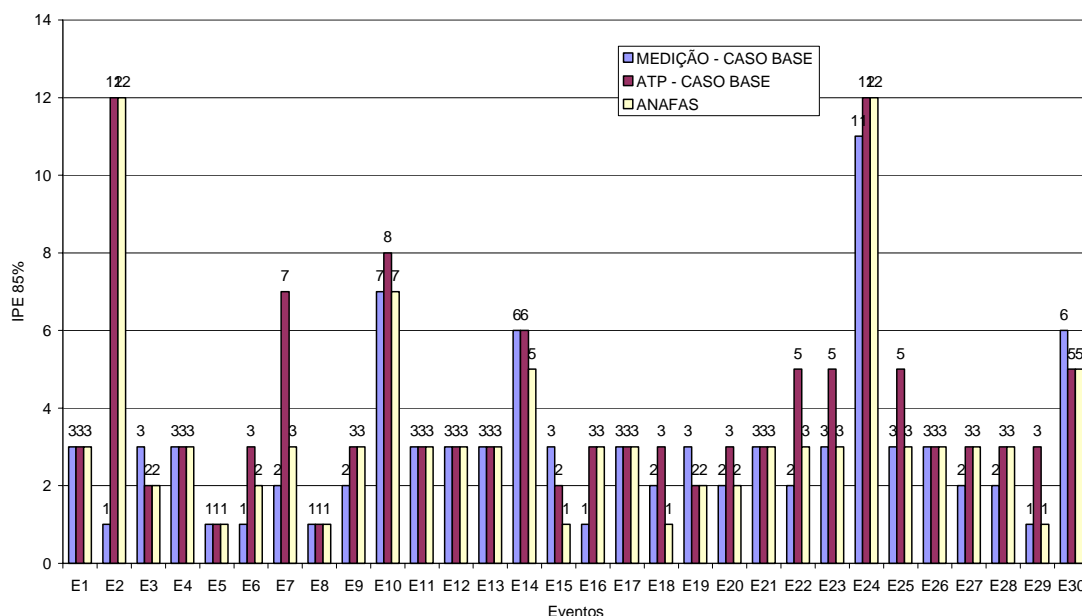


Figura 5. 6 – $IPE_{85\%}$ - Caso Base.

5.3.2. Influência da Tensão Pré-Falta

Após o ajuste de tensão pré-falta, foram obtidos os resultados apresentados na Figura 5.7, a qual observa-se ausência de mudanças significativas. Dentre os eventos que apresentaram maiores divergências (E2, E7 e E29), somente para o evento E29 os $IPE_{85\%}$ da medição e da simulação ficaram iguais a 1.

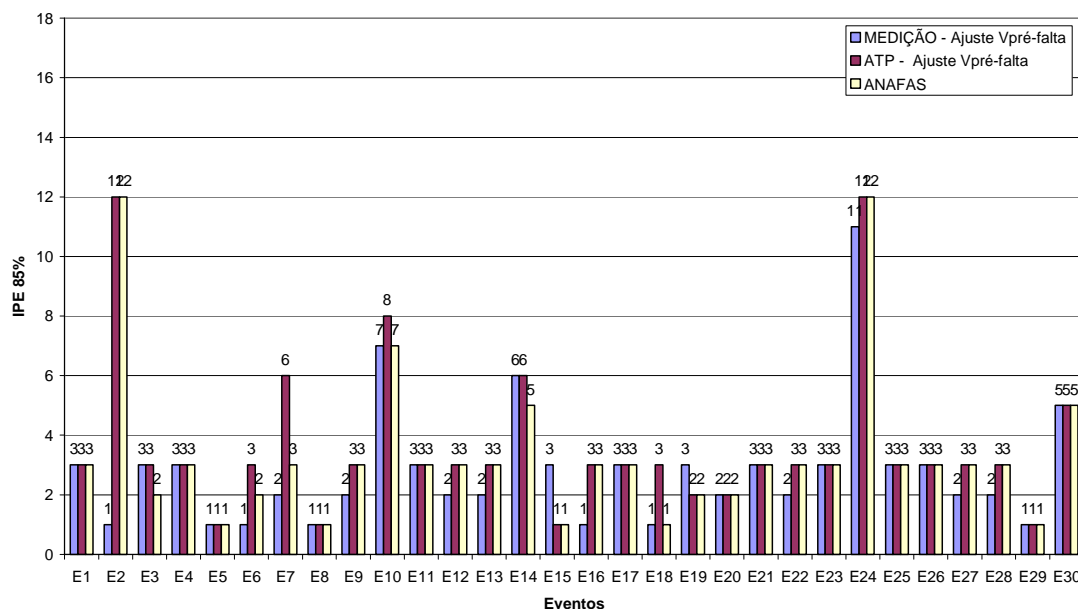


Figura 5. 7 – IPE_{85%} com ajuste da tensão pré-defeito.

5.3.3. Influência da Localização do Defeito

A Figura 5. 8 apresenta o IPE_{85%} quando varia-se a localização do defeito na simulação em $\pm 5\%$ do comprimento da LT.

Verifica-se que o IPE_{85%} não se altera de forma pronunciada para a maioria dos defeitos; no entanto, para alguns casos, notou-se que a mesma variação da localização do defeito, resultou em IPEs diferentes entre o ANAFAS e ATP, como por exemplo para os eventos E6, E7, E8, E10, E14, E15, E16, E18, E20, E22, E23, E25, E29 e E30.

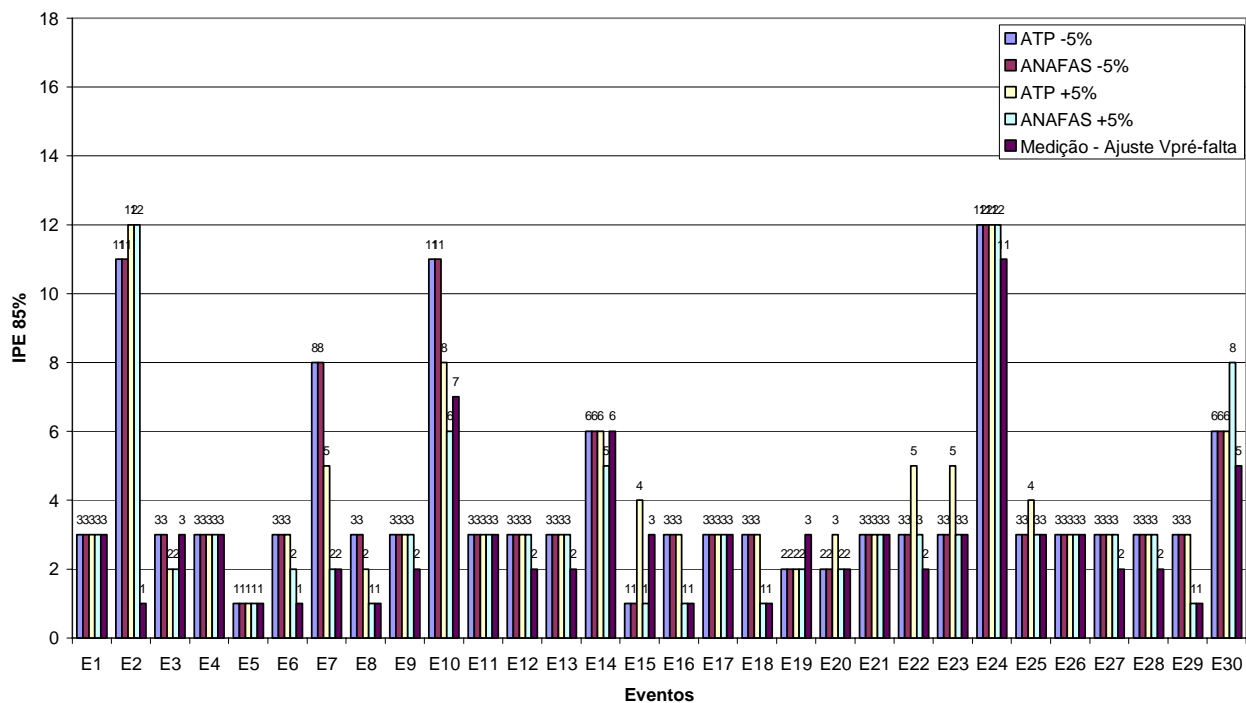


Figura 5. 8 – IPE_{85%} com variação da localização do defeito.

Entretanto, pode-se concluir que ao variar a localização conforme metodologia apresentada, a maioria dos eventos o $IPE_{85\%}$ não se altera de forma considerável e se confirma uma tendência a sensibilizar, em média, três medidores por evento.

5.3.4. Influência da Resistência de Falta

Os resultados de $IPE_{85\%}$ obtidos, considerando resistências de falta iguais a 0, 5, 25 e 40 Ω são apresentados nas Figuras 5.9 e 5.10, para o ATP e ANAFAS, respectivamente. Vale ressaltar que nestas figuras são mostrados somente os eventos que tiveram envolvimento com a terra.

Percebe-se que, em alguns casos, o aumento da resistência de falta reduz o $IPE_{85\%}$, como por exemplo, nos eventos E2, E3, E7, E15, E16, E18 e E19. Esta redução está diretamente relacionada à proximidade elétrica entre o ponto sob defeito e o ponto monitorado.

Entretanto, em outros casos, como os eventos E4, E5, E6, E9, E14, E17, E20, E21 e E29, a variação de resistência de falta não implica em alteração do $IPE_{85\%}$ calculado; isto caracteriza que tais eventos ocorreram eletricamente distantes dos pontos monitorados.

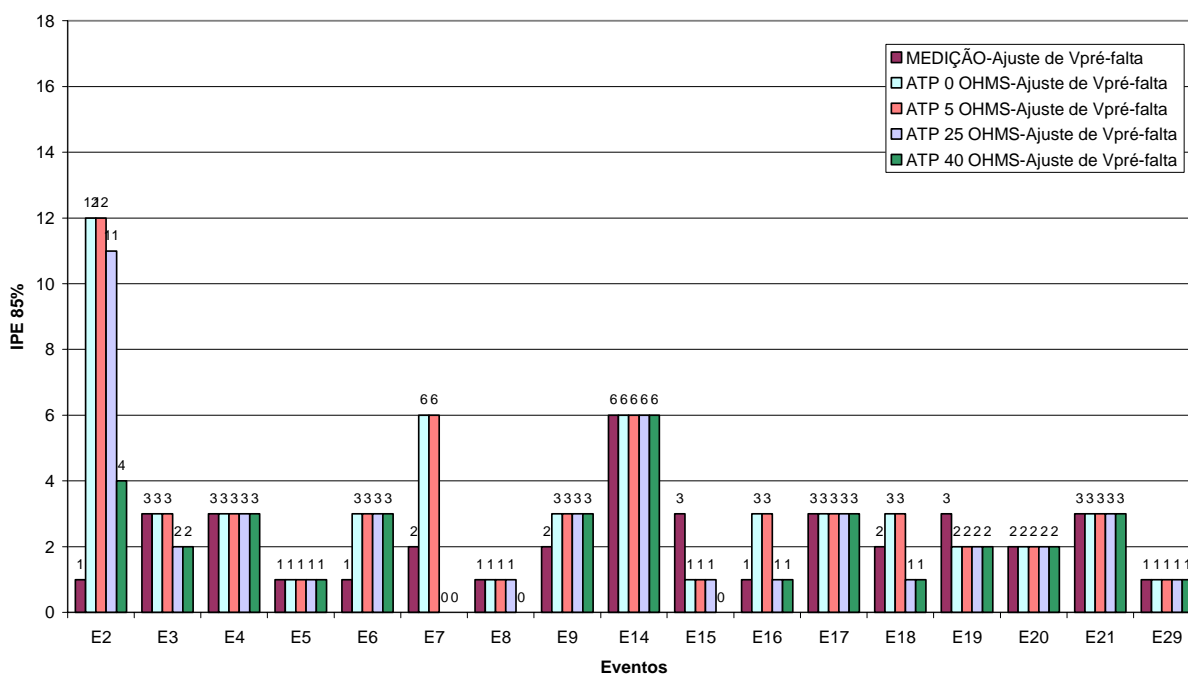


Figura 5.9 – $IPE_{85\%}$ com variação da resistência de falta - ATP.

Conclusões semelhantes às apresentadas para os resultados obtidos via ATP podem ser estendidas para o ANAFAS.

Nota-se que os $IPE_{85\%}$ obtidos através de simulação e medição apresentaram resultados razoavelmente próximos. Entretanto, para a correta estimação de índices e parâmetros de afundamentos de tensão, deve-se levar em consideração as diversas variáveis de influência envolvidas com as aqui analisadas.

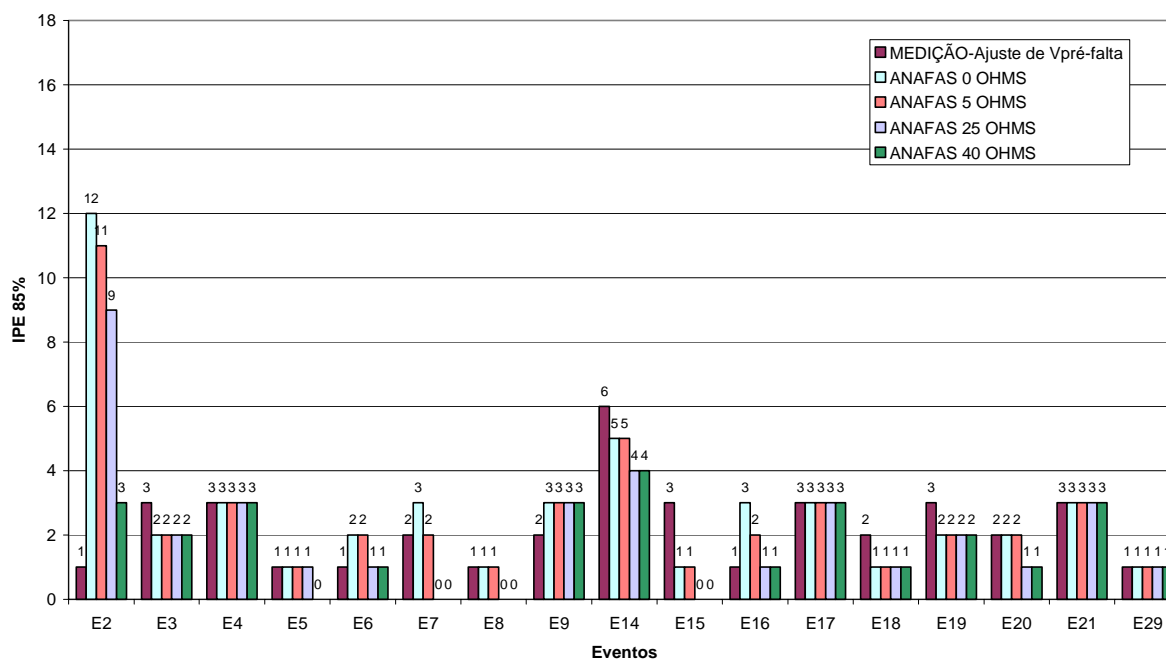


Figura 5. 10 – IPE_{85%} com variação da resistência de falta - ANAFAS.

5.4. Índice de Propagação Geral - IPG

Este item da dissertação tem por objetivo avaliar a influência das diversas variáveis de interesse (tensão pré-falta, localização e resistência de falta) no IPG, cuja definição encontra-se no capítulo 2.

5.4.1. Influência da Tensão Pré-Falta

Os resultados obtidos, após a realização do ajuste de tensão pré-falta são mostrados na Figura 5. 11 onde observa-se a frequência acumulada das intensidades dos AMTs via medição com e sem o ajuste da intensidade pela tensão pré-falta.

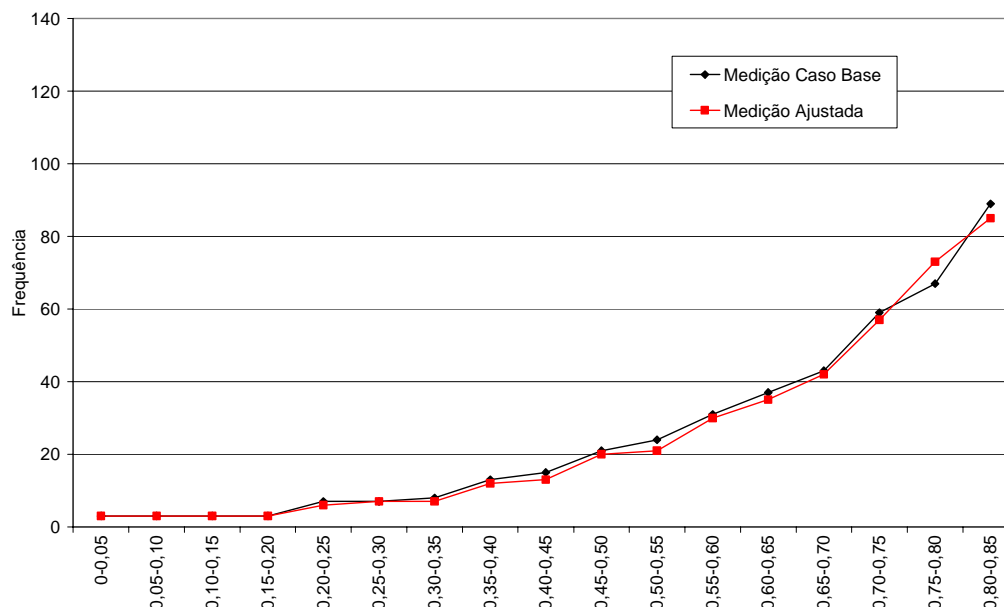


Figura 5. 11 – Frequência acumulada das intensidades dos afundamentos de tensão via medição.

Analisando os resultados, nota-se que tal ajuste não resultou em divergências expressivas para IPGs abaixo de 75%; entretanto, para o IPG_{80%} a divergência é de 6 eventos.

Como dentre os objetivos do trabalho está a comparação entre a medição e as ferramentas de simulação, a Figura 5. 12 apresenta os resultados obtidos através do programa ATP, com e sem a correção da tensão pré-falta.

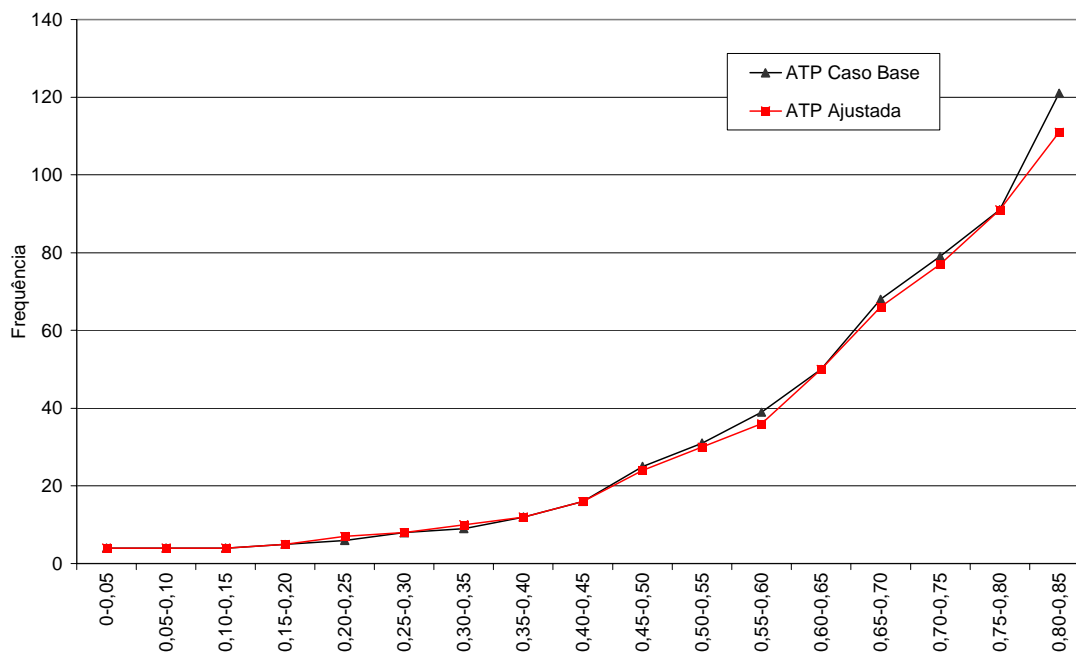


Figura 5. 12 – Frequência acumulada das intensidades dos afundamentos de tensão via ATP.

Com base nos resultados, pode-se concluir que a correção da tensão pré-falta não resulta em grandes variações para IPGs inferiores a 80%; em contrapartida, a divergência para IPG_{85%} é de 10 eventos.

A Figura 5.13 é apresentada de forma a permitir a comparação entre os resultados obtidos na medição (caso base e ajustado), ATP (caso base e ajustado) e ANAFAS.

Ao agrupar as diversas frequências acumuladas, observa-se que ocorre boa aderência entre os resultados para IPGs inferiores a 50% entre medição e simulação; no entanto, para intensidades superiores a 0,50 p.u. esta aderência tende a reduzir, sendo que as divergências ficam maiores para afundamentos menos severos.

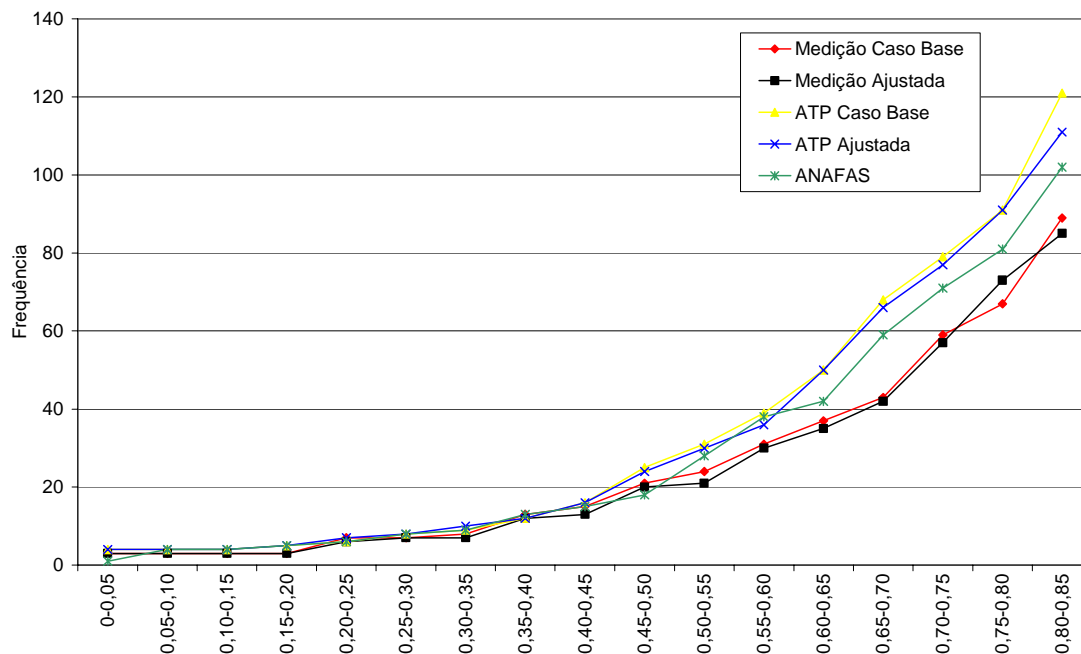


Figura 5. 13 – Frequências acumuladas das intensidades obtidas via simulação e medição.

De forma a sintetizar os resultados, a Tabela 5. 1 apresenta alguns valores de IPG mostrados na Figura 5.13.

Observa-se pela Tabela 5. 1 que, ao corrigir a tensão pré-falta, o número de AMTs reduz, exceto para o IPG_{80%} da medição.

Tabela 5. 1 – IPG para vários níveis de intensidades de AMTs.

IPG	Medição Caso Base	Medição Ajustada	ATP Caso Base	ATP Ajustada	ANAFAS
IPG _{10%}	3	3	4	4	4
IPG _{20%}	3	3	5	5	5
IPG _{30%}	7	7	8	8	8
IPG _{40%}	13	12	12	12	13
IPG _{50%}	21	20	25	24	18
IPG _{60%}	31	30	39	36	38
IPG _{70%}	43	42	68	66	59
IPG _{80%}	67	73	91	91	81
IPG _{85%}	89	85	121	111	102

5.4.2. Influência da Localização do Defeito

Buscando verificar a influência da localização do defeito (LD), as Figuras 5.14 e 5.15 mostram as frequências acumuladas das intensidades obtidas quando simula-se em $\pm 5\%$ a localização informada pela concessionária via ATP e ANAFAS, respectivamente. Vale ressaltar que tanto via medição quanto via simulação através do ATP, as intensidades estão corrigidas pelas respectivas tensões pré-falta.

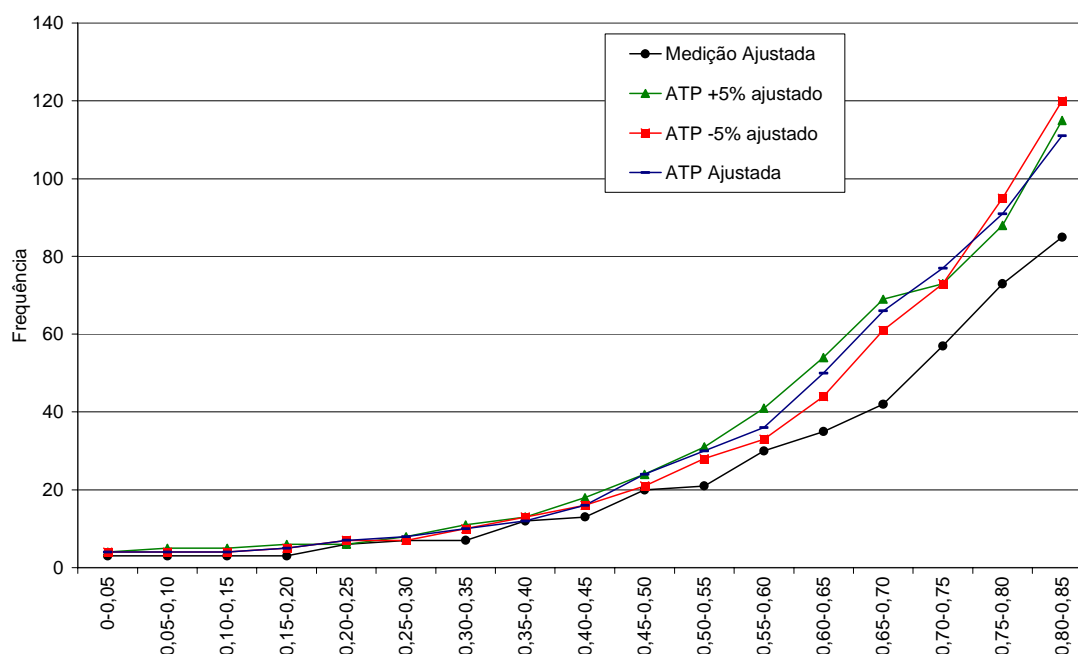


Figura 5. 14 – Frequências acumuladas da intensidades via ATP.

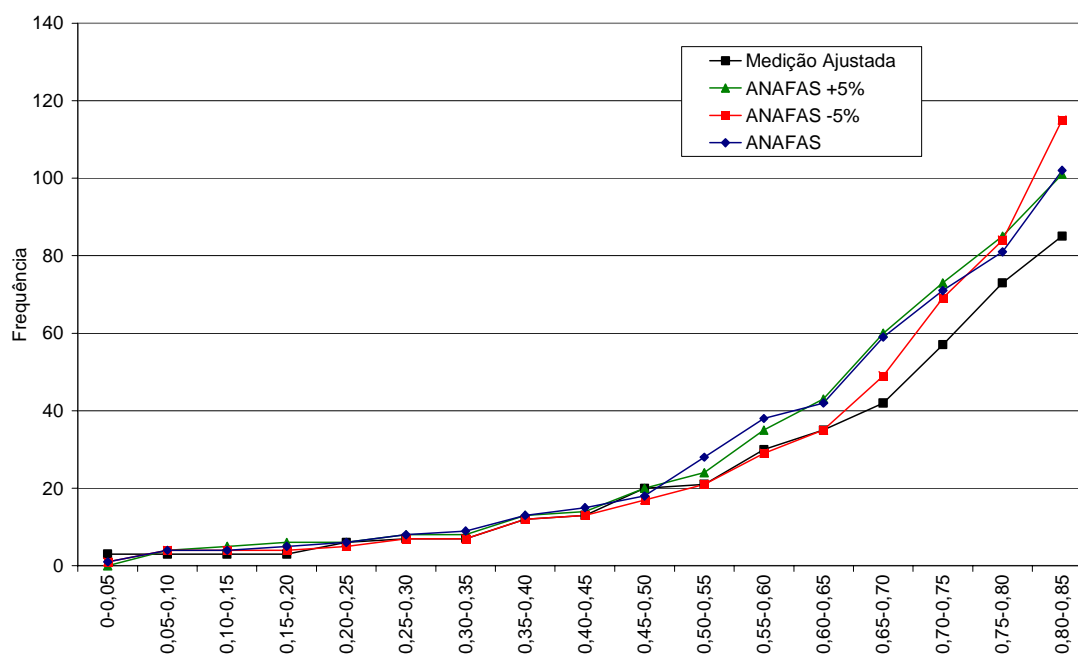


Figura 5. 15 – Frequências acumuladas da intensidades via ANAFAS.

De forma complementar, a Tabela 5. 2 apresenta os IPGs para alguns patamares de intensidade.

Verifica-se que o $IPG_{85\%}$ da medição é inferior aos observados nas simulações com variação da localização do defeito. Nota-se também que a simulação em -5% causou um número maior de AMTs com intensidades inferiores a 85%, indicando que esta variação representa de maneira geral uma maior aproximação dos defeitos em relação aos pontos monitorados.

Tabela 5. 2 – IPG para vários níveis de intensidades de AMTs.

IPG	Medição Ajustada	ATP +5% ajustado	ANAFAS +5%	ATP -5% ajustado	ANAFAS -5%
IPG _{10%}	3	5	4	4	4
IPG _{20%}	3	6	6	5	4
IPG _{30%}	7	8	8	7	7
IPG _{40%}	12	13	13	13	12
IPG _{50%}	20	24	20	21	17
IPG _{60%}	30	41	35	33	29
IPG _{70%}	42	69	60	61	49
IPG _{80%}	73	88	85	95	84
IPG _{85%}	85	115	101	120	115

5.4.3. Influência da Resistência de Falta

A Figura 5. 16 apresenta a frequência acumulada das intensidades quando simulou-se os defeitos envolvendo a terra com a resistência de falta de 0, 5, 25 e 40Ω, através do ATP. Observa-se que as intensidades dos AMTs quando simula-se com resistência de falta nula e 5 Ω são muito próximas, e como esperado, estes valores ocasionam um número maior de AMTs em comparação com as simulações que utilizaram resistência de falta 25 e 40 Ω.

Este fato está associado a maior severidade que um defeito com baixa resistência de falta pode ocasionar, impactando maior número de pontos de medição. Verificou-se que há uma tendência de maior contabilização de AMTs pela simulação via ATP em relação à medição, para todos os valores de resistência de falta consideradas.

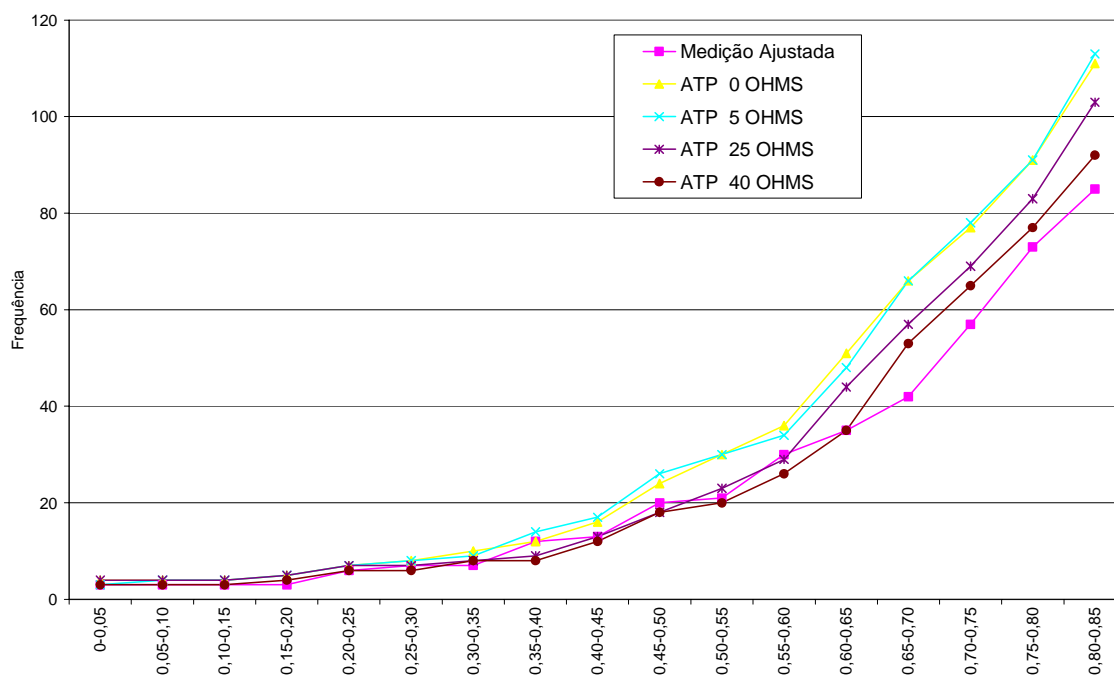


Figura 5. 16 – Frequências acumuladas das intensidades quando varia-se a resistência de falta via ATP.

A Figura 5. 17 apresenta a frequência acumulada das intensidades quando simulou-se os defeitos envolvendo a terra com a resistência de falta de 0, 5, 25 e 40Ω, através do ANAFAS.

Nota-se que a frequência acumulada da medição ficou entre as curvas das simulações das diversas resistências de falta, sendo observadas naturalmente a tendência à menor contabilização de AMTs para resistências de falta maiores.

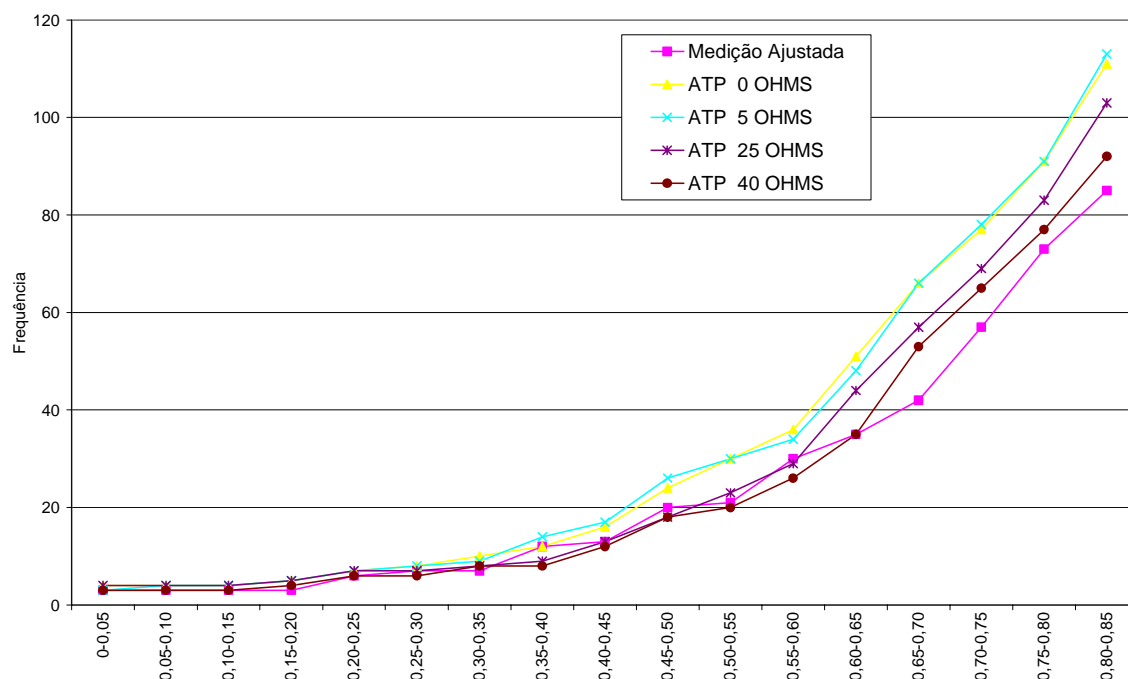


Figura 5. 17 – Frequências acumuladas das intensidades quando varia-se a resistência de falta via ANAFAS.

A Tabela 5. 3 apresenta alguns valores de IPG quando varia-se a resistência de falta.

Tabela 5. 3 – IPG para vários níveis de intensidade variando Rf.

IPG	Medição		ATP				ANAFAS			
	Caso Base	Ajustada	0	5	25	40	0	5	25	40
IPG _{10%}	3	3	4	4	4	3	4	4	3	4
IPG _{20%}	3	3	5	5	5	4	5	4	3	4
IPG _{30%}	7	7	8	8	7	6	8	7	7	7
IPG _{40%}	13	12	12	14	9	8	13	11	8	9
IPG _{50%}	21	20	24	26	18	18	18	18	13	13
IPG _{60%}	31	30	36	34	29	26	38	32	26	22
IPG _{70%}	43	42	66	66	57	53	59	53	48	40
IPG _{80%}	67	73	91	91	83	77	81	77	68	63
IPG _{85%}	89	85	111	113	103	92	102	99	89	78

Com base nos resultados apresentados na Tabela 5. 3, verifica-se, como esperado, que a resistência de falta reduz a severidade dos eventos; entretanto, devido à aleatoriedade da resistência de falta, não se pode atribuir um valor típico, mas sim uma faixa de maior probabilidade que é entre 0 e 5 Ω .

De forma geral, pode-se concluir que a resistência de falta não causou a aproximação significativa dos resultados de IPG via simulação dos verificados na medição, para as intensidades rasas; porém, para intensidades severas, a proximidade entre a medição e simulação

foi razoável para todos os casos analisados; conclui-se que, as variáveis aqui analisadas não influenciam de forma significativa a contagem de AMTs mais severos.

5.5. Análises Específicas sobre a Propagação

Nesta seção foram escolhidos alguns eventos, dentre os trinta sob análise, que possibilitam avaliar as principais características da propagação dos afundamentos de tensão, tais como, a evolução temporal da tensão RMS e das componentes de sequência, assim como os diagramas fasoriais.

Considerando as dimensões e características do sistema teste, foram selecionados 3 eventos que representam as particularidades de 3 regiões do sistema. A relação de eventos selecionados é apresentada na Tabela 5. 4, obtidos da Tabela 4. 3.

Tabela 5. 4 – Eventos selecionados para as análises da propagação de afundamentos de tensão.

EVENTO	Descrição	UTE
14	Falta FFT na LT Rondonópolis – Coxipó 138 kV a 100 km da barra de Rondonópolis	ligada
3	Falta FT na LT Nobres - Denise 138 kV a 9,8 km da barra de Denise.	ligada
4	Falta FT na LT Colider - Alta Floresta 138 KV a 96,14 km da Barra de Colider.	ligada

5.5.1. Evento 14

Este evento ocorreu na região denominada **Região 1**, caracterizada como ponto importante do sistema teste, pois corresponde ao ponto de conexão com a rede básica do Sistema Interligado Brasileiro (SIN). Esta região é apresentada em destaque na Figura 5. 18 .

A região também é caracterizada pela existência de grande quantidade de geração, destacando-se a UTE, de grande porte, instalada nas proximidades do ponto P7.

O evento 14 trata-se de um defeito fase-fase terra ocorrido no nível de tensão de 138 kV entre as barras onde estão alocados os monitores P7 e P10. Este evento teve um IPE de 6, sensibilizando os monitores P8 e P11 (13,8kV), P7 e P10 (138 kV) e P6 e P9 (230kV), impactando, portanto, três níveis de tensão, o que caracteriza uma propagação vertical.

As intensidades verificadas na medição e simulação estão apresentadas na Tabela 5. 5.

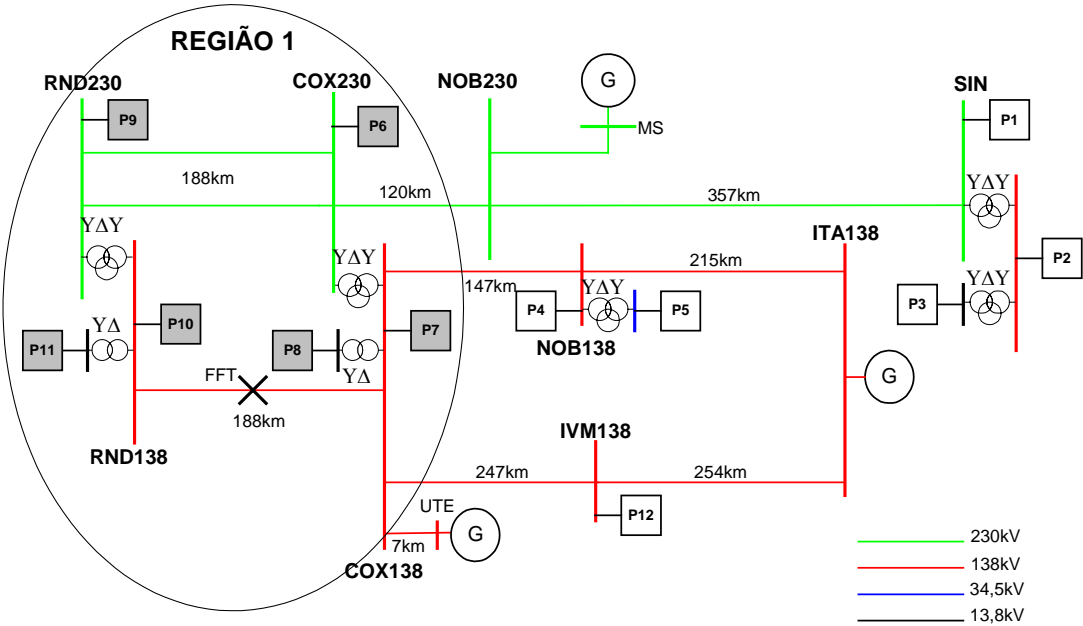


Figura 5. 18 – Configuração da área afetada pelo defeito referente ao evento 14.

Tabela 5. 5 – Intensidades verificadas no evento 14.

Ponto	Medição Vpré ajustada	ATP Vpré ajustada	ANAFAS
P6	0,85	0,84	0,85
P7	0,81	0,84	0,84
P8	0,80	0,80	0,82
P9	0,82	0,74	0,78
P10	0,74	0,66	0,71
P11	0,72	0,62	0,67

As intensidades verificadas nos pontos P10 e P11 são inferiores às observadas em P7 e P8; isto é explicado pelo fato da região onde está alocado P7 e P8 ter maior nível de curto circuito. A presença da UTE sustenta a tensão em patamar mais elevado.

A Tabela 5. 6 apresenta as durações dos AMTs em cada ponto de monitoração.

Tabela 5. 6 – Durações verificadas no evento 14.

Ponto	Duração [ms]
P6	72
P7	82
P8	83
P9	65
P10	79
P11	86

Nota-se que os afundamentos registrados nos pontos P6 e P9 apresentaram as menores durações. Em contrapartida, o ponto P11 apresentou a maior duração, possivelmente devido a influência da carga.

A Figura 5. 19 apresenta, de forma gráfica, as intensidades observadas na medição e simulação para o evento 14. Ressalta-se que nos pontos onde não foram apresentados os resultados de medição, tais pontos não foram sensibilizados.

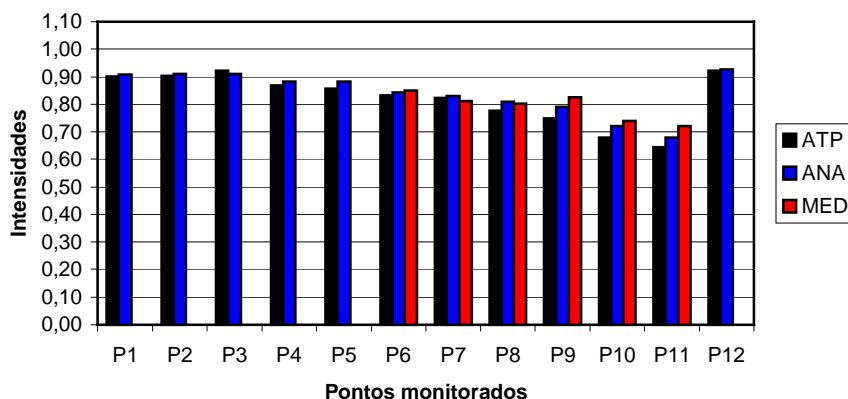


Figura 5. 19 – Intensidades dos afundamentos para o evento 14, medição e simulação.

Constata-se que para a maioria dos pontos observados, a medição e simulação apresentaram intensidades bastante próximas, confirmando, como visto no capítulo 4, boa aderência entre resultados de medição e simulação.

5.5.1.1. Evolução Temporal da Tensão RMS

As Figuras 5.20 a 5.31 apresentam as evoluções da tensão RMS em todos os pontos sensibilizados pelo evento 14, tanto para a medição quanto para a simulação via ATP, conforme pode ser identificado pelas respectivas legendas.

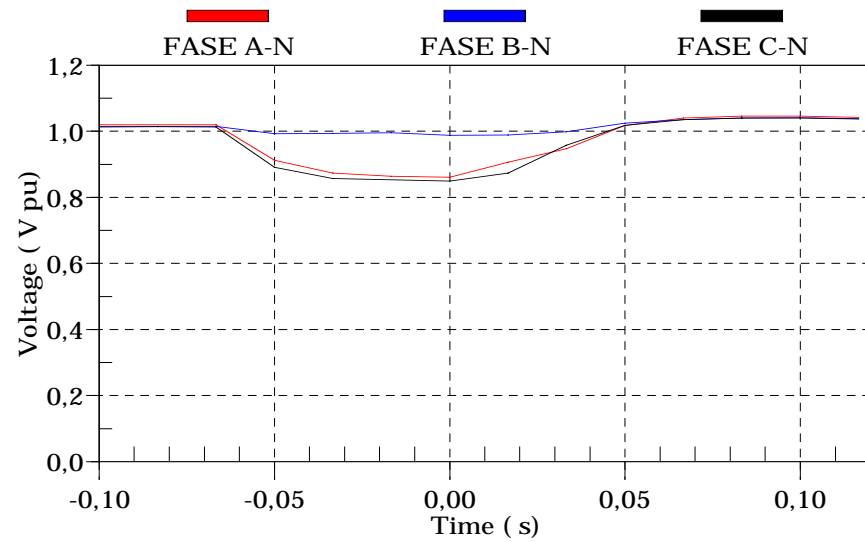


Figura 5.20 – Evolução temporal da tensão RMS de P6 - Medição.

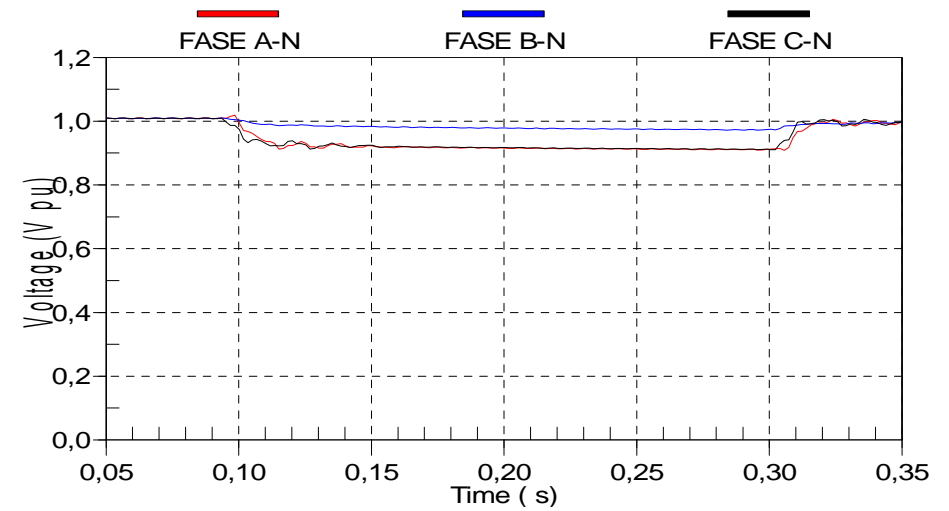


Figura 5.21 – Evolução temporal da tensão RMS de P6 - Simulação.

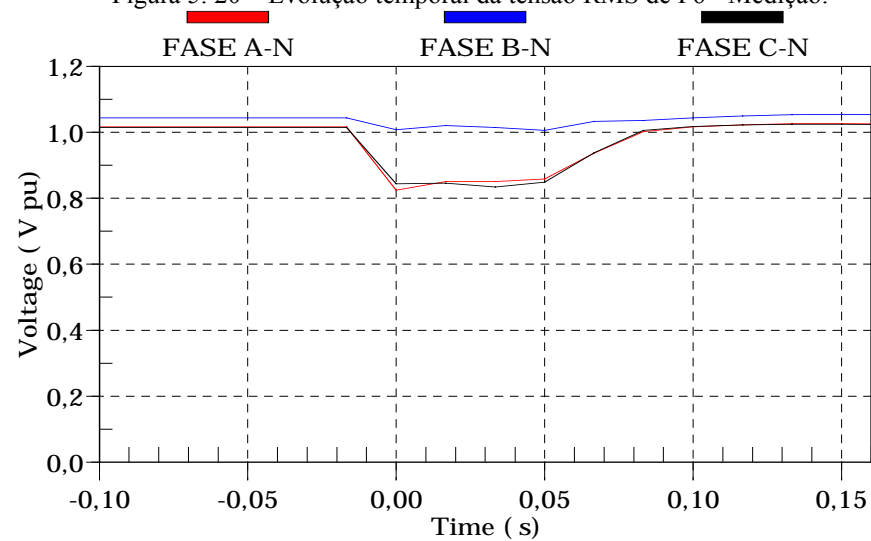


Figura 5.22 – Evolução temporal da tensão RMS de P9 - Medição.

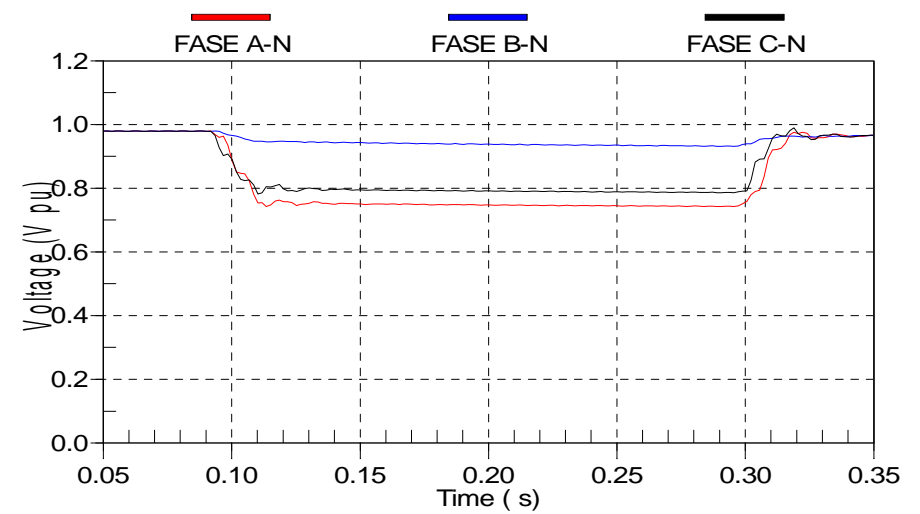


Figura 5.23 – Evolução temporal da tensão RMS de P9 - Simulação.

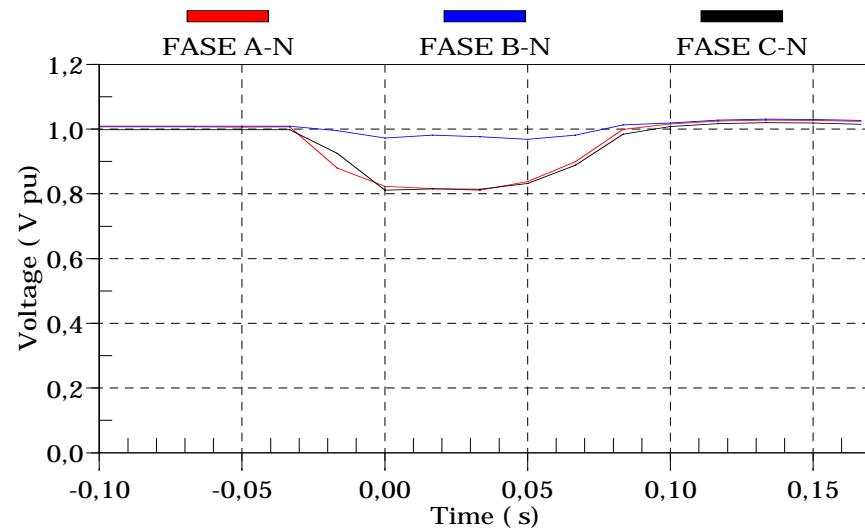


Figura 5.24 – Evolução temporal da tensão RMS de P7 - Medição.

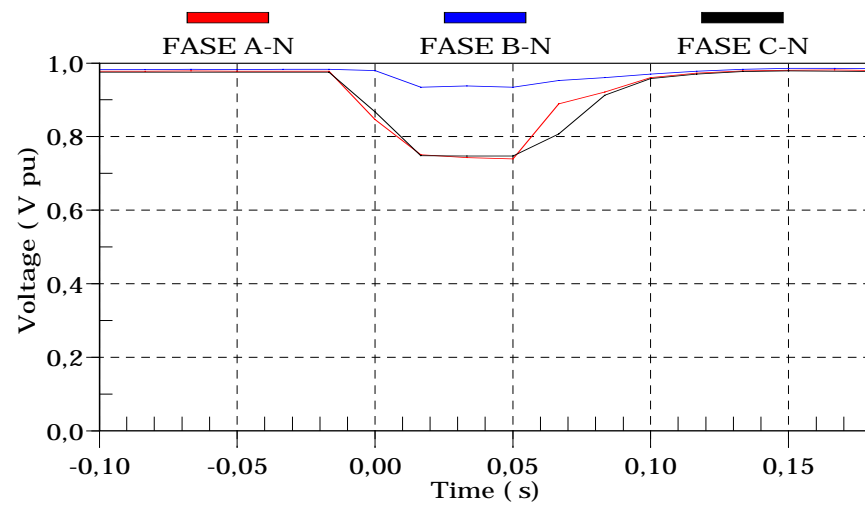


Figura 5.26 – Evolução temporal da tensão RMS de P10 - Medição.

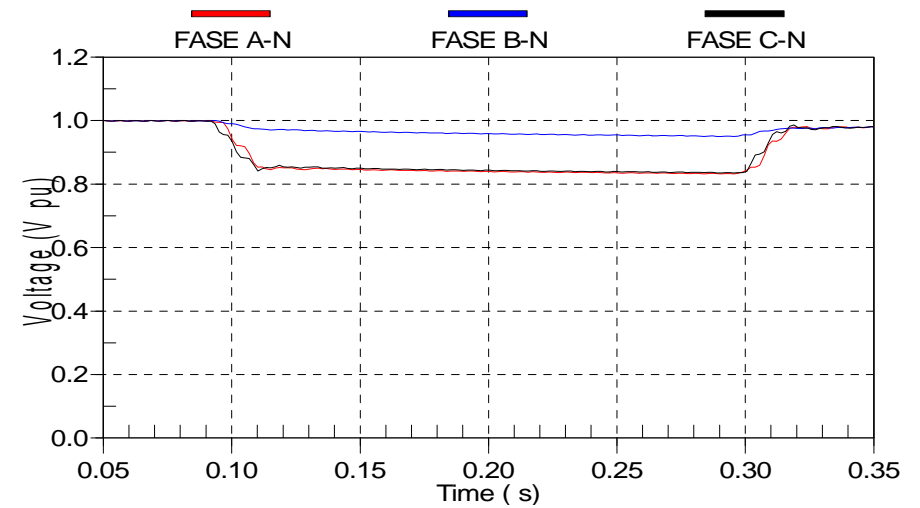


Figura 5.25 – Evolução temporal da tensão RMS de P7 - Simulação.

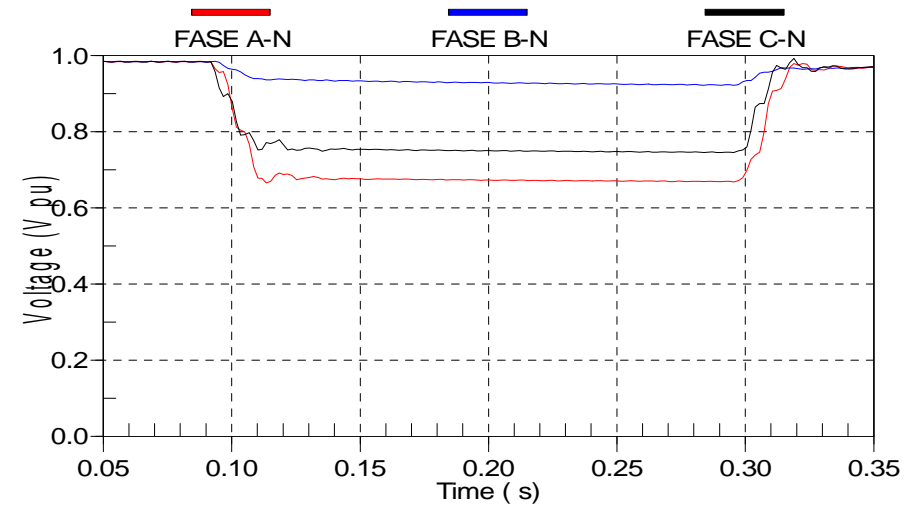


Figura 5.27 – Evolução temporal da tensão RMS de P10 - Simulação.

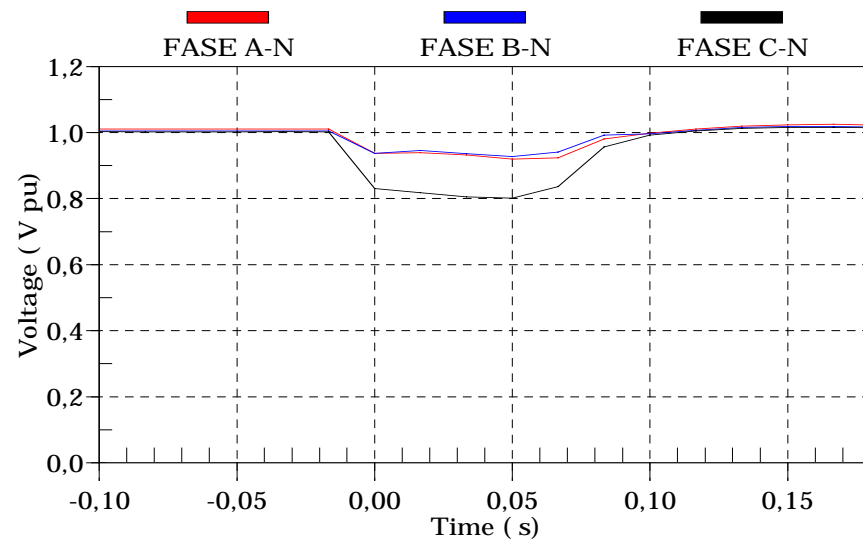


Figura 5. 28 – Evolução temporal da tensão RMS de P8 - Medição.

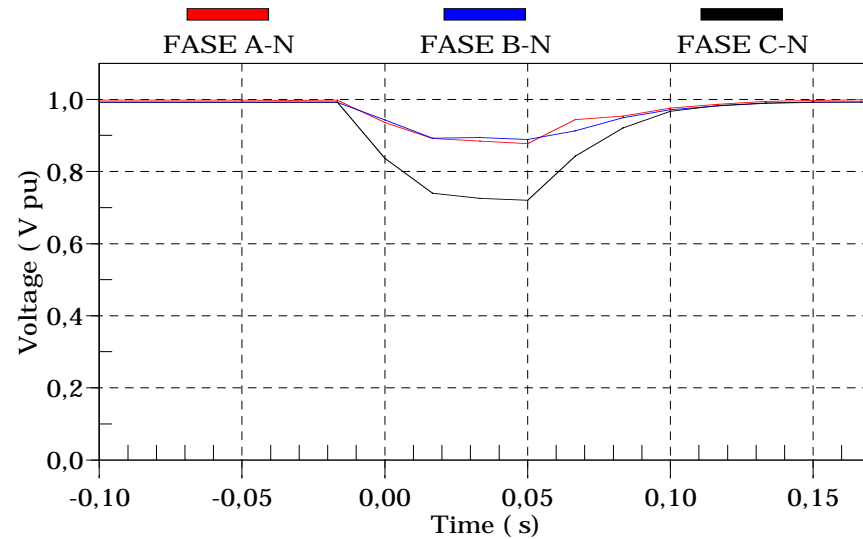


Figura 5. 30 – Evolução temporal da tensão RMS de P11 - Medição.

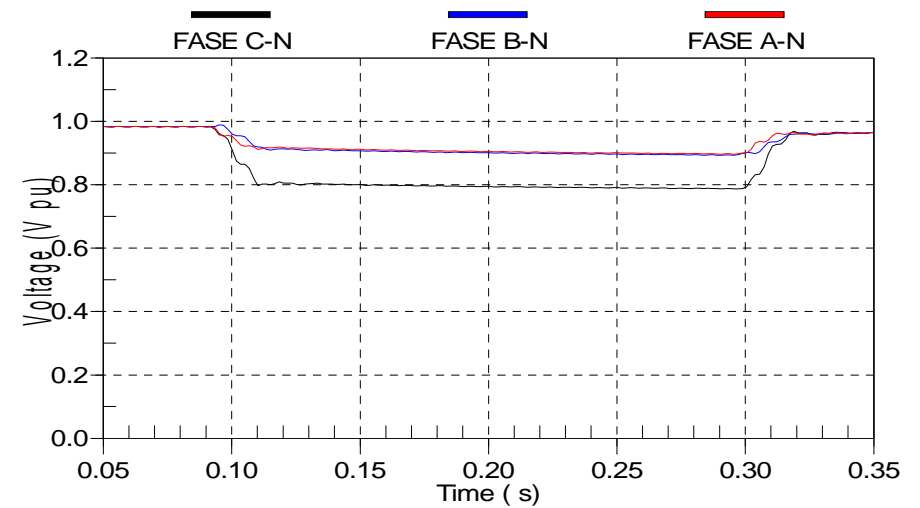


Figura 5. 29 – Evolução temporal da tensão RMS de P8 - Simulação.

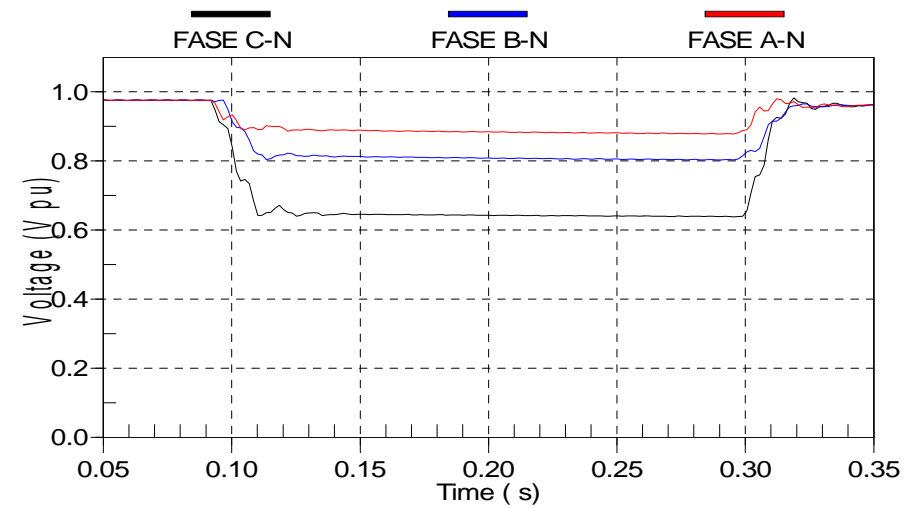


Figura 5. 31 – Evolução temporal da tensão RMS de P11 - Simulação.

De forma geral, verifica-se que, na medição, o decaimento e recuperação da tensão são mais lentos que os da simulação, o que evidencia a influência da dinâmica das cargas e geradores na evolução do valor RMS da tensão. Vale ressaltar que na simulação via ATP, somente algumas fontes foram modeladas através do modelo dinâmico e todas as cargas tiveram representação estática através do modelo de impedância constante.

5.5.1.2. Evolução Temporal das Componentes de Seqüência da Tensão

A Figura 5.32 mostra a evolução das componentes de seqüência da tensão (V_0 , V_1 e V_2) em P6 durante a ocorrência de curto-circuito, onde observa-se que a parcela da seqüência zero é quase nula.

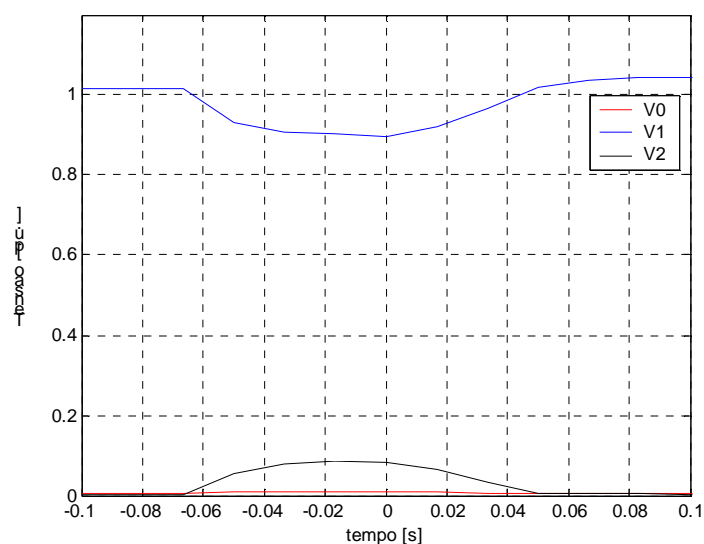


Figura 5. 32 – Evolução temporal das componentes de seqüência da tensão em P6 - Medição.

A Figura 5.33 mostra a evolução das componentes de seqüência da tensão em P7.

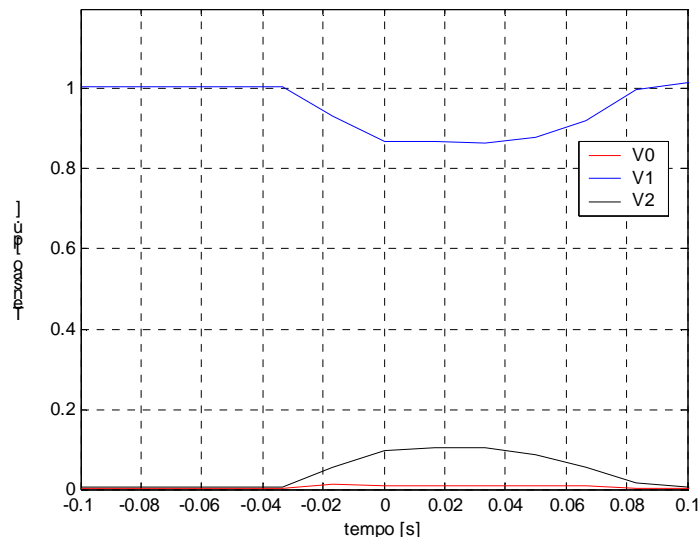


Figura 5. 33 – Evolução temporal das componentes de seqüência da tensão em P7 - Medição.

Verifica-se que o comportamento das componentes de sequência em P7 é praticamente idêntico ao observado em P6. Vale ressaltar que estes pontos são interligados através de um transformador com conexão estrela aterrada-delta-estrela aterrada, que não causa alteração quanto ao conteúdo de componentes sequenciais da tensão.

A Figura 5.34 mostra a evolução das componentes de sequência da tensão em P8. A maior diferença observada entre P8 e P7 é a eliminação da componente de sequência zero da tensão, fato este explicado pela existência de um transformador com conexão delta-estrela aterrada entre P8 e P7.

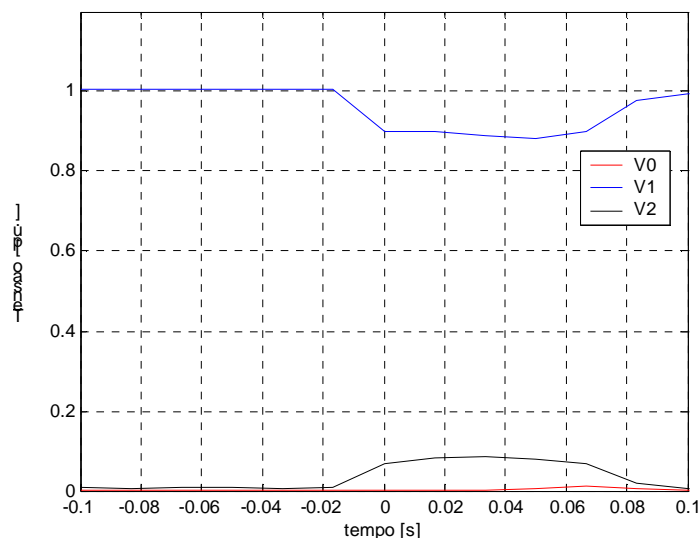


Figura 5. 34 – Evolução temporal das componentes de sequência da tensão em P8 - Medição.

As Figuras 5.35, 5.36 e 5.37 mostram a evolução das componentes de sequência da tensão em P9, P10 e P11, respectivamente. Nota-se que estes três pontos apresentam comportamentos semelhantes quando comparados com P6, P7 e P8.

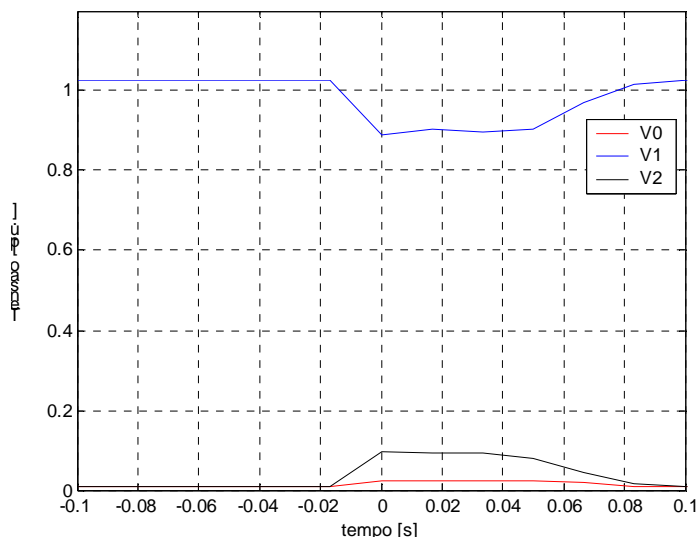


Figura 5. 35 – Evolução temporal das componentes de sequência da tensão em P9- Medição.

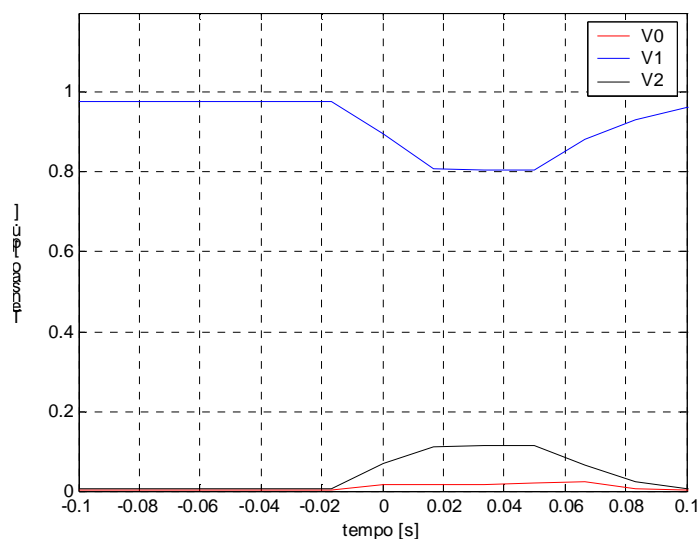


Figura 5. 36 – Evolução temporal das componentes de sequência da tensão em P10 - Medição.

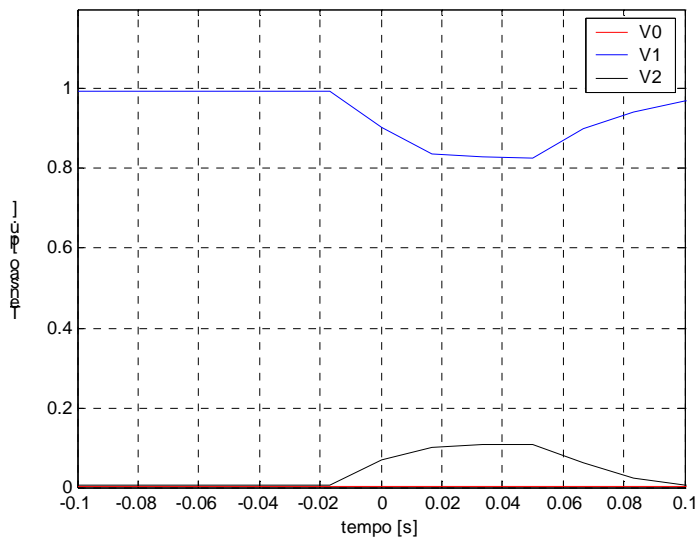


Figura 5. 37 – Evolução temporal das componentes de sequência da tensão em P11 - Medição.

Vale notar que a componente de sequência zero em P9 e P10 é maior que em P6 e P7.

5.5.1.3.Comportamento Fasorial

As Figuras de 5.38 a 5.43 apresentam os diagramas fasoriais dos afundamentos de tensão nos pontos sensibilizados pelo evento 14.

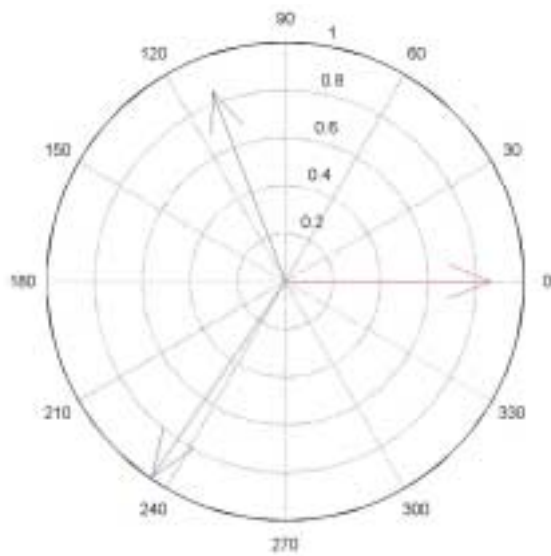


Figura 5. 38 – Fasores em P6 - Medição.

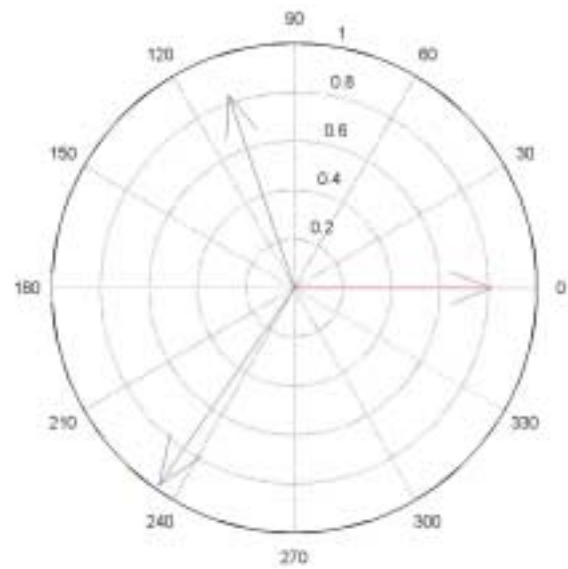


Figura 5. 39 – Fasores em P7 - Medição.

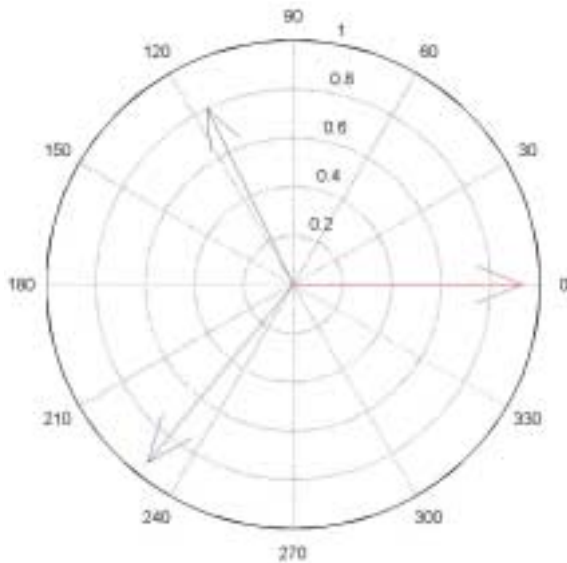


Figura 5. 40 – Fasores em P8 - Medição.

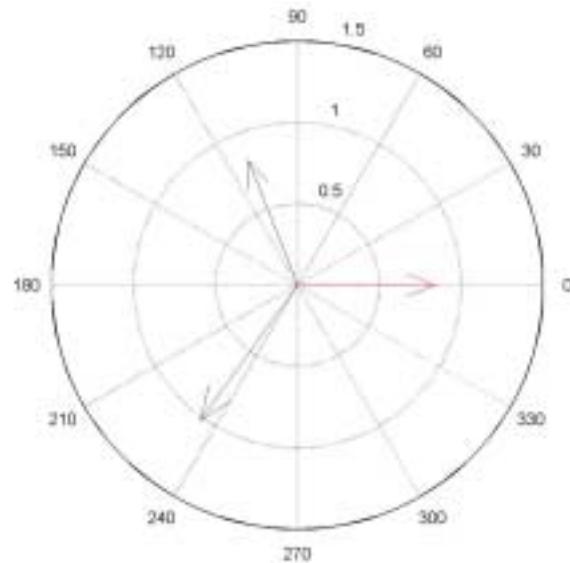


Figura 5. 41 – Fasores em P9 - Medição.

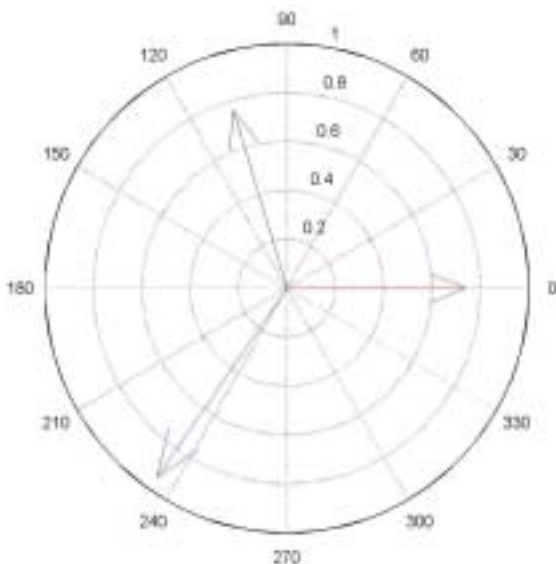


Figura 5. 42 – Fasores em P10 - Medição.

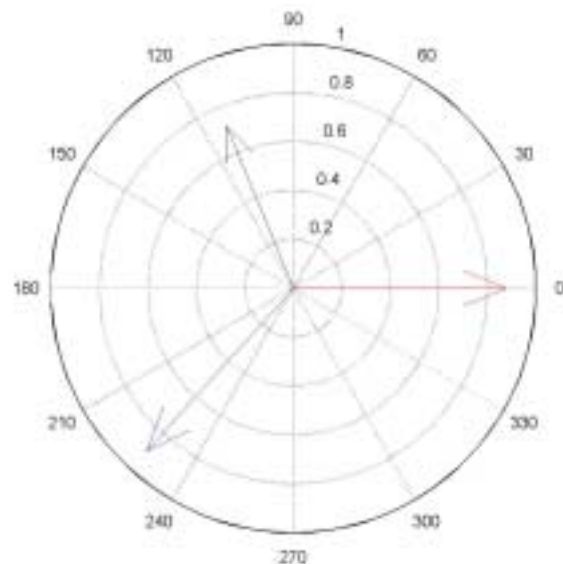


Figura 5. 43 – Fasores em P11 - Medição.

Verifica-se que os afundamentos registrados pelos medidores P6, P7, P9 e P10 são do tipo C, enquanto que nos medidores P8 e P11 foi o tipo D [22]. Tal fato ocorre devido a conexão delta-estrela aterrada dos transformadores 138/13,8kV que interliga os pontos P7 com P8 e P10 com P11. Como a conexão dos transformadores em 230/138kV é estrela aterrada-delta-estrela aterrada, o tipo de afundamento de tensão registrado nos medidores de 138 kV e 230 kV apresenta semelhança.

5.5.2. Evento 3

O evento 3 ocorreu na região denominada de **Região 2**, em uma das linhas de transmissão que deriva da barra onde está alocado o monitor P4, conforme Figura 5.44.

Esta região é caracterizada por ter topologia em anel e possuir grande quantidade de geração essencialmente hidráulica, caracterizando a região como o centro gerador hídrico do sistema.

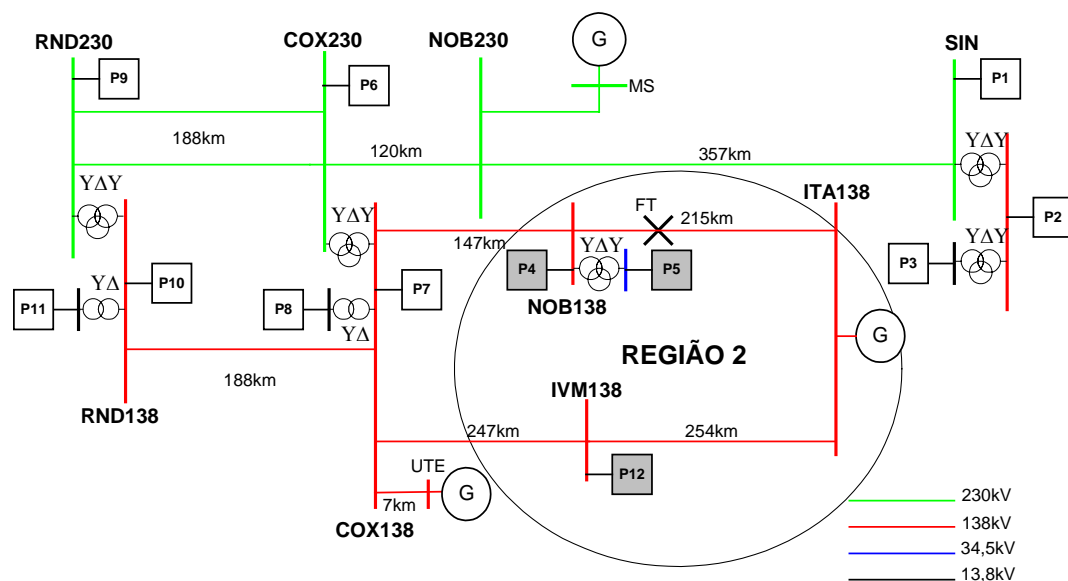


Figura 5. 44 – Configuração da área afetada pelo defeito referente ao evento 3.

O evento 3 trata-se de um defeito fase-terra ocorrido no nível de tensão de 138 kV entre as barras onde estão alocados os monitores P4 e P12. Este evento teve um IPE de 3, sensibilizando os monitores P4(138 kV), P5 (13,8 kV) e P12(138 kV).

Para o evento em análise, as respectivas intensidades observadas estão apresentadas na Tabela 5. 7.

Tabela 5. 7 – Intensidades verificadas no evento 3.

Ponto	Medição Vpre ajustado	ATP Vpre ajustado	ANAFAS
P4	0,54	0,49	0,51
P5	0,59	0,51	0,56
P12	0,83	0,85	0,86

A Tabela 5. 8 mostra a duração dos afundamentos de tensão nos pontos P4, P5 e P12.

A durações dos afundamentos de tensão foram diferentes entre os pontos monitorados. A duração mais elevada em P4 e P5 está associada à existência de cargas rotativas em Nobres. Já em P12, a duração foi de apenas 48 ms devido à presença de elevada geração nesta região.

Tabela 5. 8 – Durações verificadas no evento 3.

Ponto	Duração [ms]
P4	104
P5	96
P12	48

A Figura 5. 45 apresenta as intensidades registradas, comparando resultados de simulação e medição. Verifica-se que devido à maior proximidade do defeito em relação aos pontos P4 e P5, estes apresentaram menor tensão remanescente quando comparados ao P12.

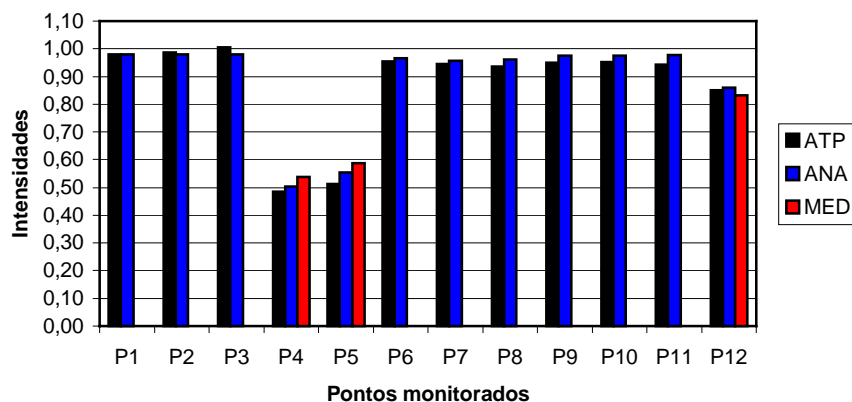


Figura 5. 45 – Intensidades dos afundamentos para o evento 3, medição e simulação.

5.5.2.1. Evolução Temporal da tensão RMS

As Figuras 5.46 e 5.51 apresentam a tensão RMS em P12, P4 e P5, via medição e simulação, respectivamente, quando da ocorrência do evento 3.

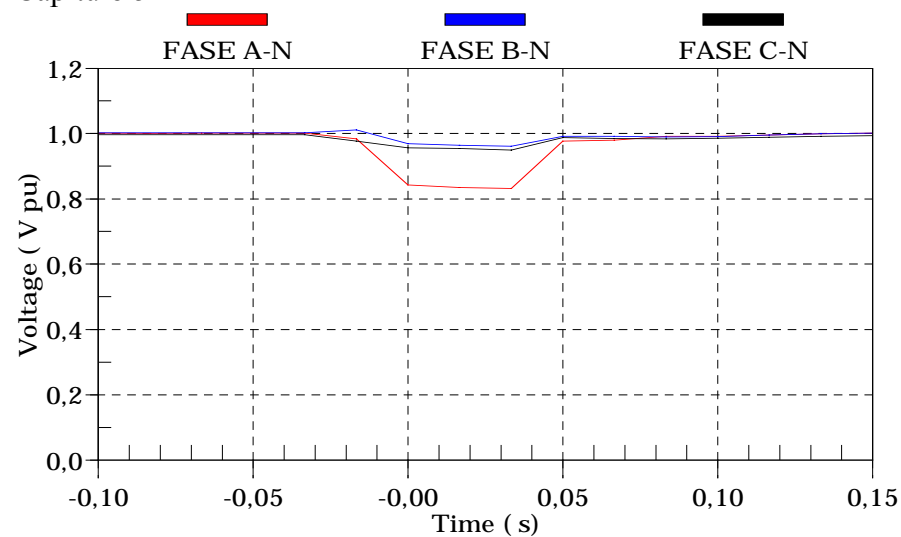


Figura 5. 46 – Evolução temporal da tensão RMS de P12 - Medição.

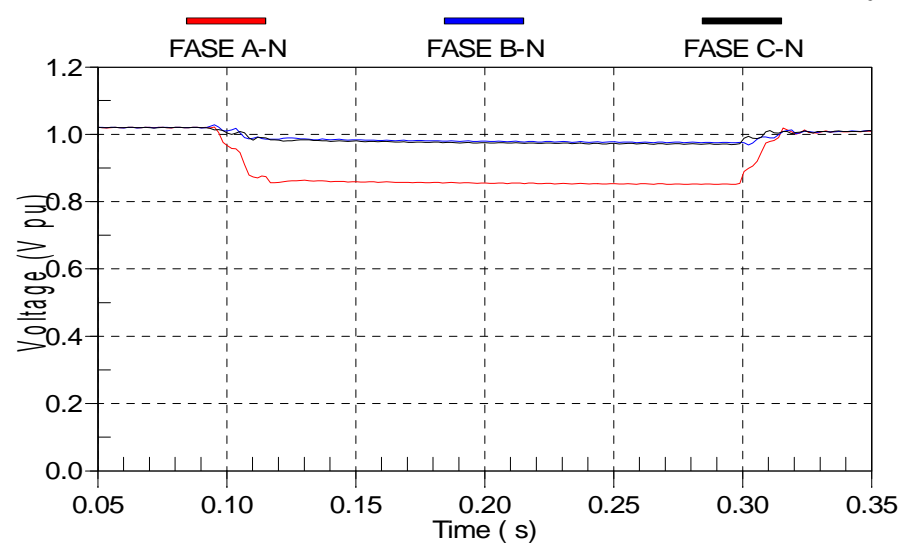


Figura 5. 47 – Evolução temporal da tensão RMS de P12 - Simulação.

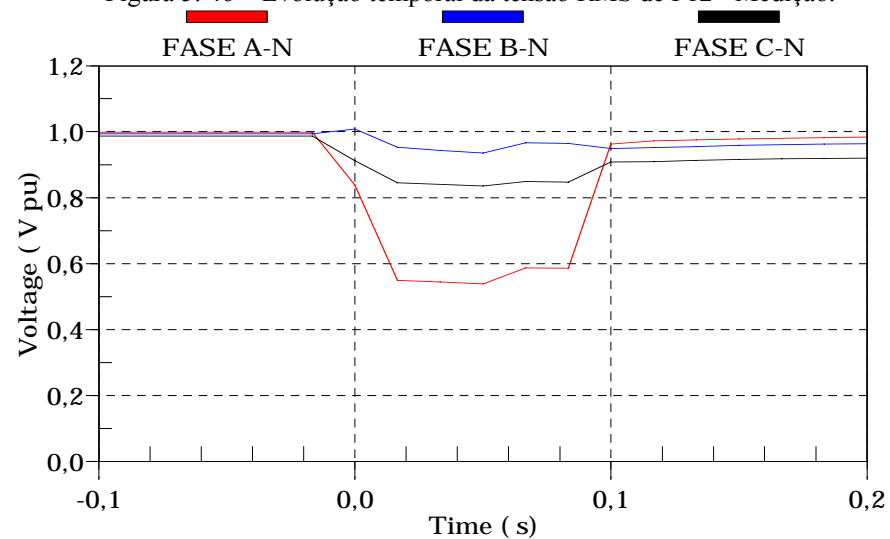


Figura 5. 48 – Evolução temporal da tensão RMS de P4 - Medição.

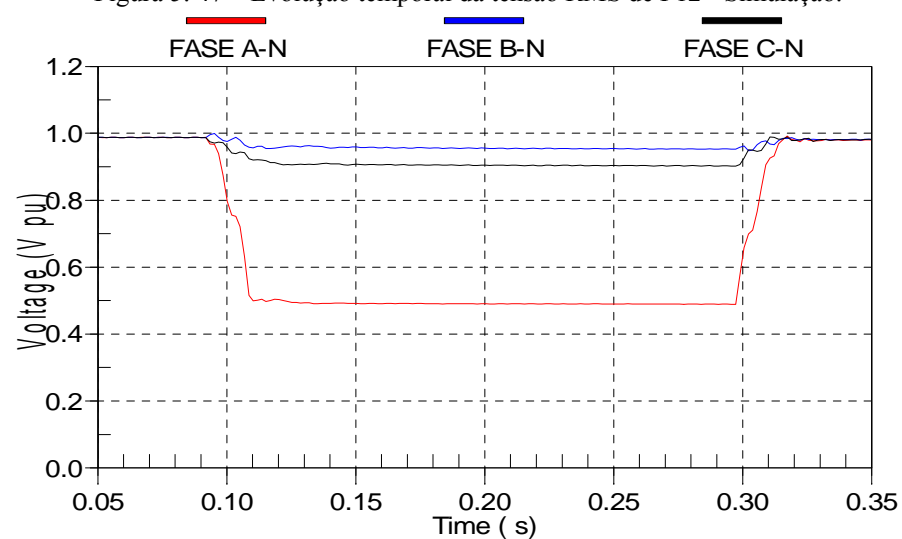


Figura 5. 49 – Evolução temporal da tensão RMS de P4 - Simulação.

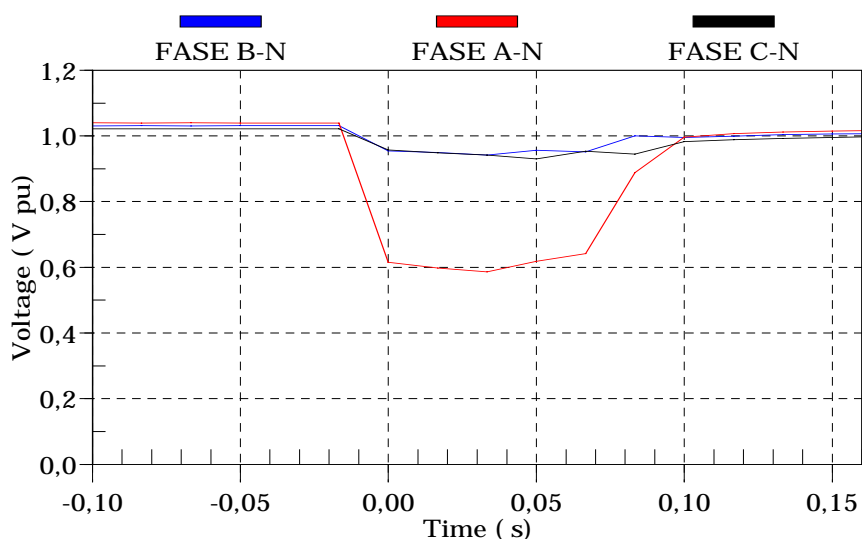


Figura 5. 50 – Evolução temporal da tensão RMS de P5 - Medição.

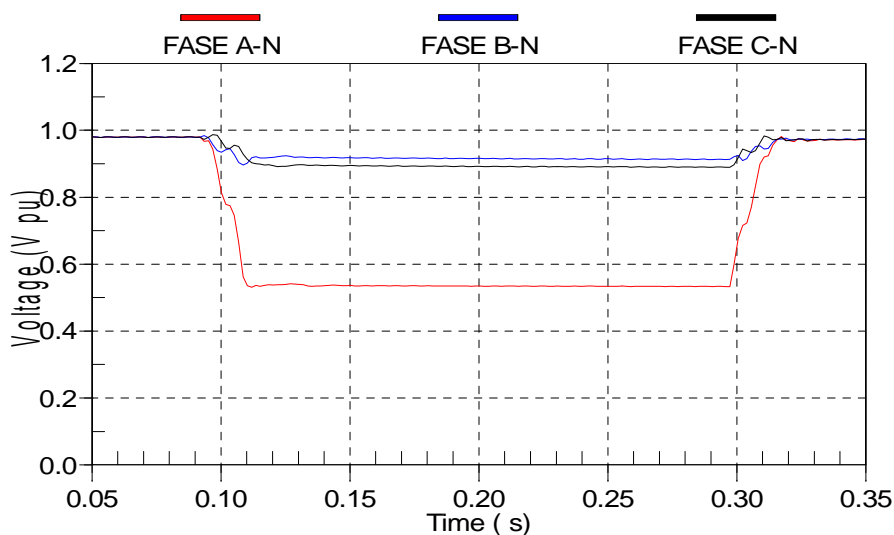


Figura 5. 51 – Evolução temporal da tensão RMS de P5 - Simulação.

Assim como foi verificado no evento 14, confirma-se a influência da dinâmica da carga e geradores no decaimento e na recuperação de tensão. Embora a dinâmica influencie no perfil da tensão, a intensidade mínima da simulação tem forte aderência com a respectiva, obtida via medição.

5.5.2.2. Evolução Temporal das Componentes de Seqüência da Tensão

A Figura 5.52 mostra a evolução das componentes de seqüência da tensão em P4, onde se verifica a presença de componentes de seqüência negativa e zero. A componente de seqüência zero tem valor da ordem de 0,1 p.u., enquanto a seqüência negativa tem intensidade de aproximadamente 0,2 p.u..

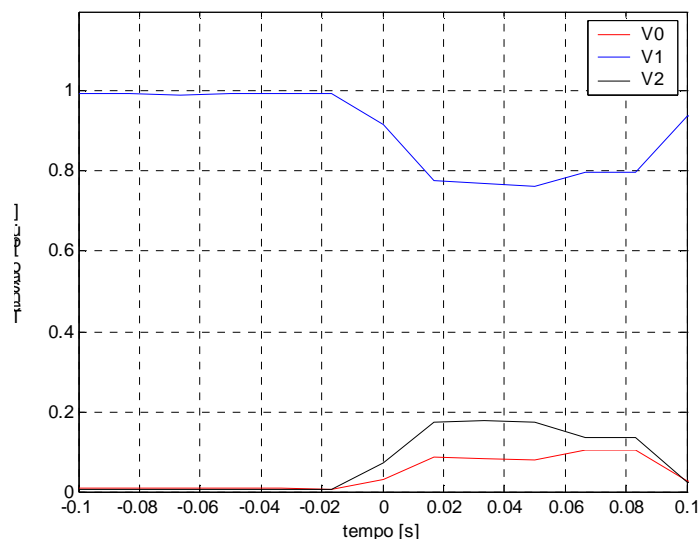


Figura 5. 52 – Evolução temporal das componentes de sequência da tensão em P4 - Medição.

As Figuras 5.53 e 5.54 mostram a evolução das componentes de sequência da tensão em P5 e P12, respectivamente.

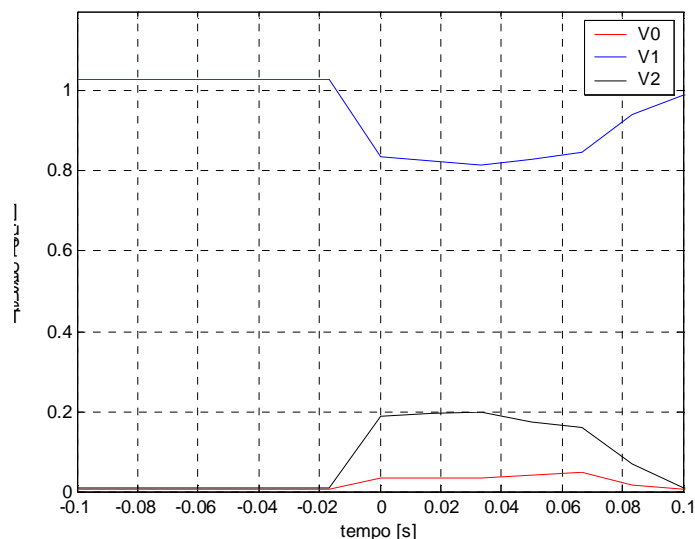


Figura 5. 53 – Evolução temporal das componentes de sequência da tensão em P5 - Medição.

Nota-se pela Figura 5.53 que ao se propagar de P4 para P5, o afundamento de tensão tem uma redução de sua componente de sequência zero de 0,1 p.u. para 0,05 p.u. aproximadamente.

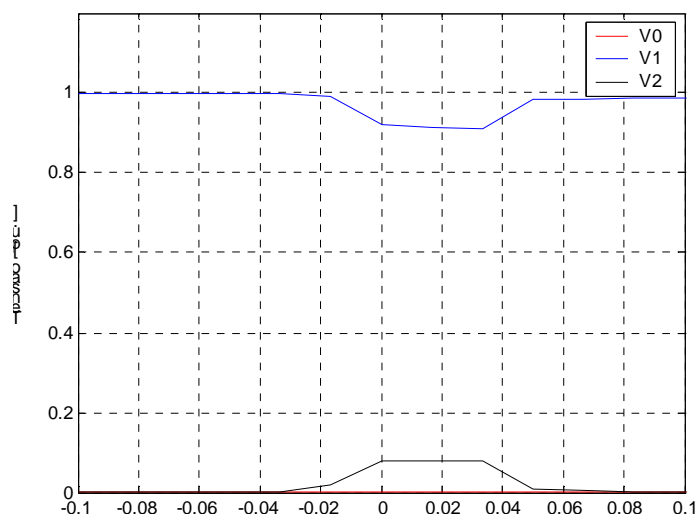


Figura 5. 54 – Evolução temporal das componentes de sequência da tensão em P12 - Medição.

Também, pela Figura 5.54, observa-se que ao se propagar para P12, o afundamento de tensão tem redução de intensidade, tanto da componente de sequência negativa como da sequência zero, sendo que neste último caso torna-se praticamente nula.

De forma geral, pode-se concluir que: a componente de sequência zero torna-se menor à medida que o ponto de falta se distancia do ponto de monitoração.

5.5.2.3.Comportamento Fasorial

As Figuras de 5.55 a 5.57 apresentam os diagramas fasoriais dos afundamentos de tensão nos pontos sensibilizados quando da ocorrência do evento 3.

Como era esperado, o evento 3 ocasionou afundamentos de tensão tipo B nos três medidores sensibilizados; isto comprova, na prática, que o transformador com conexão estrela aterrada-estrela aterrada não filtra a componente de sequência zero da tensão em P5.

Também observa-se que os fasores mostrados em P12 apresentam menor assimetria quando comparados com aqueles apresentados em P4 e P5; este fato pode estar associado à maior proximidade elétrica do defeito em relação aos pontos P4 e P5.

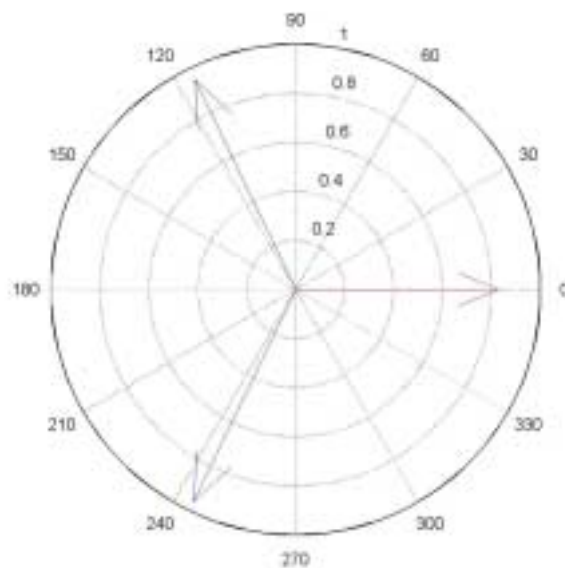


Figura 5. 55 – Fasores em P12 – Medição.

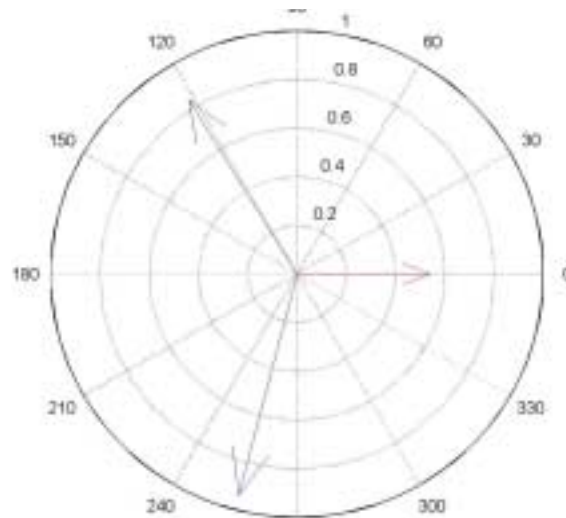


Figura 5. 56 – Fasores em P4 - Medição.

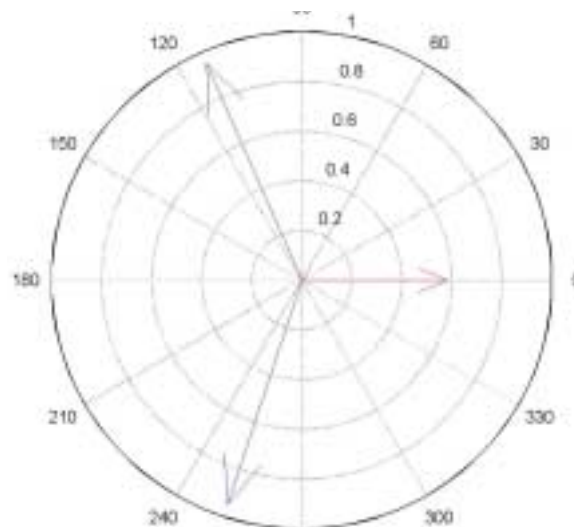


Figura 5. 57 – Fasores em P5 - Medição.

5.5.3. Evento 4

O evento 4 ocorreu na região aqui denominada de **Região 3**, em uma linha de transmissão em 138 kV oriunda do ponto P2, conforme mostrado na Figura 5.58. A principal característica desta região é a sua topologia radial.

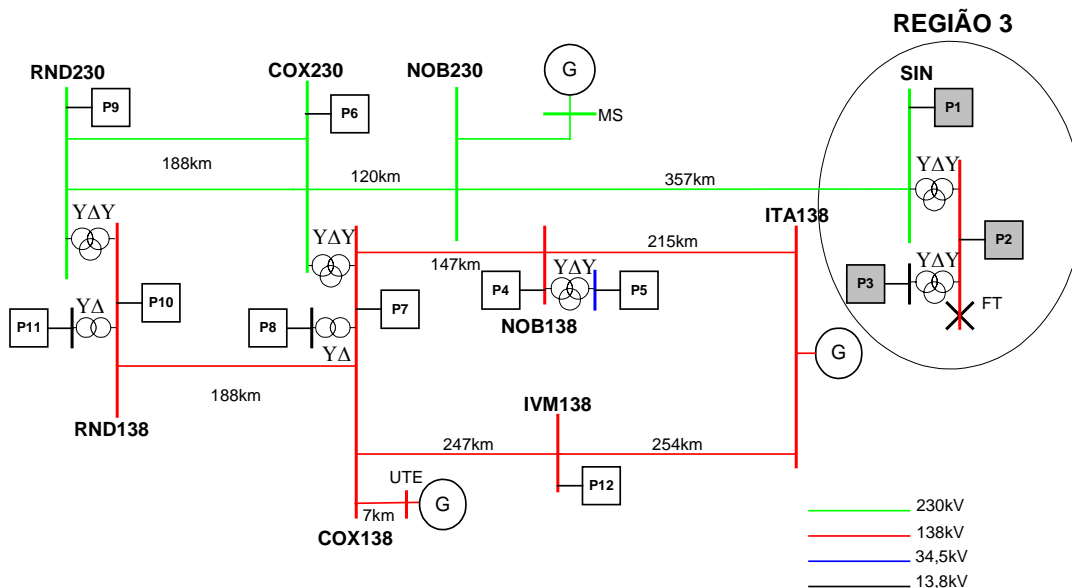


Figura 5. 58 – Configuração da área afetada pelo defeito referente ao evento 4.

O evento 4 trata-se de um defeito fase-terra e teve um IPE de 3, sensibilizando os monitores P1 (230 kV), P2 (138 kV) e P3 (13,8 kV).

As intensidades verificadas na medição e simulação são apresentadas na Tabela 5. 9 e as durações na Tabela 5.10.

Tabela 5. 9 – Intensidades verificadas no evento 4.

Ponto	Medição	ATP	ANAFAS
P1	0,66	0,69	0,73
P2	0,63	0,63	0,68
P3	0,63	0,65	0,63

Tabela 5. 10 – Durações verificadas no evento 4.

Ponto	Duração [ms]
P1	750
P2	523
P3	600

Verifica-se que as durações para o evento 4 são bem maiores que as obtidas nos eventos 14 e 3. Dentre vários fatores, podem ser citadas algumas razões para isto ter ocorrido: menor sensibilidade da proteção, perda de pequenas unidades geradoras à juzante do ponto de medição e elevada carga na subestação onde estão os medidores P1 a P3.

A Figura 5.59 apresenta as intensidades registradas, comparando os resultados de simulação e medição; verifica-se que a intensidade em P1 (230kV) é superior às intensidades observadas em P2(138kV) e P3(13,8kV), como era esperado.

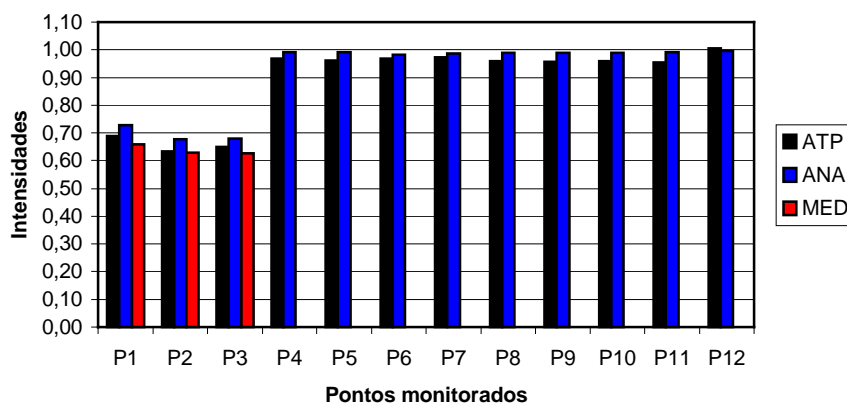


Figura 5. 59 – Intensidades dos afundamentos para o evento 4, medição e simulação.

Novamente se confirma boa aderência entre simulação e medição, analogamente aos eventos 14 e 3, apresentados anteriormente.

5.5.3.1.Evolução temporal da tensão RMS

As Figuras 5.60 a 5.65 mostram as evoluções RMS das tensões obtidas por medição e simulação nos medidores P1, P2 e P3, respectivamente.

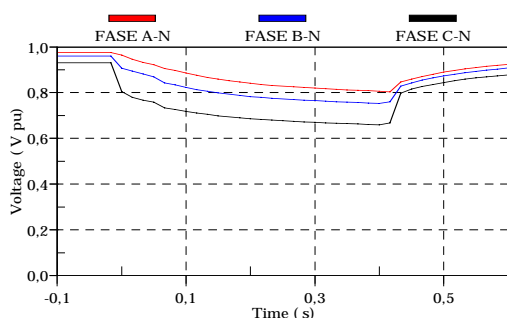


Figura 5. 60 – Evolução temporal da tensão RMS de P1 - Medição.

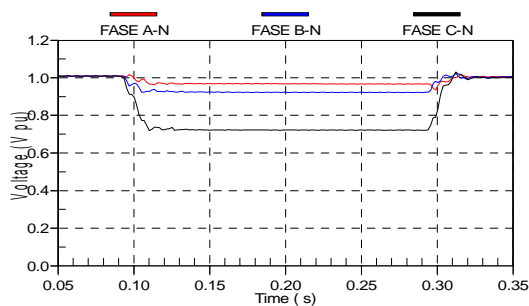


Figura 5. 61 – Evolução temporal da tensão RMS de P1 - Simulação.

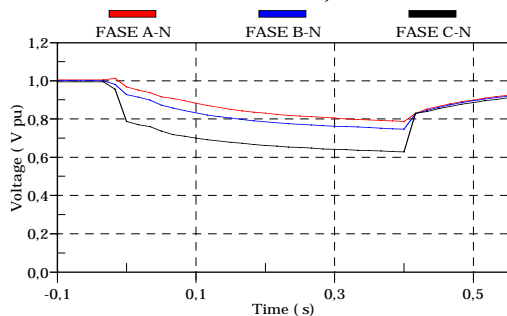


Figura 5. 62 – Evolução temporal da tensão RMS de P2 - Medição.

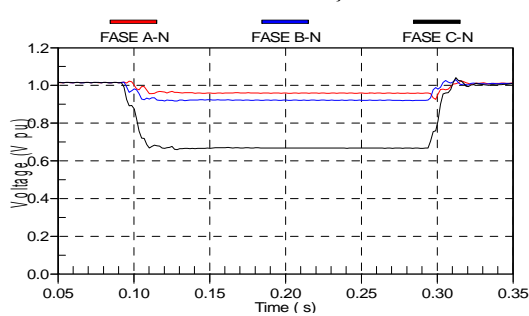


Figura 5. 63 – Evolução temporal da tensão RMS de P2 - Simulação.

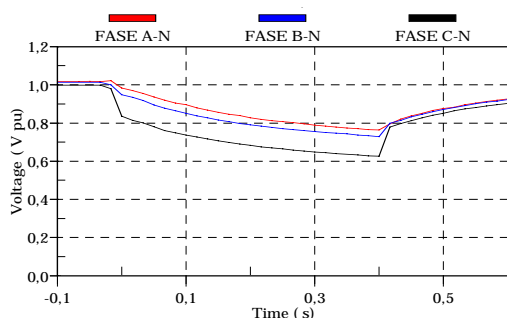


Figura 5. 64 – Evolução temporal da tensão RMS de P3 - Medição.

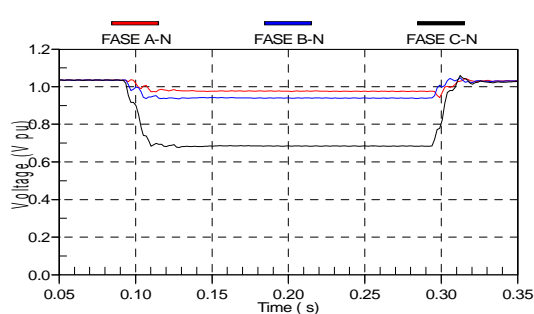


Figura 5. 65 – Evolução temporal da tensão RMS de P3 - Simulação.

Analisando os resultados de medição, observa-se que a tensão decai gradualmente após a ocorrência do defeito e tem recuperação lenta em razão da presença de cargas rotativas na região de Sinop.

Tal comportamento não é verificado nos resultados de simulação, dado que a representação da dinâmica da carga não foi implementada no ATP.

Outro fato interessante é a redução das tensões nas fases não-faltosas, sendo este comportamento característico de sistemas com impedância de sequência zero, relativamente maior que a impedância de sequência positiva [22].

5.5.3.2. Evolução Temporal das Componentes de Seqüência da Tensão

As Figuras 5.66 a 5.68 mostram a evolução das componentes de seqüência da tensão em P1, P2 e P3, respectivamente.

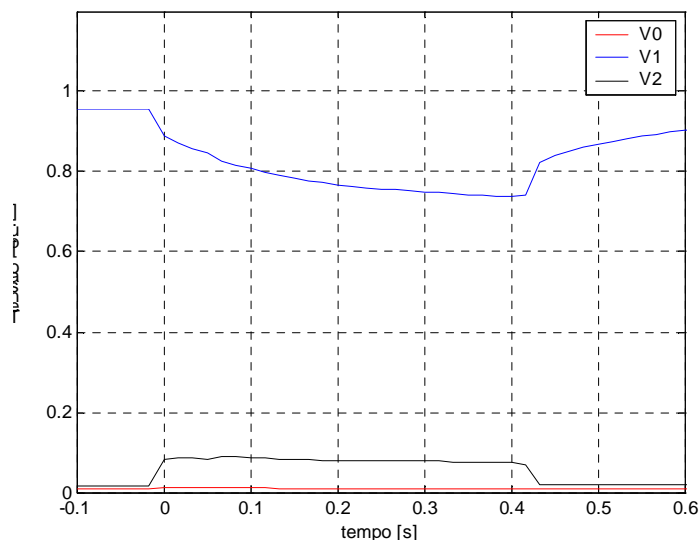


Figura 5. 66 – Evolução temporal das componentes de seqüência da tensão em P1 - Medição.

Em todos os pontos de medição, verifica-se a presença de componentes de seqüência negativa e zero, sendo que o valor da componente de seqüência negativa é maior em relação ao de seqüência zero, conforme verificado nos evento já analisados.

De forma geral, nota-se que os afundamentos de tensão observados em P1, P2 e P3 são bastante semelhantes em termos de evolução das componentes de sequência da tensão. Esta característica pode estar associada ao tipo de topologia radial, bem como a inexistência de transformadores com conexão delta-estrela aterrada entre o defeito e os pontos sensibilizados.

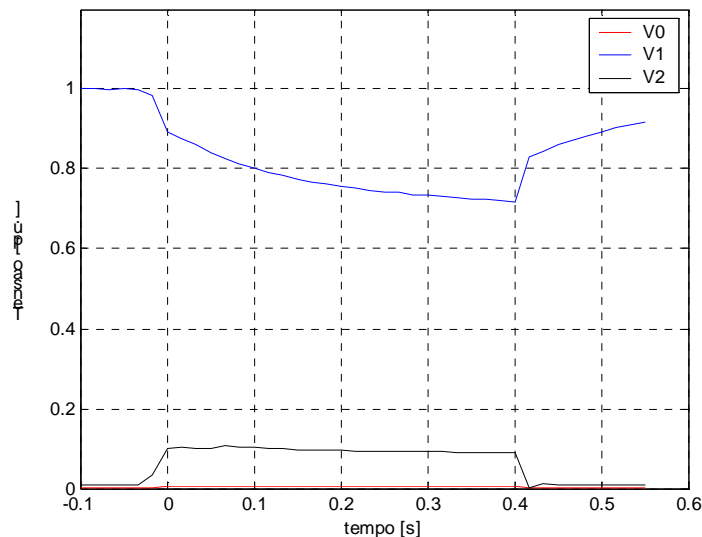


Figura 5. 67 – Evolução temporal das componentes de sequência da tensão em P2 - Medição.

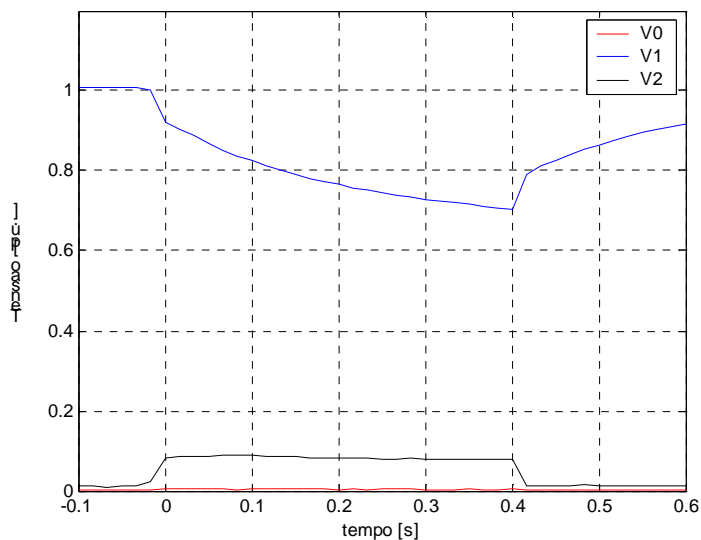


Figura 5. 68 – Evolução temporal das componentes de sequência da tensão em P3 - Medição.

5.5.3.3. Comportamento Fasorial

As Figuras de 5.69 a 5.71 apresentam os diagramas fasoriais dos afundamentos de tensão nos pontos sensibilizados no evento 4 (P1, P2 e P3).

Como era esperado, o evento 4 ocasionou afundamentos de tensão tipo B, nos três medidores sensibilizados, pelas mesmas razões apresentadas anteriormente.

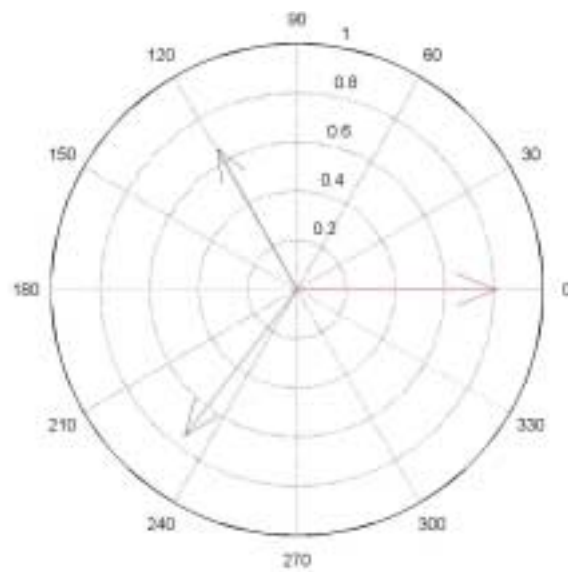


Figura 5. 69 – Fasores em P1 – Medição.

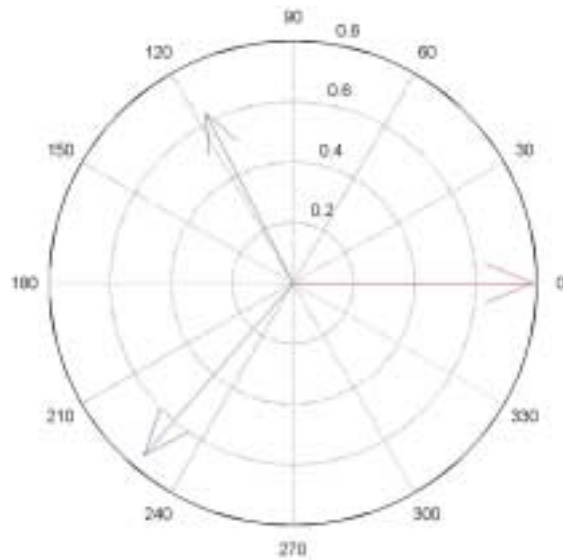


Figura 5. 70 – Fasores em P2 - Medição.

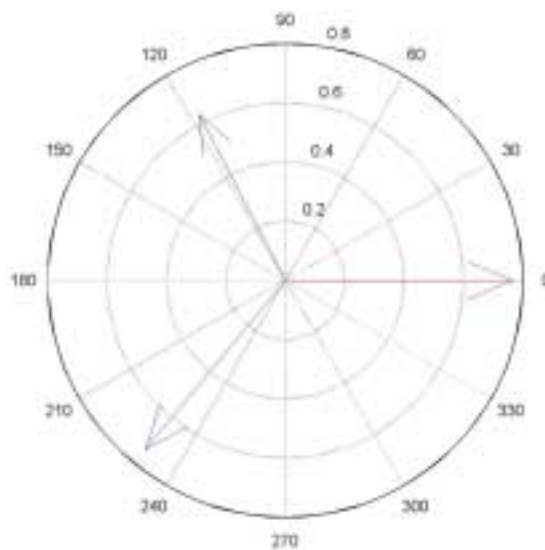


Figura 5. 71 – Fasores em P3 - Medição.

5.6. Considerações Finais

O presente capítulo fez uma análise da propagação de afundamentos de tensão, utilizando, para tanto, resultados de medição e simulação.

Como principais conclusões quanto ao IPP, destacam-se:

- Através do IPP verificou-se que a maior ocorrência de afundamentos de tensão ocorreu nos medidores P4, P5 e P12, sendo que isto está relacionado a topologia em anel e também devido à maior exposição das linhas de transmissão da região 2;
- Verificou-se que para os pontos P1, P2 e P3, os $IPP_{85\%}$ foram praticamente iguais devido à característica radial da região, sendo que estes medidores são normalmente sensibilizados por defeitos no 138 kV à jusante de Sinop;
- A simulação normalmente resultou maior $IPP_{85\%}$ que a medição, exceto em P6 para o caso base;
- Comprovou-se que a tensão pré-falta influencia na contabilização de afundamentos de tensão, aproximando ou distanciando os resultados entre medição e simulação;
- Quando se analisa por pontos monitorados, observa-se que, de modo geral, a variação em $\pm 5\%$ da localização do defeito, não altera de modo expressivo a contagem de AMTs;
- Como era esperado, comprovou-se que ao elevar o valor de resistência de falta, a contagem do número de AMTs tende a reduzir sem serem observadas grandes alterações.

Quanto ao IPE:

- Verificou-se uma tendência de sensibilizar até 3 medidores por evento para todas as análises de influência realizadas;
- Verificou-se que os eventos que tiveram maior divergência entre o $IPE_{85\%}$ da medição e simulação, foram defeitos que envolveram a terra (E2, E7 e E29);
- Ao se fazer o ajuste da tensão pré-falta, constatou-se que não ocorreram mudanças significativas; entretanto, para um dos eventos que teve maior divergência (E29), obteve-se $IPE_{85\%}$ idêntico pela simulação e medição;

- A influência da localização do defeito no $IPE_{85\%}$ não ocorreu de forma pronunciada para a maioria dos eventos, com exceção daqueles que ocorreram muito próximos dos pontos de monitoração;
- Constatou-se, ainda, que a resistência de falta tem influência maior para aqueles eventos que ocorreram nas proximidades de pontos sob monitoração: eventos E2, E3, E7, E15, E16, E18 e E19.

Quanto ao IPG:

- Verificou-se que, para todos os casos analisados, ocorre tendência da medição ter IPG em menores patamares que os da simulação, principalmente para IPGs acima de 50%;
- Ao corrigir a tensão pré-falta, o número de AMTs reduz ligeiramente, exceto para o $IPG_{80\%}$,
- Como era esperado, a influência da resistência de falta ocorreu no sentido de reduzir a severidade dos AMTs ao se elevar o valor da resistência de falta; entretanto, devido à aleatoriedade desta variável, não se pode indicar um valor típico, mas sim uma faixa de maior probabilidade que, para este caso teste, fica entre 0 e 5Ω .

Quanto às análises específicas:

- Pode-se comprovar, na prática, os conceitos teóricos sobre afundamentos de tensão, dentre eles, o bloqueio que a conexão delta-estrela do transformador impõe à sequência zero, modificando as suas características, como intensidade e comportamento fasorial;
- Notou-se que a ocorrência de defeitos nas regiões com maiores potências de curto-circuito resultou em afundamentos de tensão mais rasos (menos severos);
- Verificou-se que a influência da dinâmica de cargas rotativas ocorre, essencialmente, na duração do distúrbio, principalmente para medidores em 13,8 kV que, evidentemente, estão mais próximos da carga.

6

CONCLUSÕES

6.1. Conclusões Gerais

Este trabalho buscou avaliar, a partir de um caso teste bastante diversificado, a utilização de dois programas (ATP e ANAFAS) nos estudos de afundamentos de tensão.

É consenso que a eliminação deste distúrbio é impraticável, pois compreende causas que fogem ao domínio completo de alguma técnica de engenharia, dado ao fato que são decorrentes de curto-circuitos, muitas vezes provocados por fenômenos naturais, sobretudo em linhas aéreas.

Dentre deste contexto, ao se validar ferramentas de simulação, será possível, ao nível de planejamento, conhecer as principais características do sistema elétrico em estudo e propor soluções que minimizem o impacto deste distúrbio sobre os consumidores conectados ao sistema.

As principais conclusões obtidas pelo presente trabalho são:

Quanto à comparação entre simulação e medição de intensidades de Afundamentos de Tensão:

- No caso base verificou-se uma razoável aderência entre medição e simulação, sendo que os valores médios das divergências ficaram em torno de 5%, valor este considerado satisfatório. Entretanto, salienta-se que foram verificadas divergências elevadas que foram minimizadas através da variação de alguns fatores de influência, destacando-se a localização de falta e resistência de falta.
- Através de análise da influência da tensão pré-falta, observou-se que para o caso teste estudado, esta variável tem pouca influência na determinação da divergência média quando se comparam resultados de medição e simulação, tanto via ATP como ANAFAS
- Quando varia-se a localização do defeito em $\pm 5\%$ do comprimento da linha de transmissão sob falta, percebe-se que ocorre, de modo geral, pouca alteração dos resultados em comparação com o caso base que utilizou a localização informada pela

concessionária, com exceção daqueles defeitos que ocorreram em linhas cujos terminais são pontos de monitoração;

- Considerando as diversas análises comparativas realizadas neste trabalho, conclui-se que as duas ferramentas analisadas são adequadas para o estudo de afundamentos de tensão, sendo que a distinção do uso de uma ou de outra, se dá conforme o objetivo da análise, ou seja, o programa de cálculo de curto-circuito é mais indicado quando se objetiva estimar, de modo estocástico, o desempenho do sistema, devido à maior agilidade computacional e simplificação da modelagem dos equipamentos; por outro lado, para casos específicos onde se deseje saber com detalhes o impacto resultante de um evento particular, recomenda-se a utilização do ATP devido a seu maior nível de detalhamento na modelagem dos equipamentos.

Quanto a IPP:

- A simulação normalmente resultou maior $IPP_{85\%}$ que a medição, exceto em P6 para o caso base;
- Comprovou-se que a tensão pré-falta influencia na contabilização de afundamentos de tensão, aproximando ou distanciando os resultados entre medição e simulação, sobretudo na região de afundamentos de tensão menos severos;
- Na análise dos pontos monitorados, observa-se que, de modo geral, a variação em $\pm 5\%$ a localização do defeito, não altera de modo expressivo a contagem de AMTs;
- Como era esperado, comprovou-se que ao elevar o valor de resistência de falta, a contagem do número de AMTs tende a reduzir, sem serem observadas grandes alterações, com exceção daqueles defeitos que ocorreram em linhas cujos terminais são pontos de monitoração;

Quanto ao IPE:

- Para este caso teste, verificou-se uma tendência, em média, de sensibilizar 3 medidores por evento para todas as análises de influência realizadas;
- Verificou-se que os eventos que tiveram maior divergência entre o $IPE_{85\%}$ da medição e simulação, foram defeitos que envolveram a terra (E2, E7 e E29). Tal fato pode estar relacionado com a imprecisão do valor da impedância de sequência zero que sofre influência de diversos fatores, dentre eles, a variação da resistividade do solo;

- Ao se fazer o ajuste da tensão pré-falta, verificou-se que não ocorreram mudanças significativas nos resultados; entretanto, para um dos eventos que teve maior divergência (E29), obteve-se $IPE_{85\%}$ idêntico na simulação e medição;
- A influência da localização do defeito no $IPE_{85\%}$ não ocorreu de forma pronunciada para a maioria dos eventos, com exceção daqueles eventos que ocorreram próximos a pontos sob monitoração;
- Verificou-se que a resistência de falta tem influência maior para aqueles eventos que ocorreram nas proximidades de pontos sob monitoração, como foram os casos dos eventos E2, E3, E7, E15, E16, E18 e E19.

Quanto ao IPG:

- Verificou-se que para todos os casos analisados, ocorre tendência da medição ter IPG em menores patamares que os da simulação, principalmente para IPGs acima de 50%;
- Verificou-se que ao corrigir a tensão pré-falta, o número de AMTs reduz ligeiramente, exceto para o $IPG_{80\%}$,
- Como era esperado, a influência do aumento da resistência de falta ocorreu no sentido de reduzir a contagem dos AMTs. Entretanto, devido a aleatoriedade desta variável, não se pode indicar um valor típico, mas sim uma faixa de maior probabilidade que, para este caso teste, fica entre 0 e 5Ω .

Quanto às análises específicas, através de três eventos registrados:

- Pode-se comprovar na prática as teorias sobre afundamentos de tensão, dentre elas, o bloqueio que a conexão delta-estrela do transformador impõe à sequência zero, modificando as suas características, como intensidade e comportamento fasorial;
- Como era esperado, as regiões com maiores níveis de curto-circuito sofreram afundamentos de tensão mais rasos, evidentemente dependendo do ponto de localização da falta;
- Verificou-se a influência da dinâmica de cargas rotativas fundamentalmente na duração do distúrbio, principalmente para medidores em 13,8 kV que, geralmente, estão mais próximos da carga;
- Dado que o caso teste é um sistema elétrico de grande dimensão, as características dos afundamentos podem ser diferentes em razão das especificidades de cada região.

6.2. Sugestões para Trabalhos Futuros

Para desenvolvimento de trabalhos futuros, propõe-se:

- Avaliação estocástica para estimação de parâmetros de AMTs considerando curvas de probabilidade das principais variáveis de influência (taxas de falta, posição da falta, resistência da falta e tensão pré-falta);
- Avaliar a influência dos parâmetros de sequência zero das linhas de transmissão, levando em consideração a questão sazonal, característica do solo, bem como a impedância mútua de sequência zero na estimação de afundamentos de tensão;
- Modelagem dinâmica do comportamento da carga, com o objetivo de obter um modelo consistente para avaliar a sua influência sobre os parâmetros dos afundamentos de tensão;
- Em face a crescente entrada de gerações distribuídas, sugere-se avaliar a performance do sistema, buscando identificar se, de fato, estas fontes serão benéficas para a minimização do impacto dos afundamentos de tensão;
- Por fim, uma sugestão que se enquadra no âmbito técnico/econômico, corresponde à estimação dos custos associados a ocorrências de afundamentos de tensão.

7

REFERÊNCIAS

7.1. Referências Utilizadas

- [1] XU, J, ANNAMRAJU, RAO V., RAJAGOPALAN, V., “Propagation Characteristics of Sag and Harmonics in Medium Voltage Distribution Systems”.
- [2] BOLLEN, M. H. J., “On voltage dip propagation”.
- [3] GNATIV, R., MILANOVIC, J. V., “Voltage Sag Propagation in Systems with Embedded Generation and Induction Motors”.
- [4] GNATIV, R., MILANOVIC, J. V., “Characteristics of Voltage Sags in Radial Networks with Dynamic Loads and Embedded Generators”.
- [5] FILHO, J. M. CARVALHO, ABREU, J. POLICARPO G., LEBORGNE, ROBERTO C., OLIVEIRA, T. CLÉ, CORREIA, D. M., OLIVEIRA, JEDER F. DE, “Comparative Analysis between Measurements and Simulations of Voltage Sags”, IEEE – PES – 10th International Conference on Harmonics and Quality of Power, Rio de Janeiro, Brasil, Outubro 2002.
- [6] BOLLEN, M. H. J., HAGER, M., “Effect of Induction Motors and Other Loads on Voltage Dips: Theory and Measurements”.
- [7] MENDES, J. A. S., "Análise Comparativa de Resultados de Simulação de Afundamentos de Tensão Utilizando Programas de Curto-Circuito e de Transitórios Eletromagnéticos". Universidade Federal de Itajubá, Dissertação de Mestrado, Outubro de 2004.
- [8] IEEE, “IEEE Recommended Practice for Monitoring Electric Power Quality”, IEEE Standart 1159 – 1995.
- [9] FILHO, JOSÉ MARIA CARVALHO, “Uma Contribuição à Avaliação do Atendimento a Consumidores com Cargas Sensíveis – Proposta de Novos Indicadores”, Escola Federal de Engenharia de Itajubá, Tese de Doutorado, Dezembro de 2000.
- [10] IEEE, “Voltage Sags Indices”, Draft 2, working document for IEEE P1564 and CIGRE WG 36-07, December 2000, Available at http://grouper.ieee.org/groups/sag/IEEEP1564_01_15.doc.
- [11] SABIN, D., GREBE, T. E., SUNDARAM, A., “RMS Voltage Variation Statistical Analysis for a Survey of Distribution System Power Quality Performance”, www.pqnet.electrotek.com.

- [12] ORTMEYER, T. H., HIYAMA, T., SALEHFAR, H., “Power Quality Effects of Distribution System Faults”, *Electrical Power & Energy Systems*, Vol.18, No.5, 1996, pp.323-329.
- [13] BOLLEN, M. H. J., “The Influence of Motor Reacceleration on Voltage Sag”, *IEEE Transactions on Industry Applications*, V.31, nº 4, July/August 1995.
- [14] AVELLO, F. P., FILHO, J. M. Carvalho, et all. “Influência do sistema de Proteção na Qualidade da Energia”, III Conladis – Congresso Latino Americano de Distribuição de Energia Elétrica, USP - São Paulo, 1999.
- [15] CONRAD, L., LITTLE, K., GRIGG, C., “Predicting and Preventing Problems Associated with Remote Fault-Clearing Voltage Dips”, *IEEE Transactions on Industry Applications*, Vol.27, No.1, Jan/Feb 1991, pp.167-172.
- [16] FILHO, J. M. C., ABREU, J. P. G., LEBORGNE, R. C., OLIVEIRA, T. C., “Softwares e Procedimentos Para Simulação de Afundamentos de Tensão”, CBA 2002, Natal, Brasil, Setembro 2002.
- [17] BLACKBURN, J. L., “Protective Relaying”, New York, Marcel Dekker, 1987, (Electrical Engineering and Electronics, No.37).
- [18] BOLLEN, M. H. J., “Characterization of Voltage Sags Experienced by Three-Phase Adjustable-Speed Drive”, *IEEE Transactions on Industry Applications*, Vol.12, No.4, October 1997, pp.1667-1671.
- [19] AVELLO, F. P., FILHO, J. M. Carvalho, et all. “Influência do sistema de Proteção na Qualidade da Energia”, III Conladis – Congresso Latino Americano de Distribuição de Energia Elétrica, USP - São Paulo, 1999.
- [20] IEEE Power System Relaying Committee Report, “Distribution Line Protection Practices – Industry Survey Results”, *IEEE Transactions on Power Delivery*, Vol.3, Apr 1998, pp.514-524.
- [21] IEEE Power System Relaying Committee Report, “Line Protection Design Trends in the USA and Canada”, *IEEE Transactions on Power Delivery*, Vol.3, Oct 1998, pp.1530-1535.
- [22] BOLLEN, M. H. J., “Understanding Power Quality Problems-Voltage Sags and Interruptions”, IEE Press Editorial Board, New York.
- [23] XU, W., “Component Modeling Issues for Power Quality Assessment”, *IEEE Power Engineering Review*, University of Alberta, Edmonton, Alberta, Canada, August and September 2001.

- [24] CEPEL, “Programa de Análise de Falhas Simultâneas – ANAFAS”, Versão 3.0, Manual do Usuário, Dezembro 1998.
- [25] RULE BOOK – Alternative Transient Program. CAUE – Comitê Argentino de Usuários EMTP-ATP.

7.2. Referências Complementares

- [26] DUGAM, R. C.; MACGRANAGHAN, M. F.; SANTOSO, SURYA; BEATY, H. WAYNE “Electrical Power Systems Quality”, McGraw-Hill, New York.
- [27] ALA, G., BARONE, A., CATALIOTTI, V., INZERILLO, M., “Analysis of Voltage Dips Propagation In MV Distribution Networks Using ATP-EMTP Code”.
- [28] GNATIV, R., MILANOVIC, J. V., “The Influence of Loading Conditions and Network Topology on Voltage Sags”.
- [29] GOMES, J. C., “Behavior of Induction Motor Due to Voltage Sags and Short Interruptions”.
- [30] GNATIV, R., MILANOVIC, J. V., “Load Modeling for Voltage Sag Studies”.
- [31] TANG, L., MCGRANAGHAN, M., “Distribution System Voltage Sags: Interaction with Motor and Drive Loads”.
- [32] BOLLEN, M. H. J., “Characterization of voltage sags experienced by three phase adjustable-speed drives,” IEEE Trans. Power Delivery, vol. 12, pp. 1666–1671, Oct. 1997.
- [33] ZHANG, L. D., BOLLEN, M. H. J., “Characteristic of voltage dips (sags) in power systems,” IEEE Trans. Power Delivery, vol. 15, pp. 827–832, Apr. 2000.
- [34] RULE BOOK – Alternative Transient Program. CAUE – Comitê Argentino de Usuários de EMTP-ATP.
- [35] BOLLEN, M. H. J., STYVAKTAKIS, E., “Characterization of three-phase unbalanced dips (as easy as one-two-three?)”, 9 International Conference on Harmonics and Quality of Power, Orlando USA, Outubro 2000.