

UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ

PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM
ENGENHARIA ELÉTRICA

Camilla Pereira Nakanami

**Análise dos Impactos Provenientes da
Instalação de Bancos de Capacitores
na Fronteira com a Rede Básica**

Itajubá-MG, 06 de dezembro de 2021.

UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ

PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM
ENGENHARIA ELÉTRICA

Camilla Pereira Nakanami

**Análise dos Impactos Provenientes da
Instalação de Bancos de Capacitores
na Fronteira com a Rede Básica**

Dissertação submetida ao Programa de Pós-Graduação
em Engenharia Elétrica como parte dos requisitos para
obtenção do título de **Mestre em Ciências em
Engenharia Elétrica**.

Área de Concentração: Sistemas Elétricos de Potência

Orientador: Prof. Ph.D. Benedito Donizeti Bonatto

Co-orientador: Prof. Dr. Mauricio Campos Passaro

Itajubá-MG, 06 de dezembro de 2021.

DEDICATÓRIA

*Aos meus pais, Elaine e Carlos e
ao meu grande amigo Junior Ortiz..*

“Se cheguei até aqui é porque me apoiei em ombros de gigantes.”

Isaac Newton

AGRADECIMENTOS

Meu maior agradecimento é a Deus e a Nossa Senhora Aparecida, a qual sou devota, por me proporcionarem vitalidade, saúde e amparo mesmo nos dias de dificuldades e nos caminhos tortuosos que o destino perfaz.

Agradeço aos meus pais, Elaine e Carlos, que tanto admiro por serem um exemplo de força, coragem e perseverança frente às adversidades da vida, pela confiança. Aos meus tios, Cordislêda e Hidezaku, aos meus irmãos, Tallita e Filype, aos meus familiares, aos meus amigos e principalmente ao meu grande amigo Junior Ortiz pelo apoio e pelo incentivo constante.

Aos professores, Bonatto e Maurício, os meus agradecimentos pelo suporte, pelas diretrizes e pela franqueza quanto ao desenvolvimento deste trabalho. Por fim, agradeço aos meus amigos de profissão que me incentivaram a concretizar esse trabalho e não mediram esforços para compartilhar comigo os conhecimentos que foram adquiridos ao longo de suas carreiras profissionais.

SUMÁRIO

DEDICATÓRIA.....	I
AGRADECIMENTOS.....	III
SUMÁRIO.....	IV
LISTA DE FIGURAS.....	VII
LISTA DE TABELAS.....	X
LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS.....	XII
RESUMO.....	XIII
ABSTRACT.....	XIV
1. INTRODUÇÃO	19
1.1 Justificativa e Relevância do Tema	19
1.2 Objetivos e contribuições da dissertação	21
1.3 Estrutura da dissertação	22
2. REGULAMENTAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO.....	24
3. TRANSITÓRIOS ELETROMAGNÉTICOS DE BANCOS DE CAPACITORES	29
3.1 Aplicações de bancos de capacitores em subestação	29
3.2 Fenômeno de transitórios de energização de bancos de capacitores	34
3.3 Considerações normativas	36
3.3.1 Sobretensões e sobrecorrentes no BC e no disjuntor.....	36
3.3.2 Filtro de harmônicas	39
4. TENSÃO DE REESTABELECIMENTO TRANSITÓRIA.....	40
4.1 Princípio de funcionamento do disjuntor.....	40
4.2 Fenômeno de tensão de restabelecimento transitória.....	41
4.3 Considerações normativas	47
4.3.1 Fator de primeiro polo	48
4.3.2 Capacidade de interrupção em curto-circuito.....	49
4.3.3 Tensão de restabelecimento transitória associada à capacidade de interrupção em curto-circuito.....	53
5. METODOLOGIA.....	63
5.1 Programa computacional ANAREDE	63
5.2 Programa computacional ANAFAS	63
5.3 Programa computacional ATPdraw	64
5.3.1 Modelagem das cargas.....	65
5.3.2 Modelagem das linhas de transmissão.....	67
5.3.3 Modelagem dos equivalentes de rede	68

5.3.4	Modelagem da chave estatística	69
5.3.5	Modelagem das envoltórias da TRT.....	70
5.3.1	Modelagem dos demais componentes elétricos.....	71
5.4	Procedimento para determinar a faixa de potência reativa capacitiva tradicional.....	71
5.4.1	Sistema de distribuição de alta tensão	72
5.4.2	Sistema de distribuição de alta tensão equivalente.....	75
5.4.3	Estudo de fluxo de potência	77
5.4.4	Estudos de energização de bancos de capacitores	78
5.4.5	Estudos de tensão de restabelecimento transitória	81
6.	APLICAÇÃO E RESULTADOS	91
6.1	Tensão em regime permanente	91
6.1.1	Condições normais de operação	91
6.1.2	Dimensionamento de compensação reativa capacitiva	92
6.2	Energização de bancos de capacitores	94
6.2.1	Barramento 2 (inverno patamar leve).....	95
6.2.1	Barramento 2 (inverno patamar pesado)	99
6.2.2	Barramento 62 (inverno patamar leve).....	102
6.2.1	Barramento 62 (inverno patamar pesado)	105
6.1	Tensão de restabelecimento transitória.....	108
6.1.1	Disjuntores adjacentes ao barramento B2 (Falta Trifásica).....	111
6.1.2	Disjuntores adjacentes ao barramento B2 (Falta Quilométrica).....	115
6.1.3	Disjuntores adjacentes ao barramento B62 (Falta Trifásica).....	116
6.1.4	Disjuntores adjacentes ao barramento B62 (Falta Quilométrica).....	118
7.	CONCLUSÕES.....	120
7.1	Conclusões gerais	120
7.2	Proposta para trabalhos futuros.....	122
7.3	Artigo	122
	REFERÊNCIAS	123
	APÊNDICE I – Dados de regime permanente Parpel 2021/2025	128
	APÊNDICE II – Parâmetros dos componentes utilizados na simulação	131
	APÊNDICE III – Figuras simulação de transitórios de energização de BC.....	137
	APÊNDICE IV – Figuras simulação de transitórios de TRT de disjuntores falta terminal trifásica	157

APÊNDICE V – Figuras simulação de transitórios de TRT de disjuntores falta terminal quilométrica	169
---	------------

LISTA DE FIGURAS

Figura 1- Limites de fronteira entre a RB e a RC [17].	25
Figura 2 – Indicação do ponto de medição de uma distribuidora com conexão de diversos ramais na RB [17].	27
Figura 3 - Configuração de Banco de Capacitores em estrela e dupla estrela aterrada [22].	30
Figura 4 - Tipos de unidades capacitivas. Adaptado de [22].	30
Figura 5 - Montagem de BC conexão estrela tipo fusível externo. Adaptado de [23].	31
Figura 6 - Montagem de BC conexão estrela tipo fusível interno. Adaptado de [23].	31
Figura 7– Montagem de BC conexão estrela tipo sem fusível. Adaptado de [23].	32
Figura 8 – Arranjo elétrico de Banco de Capacitores e seus componentes em SE. Adaptado de [22].	33
Figura 9 – Filtro sintonizado simples e as conexões utilizadas. Adaptado de [26].	34
Figura 10 – Sobreensões trifásicas típicas da energização de um banco de capacitor estrela simples.	35
Figura 11 - Sobrecorrentes trifásicas típicas de energização um banco de capacitor estrela simples.	35
Figura 12 - Disjuntores em paralelo com BC em derivação [31].	37
Figura 13 - Fases de Abertura do Disjuntor [34].	40
Figura 14 – TRT posteriormente à extinção da corrente. Adaptado de [36].	41
Figura 15 - Formato teórico da TRT para circuitos trifásicos aterrados com falta simétrica isolada [38].	42
Figura 16 - Forma de onda da TRT nos terminais do disjuntor, obtida por simulação computacional.	43
Figura 17 – Ampliação da forma de onda da TRT da Fase C apresentada na Figura 15, obtida por simulação computacional.	43
Figura 18 – Formato de TRT exponencial. Adaptado de [39].	44
Figura 19 – Formato de TRT oscilatória. Adaptado de [39].	45
Figura 20 – Formato de TRT dente de serra. Adaptado de [39].	45
Figura 21 – Formato da tensão no lado linha para faltas quilométricas [36].	45
Figura 22 - Formato da tensão no lado fonte para faltas quilométricas [36].	46
Figura 23 - Formato da TRT para faltas quilométricas [36].	46
Figura 24 - Circuito e diagrama fasorial para a primeira fase a interromper uma falta trifásica não aterrada [22].	48

Figura 25 - Manobra de abertura de um disjuntor. Adaptado de [30].	51
Figura 26 - Eliminando uma falta posteriormente a uma alternância menor com fator de polo de 1,5.	51
Figura 27 - Eliminando uma falta posteriormente a uma alternância com abertura intermediária e fator de polo de 1,5. Adaptado de [45].	52
Figura 28 - Eliminando uma falta posteriormente a uma alternância maior com fator de polo de 1,5. Adaptado de [45].	52
Figura 29 - Efeito da assimetria da corrente na tensão na passagem da corrente pelo zero. Adaptado de [38].	53
Figura 30 - Representação da envoltória de 4 parâmetros da norma técnica IEC. Adaptado de [36].	54
Figura 31 - Representação da envoltória de 2 parâmetros da norma técnica IEC. Adaptado de [36].	54
Figura 32 - Representação da TCTR conforme a IEC. Adaptado de [43].	55
Figura 33 - Formato das envoltórias de TRT normalizadas e intermediárias [38].	56
Figura 34 - Transitório de Energização de BC com cargas RL série - BC: 20 MVar	66
Figura 35 - Transitório de Energização de BC com cargas RL paralelo - BC: 20 MVar	66
Figura 36 - Estrutura de torre de transmissão tipo K1, em que os comprimentos estão em metros [51].	67
Figura 37 - Inserção de impedância equivalente em barramento de fronteira [52]	68
Figura 38 - Parâmetros da TRT [48].	71
Figura 39 - Fluxograma do procedimento utilizado para determinar a faixa de potência reativa capacitiva tradicional.	72
Figura 40 - Representação do SDAT Limítrofe com a RB. Adaptado de [11] [12].	73
Figura 41 - Intercâmbio de potência entre o SDAT em análise e a RB - Verão.	73
Figura 42 - Intercâmbio de potência entre o SDAT em análise e a RB - Inverno	74
Figura 43 - Representação do SDAT Limítrofe com a RB - Destaque das SEs escolhidas. Adaptado de [11] [12].	74
Figura 44 - Representação do SDAT Equivalente Limítrofe com a RB. Adaptado de [11] [12].	75
Figura 45 - Diagrama Unifilar representativo do SDAT Equivalente.	76
Figura 46 - Distribuição Normal ou Gaussiana.	80
Figura 47 - Capacitâncias efetivas dos equipamentos elétricos pertencentes ao arranjo físico do BC [22].	84

Figura 48- Diagrama Barramento 2: Disjuntores D2-2.	85
Figura 49 – Corrente de curto-circuito trifásica e tensão na fonte para a Fase C.	87
Figura 50 - Diagrama Barramento 2: Disjuntores D62-1.	88
Figura 51 – Ilustração da aplicação de falta monofásica nos trechos da linha de transmissão para análise de TRT [22].	90
Figura 52- Resultado fluxo de potência no Barramento B2.	93
Figura 53- Resultados fluxo de potência no Barramento B62.	94
Figura 54 – Tensão no barramento B2 – patamar de carga leve.	96
Figura 55 - Tensão no barramento B2 – patamar de carga pesado.	99
Figura 56 – Tensão no barramento B62 – patamar de carga leve	102
Figura 57 -Tensão no barramento B62 – patamar de carga pesada.	105
Figura 58– Corrente de curto-circuito trifásico no barramento B2.	109
Figura 59– Corrente de curto-circuito trifásico no barramento B2.	110
Figura 60 – Disjuntor D2-1 e D2-2 para falta terminal.	111
Figura 61 - Disjuntor D2-3 e D2-4 para falta terminal.	113
Figura 62 - Disjuntor D2-5 e D2-6 para falta terminal.	114
Figura 63 - Disjuntor D26-1, D62-2, D62-3, D62-4, D62-5 e D62-6 para falta terminal.	117
Figura 64 – Transitório de Energização no Barramento B2 Inverno Leve: BC 20 MVar. ...	137
Figura 65 - Transitório de Energização no Barramento B2 Inverno Leve: BC 40 MVar.	138
Figura 66 - Transitório de Energização no Barramento B2 Inverno Leve: BC 60 MVar.	139
Figura 67 - Transitório de Energização no Barramento B2 Inverno Pesado: BC 20 MVar.	140
Figura 68 - Transitório de Energização no Barramento B2 Inverno Pesado: BC 40 MVar.	141
Figura 69 - Transitório de Energização no Barramento B2 Inverno Pesado: BC 60 MVar.	142
Figura 70 - Transitório de Energização no Barramento B62 Inverno Leve: BC 20 MVar.	143
Figura 71 - Transitório de Energização no Barramento B62 Inverno Leve: BC 40 MVar.	144
Figura 72 - Transitório de Energização no Barramento B62 Inverno Leve: BC 60 MVar.	145
Figura 73 - Transitório de Energização no Barramento B62 Inverno Pesado: BC 20 MVar.	146
Figura 74 - Transitório de Energização no Barramento B62 Inverno Pesado: BC 40 MVar.	147
Figura 75 - Transitório de Energização no Barramento B62 Inverno Pesado: BC 60 MVar.	148
Figura 76 - Transitório de Energização no Barramento B2 Inverno Leve: Filtro 5ª harmônica.	149

Figura 77 - Transitório de Energização no Barramento B2 Inverno Leve: Filtro 7ª harmônica.	150
Figura 78 - Transitório de Energização no Barramento B2 Inverno Pesado: Filtro 5ª harmônica.	151
Figura 79 - Transitório de Energização no Barramento B2 Inverno Pesado: Filtro 7ª harmônica.	152
Figura 80 - Transitório de Energização no Barramento B62 Inverno Leve: Filtro 5ª harmônica.	153
Figura 81 - Transitório de Energização no Barramento B62 Inverno Leve: Filtro 7ª harmônica.	154
Figura 82 - Transitório de Energização no Barramento B62 Inverno Pesado: Filtro 5ª harmônica.	155
Figura 83 - Transitório de Energização no Barramento B62 Inverno Pesado: Filtro 7ª harmônica.	156
Figura 84 – TRT D2-1: Falta Terminal Trifásica.	157
Figura 85- TRT D2-2: Falta Terminal Trifásica.	158
Figura 86 - TRT D2-3: Falta Terminal Trifásica.	159
Figura 87 - TRT D2-4: Falta Terminal Trifásica.	160
Figura 88 – TRT D2-5: Falta Terminal Trifásica.	161
Figura 89- TRT D2-6: Falta Terminal Trifásica.	162
Figura 90 - TRT D62-1: Falta Terminal Trifásica.	163
Figura 91- TRT D62-2: Falta Terminal Trifásica.	164
Figura 92 - TRT D62-3: Falta Terminal Trifásica.	165
Figura 93 - TRT D62-4: Falta Terminal Trifásica.	166
Figura 94 - TRT D62-5: Falta Terminal Trifásica.	167
Figura 95- TRT D62-6: Falta Terminal Trifásica.	168
Figura 96 - TRT D2-1: Falta Terminal Quilométrica.	169
Figura 97- TRT D2-2: Falta Terminal Quilométrica.	170
Figura 98 - TRT D2-3: Falta Terminal Quilométrica.	171
Figura 99 - TRT D2-4: Falta Terminal Quilométrica.	172
Figura 100 - TRT D2-5: Falta Terminal Quilométrica.	173
Figura 101 - TRT D2-6: Falta Terminal Quilométrica.	174
Figura 102 - TRT D62-1: Falta Terminal Quilométrica.	175
Figura 103 - TRT D62-2: Falta Terminal Quilométrica.	176

Figura 104 - TRT D62-3: Falta Terminal Quilométrica.....	177
Figura 105 - TRT D62-4: Falta Terminal Quilométrica.....	178
Figura 106 - TRT D62-5: Falta Terminal Quilométrica.....	179
Figura 107 - TRT D62-6: Falta Terminal Quilométrica.....	180

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 -Valores do fator de assimetria e do percentual da componente CC obtidos através da constante de tempo e do X/R [22].	50
Tabela 2 -Valores normalizados da TRT presumida para disjuntores com tensão nominal de 145kV para falta terminal trifásica [30]	55
Tabela 3 - Valores normalizados da TRT presumida para T100, T60, T30 [30]	56
Tabela 4 - Fatores de multiplicação para calcular as envoltórias de TRT.....	57
Tabela 5 - Envoltórias de TRT entre T 30% e T60%.	58
Tabela 6 – Envoltórias de TRT entre T60% e T100%.	59
Tabela 7 - Capacitância efetiva de transformadores de instrumento indutivos [38].	61
Tabela 8 – Capacitância efetiva dos transformadores para faltas trifásicas isoladas - [38].	61
Tabela 9 – Capacitância de barramento de subestação isolada a ar [38].....	61
Tabela 10 – Capacitância efetiva de disjuntores e chaves seccionadoras [38].....	61
Tabela 11- Valores normalizados da TRT presumida para disjuntores com tensão nominal de 145kV para falta quilométrica [30]	62
Tabela 12- Valores normalizados da TRT presumida para disjuntores com tensão nominal de 145kV para falta quilométrica [30]	62
Tabela 13- Valores normalizados da TRT presumida para disjuntores com tensão nominal de 145kV para falta quilométrica.	62
Tabela 14 - Modelos típicos de representação de carga conforme o IEEE [50].	65
Tabela 15- Parâmetros dos condutores considerados na rotina LCC.	67
Tabela 16 - Valores limites para a tensão em regime permanente.	78
Tabela 17 - Faixa de valores limites para o fator de potência.	78
Tabela 18 – Valores das sobretensões transitórias para diferentes tempos de energização.	81
Tabela 19- Valores com os tempos de abertura do primeiro polo.....	82
Tabela 20 - Resultados da TRT no disjuntor D2 – 2 (Cenário 1).....	86
Tabela 21 - Resultados da TRT no disjuntor D2 – 2 (Cenário 2).....	86
Tabela 22 - Resultados da TRT no disjuntor D2 – 2 (Cenário 3).....	86
Tabela 23 - Resultados da TRT no disjuntor D62 – 1 (Cenário 1).....	89
Tabela 24 - Resultados da TRT no disjuntor D62 – 1 (Cenário 2).....	89
Tabela 25- Resultados da TRT no disjuntor D62 – 1 (Cenário 3).....	89
Tabela 26 - Resultados das verificações de falta quilométrica.....	90
Tabela 27 - Tensão resultante no Barramento B2 com a inserção de BC.	93

Tabela 28 - Tensão resultante no Barramento B62 com a inserção de BC.	93
Tabela 29- Corrente de curto-circuito ANAFAS e <i>ATPdraw</i> Barramento B2.....	95
Tabela 30- Corrente de curto-circuito ANAFAS e <i>ATPdraw</i> Barramento B62.....	95
Tabela 31 - Tensão resultante da energização do BC de 20 MVar – ILB2.....	96
Tabela 32 - Tensão resultante da energização do BC de 40 MVar -ILB2	97
Tabela 33 - Tensão resultante da energização do BC de 60 MVar -ILB2	97
Tabela 34- Corrente resultante da energização dos BC– ILB2	97
Tabela 35 – Corrente de energização BC e Filtros – ILB2	98
Tabela 36 - Tensão resultante da energização do filtro de 60 MVar e 5ª ordem -ILB2.....	98
Tabela 37 - Tensão resultante da energização do filtro de 60 MVar e 7ª ordem -ILB2.....	98
Tabela 38 - Tensão resultante da energização do BC de 20 MVar – IPB2	100
Tabela 39 - Tensão resultante da energização do BC de 40 MVar – IPB2	100
Tabela 40 - Tensão resultante da energização do BC de 60 MVar – IPB2	100
Tabela 41- Corrente resultante da energização dos BC– ILBB2.....	101
Tabela 42 - Tensão resultante da energização do filtro de 60 MVar e 5ª ordem -IPB2	101
Tabela 43 - Tensão resultante da energização do filtro de 60 MVar e 7ª ordem -IPB2	101
Tabela 44 - Corrente de energização BC e Filtros – IPB2	102
Tabela 45 - Corrente resultante da energização dos BC– ILB62	103
Tabela 46 - Tensão resultante da energização do BC de 20 MVar -ILB62	103
Tabela 47 - Tensão resultante da energização do BC de 40 MVar -ILB62	103
Tabela 48 - Tensão resultante da energização do BC de 60 MVar-ILB62	104
Tabela 49 -Tensão resultante da energização do filtro de 60 MVar e 5ª ordem -ILB62.....	104
Tabela 50 - Tensão resultante da energização do filtro de 60 MVar e 7ª ordem -ILB62.....	105
Tabela 51 - Corrente de energização BC e Filtros – ILB62	105
Tabela 52 - Corrente resultante da energização dos BC– IPB62	106
Tabela 53 - Tensão resultante da energização do BC de 60 MVar-ILB62	106
Tabela 54 - Tensão resultante da energização do BC de 60 MVar-ILB62	107
Tabela 55 - Tensão resultante da energização do BC de 60 MVar-ILB62	107
Tabela 56 - Corrente de energização BC e Filtros – IPB62	107
Tabela 57- Tensão resultante da energização do filtro de 60 MVar e 5ª ordem -IPB62.....	108
Tabela 58- Tensão resultante da energização do filtro de 60 MVar e 7ª ordem -IPB62.....	108
Tabela 59 - Corrente de curto-circuito ANAFAS e <i>ATPdraw</i> Barramento B2 falta terminal.	109

Tabela 60 - Corrente de curto-circuito ANAFAS e <i>ATPdraw</i> Barramento B62 falta terminal.	109
Tabela 61 - Disjuntor D2-1 – Falta Terminal Trifásica.....	112
Tabela 62 - Disjuntor D2-2 – Falta Terminal Trifásica.....	112
Tabela 63 - Disjuntor D2-3 – Falta Terminal Trifásica.....	113
Tabela 64 - Disjuntor D2-4 – Falta Terminal Trifásica.....	114
Tabela 65 - Disjuntor D2-5 - Falta Terminal Trifásica	115
Tabela 66 - Disjuntor D2-6 - Falta Terminal Trifásica	115
Tabela 67 – Disjuntor D2-1 - Falta Terminal Quilométrica.....	115
Tabela 68 – Disjuntor D2-2 - Falta Terminal Quilométrica.....	116
Tabela 69 – Disjuntor D2-3 - Falta Terminal Quilométrica.....	116
Tabela 70 – Disjuntor D2-4 - Falta Terminal Quilométrica	116
Tabela 71 – Disjuntor D2-5 - Falta Terminal Quilométrica.....	116
Tabela 72 – Disjuntor D2-6 - Falta Terminal Quilométrica.....	116
Tabela 73 -Disjuntor D62-1 – Falta Terminal	117
Tabela 74-Disjuntor D62-2 – Falta Terminal	117
Tabela 75 - Disjuntor D62-3 – Falta Terminal	118
Tabela 76 - Disjuntor D62-4 – Falta Terminal	118
Tabela 77 - Disjuntor D62-5 – Falta Terminal	118
Tabela 78 - Disjuntor D62-6 – Falta Terminal	118
Tabela 79- Disjuntor D62-1 – Falta Quilométrica.....	118
Tabela 80- Disjuntor D62-2 – Falta Quilométrica.....	118
Tabela 81- Disjuntor D62-3 – Falta Quilométrica.....	119
Tabela 82- Disjuntor D62-4 – Falta Quilométrica.....	119
Tabela 83- Disjuntor D62-5 – Falta Quilométrica.....	119
Tabela 84- Disjuntor D62-6 – Falta Quilométrica.....	119
Tabela 85 - Valores de Potência de Carga do SDAT - Inverno 2021 e 2025.....	128
Tabela 86 - Valores de Potência de Carga do SDAT - Inverno 2021 e 2025.....	129
Tabela 87 - Valores de Potência de Geração do SDAT - Inverno 2021 e 2025.....	130
Tabela 88 - Valores de Potência de Geração do SDAT- Verão 2021 e 2025.....	130
Tabela 89 - Valores dos Bancos de Capacitores – 2021 e 2025.....	130
Tabela 90 – Parâmetros dos Geradores.	131
Tabela 91 - Parâmetros dos Transformadores.	132
Tabela 92 - Parâmetros das Linhas de Transmissão.....	134

Tabela 93 – Sobretensão no Barramento B2 Inverno Leve: BC 20 MVar.....	137
Tabela 94 – Sobretensão no Barramento B2 Inverno Leve: BC 40 MVar.....	138
Tabela 95 – Sobretensão no Barramento B2 Inverno Leve: BC 60 MVar.....	139
Tabela 96 – Sobretensão no Barramento B2 Inverno Pesado: BC 20 MVar.	140
Tabela 97 – Sobretensão no Barramento B2 Inverno Pesado: BC 40 MVar.	141
Tabela 98 – Sobretensão no Barramento B2 Inverno Pesado: BC 60 MVar.	142
Tabela 99 – Sobretensão no Barramento B62 Inverno Leve: BC 20 MVar.....	143
Tabela 100 – Sobretensão no Barramento B62 Inverno Leve: BC 40 MVar.....	144
Tabela 101 – Sobretensão no Barramento B62 Inverno Leve: BC 60 MVar.....	145
Tabela 102 – Sobretensão no Barramento B62 Inverno Pesado: BC 20 MVar.	146
Tabela 103 – Sobretensão no Barramento B62 Inverno Pesado: BC 40 MVar.	147
Tabela 104 – Sobretensão no Barramento B62 Inverno Pesado: BC 60 MVar.	148
Tabela 105 – Sobretensão no Barramento B2 Inverno Leve: Filtro 5ª harmônica.....	149
Tabela 106 – Sobretensão no Barramento B2 Inverno Leve: Filtro 7ª harmônica.....	150
Tabela 107 – Sobretensão no Barramento B2 Inverno Pesado: Filtro 5ª harmônica.	151
Tabela 108 – Sobretensão no Barramento B2 Inverno Pesado: Filtro 7ª harmônica.	152
Tabela 109 – Sobretensão no Barramento B62 Inverno Leve: Filtro 5ª harmônica.....	153
Tabela 110 – Sobretensão no Barramento B62 Inverno Leve: Filtro 7ª harmônica.....	154
Tabela 111 – Sobretensão no Barramento B62 Inverno Pesado: Filtro 5ª harmônica.	155
Tabela 112 – Sobretensão no Barramento B62 Inverno Pesado: Filtro 7ª harmônica.	156

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
ANAFAS	Análise de Faltas
ANAREDE	Análise de Rede
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
ATP	<i>Alternative Transient Program</i>
BC	Banco de Capacitores
CEPEL	Centro de Pesquisas de Energia Elétrica
CEQ	Capacitância Equivalente
CG	Central Geradora
CP	Capacitância Parasita
DIT	Demais Instalações da Transmissão
GD	Geração Distribuída
IEEE	<i>Institute of Electrical Electronics Engineers</i>
IEC	<i>International Electrotechnical Commission</i>
LCC	<i>Line Constant Cable</i>
NBR	Norma Brasileira
ONS	Operador Nacional do Sistema
PAR	Plano de Ampliações e Reforços
PEL	Plano da Operação Elétrica de Médio Prazo
PRODIST	Procedimentos de Distribuição
PROREDE	Procedimentos de Rede
RB	Rede Básica
RC	Rede Complementar
RP	Regime Permanente
REN	Resolução Normativa
SDAT	Sistemas de Distribuição de Alta Tensão
SEP	Sistema Elétrico de Potência
SIN	Sistema Interligado Nacional
TCTR	Taxa de Crescimento da Tensão de Restabelecimento
TE	Transitórios Eletromagnéticos
TRT	Tensão de Restabelecimento Transitória

RESUMO

A verificação contínua dos indicadores de desempenho e dos requisitos técnicos mínimos exigidos pela regulamentação do setor elétrico vislumbram elencar condições que possam afetar a operação do sistema elétrico de potência e o desempenho dos seus equipamentos. A resultante desta verificação baliza a atuação dos agentes no referido sistema e define as suas responsabilidades quando do acesso ou permanência neste. As normativas técnicas associadas ao acesso de sistemas estabelecem os critérios, as premissas e os valores limites associados aos indicadores de desempenho. O fator de potência, apesar de ser um indicador monitorado em regime permanente, propicia o aumento de transitórios eletromagnéticos no alusivo sistema devido ao chaveamento de bancos de capacitores para fins de adequabilidade da sua faixa de valores. Neste aspecto, a regulamentação vigente estabelece que os transitórios de energização de bancos de capacitores em derivação instalados para a correção de fator de potência não devem afetar o desempenho das instalações de transmissão ou de agentes conectados na rede básica, e não devem ocasionar a superação de disjuntores preexistentes. Neste sentido, o trabalho em título propõe-se a determinar uma faixa de valores de potência reativa capacitiva tradicional que admite a não superação dos valores de referência atribuídos à tensão em regime permanente do sistema de potência, aos transitórios de energização dos bancos de capacitores em derivação e às tensões de restabelecimento transitórias nos disjuntores adjacentes aos referidos barramentos na tensão operativa de 138 kV pertencentes ao secundário de 2 transformadores de fronteira pertencentes a rede básica nas tensões primárias de 440kV e 500 kV. As análises contemplaram dois cenários de patamares de carga. Concluiu-se que os bancos de capacitores e os filtros com potência reativa de 20 MVar, 40 MVar e 60 MVar não promovem uma transgressão dos valores limites atribuídos à tensão em regime permanente nos barramentos de fronteira. Adjunto, diante das condições simuladas neste trabalho, os referidos bancos e filtros não promoveram uma superação nos disjuntores supracitados quanto às correntes de energização destes e às tensões de restabelecimento transitórias nos cenários propostos para análise.

Palavras-Chaves: Banco de Capacitores, Transitórios Eletromagnéticos, Disjuntor, Tensão de Restabelecimento Transitória.

ABSTRACT

The continuous verification of performance indicators and the minimum technical requirements required by the regulation of the electricity sector aim to list conditions that may affect the operation of the electric power system and the performance of its equipment. The result of this verification defines the actions of agents in that system and defines their responsibilities when accessing or remaining in this system. The regulation standard associated with access to systems establish the criteria, assumptions and limit values associated with performance indicators. The power factor, although monitored in steady state, provides an increase in electromagnetic transients in that system due to the switching of capacitor banks with the objective of providing adequacy of its value range. In this regard, the current regulation establishes that the transients of energization of shunt capacitor banks installed for power factor correction must not affect the performance of transmission installations or agents connected to the basic network and must not cause the overcoming of preexisting circuit breakers. In this way, it is proposed to determine a range of capacitive reactive power values that allow not exceeding the reference values assigned to the steady state voltage of the power system, to the energizing transients of the shunt capacitor banks and the transient recovery voltage in the circuit breakers adjacent to the busbar at 138 kV from the secondary of 2 basic network transformers at voltages of 440kV and 500 kV. The analyzes involved 2 load level scenarios. It concluded the 20 MVar, 40 MVar and 60 MVar capacitor banks and filters do not promote a transgression of the limit values attributed to the steady state voltage in the border buses. In addition, under the conditions simulated in this work, the capacitor banks and filters do not support the overcoming of circuit breakers due to their energization currents and the transient recovery voltage for the proposed scenarios.

Key - Words: *Power Capacitor, Electromagnetic Transients, Circuit Breaker, Transient Recovery Voltage.*

1. INTRODUÇÃO

1.1 Justificativa e Relevância do Tema

Dentre as redes que compõem o Sistema Interligado Nacional (SIN) destaca-se a Rede de Operação, disposta, sobretudo, pela junção da Rede Básica (RB) e da Rede Complementar (RC) [1][2]. A RB, em consonância à Resolução Normativa número 67/2004 (REN nº 67/2004), submódulo 2.1 e o submódulo 5.3, abarcam as instalações integrantes das concessões de transmissão representadas principalmente pelas linhas de transmissão, pelos barramentos, pelos equipamentos de subestação e pelos transformadores de potência com tensão primária igual ou superior a 230kV [2][4][4].

Contratualmente, conforme a referida resolução, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) classifica como Demais Instalações de Transmissão (DIT) as instalações integrantes das concessões de transmissão ulteriores às classificadas como RB. As DIT, assim como a Rede Complementar, são constituídas nomeadamente pelos barramentos secundários e terciários dos transformadores integrantes da RB com tensão inferior a 230 kV, pelos equipamentos de compensação reativa conectados nos alusivos barramentos e pelas linhas de transmissão subsequentes a estes [5][2][3].

Em síntese, a RC pode ser descrita como todas e quaisquer instalações ulteriores à RB que propiciam condições que possam afetar o desempenho dos equipamentos e a operação desta rede aquém dos critérios estabelecidos nos módulos e documentos dos Procedimentos de Rede (PROREDE) [5]. Neste aspecto, as instalações de transmissão de âmbito próprio da distribuição e sob responsabilidade de distribuidora enquadram-se também como Rede Complementar. As instalações de distribuição são rotuladas pelo Módulo 3 dos Procedimentos de Distribuição (PRODIST) como Sistemas de Distribuição de Alta Tensão (SDAT) e são classificadas pelo PROREDE como cargas [6].

Para os novos usuários e os já conectados às instalações sob responsabilidade de agente de transmissão é de incumbência desses e daqueles garantirem que os indicadores de desempenho e os requisitos técnicos mínimos estabelecidos pelo submódulo 2.10 do PROREDE sejam atendidos. Na condição de carga, uma das exigências atribuídas ao agente de distribuição é a manutenção do fator de potência dentro dos valores limites estabelecidos concomitante para os pontos de conexão com as DIT e os barramentos de fronteira com a RB [7].

Anteriormente à promulgação da Resolução Normativa número 756/2016 (REN nº 756/2016), a faixa designada no submódulo 2.10 para o fator de potência apresentava valores

mais flexíveis que os vigentes e semelhantes aos estabelecidos pelo Módulo 8 do PRODIST e pela REN nº 414/2016 [6] [7][8][9]. Nesta situação, a convergência entre os procedimentos permitia uma coerência regulatória quanto ao atendimento dos desempenhos técnicos requeridos tanto para os sistemas de transmissão quanto para os de distribuição [10]. Atualmente, existe uma divergência regulatória quanto aos valores limites atribuídos ao fator de potência promulgado pela regulamentação do setor elétrico [6][7][9].

A revisão do submódulo mencionado removeu com proeminência a admissão disposta para a operação do fator de potência na faixa de 0,92 a 0,95 indutivo ou capacitivo nos barramentos de fronteira com a RB em tensão superior ou igual a 69 kV e inferior a 230 kV. Esta faixa de valor era permitida ao agente de distribuição nas versões anteriores do submódulo em destaque e, por conseguinte, na versão vigente desse, ficou sob incumbência do remissivo agente a manutenção do fator de potência em uma faixa mais restrita, de 0,95 a 1,00 indutivo. Estes valores alavancaram diversas análises e verificações por parte do agente de distribuição quanto aos aspectos não gerenciáveis que poderiam influenciar na transgressão do fator de potência nos pontos de conexão supracitados [10]. Tal preceito corroborou em análises e em instalações decorrentes de compensação reativa capacitiva nos referidos pontos de conexão por meio do emprego de bancos de capacitores em derivação.

Neste viés, a quantidade, a localização, a maximização do excedente de geração para fins comerciais, a falta de contribuição no controle da tensão e o consumo de reativos devido à sua carga própria tornaram a central geradora (CG) a biomassa conectada em um SDAT em 138kV a principal influência para a redução do fator de potência nos barramentos de fronteira com as instalações de transmissão [10] [11] [12]. Devido ao seu funcionamento, no período de geração para venda de energia, a referida CG promove nos alusivos barramentos uma diminuição na resultante de potência ativa e uma elevação na resultante de potência reativa. Ressalta-se que o submódulo 2.10 do PROREDE, apesar de apresentar os requisitos técnicos mínimos para a conexão de centrais de geradoras às instalações sob responsabilidade da distribuidora em nível de tensão superior a 69 kV, não estabelece como exigência para o tipo de CG contemplada neste trabalho a sua participação no controle da tensão em regime permanente [7].

Em consonância, o módulo 3 do PRODIST também não solicita a contribuição desse agente no referido controle [6]. Neste cenário, as CG a biomassa conectadas no SDAT em período de geração funcionam com fator de potência unitário para fins de maximização da sua geração de potência ativa sem contribuir com o alusivo controle no seu ponto de conexão [11] [10]. Devido a isso, a incumbência de manutenção concomitante da tensão em regime permanente e do fator de potência nos barramentos supracitados, dentro da faixa de valores adequadas, fica a cargo

do agente de distribuição. Por conseguinte, nos SDAT com uma elevada concentração de GD conectada observa-se uma quantidade significativa de BC em derivação instalados em pontos estratégicos do alusivo sistema, vislumbrando proporcionar o suporte de reativos. Para atendimento aos requisitos de desempenho supracitados pelo PROREDE alguns desses bancos são instalados diretamente nos barramentos de fronteira com a DIT e a RB [10].

Todavia, destaca-se que apesar do fator de potência resultar de uma condição em regime permanente dos sistemas elétricos, as instalações e os equipamentos pertencentes a este devem ser projetados com o objetivo de conservar os indicadores de desempenho regulamentados e suportar as solicitações provenientes da energização dos alusivos bancos de capacitores. Desde a sua primeira versão, o submódulo supracitado reitera que os transitórios de energização de bancos de capacitores em derivação instalados para a correção de fator de potência não devem afetar o desempenho das instalações de transmissão ou de agentes conectados na rede básica. Adjunto, o submódulo 2.6 do PROREDE, destaca que as tensões e as correntes transitórias provenientes da energização de BC não devem proporcionar condições que ultrapassem a suportabilidade dos equipamentos adjacentes na subestação.

1.2 Objetivos e contribuições da dissertação

Neste contexto, concernente aos transitórios eletromagnéticos enunciados anteriormente, o trabalho em título propõe-se a analisar os impactos provenientes da alocação de bancos de capacitores em 2 barramentos de fronteira distintos e localizados entre os sistemas de distribuição de alta tensão e as instalações de transmissão pertencentes à rede básica nas tensões de 500 kV e 440 kV. Por conseguinte, como decorrência das análises realizadas, o trabalho enunciado apresenta para os 2 barramentos de fronteira submetidos ao estudo qual a faixa de potência reativa capacitiva tradicional que admite a não superação dos valores de referência atribuídos à tensão em regime permanente do sistema de potência, aos transitórios de energização dos bancos de capacitores em derivação e às tensões de restabelecimento transitórias nos disjuntores adjacentes aos referidos barramentos.

Destaca-se que o SDAT adjacente aos pontos de conexão mencionados opera em uma tensão operacional de 138 kV e apresenta uma variação significativa no seu fluxo de potência devido à sazonalidade provocada pela operação das CG conectadas no próprio. Dentre os 6 cenários de análise, verão (patamar de carga leve, média e pesada) e inverno (patamar de carga leve, média e pesada), extraídos e disponibilizados publicamente pelo Plano de Ampliações e Reforços (PAR) e pelo Plano da Operação Elétrica de Médio Prazo (PEL) do ONS por meio do

arquivo PAR/PEL 2021 – 2025, serão contemplados neste trabalho somente 2 cenários de análise: patamar de carga leve e pesada no inverno referente ao ano de 2025 [13]. Tal escolha justifica-se adicionalmente pela compensação reativa capacitiva tradicional empregada ulteriormente e será explicitada a posteriori. Ressalta-se que os dados elétricos utilizados para determinação e modelagem transitória do SDAT equivalente foram extraídos dos Casos de Referência 2020 – 2025.

Além disso, ressalta-se que as diretrizes, os critérios e a metodologia empregada no desenvolvimento das análises citadas estão aderentes aos documentos nomeados em “Diretrizes para a Elaboração de Projetos Básicos para Empreendimentos de Transmissão – Revisão 2013” [14], “Critérios para Análise de Superação de Equipamentos e Instalações de Alta Tensão – Revisão 2014” [15] e aos submódulos numerados de 2.3 e nomeados em “Premissas, critérios e metodologia para estudos elétricos – Revisão 2020.12” [16], ambos promulgados pelo ONS. As análises em regime permanente foram realizadas via programa computacional Análise de Rede (ANAREDE) e as de transitório foram realizadas integralmente no programa computacional ATPdraw. Os resultados dos transitórios simulados foram apresentados em formato de tabelas e gráficos, sendo que seus valores foram comparados às referências designadas nas normas técnicas vinculadas ao BC e ao disjuntor.

Por fim, salienta-se que, apesar dos benefícios e das funcionalidades elencadas quanto ao sistema de medição de faturamento (SMF), no que concerne ao monitoramento do fator de potência, as leituras e os registros das medições proporcionadas pelo alusivo sistema são confidencialidades do agente de distribuição e não estão disponíveis publicamente para acesso. Diante disso, o trabalho propôs-se a determinar uma faixa de potência reativa capacitiva tradicional que possibilitasse uma melhoria no fator de potência, de acordo com os objetivos elencados anteriormente, ao invés de se determinar um único valor de potência reativa capacitiva que o ajustasse de forma eficaz, caso o seu valor fosse de conhecimento.

1.3 Estrutura da dissertação

O presente trabalho se estrutura da seguinte forma:

- O Capítulo 2, “Regulamentação do Setor”, discorre de forma concisa sobre os documentos dos Procedimentos de Rede (PROREDE) e dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST) mencionados nesse trabalho quanto à sua aplicação.

- O Capítulo 3, “Transitórios de Energização de Bancos de Capacitores”, aborda de forma sucinta a fundamentação teórica relacionada à energização de BC, sua aplicação em subestações e as condições normativas relacionadas ao próprio, ao disjuntor e ao filtro harmônico.
- O Capítulo 4, “Tensão de Restabelecimento Transitória”, contempla, em síntese, o princípio de funcionamento dos disjuntores, a fundamentação teórica e as condições normativas que envolvem a tensão de restabelecimento transitória.
- O Capítulo 5, “Premissas, Critérios e Metodologia”, elenca as condições e os requisitos técnicos que norteiam as análises de energização dos BC e de Tensão de Restabelecimento Transitória (TRT) dos disjuntores. Adjunto, o referido capítulo também aborda a modelagem empregada nas simulações de transitórios e a metodologia utilizada para análise da faixa de potência de BC.
- O Capítulo 6, “Aplicação e Resultados”, apresentará as simulações e os resultados decorrentes da manobra de energização dos BC e dos filtros de 60 MVar nos dois barramentos de fronteira em análise. Adicionalmente, serão apresentados os estudos relacionados a TRT dos disjuntores adjacentes aos referidos barramentos em tensão operativa de 138 kV.
- O Capítulo 7, “Conclusões”, apresenta a conclusão relacionada ao trabalho e as propostas para trabalhos futuros.

2. REGULAMENTAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO

De acordo com a Lei nº 9.648, de 17 de maio de 1998, em complemento ao enunciado breve realizado no Capítulo 1, o PROREDE, elaborado e publicado pelo ONS, concerne em diversos documentos que objetivam normatizar e estabelecer regras direcionadas para as atividades de coordenação e de controle tanto da operação da geração quanto da transmissão de energia elétrica integrante do SIN. Dentre as suas providências, a nova estrutura do PROREDE estabelece a divisão do seu conteúdo de acordo com os macroprocessos para operação do SIN. Notadamente, o Módulo 2, nomeado de “Critérios e Requisitos”, refere-se ao conjunto dos documentos que serão citados e referenciados neste trabalho.

Em síntese, o submódulo 2.1, intitulado de “Definição das redes do Sistema Interligado Nacional”, estabelece os critérios para definição das redes que compõem o SIN [2]. As redes são classificadas como: rede de operação, rede de supervisão, rede de simulação e rede complementar. Em específico, define-se como esta última a rede fora dos limites com a RB cuja operação poderá provocar alterações na operação otimizada do SIN ou nos parâmetros de avaliação do desempenho elétrico em instalações e equipamentos de RB que levam a condições operativas fora dos critérios estabelecidos no PROREDE [2]. Compõe-se a rede básica, pelas instalações integrantes das concessões de transmissão representadas principalmente pelas linhas de transmissão, pelos barramentos, pelos equipamentos de subestação e pelos transformadores de potência com tensão primária igual ou superior a 230kV [2][4].

Neste contexto, a rede complementar compreende as demais instalações integrantes de concessões de transmissão e de distribuição não pertencentes à RB, constituídas nomeadamente pelos barramentos secundários e terciários com tensão inferior à 230 kV pertencentes aos transformadores integrantes da RB, pelos equipamentos de compensação reativa conectados nos alusivos barramentos e pelas linhas de transmissão subsequentes a estes, conforme ilustrado na Figura 1 [5][2][3].

Notadamente, o agente de distribuição, assim como outros agentes, pode conectar-se diretamente aos barramentos de fronteira com a RB, diretamente às instalações de transmissão caso não tenha uma DIT para realizar as intermediações ou não seja possível conectar-se a ela. O agente de distribuição, designado como agente titular de concessão ou permissão, com delegação do Poder Concedente para a prestação do serviço público de distribuição de energia elétrica, enquadra-se no submódulo 2.10, nomeado de “Requisitos técnicos mínimos para a conexão as instalações de transmissão”, como conexão do tipo carga [2][7]. Para este, são designadas as diretrizes, os critérios e as premissas relacionadas para a conexão às instalações

sob responsabilidade de agente de transmissão, com o propósito principal de dispor informações ao acessante e promulgar as condições para fins de manutenção do seu acesso, principalmente no que concerne aos indicadores de QEE, ao fator de potência e aos transitórios de chaveamento decorrentes dos BC empregados para correção do alusivo fator.

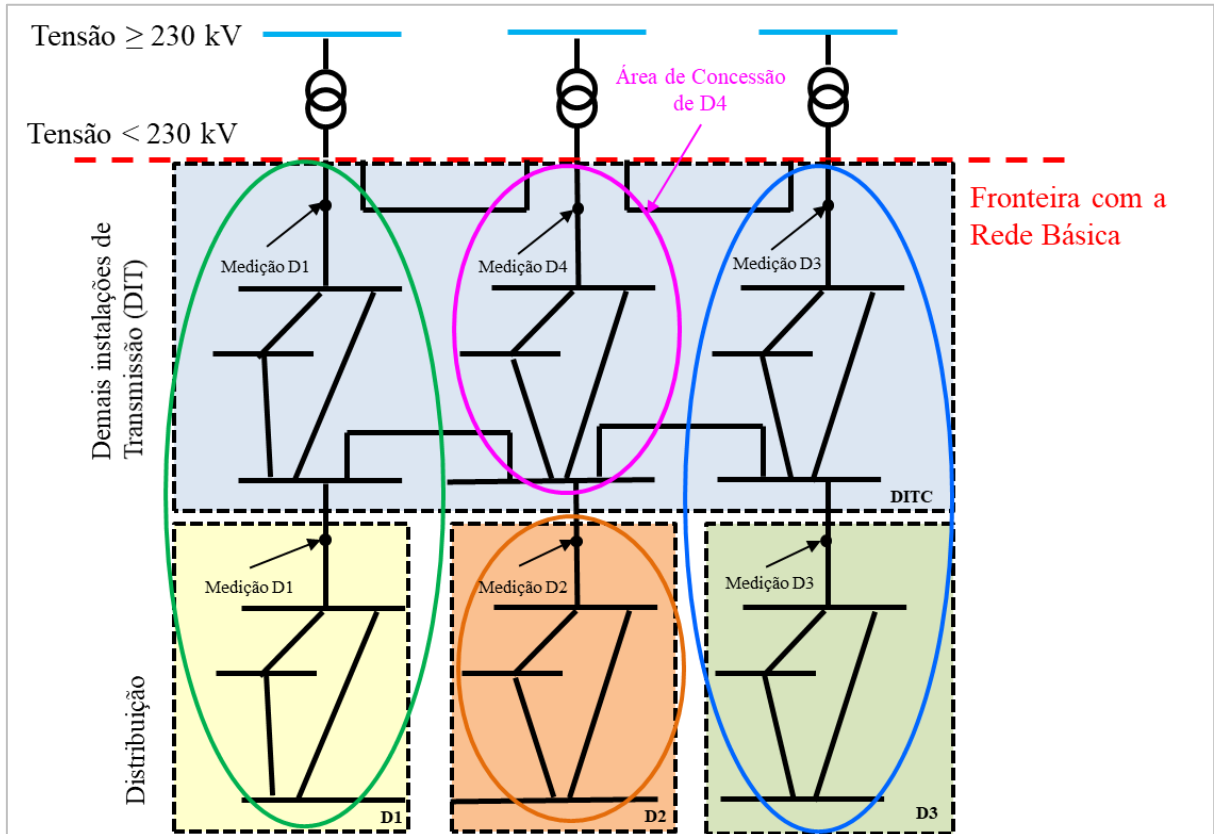


Figura 1- Limites de fronteira entre a RB e a RC [17].

Em relação aos indicadores de QEE, designa-se ao acessante do tipo carga a incumbência de realização de estudos caso esse tenha uma característica não linear ou especial. Além disso, são solicitadas análises específicas ulteriores com o viés de avaliar a influência do comportamento da não linearidade no desempenho das instalações de transmissão. O submódulo 2.9, intitulado de “Requisitos mínimos de qualidade de energia elétrica para acesso ou integração à Rede Básica”, o qual será mencionado a posteriori, refere-se ao procedimento que contempla os requisitos obrigatórios a serem desempenhados pelos agentes que possuem elementos não lineares que possam promover a transgressão dos indicadores relacionados à qualidade da energia elétrica (QEE) [18]. Dentre estes, destacam-se os associados à tensão em regime permanente e aos harmônicos de tensão, os quais serão utilizados como premissa para análise da tensão nos barramentos de fronteira em estudo.

No que concerne ao fator de potência, o referido módulo destaca a necessidade de manutenção dos seus valores dentro das faixas especificadas e afirma que a operação de chaveamento de banco de capacitores instalado para correção de fator de potência não deve provocar fenômenos transitórios ou ressonâncias que prejudiquem o desempenho das instalações de transmissão ou de agentes nelas conectados [7]. Neste aspecto, os submódulos 2.3, designados por “Premissas, critérios e metodologia para estudos elétricos”, descrevem a os requisitos que devem ser empregados para a elaboração dos estudos elétricos que subsidiam os processos de avaliação de solicitação de acesso, análise de projeto básico, dentre outros [16]. Os alusivos requisitos norteiam os estudos de curto-circuito, os de estabilidade eletromecânica, os de reserva de potência operativa, os de controle carga-frequência, os de recomposição do sistema, os de segurança de tensão, os de fluxo de potência e principalmente os de transitórios eletromagnéticos, foco deste trabalho [16].

Conforme elucidado pela Figura 1 e 2, a localização dos pontos de medição e os requisitos para o sistema de medição de faturamento (SMF) exercem um papel fundamental na contabilização da energia elétrica consumida, no monitoramento das grandezas elétricas e na verificação dos indicadores de QEE e do fator de potência para fins de atendimento às condições de desempenho requeridas pelo PROREDE. Além disso, a incumbência do agente de distribuição no referido ponto são fundamentais para uma alocação assertiva dos BC e seus efeitos nas medições de potência reativa nos barramentos de fronteira localizados entre o SDAT e as instalações de transmissão [ST].

De acordo com às condições estabelecidas no submódulo 2.14 do PROREDE, opcionalmente os medidores pertencentes ao SMF podem possuir uma saída específica para medições instantâneas de potência reativa, de potência ativa e principalmente de medições relacionadas ao fator de potência [17]. Além disso, o referido submódulo explicita que os alusivos medidores atendem também aos requisitos regulamentares concernentes à tensão em regime permanente [2.14] [2.9] [9.7].

Conforme apresentado na Figura 1, visto que a medição instalada está a montante do barramento de fronteira com a RB, a alocação de BC para correção do fator de potência necessariamente ocorre neste. Entretanto, ressalta-se que no acesso de agente de distribuição por meio de vários ramais, a medição pode alocar-se no lado de baixa do transformador pertencente a RB, conforme apresentado pela Figura 2, desde que não exista elementos de compensação de potência reativa ligados no alusivo barramento.

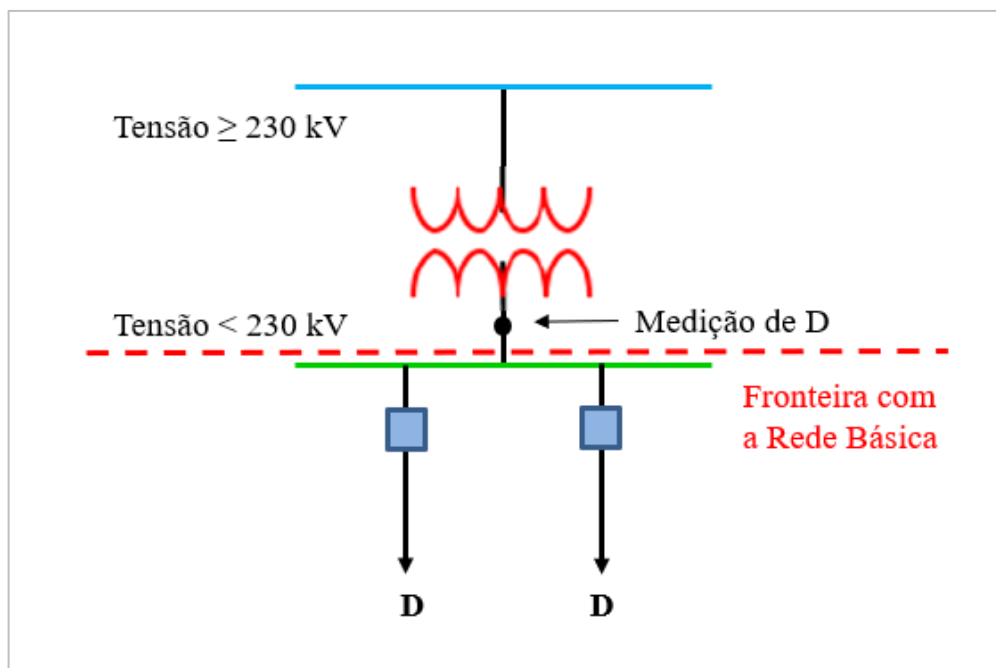


Figura 2 – Indicação do ponto de medição de uma distribuidora com conexão de diversos ramais na RB [17]

Neste trabalho, os dois barramentos de fronteira com a RB em análise possuem diversos ramais conectados de um único agente de distribuição, os quais possuem com proeminência uma quantidade significativa de CG conectadas ao longo do seu SDAT, das quais somente duas são despachadas de forma centralizada pelo ONS. As demais, por estabelecerem um Contrato de Conexão às Instalações de Distribuição (CCD) e um Contrato de Uso do Sistema de Distribuição (CUST) com o agente de distribuição na categoria de CG, predominam-se as diretrizes estabelecidas somente pelo PRODIST.

O submódulo 2.10, apesar de dispor os requisitos técnicos mínimos para a conexão de geração às instalações sob responsabilidade de distribuidora em nível de tensão superior a 69 kV, não estabelece para todos os tipos de CG a faixa de fator de potência necessária para fins de participação efetiva no controle da tensão do sistema vislumbrando um aumento na margem de estabilidade da tensão [7]. Adicionalmente, o módulo 3 do PRODIST, titulado de “Acesso ao Sistema de Distribuição” também não estabelecia diretamente essa prerrogativa, direcionando a CG somente o atendimento da faixa de fator de potência constante no módulo 8, nomeado de “Qualidade da Energia Elétrica”, também do PRODIST [19]. Contextualmente, o referido módulo estabelece que para CG o fator de potência deve estar compreendido entre os valores estabelecidos pelo PROREDE [8].

No que concerne ao fator de potência, o módulo 8 do PRODIST estabelece, para unidades consumidoras e para conexão entre distribuidoras, valores mais flexíveis aos que o submódulo 2.10 estabelece para o agente de distribuição no seu acesso à RB. Devido a isso, alguns casos

de conexão de unidades consumidoras ao SDAT estabelecem ao agente de distribuição regras de acesso e manutenção do fator de potência divergentes, dificultando assim o seu atendimento conforme os valores estabelecidos pelo PROREDE [10].

Nesse viés, o funcionamento massivo das CG conectadas ao SDAT supracitado no período de geração de energia, promove nos barramentos de fronteira a serem analisados uma diminuição na resultante de potência ativa e uma elevação na resultante de potência reativa, conforme será apresentado na Seção 5 - Metodologia, o que propicia uma queda no fator de potência e uma possível transgressão deste em relação aos valores estabelecidos pelo submódulo 2.10. Assim, a alocação de BC tornou-se uma prática recorrente para minimização do alusivo fator ao longo do SDAT e nos referidos barramentos.

Destaca-se que o alusivo submódulo, assim como o Módulo 3 do PRODIST, enfatizam que os BC empregados para correção do fator de potência não devem provocar transitórios que prejudiquem o desempenho das instalações de transmissão ou agentes nelas conectados [6]. Além disso, de acordo com o submódulo 2.6 do PROREDE, nomeado de “Requisitos mínimos para subestação e seus equipamentos”, as tensões e as correntes transitórias provenientes da energização de BC também não devem proporcionar condições que ultrapassem a suportabilidade dos equipamentos adjacentes a esse na subestação.

3. TRANSITÓRIOS ELETROMAGNÉTICOS DE BANCOS DE CAPACITORES

3.1 Aplicações de bancos de capacitores em subestação

O BC além de propiciar um controle de tensão, propicia um melhor aproveitamento dos sistemas diminuindo as perdas, uma redução no consumo de energia, um equilíbrio entre geração e consumo de potência reativa, uma filtragem de harmônicos e finalmente, propicia uma correção do fator de potência [20]. Nesta perspectiva, a adequada compensação de reativos promove uma postergação nos investimentos direcionados às redes elétricas, uma diminuição no custo da energia elétrica e uma melhoria na qualidade da energia elétrica. No entanto, quando não dimensionados corretamente, as manobras dos BC podem causar transitórios significativos de tensão e de corrente tanto na sua localização própria quanto em outras localizações remotas no SEP [21][22].

Os bancos de capacitores são equipamentos formados por uma combinação série- paralela de unidades capacitivas dispostas de tal maneira a prover uma determinada quantidade de potência reativa sob uma determinada tensão de operação. Existem três tipos de configurações básicas de BC: delta, estrela aterrada e dupla estrela aterrada[22] [23]. A configuração em delta normalmente é utilizada em sistemas de baixa tensão, sendo mais frequente o uso da configuração estrela e dupla estrela aterrada em sistemas de alta tensão igual ou superior a 138 kV [22][24]. Os BC conectados em delta são empregados normalmente em bancos com tensão até 13,8 kV por razões econômicas.

Já a conexão estrela simples aterrada e dupla estrela aterrada são comumente a mais utilizada em SEP com tensão nominal igual ou superior a 138 kV. Neste tipo de conexão, os BC são solidamente aterrados e apresentam uma ligação conforme apresentada na Figura 3. Estas configurações minimizam as sobretensões provenientes das faltas monofásicas e as tensões de restabelecimento transitórias durante as suas manobras de chaveamento, reduzindo a possibilidade de reacendimento do arco no disjuntor [23]. Ressalta-se que a configuração estrela e dupla estrela isolada também são utilizadas principalmente em sistema de 72,5 kV.

Em contrapartida, nesse tipo de configuração, as correntes transitórias subsequentes são elevadas. Desse modo, tanto as unidades capacitivas que compõem o BC quanto ele próprio devem ser especificado para suportarem os valores associados às sobretensões e às sobrecorrentes resultantes das alusivas manobras. Nos aspectos relacionados às sobrecorrentes as unidades capacitivas podem ser do tipo fusíveis internos, fusíveis externos e sem fusíveis,

conforme apresentado pela Figura 4. Neste contexto, os tipos de conexões e os tipos de proteções internas ou não, empregados nos BC determinarão suportabilidade das unidades capacitivas e consequentemente do BC.

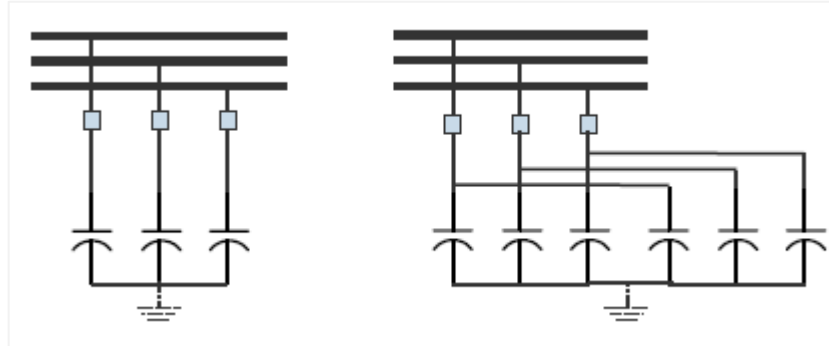


Figura 3 - Configuração de Banco de Capacitores em estrela e dupla estrela aterrada [22].

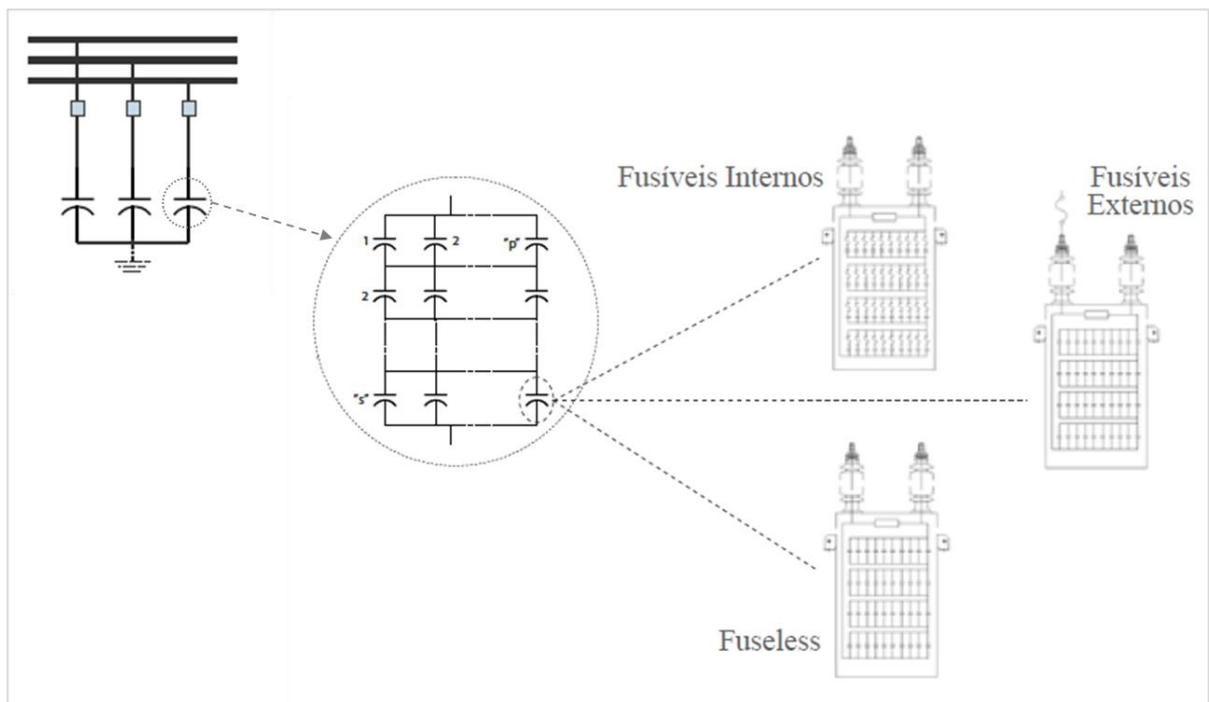


Figura 4 - Tipos de unidades capacitivas. Adaptado de [22].

Um BC com conexão em estrela simples tipo fusível externo utiliza em sua montagem unidades capacitivas que empregam individualmente fusíveis do tipo limitador de corrente externamente às referidas unidades. Neste tipo de banco, a sua montagem provém da composição de vários grupos em série e em paralelo, em que a tensão nominal da unidade capacitiva determinará a quantidade de grupos em série. Adjunto, o número mínimo de unidades capacitivas em paralelo por grupo em série determina-se pela sobretensão e pela

sobrecorrente passante no fusível desta. A Figura 5 apresenta um esquema de montagem para este tipo de BC.

Já nos BC com conexão em estrela simples do tipo fusível interno, encontram-se internamente a unidade capacitiva. A Figura 6 ilustra um banco de capacitores típico utilizando unidades de capacitor com fusível interno. Em geral, bancos que empregam unidades capacitivas com fusível interno possuem uma montagem em estrutura metálica com uma quantidade menor de unidades capacitivas em paralelo e mais grupos em série de unidades capacitiva, quando comparados a montagem de BC do tipo fusível externo. Normalmente utiliza-se pelo menos duas unidades capacitivas em paralelo com cada grupo em série.

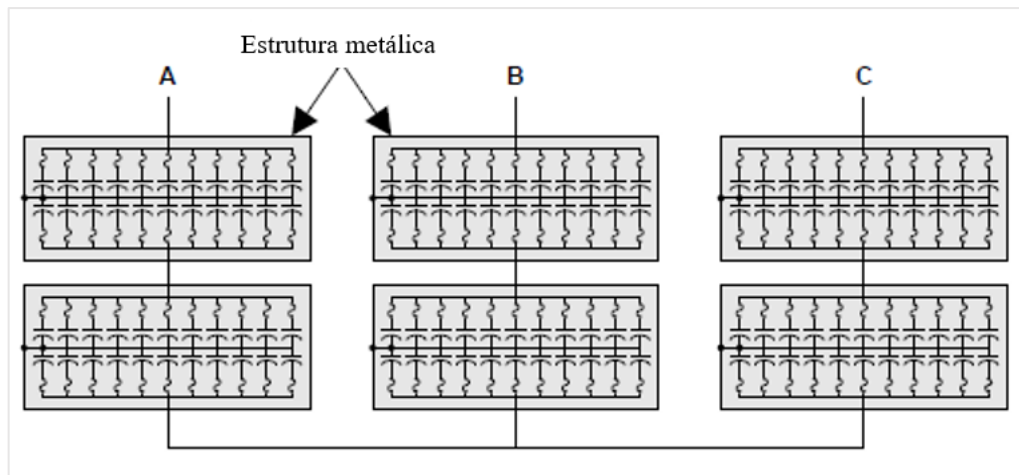


Figura 5 - Montagem de BC conexão estrela tipo fusível externo. Adaptado de [23].

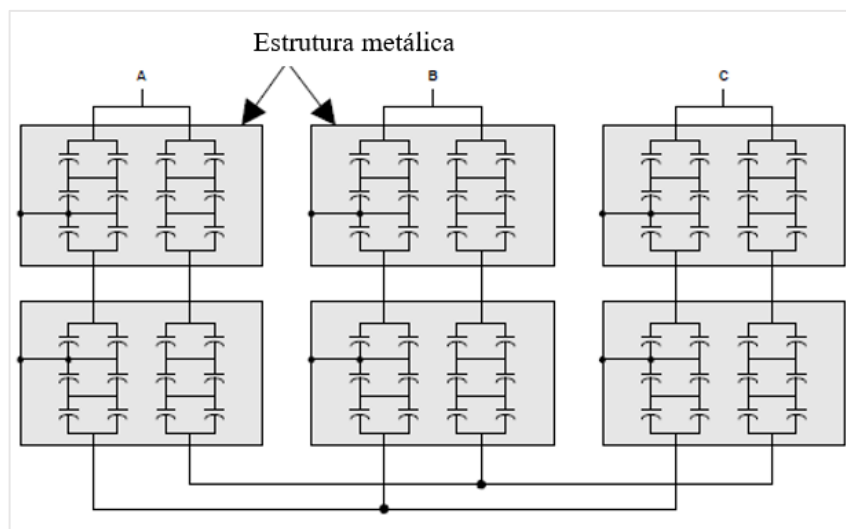


Figura 6 - Montagem de BC conexão estrela tipo fusível interno. Adaptado de [23].

Em contrapartida, um BC do tipo sem fusível não consiste em um tipo de banco em que nas unidades capacitivas foram retirados os fusíveis. Trata-se de uma concepção de arranjo em que as unidades capacitivas estão conectadas em série entre os terminais de fase e terra, ou neutro. A Figura 7 apresenta uma montagem típica desse tipo de BC.

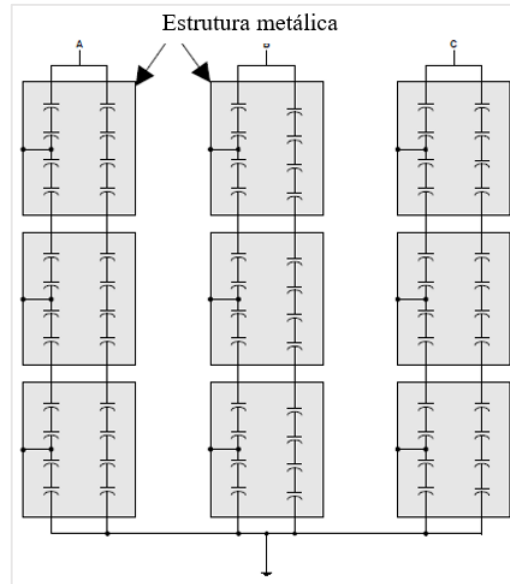


Figura 7– Montagem de BC conexão estrela tipo sem fusível. Adaptado de [23].

Além da tipologia descrita, os BC podem ser classificados de acordo com o seu controle operativo em automáticos e fixos. Os BC que utilizam controle automático em sua concepção operativa objetivam uma melhoria na regulação da tensão e no controle da demanda de reativo no SEP. O controle que vislumbra a regulação da tensão, utiliza esta como parâmetro de referência para sua manobra essa. Já os controles que vislumbram um controle na demanda de reativo utilizam como parâmetro de ajuste a corrente nominal e a corrente reativa. Este último tipo de controle automático são os mais apropriados para serem utilizados em locais em que se pretende evitar penalidades por transgressão de grandezas e indicadores regulamentados [23].

Os BC fixos são aqueles que estão continuamente energizados no SEP e não possuem um controle automático associado. Estes são comumente empregados em áreas que apresentam uma demanda sazonal e necessitam ser manobrados nos períodos em que seu uso não é necessário [23]. Esta manobra consiste basicamente na realização de um chaveamento implementado através de um algoritmo computadorizado ou simplesmente sob um comando manual originado de uma localidade remota, usualmente um centro de operação.

Ressalta-se que os BC localizados em subestações do SDAT são controlados e manobrados pelo mesmo sistema supervisor de controle, automação e aquisição de dados utilizado para

os demais equipamentos monitorados/manobrados manualmente na subestação. Ou seja, as grandezas monitoradas pelos transformadores de corrente adjacentes aos BC auxiliam nas manobras de chaveamento remoto realizadas através do disjuntor. A Figura 8 apresenta uma configuração típica do arranjo empregado para instalação de BC e seus componentes em uma subestação [22].

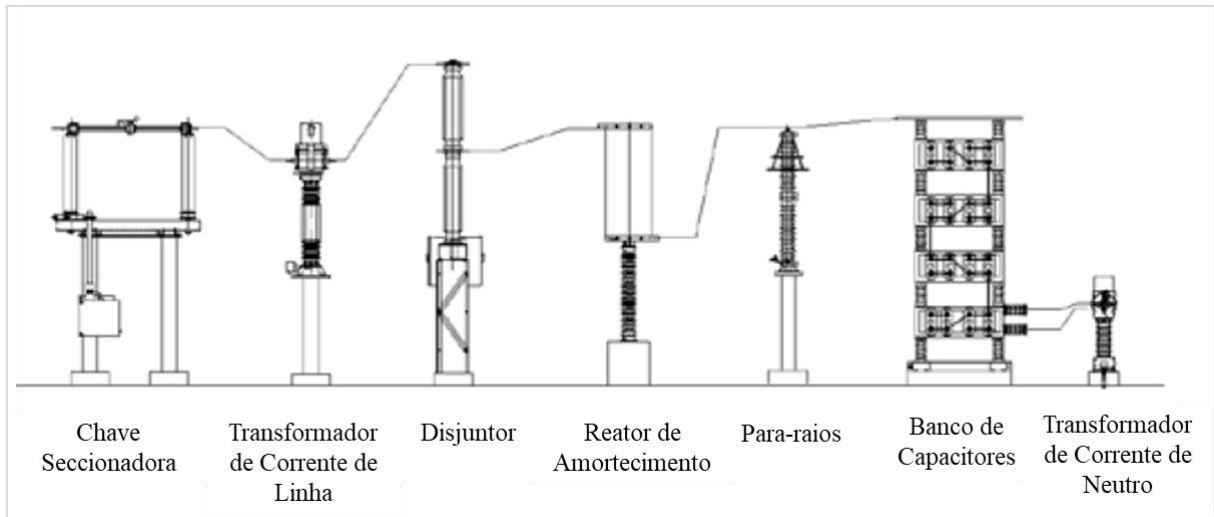


Figura 8 – Arranjo elétrico de Banco de Capacitores e seus componentes em SE. Adaptado de [22].

Dentre os equipamentos que compõem o mencionado arranjo, a especificação do disjuntor tem uma grande relevância no processo de determinação da potência máxima do BC. A escolha do disjuntor depende de uma série de requisitos que contemplam a filosofia de proteção, a capacidade de interrupção de correntes de curto-circuito e a efetividade técnica adotada para redução das tensões e das correntes transitórias provocadas pelo chaveamento do BC [22]. Dentre as soluções para minimizar a severidade dos transitórios, os para-raios são usualmente utilizados para minimizar as sobretensões e os reatores são um dos equipamentos comumente mais utilizados para minimizar as sobrecorrentes.

Além disso, os reatores e os BC podem ser configurados de modo a funcionarem adicionalmente como um filtro de harmônicas, enquanto continuam desempenhando o seu objetivo principal na frequência fundamental do sistema [25][23]. A literatura ressalta que o filtro sintonizado simples é frequentemente o mais utilizado. A Figura 9 apresenta o modelo do filtro e os tipos de conexão que podem ser empregadas de acordo com a sua aplicação. Em síntese, o filtro sintonizado simples consiste em um circuito RL sintonizado em uma determinada frequência harmônica de interesse. Sua principal vantagem é a impedância quase zero na frequência de ressonância, promovendo uma filtragem efetiva [25] [26]. Em SDAT normalmente os filtros estão sintonizados em 5ª e 7ª harmônicas.

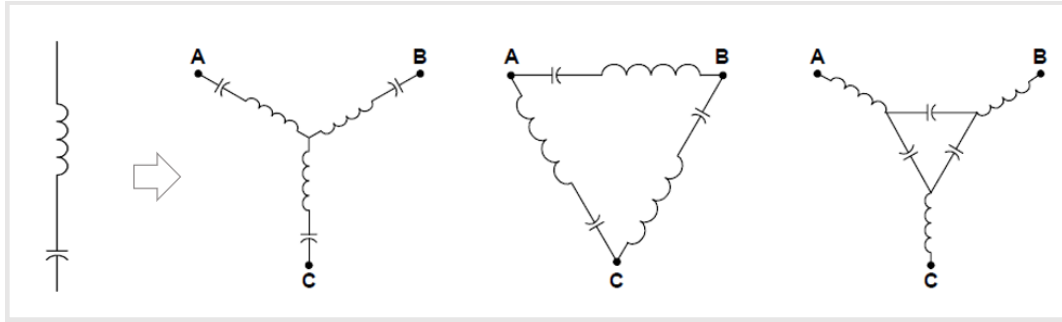


Figura 9 – Filtro sintonizado simples e as conexões utilizadas. Adaptado de [26]

Normalmente, o chaveamento de um filtro harmônico de sintonia única não resulta em nenhum comportamento incomum aos já decorrentes de um BC com reatores, principalmente em relação aos transitórios de chaveamento [26].

3.2 Fenômeno de transitórios de energização de bancos de capacitores

Os conceitos associados aos fenômenos transitórios de energização e desenergização de BC são amplamente apresentados e discutidos na literatura [20]. Independente do seu tipo de conexão e de proteção, os chaveamentos dos BC provocam sobretensões e sobrecorrentes, as quais proporcionam esforços significativos nos equipamentos elétricos adjacentes e em localidades remotas do SEP, ocasionando falhas, operações indesejadas e solicitações severas. Dentre os equipamentos próximos aos BC, os disjuntores em paralelo são comumente afetados pelas sobrecorrentes provenientes dos transitórios de energização.

As sobretensões podem ocorrer tanto na energização quanto na desenergização dos BC. Nesta última, as sobretensões são provocadas devido à reinição na abertura dos contatos do disjuntor de chaveamento. Em contrapartida, quando os BC são energizados, o nível de tensão do sistema em sua frequência fundamental sofrerá mudanças de acordo com a potência do BC e da potência de curto-circuito no barramento em que ele está instalado. Embora a mudança de tensão em regime permanente esteja geralmente limitada em 2%-4%, não é incomum o nível de operação de tensão atingir 10% ou mais em curtos períodos, enquanto ajustes estão sendo realizados para novas condições operativas [27].

Teoricamente, na presença de um equivalente de sistema predominante indutivo, a magnitude da tensão alcança um valor máximo de 2 pu na energização de um único BC configurado em estrela aterrada simples, conforme apresentada na Figura 10. Em circunstâncias reais, considerando as condições de carga residual do capacitor no instante da sua energização e as condições associadas ao SEP, a magnitude do pico das sobretensões atinge valores típicos na faixa de 1.2 pu a 1.8 pu [23][24].

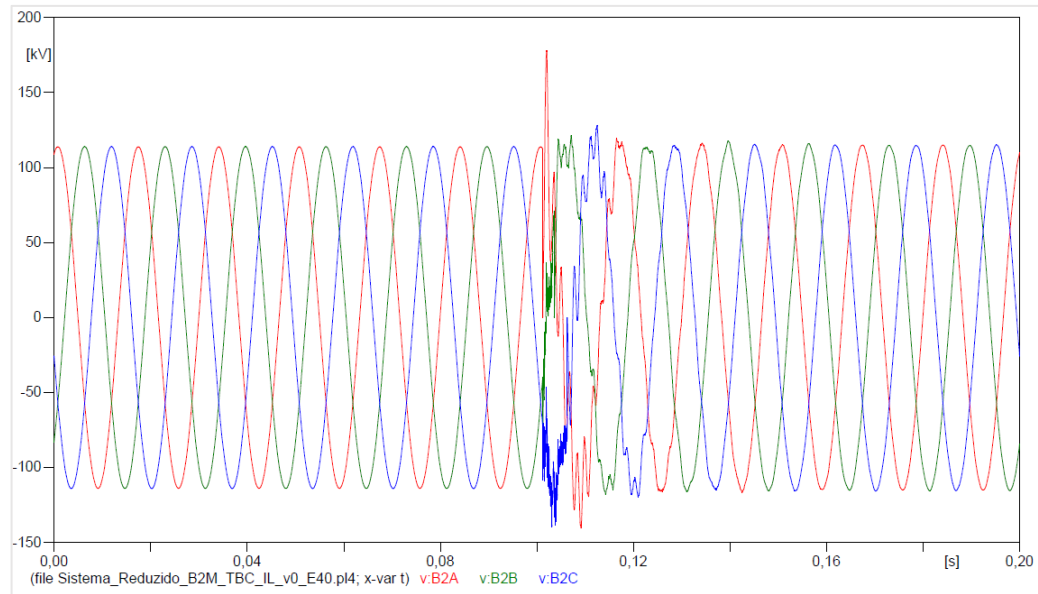


Figura 10 – Sobretensões trifásicas típicas da energização de um banco de capacitor estrela simples.

As sobrecorrentes transitórias ocorrem durante a energização dos BCs. Denominada comumente como corrente de *inrush*, as correntes de energização possuem uma elevada frequência e encontram-se na faixa de 300 Hz a 1000 Hz [22][23][24]. As suas magnitudes dependerão das resistências, das capacitâncias e das indutâncias do SEP. A Figura 11 exemplifica as sobrecorrentes transitórias de energização de um BC.

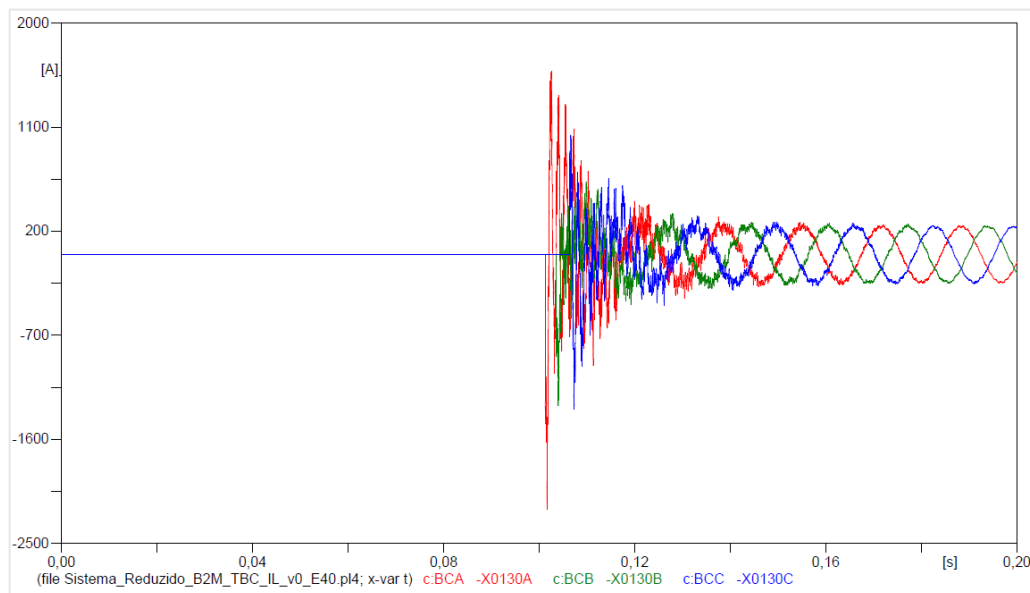


Figura 11 - Sobrecorrentes trifásicas típicas de energização um banco de capacitor estrela simples.

3.3 Considerações normativas

3.3.1 Sobretensões e sobrecorrentes no BC e no disjuntor

Em consonância ao descrito no item anterior, a parcela oscilatória dos transitórios de manobra de bancos de capacitores provêm da interação deste com as características indutivas e capacitivas dos componentes que constituem o SEP. Deste modo, os principais fatores que influenciam a magnitude das sobretensões e das sobrecorrentes oriundas do chaveamento de BC decorrem do tipo de carga adjacente, da configuração e da potência de curto-circuito do SEP [21][22]. Adicionalmente, destaca-se que as características próprias dos BC, conforme relatado no início deste capítulo, também exercem uma grande influência na magnitude mencionada.

Neste aspecto, as normas técnicas relacionadas aos BC e aos disjuntores dispõem de equações que possibilitem verificar os valores associadas à magnitude das sobretensões e das sobrecorrentes transitórias, inclusive da sua frequência de energização. A Equação (1) proporciona uma estimativa para determinar a frequência transitória devido ao chaveamento do BCs [23].

$$f_s = \frac{1}{2\sqrt{L_s C}} = f_{sistema} \times \sqrt{\frac{S_{CC}}{Q_C}} = f_{sistema} \times \sqrt{\frac{1}{V}} \quad (1)$$

Em que:

- f_s é a frequência transitória do chaveamento em hertz;
- $f_{sistema}$ é a frequência fundamental do sistema em hertz;
- L_s é a indutância do sistema em farad;
- C é a capacitância do BC em henries;
- S_{CC} é a potência de curto-circuito trifásica em MVA do barramento;
- Q_C é a potência em MVar do BC para a tensão nominal do sistema;
- V é o aumento da tensão em regime permanente em pu.

Na frequência fundamental, posteriormente à energização dos bancos de capacitores, é recomendada a adoção de uma sobretensão na faixa de 2% a 3% com o viés de minimizar os efeitos da variação de tensão nos consumidores [23]. A Equação 2 permite estimar a variação de tensão no ponto de instalação do BCs quando conhecidas a potência reativa do próprio e a potência de curto-circuito do barramento.

$$V = \left(\frac{Q_c}{S_{cc}} \right) \times 100\% \quad (2)$$

Em que:

- V é a variação na tensão em percentual da tensão na frequência fundamental;

Em relação às correntes capacitivas, tanto transitórias quanto em regime, podem promover superação de equipamentos elétricos adjacentes. A capacidade de interrupção nominal de disjuntores em relação às correntes capacitivas em regime concernem, conforme definido pela IEC 62271-100, na capacidade do disjuntor de interromper a corrente de um único BC ou na capacidade do disjuntor interromper a corrente de um BC em contraposição.

A capacidade de interrupção de um único BC corresponde a corrente de interrupção máxima que um disjuntor é capaz de interromper em sua tensão nominal e em condições de uso especificadas pelas normas técnicas [30]. Essa manobra corresponde àquela em que o BC não está ligado no lado fonte do disjuntor. Já a corrente de um BC em contraposição refere-se à corrente proveniente da manobra de um BC em derivação onde este está conectado no lado fonte do disjuntor, acarretando uma corrente de energização transitória aos disjuntores igual à sua, conforme apresentado na Figura 12 pelos disjuntores CB1 e CB2.

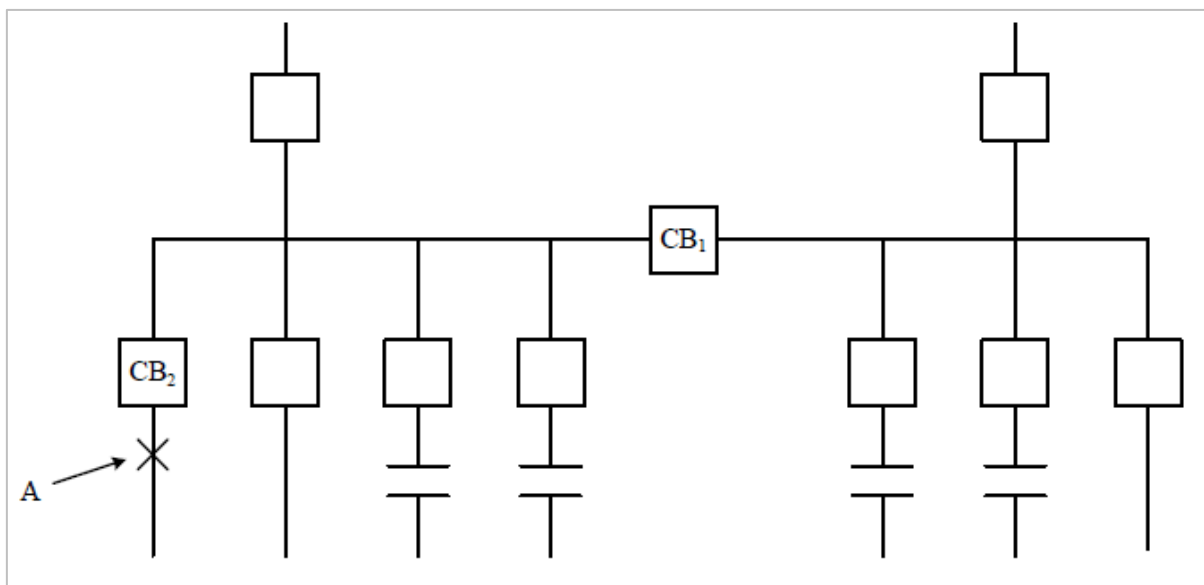


Figura 12 - Disjuntores em paralelo com BC em derivação [31].

Além das correntes transitórias de energização, a norma [31] propõe a análise da suportabilidade dos disjuntores quanto a corrente de descarga do BC diante de uma falta,

conforme apresentado pela Figura 12 pela letra A. Apesar desses valores serem superiores as correntes de energização dos BC a sua análise não foi contemplada nesse estudo.

Em relação as sobrecorrentes transitórias, a norma técnica do disjuntor estabelece o valor limítrofe para ambas as correntes de 20 kA de pico e uma frequência de 4250 Hz [30]. Em [32] são propostos valores ulteriores de 6 kA e frequência máxima de 2000 Hz. As Equações (3), (4), (5) e (6) possibilitam determinar o valor máximo da corrente de energização de um BC sem amortecimento complementar para circuitos trifásicos [23][25]. Os valores determinados pelas referidas equações, conforme definido pela norma técnica [23], ficam em torno de 90% dos valores reais porque as citadas equações não consideram no seu cálculo a indutância do barramento em que o BC está instalado e a resistência das cargas instaladas no SEP, sendo portanto, equações de caráter conservativo [23][25].

$$I_{maxp} = 1000 \times V_{FF} \times \sqrt{\frac{2}{3}} \times \sqrt{\frac{C_{eq}}{L_{eq}}} \quad (3)$$

$$I_{maxp} = \sqrt{2} \times \sqrt{I_{CC} \times I_1} \quad (4)$$

$$I_{maxp} = \frac{1000}{V_{FF}} \times \sqrt{\frac{2}{3}} \times \sqrt{S_{CC} \times Q_C} \quad (5)$$

$$I_{maxp} = 1000 \times \sqrt{\frac{2}{3}} \times \sqrt{\frac{Q_C}{1000 \times 2 \times f_s \times L_{eq}}} \quad (6)$$

Em que:

- I_{maxp} é a valor da corrente de inrush calculada sem considerar a introdução de amortecimento, em amperes.
- f_s é a frequência do sistema em hertz;
- L_{eq} é a indutância equivalente do lado fonte em henries;
- C_{eq} é a capacitância efetiva do BC em farads;
- I_1 é a corente no banco de capacitores em amperes;
- I_{CC} é a corrente simétrica de curto-circuito trifásico do barramento que o banco está conectado, em amperes;
- S_{CC} é a potência de curto-circuito trifásica em MVA do barramento;

- Q_C é a potência trifásica em MVar do BC para a tensão nominal do sistema;
- V_{FF} é a tensão máxima de fase-fase em kilovolts.

3.3.2 Filtro de harmônicas

As grandezas relacionadas ao filtro de harmônicas basearam-se nas equações e nas diretrizes estabelecidas pela norma técnica IEEE 1531 [26]. O procedimento para determinação da capacitância na frequência fundamental (X_C) e da indutância na frequência fundamental (X_L) do filtro sintonizado conectado em estrela simples, conforme apresentado na Figura 9, empregou-se as Equações (7) a (9) dispostas abaixo para uma ordem harmônica h de sintonia.

$$X_C = \left(\frac{h^2 - 1}{h^2} \right) * X_{eff} \quad (7)$$

$$X_{eff} = \frac{kV_{FF}^2}{Q_{eff}} \quad (8)$$

$$X_L = \frac{X_C}{h^2} \quad (9)$$

Em que:

- X_{eff} é a reatância efetiva do filtro harmônico;
- Q_{eff} é a potência reativa efetiva (MVar) do filtro harmônico;
- V_{FF} é a tensão de fase-fase.

Normalmente, de acordo com a norma técnica [26], os valores de sintonia h devem ser selecionados dentro da faixa valores estabelecidas de 4% a 15% abaixo do valor escolhido para para sinotnia do filtro harmônico. O objetivo é evitar sobrecarga de correntes ulteriores existentes no SEP na mesma frequência de sintonia escolhida.

4. TENSÃO DE REESTABELECIMENTO TRANSITÓRIA

4.1 Princípio de funcionamento do disjuntor

A operação de uma rede elétrica requer a atuação bem-sucedida dos disjuntores na eliminação de curto-circuito que podem ter origem em fenômenos atmosféricos, falhas em operação, defeitos em equipamentos, entre outros. Nesse viés, a principal função do disjuntor decorre da interrupção das correntes de curto-circuito de forma rápida e eficaz com o objetivo de minimizar os danos causados aos equipamentos devido a elevada corrente de falta [22]. Além disso, o disjuntor deve ser capaz de interromper correntes normais de carregamento, correntes de linhas em vazio e correntes capacitivas de BC.

A capacidade de um disjuntor de eliminar determinada falta depende da magnitude da corrente curto-circuito e da tensão que se estabelece entre os seus contatos posteriormente à extinção do arco que se forma entre estes. Primeiramente, ocorre a separação mecânica dos contatos, e posteriormente, a extinção do arco elétrico no polo do disjuntor. Após a separação mecânica dos contatos ainda existe um caminho ionizado denominado de arco elétrico entre os seus contatos até a passagem da corrente por zero. Neste momento, com o objetivo de evitar a reignição do arco, através de sua câmara de extinção, o disjuntor promove a desionização do meio através do seu dielétrico e em seguida permanece com os seus contatos abertos. A Figura 13 apresenta o processo de interrupção da corrente de curto-circuito por um disjuntor típico com dielétrico a gás SF₆ e sistema de compressão estático.

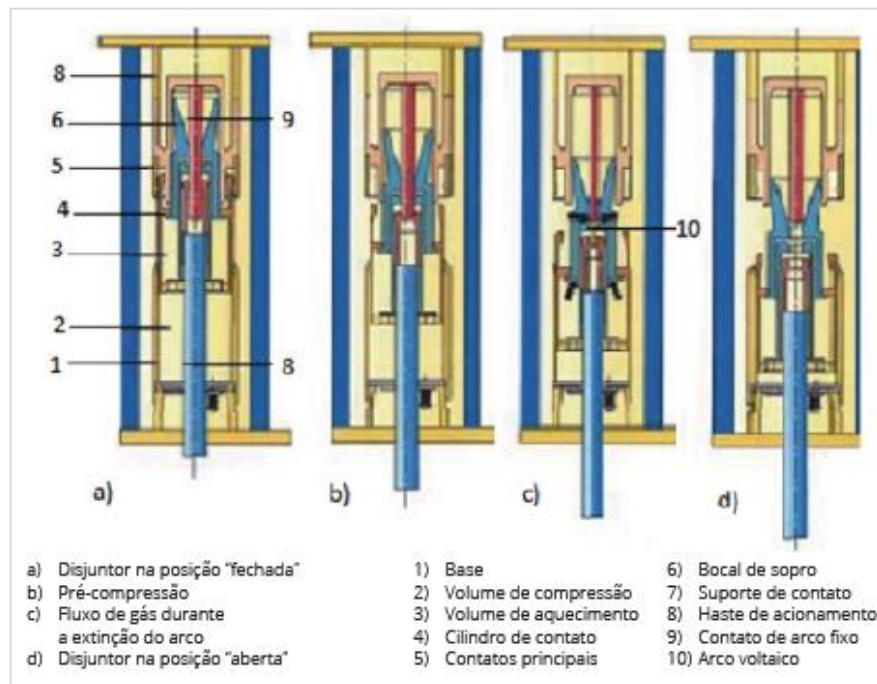


Figura 13 - Fases de Abertura do Disjuntor [34].

4.2 Fenômeno de tensão de restabelecimento transitória

A Tensão de Restabelecimento (TR) é a tensão resultante entre os terminais do polo do disjuntor após a interrupção da corrente de curto-circuito e pode ser obtida por meio da diferença das tensões fase-terra de cada terminal do disjuntor. Comumente, a interrupção ocorre com a passagem da corrente pelo zero e em SEP predominantemente indutivo a referida interrupção coincide com o tempo máximo da onda senoidal da tensão [35]. A Figura 14 ilustra a formação da TR no terminal oposto ao da falta em um disjuntor posteriormente a interrupção de falta trifásica aterrada, considerando-se que a tensão nos terminais sob falta é nula.

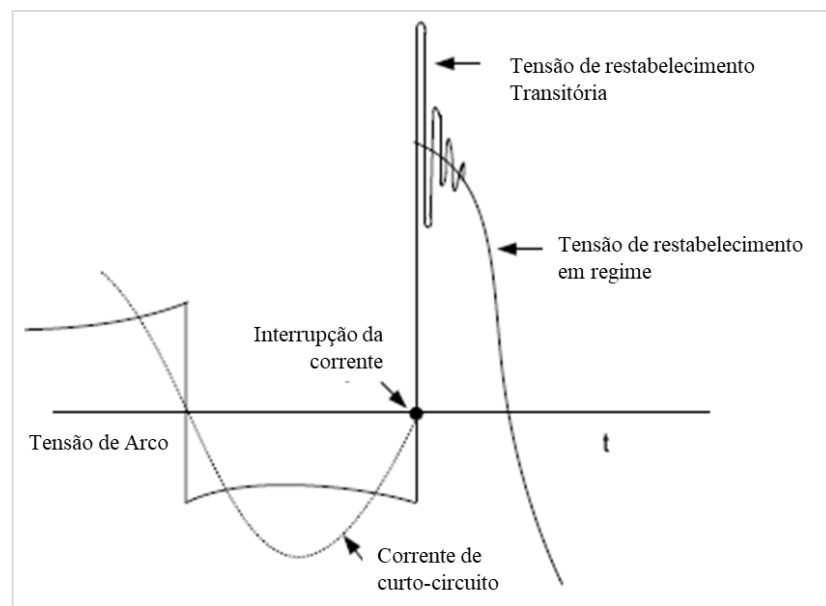


Figura 14 – TRT posteriormente à extinção da corrente. Adaptado de [36]

Observa-se que antes da interrupção da corrente, a tensão no terminal oposto ao da falta difere de zero assumindo o valor da tensão do arco elétrico formado no interior do polo correspondente. Em seguida à interrupção da corrente, essa tensão cresce rapidamente buscando alcançar o valor da tensão na frequência fundamental imposta pelo SEP, a qual, nesse instante, aproxima-se do seu máximo. Nesse processo, devido às indutâncias e capacitâncias existentes no alusivo sistema uma oscilação transitória com frequência determinada por estas pronuncia-se até ser completamente amortecida.

A componente de alta frequência, denominada de Tensão de Restabelecimento Transitória (TRT), diminui em poucos microssegundos [36]. Entretanto, promoverá uma significativa e perspicaz Taxa de Crescimento da Tensão de Restabelecimento (TCTR) [28][36]. Nos primeiros instantes de abertura dos contatos, dentro do período de $\frac{1}{4}$ de ciclo, para evitar que

aconteça o processo de reignição do arco, a recuperação do dielétrico deve ser maior que a solicitação de tensão entre os seus contatos. Neste momento, o comportamento da taxa de crescimento da tensão de TCTR carece de importante análise.

Com os contatos já afastados, o resultado de interesse consiste no valor máximo da TRT que esses são capazes de manter sem superar a capacidade dielétrica do meio isolante e promover um reacendimento do arco. Ressalta-se que a componente supracitada pode ser calculada de forma manual ou através de programas computacionais. Em cálculos manuais, mesmo com as simplificações adotadas, os resultados apresentam relativa precisão para a compreensão dos transitórios envolvidos [37]. Entretanto, os cálculos realizados por meio de programa computacional, além disponibilizarem as verificações relacionadas aos valores máximos de tensão obtidos e as taxas de crescimento, proporcionam uma representação detalhada do SEP.

A Figura 15 apresenta de forma ilustrativa a TRT nos terminais de um disjuntor para uma falta trifásica isolada e, na Figura 16 a referida TRT obtida através de programa computacional. Destaca-se que a TRT é particularmente elevada na condição de abertura de faltas trifásicas próximas do disjuntor, ou seja, na condição de faltas ocorridas praticamente sobre os terminais tanto no lado fonte quanto no lado linha do disjuntor.

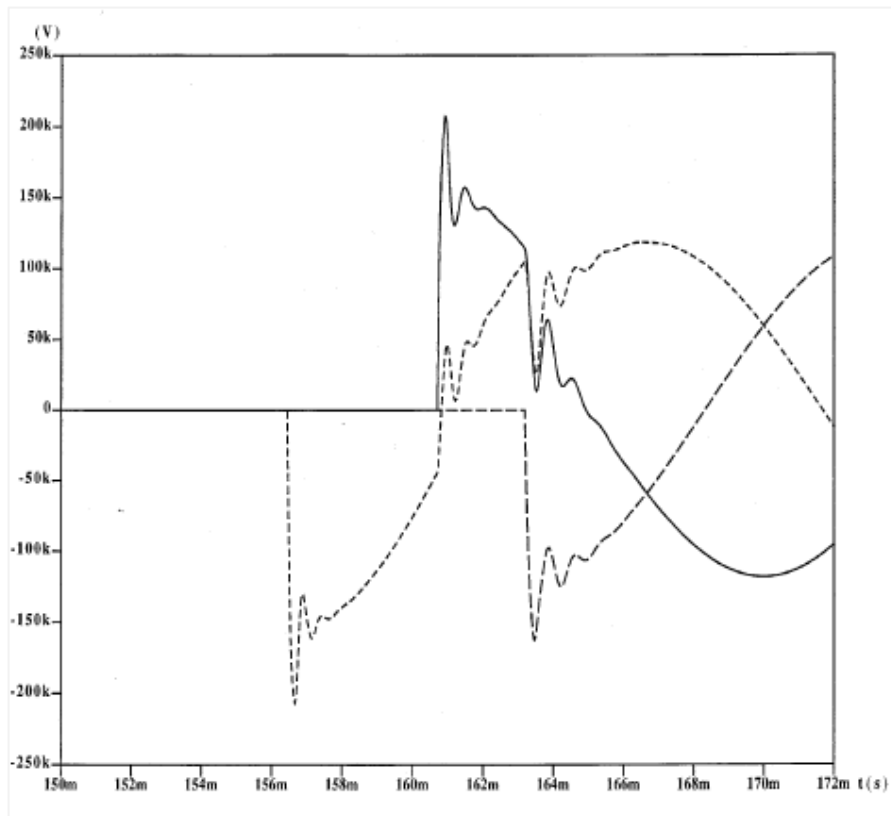


Figura 15 - Formato teórico da TRT para circuitos trifásicos aterrados com falta simétrica isolada [38].

Ampliando a TRT da fase C descrita na Figura 16, em um período de microssegundos, observa-se pela Figura 17 que essa possui um formato de onda peculiar. Este formato depende das capacitâncias, das indutâncias, do aterramento e principalmente do tipo e da localidade da falta.

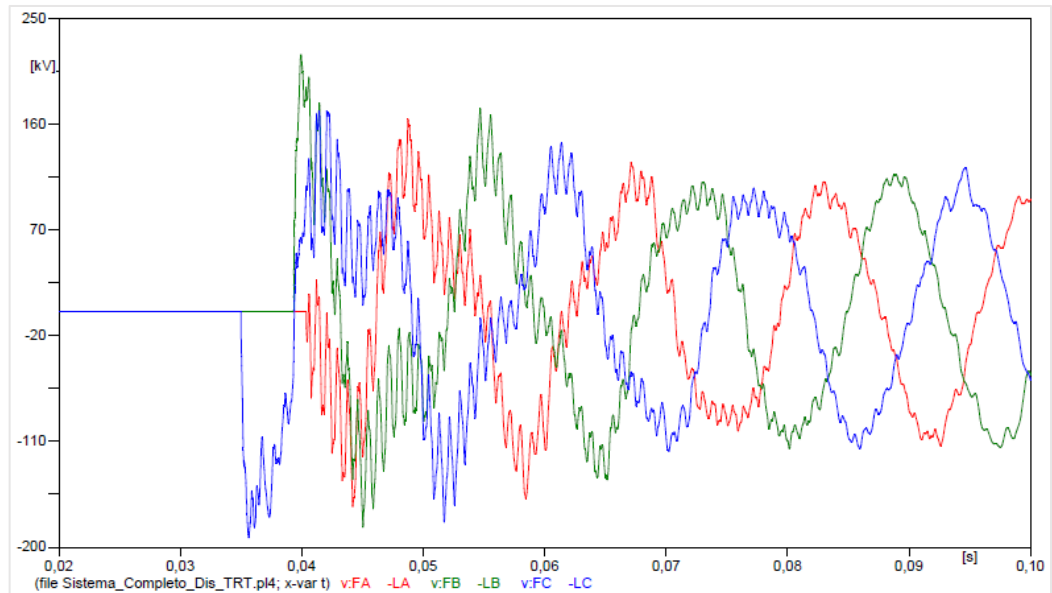


Figura 16 - Forma de onda da TRT nos terminais do disjuntor, obtida por simulação computacional.

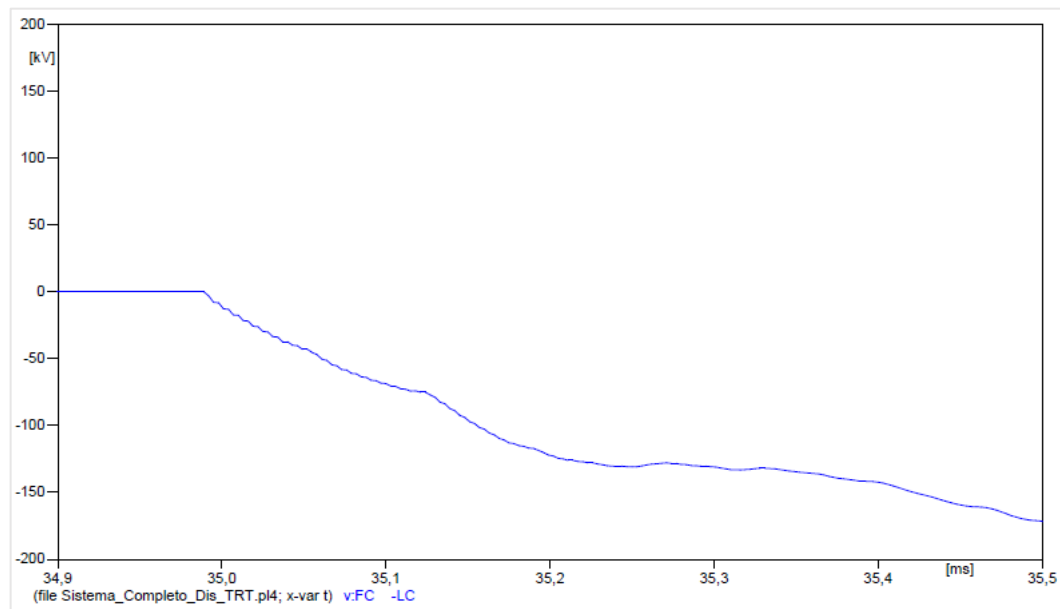


Figura 17 – Ampliação da forma de onda da TRT da Fase C apresentada na Figura 15, obtida por simulação computacional.

As Figuras 18 e 19 apresentam as formas de onda típica de TRT para faltas terminais ao disjuntor. A Figura 18 apresenta uma TRT caracterizada como exponencial em decorrência da presença de um transformador ou de uma linha no lado sem falha do disjuntor [38]. A TRT com formato típico oscilatório, conforme apresentado na Figura 19, decorre da limitação de uma falta por um transformador ou reator em série quando da inexistência de uma linha para fornecer amortecimento [38]. A Figura 20 apresenta o formato da TRT para as faltas denominadas de linha curta ou faltas quilométricas. As faltas quilométricas são faltas monofásicas e ocorrem em um trecho curto ou longo de uma linha até o terminal do disjuntor.

Neste tipo de falta, a impedância de surto e a reatância da linha determinam a magnitude da TRT, conforme apresentado pela Equação (10) [38]. Observa-se que, quanto maior o valor da impedância de surto Z_{eff} e menor a reatância da linha X_L até o ponto da falta, maior o valor do fator de pico d . Este é determinado pela relação entre a amplitude do primeiro pico da TRT e a tensão de pico no lado linha do disjuntor antes da interrupção [38]. Destaca-se que, as impedâncias de surto de linhas de transmissão variam tipicamente entre 35 ohms e 450 ohms e, devido ao comprimento e as consequentes reflexões, a TRT possui o formato característico de dente de serra [38].

$$d = 2 * w * \frac{Z_{eff}}{X_L * v} \quad (10)$$

Em que:

- v é a velocidade da onda viajante em km/s;
- w é igual a $2\pi f = 377$ rad/s para sistemas com frequência em 60 Hz.

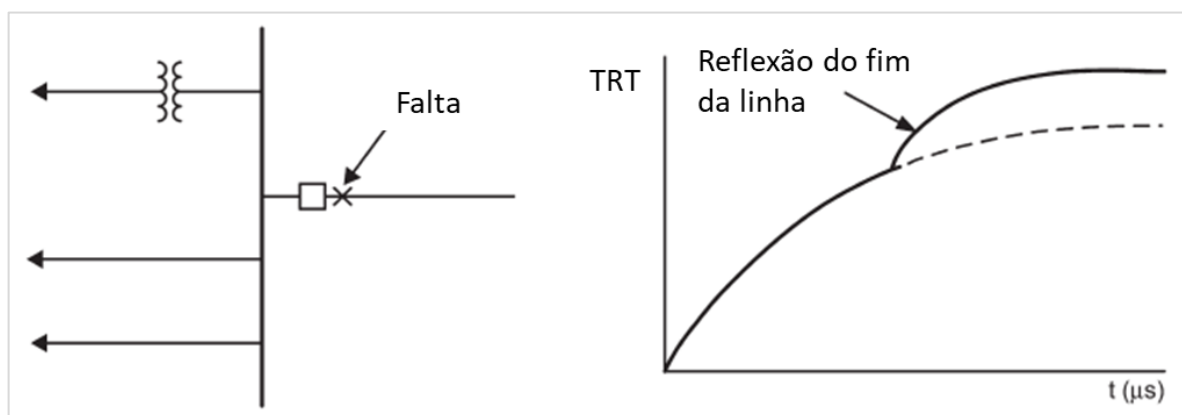


Figura 18 – Formato de TRT exponencial. Adaptado de [39].

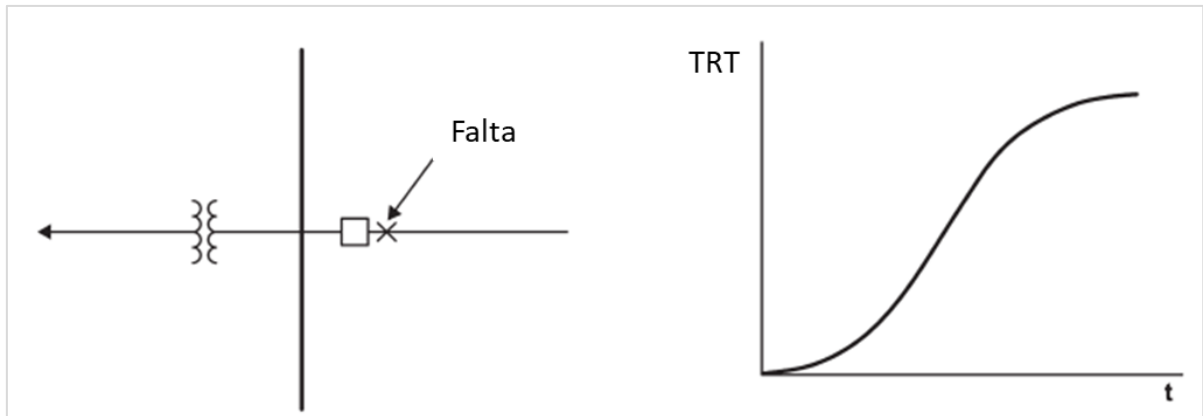


Figura 19 – Formato de TRT oscilatória. Adaptado de [39].

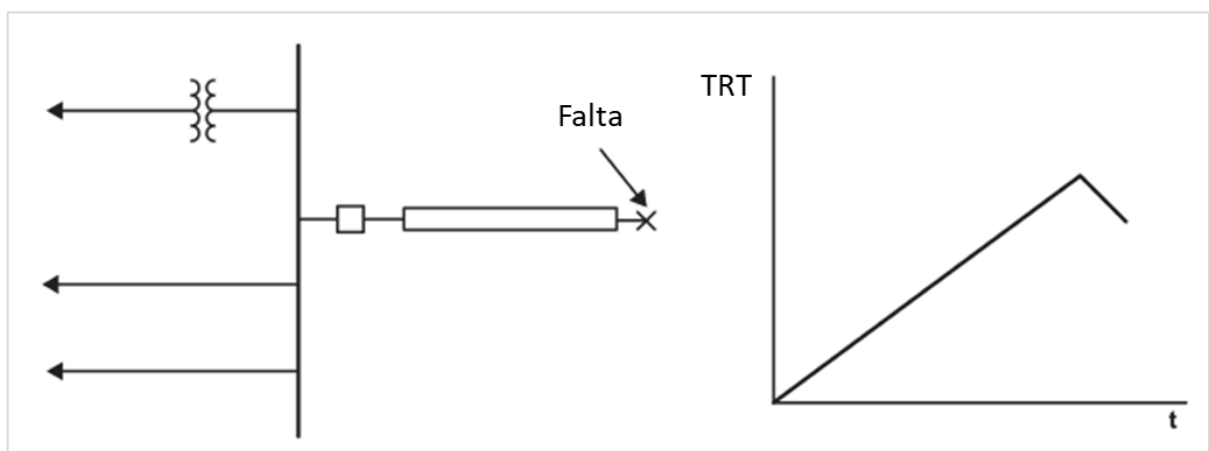


Figura 20 – Formato de TRT dente de serra. Adaptado de [39].

Para uma falha quilométrica, monofásica em um sistema solidamente aterrado, aplicada no trecho de uma linha próxima do terminal de um disjuntor, devido às frequências naturais elevadas, as quais podem atingir 100 kHz, o formato de onda exibirá funções de rampa de alta frequência sobrepostas [35][40]. Assim, o terminal do lado linha assume o formato de onda dente de serra, conforme apresentado pela Figura 21.

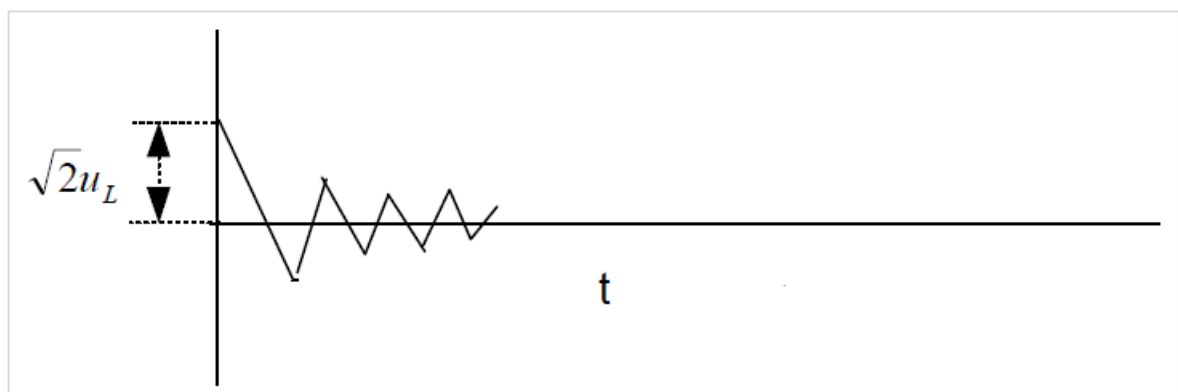


Figura 21 – Formato da tensão no lado linha para falhas quilométricas [36].

Este formato é devido a propagação da onda de tensão até o ponto do curto-circuito e sua reflexão de volta ao disjuntor. Ressalta-se que a linha de transmissão comporta-se como um resistor de valor ôhmico igual a sua impedância de surto em um transitório [22]. Em correspondência, o terminal do lado fonte do disjuntor assume o formato oscilatório apresentado na Figura 22. Tal fato ocorre devido às capacitâncias e as indutâncias equivalentes do circuito alimentador, da ordem de poucos kHz. A diferença entre as tensões nos terminais do disjuntor fornece uma forma de onda de TRT similar a apresentada pela Figura 23, a qual, devido às frequências naturais elevadas, aumentam a TCTR dificultando a extinção da corrente de curto-circuito.

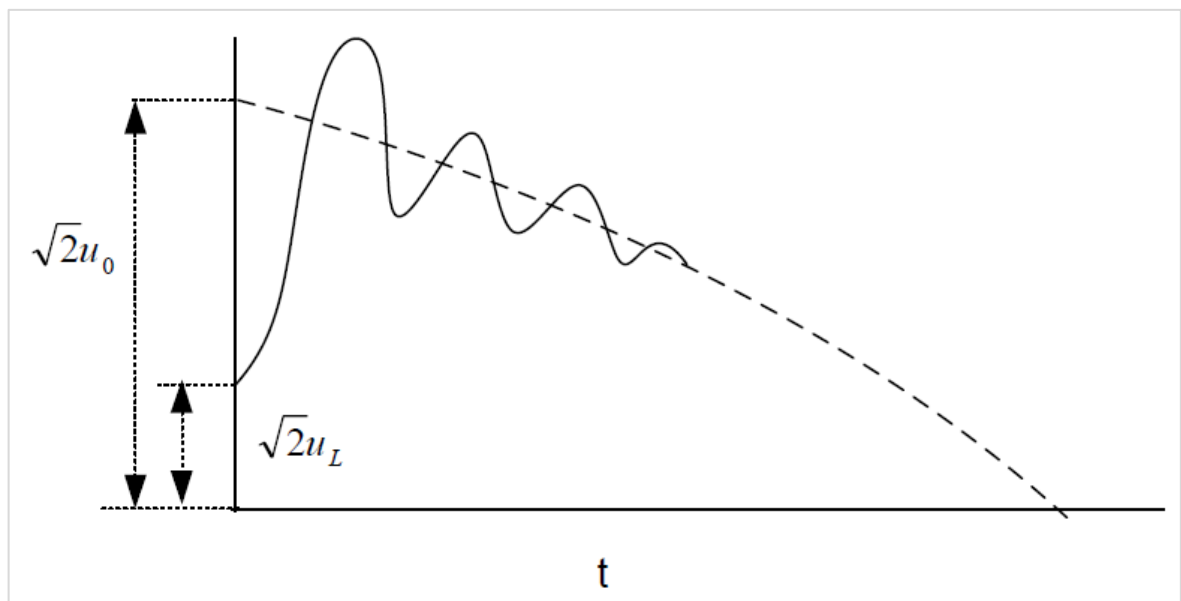


Figura 22 - Formato da tensão no lado fonte para faltas quilométricas [36].

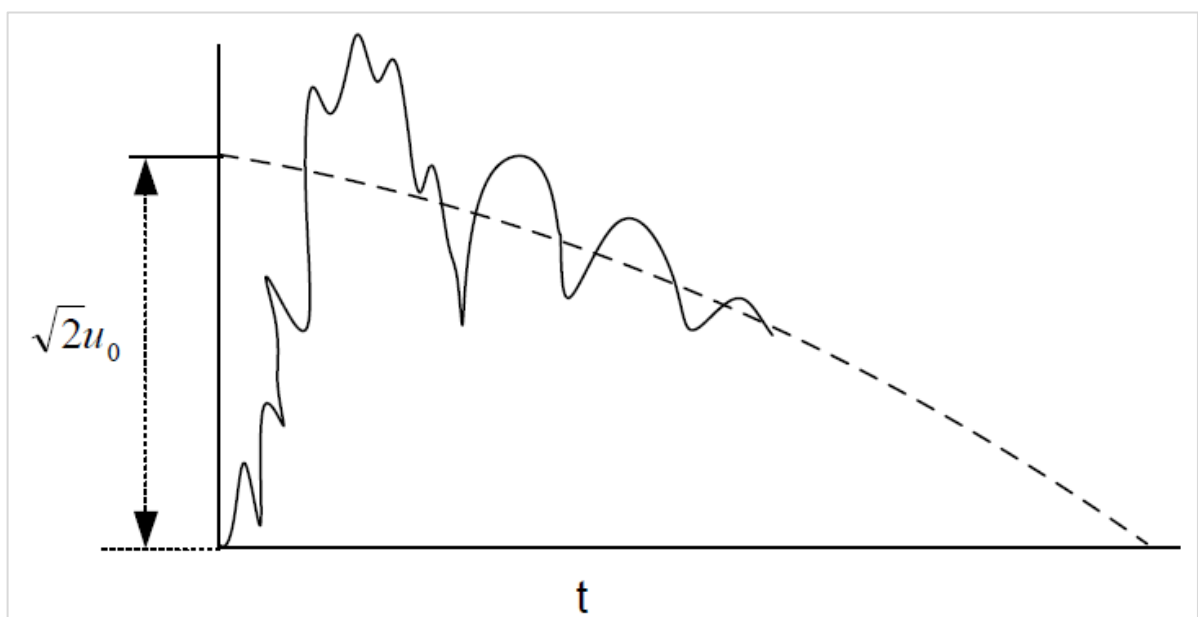


Figura 23 - Formato da TRT para faltas quilométricas [36].

Em [35], é apresentada uma demonstração de como a inserção de resistência em paralelo aos contatos do disjuntor podem minimizar os valores de TRT e consequentemente de TCTR. Adicionalmente, o referido artigo demonstra que a medida em que se aumenta a resistência, a forma de onda no terminal linha do disjuntor diminui o aspecto de dente de serra. Analogamente também são utilizadas capacitâncias para diminuir o valor de TCTR e de TRT [41]. Em [42] foi avaliada a inserção de capacitâncias adicionais em paralelo aos contatos do disjuntor com objetivo de prevenir acidentes provenientes da superação do disjuntor devido aos altos valores de TRT na condição da alusiva falta. As análises contemplaram a variação de uma capacitância variando de 30nF a 60nF, as quais proporcionaram uma diminuição da TCTR à medida que seus valores aumentavam.

Em [40], também foram realizados estudos de TRT e TCTR com inserção de capacitâncias no lado fonte do disjuntor adicional às capacitâncias dos equipamentos elétricos adjacentes a este. Diferentemente dos estudos descritos anteriormente, neste artigo, as capacitâncias inseridas correspondiam a três valores específicos (15 nF, 30 nF e 45 nF). Para ambos os casos os valores de TCTR para faltas quilométricas foram minimizados. Finalmente, para avaliar a influência da distância da falta quilométrica na TRT e na TCTR, em [10] foram realizados estudos para dois disjuntores com tensão nominal diferenciada. Observou-se, em âmbito geral, que à medida que a distância em relação ao disjuntor diminui, a TCTR aumenta e a TRT diminui.

4.3 Considerações normativas

O conhecimento dos valores especificados para um disjuntor é de grande importância na fase de planejamento do SEP e na fase de operação do sistema, quando é necessário verificar a superação do disjuntor face à evolução do sistema. Os disjuntores podem ser superados principalmente em relação à capacidade de interrupção da corrente de curto-circuito e em relação à sua tensão de restabelecimento transitória. A seguir as Seções 4.3.1, 4.3.2 e 4.3.3 abordarão, respectivamente, as considerações normativas associadas às alusivas superações em consonância às normas técnicas IEEE C37011 (2019) [38] e IEC 62271-100 [30] e outras aderentes a essas.

Destaca-se que as alusivas normas técnicas foram harmonizadas e a versão vigente da IEEE C37011 faz menção a IEC 62271-100 quanto aos valores normalizados e presumidos para a TRT e sua consequente TCTR. Logo, na Seção 4.3.3 - Tensão de Restabelecimento Transitória associada à capacidade de interrupção, serão contempladas informações de ambas as normas para fins de apresentação, determinação e estimativa das envoltórias padronizadas.

4.3.1 Fator de primeiro polo

Anteriormente às condições normativas associadas à capacidade de interrupção de curto-circuito de um disjuntor, carece de entendimento a importância do fator de primeiro polo (FP) devido ao seu emprego na seleção dos critérios para especificação das grandezas normativas do disjuntor que serão elencadas nos itens a posteriori.

Através das Figuras 16 e 17, observa-se que os valores de TRT resultante das fases possuem valores distintos. Neste aspecto, a TRT está comumente associada ao primeiro polo do disjuntor a abrir. Em situações em que falta é não aterrada ou o sistema não é solidamente aterrado, a componente de frequência fundamental da TRT assume valores distintos posteriormente à interrupção da corrente de curto-circuito no primeiro, no segundo e no terceiro polo do disjuntor. A Figura 24 apresenta o que ocorre em seguida à abertura do primeiro polo de um disjuntor, durante uma falta terminal trifásica não aterrada em um sistema solidamente aterrado [4].

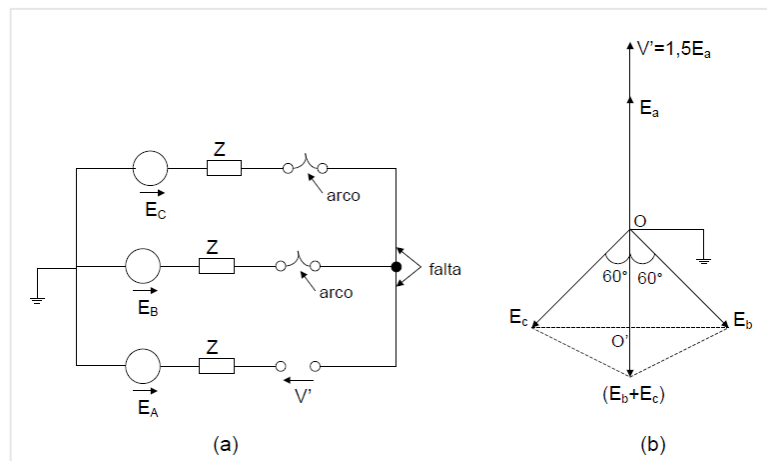


Figura 24 - Circuito e diagrama fasorial para a primeira fase a interromper uma falta trifásica não aterrada [22].

Após a interrupção da corrente pelo primeiro polo, os dois outros polos continuam a conduzir durante um determinado tempo. A interrupção provoca a mudança do potencial do ponto em que ocorre a falta. Nesse caso, E_a assume o valor da soma de E_b mais E_c e a diferença de potencial V' (componente de frequência industrial da tensão de restabelecimento em seguida à abertura do primeiro polo do disjuntor) assume o valor de $1,5E_a$ [38].

Deste modo, o FP expressa a elevação da componente de frequência fundamental da tensão de restabelecimento aplicada ao primeiro polo a interromper de um disjuntor. Para uma falta terminal trifásica não aterrada, o fator de primeiro polo é igual a 1,3 para sistemas solidamente aterrados e 1,5 para sistemas não aterrados [43]. Destaca-se que em algumas formas de onda de

TRT pode-se distinguir, nos instantes iniciais, o efeito da variação do potencial do ponto da falta e o que leva a componente de frequência industrial a assumir o valor FP.

4.3.2 Capacidade de interrupção em curto-circuito

A capacidade de interrupção de um curto-circuito por um disjuntor está relacionada aos valores especificados para suportar determinada corrente de curto-circuito e aos valores admissíveis para a tensão de restabelecimento posteriormente a abertura dos seus contatos. No que concerne à corrente de curto-circuito, esta é caracterizada pelo valor eficaz da sua componente em corrente alternada (CA) e pela porcentagem da componente de corrente contínua (CC).

A especificação do valor eficaz da componente em corrente CA estabelece a capacidade máxima de condução desta por um determinado período pelo disjuntor e seu mecanismo de comando na posição fechada. Os valores eficazes associados à corrente de curto-circuito compreendem os números estipulados pela série R10 (1 - 1,25 - 1,6 - 2 - 2,5 - 3,15 - 4 - 5 - 6,3 - 8) e seus produtos por 10^n , com valor de crista limitado a 2,6 vezes a magnitude especificada [30],[38],[44]. Ressalta-se que para disjuntores tripolares, a componente CA corresponde à corrente resultante de um curto-circuito trifásico.

Uma estimativa do valor percentual da componente CC pode ser obtida através da Equação (11), a qual considera o tempo de interrupção (Top), composto pelo tempo mínimo de abertura do primeiro polo do disjuntor mais o adicional de meio ciclo da frequência fundamental (Tr) devido ao tempo mínimo de disparo do relé de proteção, e a constante de tempo normalizada do SEP (τ). A norma [30] recomenda a utilização de uma constante de tempo no valor de 45 ms para o cálculo da componente CC, a qual fornece um valor resultante para a relação X/R, referente aos componentes do circuito na frequência fundamental de 60 Hz, igual a 17 conforme disposto pela Equação (12). Este valor abrange um comportamento típico do SEP, adequado para a maioria das aplicações, por isso é empregado como valor normalizado padrão, utilizado em situações em que os valores de X/R sejam inferiores ao anteriormente calculado [30]. A Tabela 1 apresenta alguns valores da relação X/R e da constante de tempo na frequência fundamental de 60 Hz para diversos circuitos.

$$\%cc = 100 * e^{\frac{Top+Tr}{\tau}} \quad (11)$$

$$\tau = \frac{1}{w} * \frac{X}{R} * 1000 \quad (ms) \quad (12)$$

Tabela 1 -Valores do fator de assimetria e do percentual da componente CC obtidos através da constante de tempo e do X/R [22].

X/R	Constante de tempo (para $\omega=377$ rad/s) (ms)	Fator de assimetria (para $t=8,33$ ms)	% CC	Tempo de separação dos contatos (ciclos)
12	32	2,50	46	1,5
			27	2,5
17	45	2,59	57	1,5
			40	2,5
20	53	2,62	62	1,5
			46	2,5
30	80	2,69	73	1,5
			59	2,5
40	106	2,72	79	1,5
			67	2,5
50	133	2,74	83	1,5
			73	2,5
60	159	2,76	85	1,5
			77	2,5
100	265	2,78	91	1,5
			85	2,5
*	*	2,83	100	1,5
			100	2,5

Em relação ao tempo de interrupção do primeiro polo do disjuntor, a norma técnica [38] estabelece que o tempo de interrupção nominal para um disjuntor trifásico designado para funcionar em uma tensão máxima operativa de 145 kV é 30 ms ou 50 ms para uma corrente de curto-circuito padronizada, conforme a série R10, na faixa de 31,5 kA a 80 kA [38]. A Tabela 1 recomenda um tempo de separação dos contatos de 1,5 ciclos para os referidos disjuntores. A Figura 25 apresenta a manobra de abertura de um disjuntor.

De acordo com a [38], a eliminação de faltas assimétricas promove o maior estresse ao referido equipamento em relação ao pico e à alternância da corrente de curto-circuito, de acordo com o tempo de abertura estabelecido. Neste aspecto, a condição de falta trifásica com o início da corrente de curto-circuito em uma das fases no zero, designa os valores de referência utilizados na verificação da capacidade de chaveamento do disjuntor em condições de assimetria da referida corrente. Conforme disposto nas Figuras 26, 27 e 28, observa-se que o tempo final de abertura do disjuntor determina o valor inicial da corrente de curto-circuito em que os contatos de uma fase estarão submetidos até a extinção do arco. A Figura 28, apresenta a extinção da corrente posteriormente a um tempo de abertura e a uma alternância maior da corrente de curto-circuito, a qual proporciona uma situação de maior energia imposta aos contatos do disjuntor.

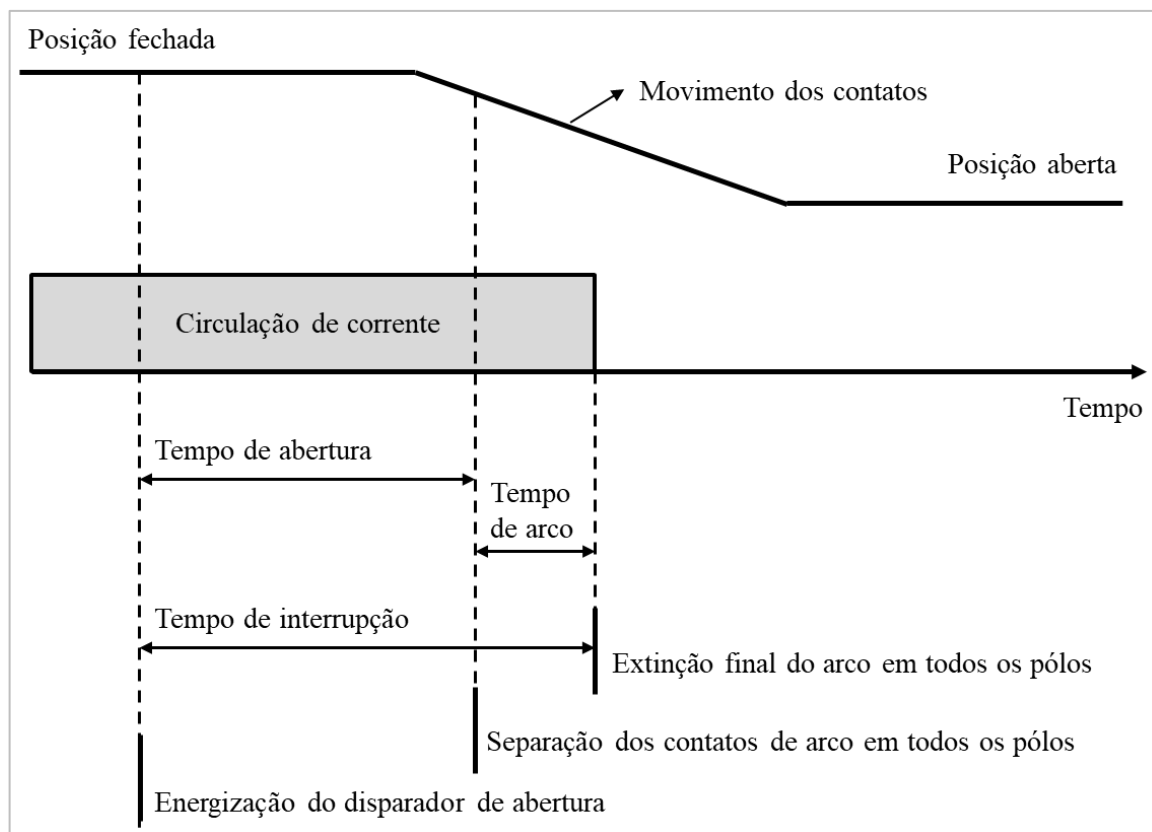


Figura 25 - Manobra de abertura de um disjuntor. Adaptado de [30].

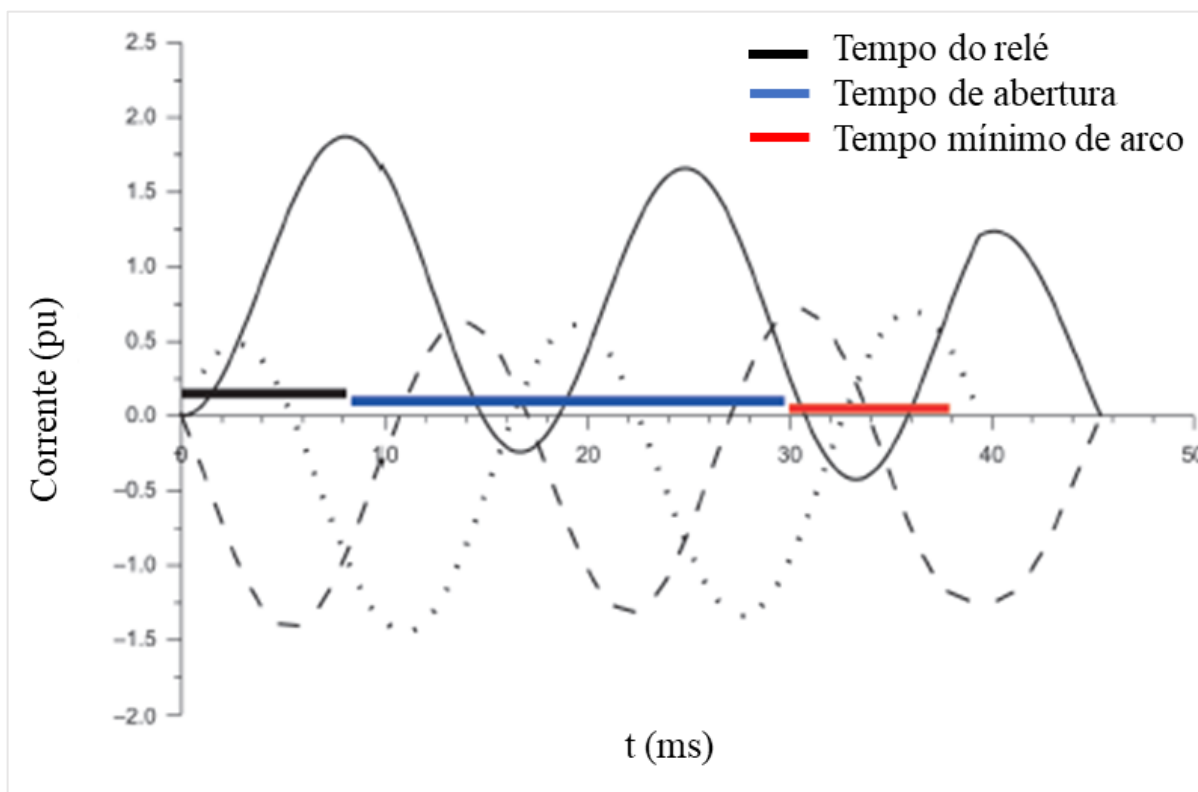


Figura 26 - Eliminando uma falta posteriormente a uma alternância menor com fator de polo de 1,5.

Adaptado de [45].

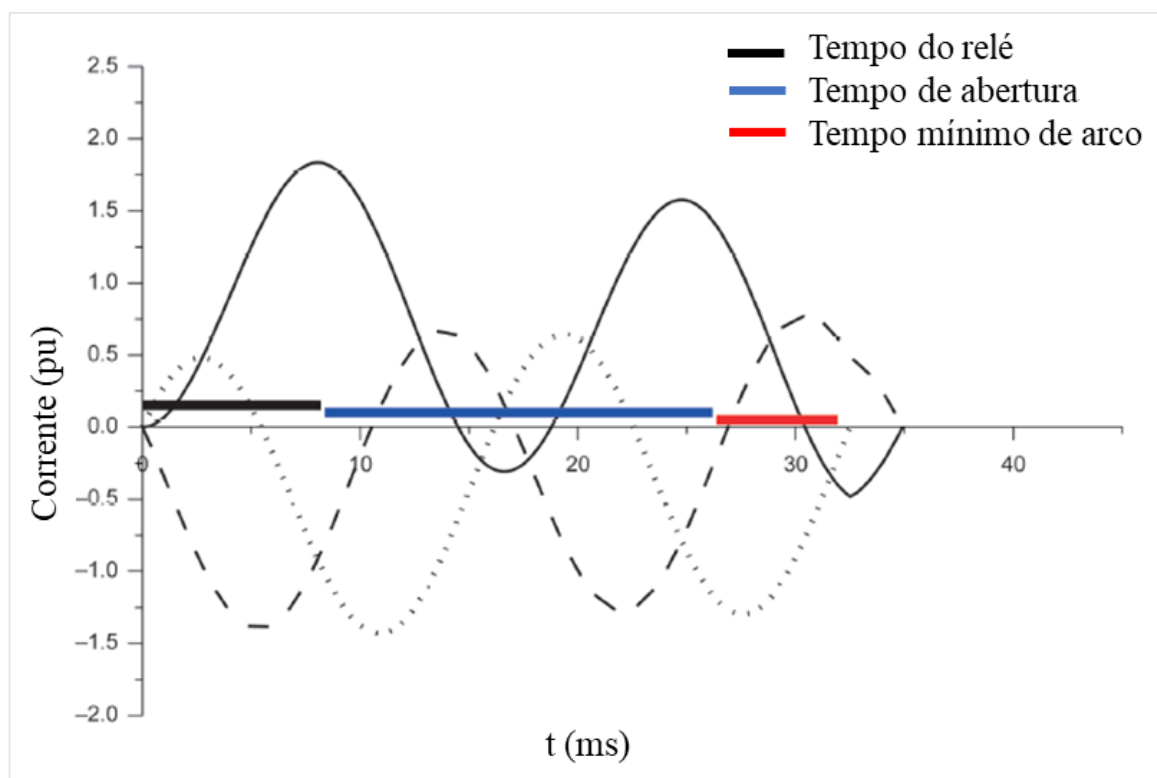


Figura 27 - Eliminando uma falha posteriormente a uma alternância com abertura intermediária e fator de polo de 1,5. Adaptado de [45].

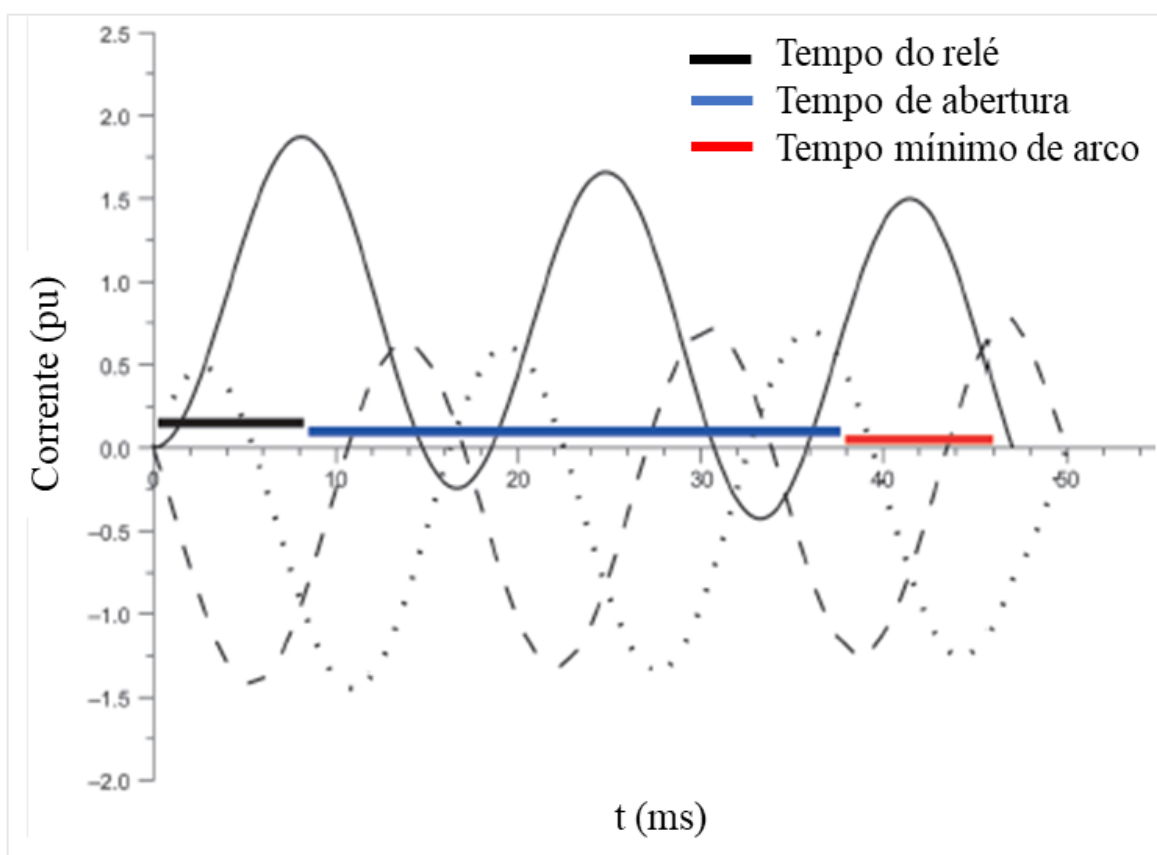


Figura 28 - Eliminando uma falha posteriormente a uma alternância maior com fator de polo de 1,5. Adaptado de [45].

Ressalta-se que a TRT resultante da interrupção da corrente de curto-circuito assimétrica apresenta comumente valores amenos quando comparados aos valores obtidos pela interrupção de corrente de curto-circuito simétrica [38]. Tal fato justifica-se pelo valor instantâneo da tensão de alimentação revelar-se menor que o valor de pico no momento da alusiva interrupção no momento de abertura do disjuntor, conforme apresentado na Figura 29.

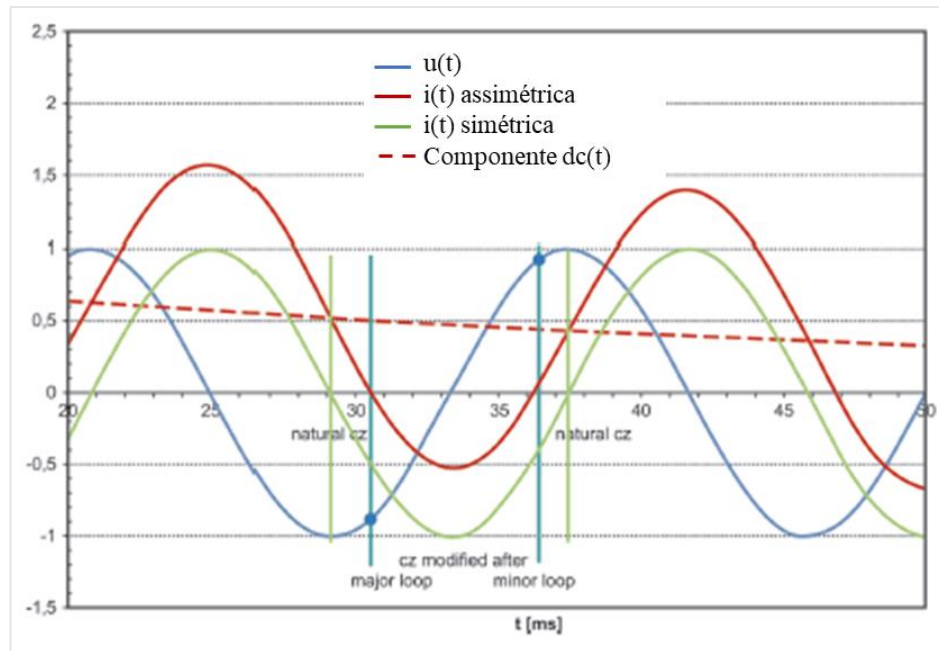


Figura 29 - Efeito da assimetria da corrente na tensão na passagem da corrente pelo zero. Adaptado de [38]

4.3.3 Tensão de restabelecimento transitória associada à capacidade de interrupção em curto-circuito

Para definição dos valores normalizados de TRT, a norma técnica IEC 62271-100 aborda a concepção de falta terminal e falta quilométrica, as quais serão consideradas como premissas nos estudos de TRT a posteriori. A falta terminal consiste em uma falta imediatamente próxima ao disjuntor. Este tipo de falta fornece a máxima corrente de curto-circuito e, portanto, utiliza-se como referência para disjuntores tripolares a corrente de curto-circuito trifásico [30]. A falta denominada como quilométrica corresponde a falta que ocorre em uma linha curta, porém com significativa distância dos terminais do disjuntor com impedância de surto de 450 ohms.

A onda da TRT, conforme apresentado na Seção 4.2 – Fundamentação Teórica de Tensão de Restabelecimento Transitória, apresenta formatos específicos de acordo com os componentes elétricos adjacentes ao disjuntor em análise. Em sistemas com tensão igual ou maior que 100 kV, com correntes de curto-circuito significativas, a TRT comporta-se de duas formas distintas: inicialmente apresenta uma Taxa de Crescimento da Tensão de

Restabelecimento (TCTR) elevada e posteriormente uma TCTR mais reduzida [38]. Desse modo, a forma de onda da TRT descreve-se como uma envoltória constituída de dois segmentos de reta definidos por quatro parâmetros, conforme apresentado pela Figura 30.

Para sistemas com tensão inferiores a 100 kV, em condições em que a corrente de curto-circuito se apresenta amena quando comparada a máxima corrente de curto-circuito e alimentadas por transformadores, a forma de onda resultante fornece uma envoltória composta por um único segmento de reta definido por dois parâmetros [43]. A Figura 31 apresenta uma representação dessa envoltória, a qual é um caso particular da envoltória a quatro parâmetros.

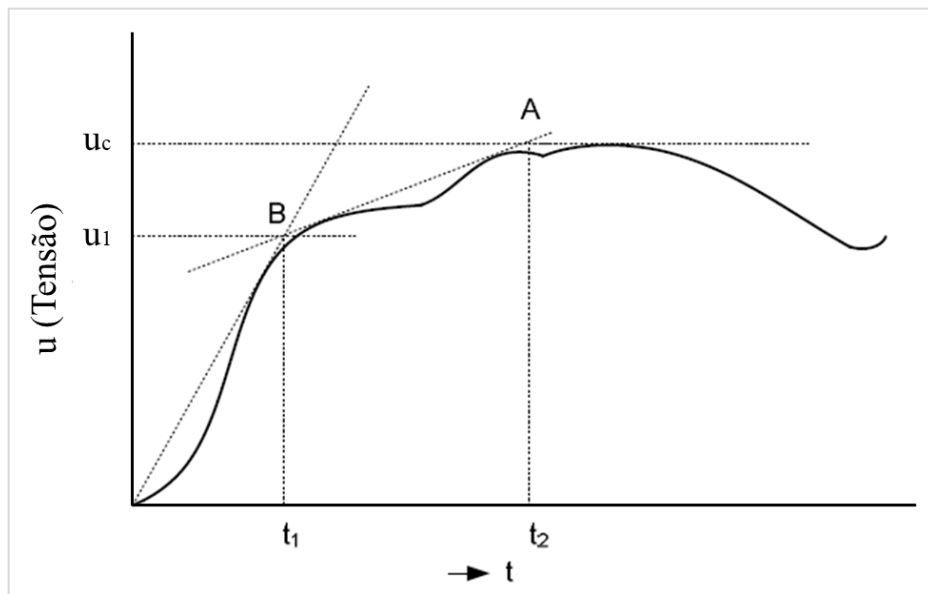


Figura 30 - Representação da envoltória de 4 parâmetros da norma técnica IEC. Adaptado de [36].

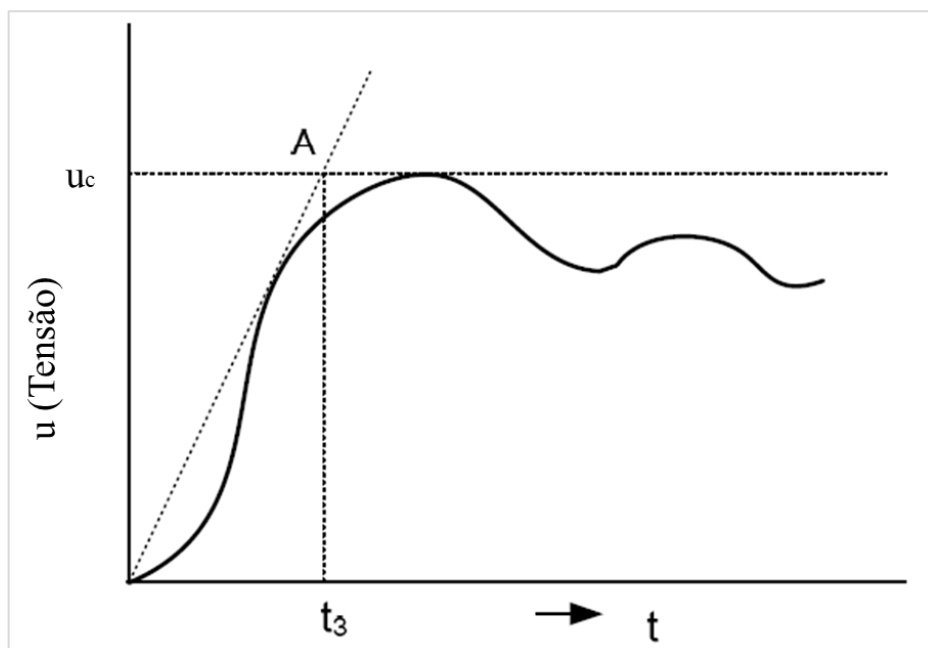


Figura 31– Representação da envoltória de 2 parâmetros da norma técnica IEC. Adaptado de [36].

A TCTR corresponde numericamente pela razão entre u_1/t_1 e u_c/t_3 , respectivamente, para as envoltórias de dois e quatro parâmetros. Em observância, a TCTR é uma reta tangente à TRT começando do seu ponto zero, conforme apresentado na Figura 32. Ressalta-se que juntamente com o valor de crista da tensão transitória u_c , a TCTR consiste em um parâmetro imperativo para a especificação da TRT.

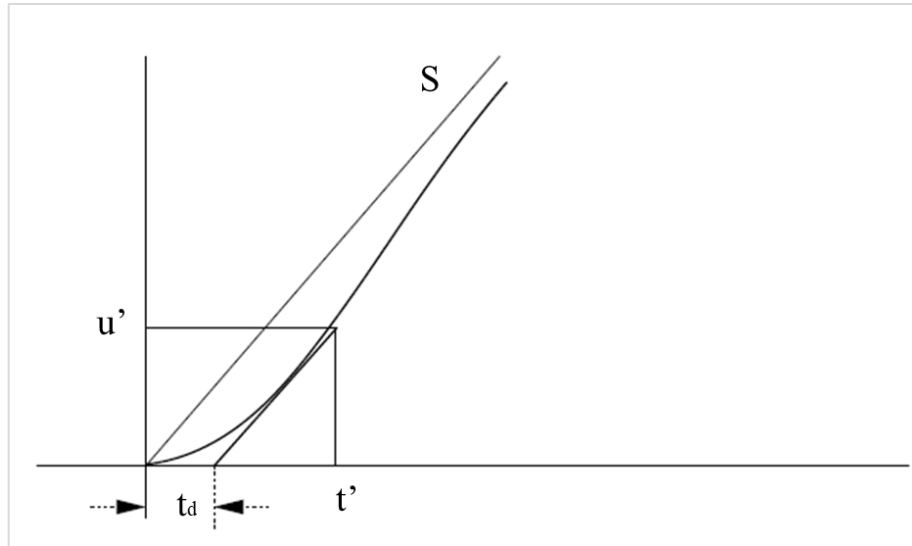


Figura 32 – Representação da TCTR conforme a IEC. Adaptado de [43]

Neste aspecto, a Norma Técnica IEC 62271-100 apresenta os parâmetros normalizados para a TRT e para a TCTR para as faltas descritas. As Tabelas 1 e 2 indicam os valores presumidos aplicáveis para disjuntores destinados aos sistemas trifásicos de distribuição e de transmissão em âmbito geral para uma frequência nominal de 60 Hz, com tensão nominal de 145 kV e com neutro solidamente aterrado. Tais características estão aderentes aos disjuntores que serão analisados nos estudos de TRT. A Tabela 2 dispõe dos valores associados à capacidade de interrupção de 100% do valor nominal da corrente de curto-circuito. Para valores inferiores a esse, a Tabela 3 fornece os valores normalizados e presumidos para 10%, 30% e 60% do valor nominal da corrente de curto-circuito especificada. A Figura 33 ilustra o formato das envoltórias padronizadas e das envoltórias intermediárias calculadas conforme a norma IEC 62271-100.

Tabela 2 -Valores normalizados da TRT presumida para disjuntores com tensão nominal de 145kV para falta terminal trifásica [30]

Tensão Nominal U_r (kV)	Tipo de Interrupção	Fator de primeiro polo K_{pp} (pu)	Fator de amplitude K_{af} (pu)	Primeira tensão de referência u_1 (kV)	Tempo t_1 (μs)	Valor de pico da TRT u_c (kV)	Tempo t_2 (μs)	Tempo de retardo t_d (μs)	Tensão u' (kV)	Tempo t' (μs)	TCTR u_1/t_1 (kV/μs)
145	Falta Terminal	1,3	1,4	115	58	215	232	2	58	31	2

Tabela 3 - Valores normalizados da TRT presumida para T100, T60, T30 [30]

Tensão Nominal Ur (kV)	Tipo de Interrupção	Fator de primeiro polo Kpp (pu)	Fator de amplitude Kaf (pu)	Primeira tensão de referência u1 (kV)	Tempo t1 (μs)	Valor de pico da TRT uc (kV)	Tempo t2 (μs)	Tempo de retardo td (μs)	Tensão u' (kV)	Tempo t' (μs)	TCTR u1/t1 (kV/μs)
145	T100	1,3	1,4	115	58	215	232	2	58	31	2
145	T60	1,3	1,5	115	38	231	228	2	58	21	3
145	T30	1,3	1,54	*	*	237	47	7	79	23	5
145	T10	1,3	0,9x1,7	*	*	235	34	5	78	16	7

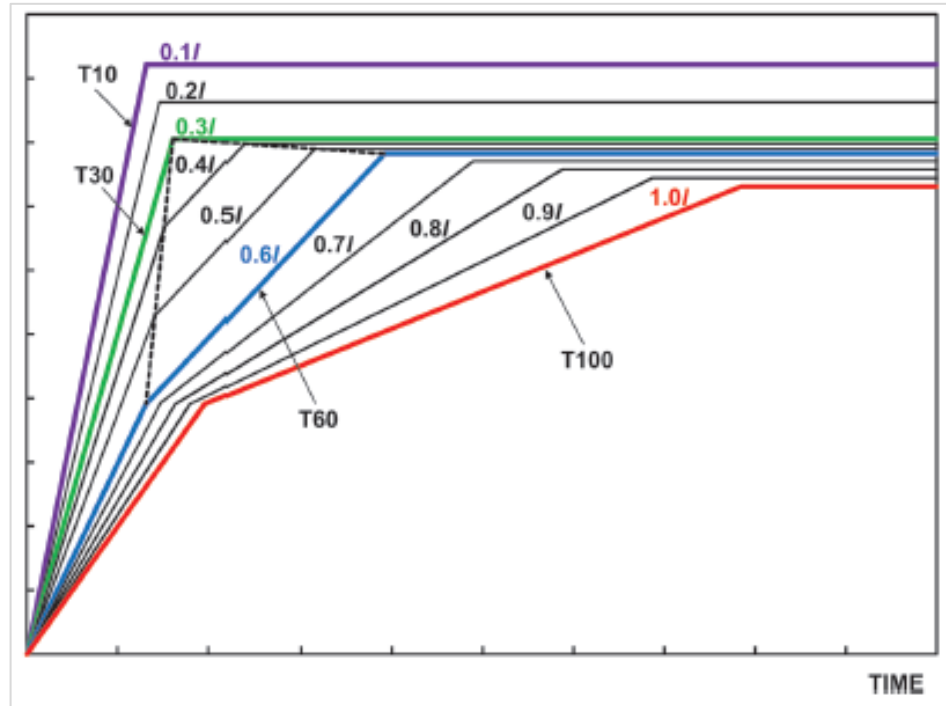


Figura 33 - Formato das envoltórias de TRT normalizadas e intermediárias [38].

Conforme apresentado nas Tabelas 2 e 3, a envoltória de quatro parâmetros é representada pelos valores correspondentes a u_1 (primeira tensão de referência), t_1 (tempo para atingir u_1), u_c (segunda tensão de referência) e t_2 (tempo para atingir u_c). Estes são definidos como uma função de U_r (tensão nominal), do K_{pp} (fator de primeiro polo) e do K_{af} (fator de amplitude).

O tempo t_1 é obtido da TCTR e t_2 é igual a 4 vezes o seu valor para faltas terminais e quilométricas. A constante K_{pp} é igual a 1,3 para sistemas com neutro solidamente aterrado e a constante K_{af} é igual a 1,4 para faltas terminais e quilométricas. Assim, a primeira e a segunda tensão de referência podem ser calculadas respectivamente pelas Equações (13) e (14).

$$u_1 = 0,75 * k_{pp} * U_r * \sqrt{\frac{2}{3}} \quad (13)$$

$$u_c = k_{af} * k_{pp} * U_r * \sqrt{\frac{2}{3}} \quad (14)$$

Para determinação de uma envoltória intermediária às dispostas pela normativa técnica, o IEEE [30][46] recomenda o emprego de fatores de multiplicação, conforme apresentado na Tabela 4. As fórmulas de interpolação juntamente com estes fatores proporcionam o cálculo de novos valores de u_1 , t_1 , u_c e t_2 .

Tabela 4 - Fatores de multiplicação para calcular as envoltórias de TRT.

Percentual da capacidade de interrupção (%)	Ku1	Kt1	Kuc	Kt2
100	1,00	1,00	1,00	1,00
60	1,00	0,67	1,07	0,50
30	2,05	0,82	1,10	0,21
10	*	*	1,26	*

As Equações de 15 a 20 proporcionam a obtenção dos valores u_1 , t_1 , u_c e t_2 para um T% correspondente a relação entre a corrente de curto-circuito obtida e a especificada quando aquela se encontra entre os valores de T30% e T60%. A Tabela 5 apresenta os valores calculados e intermediários ao referido intervalo.

$$u_{1_T\%} = Ku_{1_T\%} * u_{1_{100\%}} \quad (15)$$

$$Ku_{1_T\%} = \frac{Ku_{1_60\%} - Ku_{1_30\%}}{60\% - 30\%} * (T\% - 30\%) + Ku_{1_{30\%}} \quad (16)$$

$$t_{1_T\%} = Kt_{1_T\%} * t_{1_{100\%}} \quad (17)$$

$$Kt_{1_T\%} = \frac{Kt_{1_60\%} - Kt_{1_30\%}}{60\% - 30\%} * (T\% - 30\%) + Kt_{1_{30\%}} \quad (18)$$

$$u_{c_T\%} = Ku_{c_T\%} * u_{c_{100\%}} \quad (16)$$

$$Ku_{c_T\%} = \frac{Ku_{c_60\%} - Ku_{c_30\%}}{60\% - 30\%} * (T\% - 30\%) + Ku_{c_{30\%}} \quad (19)$$

$$t_{c_T\%} = Kt_{c_T\%} * t_{c_{100\%}} \quad (18)$$

$$Kt_{c_T\%} = \frac{Kt_{c_60\%} - Kt_{c_30\%}}{60\% - 30\%} * (T\% - 30\%) + Kt_{c_{30\%}} \quad (20)$$

Já as Equações de 21 a 24 proporcionam a obtenção dos valores u_1 , t_1 , u_c e t_2 para um T% correspondente a relação entre a corrente de curto-circuito obtida e a especificada quando aquela se encontra entre os valores de T60% e T100%. A Tabela 6 apresenta os valores

calculados. Ressalta-se que estes serão utilizados como referência nas análises da Seção 5 – Premissas, Critérios e Metodologia e da Seção 6 – Aplicação e Resultados.

$$Ku_{1_{T\%}} = \frac{Ku_{1_{100\%}} - Ku_{1_{60\%}}}{100\% - 60\%} * (T\% - 60\%) + Ku_{1_{60\%}} \quad (21)$$

$$Kt_{1_{T\%}} = \frac{Kt_{1_{100\%}} - Kt_{1_{60\%}}}{100\% - 60\%} * (T\% - 60\%) + Kt_{1_{60\%}} \quad (22)$$

$$Ku_{u_{T\%}} = \frac{Ku_{c_{100\%}} - Ku_{c_{60\%}}}{100\% - 60\%} * (T\% - 60\%) + Ku_{c_{60\%}} \quad (23)$$

$$Kt_{u_{T\%}} = \frac{Kt_{c_{100\%}} - Kt_{c_{60\%}}}{100\% - 60\%} * (T\% - 60\%) + Kt_{c_{60\%}} \quad (24)$$

Tabela 5 - Envoltoírias de TRT entre T 30% e T60%.

Tensão Nominal (kV)	Corrente de Curto Icc (kA)	Relação Icc/In (%)	Tipo de Interrupção	Fator de primeiro polo Kpp (pu)	Primeira tensão de referência u1 (kV)	Tempo t1 (µs)	Valor de pico da TRT uc (kV)	Tempo t2 (µs)	TCTR u1/t1 (kV/µs)
145	16	32	T32	1,3	229	46,8	237	53	5
145	16,5	33	T33	1,3	225	46,5	236	55	5
145	17	34	T34	1,3	220	46,2	236	58	5
145	17,5	35	T35	1,3	216	45,9	236	60	5
145	18	36	T36	1,3	212	45,6	236	62	5
145	18,5	37	T37	1,3	208	45,3	236	64	5
145	19	38	T38	1,3	204	45,0	235	67	5
145	19,5	39	T39	1,3	200	44,7	235	69	4
145	20	40	T40	1,3	196	44,4	235	71	4
145	20,5	41	T41	1,3	192	44,2	235	73	4
145	21	42	T42	1,3	188	43,9	234	76	4
145	21,5	43	T43	1,3	184	43,6	234	78	4
145	22	44	T44	1,3	180	43,3	234	80	4
145	22,5	45	T45	1,3	176	43,0	234	82	4
145	23	46	T46	1,3	172	42,7	234	85	4
145	23,5	47	T47	1,3	168	42,4	233	87	4
145	24	48	T48	1,3	164	42,1	233	89	4
145	24,5	49	T49	1,3	160	41,8	233	91	4
145	25	50	T50	1,3	156	41,6	233	94	4
145	25,5	51	T51	1,3	152	41,3	232	96	4
145	26	52	T52	1,3	148	41,0	232	98	4
145	26,5	53	T53	1,3	144	40,7	232	100	4
145	27	54	T54	1,3	140	40,4	232	103	3
145	27,5	55	T55	1,3	136	40,1	232	105	3
145	28	56	T56	1,3	132	39,8	231	107	3
145	28,5	57	T57	1,3	128	39,5	231	109	3
145	29	58	T58	1,3	124	39,2	231	112	3
145	29,5	59	T59	1,3	119	39,0	231	114	3

Tabela 6 – Envoltórias de TRT entre T60% e T100%.

Tensão Nominal (kV)	Corrente de Curto Icc (kA)	Relação Icc/In (%)	Tipo de Interrupção	Fator de primeiro polo Kpp (pu)	Primeira tensão de referência u1 (kV)	Tempo t1 (µs)	Valor de pico da TRT uc (kV)	Tempo t2 (µs)	TCTR u1/t1 (kV/µs)
145	32	64	T64	1,3	115	40,6	229	128	3
145	32,5	65	T65	1,3	115	41,1	229	131	3
145	33	66	T66	1,3	115	41,5	228	133	3
145	33,5	67	T67	1,3	115	42,0	228	136	3
145	34	68	T68	1,3	115	42,5	228	139	3
145	34,5	69	T69	1,3	115	43,0	227	142	3
145	35	70	T70	1,3	115	43,4	227	145	3
145	35,5	71	T71	1,3	115	43,9	226	148	3
145	36	72	T72	1,3	115	44,4	226	151	3
145	36,5	73	T73	1,3	115	44,9	226	154	3
145	37	74	T74	1,3	115	45,3	225	157	3
145	37,5	75	T75	1,3	115	45,8	225	160	3
145	38	76	T76	1,3	115	46,3	225	162	2
145	38,5	77	T77	1,3	115	46,8	224	165	2
145	39	78	T78	1,3	115	47,2	224	168	2
145	39,5	79	T79	1,3	115	47,7	223	171	2
145	40	80	T80	1,3	115	48,2	223	174	2
145	40,5	81	T81	1,3	115	48,7	223	177	2
145	41	82	T82	1,3	115	49,1	222	180	2
145	41,5	83	T83	1,3	115	49,6	222	183	2
145	42	84	T84	1,3	115	50,1	222	186	2
145	42,5	85	T85	1,3	115	50,6	221	189	2
145	43	86	T86	1,3	115	51,1	221	191	2
145	43,5	87	T87	1,3	115	51,5	220	194	2
145	44	88	T88	1,3	115	52,0	220	197	2
145	44,5	89	T89	1,3	115	52,5	220	200	2
145	45	90	T90	1,3	115	53,0	219	203	2
145	45,5	91	T91	1,3	115	53,4	219	206	2
145	46	92	T92	1,3	115	53,9	218	209	2
145	46,5	93	T93	1,3	115	54,4	218	212	2
145	47	94	T94	1,3	115	54,9	218	215	2
145	47,5	95	T95	1,3	115	55,3	217	218	2
145	48	96	T96	1,3	115	55,8	217	220	2
145	48,5	97	T97	2,3	115	56,3	217	223	2
145	49	98	T98	3,3	115	56,8	216	226	2
145	49,5	99	T99	4,3	115	57,2	216	229	2

Na Seção 6.1 - Tensão de Restabelecimento Transitória, os valores percentuais obtidos em relação às correntes de curto-circuito especificadas para os disjuntores apresentam valores aquém dos disponibilizados pela norma técnica. A Tabelas 5 e 6 apresentam os valores para determinação estimada de uma envoltória de quatro parâmetros para aplicação na análise dos resultados obtidos.

Em casos de superação dos valores de TRT em relação às envoltórias e aos valores estabelecidos em regulamentação técnica, a norma [38] recomenda três alternativas de reconfiguração do sistema. A primeira concerne na substituição para um disjuntor de maior

capacidade. A norma esclarece que se em faltas terminais em torno de 60% a 100% da capacidade da corrente de curto-circuito do disjuntor é necessário fazer essa substituição. A segunda alternativa propõe que uma capacitância deveria ser inserida nos terminais do disjuntor para reduzir a taxa de crescimento da TRV. Por fim, a terceira propõe que o fabricante deveria ser consultado sobre a aplicação do disjuntor nas situações de superação.

Os fenômenos térmicos de interrupção em um disjuntor sofrem influência da tensão de restabelecimento transitória inicial (TRTI). Esta parte da TRT resulta da oscilação inicial de baixa amplitude devido a primeira descontinuidade expressiva no barramento em análise e aproxima-se ao fenômeno relacionado às faltas quilométricas, em que o tempo até a primeira crista ocorre nos primeiros microssegundos após a passagem da corrente pelo zero, conforme descrito na Seção 4 – Tensão de Restabelecimento Transitória [30]. Desse modo, o tipo de arranjo do barramento, dos equipamentos e das linhas modelados de forma adjacente influem diretamente e determinam a TRTI. Este é um fenômeno físico similar à TRT para falta quilométrica, ou seja, o, a primeira crista da tensão ocorre nos primeiros microssegundos após a passagem da corrente pelo zero [30].

Neste aspecto, a inserção de uma capacitância local no lado fonte de alimentação de um disjuntor irá promover, além de um retardo no tempo de início da TRT, uma alteração nos valores de TCTR. A norma técnica [38] considera como valores de referência para capacitâncias de sequência positiva (C1) dos equipamentos elétricos os apresentados nas Tabelas 7, 8, 9 e 10 visto que, na grande maioria dos casos não existe a oportunidade de medição destas nos equipamentos elétricos que serão utilizados no empreendimento. Neste aspecto, o valor efetivo da capacitância concerne em um valor equivalente resultante das capacitâncias distribuídas ao longo da SE que estarão concentradas no barramento em análise.

Para faltas trifásicas não aterradas em sistemas com neutro solidamente aterrado a CEQ corresponde a $2/3C1$, em que C1 é a soma das capacitâncias de sequência positiva de todos os equipamentos adjacentes. Para faltas trifásicas em sistemas aterrados, a CEQ corresponde a $2/3C1$ e $1/3$ da capacitância de sequência zero (C0), sendo C1 e C0 também a soma das capacitâncias dos equipamentos. Ressalta-se que os valores de capacitâncias dispostos pelas Tabelas 7, 8, 9 e 10 serão utilizados a posteriori nas simulações de TRT.

Tabela 7 - Capacitância efetiva de transformadores de instrumento indutivos [38].

Tensão máxima (kV)	Capacitância (pF)	
	Transformador de Potencial	Transformador de Corrente
15 a 72,5	125 a 500	75 a 260
72,5 a 800	150 a 450	150 a 450

Tabela 8 – Capacitância efetiva dos transformadores para faltas trifásicas isoladas - [38].

Transformador (MVA)	Capacitância (pF)	
	Tensão Máxima 15 kV a 123 kV	Tensão Máxima 123 kV a 500 kV
1 a 10	900 a 10000	*
10 a 100	2000 a 12000	2000 a 6500
100 a 1000	*	3500 a 16000

Tabela 9 – Capacitância de barramento de subestação isolada a ar [38].

Corrente (A)	Capacitância (pF)		
	Acima de 38 kV	15 kV	Barramento externo de subestação
	Barramento isolado por fase	Barramento segregado por fase	
1200 a 3500	26 a 52	33 a 66	8,2 a 18,0
4000 a 6500	39 a 62	33 a 66	8,2 a 18,0
7000 a 12000	14 a 24	*	*

Tabela 10 – Capacitância efetiva de disjuntores e chaves seccionadoras [38].

Descrição dos aparatos	Capacitância (pF)			
	Abaixo de 100 kV	Acima de 100 kV	Abaixo de 100 kV	Acima de 100 kV
	Aberto	Fechado	Aberto	Fechado
Disjuntor externo, tanque morto, a ar, a óleo, a vácuo ou a SF6 com buchas a óleo e papel	150 a 650	300 a 1300	250 a 550	500 a 1300
Com bucha a SF6	25 a 150	50 a 300	25 a 150	50 a 300
Com bucha em resina sólida	50 a 200	100 a 400	100 a 500	200 a 1000
Disjuntor externo, tanque vivo, a ar, a óleo, a vácuo ou a SF6	20 a 50	40 a 100	25 a 150	50 a 300
Chaves externas com SF6	20 a 40	40 a 100	25 a 100	50 a 200
Chaves externas	20 a 60	30 a 100	30 a 130	60 a 200

Finalmente, em relação às faltas quilométricas as Tabelas 11 e 12 apresentam, respectivamente, a envoltória padronizada com os valores normalizados para os disjuntores

tripolares com tensão nominal de 145 kV para a condição de 100% da corrente nominal de curto-circuito e as envoltórias normalizadas para 60%, 75% e 90% da corrente de curto-circuito, em consonância à IEC 62271-100 para o lado fonte do disjuntor. Destaca-se que a análise de TRT em condições de faltas quilométricas corresponde à interrupção de uma falta monofásica fase-terra na linha a uma distância muito curta do terminal linha do disjuntor. Comumente, é utilizado um valor de 450 Ω para impedância de surto da linha.

Tabela 11- Valores normalizados da TRT presumida para disjuntores com tensão nominal de 145kV para falta quilométrica [30]

Tensão Nominal Ur (kV)	Tipo de Interrupção	Fator de primeiro polo Kpp (pu)	Fator de amplitude Kaf (pu)	Primeira tensão de referência u1 (kV)	Tempo t1 (μ s)	Valor de pico da TRT uc (kV)	Tempo t2 (μ s)	Tempo de retardo td (μ s)	Tensão u' (kV)	Tempo t' (μ s)	TCTR u1/t1 (kV/ μ s)
145	Falta Quilométrica	1,0	1,4	89	44	166	176	2	44	24	2

Tabela 12- Valores normalizados da TRT presumida para disjuntores com tensão nominal de 145kV para falta quilométrica [30]

Tensão Nominal Ur (kV)	Corrente de Curto Icc (kA)	Relação Icc/In (%)	Tipo de Interrupção	Fator de primeiro polo Kpp (pu)	Primeira tensão de referência u1 (kV)	Tempo t1 (μ s)	Valor de pico da TRT uc (kV)	Tempo t2 (μ s)	TCTR u1/t1 (kV/ μ s)
145	30	60	L60	1,0	146,8	75,0	170,0	300	2
145	37,5	75	L75	1,0	153,9	75,0	162,5	300	2
145	45	90	L90	1,0	155,0	75,0	161,0	300	2

Finalmente, a Tabela 13 apresenta os valores normalizados para a TRTI para faltas quilométricas. Ressalta-se que as envoltórias descritas anteriormente serão utilizadas nas discussões das premissas e da aplicação destas nas análises.

Tabela 13- Valores normalizados da TRT presumida para disjuntores com tensão nominal de 145kV para falta quilométrica.

Envelope TRTI		L60	L75	L90
Valor da tensão no instante da ocorrência do primeiro pico da	u1 (kV)	86,5	52,8	19,2
Tempo do primeiro pico da tensão	Tempo t1 (μ s)	10,9	5,7	2,2
Taxa de Crecimento total inicial (até a ocorrência do primeiro	TCTR u1/t1 (kV/ μ s)	7,9	9,3	8,9

5. METODOLOGIA

As seções a posteriori contemplarão as premissas, os critérios e os procedimentos utilizados para a realização dos estudos de transitórios de energização de BC e dos estudos de TRT dos disjuntores adjacentes a 2 barramentos de fronteira. Entretanto, de antemão, vislumbrando elucidar os programas computacionais utilizados no desenvolvimento deste trabalho, as seções iniciais irão explicar brevemente sobre o seu princípio de funcionamento e as suas funcionalidades. Ademais, dentro das funcionalidades do programa computacional *ATPdraw*, serão descritas as considerações sobre as modelagens dos componentes elétricos empregados nas simulações transitórias,

5.1 Programa computacional ANAREDE

O programa computacional Análise de Redes Elétricas (ANAREDE) desenvolvidos pelo Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (CEPEL) é um aplicativo computacional para análise de redes elétricas em regime permanente na solução do fluxo de potência. Este consiste basicamente no cálculo das tensões nodais e dos fluxos potência dados o nível de carregamento dos componentes do sistema, a condição de despacho de geração ativa, a topologia dos sistemas e os parâmetros da rede. Em relação a avaliação da condição satisfatória em regime permanente, o referido programa permite a inserção de critérios específicos quanto aos limites de tensão nas barras, nos carregamentos dos circuitos e da geração de potência ativa e reativa.

As suas principais ferramentas consistem na análise estática de segurança de tensão, na análise de contingências, na solução automática da curva de carga, na análise de sensibilidade, na determinação de equivalentes de rede, na recomposição de sistemas, no fluxo de potência com regulação primária, no cálculo de margem de transmissão e na análise de região de segurança estática e dinâmica. Entre os principais usuários do ANAREDE, destacam-se a entidades setoriais, como o ONS e a Empresa de Pesquisa Energética (EPE).

5.2 Programa computacional ANAFAS

O programa computacional Análise de faltas simultâneas (ANAFAS) também desenvolvidos pelo Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (CEPEL) é utilizado para o cálculo de curto-circuito em redes elétricas. O referido programa permite a execução automática de uma grande quantidade de faltas, o estudo automático de superação de disjuntores, o cálculo automático da evolução dos níveis de curto-circuito e, principalmente, a obtenção de

equivalentes de rede. Similarmente ao ANAREDE, o ANAFAS também possui uma interface gráfica para fins de visualização e edição dos diagramas unifilares.

Ressalta-se que a base de dados, do sistema de transmissão brasileiro incluindo o SIN, está no formato dos arquivos disponibilizados pelos programas ANAREDE e ANAFAS. Entre os principais usuários deste, destaca-se também entidades setoriais, como o ONS e a Empresa de Pesquisa Energética (EPE).

5.3 Programa computacional ATPdraw

O programa computacional *ATPdraw* é um pré-processador que realiza uma interface gráfica com a versão do *Alternative Transient Program* (ATP) do *Electromagnetic Transients Program* (EMTP) na plataforma MS-Windows. Nessa interface gráfica o usuário constrói o sistema em análise através dos modelos gráficos disponibilizados e posteriormente gera um arquivo base no formato apropriado do ATP para fins de processamento. Devido à essa facilidade, os erros de sintaxe associados à montagem do alusivo arquivo diretamente no ATP são minimizados, proporcionando uma maior agilidade na construção e na análise de casos [48][49].

O programa computacional ATP é considerado um dos programas mais utilizados para simulação de transitórios eletromagnéticos devido ao seu licenciamento gratuito e à sua capacidade de construção de redes complexas. Basicamente, o ATP emprega a regra de integração trapezoidal para resolver as equações diferenciais dos componentes do sistema no domínio do tempo. Além de possuir uma ampla quantidade de modelos disponíveis em sua biblioteca digital, o ATP permite ainda uma interface gráfica com os módulos de *Transient Analysis of Control Systems* (TACS) e *Simulation Language* (MODELS), os quais admitem a modelagem de sistemas de controle e de componentes com características não lineares.

Em síntese, a TACS é um modulo de simulação para análise no domínio do tempo de sistemas de controle, muito aplicada nos controles de conversão de HVDC. Já a *MODELS* consiste em uma ferramenta de uso geral que pode ser utilizada no processamento de simulações tanto no domínio do tempo quanto no domínio da frequência. Esta última foi utilizada para fins de desenvolvimento das envoltórias padronizadas para as análises de TRT.

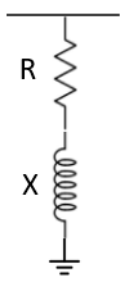
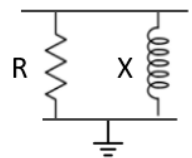
Enfim, as modelagens empregadas nos estudos de transitórios eletromagnéticos, tanto para os estudos de energização dos bancos de capacitores quanto para os estudos relacionados a TRT empregou-se o programa computacional *ATPdraw*.

5.3.1 Modelagem das cargas

Nos estudos de fluxo de potência as cargas são descritas pela tensão no barramento a qual estão conectadas em conjunção com suas parcelas de potência ativa e reativa para uma frequência de 60 Hz. A partir dessas informações é possível determinar modelos distintos para representação das cargas em consonância aos fenômenos que se dispõe a analisar. Nos estudos dos fenômenos transitórios a carga exerce uma grande influência no amortecimento das solicitações resultantes do SEP e por isso a sua representação exerce uma influência significativa nos resultados. A Tabela 4 apresenta e modelos típicos de representação de carga.

Normalmente, na frequência de 60 Hz, os modelos apresentados comportam-se como cargas lineares de impedância constante. Entretanto, para altas frequências os circuitos RL apresentados na Tabela 14 comportam-se de forma diferenciada devido à resposta em frequência da reatância. No modelo RX_L paralelo, a reatância indutiva comporta-se como um circuito aberto resultando em um modelo de carga limitado somente pelo valor da resistência. Em contrapartida, o circuito RX_L série na presença de altas frequências apresenta um crescimento indefinido devido ao aumento da reatância indutiva. Devido a isso, adicional à recomendação estabelecida nos estudos de superação de equipamentos, empregou-se o modelo RX_L paralelo para representação das cargas.

Tabela 14 - Modelos típicos de representação de carga conforme o IEEE [50].

Modelos Série	Modelo Paralelo
	
$R = P \frac{V^2}{P^2 + Q^2}$ $X = Q \frac{V^2}{P^2 + Q^2}$	$R = \frac{V^2}{P}$ $X = \frac{V^2}{Q}$

As Figuras 34 e 35 mostram, respectivamente, o comportamento do SEP durante a energização de um banco de capacitores quando as cargas foram modeladas em RX_L série e

RX_L paralelo. Observa-se que o sistema com cargas modeladas em circuito RXL paralelo apresentam um maior amortecimento que o sistema RL série, mostrando-se mais coerente para as análises de transitórios ulteriores. Para a representação das cargas foram utilizados modelos RLC trifásicos concentrados.

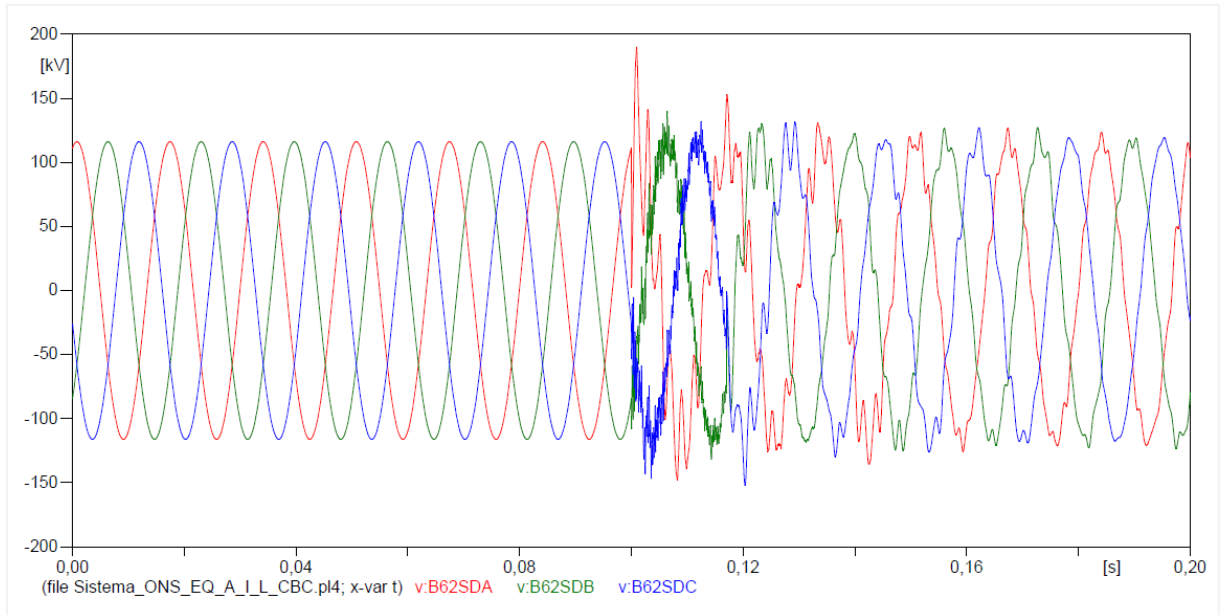


Figura 34 - Transitório de Energização de BC com cargas RL série – BC: 20 MVar

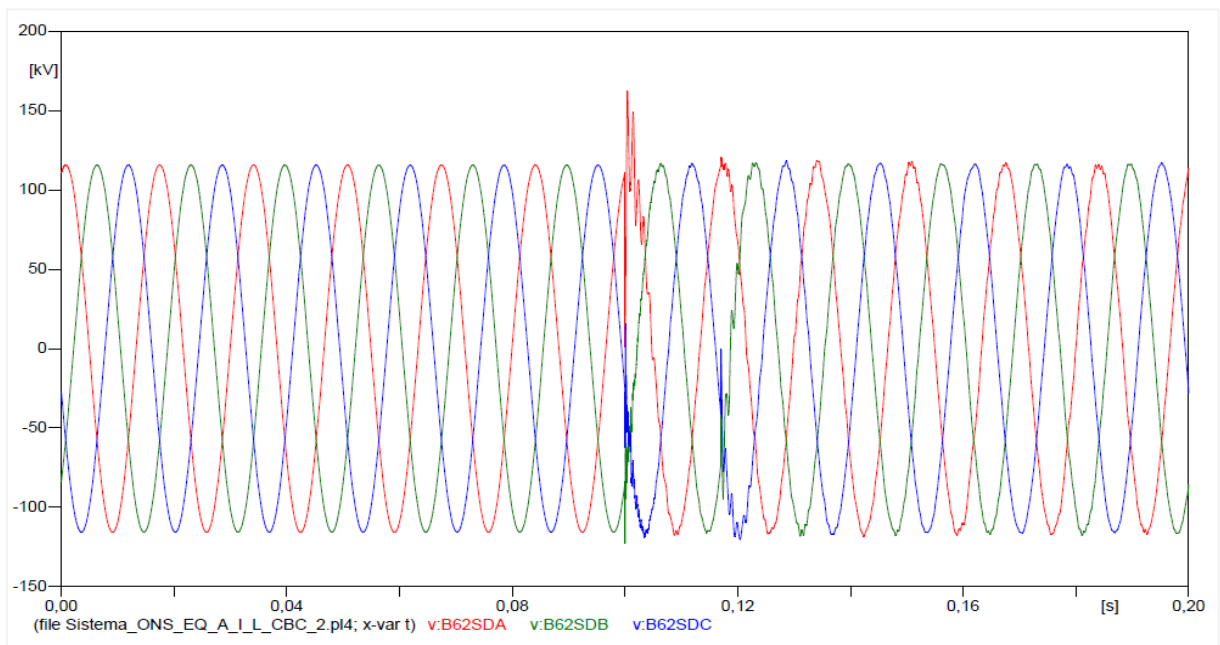


Figura 35 - Transitório de Energização de BC com cargas RL paralelo – BC: 20 MVar

5.3.2 Modelagem das linhas de transmissão

A maioria das informações relacionadas às linhas de transmissão pertencentes ao SDAT disponibilizados pelos arquivos PAR/PEL 2021 - 2025 via o programa computacional ANAREDE e pelos arquivos de referências disponibilizados via programa computacional ANAFAS são incompletas no que concerne aos comprimentos das alusivas, falta informação em diversas linhas. Devido a isso, utilizou-se os comprimentos reais das linhas de transmissão nos estudos de transitórios para que fosse possível a sua modelagem em parâmetros distribuídos.

As linhas de transmissão acima de 138 kV foram modeladas através do modelo Clarke Transposto. Entretanto, como as linhas de transmissão em tensão operativa de 138 kV pertencentes ao SDAT em estudo não são transpostas, estas foram modeladas através da rotina auxiliar *Line Constants* (LCC) em que se utilizou como padrão para a estrutura de torre de transmissão o tipo K1, com circuito simples e circuito duplo, conforme o dimensional e a disposição dos condutores apresentados na Figura 36. Os parâmetros elétricos dos condutores para modelagem na rotina LCC estão apresentados na Tabela 15.

Tabela 15- Parâmetros dos condutores considerados na rotina LCC.

Código	Bitola	Resistência 25°C (ohms)	Raio interno (cm)	Raio externo (cm)
Hawk	477	0,122	0,402	1,090
Linnet	336.5	0,173	0,338	0,916
Drake	795	0,073	0,518	14,055
EHS	5/16	4,225	0,000	0,794

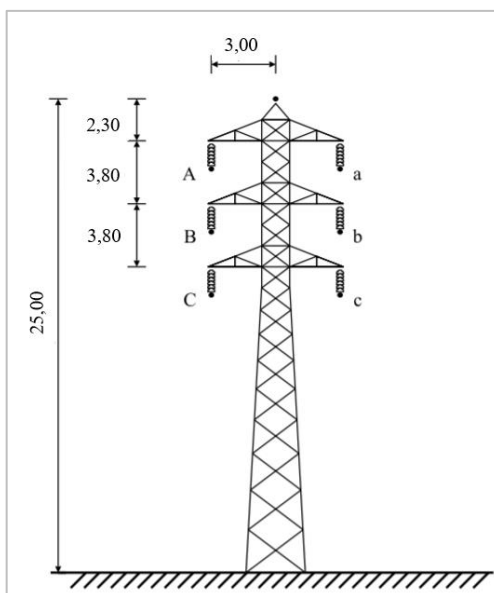


Figura 36 - Estrutura de torre de transmissão tipo K1, em que os comprimentos estão em metros [51].

5.3.3 Modelagem dos equivalentes de rede

Quando se utiliza uma ferramenta de transitórios eletromagnéticos, não é possível modelar nesta toda a rede do Sistema Interligado Nacional, ao contrário de quando se trata de um estudo de fluxo de potência. Conforme o submódulo 2.10, a rede retida para análises de transitórios deve contemplar as barras que ficam a uma distância de até duas barras aquém das barras que serão objeto de análise. Neste aspecto, a rede externa aos barramentos de interesse foram representadas através dos equivalentes próprios e mútuos disponibilizados pelo programa computacional ANAFAS. No programa computacional *ATPdraw*, esses equivalentes foram modelados por uma fonte de tensão ideal na frequência única de 60 Hz em série com uma impedância concentrada.

Para validação das correntes de curto-circuito e dos fluxos em regime permanente, para os cenários que serão contemplados nos estudos, as fontes equivalentes foram ajustadas manualmente através do procedimento descrito de maneira sucinta pela Figura 37. Inicialmente, com as fontes de tensão ajustadas conforme os valores disponibilizados em regime permanente pelo programa computacional ANAREDE, verifica-se o valor da corrente injetada pela referida fonte, anteriormente à inserção da impedância equivalente obtida através das funcionalidades do programa computacional ANAFAS [52]. Por meio deste valor, transforma-se a fonte de tensão ideal em uma fonte de corrente com o referido valor e verifica-se posteriormente o valor da tensão resultante em seu terminal com a inserção da impedância equivalente. De posse desse valor, substitui-se a fonte de corrente por uma fonte de tensão [52].

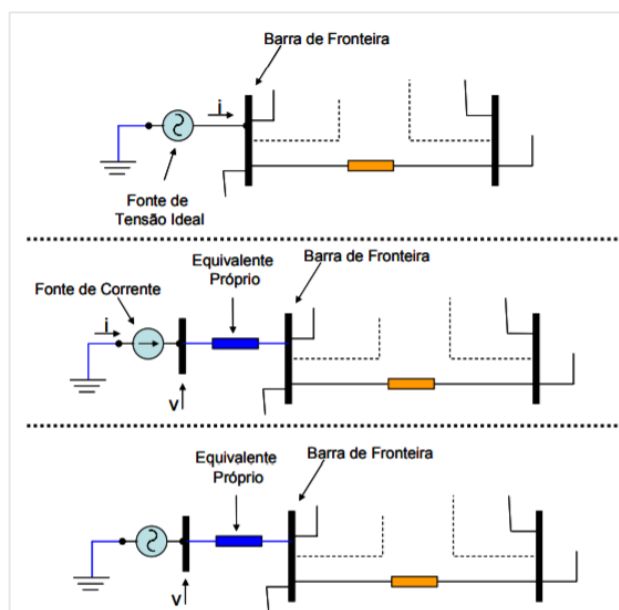


Figura 37 – Inserção de impedância equivalente em barramento de fronteira [52]

5.3.4 Modelagem da chave estatística

Além das simulações de transitórios eletromagnéticos, o *ATPdraw* disponibiliza ferramentas que propiciam a realização de estudos estatísticos aderentes à dinâmica de abertura ou fechamento de um disjuntor. O programa computacional possui um modelo específico de chave, disposto como Statistic Switch (chave estatística), que dispõe em sua caixa de diálogo de dois tipos de distribuição de probabilidade selecionáveis pelo usuário, a gaussiana ou a uniforme. Adicionalmente, a referida caixa dispõe de dois campos, respectivamente para inserção do instante de tempo definido para a operação do disjuntor e para o desvio padrão atinente à esta grandeza.

Ressalta-se que o modelo da referida chave realiza a operação de abertura ou de fechamento de forma consecutiva até a quantidade de eventos estipulada pelo usuário nas configurações do *ATPdraw*. Na iteração de cada evento, o referido programa atribui um valor aleatório para o instante de fechamento ou abertura da chave estatística variando em torno do tempo definido previamente na caixa de diálogo e limítrofe à curva de distribuição selecionada para realização dos estudos estatísticos. Para uma distribuição gaussiana de probabilidade, o *ATPdraw* utiliza o teste de normalidade de Kolmogorov-Smirnov para avaliar a aderência do conjunto de instantes gerados aleatoriamente à distribuição especificada. Inclusive, esse teste também é aplicável na avaliação estatística concernente às sobretensões obtidas por meio da operação supracitada [53].

Estas sobretensões, conforme abordadas na Seção 3 – Transitórios Eletromagnéticos de Bancos de Capacitores, consistem em uma grandeza estocástica e não determinística devido aos instantes de operação apresentarem um comportamento estatisticamente aleatório. Com o propósito de determinar uma solução analítica, o *ATPdraw* utiliza o método de Monte Carlo para obter uma aproximação numérica para as sobretensões resultantes. A partir do valor individual de cada uma destas, computadas conforme a quantidade de eventos previamente determinados, é possível alcançar o seu valor médio, a sua variância e o seu desvio padrão.

As chaves estatísticas qualificam-se como independentes ou mestre-escravo de acordo com o mecanismo de operação almejado para o disjuntor. Se este for caracterizado pela independência entre os seus polos, a literatura direciona para o uso de três chaves estatísticas assinaladas como independentes. Em contrapartida, quando os polos dos disjuntores possuem um único acionamento mecânico para as três fases, estas são conformadas em três chaves estatísticas alcunhadas em um arranjo mestre-escravo em que somente uma das chaves assume a função de mestre.

A concepção desse arranjo consiste na operação vinculada e dependente das chaves assinaladas como escravas em posterioridade ao instante de tempo definindo na chave mestre. Neste aspecto, para a operação de fechamento, as chaves consideradas como escravas assumem o tempo de operação da chave mestre mais um tempo de atraso. O tempo de atraso corresponde à defasagem temporal associada em relação aos instantes de fechamento dos contatos principais.

5.3.5 Modelagem das envoltórias da TRT

As dificuldades básicas para a análise de superação de disjuntores por TRT estão na identificação da metodologia aplicável, na modelagem da rede elétrica e nos critérios de estudo e simulação a serem empregados. De acordo com [44], existem dois tipos de metodologias aplicáveis, a metodologia simplificada e a simulação transitória. Na metodologia simplificada, a superação por TRT é geralmente obtida por solução analítica da rede elétrica em estudo, proporcionando simplicidade em sua aplicação e efetiva prestação nas análises. Entretanto, a utilidade eficaz da metodologia simplificada requer investigações adicionais para sua validação. Neste aspecto, o emprego da metodologia através de simulação transitória possibilita a modelagem da rede com elevado grau de refinamento.

Diversos trabalhos já se propuseram a desenvolver e inclusive a validar técnicas alternativas de análise de TRT em diversos programas computacionais de transitórios eletromecânicos. Em [48][49], a utilização da ferramenta *MODELS* disponível na interface do programa computacional *ATPDraw*, proporcionou resultados satisfatórios e aderentes aos estudos de TRT. Devido a isso, este trabalho desenvolveu uma modelagem na ferramenta *MODELS* similar ao proposto em [48][49], utilizando como prerrogativa a linguagem adotada por este.

A Figura 38, apresenta as informações disponibilizadas pela aplicação no domínio do tempo para obtenção dos valores de u_1 (primeira tensão de referência), t_1 (tempo para atingir u_1), u_c (segunda tensão de referência) e t_2 (tempo para atingir u_c). O valor de TCTR foi obtido pela relação u_1/t_1 . A envoltória padronizada e presumida da TRT também foi contemplada na modelagem desenvolvida no *MODELS*. As informações relacionadas a esta corresponde aos dados de entrada na interface do *MODELS*, os quais são inseridos manualmente e podem ser alterados de acordo com a envoltória a ser analisada.

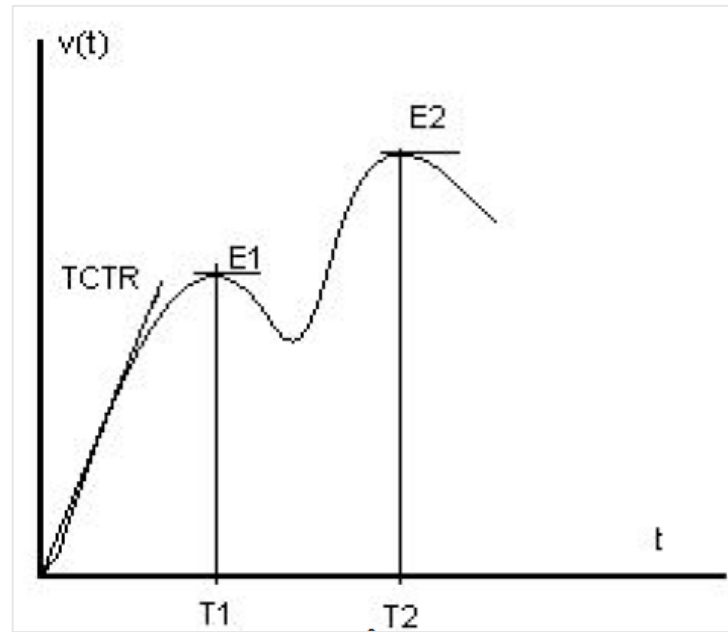


Figura 38 – Parâmetros da TRT [48].

5.3.1 Modelagem dos demais componentes elétricos

Os transformadores trifásicos de dois e três enrolamentos foram modelados considerando-os como não-ideais e sem saturação. Os BC e as capacitâncias equivalentes utilizadas nos estudos de TRT foram modelados como componentes RLC trifásicos. As fontes de tensão utilizadas na modelagem da GD à biomassa foram consideradas ideais. Enfim, para representar o disjuntor nas simulações determinísticas de energização de BC e nos estudos de TRT utilizou-se o modelo de chave simples controlada por tempo.

5.4 Procedimento para determinar a faixa de potência reativa capacitiva tradicional

Para a definição da faixa de potência reativa capacitiva tradicional foram realizados os procedimentos descritos no fluxograma disponibilizado pela Figura 39, em ordem cronológica. As análises contemplaram sucintamente as seleção do SDAT, as análises em regime permanente e as análises em regime transitório.

A Seção 6 – Aplicação e Resultados, apresentará as decorrências provenientes da aplicação do procedimento descrito anteriormente em junção com as premissas e os critérios definidos na Seções ulteriores. Estas estão relacionadas ao SDAT, ao estudo de fluxo de potência, ao estudo de energização de BC e ao estudo de TRT dos disjuntores.

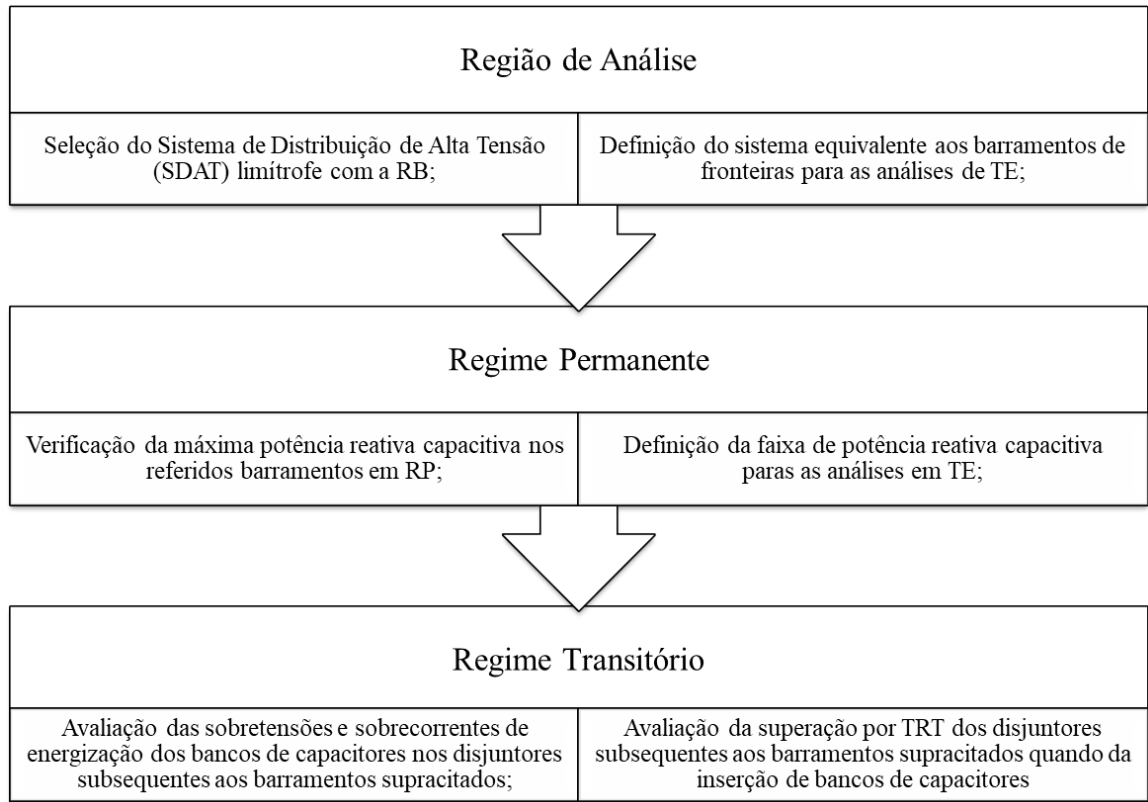


Figura 39 – Fluxograma do procedimento utilizado para determinar a faixa de potência reativa capacitiva tradicional.

5.4.1 Sistema de distribuição de alta tensão

Conforme descrito brevemente na Seção 1 – Introdução e na Seção 2 – Regulamentação do Setor, a região escolhida para a realização das análises propostas neste trabalho apresenta uma elevada concentração de CG que geram energia elétrica tanto para consumo próprio quanto para comercialização. A região possui 28 centrais geradoras, 37 subestações de distribuição e possui 5 subestações de transmissão na fronteira com a RB nas tensões de 138kV - 345 kV, 138kV - 440 kV e 138kV - 500 kV. A Figura 40 apresenta uma representação ilustrativa do SEP da região escolhida com a indicação das CG, das linhas de transmissão e das subestações de transmissão e de distribuição descritas anteriormente.

De acordo com as Figuras 41 e 42, é possível observar a sazonalidade provocada pelas CG nos pontos de fronteira com a RB. Observa-se que nos cenários de inverno o funcionamento das referidas CG é mais proeminente nos barramentos de fronteira. A redução do fluxo de potência ativa nos barramentos de fronteira diminui, porque as CG fornecem potência ativa localmente para as cargas existentes no SDAT da distribuidora, e o fluxo de potência reativa aumenta, visto que o sistema de transmissão supre a potência reativa das alusivas cargas e

adicionalmente das cargas das CG. Ressalta-se que as informações foram retiradas dos arquivos PAR/PEL 2021 – 2025, por meio do programa computacional ANAREDE.

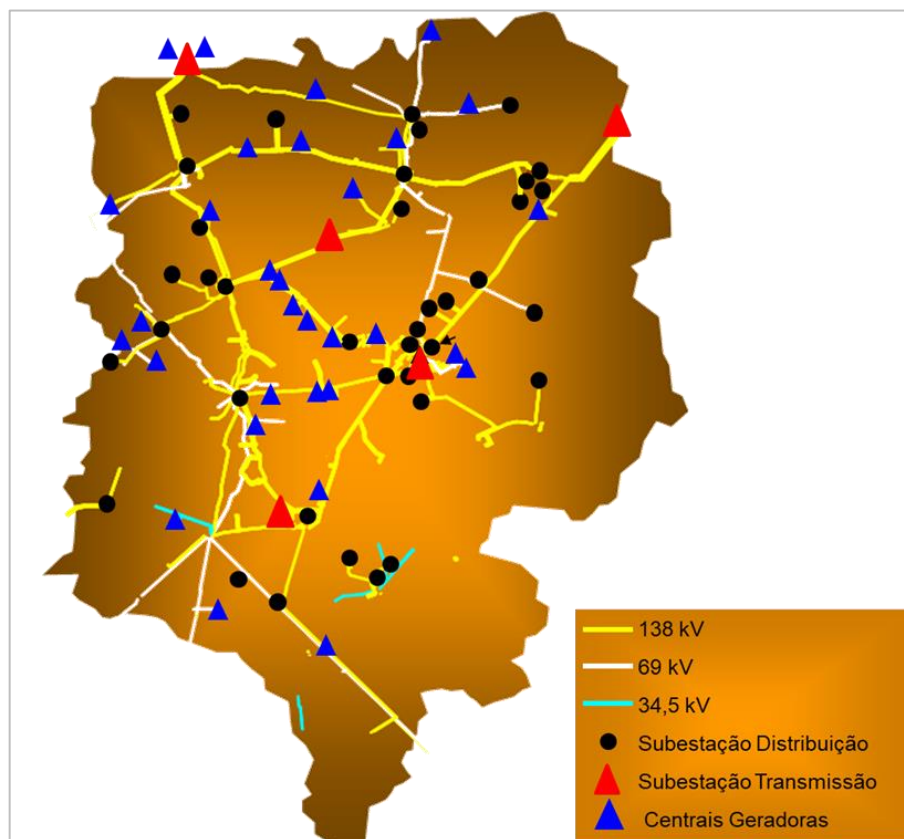


Figura 40 – Representação do SDAT Limítrofe com a RB. Adaptado de [11] [12].

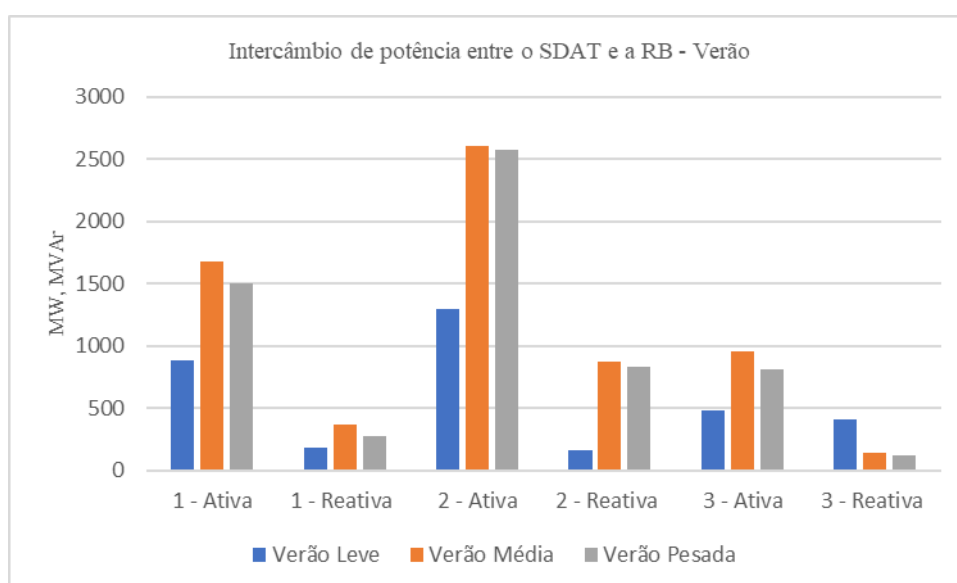


Figura 41 - Intercâmbio de potência entre o SDAT em análise e a RB – Verão.

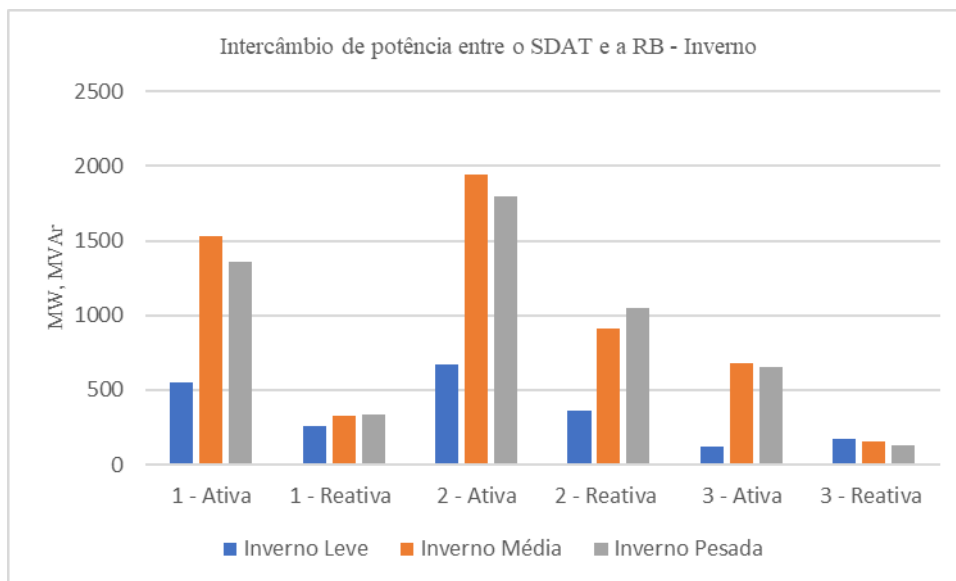


Figura 42 - Intercâmbio de potência entre o SDAT em análise e a RB – Inverno

Neste contexto foram escolhidas 2 subestações de transmissão, 138 kV – 440 kV e 138 kV – 500 kV) e o cenário de inverno para realização das análises propostas na Seção 1.2. A Figura 43 apresenta na cor verde as subestações (SE) de transmissão escolhidas para a análise propostas neste trabalho, SE1 (138 kV – 500 kV) e SE2 (138 kV – 345 kV).

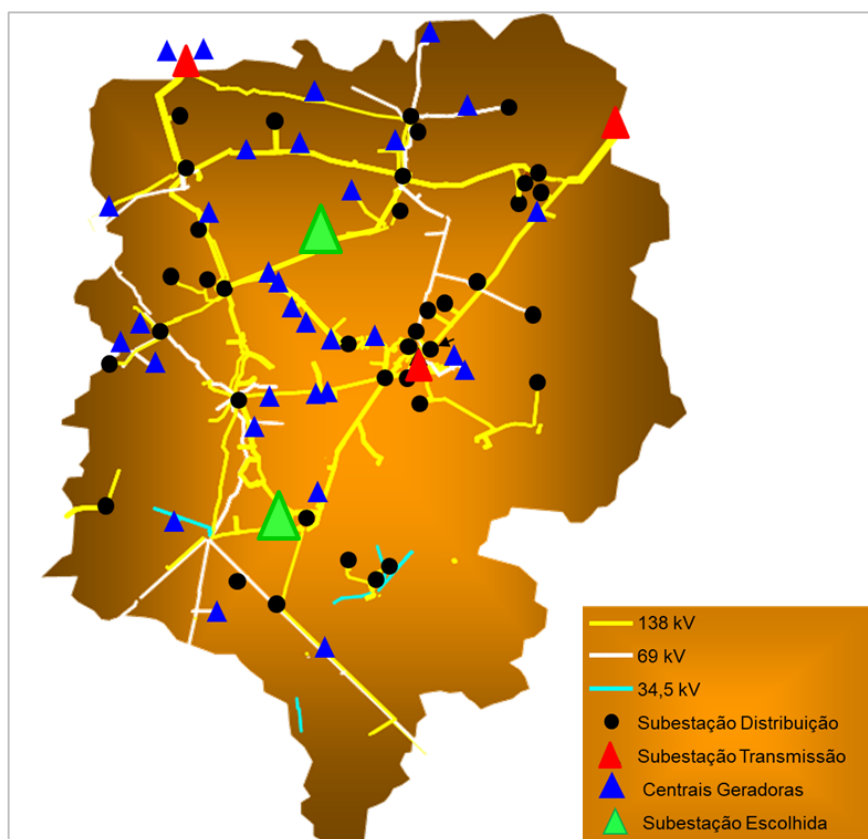


Figura 43 - Representação do SDAT Limítrofe com a RB – Destaque das SEs escolhidas. Adaptado de [11] [12].

5.4.2 Sistema de distribuição de alta tensão equivalente

A Figura 44 apresenta o SDAT equivalente considerado para as análises. O tracejado em verde corresponde ao limite adotado para seleção do alusivo sistema. O SDAT equivalente e adjacente as 2 subestações escolhidas ficou composto por um total de 75 barramentos, em que: 56 são barramentos de carga e 25 são barramentos de geração, com forte predominância de CG à biomassa. A Figura 45 apresenta um diagrama unifilar do SDAT obtido através dos Casos de Referência 2020 – 2025, por meio do programa computacional ANAFAS. Os barramentos em análise foram nomeados de B2 e B62.

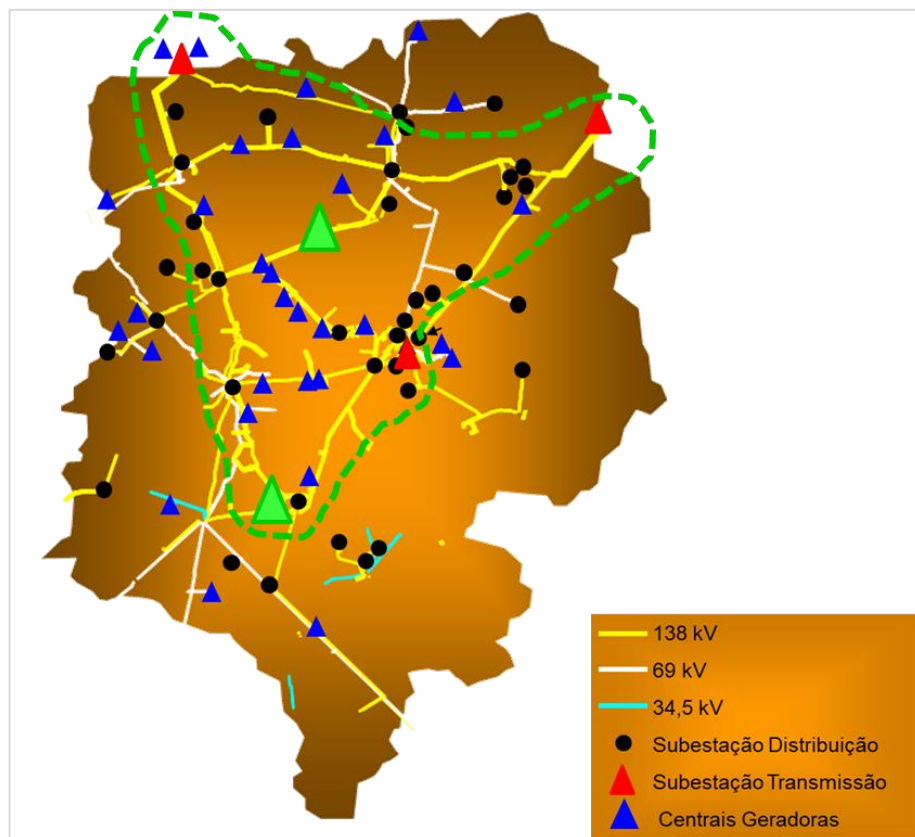


Figura 44 - Representação do SDAT Equivalente Limítrofe com a RB. Adaptado de [11] [12].

Destaca-se que apesar das diretrizes relacionadas à condição de utilização de duas barras adjacentes a de análise para os estudos de TRT, nas análises a posteriori foram consideradas somente um barramento aquém deste para determinação dos equivalentes elétricos no lado fonte do disjuntor. A consideração de dois barramentos resultou em uma modelagem complexa no programa computacional *ATPdraw*. O comprimento das linhas de transmissão pertencentes a RB impossibilitou a seleção de um intervalo de integração de 1 μ s para melhor aderência às práticas e as diretrizes adotadas em estudos de transitórios eletromagnéticos [15].

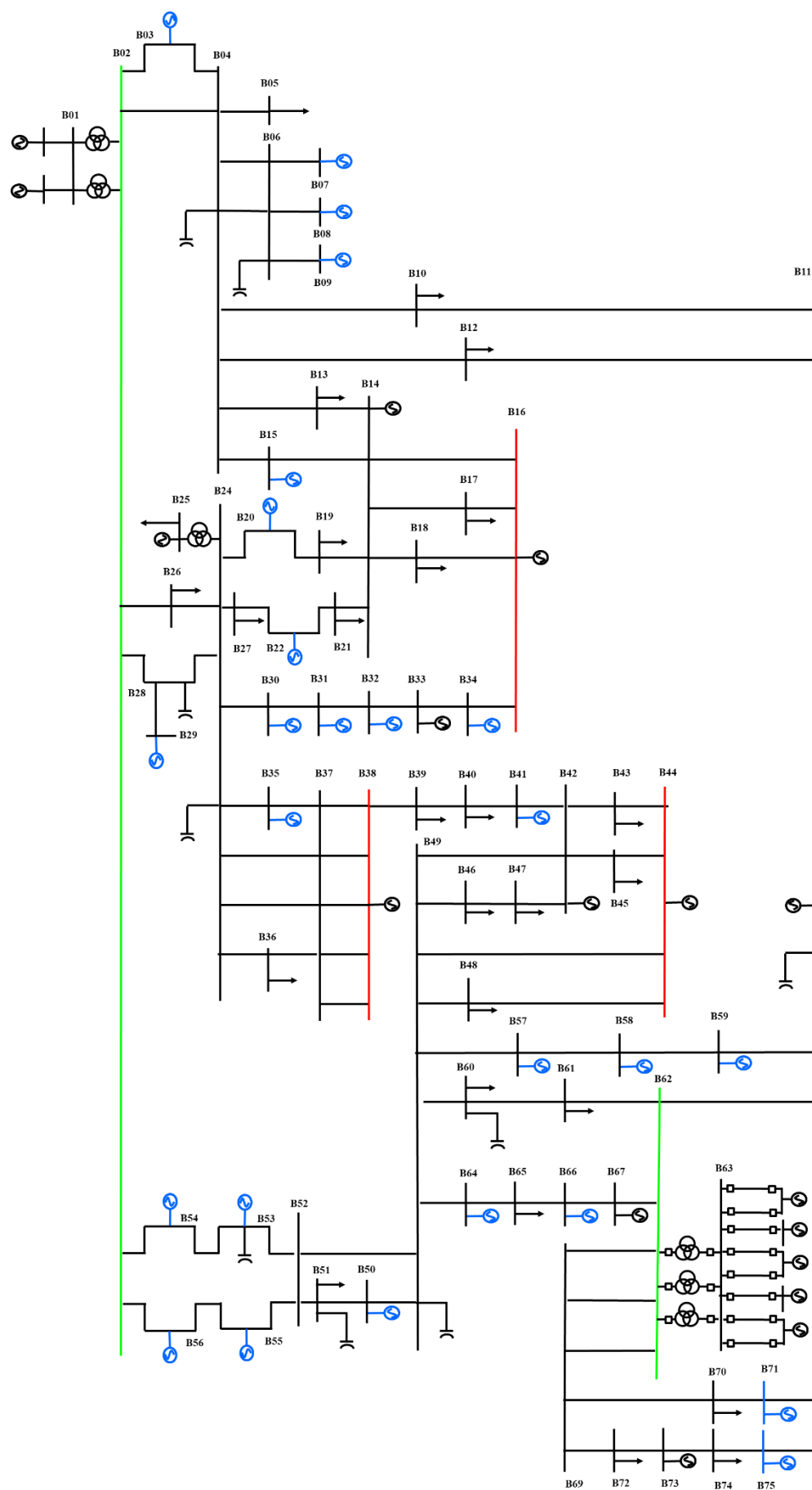


Figura 45 - Diagrama Unifilar representativo do SDAT Equivalente.

5.4.3 Estudo de fluxo de potência

O objetivo do cálculo do fluxo de potência consiste basicamente na resolução das equações algébricas que representam o SEP quando disponibilizados o nível de carregamento, o despacho de geração ativa, a topologia, os parâmetros de rede e os critérios de controle empregados. Neste aspecto, os estudos de fluxo de potência são comumente empregados para proporcionar soluções em regime permanente para um SEP mediante a uma condição operativa estabelecida.

Os estudos de fluxo de potência concernente às diretrizes estabelecidas pelos documentos do ONS imputam aos agentes a necessidade de verificações do sistema elétrico tanto em condições normais de operação quanto em condições de emergência. Tais ações vislumbram assegurar concomitantemente a manutenção da tensão nos barramentos dentro dos limites estabelecidos, a admissão do carregamento das linhas de transmissão e a operação adequada dos equipamentos elétricos que compõem o referido sistema.

De forma análoga, manobras dependentes de ação humana como o chaveamento de bancos de capacitores em derivação requerem uma análise prévia e subsequente do desempenho do sistema elétrico com o mesmo propósito [48][54]. Em condições normais operativas, a compensação de potência reativa capacitiva proporcionada pelo uso de bancos de capacitores manobráveis vislumbram o controle da tensão em regime permanente dentro dos valores regulamentados e a promoção do fator de potência dentro dos requisitos descritos nos submódulos do PROREDE [23][7].

As Tabelas 16 e 17 apresentam os valores limites atribuídos à tensão em regime permanente e ao fator de potência para as tensões de 138 kV, 440kV e 500kV. Reitera-se que, em consonância aos Contratos de Uso do Sistema de Transmissão (CUST), é uma exigência regulamentar obrigatória a manutenção dos referidos valores dentro da faixa limite nos pontos de conexões existentes entre o agente de distribuição e às instalações de transmissão. Adjunto, destaca-se que as análises promovidas para fins de dimensionamento e alocação de compensação reativa capacitiva no sistema elétrico compactuam-se com a mesma requisição.

Diante disso, a variação da tensão no barramento posteriormente ao chaveamento do banco de capacitores pode ser estimada através da relação da potência do BC com a potência de curto-circuito do barramento e usualmente estes são dimensionados para resultar em uma variação de tensão inferior a 2% [55], sendo estabelecido usualmente pelo ONS o valor de 5%.

Ressalta-se que, nas análises de contingências simples, considerou-se somente a perda de linha de transmissão (conceito: $n-1$) das existentes no SDAT em análise conforme as diretrizes estabelecidas para a realização de estudo de projeto básico para acesso às instalações de

transmissão. Para as verificações tanto das condições operativas quanto dimensionais da compensação reativa capacitiva em regime permanente e em contingência, utilizou-se as funcionalidades do programa computacional ANAREDE, conforme descrito na Seção 5.1.

Tabela 16 - Valores limites para a tensão em regime permanente.

Tensão Nominal permanente do ponto de observação da tensão (kV)	Adequada
$TN \geq 230$	$0,95 TC \leq TL \leq 1,05 TC$
$69 \leq TN < 230$	$0,95 TC \leq TL \leq 1,05 TC$
$1 < TN < 69$	$0,93 TC \leq TL \leq 1,05 TC$

Tabela 17 - Faixa de valores limites para o fator de potência.

Tensão nominal do ponto de conexão	Faixa de fator de potência
$V_n \geq 345 \text{ kV}$	0,98 indutivo a 1,0
$69 \text{ kV} \leq V_n < 345 \text{ kV}$	0,95 indutivo a 1,0
$V_n < 69 \text{ kV}$	0,92 indutivo a 1,0
	0,92 capacitivo a 1,0

Reitera-se que, apesar do SDAT disposto apresentar uma variação significativa no seu fluxo de potência devido à sazonalidade provocada pela CG conectada no próprio, com proeminência nos cenários de inverno, serão analisados na Seção 6.1 - Tensão em Regime Permanente, os 6 cenários dispostos e segregados no documento PAR/PEL 2021 – 2025 [13] nomeados de verão (patamar de carga leve, média e pesada) e inverno (patamar de carga leve, média e pesada) para os anos de 2021 e 2025.

5.4.4 Estudos de energização de bancos de capacitores

Mediante a operação de fechamento de um disjuntor, dentre os fatores que influenciam a amplitude e a duração das sobretensões ulteriores, ressaltam-se os componentes do sistema elétrico adjacente ao alusivo disjuntor, o ângulo de incidência e o consequente instante de fechamento dos contatos na referida operação e os desvios temporais devido à dispersão mecânica existente entre os seus polos [56][57]. Neste contexto, a variabilidade dos fatores de influência ratifica a necessidade comumente de realização de estudos estatísticos para fins de constatação e reprodução do cenário de máxima criticidade de sobretensão.

Na energização de BC, a configuração que impõe condições menos severas ocorre quando este está completamente descarregado e o instante de fechamento do disjuntor ocorre na passagem da tensão por zero. O BC na configuração mencionada comporta-se como um

curto-circuito no momento de sua energização impondo uma sobretensão ao sistema menos acentuada [58]. Deste modo, a magnitude das sobretensões decorrentes da manobra de BC depende, dentre outros, da sua carga residual, do valor da tensão no barramento de conexão previamente a sua manobra e principalmente depende das características relacionadas ao disjuntor que realiza a referida manobra, quanto à sua tensão suportável, o instante de fechamento dos contatos e a defasagem temporal entre os seus polos, conforme supracitado [51].

Quando se analisa a influência do ângulo de incidência e o consequente instante de fechamento dos contatos de um disjuntor, pode-se afirmar que as amplitudes das sobretensões irão assumir valores diferenciados de acordo com os valores estimados para o referido parâmetro. Durante a operação de fechamento dos contatos, existe uma discrepância entre os instantes de toque destes nos três polos do disjuntor [22]. Neste aspecto, por determinar o instante de inserção de cada fase no SEP, a defasagem temporal entre os contatos do disjuntor corrobora diretamente na magnitude dos transitórios ulteriores. Ressalta-se que, em diversas situações, existe uma dificuldade para estimar e controlar com precisão o instante de fechamento dos alusivos contatos, o que corrobora para a caracterização da amplitude das sobretensões em uma grandeza estocástica e não determinística [52]. Destaca-se que, na teoria probabilística, o padrão estocástico corresponde ao comportamento indeterminado em que a origem dos eventos é estatisticamente aleatória.

Neste aspecto, a regulamentação promulgada pelo PROREDE ratifica a necessidade de realização de estudos estatísticos através de simulações no domínio do tempo para a energização de linhas de transmissão, transformadores e principalmente bancos de capacitores em derivação [53]. Em consonância ao descrito no caput deste item, o submódulo supracitado determina que, adicionalmente, que para cada manobra proveniente de uma simulação estatística duas simulações determinísticas ulteriores devem ser realizadas para fins de detalhamento no tempo da máxima tensão e da máxima corrente de energização dos bancos de capacitores [16].

Ressalta-se que os estudos de energização de BC em derivação vislumbram verificar a influência da aleatoriedade nos instantes de operação do disjuntor na amplitude das sobretensões póstumas, estabelecendo que o tempo de operação individual de cada uma das três fases aproximem-se de uma distribuição gaussiana de probabilidade associada à defasagem temporal dos contatos principais, conforme ilustrado na Figura 46 [16]. Destaca-se que a literatura relacionada ao tema recomenda que no estudo de energização de BC seja escolhido um tempo de operação capaz de proporcionar a máxima amplitude de sobretensão admissível,

corroborando para a escolha do instante de fechamento do contato do disjuntor em um ângulo de incidência de 90° para a tensão fase-neutro, desconsiderando a prática de descarregamento do BC previamente à sua energização [56][51][58].

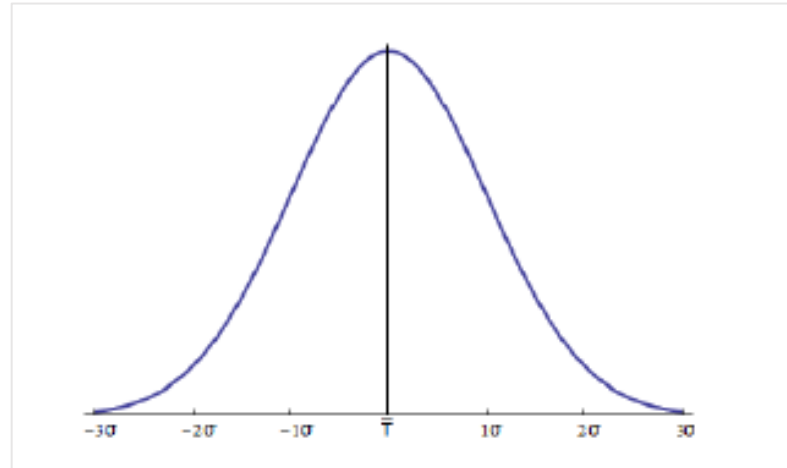


Figura 46 – Distribuição Normal ou Gaussiana.

Para o desvio padrão associado à distribuição gaussiana de probabilidade, alguns trabalhos determinam um valor aproximado de 3 ou 6 vezes menor ao atribuído para a defasagem temporal dos contatos principais [56][51][52]. Este, em concordância adicional às normas técnicas relacionadas ao disjuntor, confere usualmente um valor de tempo que permeia a grandeza de 4.17 ms a 5 ms para a discrepância dos contatos em um disjuntor tripolar [30]. Neste aspecto, uma dispersão resultante significativa na defasagem temporal associada ao instante de fechamento dos contatos principais é proeminente nos disjuntores que possuem o fechamento de cada polo independente.

O disjuntor com operação monopolar permite que os alusivos instantes de cada polo sejam pré-ajustados de forma autônoma uns dos outros. Em compensação, em um disjuntor com operação de fechamento tripolar os seus polos possuem uma interdependência devido ao seu projeto mecânico unificado. Todavia, observa-se que à defasagem temporal existente entre os instantes de fechamento dos contatos principais também deve ser considerada, inclusive, para os disjuntores que possuem comando único e consequente acionamento mecânico para os três polos [50].

Além disso, para garantir a representatividade estatística do estudo relacionado, o submódulo estabelece que a energização de BC contemple necessariamente a análise probabilística de no mínimo 200 (duzentos) eventos [16]. Todavia, apesar de estudos ulteriores concluírem que os resultados comparativos provenientes de análises probabilísticas com 100, 200 e 300 eventos proporcionam pouca distinção em relação ao valor resultante das

sobretensões, as simulações estatísticas a posteriori empregaram os critérios e as premissas promulgadas pela regulamentação [49].

Com o objetivo de verificar a influência do ângulo de incidência e o consequente instante de fechamento dos contatos na magnitude das sobretensões foram realizadas simulações no programa computacional *ATPDraw*. A Tabela 18 apresenta os resultados obtidos. Observa-se que valores mais severos de sobretensões são obtidos quando o instante de fechamento coincide com o máximo do pico da tensão.

Tabela 18 – Valores das sobretensões transitórias para diferentes tempos de energização.

Tempo	Barramento B2 - IL - Fase A			
Potência (MVar)	Descrição	T0 (s)	T1 (s)	TF (s)
		0,096943	0,09946	0,10000
60	Tensão (V)	(V)	(V)	(V)
	Mínimo	133190,72	132068,22	132694,355
	Máximo	203797,73	210332,75	211158,04
	Média	164060,32	171896,97	181222,59
	Variância	1506,60	1691,68	710,57
	Desvio	15366,63	16283,20	10553,16
	Tensão (pu)	(pu)	(pu)	(pu)
	Mínimo	1,182	1,172	1,178
	Máximo	1,809	1,867	1,874
	Média	1,456	1,526	1,608
	Variância	0,01	0,02	0,01
	Desvio	0,14	0,14	0,09

Finalmente, empregou-se dois filtros sintonizados simples, em que estes foram sintonizados na quinta e na sétima harmônica por serem frequências naturais e pela existência comumente no SEP. De acordo com a norma técnica [26] os valores de sintonia devem ser selecionados na faixa de 4% a 15% abaixo do seu valor para evitar sobrecarga de correntes nesta sintonia. Portanto, foram utilizados valores a 95% dos valores de sintonia utilizados.

5.4.5 Estudos de tensão de restabelecimento transitória

Os estudos que envolvem a determinação da TRT sob diversas condições de manobra de abertura de disjuntor vislumbram quantificar as solicitações impostas notadamente ao próprio disjuntor mediante essa operação. Conforme destacado na Seção 4.3 - Condições Normativas, o tempo de interrupção estabelecido para o disjuntor e a inserção de capacitância local no lado fonte do disjuntor influenciam nos valores de TRT e TCTR. Neste aspecto, com o objetivo de determinar o tempo de abertura dos disjuntores em análise foram realizadas simulações no programa computacional *ATPdraw* para fins de verificação dos valores resultantes de TRT

quando da alteração do referido tempo. Adjunto, foram verificadas também as alterações da TCTR com a inclusão da capacitância local.

Conforme descrito no caput desta Seção, para verificação da influência dos tempos de abertura no valor da TRT do primeiro polo do disjuntor a interromper a corrente de curto-circuito foram selecionados 1 disjuntor adjacente aos barramentos de fronteira nomeados neste trabalho de Barramento 2 (SE 500/138 kV) e Barramento 62 (SE 440/138 kV), conforme apresentado nas Figuras 16 e 17. Foram considerados oito tempos de abertura para a análise proposta, conforme disposto na Tabela 19.

Tabela 19- Valores com os tempos de abertura do primeiro polo.

T	Tempo de Abertura dos contatos (s)
T1	0,017
T2	0,020
T3	0,025
T4	0,033
T5	0,042
T6	0,050
T7	0,066
T8	0,083

Para ambos os barramentos foram considerados 3 cenários de simulação. Destaca-se que para fins de verificação da adequabilidade do disjuntor, o valor resultante do pico de onda da TRT e da TCTR foram comparados aos valores normalizados e presumidos pelas envoltórias da IEC 62271-100 para as condições de falta, conforme apresentado na Seção 4.3 – Condições Normativas.

O primeiro cenário contempla os casos de 1 a 8, em que foram analisadas as TRT para uma falta terminal trifásica no lado carga do disjuntor sem considerar, na simulação, as capacitâncias relacionadas aos equipamentos da subestação adjacentes aos referidos barramentos. O cenário 1, para análise de TRT e TCTR, contemplaram os casos e tempos de abertura elencados abaixo.

- Caso 1 (C1): TRT e TCTR para o tempo de simulação T1;
- Caso 2 (C2): TRT e TCTR para o tempo de simulação T2;
- Caso 3 (C3): TRT e TCTR para o tempo de simulação T3;
- Caso 4 (C4): TRT e TCTR para o tempo de simulação T4;

- Caso 5 (C5): TRT e TCTR para o tempo de simulação T5;
- Caso 6 (C6): TRT e TCTR para o tempo de simulação T6;
- Caso 7 (C7): TRT e TCTR para o tempo de simulação T7;
- Caso 8 (C8): TRT e TCTR para o tempo de simulação T8;

Entretanto, a inserção de um BC nos barramentos em análise corrobora para a inserção de novos equipamentos elétricos pertencentes ao arranjo físico do alusivo banco na SE, proporcionando uma capacitância adicional no lado fonte dos disjuntores adjacentes aos referidos barramentos, conforme descrito na Seção 3.2 – Aplicação de Bancos de Capacitores em Subestação. Neste aspecto, o Cenário 2 apresentará as simulações relacionadas à TRT e TCTR para uma falta terminal trifásica, de acordo com os tempos de fechamento especificados pela Tabela 19, considerando uma capacitância adicional equivalente (CEQ) nos barramentos associados aos alusivos equipamentos, ou seja no lado fonte do disjuntor em análise. O Cenário 2 contempla os casos de 9 a 16 para os tempos de simulação constantes também na Tabela 19.

- Caso 9 (C9): TRT e TCTR com CEQ para o tempo de simulação T1;
- Caso 10 (C10): TRT e TCTR com CEQ para o tempo de simulação T2;
- Caso 11 (C11): TRT e TCTR com CEQ para o tempo de simulação T3;
- Caso 12 (C12): TRT e TCTR com CEQ para o tempo de simulação T4;
- Caso 13 (C13): TRT e TCTR com CEQ para o tempo de simulação T5;
- Caso 14 (C14): TRT e TCTR com CEQ para o tempo de simulação T6;
- Caso 15 (C15): TRT e TCTR com CEQ para o tempo de simulação T7;
- Caso 16 (C16): TRT e TCTR com CEQ para o tempo de simulação T8;

Ressalta-se que a CEQ foi valorada em 385 pF, e resulta do somatório dos valores das capacitâncias efetivas atribuídas aos equipamentos pertencentes ao arranjo físico do BC, conforme apresentado na Figura 8. Os valores das capacitâncias efetivas foram obtidos das Tabelas 7 a 10, e correspondem individualmente a: 60 pF para a chave seccionadora na posição fechada, 300 pF para o transformador de corrente e 25 pF para o disjuntor na posição. A Figura 47 apresenta as referidas capacitâncias e as considerações realizadas.

Além dos casos C01 a C16, foram realizadas simulações ulteriores em que o BC instalado no barramento imediatamente após ao de análise, estava no estado ligado. Os casos de C017 a C024 correspondem ao Cenário 3. Destaca-se que as simulações foram realizadas no programa

ATPdraw em um intervalo de integração $1\ \mu\text{s}$ e tempo máximo de 500 ms. Adjunto, considerou-se a falta terminal trifásica aplicada no lado linha dos disjuntores no instante $t=0$.

- Caso 17 (C9): TRT e TCTR sem CEQ e com BC para o tempo de simulação T1;
- Caso 18 (C10): TRT e TCTR sem CEQ e com BC para o tempo de simulação T2;
- Caso 19 (C11): TRT e TCTR sem CEQ e com BC para o tempo de simulação T3;
- Caso 20 (C12): TRT e TCTR sem CEQ e com BC para o tempo de simulação T4;
- Caso 21 (C13): TRT e TCTR sem CEQ e com BC para o tempo de simulação T5;
- Caso 22 (C14): TRT e TCTR sem CEQ e com BC para o tempo de simulação T6;
- Caso 23 (C15): TRT e TCTR sem CEQ e com BC para o tempo de simulação T7;
- Caso 24 (C16): TRT e TCTR sem CEQ e com BC para o tempo de simulação T8;

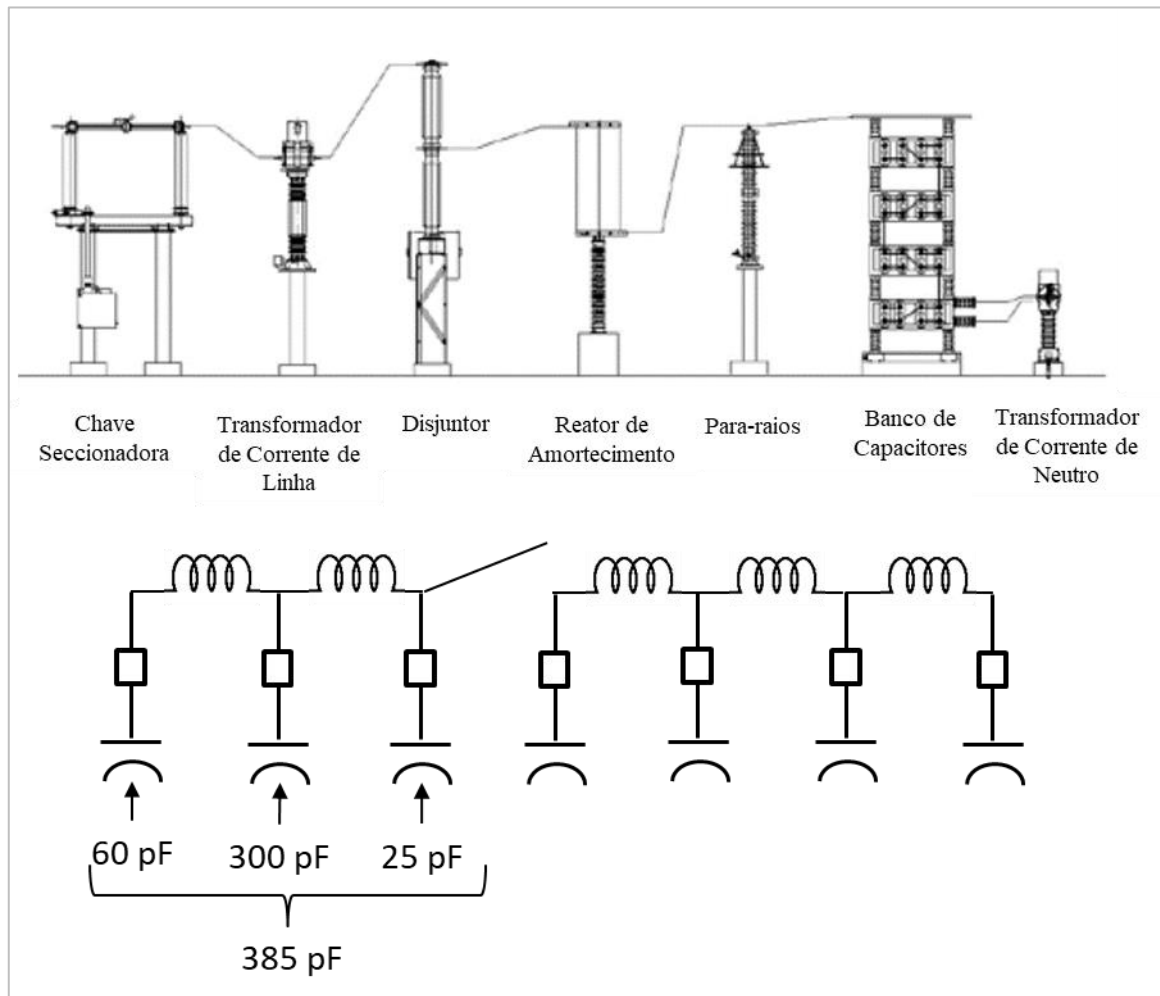


Figura 47 - Capacitâncias efetivas dos equipamentos elétricos pertencentes ao arranjo físico do BC [22].

Em relação à definição do caso base, o submódulo 2.3 estabelece que os cortes da rede devem ser adotados pelo menos na segunda barra adjacente ao barramento do disjuntor em análise.

Além disso, o referido módulo orienta que nos barramentos de corte os equivalentes de curto-circuito da rede devem ser representados através dos valores disponibilizados pelo programa computacional ANAFAS. Neste caso, os equivalentes devem ser representados por circuitos RL mutuamente acoplados, através das impedâncias de sequência positiva e zero, disponibilizadas pelo referido programa.

Para análise dos Cenários 1, 2 e 3 os equivalentes foram modelados conforme a diretriz estabelecida pelo mencionado submódulo. Em contrapartida, a modelagem do SEP adotado para determinação dos valores preliminares de TRT e TCTR considerou somente uma barra aquém do barramento do disjuntor em análise justamente devido ao objetivo de simulação dos casos propostos. Neste aspecto verificou-se a componente CA da corrente de curto-circuito nos instantes apresentados nas Tabelas 5 e 6 para fins de identificação da envoltória ser utilizada para verificação dos valores resultantes da TRT e da TCTR em relação aos valores regulamentados.

As Tabelas 20, 21 e 22 apresentam, respectivamente, os resultados de TRT e TCTR proveniente das simulações relacionadas aos Cenários 1, 2 e 3 para o Disjuntor D2- 2 adjacente ao Barramento 2 (D2), conforme apontado na Figura 48.

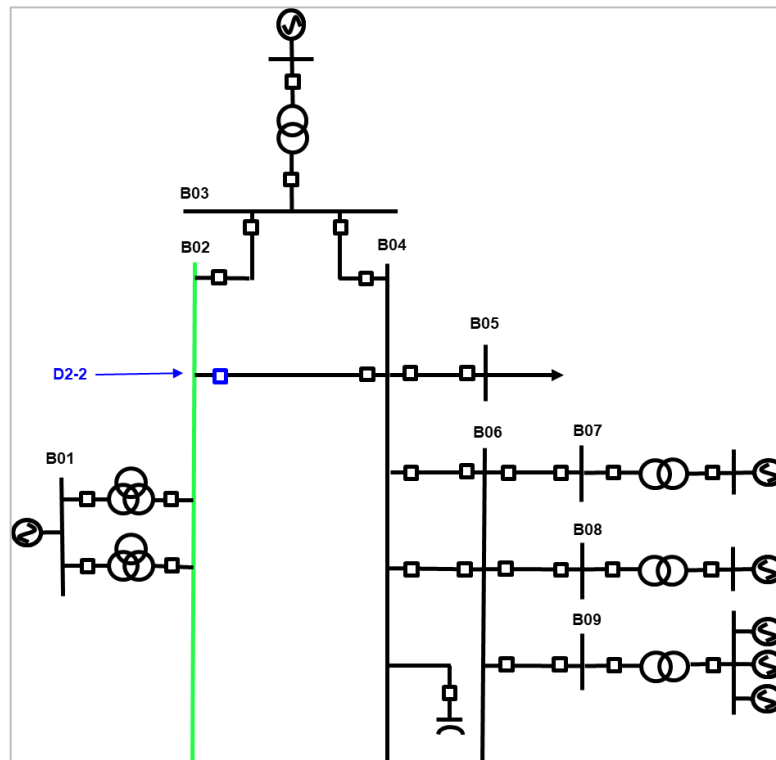


Figura 48- Diagrama Barramento 2: Disjuntores D2-2.

Em análises aos valores disponibilizados pela Tabela 20, observa-se que, de acordo com os valores limites padronizados pela envoltória apresentada nas Tabelas 4 e 5, em relação aos valores máximos de TRT, observa-se que não ocorreu transgressão dos valores de TRT, exceto no caso C01 e C08. Todavia, em relação aos valores de TCTR, os casos C01 a C08 encontram-se abaixo dos valores normalizados.

Tabela 20 - Resultados da TRT no disjuntor D2 – 2 (Cenário 1)

	C	Tempo de abertura dos contatos (ciclos)	Tempo de abertura dos contatos (s)	Tipo de falta	Corrente Nominal (A)	Corrente Nominal (A)	(%)	Envoltória	Abertura de fases (s)			TRT máxima (kV)			TCTR (kV/μs)	
									A	B	C	Polo	Ref.	Valor	Valor	Ref.
D2-2	C01	1,0	0,017	3F - ISO	50000	5561,6	11,123	T12	0,017	0,022	0,018	Fase C	235	242,490	0,408	7
	C02	1,2	0,020	3F - ISO	50000	3626,0	7,252	T10	0,027	0,021	0,028	Fase B	235	223,380	0,669	7
	C03	1,5	0,025	3F - ISO	50000	34569	69,138	T70	0,033	0,032	0,028	Fase C	227	177,370	0,494	3
	C04	2,0	0,033	3F - ISO	50000	13066	26,132	T27	0,041	0,039	0,035	Fase C	237	236,669	0,549	5
	C05	2,5	0,042	3F - ISO	50000	29680	59,360	T60	0,050	0,049	0,040	Fase C	228	189,360	0,394	3
	C06	3,0	0,050	3F - ISO	50000	13037	26,074	T30	0,058	0,056	0,052	Fase C	237	223,880	0,441	5
	C07	4,0	0,067	3F - ISO	50000	12403	24,806	T30	0,074	0,073	0,069	Fase C	237	222,130	0,427	5
	C08	5,0	0,083	3F - ISO	50000	17390	34,780	T35	0,091	0,089	0,085	Fase C	236	242,460	0,479	5

Tabela 21 - Resultados da TRT no disjuntor D2 – 2 (Cenário 2).

	C	Tempo de abertura dos contatos (ciclos)	Tempo de abertura dos contatos (s)	Tipo de falta	Corrente Nominal (A)	Corrente Nominal (A)	(%)	Envoltória	Abertura de fases (s)			TRT máxima (kV)			TCTR (kV/μs)	
									A	B	C	Polo	Ref.	Valor	Valor	Ref.
D2-2	C09	1,0	0,017	3F - ISO	50000	5521,6	11,043	T12	0,017	0,022	0,018	Fase C	235	242,510	4,220	7
	C10	1,2	0,020	3F - ISO	50000	3616,6	7,233	T10	0,027	0,021	0,028	Fase B	235	223,520	4,282	7
	C11	1,5	0,025	3F - ISO	50000	34603	69,206	T70	0,033	0,032	0,028	Fase C	227	177,420	5,267	3
	C12	2,0	0,033	3F - ISO	50000	13026	26,052	T26	0,041	0,039	0,035	Fase C	237	236,710	5,543	5
	C13	2,5	0,042	3F - ISO	50000	29719	59,438	T60	0,050	0,049	0,040	Fase C	228	189,490	4,523	3
	C14	3,0	0,050	3F - ISO	50000	12998	25,996	T26	0,058	0,056	0,052	Fase C	237	223,990	4,820	5
	C15	4,0	0,067	3F - ISO	50000	12364	24,728	T25	0,074	0,073	0,069	Fase C	237	222,210	3,801	5
	C16	5,0	0,083	3F - ISO	50000	17351	34,702	T35	0,091	0,089	0,085	Fase C	236	242,380	4,826	5

Tabela 22 - Resultados da TRT no disjuntor D2 – 2 (Cenário 3)

	C	Tempo de abertura dos contatos (ciclos)	Tempo de abertura dos contatos (s)	Tipo de falta	Corrente Nominal (A)	Corrente Nominal (A)	(%)	Envoltória	Abertura de fases (s)			TRT máxima (kV)			TCTR (kV/μs)	
									A	B	C	Polo	Ref.	Valor	Valor	Ref.
D2-2	C17	1,0	0,017	3F - ISO	50000	5854,6	11,709	T12	0,017	0,022	0,018	Fase C	235	242,730	0,600	7
	C18	1,2	0,020	3F - ISO	50000	3743,6	7,487	T10	0,027	0,021	0,028	Fase B	235	225,100	0,692	7
	C19	1,5	0,025	3F - ISO	50000	34504	69,008	T70	0,033	0,032	0,028	Fase C	227	183,630	0,432	3
	C20	2,0	0,033	3F - ISO	50000	12987	25,974	T26	0,041	0,039	0,035	Fase C	237	241,118	0,524	5
	C21	2,5	0,042	3F - ISO	50000	30059	60,118	T60	0,050	0,049	0,040	Fase C	228	188,340	0,411	3
	C22	3,0	0,050	3F - ISO	50000	13072	26,144	T26	0,058	0,056	0,052	Fase C	237	230,540	0,412	5
	C23	4,0	0,067	3F - ISO	50000	12430	24,860	T25	0,074	0,073	0,069	Fase C	237	226,700	0,450	5
	C24	5,0	0,083	3F - ISO	50000	17349	34,698	T35	0,091	0,089	0,085	Fase C	236	247,800	0,476	5

Para o Cenário 1 do disjuntor D2-2, especificamente para a fase C, os tempos de abertura 0,025s e 0,042s correspondente aos casos C03 e C05 apresentam valores de TRT menores que

os dos casos C01, C04, C06, C07 e C08. Nestes, a passagem da corrente pelo zero resulta em uma abertura do contato próxima do valor instantâneo máximo da tensão. A Figura 49 apresenta a corrente de curto-circuito em relação a tensão de alimentação do lado fonte do disjuntor na fase C para os casos C1 (rosa), C3 (azul escuro), C4 (roxo), C5 (laranja), C6 (cinza) e C7 (azul escuro) e C08 (verde claro) conforme os tempos de simulação apresentados na Tabela 20.

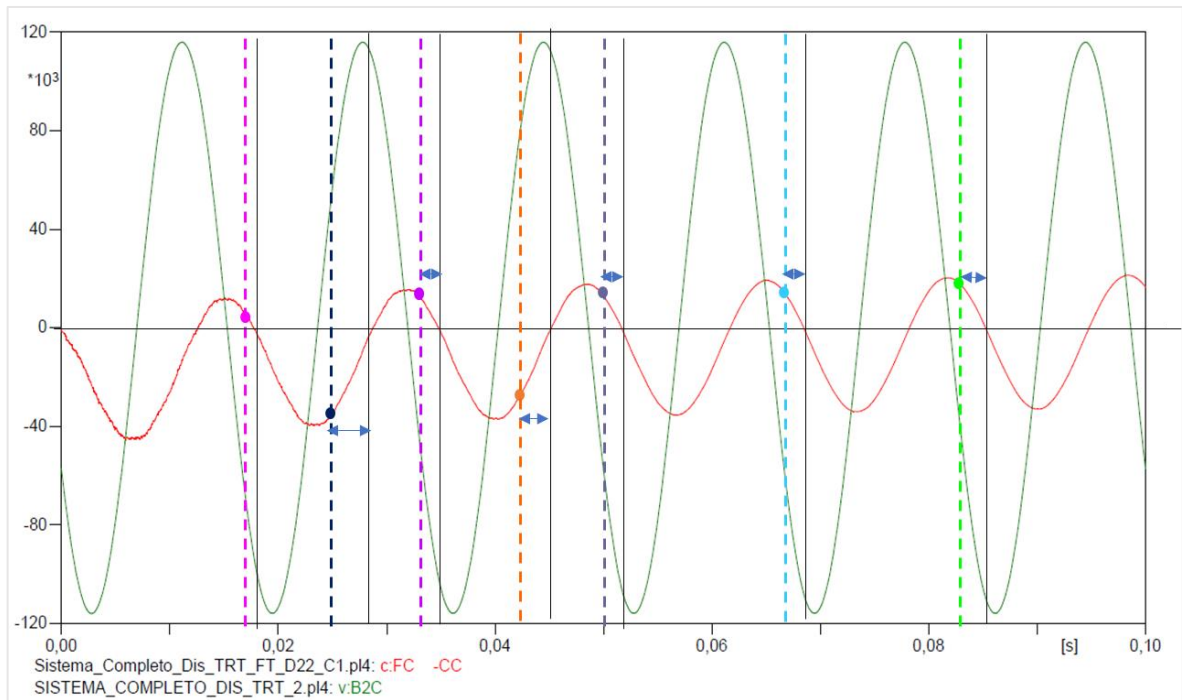


Figura 49 – Corrente de curto-circuito trifásica e tensão na fonte para a Fase C.

A Tabela 21 apresenta os resultados das simulações relacionadas aos casos de C09 a C16, os quais foram simulados com a inserção da capacitância equivalente devido aos equipamentos que compõem o BC no lado fonte do disjuntor. Observa-se que os valores de TRT obtidos para os casos de C09 a C16 quando comparados respectivamente com os casos de C01 a C08 para os mesmos tempos de simulação, o valor da TRT obtido apresenta uma diferença máxima de 15% em relação aos valores obtidos no Cenário 1. Por conseguinte, quando é feito este mesmo comparativo entre os pares de casos, os valores da TCTR em relação ao primeiro polo a abrir aumentaram 10 vezes. Os casos C11, C12 e C13 superaram os valores de TCTR.

A Tabela 22 apresenta os resultados das simulações relacionadas aos casos de C17 a C24, os quais foram simulados sem a inserção de CEQ, porém com o BC do barramento adjacente a lado linha do disjuntor no estado ligado. Observa-se que os valores de TRT obtidos para os casos de C17 a C24, quando comparados respectivamente com os casos de C01 a C08 para os mesmos tempos de simulação, apresentaram uma diferença muito pequena e não resultaram em transgressão de TCTR. Em relação aos valores TRT, somente os casos C17, C20 e C24

transgrediram os valores regulamentados. Ao analisar os tempos de chaveamento, nota-se que a inserção do BC no lado linha do disjuntor provocou um adiantamento no tempo de abertura do disjuntor em 4 μ s.

As Tabelas 23 e 24 apresentam os resultados das simulações relacionadas ao cenário 1 e 2 para fins de obtenção dos valores de TRT e TCTR do disjuntor D62- 1 adjacente ao B2 conforme indicado na Figura 50. Em análise ao cenário 1 e 2 para os valores de TRT, somente o caso C01 transgrediu o valor normalizado. Para os valores TCTR, quando comparamos os cenários 1 e 2, os valores deste ficam aproximadamente 10 vezes maior ao do primeiro cenário. Tal fato corrobora a afirmação de que a inserção de capacitância do lado fonte do disjuntor altera significativamente os valores de TCTR, enquanto influencia muito pouco a variação da TRT. Os casos C12, C14 e C16 transgrediram os valores de TCTR normalizados.

Assim, visto que o comportamento da inserção da CEQ no terminal fonte do disjuntor D2-2 se repetiu na análise do disjuntor D62-1, para o Cenário 3 deste disjuntor as simulações contemplaram a inserção da CEQ. O objetivo foi verificar o comportamento da TRT e da TCTR quando em ambos os terminais do disjuntor apresentarem uma capacitância adicional. Os resultados estão dispostos na Tabela 25.

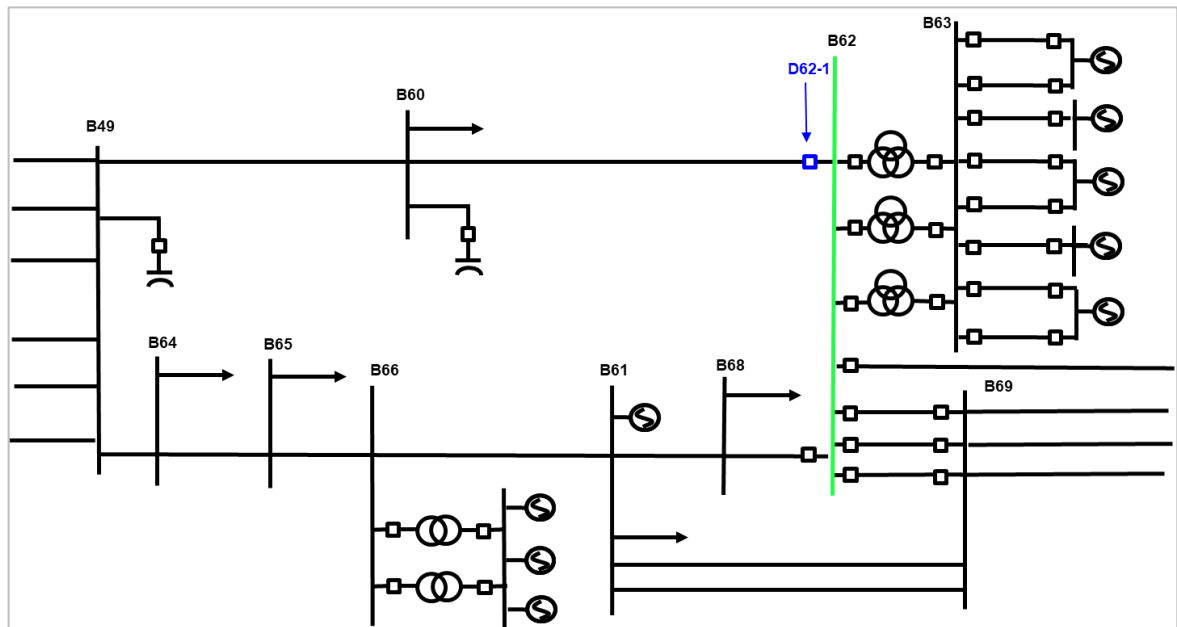


Figura 50 - Diagrama Barramento 2: Disjuntores D62-1.

De acordo com Tabela 25, para o Cenário 3, observa-se que a presença de capacitância em ambos os terminais do disjuntor promove também um aumento na TCTR quando comparado ao Cenário 1 do disjuntor D62-1. Além disso, nota-se que os valores de TCTR apresentam uma maior variação, quando comparado ao cenário 2 para a fase C, nos tempos de abertura de 0,017

ms e 0,025 ms. Para os casos com tempos de abertura maiores que 0,042 ms e o primeiro polo a abrir também foi a fase C, os valores de TCTR tiveram pouca variação. Tal fato pode estar associado a presença de assimetria na corrente de curto-circuito e a capacidade de retardamento e adiantamento nos tempos de abertura dos disjuntores promovidos pelas capacitâncias.

Neste aspecto, para fins de verificação da adequabilidade dos disjuntores de manobra adjacentes aos barramentos D2 e D62, considerou-se o tempo de abertura dos seus contatos em 0,025s.

Tabela 23 - Resultados da TRT no disjuntor D62 – 1 (Cenário 1)

	C	Tempo de abertura dos contatos (ciclos)	Tempo de abertura dos contatos (s)	Tipo de falta	Corrente Nominal (A)	Corrente Nominal (A)	(%)	Envoltória	Abertura de fases (s)			TRT máxima (kV)			TCTR (kV/μs)	
									A	B	C	Polo	Ref.	Valor	Valor	Ref.
D2-2	C01	1,0	0,017	3F - ISO	50000	5642,3	11,285	T30	0,024	0,023	0,018	Fase C	237	245,870	0,219	5
	C02	1,2	0,020	3F - ISO	50000	2841,6	5,683	T10	0,027	0,020	0,028	Fase B	235	222,520	0,401	7
	C03	1,5	0,025	3F - ISO	50000	45260	90,520	T100	0,033	0,032	0,029	Fase C	215	151,410	0,708	2
	C04	2,0	0,033	3F - ISO	50000	533,33	1,067	T10	0,033	0,036	0,036	Fase A	237	206,900	0,543	7
	C05	2,5	0,042	3F - ISO	50000	39303	78,606	T100	0,049	0,049	0,045	Fase C	215	154,400	0,573	2
	C06	3,0	0,050	3F - ISO	50000	14154	28,308	T30	0,058	0,056	0,051	Fase C	237	235,170	0,505	5
	C07	4,0	0,067	3F - ISO	50000	13647	27,294	T30	0,074	0,073	0,068	Fase C	237	235,870	0,504	5
	C08	5,0	0,083	3F - ISO	50000	958,18	1,916	T10	0,083	0,086	0,087	Fase A	235	212,990	0,507	7

Tabela 24 - Resultados da TRT no disjuntor D62 – 1 (Cenário 2)

	C	Tempo de abertura dos contatos (ciclos)	Tempo de abertura dos contatos (s)	Tipo de falta	Corrente Nominal (A)	Corrente Nominal (A)	(%)	Envoltória	Abertura de fases (s)			TRT máxima (kV)			TCTR (kV/μs)	
									A	B	C	Polo	Ref.	Valor	Valor	Ref.
D62-2	C09	1,0	0,017	3F - ISO	50000	5602,1	11,204	T12	0,024	0,023	0,018	Fase C	235	245,870	3,821	7
	C10	1,2	0,020	3F - ISO	50000	2480,3	4,961	T10	0,027	0,020	0,028	Fase B	235	222,590	4,561	7
	C11	1,5	0,025	3F - ISO	50000	45300	90,600	T100	0,033	0,032	0,029	Fase C	215	161,620	3,800	2
	C12	2,0	0,033	3F - ISO	50000	451,52	0,903	T10	0,033	0,036	0,036	Fase A	235	206,900	10,176	7
	C13	2,5	0,042	3F - ISO	50000	39343	78,686	T79	0,049	0,049	0,045	Fase C	223	154,400	3,565	2
	C14	3,0	0,050	3F - ISO	50000	14114	28,228	T29	0,058	0,056	0,051	Fase C	237	235,170	5,109	5
	C15	4,0	0,067	3F - ISO	50000	13607	27,214	T28	0,074	0,073	0,068	Fase C	237	235,920	4,087	5
	C16	5,0	0,083	3F - ISO	50000	878,52	1,757	T10	0,083	0,086	0,087	Fase A	235	213,090	9,993	7

Tabela 25- Resultados da TRT no disjuntor D62 – 1 (Cenário 3)

	C	Tempo de abertura dos contatos (ciclos)	Tempo de abertura dos contatos (s)	Tipo de falta	Corrente Nominal (A)	Corrente Nominal (A)	(%)	Envoltória	Abertura de fases			TRT máxima (kV)			TCTR (kV/μs)	
									A	B	C	Polo	Ref.	Valor	Valor	Ref.
D62-2	C17	1,0	0,017	3F - ISO	50000	5661,1	11,322	T12	0,024	0,023	0,018	Fase C	235	246,030	1,583	7
	C18	1,2	0,020	3F - ISO	50000	2535,7	5,071	T10	0,027	0,020	0,028	Fase B	235	221,940	4,815	7
	C19	1,5	0,025	3F - ISO	50000	45230	90,460	T100	0,033	0,032	0,029	Fase C	215	152,480	4,850	2
	C20	2,0	0,033	3F - ISO	50000	434,86	0,870	T10	0,033	0,036	0,036	Fase A	235	207,840	8,805	7
	C21	2,5	0,042	3F - ISO	50000	39289	78,578	T79	0,049	0,049	0,045	Fase C	223	153,910	3,767	2
	C22	3,0	0,050	3F - ISO	50000	14148	28,296	T29	0,058	0,056	0,051	Fase C	237	235,450	3,649	5
	C23	4,0	0,067	3F - ISO	50000	13647	27,294	T28	0,074	0,073	0,068	Fase C	237	235,850	4,218	5
	C24	5,0	0,083	3F - ISO	50000	881,36	1,763	T10	0,083	0,086	0,087	Fase A	235	212,950	10,141	7

Considerando este tempo de abertura, foram realizadas faltas monofásicas na linha de transmissão subsequente ao disjuntor D2-2 a cada um quilômetro de distância deste, para definição da distância a ser empregada nos estudos de falta terminal quilométrica. Normalmente, as faltas quilométricas aplicam-se a uma pequena distância, de até 5 km [22]. Além disso, as aberturas de faltas quilométricas apresentam valores de TCTR maiores que os valores obtidos para as faltas terminais no disjuntor [22]. A Figura 51 apresenta de forma ilustrativa a aplicação de faltas monofásicas nos trechos da linha de transmissão.

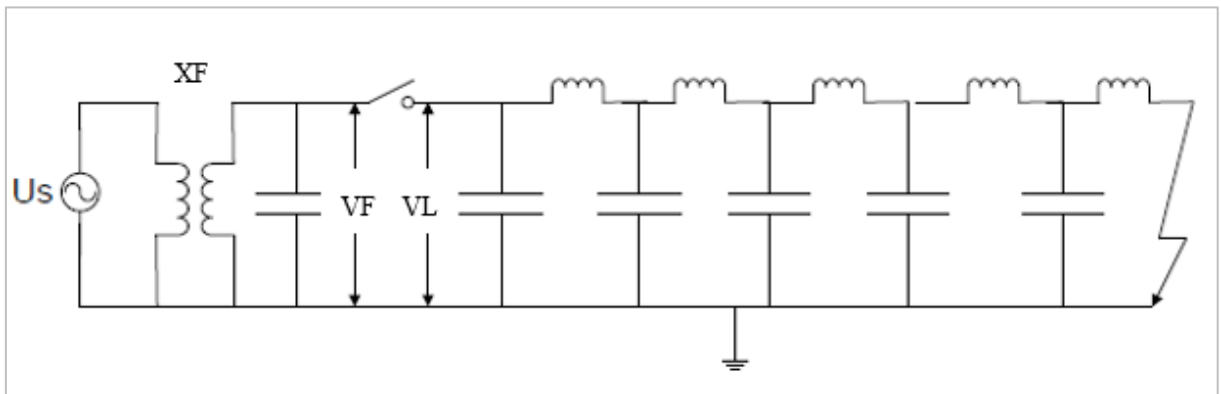


Figura 51 – Ilustração da aplicação de falta monofásica nos trechos da linha de transmissão para análise de TRT [22].

A Tabela 26 dispõe dos valores obtidos nas simulações realizadas. Observa-se que a cada quilômetro adicional os valores de TRTI e de TRT aumentam, enquanto os de TCTR e as correntes de curto-circuito diminuem.

Tabela 26 - Resultados das verificações de falta quilométrica.

Falta Quilométrica						
D2-2	TRTI (kV)					
	1 km	2 km	3 km	4 km	5 km	Ref
	34,027	52,634	74,340	88,652	97,851	86,5
	TRT (kV)					
	1 km	2 km	3 km	4 km	5 km	Ref
	136,250	136,340	136,620	131,570	139,480	170,0
	TCTR (kV/μs)					
	1 km	2 km	3 km	4 km	5 km	Ref
	3,781	2,980	2,859	2,601	2,276	7,9
	Corrente de Curto-Circuito (kA)					
	1 km	2 km	3 km	4 km	5 km	Ref
	20,060	15,237	13,264	11,714	10,500	50

Portanto, considerou-se o pior caso para realização dos estudos de faltas quilométricas o que apresentou a maior corrente de curto-circuito a ser interrompida, no caso o 1 km. Ressalta-se

que os valores de TCTR são mais restritivos para correntes de faltas mais elevadas, conforme as Tabelas 11 e 12 .

6. APLICAÇÃO E RESULTADOS

6.1 Tensão em regime permanente

6.1.1 Condições normais de operação

Para a efetivação das análises, foram realizadas comparações relacionadas aos níveis de carregamento e de geração entre os anos de 2021 e 2025, com o propósito de identificar o comportamento da tensão em regime permanente sem a inserção de compensação reativa capacitiva nos barramentos de fronteira em análise. As informações relacionadas à progressão ou ao retrocesso nos patamares de carga e de geração em relação ao ano de 2025 estão apresentadas no APÊNDICE I. Salienta-se que as grandezas elétricas dispostas nas referidas tabelas foram retiradas dos arquivos PAR/PEL 2021 – 2025 através do programa computacional ANAREDE. A título de informação, os números dos barramentos utilizados não são coincidentes com a numeração apresentada nos arquivos originais e dispostas pela referida entidade, trata-se de uma numeração arbitrária.

Nota-se, em relação aos valores exibidos nas Tabelas 85 e 86, que em âmbito geral estimou-se um aumento percentual nos patamares de carga para o ano de 2025 quando comparados aos patamares vigentes para ano de 2021. Entretanto, quando se analisa os valores de potência apresentados na Tabela 87 e 88 observa-se que não existe uma prospecção de aumento de geradores distribuídos no SDAT em análise para o ano de 2025. Finalmente, em relação aos valores de tensão dos barramentos, observa-se que a maioria desses tiveram um aumento significativo para o ano 2025. A Tabela 89 apresenta os valores dos BC já existentes no SDAT para os anos de 2021 e 2025.

Ressalta-se que para as condições de contingências relatadas na Seção 5.4.3 – Estudos de Fluxo de potência, as avaliações comparativas quanto ao fluxo de carga para os anos de 2021 e 2025 foram realizadas com o objetivo de identificar o comportamento da tensão em regime permanente sem e com a inserção de compensação reativa capacitiva nos barramentos de fronteira pormenorizados. Observa-se que não ocorreu transgressão dos valores de tensão e de carregamento de linha além dos que já constavam nos arquivos origem disponibilizados pelo ONS, nas situações de contingências simples (n-1) de linhas de transmissão executados automaticamente pelo programa computacional ANAREDE.

6.1.2 Dimensionamento de compensação reativa capacitiva

Para a verificação da tensão em regime permanente (RP) com a inserção de potência reativa capacitiva tradicional nos barramentos de fronteira em estudo, foram realizadas simulações no programa computacional ANAREDE para o ano de 2021 no cenário verão, com patamares de carga leve (VL-2021), média (VM- 2021) e pesada (VP-2021) e, no cenário de inverno, com patamares de carga leve (IL-2021), média (IM- 2021) e pesada (IP-2021). Adjunto, foram realizadas, também, simulações para o ano de 2025 no cenário verão, com patamares de carga leve (VL-2025), média (VM- 2025) e pesada (VP-2025) e, no cenário de inverno, com patamares de carga leve (IL-2025), média (IM- 2025) e pesada (IP-2025). Os valores resultantes da tensão nos barramentos de fronteira B2 e B62 foram verificados posteriormente à inserção progressiva de 20 MVar nos alusivos barramentos.

A tensão limítrofe adotada para findar a referida inserção foi de 1,04 pu, com o propósito de evitar a transgressão de valores regulamentados de tensão no barramento de fronteira e ter uma margem de segurança de 1% quanto à máxima tensão operativa especificada para fabricantes de equipamentos elétricos para a tensão nominal de operação de 138 kV. A máxima tensão operativa apresentada nas normas técnicas elencadas estabelece o valor máximo de 145kV [16][19]. As Tabelas 27 e 28 apresentam os valores das tensões resultantes, respectivamente nos barramentos de fronteira B2 e B62. As Figuras 52 e 53 apresentam os referidos valores graficamente. Para o barramento B2, observa-se que a potência limítrofe para a inserção de potência reativa capacitiva que contempla os cenários provenientes dos anos 2021 e 2025, em consonância aos critérios apresentados anteriormente, é de 60 MVar. De forma semelhante, o barramento B62 também apresenta uma potência limítrofe de 60 MVar.

Ressalta-se que para a definição assertiva da faixa de potência reativa capacitiva nos referidos barramentos em RP foram verificadas a existência de violação de tensão nos barramentos e carregamento das linhas de transmissão existentes no sistema em análise e no adjacente, conforme ressaltado. As inserções de bancos de capacitores que resultaram em transgressões do valor limítrofe estabelecido de 1,04 pu para a tensão e superaram os valores máximos já definidos para o carregamento das linhas de transmissão foram consideradas inviáveis. Neste aspecto, para a realização dos estudos transitórios de energização de bancos de capacitores, foram considerados os seguintes valores e premissas:

- Barramento 2: 20 MVar, 40 MVar e 60 MVar com único estágio de energização;
- Barramento 62: 20 MVar, 40 MVar e 60 MVar com único estágio de energização;

Tabela 27 - Tensão resultante no Barramento B2 com a inserção de BC.

BC (MVar)	IL -2025 (pu)	IM -2025 (pu)	IP - 2025 (pu)	VL- 2025 (pu)	VM - 2025 (pu)	VP - 2025 (pu)	IL -2021 (pu)	IM -2021 (pu)	IP - 2021 (pu)	VL- 2021 (pu)	VM - 2021 (pu)	VP - 2021 (pu)
0	1,025	1,023	1,013	1,018	1,028	1,021	0,994	1,017	1,000	1,038	1,030	1,017
20	1,028	1,027	1,016	1,021	1,032	1,024	0,997	1,020	1,007		1,032	1,021
40	1,032	1,030	1,019	1,024	1,035	1,027	1,000	1,023	1,010		1,034	1,024
60	1,035	1,033	1,023	1,028	1,039	1,030	1,003	1,026	1,013		1,037	1,027
80	1,039	1,037	1,027	1,032		1,034	1,007	1,029	1,020		1,039	1,031
100			1,030	1,036		1,038	1,011	1,033	1,021			1,034
120			1,034				1,015	1,036	1,023			1,038
140			1,038				1,019		1,027			
160							1,023		1,030			
180							1,027		1,033			
200							1,031		1,037			

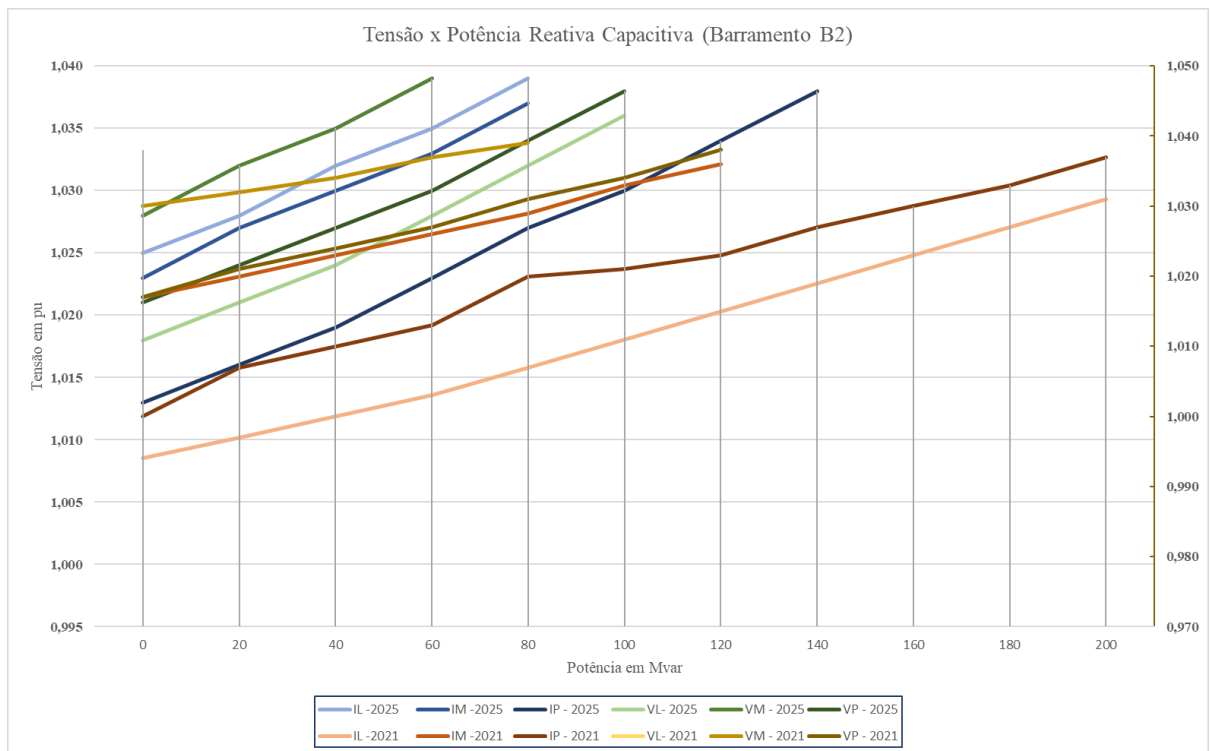


Figura 52- Resultado fluxo de potência no Barramento B2.

Tabela 28 - Tensão resultante no Barramento B62 com a inserção de BC.

BC (MVar)	IL -2025 (pu)	IM -2025 (pu)	IP - 2025 (pu)	VL- 2025 (pu)	VM - 2025 (pu)	VP - 2025 (pu)	IL -2021 (pu)	IM -2021 (pu)	IP - 2021 (pu)	VL- 2021 (pu)	VM - 2021 (pu)	VP - 2021 (pu)
0	1,030	1,030	1,016	1,012	1,030	1,021	1,004	1,026	1,016	1,027	1,030	1,022
20	1,033	1,032	1,019	1,015	1,033	1,023	1,006	1,029	1,019	1,030	1,031	1,023
40	1,035	1,035	1,021	1,017	1,036	1,026	1,008	1,032	1,021	1,032	1,035	1,026
60	1,038	1,037	1,024	1,019	1,038	1,028	1,010	1,034	1,024	1,035	1,038	1,028
80			1,026	1,022		1,031	1,013	1,036	1,026	1,038		1,031
100			1,028	1,024		1,033	1,015	1,039	1,029			1,033
120			1,031	1,027		1,036	1,017		1,031			1,036
140			1,033	1,029		1,038	1,020		1,033			1,038
160			1,036	1,032			1,022		1,036			
180			1,038	1,034			1,025		1,039			
200				1,037			1,027					

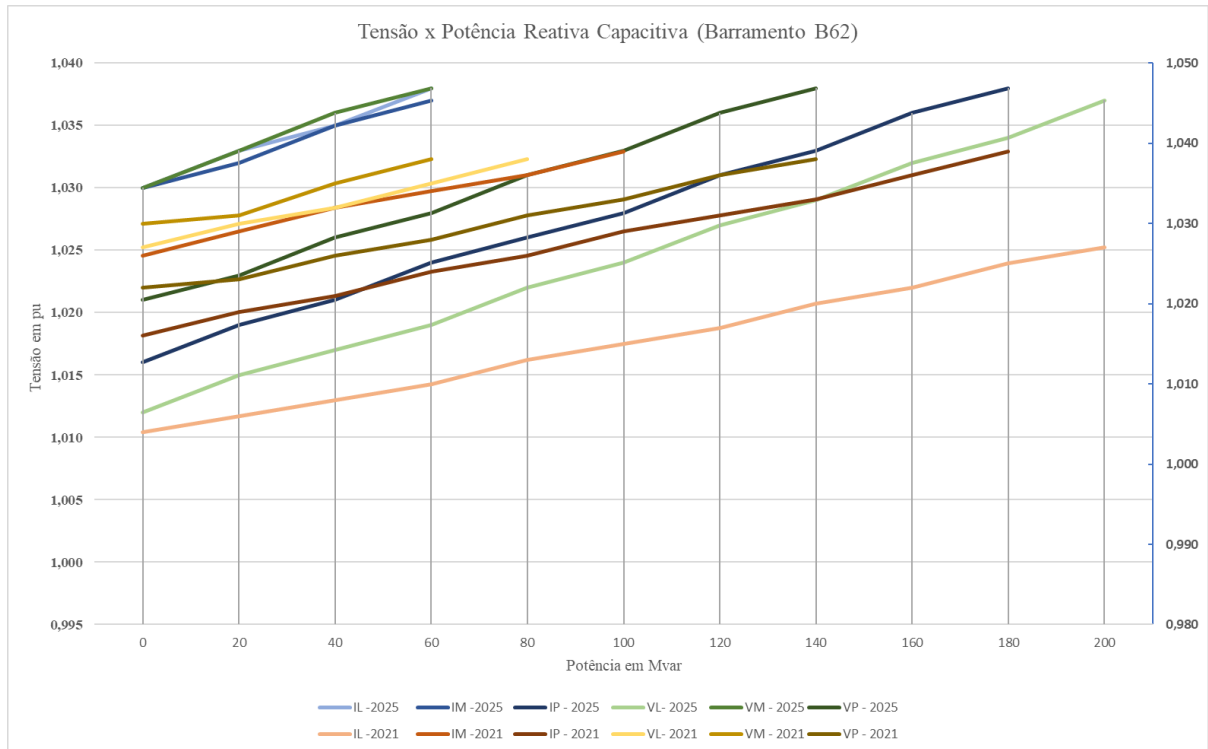


Figura 53- Resultados fluxo de potência no Barramento B62.

6.2 Energização de bancos de capacitores

A energização da faixa de potência reativa capacitiva definida no item anterior para o barramento B2 (SE 500/138 kV) e do barramento B62 (SE 440/138 kV) foi simulada para os cenários inverno com patamar de carga leve e pesado pela proeminência da CG à biomassa em comparação ao cenário de verão, conforme pode ser verificado no APÊNDICE I, e devido ao critério de utilização de BC fixos, o qual o submódulo 2.3 define a necessidade de simulações somente nos patamares de carga leve e pesada.

Neste aspecto, para cada um dos alusivos barramentos foi definido um sistema equivalente para análise. Vislumbrando validar a modelagem desenvolvida no software *ATPdraw*, os valores das correntes de curto-circuito para uma falta trifásica e monofásica foram comparados aos valores obtidos no programa computacional ANAFAS para o SDAT considerado no estudo. Estes valores estão disponibilizados nas Tabelas 29 e 30. Os valores dos parâmetros utilizados na modelagem utilizada no programa computacional *ATPdraw* podem ser verificados nas tabelas constantes no APÊNDICE I e II.

Tabela 29- Corrente de curto-circuito ANAFAS e ATPdraw Barramento B2.

B2	Falta	ANAFAS		ATPdraw IL		ATPdraw IP	
		kA	ângulo	kA	ângulo	kA	ângulo
1	Trifásico	30,10	-83,85	30,5	-98,99	31,0	-105,84
2	Monofásico	25,96	-81,80	24,7	-99,27	26,4	-106,12

Tabela 30- Corrente de curto-circuito ANAFAS e ATPdraw Barramento B62.

B22	Falta	ANAFAS		ATPdraw IL		ATPdraw IP	
		kA	ângulo	kA	ângulo	kA	ângulo
1	Trifásico	33,15	-83,97	34,0	-95,10	34,5	-95,10
2	Monofásico	31,07	-84,75	32,5	-95,17	32,5	-95,17

Destaca-se que as chaves estatísticas foram configuradas considerando a chave da fase A como chave mestre e as chaves da fase B e C como chaves dependentes, conforme descrito na Seção 5.3.4 – Modelagem da Chave Estatística. Adicionalmente, foi considerada uma distribuição gaussiana com 200 chaveamentos, conforme solicitado nos submódulos do ONS. Ressalta-se que o tempo médio de operação considerado para o fechamento das chaves foi de 100 ms para fase A, 102,83 ms a fase B e 104,17 ms para a fase C, ou seja, o tempo máximo de defasagem entre o primeiro contato e o último a fechar foi de 4,17 ms conforme descrito na Seção 5.4.4 – Estudos de Energização de Bancos de Capacitores.

O desvio padrão considerado em todas as chaves foi de 0,694 ms e o tempo máximo de simulação considerado foi de 200 ms com intervalo de integração de 1 μ s. Ressalta-se que as simulações de energização dos BC foram realizadas sem considerar a indutância do barramento e a presença de para-raios convencionais. De imediato, o objetivo foi verificar a magnitude das sobretensões de energização dos BC e compará-las aos valores normalizados constantes na Seção 3.2 – Condições Normativas. As Seções subsequentes apresentarão os resultados das simulações estatísticas para a energização dos BC na potência de 20 MVar, 40 MVar e 60 MVar nos cenários de inverno com patamares de carga leve e pesada.

6.2.1 Barramento 2 (inverno patamar leve)

A Figura 54 apresenta as tensões em pu do B2 e nos barramentos adjacentes respectivamente para o cenário de inverno com patamar de carga leve utilizado nas simulações de energização dos BC 20 MVar, 40 MVar e 60 MVar. Observa-se que no referido cenário a tensão previamente à energização dos BC no barramento B62 era de 1,025 pu para o instante de fechamento da chave mestre em 1,0 ms na fase A.

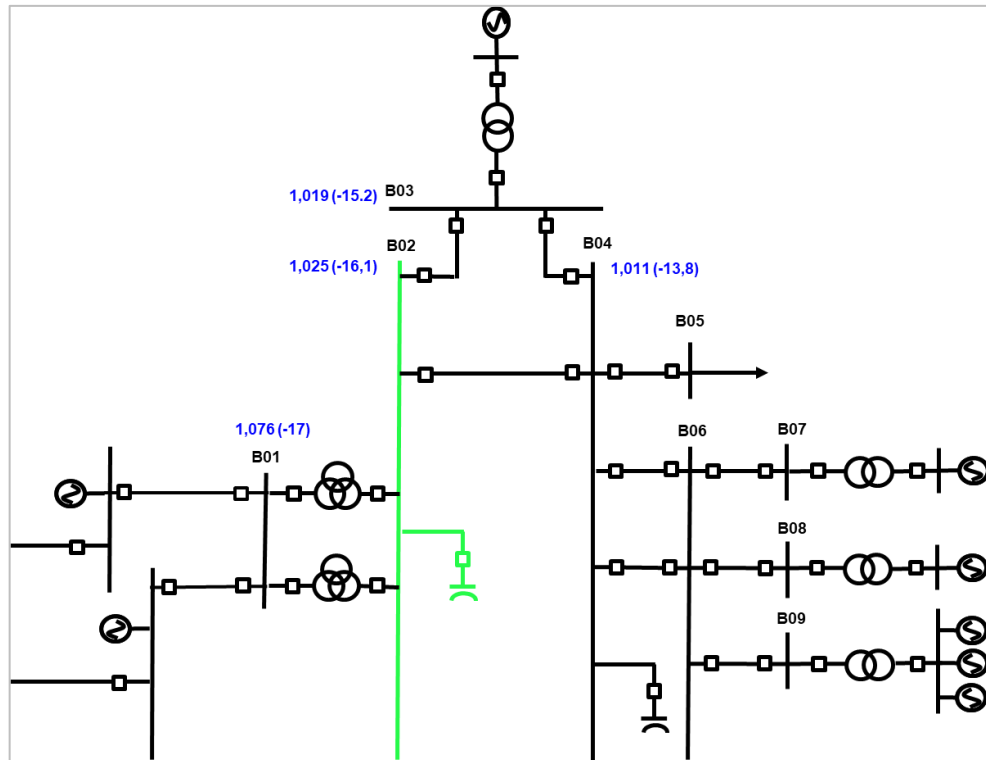


Figura 54 – Tensão no barramento B2 – patamar de carga leve.

As Tabelas 31, 32 e 33 apresentam os valores obtidos das simulações estatísticas realizadas respectivamente para os BC de 20 MVar, 40 MVar e 60 MVar. Nota-se que para ambas as tabelas os valores médios e máximos para a energização dos BC resultaram em valores na faixa de 1,6 e 1,8 pu, com proeminência do valor médio na fase A e do valor máximo na Fase C para ambas as potências.

Tabela 31 - Tensão resultante da energização do BC de 20 MVar – ILB2

B2		Inverno Leve		
Potência (MVar)	Descrição	Barramento SDAT - 138 kV		
		Fase A (V)	Fase B (V)	Fase C (V)
20	Mínimo	128062,81	123141,18	122811,34
	Máximo	178005,80	179083,29	184725,45
	Média	163109,30	141661,38	156228,23
	Variância	2552,42	1585,00	4189,13
	Desvio	12948,73	10203,90	16588,72
		Fase A (pu)	Fase B (pu)	Fase C (pu)
	Mínimo	1,14	1,09	1,09
	Máximo	1,58	1,59	1,64
	Média	1,45	1,26	1,39
	Variância	0,02	0,01	0,04
	Desvio	0,11	0,09	0,15

Tabela 32 - Tensão resultante da energização do BC de 40 MVar -ILB2

B2	Inverno Leve			
Potência (MVar)	Descrição	Barramento SDAT - 138 kV		
		Fase A (V)	Fase B (V)	Fase C (V)
40	Mínimo	123467,28	123328,89	124227,09
	Máximo	184992,43	188762,68	192393,26
	Média	172273,12	139657,82	157246,43
	Variância	3107,50	2416,28	4169,92
	Desvio	14287,52	12598,68	16550,64
		Fase A (pu)	Fase B (pu)	Fase C (pu)
	Mínimo	1,10	1,09	1,10
	Máximo	1,64	1,68	1,71
	Média	1,53	1,24	1,40
	Variância	0,03	0,02	0,04
	Desvio	0,13	0,11	0,15

Tabela 33 - Tensão resultante da energização do BC de 60 MVar -ILB2

B2	Inverno Leve			
Potência (MVar)	Descrição	Barramento SDAT - 138 kV		
		Fase A (V)	Fase B (V)	Fase C (V)
60	Mínimo	123167,62	127702,19	123188,82
	Máximo	183873,24	189734,79	193503,72
	Média	173816,84	144436,80	157722,69
	Variância	1956,45	2216,54	3545,24
	Desvio	11336,67	12066,70	15260,67
		Fase A (pu)	Fase B (pu)	Fase C (pu)
	Mínimo	1,09	1,13	1,09
	Máximo	1,63	1,68	1,72
	Média	1,54	1,28	1,40
	Variância	0,02	0,02	0,03
	Desvio	0,10	0,11	0,14

A Tabela 34 apresenta os valores calculados para a corrente de energização dos BC de acordo com a Equação 5, em que a potência trifásica de curto-circuito do Barramento B2 é 7193,48 MVA. Nota-se, pela citada tabela, que os valores calculados e estimados pela normalização técnica associada estão em média 108,4% aderentes aos valores obtidos. Observa-se que os referidos valores não provocaram uma superação no disjuntor, visto que a corrente transitória está abaixo do valor normalizado de 6 kA e 20 kA.

Tabela 34- Corrente resultante da energização dos BC- ILB2

Barramento B2		Tensão (V)	Corrente (kA)		P (%)
			Calculada	Obtida	
IL	20 MVar	141450	1,788	1,639	109,1
	40 MVar	141450	2,528	2,179	116,0
	60 MVar	141450	3,096	3,092	100,1

A Tabela 35 dispõe os valores das correntes de energização para os filtros de 60 MVar sintonizados na 5ª e 7ª harmônica. Observa-se que a magnitude da sobrecorrente teve uma variação percentual máxima de 55% no seu valor em relação a corrente do BC. Adjunto, as Tabelas 36 e 37 disponibilizam os valores relacionados as sobretensões obtidas com a energização dos referidos filtros. Nota-se que os valores médios e os máximos atingiram no máximo 1,3 pu.

Tabela 35 – Corrente de energização BC e Filtros – ILB2

Barramento B2		Corrente (kA)
IL	BC	3,756
	Filtro 5ª	1,680
	Filtro 7ª	1,700

Tabela 36 - Tensão resultante da energização do filtro de 60 MVar e 5ª ordem -ILB2

Filtro 5h		Inverno Leve		
Potência (MVar)	Descrição	Barramento SDAT - 138 kV		
		Fase A (V)	Fase B (V)	Fase C (V)
60	Mínimo	120547,92	117944,12	136725,58
	Máximo	144485,55	140689,64	144875,25
	Média	138968,07	128276,96	135240,14
	Variância	154,14	671,26	224,37
	Desvio	3182,08	6640,43	3839,11
		Fase A (pu)	Fase B (pu)	Fase C (pu)
	Mínimo	1,07	1,05	1,21
	Máximo	1,28	1,25	1,29
	Média	1,23	1,14	1,20
	Variância	0,00	0,01	0,00
	Desvio	0,03	0,06	0,03

Tabela 37 - Tensão resultante da energização do filtro de 60 MVar e 7ª ordem -ILB2

Filtro 7h		Inverno Leve		
Potência (MVar)	Descrição	Barramento SDAT - 138 kV		
		Fase A (V)	Fase B (V)	Fase C (V)
60	Mínimo	118883,72	118110,02	119962,98
	Máximo	158478,55	156467,10	166151,49
	Média	149084,40	133433,66	144633,87
	Variância	1142,30	1612,45	1094,09
	Desvio	8662,46	10291,86	8477,68
		Fase A (pu)	Fase B (pu)	Fase C (pu)
	Mínimo	1,06	1,05	1,06
	Máximo	1,41	1,39	1,47
	Média	1,32	1,18	1,28
	Variância	0,01	0,01	0,01
	Desvio	0,08	0,09	0,08

6.2.1 Barramento 2 (inverno patamar pesado)

A Figura 55 apresenta as tensões em pu no Barramento B2 e nos barramentos adjacentes, respectivamente para o cenário de inverno com patamar de carga pesada utilizado nas simulações de energização dos bancos de capacitores 20 MVar, 40 MVar e 60 MVar. Observa-se que no referido cenário a tensão previamente a energização dos BC no Barramento B2 era de 1,013 pu para o instante de fechamento da chave mestre também em 1,0 ms na fase A.

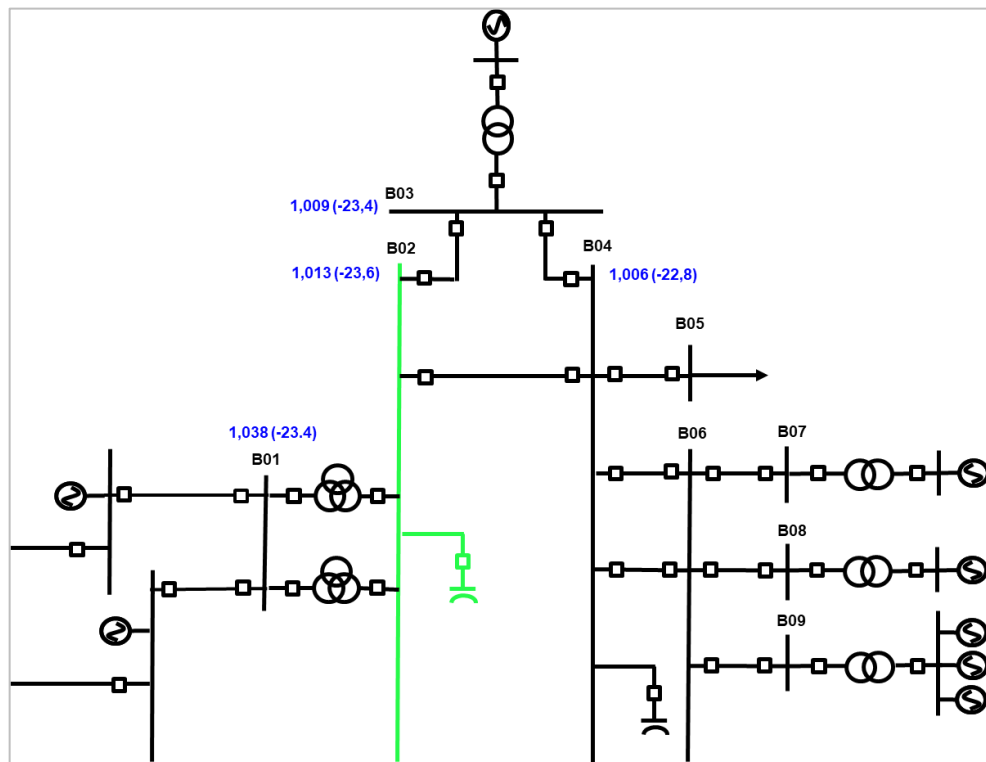


Figura 55 - Tensão no barramento B2 – patamar de carga pesado.

As Tabelas 38, 39 e 40 apresentam os valores obtidos das simulações estatísticas realizadas respectivamente para os BC de 20 MVar, 40 MVar e 60 MVar. Nota-se que para ambas as tabelas os valores médios e máximos para a energização dos BC resultaram em valores na faixa de 1,6 e 1,9 pu, com proeminência do valor médio na fase A e do valor máximo na Fase C para ambas as potências. A Tabela 41 apresenta os valores calculados para a corrente de energização dos BC de acordo com a equação 6, em que a potência trifásica de curto-circuito do Barramento B2 é 7193,48 MVA. Nota-se pela citada tabela que os valores calculados e estimados pela normalização técnica associada ficaram em média 86,3% em relação aos valores obtidos. Adjunto, ressalta-se que os referidos valores não provocaram uma superação no disjuntor visto que a corrente transitória está abaixo do valor normalizado de 6 kA e 20 kA.

Tabela 38 - Tensão resultante da energização do BC de 20 MVar – IPB2

B2	Inverno Pesado			
Potência (MVar)	Descrição	Barramento SDAT - 138 kV		
		Fase A (V)	Fase B (V)	Fase C (V)
20	Mínimo	140828,90	131839,67	140864,31
	Máximo	188443,33	151359,84	192250,95
	Média	171583,51	155008,99	166489,68
	Variância	1291,27	1197,79	1319,23
	Desvio	14226,17	13701,56	14379,37
		Fase A (pu)	Fase B (pu)	Fase C (pu)
	Mínimo	1,25	1,17	1,25
	Máximo	1,67	1,34	1,71
	Média	1,52	1,38	1,48
	Variância	0,01	0,01	0,01
	Desvio	0,13	0,12	0,13

Tabela 39 - Tensão resultante da energização do BC de 40 MVar – IPB2

B2	Inverno Pesado			
Potência (MVar)	Descrição	Barramento SDAT - 138 kV		
		Fase A (V)	Fase B (V)	Fase C (V)
40	Mínimo	130894,38	132193,61	129801,53
	Máximo	189550,63	202671,13	210153,13
	Média	175501,83	156106,12	173111,65
	Variância	1564,96	1139,50	2414,75
	Desvio	15661,44	13364,06	19454,34
		Fase A (pu)	Fase B (pu)	Fase C (pu)
	Mínimo	1,16	1,17	1,15
	Máximo	1,68	1,80	1,87
	Média	1,56	1,39	1,54
	Variância	0,01	0,01	0,02
	Desvio	0,14	0,12	0,17

Tabela 40 - Tensão resultante da energização do BC de 60 MVar – IPB2

B2	Inverno Pesado			
Potência (MVar)	Descrição	Barramento SDAT - 138 kV		
		Fase A (V)	Fase B (V)	Fase C (V)
60	Mínimo	141208,88	132694,36	132966,87
	Máximo	186732,98	172532,04	211158,04
	Média	173307,57	152031,06	167821,91
	Variância	1195,89	964,81	2200,47
	Desvio	13690,69	12297,08	18571,14
		Fase A (pu)	Fase B (pu)	Fase C (pu)
	Mínimo	1,25	1,18	1,18
	Máximo	1,66	1,53	1,87
	Média	1,54	1,35	1,49
	Variância	0,01	0,01	0,02
	Desvio	0,12	0,11	0,16

Tabela 41- Corrente resultante da energização dos BC– ILBB2

Barramento B2		Tensão (V)	Corrente (kA)		P (%)
			Calculada	Obtida	
IP	20 MVar	139794	1,809	2,033	89,0
	40 MVar	139794	2,558	2,952	86,7
	60 MVar	139794	3,133	3,756	83,4

As Tabelas 42 e 43 disponibilizam os valores relacionados as sobretensões obtidas na energização para os filtros com potência de 60 MVar sintonizados na 5ª e 7ª harmônica. Nota-se que o filtro de 5ª harmônica apresenta valores de sobretensões máximas e médias menores do que o filtro de 7ª harmônica. Entretanto ressalta-se que em ambas as tabelas os referidos valores ficaram abaixo de 1,35 pu.

Tabela 42 - Tensão resultante da energização do filtro de 60 MVar e 5ª ordem -IPB2

Filtro 5h		Inverno Pesado		
Potência (MVar)	Descrição	Barramento SDAT - 138 kV		
		Fase A (V)	Fase B (V)	Fase C (V)
60	Mínimo	124726,23	138996,35	125351,92
	Máximo	137301,86	140466,02	141242,19
	Média	134751,24	125190,52	132752,89
	Variância	91,35	176,96	148,23
	Desvio	3783,90	5266,52	4819,96
		Fase A (pu)	Fase B (pu)	Fase C (pu)
	Mínimo	1,11	1,23	1,11
	Máximo	1,22	1,25	1,25
	Média	1,20	1,11	1,18
	Variância	0,00	0,00	0,00
	Desvio	0,03	0,05	0,04

Tabela 43 - Tensão resultante da energização do filtro de 60 MVar e 7ª ordem -IPB2

Filtro 7h		Inverno Pesado		
Potência (MVar)	Descrição	Barramento SDAT - 138 kV		
		Fase A (V)	Fase B (V)	Fase C (V)
60	Mínimo	116316,54	117417,60	116108,12
	Máximo	151006,28	147788,84	152453,97
	Média	142627,08	126601,12	136514,49
	Variância	401,68	380,40	344,03
	Desvio	7934,49	7721,51	7343,03
		Fase A (pu)	Fase B (pu)	Fase C (pu)
	Mínimo	1,03	1,04	1,03
	Máximo	1,34	1,31	1,35
	Média	1,27	1,12	1,21
	Variância	0,00	0,00	0,00
	Desvio	0,07	0,07	0,07

A Tabela 44 dispõe os valores das correntes de energização para os filtros. Observa-se que a magnitude da sobrecorrente teve uma variação percentual de 58% em relação ao valor da corrente do BC.

Tabela 44 - Corrente de energização BC e Filtros – IPB2

Barramento B2		Corrente (kA)
IP	BC	3,756
	Filtro 5 ^a	1,400
	Filtro 7 ^a	1,575

6.2.2 Barramento 62 (inverno patamar leve)

A Figura 56 apresenta as tensões em pu no Barramento B62 e dos barramentos adjacentes respectivamente para o cenário de inverno com patamar de carga leve utilizado nas simulações de energização dos BC 20 MVar, 40 MVar e 60 MVar. Observa-se que no referido cenário a tensão previamente a energização dos BC no Barramento B62 era de 1,03 pu para o instante de fechamento da chave mestre em 1,0 ms na Fase A.

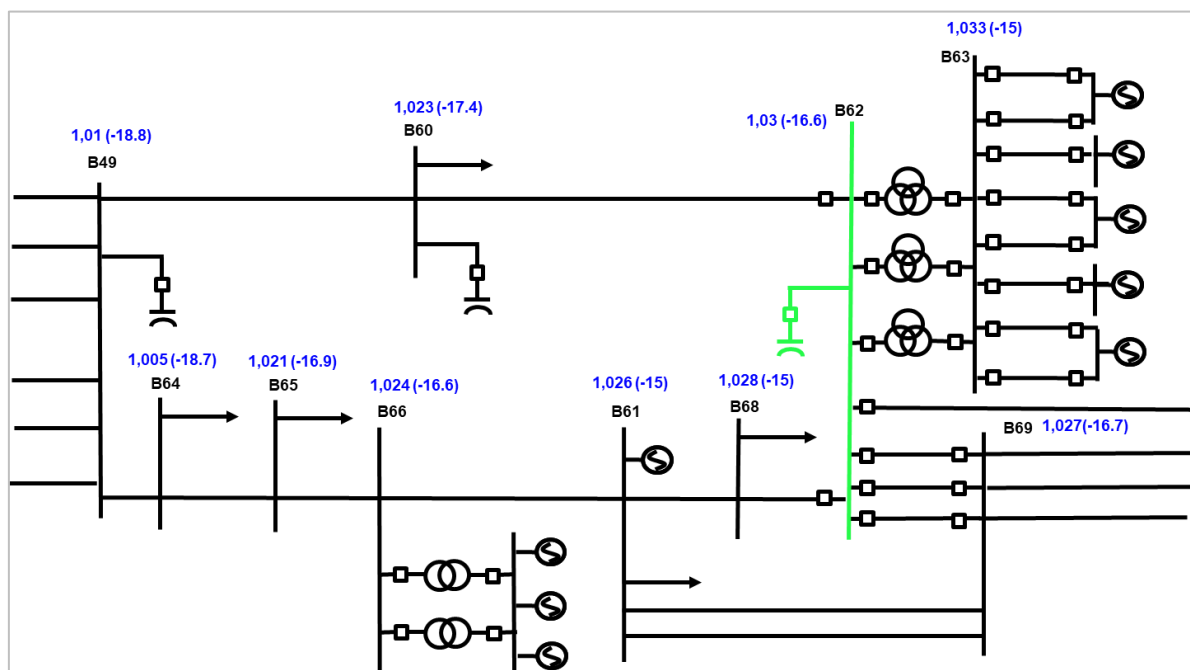


Figura 56 – Tensão no barramento B62 – patamar de carga leve

A Tabela 45 apresenta os valores calculados para a corrente de energização dos BC de acordo com a Equação 5, em que a potência trifásica de curto-circuito do Barramento B2 é 7193,48 MVA. Nota-se pela citada tabela que, os valores calculados e estimados pela normalização técnica associada estão em média 95% aproximados dos valores obtidos. Destaca-se que os

valores obtidos não provocaram uma superação no disjuntor visto que a corrente transitória está abaixo do valor normalizado de 6 kA e 20 kA.

Tabela 45 - Corrente resultante da energização dos BC– ILB62

Barramento B62		Tensão (V)	Corrente (kA)		P (%)
			Calculada	Obtida	
IL	20 MVar	142140	1,867	1,932	96,7
	40 MVar	142140	2,640	2,657	99,4
	60 MVar	142140	3,234	3,637	88,9

As Tabelas 46, 47 e 48 apresentam os valores obtidos das simulações estatísticas realizadas respectivamente para os BC de 20 MVar, 40 MVar e 60 MVar.

Tabela 46 - Tensão resultante da energização do BC de 20 MVar -ILB62

B62	Inverno Leve			
Potência (MVar)	Descrição	Barramento SDAT - 138 kV		
		Fase A (V)	Fase B (V)	Fase C (V)
20	Mínimo	120365,44	142404,03	120547,00
	Máximo	168967,72	174706,26	176945,58
	Média	158441,23	135008,17	153147,68
	Variância	2362,33	1340,99	3088,07
	Desvio	14683,49	11062,98	16788,14
		Fase A (pu)	Fase B (pu)	Fase C (pu)
	Mínimo	1,07	1,26	1,07
	Máximo	1,50	1,55	1,57
	Média	1,41	1,20	1,36
	Variância	0,02	0,01	0,03
	Desvio	0,13	0,10	0,15

Tabela 47 - Tensão resultante da energização do BC de 40 MVar -ILB62

B62	Inverno Leve			
Potência (MVar)	Descrição	Barramento SDAT - 138 kV		
		Fase A (V)	Fase B (V)	Fase C (V)
40	Mínimo	122094,06	126915,61	122384,65
	Máximo	186658,60	187950,13	191359,72
	Média	180482,45	162685,19	137883,11
	Variância	666,74	5227,84	2149,56
	Desvio	7800,76	21843,42	14006,65
		Fase A (pu)	Fase B (pu)	Fase C (pu)
	Mínimo	1,08	1,13	1,09
	Máximo	1,66	1,67	1,70
	Média	1,60	1,44	1,22
	Variância	0,01	0,05	0,02
	Desvio	0,07	0,19	0,12

Tabela 48 - Tensão resultante da energização do BC de 60 MVar-ILB62

B62	Inverno Leve			
Potência (MVar)	Descrição	Barramento SDAT - 138 kV		
		Fase A (V)	Fase B (V)	Fase C (V)
60	Mínimo	122746,29	123098,56	121066,98
	Máximo	192506,71	197788,66	200327,31
	Média	179524,13	143450,46	165491,68
	Variância	2317,11	2967,53	6221,31
	Desvio	14542,27	16457,24	23828,68
		Fase A (pu)	Fase B (pu)	Fase C (pu)
	Mínimo	1,09	1,09	1,07
	Máximo	1,71	1,76	1,78
	Média	1,59	1,27	1,47
	Variância	0,02	0,03	0,06
	Desvio	0,13	0,15	0,21

Nota-se que em ambas as tabelas os valores médios e máximos para a energização dos BC de capacitores ficaram na faixa de 1,6 pu a 1,8 pu, com valores médios maiores na fase A e valores máximos na fase C.

As Tabelas 49 e 50 disponibilizam os valores relacionados as sobretensões obtidas. Nota-se que o filtro de 7ª harmônica apresenta valores de sobretensões máximas e médias menores do que o filtro de 5ª harmônica, atingindo no máximo 1,32 pu. A Tabela 51 dispõe os valores das correntes de energização para os filtros de 60 MVar sintonizados na 5ª e 7ª harmônica. Observa-se que a magnitude da sobrecorrente teve uma variação percentual máxima de 52% do seu valor em relação a corrente do BC.

Tabela 49 -Tensão resultante da energização do filtro de 60 MVar e 5ª ordem -ILB62

Filtro 5h	Inverno Leve			
Potência (MVar)	Descrição	Barramento SDAT - 138 kV		
		Fase A (V)	Fase B (V)	Fase C (V)
60	Mínimo	121815,73	122973,75	122897,33
	Máximo	136958,00	135190,24	135830,94
	Média	132247,31	124923,06	131152,10
	Variância	80,17	167,26	126,67
	Desvio	2704,97	3907,08	3400,19
		Fase A (pu)	Fase B (pu)	Fase C (pu)
	Mínimo	1,08	1,09	1,09
	Máximo	1,22	1,20	1,21
	Média	1,17	1,11	1,16
	Variância	0,00	0,00	0,00
	Desvio	0,02	0,03	0,03

Tabela 50 - Tensão resultante da energização do filtro de 60 MVar e 7ª ordem -ILB62

Filtro 7h	Inverno Leve			
Potência (MVar)	Descrição	Barramento SDAT - 138 kV		
		Fase A (V)	Fase B (V)	Fase C (V)
60	Mínimo	122556,16	127620,05	123180,19
	Máximo	145283,40	148596,60	146516,72
	Média	137175,79	129418,01	132498,30
	Variância	531,19	449,55	481,28
	Desvio	6962,80	6405,44	6627,65
		Fase A (pu)	Fase B (pu)	Fase C (pu)
	Mínimo	1,09	1,13	1,09
	Máximo	1,29	1,32	1,30
	Média	1,22	1,15	1,18
	Variância	0,00	0,00	0,00
	Desvio	0.06	0.06	0.06

Tabela 51 - Corrente de energização BC e Filtros – ILB62

Barramento B2		Corrente (kA)
IL	BC	3,756
	Filtro 5ª	1,809
	Filtro 7ª	1,804

6.2.1 Barramento 62 (inverno patamar pesado)

A Figura 57 apresenta as tensões em pu no Barramento B62 e nos barramentos adjacentes respectivamente para o cenário de inverno com patamar de carga pesada utilizado nas simulações de energização dos bancos de capacitores 20 MVar, 40 MVar e 60 MVar.

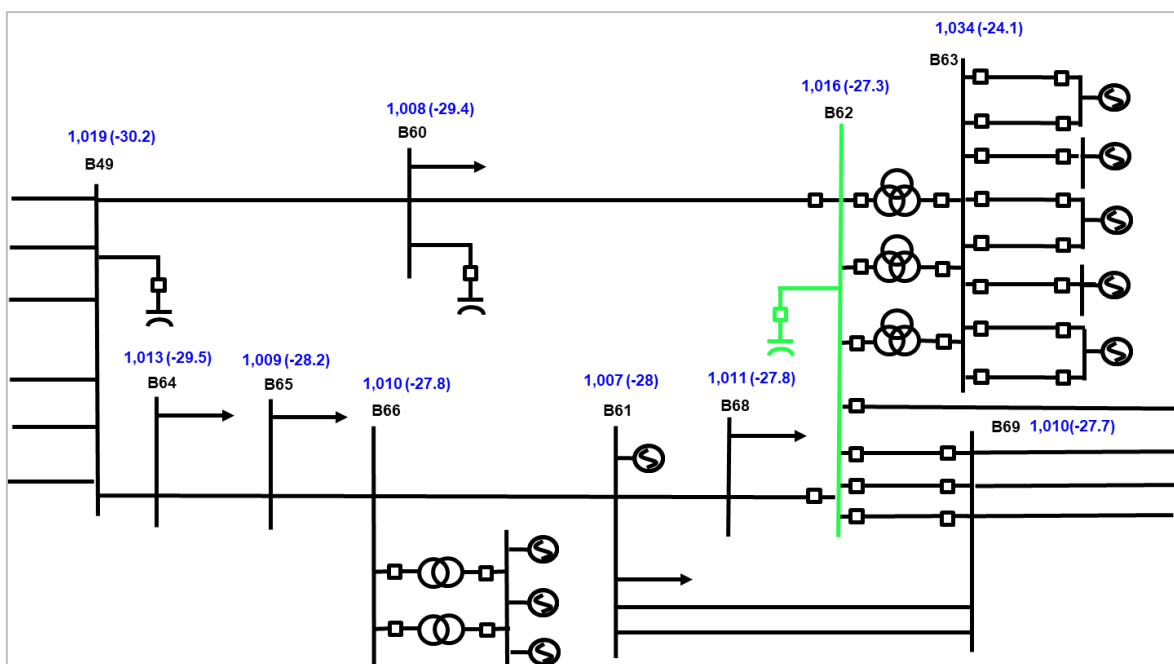


Figura 57 -Tensão no barramento B62 – patamar de carga pesada.

Observa-se que no referido cenário a tensão previamente a energização dos BC no Barramento B62 era de 1,016 pu para o instante de fechamento da chave mestre em 1,0 ms para a fase A.

A Tabela 52 apresenta os valores calculados para a corrente de energização dos BC de acordo com a Equação 5, em que a potência trifásica de curto-circuito do barramento B2 é 7193,48 MVA. Nota-se pela citada tabela que os valores calculados e estimados pela norma técnica estão 99,9% próximos dos valores obtidos. Além disso, conforme obtido das simulações anteriores, os referidos valores obtidos ficaram abaixo dos valores normalizados de 6 kA e 20 kA.

Tabela 52 - Corrente resultante da energização dos BC– IPB62

Barramento B62		Tensão (V)	Corrente (kA)		P (%)
			Calculada	Obtida	
IP	20 MVar	140208	1,893	1,766	107,2
	40 MVar	140208	2,677	2,879	93,0
	60 MVar	140208	3,278	3,298	99,4

As Tabelas 53, 54 e 55 apresentam os valores obtidos das simulações estatísticas realizadas respectivamente para os BC de 20 MVar, 40 MVar e 60 MVar. Nota-se que em ambas as tabelas os valores médios e máximos para a energização dos BC de capacitores ficaram na faixa de 1,6 pu a 1,8 pu, com valores médios maiores na fase A e valores máximos na fase C.

Tabela 53 - Tensão resultante da energização do BC de 60 MVar-ILB62

B62		Inverno Pesado		
Potência (MVar)	Descrição	Barramento SDAT - 138 kV		
		Fase A (V)	Fase B (V)	Fase C (V)
20	Mínimo	118857,13	118942,36	118192,13
	Máximo	166844,20	162287,33	169881,07
	Média	148327,64	133460,25	151402,94
	Variância	3194,70	1175,88	2847,41
	Desvio	16132,46	9787,39	15230,39
		Fase A (pu)	Fase B (pu)	Fase C (pu)
	Mínimo	1,05	1,06	1,05
	Máximo	1,48	1,44	1,51
	Média	1,32	1,18	1,34
	Variância	0,03	0,01	0,03
	Desvio	0,14	0,09	0,14

Tabela 54 - Tensão resultante da energização do BC de 40 MVar-ILB62

B62	Inverno Pesado			
Potência (MVar)	Descrição	Barramento SDAT - 138 kV		
		Fase A (V)	Fase B (V)	Fase C (V)
40	Mínimo	117581,72	118061,66	117768,94
	Máximo	178974,48	133167,82	183065,11
	Média	159162,50	136515,19	159345,79
	Variância	3959,53	1755,14	4600,45
	Desvio	17960,05	11957,53	19359,13
		Fase A (pu)	Fase B (pu)	Fase C (pu)
	Mínimo	1,04	1,05	1,05
	Máximo	1,59	1,18	1,62
	Média	1,41	1,21	1,41
	Variância	0,04	0,02	0,04
	Desvio	0,16	0,11	0,17

Tabela 55 - Tensão resultante da energização do BC de 60 MVar-ILB62

B62	Inverno Pesado			
Potência (MVar)	Descrição	Barramento SDAT - 138 kV		
		Fase A (V)	Fase B (V)	Fase C (V)
60	Mínimo	122076,46	122036,33	117526,99
	Máximo	182781,17	184167,84	190459,09
	Média	163867,11	137961,20	166148,13
	Variância	4136,12	1541,92	4977,13
	Desvio	18356,18	11207,72	20136,10
		Fase A (pu)	Fase B (pu)	Fase C (pu)
	Mínimo	1,08	1,08	1,04
	Máximo	1,62	1,63	1,69
	Média	1,45	1,22	1,47
	Variância	0,04	0,01	0,04
	Desvio	0,16	0,10	0,18

A Tabela 56 dispõe os valores das correntes de energização para os filtros de 60 MVar. Observa-se que a magnitude da sobrecorrente teve de variação percentual de 53% em relação a sua corrente como BC. As Tabelas 57 e 58 disponibilizam os valores relacionados as sobretensões obtidas para os filtros de 5ª e 7ª harmônica. Nota-se que as sobretensões máximas e médias alcançaram 1,2 pu.

Tabela 56 - Corrente de energização BC e Filtros – IPB62

Barramento B2		Corrente (kA)
IP	BC	3,756
	Filtro 5ª	1,620
	Filtro 7ª	1,765

Tabela 57- Tensão resultante da energização do filtro de 60 MVar e 5ª ordem -IPB62

Filtro 5h	Inverno Pesado			
Potência (MVar)	Descrição	Barramento SDAT - 138 kV		
		Fase A (V)	Fase B (V)	Fase C (V)
60	Mínimo	121287,34	122182,57	121040,22
	Máximo	132704,35	131751,79	132904,25
	Média	129407,36	122910,51	129224,06
	Variância	85,37	169,76	74,58
	Desvio	2637,24	3718,82	2464,93
		Fase A (pu)	Fase B (pu)	Fase C (pu)
	Mínimo	1,08	1,08	1,07
	Máximo	1,18	1,17	1,18
	Média	1,15	1,09	1,15
	Variância	0,00	0,00	0,00
	Desvio	0,02	0,03	0,02

Tabela 58- Tensão resultante da energização do filtro de 60 MVar e 7ª ordem -IPB62

Filtro 7h	Inverno Pesado			
Potência (MVar)	Descrição	Barramento SDAT - 138 kV		
		Fase A (V)	Fase B (V)	Fase C (V)
60	Mínimo	122169,52	118091,21	122129,70
	Máximo	142172,77	143755,49	127531,95
	Média	135395,05	123786,26	131321,79
	Variância	516,30	327,07	526,53
	Desvio	6485,41	5161,85	6549,37
		Fase A (pu)	Fase B (pu)	Fase C (pu)
	Mínimo	1,08	1,05	1,08
	Máximo	1,26	1,28	1,13
	Média	1,20	1,10	1,17
	Variância	0,00	0,00	0,00
	Desvio	0,06	0,05	0,06

6.1 Tensão de restabelecimento transitória

Para a realização das simulações relacionadas à TRT associada à capacidade de interrupção dos disjuntores de 145 kV adjacentes aos barramentos de fronteira em análise, o sistema apresentado na Figura 45 foi modelado conforme as premissas, os critérios e a metodologia mencionada na Seção 5. As referidas simulações foram realizadas em um intervalo de integração de 1 μ s e tempo máximo de 100 ms. Com o viés de validar a modelagem desenvolvida no software *ATPdraw*, os valores das correntes de curto-circuito para uma falta trifásica e monofásica foram comparados aos valores obtidos no programa computacional ANAFAS para o SDAT considerado no estudo. Estes valores estão disponibilizados nas Tabelas 59 e 60.

Tabela 59 - Corrente de curto-circuito ANAFAS e *ATPdraw* Barramento B2 falta terminal.

B2	Falta	ANAFAS		ATPdraw	
		kA	ângulo	kA	ângulo
1	Trifásico	30,10	-83,85	29,57	-81,50
2	Monofásico	25,96	-81,80	22,69	-81,25

Tabela 60 - Corrente de curto-circuito ANAFAS e *ATPdraw* Barramento B62 falta terminal.

B62	Falta	ANAFAS		ATPdraw	
		kA	ângulo	kA	ângulo
1	Trifásico	33,15	-83,97	32,63	-85,10
2	Monofásico	31,07	-84,75	32,3	-85,17

Os disjuntores adjacentes ao Barramento B2 (SE 500/138 kV) e ao Barramento B62 (SE 440/138 kV) foram especificados para uma corrente nominal de interrupção de curto-circuito de 50 kA simétrico. De acordo com os valores dispostos nas Tabelas 59 e 60 para uma falta trifásica pode-se afirmar que o disjuntor está operando aproximadamente a 60% da sua capacidade de interrupção simétrica nominal. Os resultados das simulações de TRT e, as análises para as faltas terminais trifásicas, serão comparados aos valores normalizados presumidos conforme dispostos nas Tabelas 3, 5 e 6. Em relação ao percentual de assimetria admissível para os referidos disjuntores em relação à corrente de curto-circuito, considerou-se que neste aspecto não há transgressão quanto ao fator de assimetria especificado verdadeiramente. As Figuras 58 e 59 apresentam os valores das correntes de curto-circuito trifásico respectivamente no Barramento B2 e B62.

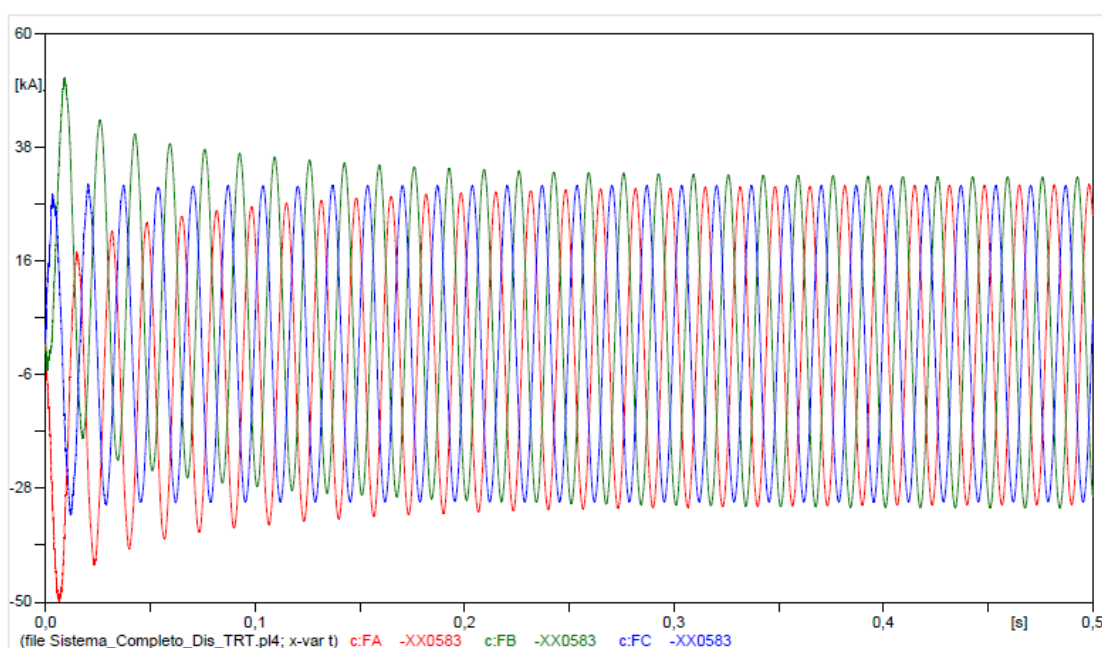


Figura 58– Corrente de curto-circuito trifásico no barramento B2.

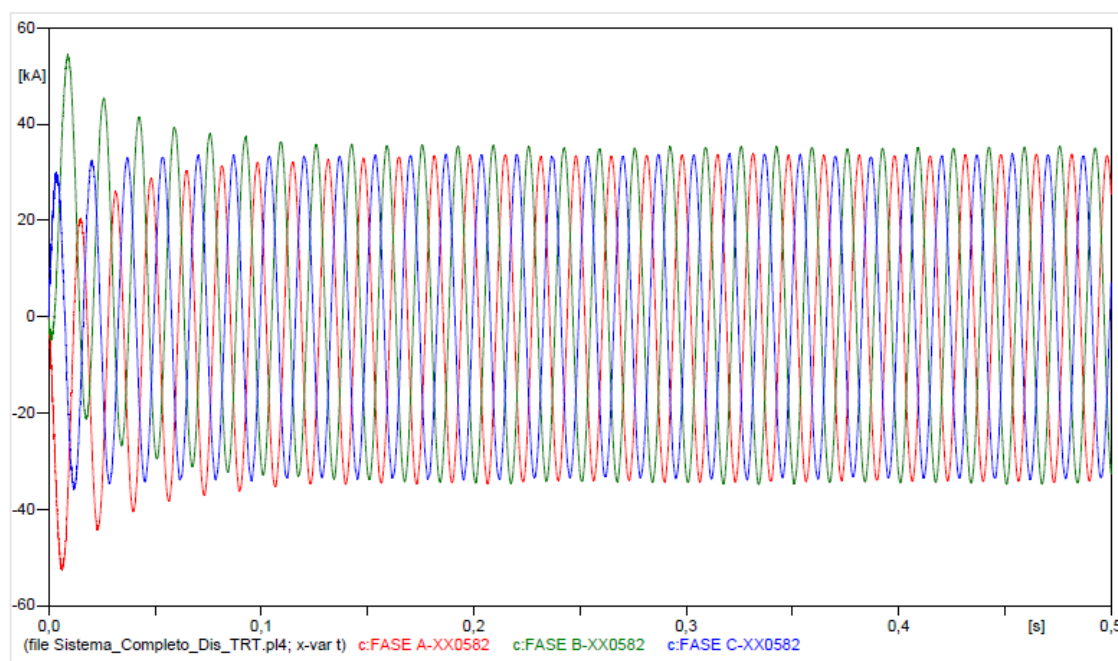


Figura 59– Corrente de curto-circuito trifásico no barramento B2.

Para as simulações de TRT para os citados disjuntores, tanto para as faltas terminais, considerou-se os seguintes casos:

- Caso 1 (C1): TRT e TCTR sem CEQ e BC desligado no lado linha;
- Caso 2 (C2): TRT e TCTR sem CEQ e BC ligado no lado linha;
- Caso 3 (C1): TRT e TCTR com CEQ e com BC desligado no lado linha;
- Caso 4 (C2): TRT e TCTR com CEQ e com BC ligado no lado linha.

Ressalta-se que a condição de ligado e desligado do BC no lado linha do disjuntor refere-se à existência desse no (s) barramento (s) imediatamente após ao barramento em análise. Estes bancos serão detalhados a adiante para cada um dos disjuntores. No que concerne as simulações de TRT para a condição de falta terminal quilométrica considerou-se a aplicação de uma falta monofásica aterrada na fase A após 1 km de comprimento da linha contígua aos alusivos disjuntores. Adjunto, considerou-se os casos enunciados abaixo nas simulações, em que CFQ corresponde a inserção de uma capacitância típica de 30 nF no lado fonte do disjuntor para verificação do seu efeito na TCTR.

- Caso 1 (C1): TRT e TCTR sem CFQ e BC desligado no lado linha;
- Caso 2 (C2): TRT e TCTR sem CFQ e BC ligado no lado linha;
- Caso 3 (C1): TRT e TCTR com CFQ e com BC desligado no lado linha;

Ademais, para os valores de corrente de curto-circuito utilizados nas designar os valores normalizados e presumidos da TRT e da TCTR considerou que, se o tempo de abertura dos contatos acontecer no início de uma alternância maior ou menor da corrente de curto-circuito, o valor a ser considerado para tal corresponde ao valor de pico máximo desta alternância. Todavia, se a interrupção ocorrer ao final de uma alternância, o valor da corrente de curto-circuito considerado para esta será o valor corresponde ao tempo de abertura dos contatos. Essa designação considerou como premissa a máxima corrente entre os contatos abertos até a extinção do arco na passagem da corrente pelo zero. Ressalta-se que tanto para as faltas terminais trifásicas como para as faltas quilométricas, considerou-se como tempo de abertura o valor de 0,025 ms, conforme discorrido na Seção 5 – Metodologia. No APÊNDICE IV estão disponibilizadas as figuras relacionadas aos casos dos disjuntores que tiveram transgressão nos valores de TRT ou TCTR para falta terminal. No APÊNDICE V estão disponibilizadas as figuras relacionadas aos resultados das faltas terminais trifásicas de todos os disjuntores.

6.1.1 Disjuntores adjacentes ao barramento B2 (Falta Trifásica)

A Figura 60 informa a posição específica dos disjuntores D2-1 e D2-2 no SDAT em análise e sintetizam os componentes do alusivo sistema.

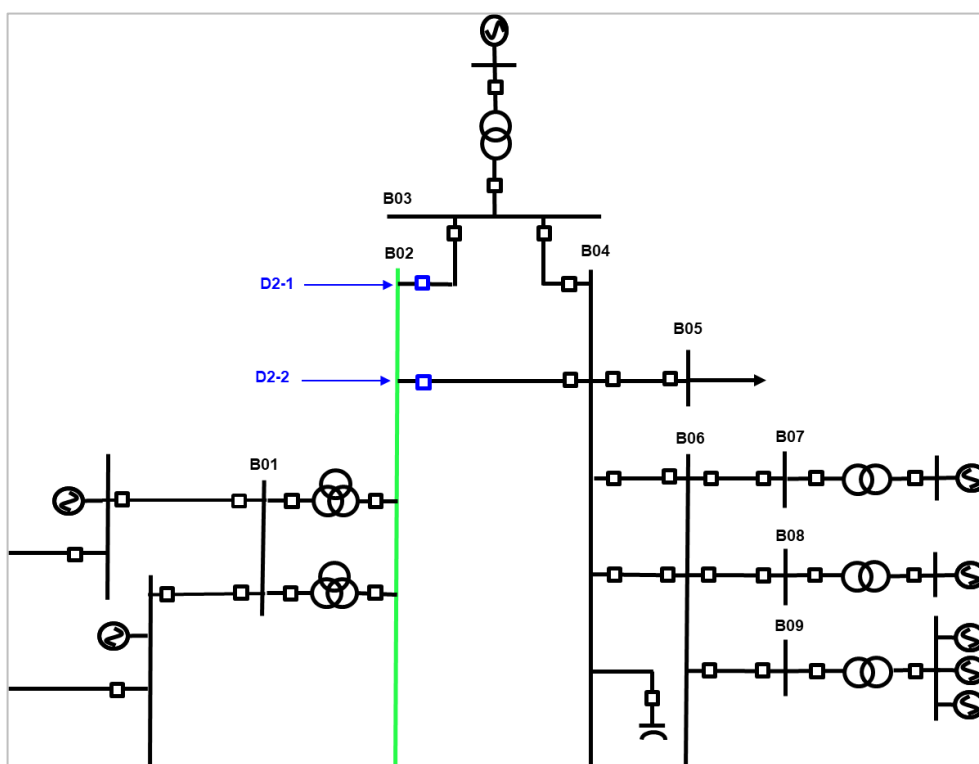


Figura 60 – Disjuntor D2-1 e D2-2 para falta terminal.

As Tabelas 61 e 62 apresentam os resultados das simulações para falta terminal no lado linha do disjuntor realizadas respectivamente para os disjuntores D2-1 e D2-2. Para análise dos valores de TRT e TCTR dos referidos disjuntores utilizou-se para os casos C01 a C04 a envoltória interpolada para falta terminal designada de T70 para melhor aderência aos valores de corrente de curto-circuito trifásico obtidos nas simulações. Nestas o BC enunciado nos casos refere-se a uma potência de 60 MVar e está localizado a uma distância de aproximadamente 35 km do Barramento B2 em relação aos alusivos disjuntores.

Tabela 61 - Disjuntor D2-1 – Falta Terminal Trifásica

	Caso	Tempo de simulação (ciclos)	Tipo	Corrente Nominal (A)	Corrente Nominal (A)	(%)	Envoltória	Abertura de fases (s)	TRT (kV)					TCTR (kV/μs)	
									Polo	u1	Máx	Ref	t1 (μs)	C	Ref
D2-1	C01	0,025	3F - ISO	50000	34569	69,138	T70	0,028788	Fase C	60,368	177,430	227,000	122,0	0,495	3,0
	C02	0,025	3F - ISO	50000	34498	68,996	T70	0,028817	Fase C	61,933	183,580	227,000	101,0	0,613	3,0
	C03	0,025	3F - ISO	50000	34597	69,194	T70	0,028727	Fase C	3,752	177,460	227,000	1,0	3,752	3,0
	C04	0,025	3F - ISO	50000	34525	69,050	T70	0,028757	Fase C	3,686	183,740	227,000	1,0	3,686	3,0

Tabela 62 - Disjuntor D2-2 – Falta Terminal Trifásica

	Caso	Tempo de simulação (ciclos)	Tipo	Corrente Nominal (A)	Corrente Nominal (A)	(%)	Envoltória	Abertura de fases (s)	TRT (kV)					TCTR (kV/μs)	
									Polo	u1	Máx	Ref	t1 (μs)	C	Ref
D2-2	C01	2,0	3F - ISO	50000	34568	69,136	T70	0,028731	Fase C	60,243	177,370	227,000	122,0	0,494	3,0
	C02	2,0	3F - ISO	50000	34504	69,008	T70	0,028755	Fase C	85,155	183,630	227,000	197,0	0,432	3,0
	C03	2,0	3F - ISO	50000	34595	69,190	T70	0,028719	Fase C	3,665	177,410	227,000	1,0	3,665	3,0
	C04	2,0	3F - ISO	50000	34531	69,062	T70	0,028748	Fase C	3,242	183,670	227,000	1,0	3,242	3,0

Observa-se tanto para o disjuntor D2-1 quanto para o disjuntor D2-2 através dos valores disponíveis nas Tabelas 61 e 62 que a presença de um BC ligado no terminal linha dos alusivos equipamentos promoveu um aumento nos valores de TRT máxima na ordem de grandeza de 10 kV. Em contrapartida, a inserção de CEQ promoveu um aumento na TCTR, superando o valor normalizado de 3 kV/μs. Observa-se os valores de u1 disponibilizados nas citadas tabelas concernem ao valor de TRTI, visto que o tempo inicial da TRT corresponde aos valores da ordem de poucos μs.

De acordo com [30] os valores de TRTI para uma tensão de 145 kV corresponde ao valor da tensão para um tempo inicial de 0,4μs. Neste contexto, para os valores em que ocorreram as transgressões de TCTR foram realizadas novas simulações em que se considerou o tempo de integração mínimo de 0,5 μs limitado pela modelagem e pelos comprimentos das linhas empregadas nas simulações. Para estas, os resultados não foram satisfatório

A Figura 61 informa a posição dos disjuntores D2-3 e D2-4. Para verificação dos valores de TRT e TCTR do disjuntor D2-3 e D2-4 utilizou-se para os casos C01 a C04 a envoltória

interpolada para falta terminal trifásica respectivamente de T70 e T69 para melhor aderência aos valores de corrente de curto-circuito trifásico obtidos nas simulações.

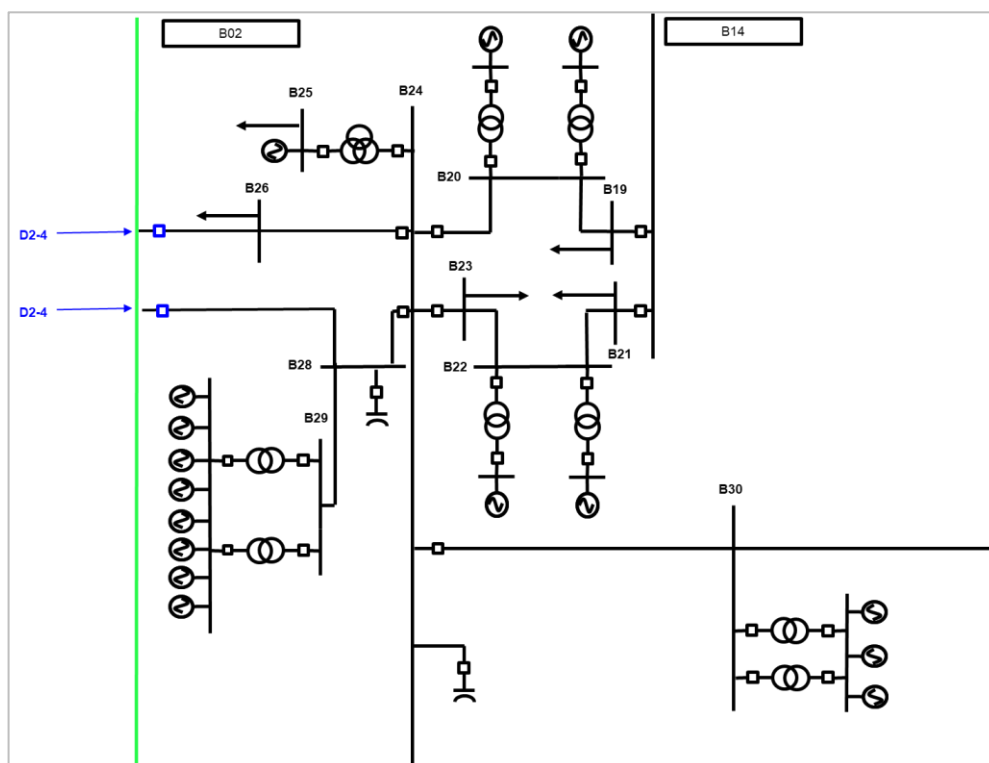


Figura 61 - Disjuntor D2-3 e D2-4 para falta terminal.

Para o disjuntor D2-3 considerou-se o BC com potência reativa de 40 MVar localizado no barramento B24 a uma distância de aproximadamente 50 km do Barramento B2. De forma análoga, para o disjuntor D2-4 considerou-se os BC localizados no barramento B24 a 56 km e B28 de 30 MVar localizado a 36 km do Barramento B2.

Ao analisar os valores disponibilizados pelas Tabelas 63 e 64, reiteram-se as transgressões associadas à TCTR, exceto para o caso C04 do disjuntor D2-4. Em geral observa-se a não superação dos valores de TRT em relação aos valores normatizados. Adjunto, destaca-se a variação de 0,05% entre os valores de TRT na condição do BC ligado e desligado no terminal linha do disjuntor.

Tabela 63 - Disjuntor D2-3 – Falta Terminal Trifásica

D2-3	Caso	Tempo de simulação (ciclos)	Tipo	Corrente Nominal (A)	Corrente Nominal (A)	(%)	Envoltória	Abertura de fases (s)	TRT (kV)					TCTR (kV/µs)	
									Polo	u1	Máx	Ref	t1 (µs)	C	Ref
	C01	2,0	3F - ISO	50000	34555	69,110	T70	0,028703	Fase C	16,977	191,700	227,000	26,0	0,660	3,0
	C02	2,0	3F - ISO	50000	34575	69,150	T70	0,028718	Fase C	2,915	191,760	227,000	15,0	0,197	3,0
	C03	2,0	3F - ISO	50000	34581	69,162	T70	0,028701	Fase C	4,552	191,710	227,000	1,0	2,276	3,0
	C04	2,0	3F - ISO	50000	34602	69,204	T70	0,028714	Fase C	3,221	191,780	227,000	1,0	3,221	3,0

Tabela 64 - Disjuntor D2-4 – Falta Terminal Trifásica

D2-4	Caso	Tempo de simulação (ciclos)	Tipo	Corrente Nominal (A)	Corrente Nominal (A)	(%)	Envoltória	Abertura de fases (s)	TRT (kV)					TCTR (kV/μs)	
									Polo	u1	Máx	Ref	t1 (μs)	C	Ref
	C01	2,0	3F - ISO	50000	34387	68,774	T69	0,028692	Fase C	100,860	184,210	227,000	253,0	0,399	3,0
	C02	2,0	3F - ISO	50000	34402	68,804	T69	0,028698	Fase C	99,913	185,050	227,000	246,0	0,406	3,0
	C03	2,0	3F - ISO	50000	34414	68,828	T69	0,028688	Fase C	3,564	184,270	227,000	1,0	3,564	3,0
C04	2,0	3F - ISO	50000	34429	68,858	T69	0,028697	Fase C	2,757	185,080	227,000	2,0	1,378	3,0	

A Figura 62 informa a posição dos disjuntores D2-5 e D2-6. As Tabelas 65 e 66 apresentam os valores relacionados as simulações de falta terminal. Para verificação dos valores de TRT e TCTR do disjuntor D2-5 e D2-6 utilizou-se para os casos C01 a C04 a envoltória interpolada para falta terminal trifásica respectivamente de T70 e T67 para melhor aderência aos valores de corrente de curto-circuito trifásico obtidos nas simulações.

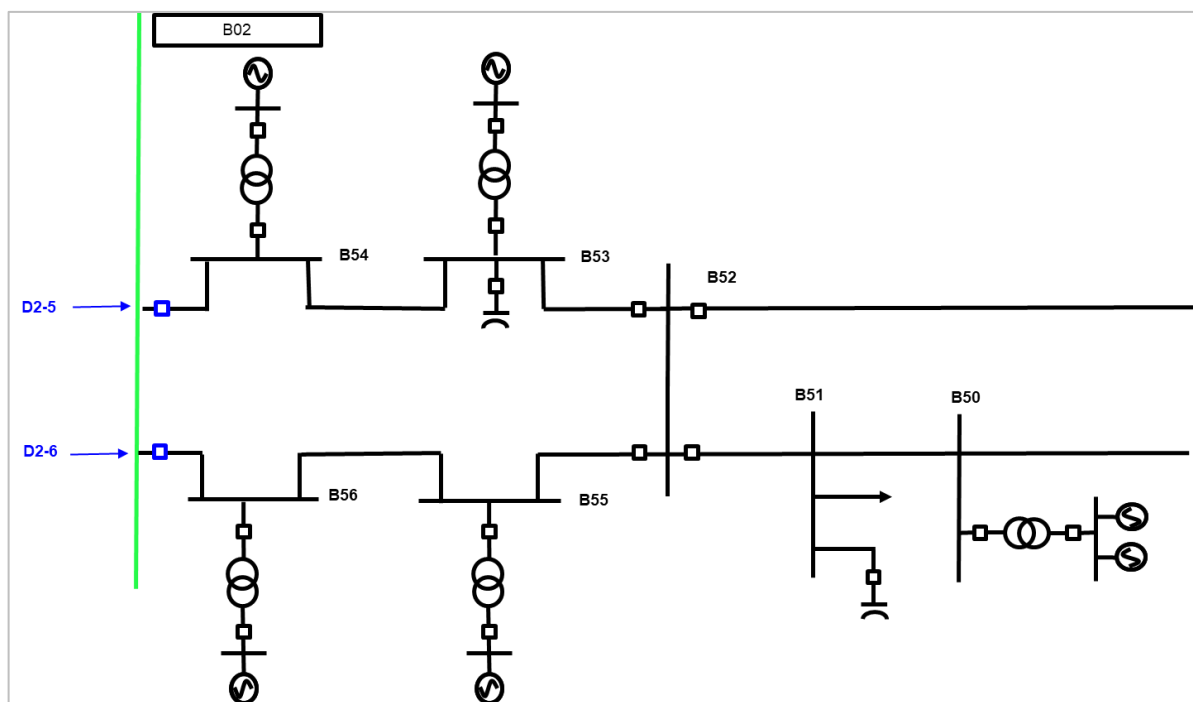


Figura 62 - Disjuntor D2-5 e D2-6 para falta terminal.

Para o disjuntor D2-6 considerou-se o BC com potência reativa de 30 MVar localizado no barramento B53 a uma distância de aproximadamente 70,4 km da barra B2. De forma análoga, para o disjuntor D2-5 considerou-se os BC 30 MVar localizados no barramento B51 a 95,6 km e no barramento B53 localizado a 55,6 km do barramento B2.

Ao analisar os valores disponibilizados pelas Tabelas 65 e 66, reiteram-se as transgressões associadas à TCTR, exceto para os casos C03 do disjuntor D2-5 e C04 para disjuntor D2-6. Em geral observa-se a não superação dos valores de TRT em relação aos valores normatizados, porém nota-se que a presença dos BC ligados no terminal linha do disjuntor promoveu uma

diminuição na TRT. Adjunto, destaca-se a variação pequena de 2% entre os valores de TRT na condição do BC ligado e desligado no terminal linha do disjuntor D2-6.

Tabela 65 - Disjuntor D2-5 - Falta Terminal Trifásica

	Caso	Tempo de simulação (ciclos)	Tipo	Corrente Nominal (A)	Corrente Nominal (A)	(%)	Envoltória	Abertura de fases (s)	TRT (kV)					TCTR (kV/μs)	
									Polo	u1	Máx	Ref	t1 (μs)	C	Ref
D2-5	C01	2,0	3F - ISO	50000	34088	68,176	T70	0,028661	Fase C	86,006	170,990	227,000	77,0	0,727	3,0
	C02	2,0	3F - ISO	50000	34217	68,434	T70	0,028650	Fase C	75,999	174,660	227,000	76,0	0,772	3,0
	C03	2,0	3F - ISO	50000	34115	68,230	T70	0,028624	Fase C	3,607	170,950	227,000	2,0	2,512	3,0
	C04	2,0	3F - ISO	50000	34243	68,486	T70	0,028629	Fase C	5,024	174,560	227,000	2,0	1,803	3,0

Tabela 66 - Disjuntor D2-6 - Falta Terminal Trifásica

	Caso	Tempo de simulação (ciclos)	Tipo	Corrente Nominal (A)	Corrente Nominal (A)	(%)	Envoltória	Abertura de fases (s)	TRT (kV)					TCTR (kV/μs)	
									Polo	u1	Máx	Ref	t1 (μs)	C	Ref
D2-6	C01	2,0	3F - ISO	50000	33431	66,862	T67	0,028654	Fase C	49,164	188,300	227,000	72,0	0,683	3,0
	C02	2,0	3F - ISO	50000	33292	66,584	T67	0,028650	Fase C	51,532	183,880	227,000	75,0	0,687	3,0
	C03	2,0	3F - ISO	50000	33458	66,916	T67	0,028652	Fase C	3,068	188,290	227,000	1,0	3,068	3,0
	C04	2,0	3F - ISO	50000	33318	66,636	T67	0,028650	Fase C	2,856	183,900	227,000	1,0	2,856	3,0

De forma abrangente, em relação aos valores de TRT apresentados nas tabelas, observa-se que em todos os casos ocorreu uma transgressão deste em relação aos valores normatizados e interpolados. Em contrapartida, em todos os casos simulados a TCTR não superou o valor limite estabelecido.

Em análise aos casos C01 e C02, que compreendem as simulações sem a inserção de CEQ, observa-se que o fato de o BC estar na condição de ligado no lado linha disjuntor proporcionou um aumento na TRT. Da mesma forma, com a presença do BC o valor da TCTR aumentou sutilmente devido a pequena variação na primeira tensão de referência.

6.1.2 Disjuntores adjacentes ao barramento B2 (Falta Quilométrica)

As Tabelas 67 a 72 apresentam os resultados das simulações para falta terminal quilométrica no lado linha do disjuntor realizadas respectivamente para os disjuntores D2-1, D2-3, D2-4, D2-5 e D2-6 adjacentes ao Barramento B2.

Tabela 67 – Disjuntor D2-1 - Falta Terminal Quilométrica

	Caso	Tempo de simulação (ciclos)	Tipo	Corrente Nominal (A)	Corrente Nominal (A)	(%)	Envoltória	Abertura de fases (s)	TRT (kV)					TCTR (kV/μs)	
									Polo	u1	Máx	Ref	t1 (μs)	C	Ref
D2-1	C01	0,025	FT	50000	20073	40,146	T60	0,033009	Fase A	36,470	133,400	170,000	8,0	4,559	7,9
	C02	0,025	FT	50000	20081	40,162	T60	0,033012	Fase A	36,870	137,940	170,000	9,0	4,097	7,9
	C03	0,025	FT	50000	20087	40,174	T60	0,032996	Fase A	34,890	133,920	170,000	9,0	3,877	7,9

Tabela 68 – Disjuntor D2-2 - Falta Terminal Quilométrica

	Caso	Tempo de simulação (ciclos)	Tipo	Corrente Nominal (A)	Corrente Nominal (A)	(%)	Envoltória	Abertura de fases (s)	TRT (kV)					TCTR (kV/μs)	
									Polo	u1	Máx	Ref	t1 (μs)	C	Ref
D2-2	C01	2,0	FT	50000	20060	40,120	T60	0,033006	Fase A	34,027	136,250	170,000	9,0	3,781	7,9
	C02	2,0	FT	50000	20143	40,286	T60	0,033013	Fase A	38,845	136,280	170,000	9,0	4,094	7,9
	C03	2,0	FT	50000	20068	40,136	T60	0,033007	Fase A	32,383	136,640	170,000	9,0	3,598	7,9

Tabela 69 – Disjuntor D2-3 - Falta Terminal Quilométrica

	Caso	Tempo de simulação (ciclos)	Tipo	Corrente Nominal (A)	Corrente Nominal (A)	(%)	Envoltória	Abertura de fases (s)	TRT (kV)					TCTR (kV/μs)	
									Polo	u1	Máx	Ref	t1 (μs)	C	Ref
D2-3	C01	2,0	FT	50000	19774	39,548	T60	0,032983	Fase A	28,480	137,490	170,000	9,0	3,165	7,9
	C02	2,0	FT	50000	20057	40,114	T60	0,033006	Fase A	34,120	133,450	170,000	9,0	3,790	7,9
	C03	2,0	FT	50000	19783	39,566	T60	0,032994	Fase A	28,353	137,820	170,000	9,0	3,150	7,9

Tabela 70 – Disjuntor D2-4 - Falta Terminal Quilométrica

	Caso	Tempo de simulação (ciclos)	Tipo	Corrente Nominal (A)	Corrente Nominal (A)	(%)	Envoltória	Abertura de fases (s)	TRT (kV)					TCTR (kV/μs)	
									Polo	u1	Máx	Ref	t1 (μs)	C	Ref
D2-4	C01	2,0	FT	50000	18923	37,846	T60	0,033009	Fase A	33,808	133,850	170,000	8,0	4,226	7,9
	C02	2,0	FT	50000	18937	37,874	T60	0,033043	Fase A	32,794	136,330	170,000	8,0	4,099	7,9
	C03	2,0	FT	50000	18920	37,840	T60	0,033003	Fase A	33,592	134,280	170,000	8,0	4,199	7,9

Tabela 71 – Disjuntor D2-5 - Falta Terminal Quilométrica

	Caso	Tempo de simulação (ciclos)	Tipo	Corrente Nominal (A)	Corrente Nominal (A)	(%)	Envoltória	Abertura de fases (s)	TRT (kV)					TCTR (kV/μs)	
									Polo	u1	Máx	Ref	t1 (μs)	C	Ref
D2-5	C01	2,0	FT	50000	20149	40,298	T60	0,033015	Fase A	36,330	132,880	170,000	8,0	4,541	7,9
	C02	2,0	FT	50000	20201	40,402	T60	0,033019	Fase A	39,068	134,610	170,000	8,0	4,884	7,9
	C03	2,0	FT	50000	20182	40,364	T60	0,033016	Fase A	35,726	132,800	170,000	8,0	4,466	7,9

Tabela 72 – Disjuntor D2-6 - Falta Terminal Quilométrica

	Caso	Tempo de simulação (ciclos)	Tipo	Corrente Nominal (A)	Corrente Nominal (A)	(%)	Envoltória	Abertura de fases (s)	TRT (kV)					TCTR (kV/μs)	
									Polo	u1	Máx	Ref	t1 (μs)	C	Ref
D2-6	C01	2,0	3F - ISO	50000	20023	40,046	T60	0,033016	Fase A	32,293	136,780	170,000	9,0	3,588	7,9
	C02	2,0	3F - ISO	50000	20271	40,542	T60	0,033023	Fase A	36,642	137,050	170,000	9,0	3,849	7,9
	C03	2,0	3F - ISO	50000	20030	40,060	T60	0,033022	Fase A	32,581	137,120	170,000	9,0	3,620	7,9

Nos estudos de falta quilométrica a inserção de capacitância no terminal fonte do disjuntor diminuiu a magnitude da TCTR para todos os disjuntores. Nos disjuntores D2-2, D2-3, D2-5 e D2-6 a condição do BC no terminal linha do disjuntor no estado ligado resultou em aumento nos valores de TCTR. Finalmente, em relação aos valores de TRT máxima não ocorreram transgressões para todos os disjuntores analisados.

6.1.3 Disjuntores adjacentes ao barramento B62 (Falta Trifásica)

As Tabelas 73 a 78 apresentam os resultados das simulações para falta terminal no lado linha do disjuntor realizadas respectivamente para os disjuntores D62-1, D62-3, D62-4, D62-5 e D62-6 adjacentes ao Barramento B62. Com viés de avaliar os resultados foram consideradas as

seguintes envoltórias presumidas: D62-1(Envoltória T88), D62-2 (Envoltória T89), D62-3 (Envoltória T88), D62-4 (Envoltória T89) e D62-6 (Envoltória T90).

A Figura 63 aponta a posição específica de cada um dos referidos disjuntores no SDAT em análise e sintetizam os componentes do alusivo sistema. Para o disjuntor D62-1 considerou um BC de 45 MVar localizado no barramento B60 a 40 km do Barramento B62 e para o disjuntor D62-6 considerou um BC de 60 MVar localizado no barramento B11 a 100 km do Barramento B62.

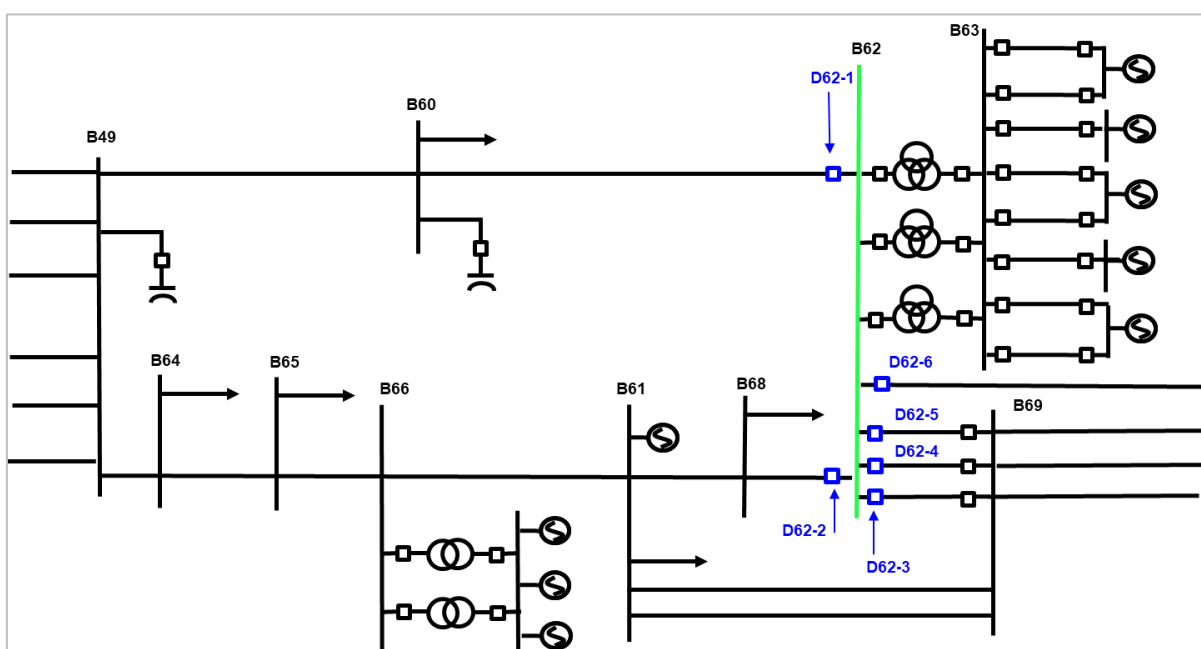


Figura 63 - Disjuntor D26-1, D62-2, D62-3, D62-4, D62-5 e D62-6 para falta terminal

Em observância as Tabelas 73 a 78 observa-se que para todos os disjuntores não ocorreram transgressões nos valores de TRT. Adicionalmente, ressalta-se que não ocorram transgressões nos valores de TCTR, exceto para o disjuntor D62-2 e D62-6.

Tabela 73 -Disjuntor D62-1 – Falta Terminal

	Caso	Tempo de simulação (ciclos)	Tipo	Corrente Nominal (A)	Corrente Nominal (A)	(%)	Envoltória	Abertura de fases (s)	TRT (kV)					TCTR (kV/μs)	
									Polo	u1	Máx	Ref	t1 (μs)	C	Ref
D62-1	C01	2,0	3F - ISO	50000	43765	87,530	T88	0,029069	Fase C	133,300	163,020	220,000	301,0	0,443	2,0
	C02	2,0	3F - ISO	50000	43805	87,610	T88	0,029074	Fase C	132,510	162,580	220,000	295,0	0,449	2,0
	C03	2,0	3F - ISO	50000	43793	87,586	T88	0,029068	Fase C	3,675	162,990	220,000	2,0	1,837	2,0
	C04	2,0	3F - ISO	50000	43833	87,666	T88	0,029072	Fase C	6,132	162,560	220,000	2,0	1,340	2,0

Tabela 74-Disjuntor D62-2 – Falta Terminal

	Caso	Tempo de simulação (ciclos)	Tipo	Corrente Nominal (A)	Corrente Nominal (A)	(%)	Envoltória	Abertura de fases (s)	TRT (kV)					TCTR (kV/μs)	
									Polo	u1	Máx	Ref	t1 (μs)	C	Ref
D62-2	C01	2,0	3F - ISO	50000	44349	88,698	T89	0,029024	Fase C	101,730	144,190	220,000	968,7	0,588	2,0
	C03	2,0	3F - ISO	50000	44377	88,754	T89	0,029095	Fase C	2,833	114,250	220,000	1,0	2,833	2,0

Tabela 75 - Disjuntor D62-3 – Falta Terminal

D62-3	Caso	Tempo de simulação (ciclos)	Tipo	Corrente Nominal (A)	Corrente Nominal (A)	(%)	Envoltória	Abertura de fases (s)	TRT (kV)					TCTR (kV/μs)	
									Polo	u1	Máx	Ref	t1 (μs)	C	Ref
C01	C01	2,0	3F - ISO	50000	43876	87,752	T88	0,035000	Fase C	74,386	91,723	220,000	134,0	0,555	2,0
									Fase C	2,872	91,749	220,000	2,0	1,436	2,0

Tabela 76 - Disjuntor D62-4 – Falta Terminal

D62-4	Caso	Tempo de simulação (ciclos)	Tipo	Corrente Nominal (A)	Corrente Nominal (A)	(%)	Envoltória	Abertura de fases (s)	TRT (kV)					TCTR (kV/μs)	
									Polo	u1	Máx	Ref	t1 (μs)	C	Ref
C01	C01	2,0	3F - ISO	50000	43876	87,752	T88	0,035000	Fase C	74,386	91,723	220,000	134,0	0,555	2,0
									Fase C	2,872	91,749	220,000	2,0	1,436	2,0

Tabela 77 - Disjuntor D62-5 – Falta Terminal

D62-5	Caso	Tempo de simulação (ciclos)	Tipo	Corrente Nominal (A)	Corrente Nominal (A)	(%)	Envoltória	Abertura de fases (s)	TRT (kV)					TCTR (kV/μs)	
									Polo	u1	Máx	Ref	t1 (μs)	C	Ref
C01	C01	2,0	3F - ISO	50000	44517	89,090	T89	0,029034	Fase C	86,891	107,890	220,000	163,000	0,533	2,0
									Fase C	2,624	107,850	220,000	2,0	1,312	2,0

Tabela 78 - Disjuntor D62-6 – Falta Terminal

D62-6	Caso	Tempo de simulação (ciclos)	Tipo	Corrente Nominal (A)	Corrente Nominal (A)	(%)	Envoltória	Abertura de fases (s)	TRT (kV)					TCTR (kV/μs)	
									Polo	u1	Máx	Ref	t1 (μs)	C	Ref
C01	C01	2,0	3F - ISO	50000	44529	89,058	T90	0,029057	Fase C	137,460	153,100	219,000	302,0	0,455	2,0
									Fase C	124,990	153,070	219,000	245,0	0,510	2,0
									Fase C	3,304	152,030	219,000	1,0	3,304	2,0
									Fase C	3,427	152,070	219,000	1,0	3,427	2,0

6.1.4 Disjuntores adjacentes ao barramento B62 (Falta Quilométrica)

As Tabelas 79 a 84 apresentam os resultados das simulações para falta terminal quilométrica no lado linha do disjuntor realizadas respectivamente para os disjuntores D62-1, D62-3, D62-4, D62-5 e D62-6 adjacentes ao Barramento B62.

Tabela 79- Disjuntor D62-1 – Falta Quilométrica

D62-1	Caso	Tempo de simulação (ciclos)	Tipo	Corrente Nominal (A)	Corrente Nominal (A)	(%)	Envoltória	Abertura de fases (s)	TRT (kV)					TCTR (kV/μs)	
									Polo	u1	Máx	Ref	t1 (μs)	C	Ref
C01	C01	2,0	FT	50000	25430	50,860	T60	0,033110	Fase A	48,360	125,050	170,000	9,0	5,373	7,9
									Fase A	44,123	130,630	170,000	9,000	4,903	7,9
									Fase A	48,331	125,090	170,000	9,0	5,370	7,9

Tabela 80- Disjuntor D62-2 – Falta Quilométrica

D62-2	Caso	Tempo de simulação (ciclos)	Tipo	Corrente Nominal (A)	Corrente Nominal (A)	(%)	Envoltória	Abertura de fases (s)	TRT (kV)					TCTR (kV/μs)	
									Polo	u1	Máx	Ref	t1 (μs)	C	Ref
C01	C01	2,0	FT	50000	25720	51,440	T60	0,033114	Fase A	49,486	123,220	170,000	8,0	6,186	7,9
									Fase A	47,240	123,980	170,000	9,0	5,249	7,9

Tabela 81- Disjuntor D62-3 – Falta Quilométrica

D62-3	Caso	Tempo de simulação (ciclos)	Tipo	Corrente Nominal (A)	Corrente Nominal (A)	(%)	Envoltória	Abertura de fases (s)	TRT (kV)					TCTR (kV/μs)	
									Polo	u1	Máx	Ref	t1 (μs)	C	Ref
	C01	C01	FT	50000	24157	48,314	T60	0,033117	Fase A	47,138	95,238	170,000	8,0	5,890	7,9
	C03	C03	FT	50000	24133	48,266	T60	0,033118	Fase A	44,321	95,578	170,000	8,0	5,540	7,9

Tabela 82- Disjuntor D62-4 – Falta Quilométrica

D62-4	Caso	Tempo de simulação (ciclos)	Tipo	Corrente Nominal (A)	Corrente Nominal (A)	(%)	Envoltória	Abertura de fases (s)	TRT (kV)					TCTR (kV/μs)	
									Polo	u1	Máx	Ref	t1 (μs)	C	Ref
	C01	2,0	FT	50000	24157	48,314	T60	0,033117	Fase A	47,138	95,238	170,000	8,0	5,890	7,9
	C03	2,0	FT	50000	24133	48,266	T60	0,033118	Fase A	44,321	95,578	170,000	8,0	5,540	7,9

Tabela 83- Disjuntor D62-5 – Falta Quilométrica

D62-5	Caso	Tempo de simulação (ciclos)	Tipo	Corrente Nominal (A)	Corrente Nominal (A)	(%)	Envoltória	Abertura de fases (s)	TRT (kV)					TCTR (kV/μs)	
									Polo	u1	Máx	Ref	t1 (μs)	C	Ref
	C01	2,0	FT	50000	24694	49,388	T60	0,033111	Fase A	45,459	100,930	170,000	8,0	5,682	7,9
	C03	2,0	FT	50000	24701	49,402	T60	0,033115	Fase A	47,400	100,170	170,000	8,0	5,237	7,9

Tabela 84- Disjuntor D62-6 – Falta Quilométrica

D62-6	Caso	Tempo de simulação (ciclos)	Tipo	Corrente Nominal (A)	Corrente Nominal (A)	(%)	Envoltória	Abertura de fases (s)	TRT (kV)					TCTR (kV/μs)	
									Polo	u1	Máx	Ref	t1 (μs)	C	Ref
	C01	2,0	FT	50000	25741	51,482	T60	0,033084	Fase A	50,337	125,590	170,000	8,0	5,593	7,9
	C02	2,0	FT	50000	25784	51,568	T60	0,033076	Fase A	44,197	127,940	170,000	9,0	4,910	7,9
	C03	2,0	FT	50000	25654	51,308	T60	0,033083	Fase A	47,127	125,700	170,000	9,0	5,236	7,9

Nos estudos de falta quilométrica a inserção de capacitância no terminal fonte do disjuntor diminuiu a magnitude da TCTR para todos os disjuntores. Nos disjuntores D62-5 e D62-6 a inserção de BC no terminal linha do disjuntor também diminuiu a TCTR. Finalmente, em relação aos valores de TRT máxima, observa-se que não ocorreram transgressões nos disjuntores adjacentes ao Barramento B62.

7. CONCLUSÕES

7.1 Conclusões gerais

A verificação contínua dos indicadores de desempenho e dos requisitos técnicos mínimos exigidos pela regulamentação do setor elétrico vislumbram elencar condições que possam afetar a operação do sistema elétrico de potência e o desempenho dos seus equipamentos elétricos. A resultante desta verificação baliza a atuação dos agentes no referido sistema e define as suas responsabilidades quando do acesso ou permanência neste. As regulamentações técnicas associadas ao acesso às instalações de transmissão estabelecem os critérios, as premissas e os valores limites associados aos indicadores de desempenho.

A promulgação da REN nº 756/2016, a qual aprovou a faixa de valores mais restritiva para o fator de potência nos barramentos de fronteira com a RB, estimulou diversas análises com o propósito de inserção de potência reativa capacitiva tradicional nos alusivos barramentos e promoveu a realização de diversas medições para fins verificação do fator supracitado. Apesar dos benefícios e das funcionalidades elencadas quanto ao SMF, no que concerne ao monitoramento do fator de potência, as leituras e os registros das medições proporcionadas pelo referido sistema, são confidencialidades do agente de distribuição e não estão disponíveis publicamente para acesso. Diante disso, o trabalho propôs-se a determinar uma faixa de potência reativa capacitiva tradicional que possibilitasse uma melhoria no fator de potência, de acordo com os objetivos propostos, ao invés de se determinar um único valor de potência reativa capacitiva que o ajustasse de forma eficaz, caso o seu valor fosse de conhecimento.

Reitera-se que, o fator de potência, apesar de ser um indicador monitorado em regime permanente, propicia o aumento de transitórios eletromagnéticos no alusivo sistema devido ao chaveamento de bancos de capacitores para fins de adequabilidade da sua faixa de valores. Neste aspecto, a regulamentação vigente estabelece que os transitórios de energização de bancos de capacitores em derivação instalados para a correção de fator de potência não devem afetar o desempenho das instalações de transmissão ou de agentes conectados na rede básica, e não devem ocasionar a superação de disjuntores preexistentes. Neste aspecto, este trabalho verificou a faixa de potência reativa capacitiva tradicional definida de 20 MVar a 60 MVar, através da inserção de BC individuais de 20 MVar, 40 MVar e 60 MVar.

Nas simulações estatísticas, realizadas para definição dos valores mais críticos das sobretensões e das sobrecorrentes proporcionadas pela energização dos referidos BC, foi possível observar que os valores ficaram aderentes aos valores estimados conforme as

normativas técnicas associadas e apresentaram-se inferiores aos valores normalizados para a superação dos disjuntores em análise. Adjunto, os filtros com potência reativa capacitiva de 60 MVar e sintonizados em unidades segregadas de 5ª e 7ª harmônica, devido à reatância indutiva proveniente dos seus indutores, resultou em valores de sobretensões e sobrecorrentes consideravelmente menores do que os obtidos pelo BC de mesma potência isoladamente.

Em relação a TRT, para as faltas terminais trifásicas nos disjuntores avaliados e adjacentes aos Barramentos B2 e B62, as análises evidenciaram o comportamento das sobretensões conforme descrito e prospectado. A variação decorrente na TRT devido à condição de funcionamento dos BC conectados no terminal de linha de alguns dos disjuntores em análise, conferiu à estes a sua importância nos estudos de verificação de capacidade. Apesar dos BC conectados no terminal linha do disjuntor proporcionarem um incremento na amplitude da TRT, os valores resultantes das simulações proporcionaram a manutenção destes dentro dos valores normalizados e presumidos pelas envoltórias empregadas. Similarmente, na condição de faltas quilométricas, os valores de TRT resultantes também apresentaram o mesmo comportamento para os disjuntores supracitados.

Como antevisto, a inserção de capacitância equivalente no lado fonte do disjuntor promoveu uma oscilação inicial de baixa amplitude devido às primeiras reflexões na descontinuidade do barramento para as faltas terminais trifásicas. Logo, a maioria dos disjuntores analisados superaram os valores de TCTR normalizados e presumidos. Neste aspecto, visto que os fenômenos térmicos dos disjuntores podem ser influenciados, recomenda-se uma verificação acuidosa dos valores obtidos quanto à sua veracidade e sua pertinência através do refinamento das simulações. Além disso, propõe-se que seja realizada uma análise conjunta com os fabricantes dos disjuntores com o objetivo de melhorar a precisão dos resultados.

No que concerne à inserção de capacitância equivalente para a condição de faltas quilométricas, a sua inserção não promoveu nenhuma alteração significativa nos valores de TRT e TCTR justamente devido ao seu baixo valor considerado. Entretanto, com o emprego nas simulações de um valor consideravelmente representativo da alusiva capacitância, esta proporcionou a minimização dos valores de TRT e TCTR. Adicionalmente, em relação a condição de faltas quilométricas, ressalta-se que, independente da inserção de capacitância adicional no lado fonte ou no lado linha dos disjuntores supracitados, os valores de TRT e TCTR não foram superados.

Finalmente, devido às justificativas postas em relação à inserção dos BC de 20 MVar, 40 MVar e 60 MVar e, dos filtros de 60 MVar sintonizados na 5ª e 7ª harmônica, a faixa de potência reativa capacitiva definida de 20 MVar a 60 MVar em consonância as condições

simuladas neste trabalho, não corroboram para a superação dos disjuntores adjacentes aos Barramentos B2 e B62 quanto às correntes de energização dos referidos bancos e às TRT para os cenários de análise considerados, inverno patamar de carga leve e pesada.

7.2 Proposta para trabalhos futuros

Como complemento deste trabalho, em relação aos transitórios de energização de BC, propõe-se a realização de simulações que contemplem a indutância do barramento para fins de verificação da atenuação das correntes de energização. Para os estudos de TRT, na condição de faltas terminais realizadas no lado linha dos disjuntores, propõe-se como trabalho futuro, a realização de simulações relacionadas às faltas trifásicas aterradas e bifásicas, à abertura em oposição de fase e à abertura de correntes capacitivas.

Além disso, propõe-se a inclusão das capacitâncias equivalentes típicas e concentradas dos equipamentos da SE conectadas nos barramentos e adjacentes aos disjuntores em análise para a realização de uma simulação de TRT e TCTR mais refinada. Finalmente, propõe-se também como trabalho futuro, a verificação da suportabilidade e da superação dos demais equipamentos existentes na SE adjacentes aos BC, como os para-raios e os transformadores.

7.3 Artigo

C. P. Nakanami, B. D. Bonatto, M. C. Passaro. **“Análise dos Impactos Provenientes da Instalação de Bancos de Capacitores na Fronteira com a Rede Básica”**. CBQEE 2021 – XIV Conferência Brasileira sobre Qualidade da Energia Elétrica, Foz do Iguaçu - PR, 29 de agosto a 01 de setembro de 2021.

REFERÊNCIAS

- [1] Operador Nacional do Sistema Elétrico, “Submódulo 1.2 Glossário dos Procedimentos de Rede,” 2020. [Online]. Available: <http://www.ons.org.br>
- [2] Operador Nacional do Sistema Elétrico, “Submódulo 2.1 Definição das redes do Sistema Interligado Nacional,” 2020. [Online]. Available: <http://www.ons.org.br>
- [3] Agência Nacional de Energia Elétrica, “Resolução Normativa número 67/2004,” 2004. Accessed: Dec. 14, 2021. [Online]. Available: www.aneel.gov.br
- [4] Operador Nacional do Sistema Elétrico, “Submódulo 5.3 Controle da Geração,” 2020. Accessed: Dec. 14, 2021. [Online]. Available: <http://www.ons.org.br>
- [5] Agência Nacional de Energia Elétrica, “Resolução Normativa número 756/2016,” 2016. Accessed: Dec. 14, 2021. [Online]. Available: www.aneel.gov.br
- [6] Agência Nacional de Energia Elétrica, “Módulo 3 Acesso ao Sistema de Distribuição,” 2017.
- [7] Operador Nacional do Sistema Elétrico, “Submódulo 2.10 Requisitos Mínimos Conexão,” 2020.
- [8] Agência Nacional de Energia Elétrica, “Módulo 8 Qualidade da Energia Elétrica,” 2021.
- [9] Agência Nacional de Energia Elétrica, “Resolução Normativa número 414/2010,” 2010. Accessed: Dec. 14, 2021. [Online]. Available: www.aneel.gov.br
- [10] S. E. Tokuno, V. T. Medeiros, R. de F. Fachada, and D. E. Ito, “Análise do fator de potência nos pontos de fronteira em função da alteração dos limites definidos nos Procedimentos de Rede,” *XXV Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica*, 2018.
- [11] V. Vasconcellos, D. E. Ito, R. D. F. Fachada, and S. E. Tokuno, “Impacto da Cogeração a Biomassa no Planejamento Energético das Distribuidoras o Caso da CPFL Paulista Regiões Nordeste e Noroeste,” *XXIII Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica*, 2015.
- [12] S. T. Tokuno, R. F. F. Fachada, O. H. S. Vicentini, and D. E. Ito, “Influência da Geração Distribuída no Planejamento da Expansão do Sistema de Distribuição e Impactos no MUST,” *XXV Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica*, 2019.
- [13] Operador Nacional do Sistema, “<https://sintegre.ons.org.br>,” Mar. 23, 2021.

-
- [14] Operador Nacional do Sistema Elétrico, “Diretrizes para a Elaboração de Projetos Básicos para Empreendimentos de Transmissão,” 2013. Accessed: Dec. 14, 2021. [Online]. Available: <http://www.ons.org.br>
- [15] Operador Nacional do Sistema Elétrico, “Critérios para Análise de Superação de Equipamentos e Instalações de Alta Tensão,” 2014. Accessed: Dec. 14, 2021. [Online]. Available: <http://www.ons.org.br>
- [16] Operador Nacional do Sistema Elétrico, “Submódulo 2.3 Premissas, Critérios e Metodologia para Estudos Elétricos,” 2020. Accessed: Dec. 14, 2021. [Online]. Available: <http://www.ons.org.br>
- [17] Operador Nacional do Sistema, “Submódulo 2.14 Requisitos mínimo para o Sistema de Medição para Faturamento,” 2020.
- [18] Operador Nacional do Sistema Elétrico, “Submódulo 2.9 Requisitos mínimos de qualidade de energia elétrica para acesso ou integração à Rede Básica,” 2020. [Online]. Available: <http://www.ons.org.br>
- [19] Agência Nacional de Energia Elétrica, “Módulo 3 - Acesso ao sistema de distribuição,” 2017.
- [20] Fabrício Silveira Chaves, “Avaliação Técnica do Desempenho da Compensação Reativa Shunt Capacitiva Aplicada à Expansão de Sistemas Elétricos,” Belo Horizonte, 2007.
- [21] F. M. P. Pamplona, D. Fernandes Jr., B. A. Souza, and W. L. A. Neves, “Sobretensões Transitórias Decorrentes de Manobras de Bancos de Capacitores,” *Congresso Brasileiro de Automática*, Jan. 2002.
- [22] O. O. Sergio Frontin, *Equipamentos de Alta Tensão - Prospecção e Hierarquização de Inovações Tecnológicas*, 1ª edição. Brasília, 2013.
- [23] D. Committee of the IEEE Power and E. Society, “IEEE Guide for Application of Shunt Power Capacitors.”
- [24] Report by Working Group 3.4.17 of the IEEE, “Impact of Shunt Capacitor Banks on Substation Surge Environment and Surge Arrester Applications,” *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 11, 1996.
- [25] M. A. Barbosa, “Conversão de Bancos de Capacitores em Filtros de Harmônicas,” *XXV Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica*, 2019.
- [26] IEEE Power & Energy Society, *IEEE Std 1531 - IEEE Guide for Application and Specification of Harmonic Filters*. Institute of Electrical and Electronics Engineers, 2003.

-
- [27] Working Group 3.4.17 of the IEEE Surge Protective Devices Committee, “Impact of Shunt Capacitor Banks on Substation Surge Environment and Surge Arrester Applications,” *IEEE Transactions on Power Delivery*, 1996.
 - [28] F. Silveira Chaves and M. H. Murta Vale, “Avaliação Técnica de Planos de Expansão de Compensação Reativa e Controle de Tensão,” *1º SPGEE - Seminário do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica*, 2005.
 - [29] A. R. F. Freire, “A Operação de Bancos de Capacitores e reatores Manobráveis e os Custos e Riscos Associados para as Empresas de Transmissão,” *XVI Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica*, 2001.
 - [30] Associação Brasileira de Normas Técnicas, “NBR IEC 62271-100: Disjuntores de alta tensão de corrente alternada,” 2016.
 - [31] IEEE Power & Energy Society, “IEEE Std C37.012 - IEEE Guide for the Application of Capacitance Current Switching for AC High-Voltage Circuit Breakers Above 1000 V Sponsored by the Switchgear Committee IEEE Power and Energy Society,” 2014.
 - [32] IEEE Power & Energy Society, *IEEE Std C37.06 - 2009, IEEE Standard for AC High - Voltage Circuit Breakers Rated on a Symmetrical Current Basis - Preferred Ratings and Related Required Capabilities for Voltages Above 1000 V*. IEEE, 2009.
 - [33] J. C. Das, “Analysis and Control of Large-Shunt-Capacitor-Bank Switching Transients,” *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 41, no. 6, Nov. 2005, doi: 10.1109/TIA.2005.858279.
 - [34] R. D. (Ruben D.) Garzon, *High voltage circuit breakers : design and applications*. Marcel Dekker, 2002.
 - [35] M. M. Saied, “The kilometric faults: Modeling and normalized relations for line transients and the breaker-recovery voltage,” *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 20, no. 2 I, pp. 1025–1030, Apr. 2005, doi: 10.1109/TPWRD.2004.832358.
 - [36] J. C. Das, “TRV (Transient Recovery Voltage) in High Voltage Current Interruption,” *IEEE Transactions on Industry Applications* , 2018.
 - [37] L. C. Zanetta Junior, *Transitórios Eletromagnéticos em Sistemas de Potência*. São Paulo, 2020.
 - [38] IEEE Power and Energy Society, *IEEE Std C37.011 - 2019 IEEE Guide for the Application Transient Recovery Voltage for AC High-Voltage Circuit Breakers with Rated Maximum Voltage above 1000 V*. 2019.
 - [39] *C37.011-2005 IEEE Application Guide for Transient Recovery Voltage for AC High-Voltage Circuit Breakers*. 2005.

-
- [40] R. A. Niernerg and T. E. Grebe, "Study of 345 kV Transient Recovery Voltages on the Illinois Power System," *International Conference on Power Systems Transients*, 2005.
 - [41] R. G. Colclaser, L. E. B. Member, and I. D. E. Buettner, "Effect of Capacitors on the Short-Line Fault Component of Transient Recovery Voltage," *IEEE TRANSACTIONS ON POWER APPARATUS AND SYSTEMS*, no. 2, 1971.
 - [42] S. Shaposhnikov, "Effect of Additional Capacities on Transients Recovery Voltage in the Short - Line - Fault Regime," *Conference of Russian Young Researchers in Electrical and Electronic Engineering*, 2019.
 - [43] J. C. Das and D. C. Mohla, "Harmonization of ANSI/IEEE standards for high-voltage circuit breakers with IEC and its impact on application and analysis," in *IEEE Conference Record of Annual Pulp and Paper Industry Technical Conference*, 2011, pp. 83–95. doi: 10.1109/PPIC.2011.5982882.
 - [44] "10.06 -IEEE Standard for AC High-Voltage Circuit Breakers Rated on a Symmetrical Current Basis - Preferred Ratings and Related Required Capabilities for Voltages Above 1000 V," 2009. doi: 10.1109/IEEESTD.2009.5318709.
 - [45] IEEE Power & Energy Society, *IEEE Std C37.010 - 2016, IEEE Application Guide for AC High-Voltage Circuit Breakers >1000 Vac Rated on a Symmetrical Current Basis*. IEEE, 2016.
 - [46] D. P. Dorantes, M. H. Ángeles, and O. F. Cruz, "A methodology to determine Transient Recovery Voltage in short-line fault," Jan. 2017. doi: 10.1109/ROPEC.2016.7830591.
 - [47] IEEE Power & Energy Society, "IEEE Std C37.12 - 2008, IEEE Guide for Specifications of High-Voltage Circuit Breakers (over 1000 Volts)," 2008.
 - [48] D. G. Pimenta and J. A. Filho, "Configuration of Subroutine MODELS of ATPDraw in Transient Recovery Voltage (TRV) Studies for Circuit Breakers," *International Conference on Power Systems Transients*, 2005.
 - [49] J. A. Filho and D. G. Pimenta, "Aplicação da Rotina Models e da Interface ATPDraw do Progrma ATP/EMTP para o Cálculo dos Valores de Pico, dos Instantes de Tempo Correspondentes e da Txa de Crescimento da Tensão de Restabelecimento Transitória (TRT) em Disjuntores, bem com paea a Impressão de Envoltórias de Referência Normalizadas," *XVII Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica*, 2003.

-
- [50] IEEE Task Force on Load Representation for Dynamic Performance, "Load Representation for Dynamic Performance Analysis," *IEEE Transaction on Power Systems*, pp. 472–482, 1993.
- [51] G. M. Junior, E. C. Senger, E. C. N. Rodrigues, R. M. Nakagomi, and E. L. Pellini, "Sistema para Localização de Faltas em Linhas de Transmissão com Subestações Conectadas em Derivação," *Revista Controle e Automação*, 2010.
- [52] G. Santos Jr, H. M. de Barros, J. C. Ferreira, and F. D. de Jesus, "Ferramenta Gráfica e Interativa para Automação do Ajuste de Casos-Base Associados a Estudos de Transitórios Eletromagnéticos Devidos a Manobras em ATP," *XIX Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica*, 2007.
- [53] A. F. A. Lima, Á. J. P. Ramos, and Y. S. Dantas, "Análise Crítica da Abordagem Estatística de Transitórios Eletromagnéticos Associados a Manobras de Equipamentos e Linhas de Transmissão," *XIX Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica*, 2017.
- [54] Operador Nacional do Sistema Elétrico, "Sumário Referenciado Diretrizes para a Elaboração de Projetos Básicos para Empreendimentos de Transmissão," 2013. Accessed: Dec. 14, 2021. [Online]. Available: <http://www.ons.org.br>
- [55] IEEE Power & Energy Society, "IEEE Std 1036 - 2010, IEEE Guide for Application of Shunt Power Capacitors," 2010.
- [56] C. José *et al.*, "An ATP Simulation of Shunt Capacitor Switching in an Electrical Distribution System," *International Conference on Power Systems Transients*, 2001.
- [57] A. V. Fontes, "Aprimoramento do Processo de Recomposição de um Sistema de Distribuição de 69 kV," 2015.
- [58] M. v. Garbelotti, "Sistema Digital para Manobra Sincronizada de Disjuntores Estudo e Especificação Funcional," São Paulo, 2006.
- [59] A. R. F. Freire, "A Operação de Bancos de Capacitores e Reatores Manobráveis e os Custos e Riscos Associados para as Empresas de Transmissão," *XVI Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica*, 2001.
- [60] R. L. Moraes, "Impacto da Proximidade entre Circuitos Durante a Energização de Linhas de Transmissão de Extra Alta Tensão," Rio de Janeiro, 2015.
- [61] M. Sanaye-Pasand, M. R. Dadashzadeh, and M. Khodayar, "Limitation of Transmission Line Switching Overvoltages using Switchsync Relays," *International Conference on Power Systems Transients*, 1998.

APÊNDICE I – Dados de regime permanente Parpel 2021/2025

Tabela 85 - Valores de Potência de Carga do SDAT - Inverno 2021 e 2025

			Carga Inverno Leve		Carga Inverno Leve		Carga Inverno - Leve		Carga Inverno Média 2021		Carga Inverno Média 2025		Carga Inverno - Média		Carga Inverno Pesada 2021		Carga Inverno Pesada 2025		Carga Inverno - Pesado	
Núm	Tipo	Tensão (kV)	P (MW)	Q (Mvar)	P (MW)	Q (Mvar)	P (%)	Q (%)	P (MW)	Q (Mvar)	P (MW)	Q (Mvar)	P (%)	Q (%)	P (MW)	Q (Mvar)	P (MW)	Q (Mvar)	P (%)	Q (%)
3	1- PV	138	2,9	3,0	3,2	3,8	10,3	26,7	3,9	2,2	4,2	3,0	7,7	36,4	8,5	5,7	9,2	6,7	8,2	17,5
4	0- PQ	138	16,2	7,8	17,5	8,9	8,0	14,1	43,2	19,9	46,8	22,0	8,3	10,6	36,5	17,2	39,5	19,2	8,2	11,6
5	0- PQ	138	6,1	5,2	6,6	5,9	8,2	13,5	14,6	7,3	15,8	8,1	8,2	11,0	11,4	6,2	12,3	6,9	7,9	11,3
6	0- PQ	138	7,7	4,9	8,3	5,6	7,8	14,3	16,0	9,3	17,4	10,3	8,7	10,8	16,1	9,9	17,5	10,9	8,7	10,1
7	1- PV	138	0,0	0,0	0,0	0,0	*	*	0,0	0,0	0,0	0,0	*	*	0,0	0,0	0,0	0,0	*	*
8	1- PV	138	0,0	0,0	0,0	0,0	*	*	0,0	0,0	0,0	0,0	*	*	0,0	0,0	0,0	0,0	*	*
9	1- PV	138	0,0	0,0	0,0	0,0	*	*	0,0	0,0	0,0	0,0	*	*	0,0	0,0	0,0	0,0	*	*
10	0- PQ	138	10,1	4,3	10,9	5,1	7,9	18,6	17,4	6,4	18,8	7,3	8,0	14,1	16,1	5,5	17,5	6,3	8,7	14,5
11	0- PQ	138	6,7	2,8	7,3	3,4	9,0	21,4	22,9	9,7	24,8	10,9	8,3	12,4	18,8	8,1	20,4	9,1	8,5	12,3
12	0- PQ	138	2,2	1,8	2,4	2,1	9,1	16,7	3,7	1,7	4,0	2,0	8,1	17,6	2,9	2,1	3,2	2,4	10,3	14,3
13	1- PV	138	0,0	0,4	0,0	0,7	*	75,0	0,0	0,2	0,0	0,5	*	150,0	0,0	0,2	0,0	0,5	*	150,0
14	0- PQ	138	8,8	4,9	9,5	5,8	8,0	18,4	18,3	8,2	19,8	9,5	8,2	15,9	15,6	7,7	16,9	8,9	8,3	15,6
15	0- PQ	138	4,5	1,5	4,9	2,1	8,9	40,0	9,7	4,0	10,5	4,9	8,2	22,5	9,3	3,6	10,1	4,5	8,6	25,0
16	0- PQ	138	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*
17	0- PQ	138	0,0	0,4	0,0	0,7	*	75,0	8,0	3,8	8,7	4,3	8,7	13,2	2,6	0,4	2,8	0,6	7,7	50,0
18	0- PQ	138	5,6	5,2	6,1	5,6	8,9	7,7	17,2	10,7	18,7	11,6	8,7	8,4	0,9	1,4	1,0	1,5	11,1	7,1
19	0- PQ	138	12,2	5,2	13,2	5,8	8,2	11,5	38,6	16,1	41,8	17,6	8,3	9,3	31,9	14,8	34,5	16,2	8,2	9,5
20	1- PV	138	0,0	0,0	0,0	0,0	*	*	0,0	0,0	0,0	0,0	*	*	0,0	0,0	0,0	0,0	*	*
21	0- PQ	138	16,4	10,1	17,7	11,5	7,9	13,9	27,1	13,9	29,4	15,6	8,5	12,2	19,0	10,3	20,5	11,6	7,9	12,6
22	1- PV	138	0,0	0,0	0,0	0,0	*	*	0,0	0,0	0,0	0,0	*	*	0,0	0,0	0,0	0,0	*	*
23	0- PQ	138	5,8	1,7	6,3	2,2	8,6	29,4	6,8	1,6	7,4	2,0	8,8	25,0	6,0	1,2	6,5	1,6	8,3	33,3
24	0- PQ	138	0,0	0,0	0,0	0,0	*	*	0,0	0,0	0,0	0,0	*	*	0,0	0,0	0,0	0,0	*	*
25	0- PQ	69	5,0	1,9	5,4	2,9	8,0	52,6	10,1	3,7	11,0	4,9	8,9	32,4	8,5	3,0	9,2	4,1	8,2	36,7
26	0- PQ	138	6,1	3,7	6,6	4,0	8,2	8,1	16,4	8,5	17,7	9,2	7,9	8,2	16,5	10,1	17,9	10,9	8,5	7,9
28	0- PQ	138	20,5	7,3	22,2	8,0	8,3	9,6	41,7	17,2	45,1	18,8	8,2	9,3	41,4	17,6	44,8	19,1	8,2	8,5
29	1- PV	138	0,0	0,0	0,0	0,0	*	*	0,0	0,0	0,0	0,0	*	*	0,0	0,0	0,0	0,0	*	*
30	1- PV	138	0,0	0,0	0,0	0,0	*	*	0,0	0,0	0,0	0,0	*	*	0,0	0,0	0,0	0,0	*	*
31	1- PV	138	0,0	0,5	0,0	0,8	*	60,0	0,0	0,2	0,0	0,5	*	150,0	0,0	0,2	0,0	0,5	*	150,0
32	1- PV	138	0,0	0,0	0,0	0,0	*	*	0,0	0,0	0,0	0,0	*	*	0,0	0,0	0,0	0,0	*	*
33	0- PQ	138	0,0	0,0	0,0	0,0	*	*	0,0	0,0	0,0	0,0	*	*	0,0	0,0	0,0	0,0	*	*
34	1- PV	138	0,0	0,0	0,0	0,0	*	*	0,0	0,0	0,0	0,0	*	*	0,0	0,0	0,0	0,0	*	*
35	1- PV	138	0,0	0,0	0,0	0,0	*	*	0,0	0,0	0,0	0,0	*	*	0,0	0,0	0,0	0,0	*	*
36	0- PQ	138	34,8	12,2	37,6	14,1	8,0	15,6	85,1	29,1	92,1	32,3	8,2	11,0	68,3	20,0	73,9	22,5	8,2	12,5
37	0- PQ	138	12,8	2,1	13,9	2,5	8,6	19,0	36,3	15,4	39,3	16,9	8,3	9,7	33,0	12,6	35,7	13,9	8,2	10,3
39	0- PQ	138	17,4	2,4	18,8	2,7	8,0	12,5	51,4	19,5	55,6	21,3	8,2	9,2	42,5	12,8	46,0	14,0	8,2	9,4
40	0- PQ	138	6,9	3,1	7,5	3,6	8,7	16,1	12,5	6,2	13,5	7,0	8,0	12,9	11,4	5,7	12,3	6,4	7,9	12,3
41	0- PQ	138	0,0	0,0	0,0	0,0	*	*	0,0	0,0	0,0	0,0	*	*	0,0	0,0	0,0	0,0	*	*
42	0- PQ	138	5,0	0,5	5,4	0,6	8,0	20,0	24,1	8,0	26,1	8,8	8,3	10,0	23,6	8,9	25,6	9,7	8,5	9,0
43	0- PQ	138	13,7	2,4	14,8	2,7	8,0	12,5	56,8	15,1	61,5	16,5	8,3	9,3	38,8	13,6	42,0	14,8	8,2	8,8
45	0- PQ	138	25,7	5,8	27,8	6,7	8,2	15,5	67,8	15,4	73,4	17,1	8,3	11,0	63,7	16,1	68,9	17,9	8,2	11,2
46	0- PQ	138	17,4	9,7	18,8	11,0	8,0	13,4	35,3	17,5	38,2	19,3	8,2	10,3	40,1	19,9	43,4	22,0	8,2	10,6
47	0- PQ	138	12,3	5,9	13,3	6,6	8,1	11,9	27,6	11,3	29,9	12,4	8,3	9,7	27,3	13,2	29,6	14,4	8,4	9,1
48	0- PQ	138	0,0	0,0	0,0	0,0	*	*	0,0	0,0	0,0	0,0	*	*	0,0	0,0	0,0	0,0	*	*
49	0- PQ	138	0,0	0,0	0,0	0,0	*	*	0,0	0,0	0,0	0,0	*	*	0,0	0,0	0,0	0,0	*	*
50	1- PV	138	0,0	0,0	0,0	0,0	*	*	0,0	0,0	0,0	0,0	*	*	0,0	0,0	0,0	0,0	*	*
51	0- PQ	138	12,1	4,3	13,1	4,6	8,3	7,0	41,0	15,7	44,4	17,0	8,3	8,3	34,1	14,1	36,9	15,3	8,2	8,5
52	0- PQ	138	17,8	7,5	19,3	8,3	8,4	10,7	43,0	20,3	46,5	22,2	8,1	9,4	33,7	16,8	36,5	18,4	8,3	9,5
53	1- PV	138	4,5	3,4	4,8	4,6	6,7	35,3	11,0	5,6	11,9	6,9	8,2	23,2	11,2	6,4	12,1	7,8	8,0	21,9
54	0- PQ	138	0,0	0,0	0,0	0,0	*	*	0,0	0,0	0,0	0,0	*	*	0,0	0,0	0,0	0,0	*	*
55	1- PV	138	0,0	0,0	0,0	0,0	*	*	0,0	0,0	0,0	0,0	*	*	0,0	0,0	0,0	0,0	*	*
56	0- PQ	138	0,0	0,0	0,0	0,0	*	*	0,0	0,0	0,0	0,0	*	*	0,0	0,0	0,0	0,0	*	*
57	0- PQ	138	3,2	4,7	3,5	6,7	9,4	42,6	6,9	5,1	7,5	7,1	8,7	39,2	8,6	5,7	9,3	7,8	8,1	36,8
58	1- PV	138	4,0	5,2	4,3	6,4	7,5	23,1	9,0	6,2	9,8	7,5	8,9	21,0	10,1	7,8	10,9	9,3	7,9	19,2
59	1- PV	138	0,0	0,0	0,0	0,0	*	*	0,0	0,0	0,0	0,0	*	*	0,0	0,0	0,0	0,0	*	*
60	0- PQ	138	4,9	3,1	5,3	3,6	8,2	16,1	14,3	8,4	15,5	9,2	8,4	9,5	10,9	6,4	11,8	7,1	8,3	10,9
61	0- PQ	138	18,6	5,7	20,1	6,6	8,1	15,8	31,3	11,0	33,9	12,3	8,3	11,8	36,1	13,1	39,1	14,6	8,3	11,5
64	0- PQ	138	34,0	15,2	36,8	16,5	8,2	8,6	13,7	9,0	14,8	9,7	8,0	7,8	5,3	5,1	5,7	5,6	7,5	9,8
65	0- PQ	138	6,3	3,1	6,8	3,5	7,9	12,9	16,4	8,8	17,7	9,7	7,9	10,2	15,3	7,8	16,5	8,6	7,8	10,3
66	1- PV	138	0,0	0,0	0,0	0,0	*	*	0,0	0,0	0,0	0,0	*	*	0,0	0,0	0,0	0,0	*	*
67	0- PQ	138	11,7	11,1	12,7	12,9	8,5	16,2	52,9	23,8	57,2	26,6	8,1	11,8	47,7	25,8	51,6	28,9	8,2	12,0
68	0- PQ	138	0,5	-0,8	0,6	-0,7	20,0	-12,5	1,1	-0,9	1,2	-0,9	9,1	0,0	0,9	-1,4	0,9	-1,3	0,0	-7,1
69	0- PQ	138	18,5	5,8	20,1	6,6	8,6	13,8	50,8	18,1	55,0	19,8	8,3	9,4	45,0	17,7	48,7	19,5	8,2	10,2
70	0- PQ	138	1,4	0,4	1,5	0,5	7,1	25,0	4,2	1,4	4,6	1,6	9,5	14,3	3,7	1,8	4,0	1,9	8,1	5,6
71	0- PQ	69	0,0	0,0	0,0	0,0	*	*	0,0	0,0	0,0	0,0	*	*	0,0	0,0	0,0	0,0	*	*
72	0- PQ	138	27,5	9,5	29,8	11,0	8,4	15,8	61,8	35,3	66,9	38,9	8,3	10,2	49,7	26,0	53,8	28,8	8,2	10,8
73	0																			

Tabela 86 - Valores de Potência de Carga do SDAT - Inverno 2021 e 2025

			Carga Verão Leve		Carga Verão Leve		Carga Verão - Leve		Carga Verão Média		Carga Verão Média		Carga Verão Média		Carga Verão Pesado		Carga Verão Pesado		Carga Verão - Pesado	
			2021		2025				2021		2025				2021		2025			
Núm	Tipo	Tensão (kV)	P (MW)	Q (Mvar)	P (MW)	Q	P (%)	Q (%)	P (MW)	Q (Mvar)	P (MW)	Q (Mvar)	P (%)	Q (%)	P (MW)	Q (Mvar)	P (MW)	Q (Mvar)	P (%)	Q (%)
3	1- PV	138	5,4	5,1	5,9	6,4	9,3	25,5	10,0	6,9	11,0	8,4	10,0	21,7	8,1	6,7	8,9	8,1	9,9	20,9
4	0- PQ	138	20,3	9,8	22,4	11,4	10,3	16,3	44,7	19,4	49,3	22,1	10,3	13,9	36,8	15,4	40,6	17,7	10,3	14,9
5	0- PQ	138	4,6	2,8	5,1	3,4	10,9	21,4	13,2	7,1	14,5	8,1	9,8	14,1	8,7	4,4	9,6	5,2	10,3	18,2
6	0- PQ	138	8,3	4,6	9,2	5,3	10,8	15,2	16,7	9,9	18,5	11,2	10,8	13,1	15,4	8,4	17,0	9,6	10,4	14,3
7	1- PV	138	0,3	0,3	0,3	0,3	0,0	0,0	0,5	0,5	0,6	0,6	20,0	20,0	0,3	0,4	0,4	0,5	33,3	25,0
8	1- PV	138	0,6	-0,2	0,7	-0,2	16,7	0,0	0,7	0,1	0,8	0,1	14,3	0,0	0,2	0,7	0,3	0,8	50,0	14,3
9	1- PV	138	0,5	-1,2	0,6	-1,0	20,0	-16,7	0,9	-0,8	1,0	-0,7	11,1	-12,5	0,6	-0,8	0,7	-0,7	16,7	-12,5
10	0- PQ	138	8,9	2,5	9,9	3,3	11,2	32,0	21,7	7,9	24,0	9,2	10,6	16,5	20,8	8,2	22,9	9,5	10,1	15,9
11	0- PQ	138	9,1	4,5	10,0	5,5	9,9	22,2	22,0	9,6	24,3	11,1	10,5	15,6	15,2	6,1	16,8	7,2	10,5	18,0
12	0- PQ	138	2,0	0,7	2,2	1,0	10,0	42,9	3,7	1,6	4,1	1,9	10,8	18,8	2,5	1,5	2,8	1,9	12,0	26,7
13	1- PV	138	0,0	0,3	0,0	0,7	*	133,3	0,0	0,2	0,0	0,6	*	200,0	0,0	0,4	0,0	0,8	*	100,0
14	0- PQ	138	10,7	6,1	11,8	7,4	10,3	21,3	16,7	7,4	18,4	8,9	10,2	20,3	15,2	6,1	16,8	7,4	10,5	21,3
15	0- PQ	138	5,5	2,0	6,1	3,0	10,9	50,0	9,1	3,5	10,1	4,5	11,0	28,6	8,9	3,0	9,8	4,0	10,1	33,3
16	0- PQ	138	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*
17	0- PQ	138	1,9	0,6	2,1	0,9	10,5	50,0	4,1	1,3	4,6	1,8	12,2	38,5	3,3	0,7	3,6	1,1	9,1	57,1
18	0- PQ	138	0,6	0,8	0,6	0,9	0,0	12,5	5,2	4,3	5,8	4,8	11,5	11,6	0,8	-1,0	0,9	-0,9	12,5	-10,0
19	0- PQ	138	13,8	5,8	15,2	6,7	10,1	15,5	33,2	12,4	36,7	14,0	10,5	12,9	26,3	9,5	29,0	10,8	10,3	13,7
20	1- PV	138	0,3	0,3	0,3	0,3	0,0	0,0	0,7	0,4	0,8	0,4	14,3	0,0	0,7	0,5	0,8	0,6	14,3	20,0
21	0- PQ	138	13,6	6,7	15,0	8,1	10,3	20,9	26,2	12,7	28,9	14,7	10,3	15,7	18,4	7,5	20,3	9,0	10,3	20,0
22	1- PV	138	0,4	0,3	0,4	0,4	0,0	33,3	0,6	0,4	0,7	0,5	16,7	25,0	0,4	0,5	0,5	0,5	25,0	0,0
23	0- PQ	138	4,3	1,2	4,7	1,6	9,3	33,3	7,4	2,8	8,2	3,4	10,8	21,4	8,8	3,0	9,7	3,7	10,2	23,3
24	0- PQ	138	0,0	0,0	0,0	0,0	*	*	0,0	0,0	0,0	0,0	*	*	0,0	0,0	0,0	0,0	*	*
25	0- PQ	69	5,4	2,2	6,0	3,5	11,1	59,1	9,6	1,2	10,7	2,4	11,5	100,0	8,3	3,6	9,2	5,1	10,8	41,7
26	0- PQ	138	7,6	4,5	8,4	4,9	10,5	8,9	17,5	8,0	19,3	8,8	10,3	10,0	17,4	7,8	19,3	8,6	10,9	10,3
28	0- PQ	138	23,0	7,6	25,4	8,5	10,4	11,8	41,1	17,8	45,4	19,8	10,5	11,2	41,3	16,8	45,6	18,7	10,4	11,3
29	1- PV	138	0,4	0,5	0,5	0,6	25,0	20,0	0,7	0,8	0,8	0,8	14,3	0,0	0,8	0,8	0,9	0,9	12,5	12,5
30	1- PV	138	0,0	0,0	0,0	0,0	*	*	0,0	0,0	0,0	0,0	*	*	0,0	0,0	0,0	0,0	*	*
31	1- PV	138	0,7	1,0	0,7	1,4	0,0	40,0	1,8	1,5	1,9	2,0	5,6	33,3	1,5	2,1	1,7	2,7	13,3	28,6
32	1- PV	138	0,0	0,0	0,0	0,0	*	*	0,0	0,0	0,0	0,0	*	*	0,0	0,0	0,0	0,0	*	*
33	0- PQ	138	0,0	0,0	0,0	0,0	*	*	0,0	0,0	0,0	0,0	*	*	0,0	0,0	0,0	0,0	*	*
34	1- PV	138	0,0	0,0	0,0	0,0	*	*	0,0	0,0	0,0	0,0	*	*	0,0	0,0	0,0	0,0	*	*
35	1- PV	138	0,0	0,0	0,0	0,0	*	*	0,0	0,0	0,0	0,0	*	*	0,0	0,0	0,0	0,0	*	*
36	0- PQ	138	34,1	9,6	37,7	11,7	10,6	21,9	82,4	30,6	90,9	34,8	10,3	13,7	71,6	18,1	79,1	21,1	10,5	16,6
37	0- PQ	138	18,0	2,9	19,9	3,5	10,6	20,7	35,7	16,6	39,4	18,6	10,4	12,0	33,9	9,4	37,4	10,6	10,3	12,8
39	0- PQ	138	18,4	6,3	20,3	7,2	10,3	14,3	52,2	20,5	57,6	22,7	10,3	10,7	45,8	12,1	50,6	13,5	10,5	11,6
40	0- PQ	138	7,5	3,0	8,3	3,7	10,7	23,3	11,0	5,4	12,1	6,3	10,0	16,7	11,2	4,7	12,4	5,5	10,7	17,0
41	0- PQ	138	0,4	0,2	0,4	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	*	*	0,5	0,3	0,5	0,3	0,0	0,0
42	0- PQ	138	6,5	1,6	7,2	1,9	10,8	18,8	12,6	4,2	13,9	4,7	10,3	11,9	12,0	3,6	13,2	4,1	10,0	13,9
43	0- PQ	138	9,0	2,3	10,0	2,7	11,1	17,4	18,8	4,4	20,8	5,0	10,6	13,6	16,3	5,2	18,0	6,0	10,4	15,4
45	0- PQ	138	30,9	4,3	34,1	5,3	10,4	23,3	78,3	20,4	86,5	23,0	10,5	12,7	63,8	9,0	70,4	10,4	10,3	15,6
46	0- PQ	138	22,3	11,4	24,7	13,1	10,8	14,9	36,6	18,5	40,4	21,0	10,4	13,5	39,4	17,5	43,5	19,9	10,4	13,7
47	0- PQ	138	15,8	6,6	17,4	7,5	10,1	13,6	27,7	10,9	30,6	12,3	10,5	12,8	27,6	10,9	30,5	12,3	10,5	12,8
48	0- PQ	138	0,0	0,0	0,0	0,0	*	*	0,0	0,0	0,0	0,0	*	*	0,0	0,0	0,0	0,0	*	*
49	0- PQ	138	0,0	0,0	0,0	0,0	*	*	0,0	0,0	0,0	0,0	*	*	0,0	0,0	0,0	0,0	*	*
50	1- PV	138	0,6	0,5	0,7	0,6	16,7	20,0	0,8	0,6	0,8	0,7	0,0	16,7	0,8	0,7	0,9	0,8	12,5	14,3
51	0- PQ	138	18,8	8,3	20,7	9,1	10,1	9,6	44,5	18,0	49,1	19,9	10,3	10,6	32,6	12,4	36,0	13,7	10,4	10,5
52	0- PQ	138	24,8	13,9	27,4	15,6	10,5	12,2	46,7	22,1	51,6	24,6	10,5	11,3	37,6	17,1	41,6	19,1	10,6	11,7
53	1- PV	138	7,1	4,8	7,8	6,4	9,9	33,3	13,2	7,3	14,6	9,1	10,6	24,7	12,4	7,0	13,7	8,7	10,5	24,3
54	0- PQ	138	0,0	0,0	0,0	0,0	*	*	0,0	0,0	0,0	0,0	*	*	0,0	0,0	0,0	0,0	*	*
55	1- PV	138	0,0	0,0	0,0	0,0	*	*	0,0	0,0	0,0	0,0	*	*	0,0	0,0	0,0	0,0	*	*
56	0- PQ	138	0,0	0,0	0,0	0,0	*	*	0,0	0,0	0,0	0,0	*	*	0,0	0,0	0,0	0,0	*	*
57	0- PQ	138	4,4	4,2	4,8	6,8	9,1	61,9	8,5	5,7	9,4	8,4	10,6	47,4	11,5	8,3	12,7	11,2	10,4	34,9
58	1- PV	138	5,9	5,1	6,5	6,6	10,2	29,4	9,2	6,6	10,1	8,3	9,8	25,8	10,3	7,3	11,4	9,1	10,7	24,7
59	1- PV	138	0,8	1,1	0,9	1,2	12,5	9,1	2,4	1,9	2,6	2,1	8,3	10,5	0,7	0,5	0,8	0,5	14,3	0,0
60	0- PQ	138	6,0	3,8	6,6	4,4	10,0	15,8	11,1	6,6	12,2	7,5	9,9	13,6	10,7	5,3	11,8	6,1	10,3	15,1
61	0- PQ	138	25,0	8,2	27,6	9,6	10,4	17,1	45,0	15,4	49,7	17,5	10,4	13,6	50,1	16,5	55,4	18,7	10,6	13,3
64	0- PQ	138	28,5	11,1	31,4	12,3	10,2	10,8	30,5	11,7	33,7	12,9	10,5	10,3	29,4	13,6	32,5	15,0	10,5	10,3
65	0- PQ	138	7,9	4,5	8,7	5,2	10,1	15,6	14,1	7,4	15,6	8,4	10,6	13,5	14,0	6,5	15,4	7,4	10,0	13,8
66	1- PV	138	0,7	0,6	0,7	0,7	0,0	16,7	1,4	1,4	1,6	1,5	14,3	7,1	1,1	1,5	1,2	1,6	9,1	6,7
67	0- PQ	138	39,6	14,1	43,7	16,7	10,4	18,4	45,6	28,2	50,4	32,4	10,5	14,9	41,7	25,3	46,0	29,1	10,3	15,0
68	0- PQ	138	0,6	-0,6	0,7	-0,6	16,7	0,0	1,4	-0,1	1,5	-0,1	7,1	0,0	0,9	-0,6	1,0	-0,5	11,1	-16,7
69	0- PQ	138																		

Tabela 87 - Valores de Potência de Geração do SDAT - Inverno 2021 e 2025

				Geração Inverno Leve		Geração Inverno Leve		Geração Inverno - Leve	Geração Inverno Média		Geração Inverno Média		Geração Inverno - Média	Geração Inverno Pesada		Geração Inverno Pesada		Geração Inverno - Pesada
				2021		2025			2021		2025			2021		2025		
Núm.	Gerador	Tipo	Tensão (kV)	P (MW)	Q (Mvar)	P (MW)	Q (Mvar)	P (%)	P (MW)	Q (Mvar)	P (MW)	Q (Mvar)	P (%)	P (MW)	Q (Mvar)	P (MW)	Q (Mvar)	P (%)
3	G3	1-PV	138	2,9	0,0	2,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	*	1,3	0,0	1,3	0,0	0,0
7	G7	1-PV	138	13,0	0,0	13,0	0,0	0,0	16,5	0,0	16,5	0,0	0,0	15,8	0,0	15,8	0,0	0,0
8	G8	1-PV	138	37,9	0,0	37,9	0,0	0,0	29,0	0,0	29,0	0,0	0,0	22,5	0,0	22,5	0,0	0,0
9	G9	1-PV	138	30,8	0,0	30,8	0,0	0,0	29,3	0,0	29,3	0,0	0,0	30,7	0,0	30,7	0,0	0,0
13	G13	1-PV	138	48,5	0,0	48,5	0,0	0,0	45,8	0,0	45,8	0,0	0,0	45,7	0,0	45,7	0,0	0,0
20	G20	1-PV	138	46,5	0,0	46,5	0,0	0,0	41,8	0,0	41,8	0,0	0,0	44,5	0,0	44,5	0,0	0,0
22	G22	1-PV	138	28,1	0,0	28,1	0,0	0,0	24,9	0,0	24,9	0,0	0,0	25,6	0,0	25,6	0,0	0,0
29	G29	1-PV	138	38,5	0,0	38,5	0,0	0,0	23,3	0,0	23,3	0,0	0,0	30,5	0,0	30,5	0,0	0,0
30	G30	1-PV	138	6,8	-6,8	6,8	-7,2	0,0	2,9	1,3	2,9	-0,3	0,0	2,4	3,2	2,4	-1,1	0,0
31	G31	1-PV	138	29,7	0,0	29,7	0,0	0,0	29,8	0,0	29,8	0,0	0,0	29,9	0,0	29,9	0,0	0,0
32	G32	1-PV	138	5,4	-5,2	5,4	0,0	0,0	0,0	0,7	0,0	0,7	*	0,0	0,6	0,0	0,0	*
34	G34	1-PV	138	27,9	0,0	27,9	0,0	0,0	27,4	0,0	27,4	0,0	0,0	28,5	0,0	28,5	0,0	0,0
35	G35	1-PV	138	4,5	-4,4	4,5	-4,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	*	0,0	0,0	0,0	0,0	*
41	G41	0-PQ	138	23,3	0,0	23,3	0,0	0,0	22,6	0,0	22,6	0,0	0,0	22,6	0,0	22,6	0,0	0,0
50	G50	1-PV	138	15,6	0,0	15,6	0,0	0,0	14,5	0,0	14,5	0,0	0,0	13,6	0,0	13,6	0,0	0,0
53	G53	1-PV	138	36,7	0,0	36,7	0,0	0,0	40,8	0,0	40,8	0,0	0,0	40,8	0,0	40,8	0,0	0,0
54	G54	0-PQ	138	26,4	0,0	26,4	0,0	0,0	26,8	0,0	26,8	0,0	0,0	26,6	0,0	26,6	0,0	0,0
55	G55	1-PV	138	13,1	0,0	13,1	0,0	0,0	23,5	0,0	23,5	0,0	0,0	23,1	0,0	23,1	0,0	0,0
56	G56	0-PQ	138	45,7	0,0	45,7	0,0	0,0	45,0	0,0	45,0	0,0	0,0	45,3	0,0	45,3	0,0	0,0
58	G58	1-PV	138	15,4	0,0	15,4	0,0	0,0	16,8	0,0	16,8	0,0	0,0	17,7	0,0	17,7	0,0	0,0
59	G59	1-PV	138	77,3	0,0	77,3	0,0	0,0	49,2	0,0	49,2	0,0	0,0	77,8	0,0	77,8	0,0	0,0
66	G66	1-PV	138	49,0	0,0	49,0	0,0	0,0	31,6	0,0	31,6	0,0	0,0	49,1	0,0	49,1	0,0	0,0
67	G67	0-PQ	138	4,1	0,0	4,1	0,0	0,0	2,2	0,0	2,2	0,0	0,0	3,5	0,0	3,5	0,0	0,0
71	G71	0-PQ	69	0,0	0,0	0,0	0,0	*	0,0	0,0	0,0	0,0	*	0,0	0,0	0,0	0,0	*
75	G75	0-PQ	138	23,3	0,0	23,3	0,0	0,0	43,1	0,0	43,1	0,0	0,0	55,6	0,0	55,6	0,0	0,0

Tabela 88 - Valores de Potência de Geração do SDAT- Verão 2021 e 2025

				Geração Verão Leve		Geração Verão Leve		Geração Verão - Leve	Geração Verão Média		Geração Verão Média		Geração Verão - Média	Geração Verão Pesado		Geração Verão Pesado		Geração Verão - Média
				2021		2025			2021		2025			2021		2025		
Núm.	Gerador	Tipo	Tensão (kV)	P (MW)	Q (Mvar)	P (MW)	Q (Mvar)	P (%)	P (MW)	Q (Mvar)	P (MW)	Q (Mvar)	P (%)	P (MW)	Q (Mvar)	P (MW)	Q (Mvar)	P (%)
3	G3	1-PV	138	0,0	0,0	0,0	0,0	*	0,0	0,0	0,0	0,0	*	1,3	0,0	1,3	0,0	0,0
7	G7	1-PV	138	0,0	0,0	0,0	0,0	*	0,0	0,0	0,0	0,0	*	0,0	0,0	0,0	0,0	*
8	G8	1-PV	138	0,0	0,0	0,0	0,0	*	0,0	0,0	0,0	0,0	*	0,0	0,0	0,0	0,0	*
9	G9	1-PV	138	0,0	0,0	0,0	0,0	*	0,0	0,0	0,0	0,0	*	0,0	0,0	0,0	0,0	*
13	G13	1-PV	138	0,0	0,0	0,0	0,0	*	0,0	0,0	0,0	0,0	*	0,0	0,0	0,0	0,0	*
20	G20	1-PV	138	0,0	0,0	0,0	0,0	*	0,0	0,0	0,0	0,0	*	0,0	0,0	0,0	0,0	*
22	G22	1-PV	138	0,0	0,0	0,0	0,0	*	0,0	0,0	0,0	0,0	*	0,0	0,0	0,0	0,0	*
29	G29	1-PV	138	0,0	0,0	0,0	0,0	*	0,0	0,0	0,0	0,0	*	0,0	0,0	0,0	0,0	*
30	G30	1-PV	138	11,8	-7,2	11,8	-2,6	0,0	6,9	0,3	6,9	-1,8	0,0	16,1	2,4	16,1	1,1	0,0
31	G31	1-PV	138	0,0	0,0	0,0	0,0	*	0,0	0,0	0,0	0,0	*	0,0	0,0	0,0	0,0	*
32	G32	1-PV	138	8,3	0,0	8,3	0,0	0,0	4,3	0,0	4,3	0,0	0,0	14,0	0,0	14,0	0,0	0,0
34	G34	1-PV	138	0,0	0,0	0,0	0,0	*	0,0	0,0	0,0	0,0	*	25,6	0,0	25,6	0,0	0,0
35	G35	1-PV	138	8,6	-5,2	8,6	-3,7	0,0	4,6	0,0	4,6	0,0	0,0	11,7	0,0	11,7	0,0	0,0
41	G41	0-PQ	138	0,0	0,0	0,0	0,0	*	0,0	0,0	0,0	0,0	*	0,0	0,0	0,0	0,0	*
50	G50	1-PV	138	0,0	0,0	0,0	0,0	*	0,0	0,0	0,0	0,0	*	0,0	0,0	0,0	0,0	*
53	G53	1-PV	138	0,0	0,0	0,0	0,0	*	0,0	0,0	0,0	0,0	*	0,0	0,0	0,0	0,0	*
54	G54	0-PQ	138	0,0	0,0	0,0	0,0	*	0,0	0,0	0,0	0,0	*	0,0	0,0	0,0	0,0	*
55	G55	1-PV	138	5,6	0,0	5,6	0,0	0,0	3,6	0,0	3,6	0,0	0,0	0,4	0,0	0,4	0,0	0,0
56	G56	0-PQ	138	0,0	0,0	0,0	0,0	*	0,0	0,0	0,0	0,0	*	0,0	0,0	0,0	0,0	*
58	G58	1-PV	138	0,0	0,0	0,0	0,0	*	0,0	0,0	0,0	0,0	*	0,0	0,0	0,0	0,0	*
59	G59	1-PV	138	0,0	0,0	0,0	0,0	*	0,0	0,0	0,0	0,0	*	0,0	0,0	0,0	0,0	*
66	G66	1-PV	138	0,0	0,0	0,0	0,0	*	0,0	0,0	0,0	0,0	*	0,0	0,0	0,0	0,0	*
67	G67	0-PQ	138	1,3	0,0	1,3	0,0	0,0	1,1	0,0	1,1	0,0	0,0	1,4	0,0	1,4	0,0	0,0
71	G71	0-PQ	69	0,0	0,0	0,0	0,0	*	0,0	0,0	0,0	0,0	*	0,0	0,0	0,0	0,0	*
75	G75	0-PQ	138	0,0	0,0	0,0	0,0	*	30,8	0,0	30,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	*

Tabela 89 - Valores dos Bancos de Capacitores – 2021 e 2025

				Unidades Bancos Capacitores		Capacitância (µF/unidade)											
						Inverno Leve		Inverno Média		Inverno Pesado		Verão Leve		Verão Média		Verão Pesado	
Núm	Barra	Núm BC	Tensão (kV)	2021	2025	2021	2025	2021	2025	2021	2025	2021	2025	2021	2025	2021	2025
4	2306	BC04	138	3x30 Mvar	3x30 Mvar	0,00	8,36	4,18	8,36	4,18	8,36	0,00	0,00	8,36	8,36	4,18	8,36
6	2130	BC06	138	1x15 Mvar	1x15 Mvar	0,00	2,09	0,00	2,09	0,00	2,09	0,00	0,00	2,09	2,09	0,00	2,09
11	2128	BC11	138	2x30 Mvar	2x30 Mvar	0,00	4,18	4,18	4,18	4,18	4,18	0,00	0,00	4,18	4,18	4,18	4,18
24	2282	BC24	138	2x20 Mvar	2x20 Mvar	0,00	2,79	2,79	5,57	2,79	2,79	0,00	0,00	5,57	5,57	2,79	5,57
28	2255	BC28	138	1x30 Mvar	1x30 Mvar	0,00	4,18	4,18	4,18	4,18	4,18	0,00	0,00	4,18	4,18	4,18	4,18
49	2268	BC49	138	1x45 Mvar	1x45 Mvar	0,00	0,00	6,27	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	6,27	6,27	0,00	0,00
51	2290	BC51	138	1x30 Mvar	1x30 Mvar	0,00	0,00	4,18	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	4,18	4,18	0,00	0,00
53	2329	BC53	138	1x45 Mvar	1x45 Mvar	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	6,27	0,00	0,00	0,00
60	2136	BC60	138	1x30 Mvar	1x30 Mvar	0,00	0,00	4,18	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	4,18	4,18	0,00	0,00

APÊNDICE II – Parâmetros dos componentes utilizados na simulação

Tabela 90 – Parâmetros dos Geradores.

Núm Barra	Núm G.	Resistência Seq. Positiva (Ohms)	Reatância Sub. (Ohms)	Resistência Seq. Zero (Ohms)	Reatância Seq. Zero (Ohms)
7	G7	0,00	0,76	0,00	0,38
8	G8	0,00	0,24	0,00	0,08
9	G9	0,00	5,71	0,00	1,90
9	G9	0,00	4,11	0,00	1,37
9	G9	0,00	1,40	0,00	0,49
9	G9	0,00	2,01	0,00	0,67
13	G13	0,00	1,34	0,00	0,61
20	G20	0,00	0,33	0,00	0,11
20	G20	0,00	0,44	0,00	0,13
20	G20	0,00	0,44	0,00	0,15
29	G29	0,00	5,71	0,00	5,71
29	G29	0,00	3,00	0,00	3,00
29	G29	0,00	3,00	0,00	3,00
29	G29	0,00	4,72	0,00	4,72
29	G29	0,00	1,50	0,00	1,50
29	G29	0,00	0,91	0,00	0,91
29	G29	0,00	0,91	0,00	0,91
29	G29	0,00	0,91	0,00	0,91
30	G30	190,44	2,23	190,44	2,23
31	G31	0,00	1,37	0,00	0,76
31	G31	0,00	8,76	0,00	3,43
31	G31	0,00	3,28	0,00	1,50
32	G32	190,44	2,54	190,44	2,54
34	G34	0,00	9,76	0,00	2,80
34	G34	0,00	0,71	0,00	0,20
34	G34	0,00	0,75	0,00	0,22
34	G34	0,00	4,60	0,00	1,35
34	G34	0,00	6,78	0,00	1,83
34	G34	0,00	20,70	0,00	5,71
34	G34	0,00	0,76	0,00	4,01
35	G35	190,44	2,54	190,44	2,54
41	G41	0,00	4,95	4,95	4,95
41	G41	0,00	1,78	1,78	1,78
41	G41	0,00	1,11	1,11	1,11
41	G41	0,00	1,11	1,11	1,11
50	G50	0,00	6,27	0,00	1,79
50	G50	0,00	0,79	0,00	0,26
53	G53	0,00	2,01	120,00	0,67
53	G53	0,00	2,13	120,00	0,91

53	G53	0,00	0,95	120,00	0,27
55	G55	0,00	1,99	0,00	0,75
55	G55	0,00	2,68	0,00	0,75
55	G55	0,00	1,22	0,00	2,95
55	G55	0,00	1,99	0,00	2,97
55	G55	0,00	2,68	0,00	1,41
55	G55	0,00	1,22	0,00	1,41
56	G56	0,00	1,09	0,00	0,34
56	G56	0,00	2,01	0,00	0,67
56	G56	0,00	1,22	0,00	0,41
58	G58	0,00	0,91	0,00	0,91
59	G59	0,00	6,72	0,00	6,72
59	G59	0,00	1,38	0,00	1,38
66	G66	0,00	1,04	190,44	1,04
66	G66	0,00	1,04	190,44	1,04
66	G66	0,00	1,04	190,44	1,04
71	G71	0,00	6,74	0,00	4,27
71	G71	0,00	9,38	0,00	5,94
71	G71	0,00	9,38	0,00	5,94
71	G71	0,00	3,82	0,00	2,42
75	G75	0,00	0,97	0,00	0,33
75	G75	0,00	0,97	0,00	0,33
75	G75	0,00	0,91	0,00	0,27

Tabela 91 - Parâmetros dos Transformadores.

Barramento		Dados Transformador		Impedância					
Núm	Núm T	Tipo de Conexão do Primário	Tipo de Conexão do Secundário	Rp [ohms]	Xp [ohms]	Rs [ohms]	Xs [ohms]	Rt [ohms]	Xt [ohms]
1	T1	Estrela Aterrado	Estrela Aterrado	2,1013	84,05	-0,0329	-1,3152	0,00813	0,3251
1	T1	Estrela Aterrado	Estrela Aterrado	2,1013	84,05	-0,0329	-1,3152	0,00813	0,3251
3	T3	Delta	Estrela Aterrado	0,0000	292,8872	0,0000	0,9763		
7	T4	Delta	Estrela Aterrado	3,8067	117,1206	0,0127	0,3904		
8	T8	Delta	Estrela Aterrado	0,9517	29,7086	0,0032	0,0990		
9	T9	Estrela Aterrado	Delta	3,4895	102,9233	0,0116	0,3431		
15	T4	Delta	Estrela Aterrado	3,2634	114,2640	0,0109	0,3809		
20	T20	Delta	Estrela Aterrado	3,8513	134,8315	0,0128	0,4494		

Núm	Núm T	Tipo de Conexão do Primário	Tipo de Conexão do Secundário	Rp [ohms]	Xp [ohms]	Rs [ohms]	Xs [ohms]	Rt [ohms]	Xt [ohms]
20	T20	Delta	Estrela Aterrado	1,9254	67,4158	0,0064	0,2247		
29	T29	Delta	Estrela Aterrado	3,3799	118,8917	0,0113	0,3963		
29	T29	Delta	Estrela Aterrado	3,3799	118,8917	0,0113	0,3963		
29	T29	Delta	Estrela Aterrado	1,6506	58,0461	0,0055	0,1935		
30	T30	Estrela Aterrado	Delta	2,7195	95,2105	0,0091	0,3174		
31	T31	Estrela Aterrado	Estrela Aterrado	6,2757	228,5280	0,0209	0,7618		
32	T31	Estrela Aterrado	Delta	3,5897	125,6904	0,0120	0,4190		
34	T34	Delta	Estrela Aterrado	3,0453	89,6115	0,0102	0,2987		
34	T34	Delta	Estrela Aterrado	3,0453	89,6115	0,0102	0,2987		
35	T31	Estrela Aterrado	Delta	3,5897	125,6904	0,0120	0,4190		
41	T41	Delta	Estrela Aterrado	1,9038	76,1855	0,0063	0,2540		
41	T41	Delta	Estrela Aterrado	1,9038	76,1855	0,0063	0,2540		
50	T50	Estrela Aterrado	Estrela Aterrado	5,0208	175,8237	0,0167	0,5861		
53	T53	Delta	Estrela Aterrado	2,6177	102,0092	0,0087	0,3400		
53	T53	Delta	Estrela Aterrado	2,6177	102,0092	0,0087	0,3400		
55	T55	Delta	Estrela Aterrado	9,3043	232,8129	0,0310	0,7760		
55	T55	Delta	Estrela Aterrado	9,3043	232,8129	0,0310	0,7760		
55	T55	Delta	Estrela Aterrado	9,3043	232,8129	0,0310	0,7760		
56	T56	Delta	Estrela Aterrado	3,5696	141,1160	0,0119	0,4704		
56	T56	Delta	Estrela Aterrado	2,6177	104,7430	0,0087	0,3491		
58	T2	Delta	Estrela Aterrado	2,0396	71,4150	0,0068	0,2381		
58	T2	Delta	Estrela Aterrado	2,0396	71,4150	0,0068	0,2381		
59	T3	Delta	Estrela Aterrado	2,6107	91,4112	0,0087	0,3047		
63	T63	Estrela Aterrado	Estrela Aterrado	3,1410	94,2309	-0,0292	-0,8755	0,0394	1,1808

Núm	Núm T	Tipo de Conexão do Primário	Tipo de Conexão do Secundário	Rp [ohms]	Xp [ohms]	Rs [ohms]	Xs [ohms]	Rt [ohms]	Xt [ohms]
63	T63	Estrela Aterrado	Estrela Aterrado	3,1410	94,2309	-0,0292	-0,8755	0,0394	1,1808
63	T63	Estrela Aterrado	Estrela Aterrado	3,1410	94,2309	-0,0292	-0,8755	0,0394	1,1808
66	T4	Delta	Estrela Aterrado	3,2634	114,2640	0,0109	0,3809		
66	T4	Delta	Estrela Aterrado	3,2634	114,2640	0,0109	0,3809		
67	T67	Delta	Estrela Aterrado	2,2436	80,8418	0,0075	0,2695		
71	T71	Estrela Aterrado	Estrela Aterrado	1,0381	92,8966	0,0035	0,3097		
75	T75	Delta	Estrela Aterrado	2,1469	76,1855	0,0072	0,2540		
75	T75	Delta	Estrela Aterrado	2,1469	76,1855	0,0072	0,2540		

Tabela 92 - Parâmetros das Linhas de Transmissão.

Barras		Impedâncias (ohms)						MODELO
Núm	Núm	R0	X0	C0	R1	X1	C1	
2	3	0,455	1,592	0,0059	0,0847	0,417	0,0099	LCC
3	4	0,478	1,676	0,0059	0,0896	0,439	0,0099	LCC
4	5	0,751	2,995	0,0055	0,3232	0,846	0,0092	LCC
4	6	0,485	1,817	0,0054	0,1925	0,488	0,009	LCC
4	6	0,485	1,817	0,0054	0,1925	0,488	0,009	LCC
6	7	0,552	2,067	0,0051	0,218	0,556	0,0102	LCC
6	8	0,505	1,746	0,0054	0,2024	0,496	0,009	LCC
6	9	0,618	1,842	0,0054	0,2212	0,501	0,009	LCC
4	10	0,497	1,711	0,0055	0,1904	0,504	0,0092	LCC
10	11	0,497	1,711	0,0055	0,1904	0,504	0,0092	LCC
4	12	0,499	1,717	0,0055	0,1912	0,506	0,0092	LCC
12	11	0,495	1,705	0,0055	0,1896	0,502	0,0092	LCC
4	13	0,502	1,727	0,0056	0,1924	0,508	0,0093	LCC
13	14	0,439	1,508	0,0055	0,1682	0,444	0,0092	LCC
4	15	0,418	1,44	0,0055	0,1606	0,424	0,0092	LCC
15	14	0,596	2,052	0,0055	0,2285	0,605	0,0092	LCC
14	16	0,338	1,713	0,0057	0,0861	0,448	0,0095	LCC
14	16	0,338	1,713	0,0057	0,0861	0,448	0,0095	LCC
14	17	0,592	1,766	0,0056	0,2015	0,481	0,0094	LCC
17	16	0,568	1,722	0,0058	0,1965	0,469	0,0097	LCC
14	18	0,587	1,779	0,0057	0,2031	0,484	0,0095	LCC
18	16	0,558	1,693	0,0055	0,1932	0,461	0,0092	LCC
2	26	0,574	1,84	0,005	0,1597	0,497	0,0092	LCC
26	24	0,574	1,84	0,005	0,1597	0,497	0,0092	LCC

Núm	Núm	R0	X0	C0	R1	X1	C1	MODELO
2	28	0,574	1,84	0,005	0,1597	0,497	0,0092	LCC
28	29	0,442	1,76	0,0056	0,1902	0,5	0,0095	LCC
29	24	0,452	1,895	0,0056	0,1432	0,499	0,0095	LCC
24	20	0,529	1,624	0,0036	0,1796	0,442	0,0092	LCC
20	19	0,477	1,462	0,0036	0,1617	0,398	0,0092	LCC
19	14	0,477	1,462	0,0036	0,1617	0,398	0,0092	LCC
24	23	0,563	1,723	0,0036	0,1915	0,471	0,0092	LCC
23	22	0,563	1,723	0,0036	0,1915	0,471	0,0092	LCC
22	21	0,565	1,728	0,0036	0,192	0,472	0,0092	LCC
21	14	0,565	1,728	0,0036	0,192	0,472	0,0092	LCC
24	30	0,513	1,693	0,0055	0,1452	0,467	0,0092	LCC
30	31	0,331	1,091	0,0055	0,0935	0,301	0,0092	LCC
31	32	0,528	1,742	0,0055	0,1496	0,487	0,0092	LCC
32	33	0,52	1,714	0,0055	0,1472	0,475	0,0092	LCC
33	34	0,546	2,145	0,0057	0,1777	0,571	0,0095	LCC
34	16	0,569	2,217	0,0057	0,1838	0,592	0,0095	LCC
24	35	0,568	1,718	0,0036	0,1971	0,481	0,0092	LCC
35	37	0,569	1,73	0,0036	0,196	0,472	0,0092	LCC
24	37	0,436	1,527	0,0036	0,0813	0,4	0,0092	LCC
24	37	0,478	1,676	0,0035	0,0892	0,439	0,0099	LCC
24	36	2,232	7,821	0,0057	0,4169	2,048	0,0095	LCC
36	37	2,248	7,887	0,0057	0,4182	2,061	0,0095	LCC
37	38	0,492	1,697	0,0055	0,1889	0,5	0,0092	LCC
37	38	0,492	1,697	0,0055	0,1889	0,5	0,0092	LCC
37	38	0,492	1,697	0,0055	0,1889	0,5	0,0092	LCC
38	39	0,458	1,717	0,0055	0,1353	0,507	0,0092	LCC
39	40	0,458	1,717	0,0055	0,1353	0,507	0,0092	LCC
40	41	0,458	1,717	0,0055	0,1353	0,507	0,0092	LCC
41	42	2,079	7,655	0,0057	0,6042	2,059	0,0095	LCC
42	43	0,471	1,672	0,0055	0,0821	0,432	0,0092	LCC
43	44	0,471	1,672	0,0055	0,0821	0,432	0,0092	LCC
42	45	0,471	1,672	0,0055	0,0821	0,432	0,0092	LCC
45	44	0,471	1,672	0,0055	0,0821	0,432	0,0092	LCC
42	46	0,38	1,298	0,0055	0,1415	0,362	0,0092	LCC
46	47	0,38	1,298	0,0055	0,1415	0,362	0,0092	LCC
47	49	0,491	1,741	0,0053	0,192	0,504	0,0088	LCC
44	49	0,466	1,657	0,0059	0,0813	0,435	0,0098	LCC
44	48	0,463	1,645	0,0058	0,0807	0,432	0,0097	LCC
48	49	0,471	1,674	0,0059	0,0821	0,44	0,0099	LCC
2	54	0,353	1,236	0,0058	0,656	0,324	0,0097	LCC
54	53	0,478	1,676	0,0059	0,895	0,438	0,0099	LCC
53	52	0,478	1,676	0,0059	0,0889	0,439	0,0099	LCC
2	56	0,51	1,788	0,0059	0,0952	0,469	0,0099	LCC
56	55	0,473	1,658	0,0059	0,0886	0,434	0,0099	LCC
55	52	0,484	1,699	0,0059	0,901	0,445	0,0099	LCC

Núm	Núm	R0	X0	C0	R1	X1	C1	MODELO
52	51	0,332	1,018	0,0036	0,1125	0,277	0,0092	LCC
51	50	0,149	0,558	0,0036	0,0602	0,157	0,0092	LCC
50	49	0,445	1,499	0,0036	0,1624	0,405	0,0092	LCC
49	57	0,445	1,499	0,0036	0,1624	0,405	0,0092	LCC
57	58	0,539	1,789	0,0055	0,2034	0,5	0,0092	LCC
58	59	0,1	1,403	0,0055	0,1583	0,408	0,0092	LCC
59	11	0,396	1,612	0,0055	0,1785	0,433	0,0092	LCC
49	60	0,444	1,696	0,0057	0,1369	0,491	0,0095	LCC
60	61	0,444	1,696	0,0057	0,1369	0,491	0,0095	LCC
61	62	0,444	1,696	0,0057	0,1369	0,491	0,0095	LCC
49	64	0,65	0,199	0,0057	0,022	0,054	0,0095	LCC
64	65	0,506	1,871	0,0056	0,1515	0,539	0,0093	LCC
65	66	0,506	1,871	0,0056	0,1515	0,539	0,0093	LCC
66	67	0,176	0,678	0,0057	0,0538	0,196	0,0095	LCC
67	68	0,504	1,739	0,0055	0,162	0,49	0,0092	LCC
68	62	0,504	1,739	0,0055	0,162	0,49	0,0092	LCC
62	69	0,444	1,711	0,0057	0,1349	0,462	0,0095	LCC
62	69	0,346	1,771	0,0059	0,0898	0,46	0,0098	LCC
62	69	0,359	1,752	0,006	0,0898	0,457	0,101	LCC
62	11	0,453	1,705	0,0057	0,1348	0,459	0,0095	LCC
67	69	0,36	1,5	0,0057	0,1159	0,406	0,0095	LCC
	69	0,36	1,5	0,0057	0,1159	0,406	0,0095	LCC
69	70	0,515	1,725	0,0049	0,2691	0,485	0,0081	LCC
70	71	0,515	1,725	0,0049	0,2691	0,485	0,0081	LCC
71	11	0,38	1,837	0,0053	0,1911	0,496	0,0088	LCC
69	72	0,443	1,707	0,0057	0,1352	0,461	0,0095	LCC
72	73	0,443	1,707	0,0057	0,1352	0,461	0,0095	LCC
73	74	0,482	1,701	0,0057	0,1374	0,456	0,0095	LCC
74	75	0,482	1,701	0,0057	0,1374	0,456	0,0095	LCC
75	11	0,524	1,752	0,0057	0,1432	0,467	0,0095	LCC
11	76	0,404	1,775	0,0055	0,1486	0,472	0,0092	LCC

APÊNDICE III – Figuras simulação de transitórios de energização de BC

➤ Barramento 2 – Inverno Leve (IL) – BC 20 MVar – Corrente: 1639 A

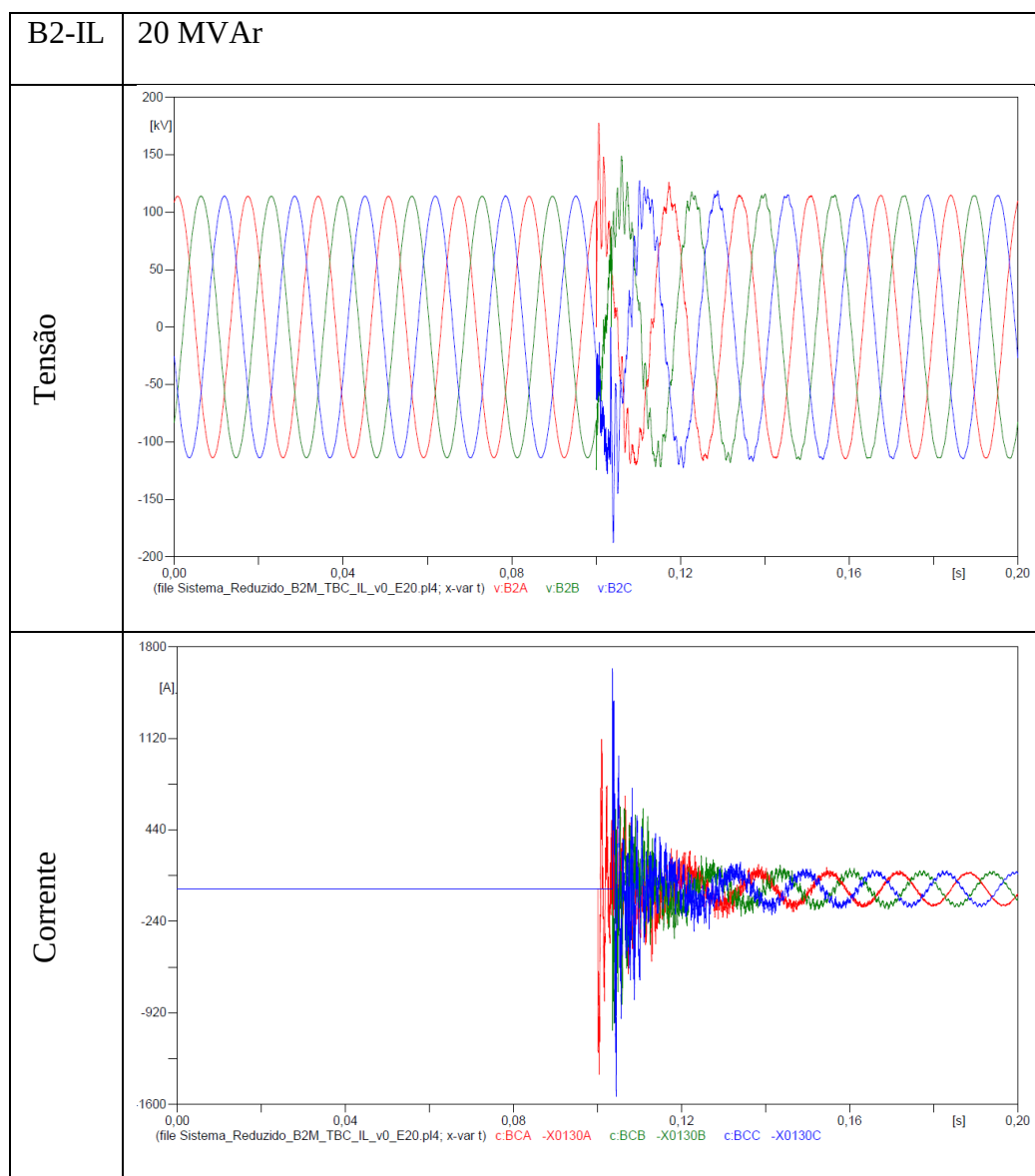


Figura 64 – Transitório de Energização no Barramento B2 Inverno Leve: BC 20 MVar.

Tabela 93 – Sobretensão no Barramento B2 Inverno Leve: BC 20 MVar

Caso 134	Fase A	Fase B	Fase C
Tempo (s)	1,0005E-01	1,0356E-01	1,0350E-01
Tensão (V)	173301	146514	-184725

➤ **Barramento 2 – Inverno Leve (IL) - BC 40 MVar – Corrente: 2179 A**

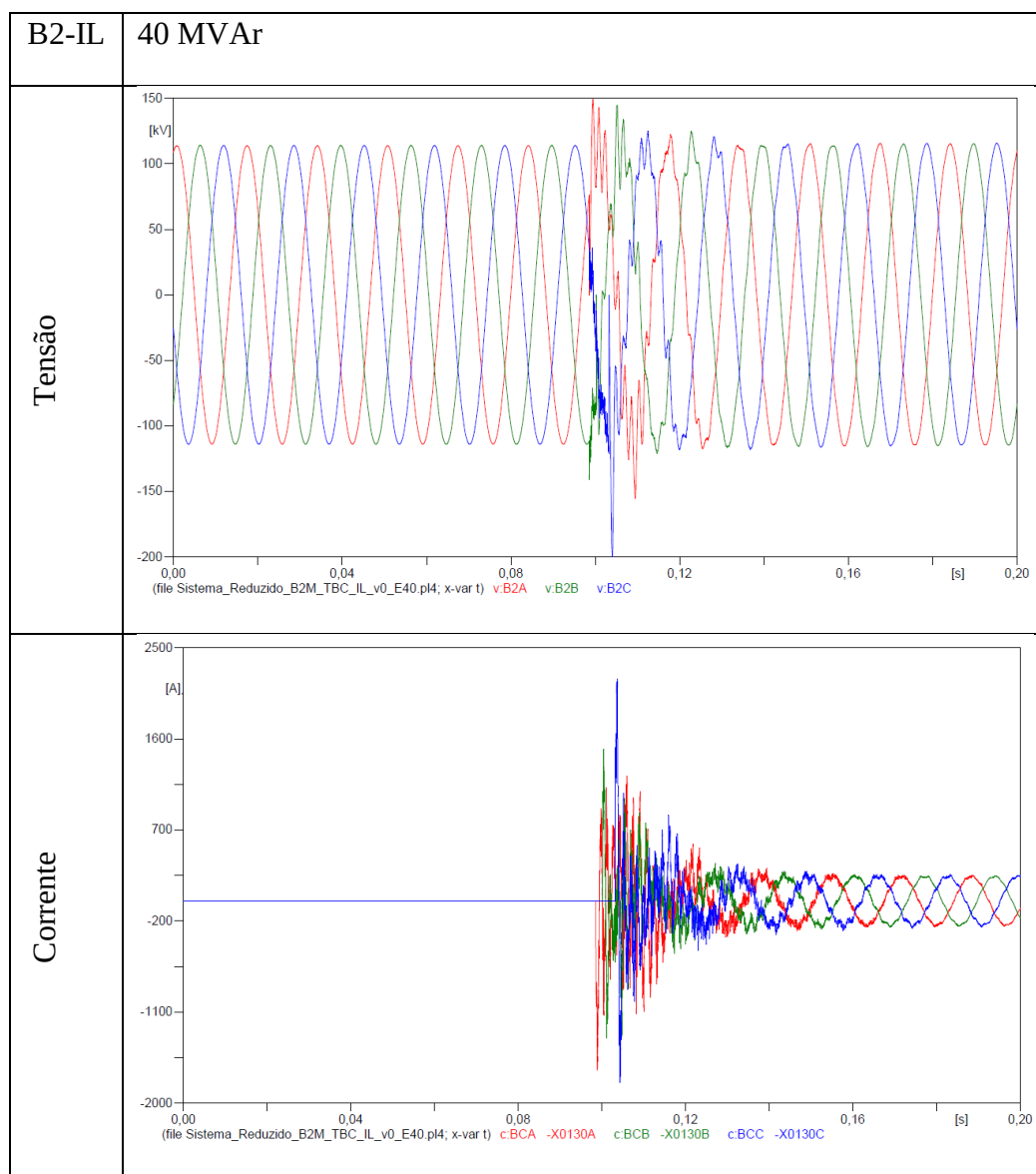


Figura 65 - Transitório de Energização no Barramento B2 Inverno Leve: BC 40 MVar.

Tabela 94 – Sobretensão no Barramento B2 Inverno Leve: BC 40 MVar.

Caso 23	Fase A	Fase B	Fase C
Tempo (s)	9,855E-02	1,002E-01	1,032E-01
Tensão (V)	145894	146716	-192393

➤ **Barramento 2 – Inverno Leve (IL) – BC 60 MVar – Corrente: 3092 A**

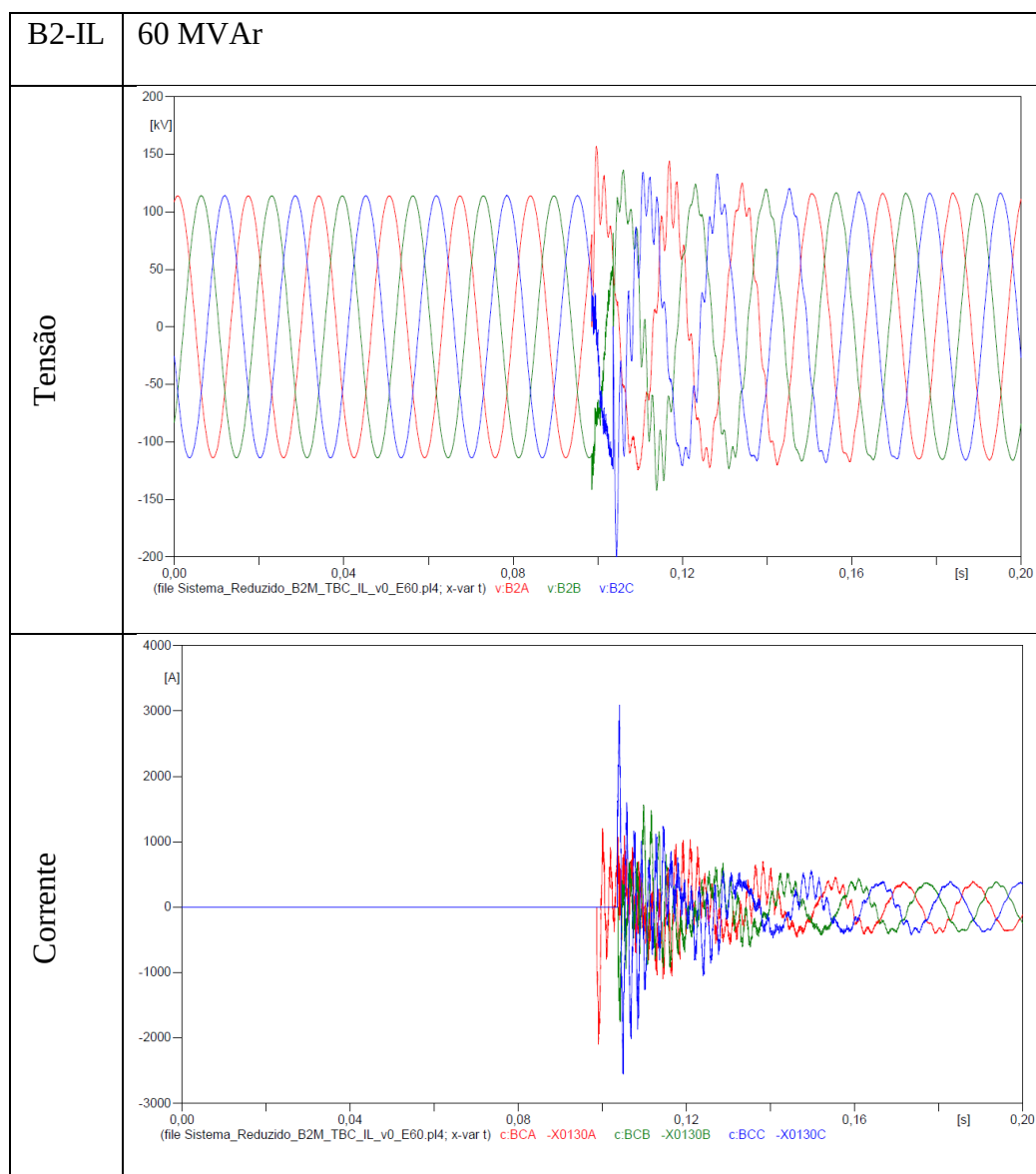


Figura 66 - Transitório de Energização no Barramento B2 Inverno Leve: BC 60 MVar.

Tabela 95 – Sobretensão no Barramento B2 Inverno Leve: BC 60 MVar.

Caso 26	Fase A	Fase B	Fase C
Tempo (s)	9,867E-02	1,037E-01	1,036E-01
Tensão (V)	152859	-140050	-193504

➤ **Barramento 2 – Inverno Pesado (IP) – BC 20 MVar – Corrente: 2033 A**

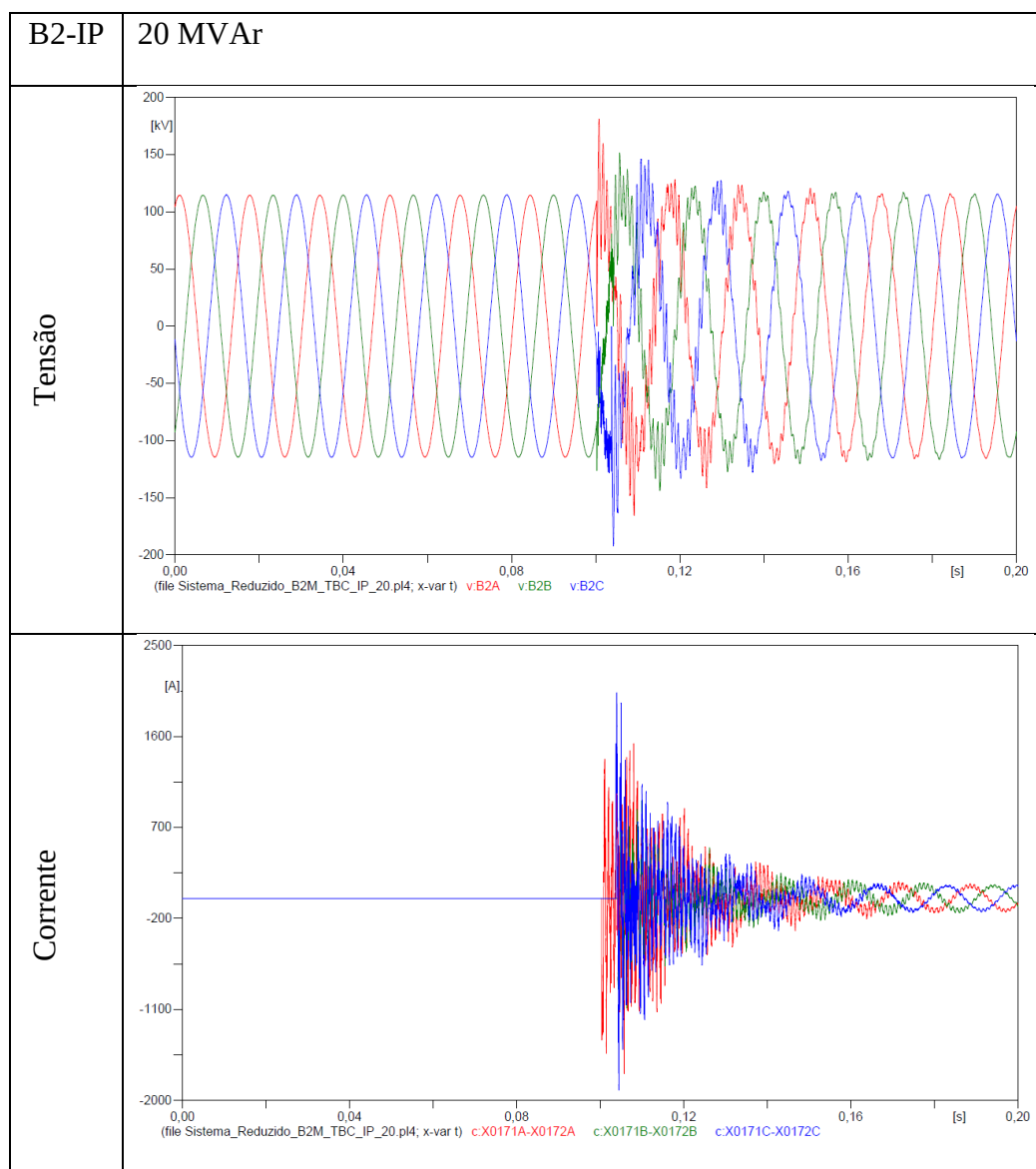


Figura 67 - Transitório de Energização no Barramento B2 Inverno Pesado: BC 20 MVar.

Tabela 96 – Sobreensão no Barramento B2 Inverno Pesado: BC 20 MVar.

Caso 119	Fase A	Fase B	Fase C
Tempo (s)	1,003E-01	1,042E-01	1,037E-01
Tensão (V)	181315	151635	-192251

➤ **Barramento 2 – Inverno Pesado (IP) – BC 40 MVar – Corrente: 2952 A**

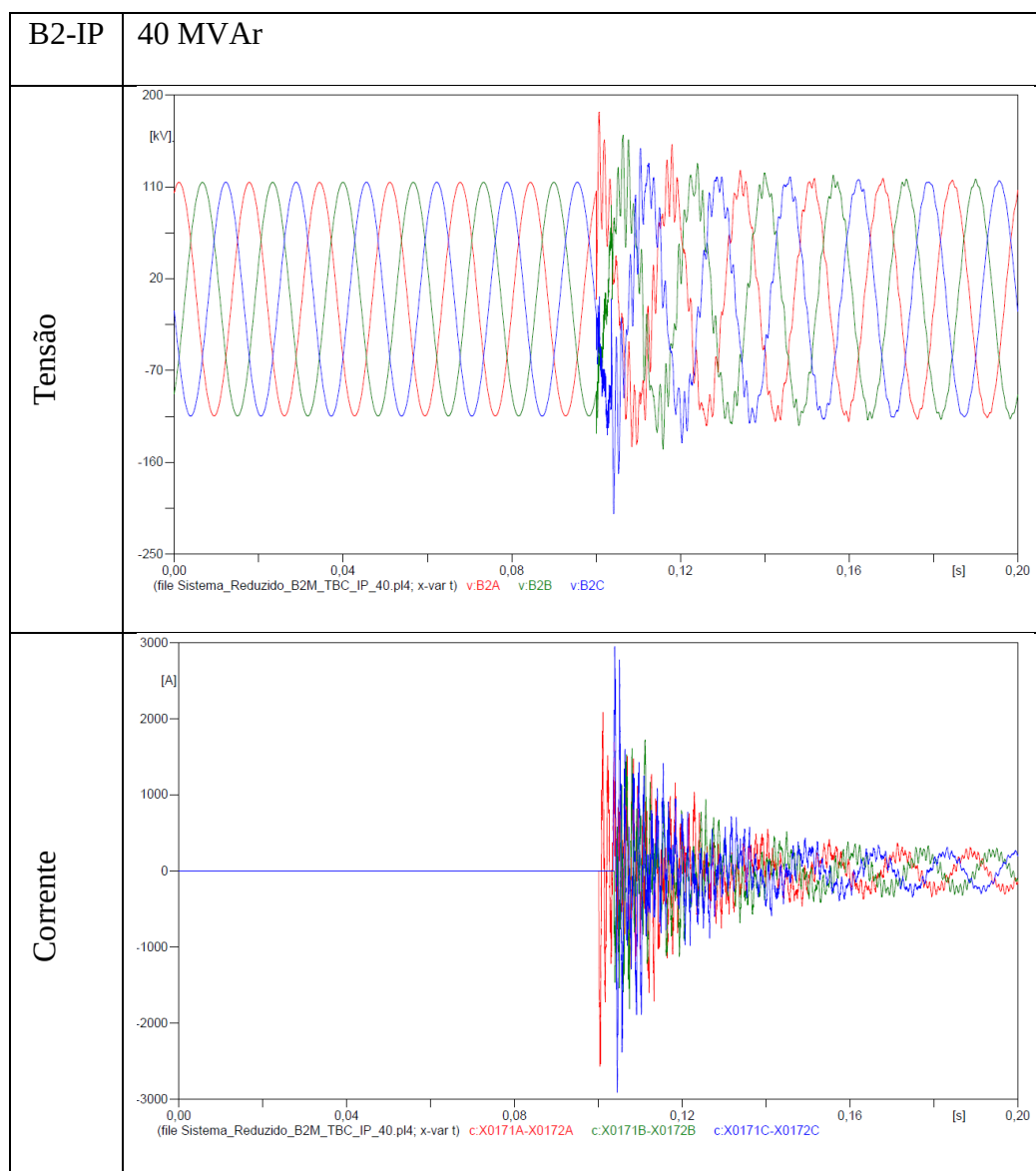


Figura 68 - Transitório de Energização no Barramento B2 Inverno Pesado: BC 40 MVar.

Tabela 97 – Sobreensão no Barramento B2 Inverno Pesado: BC 40 MVar.

Caso 6	Fase A	Fase B	Fase C
Tempo (s)	1,001E-01	1,037E-01	1,036E-01
Tensão (V)	183460	160706	-210153

➤ **Barramento 2 – Inverno Pesado (IP) – BC 60 MVar – Corrente: 3756 A**

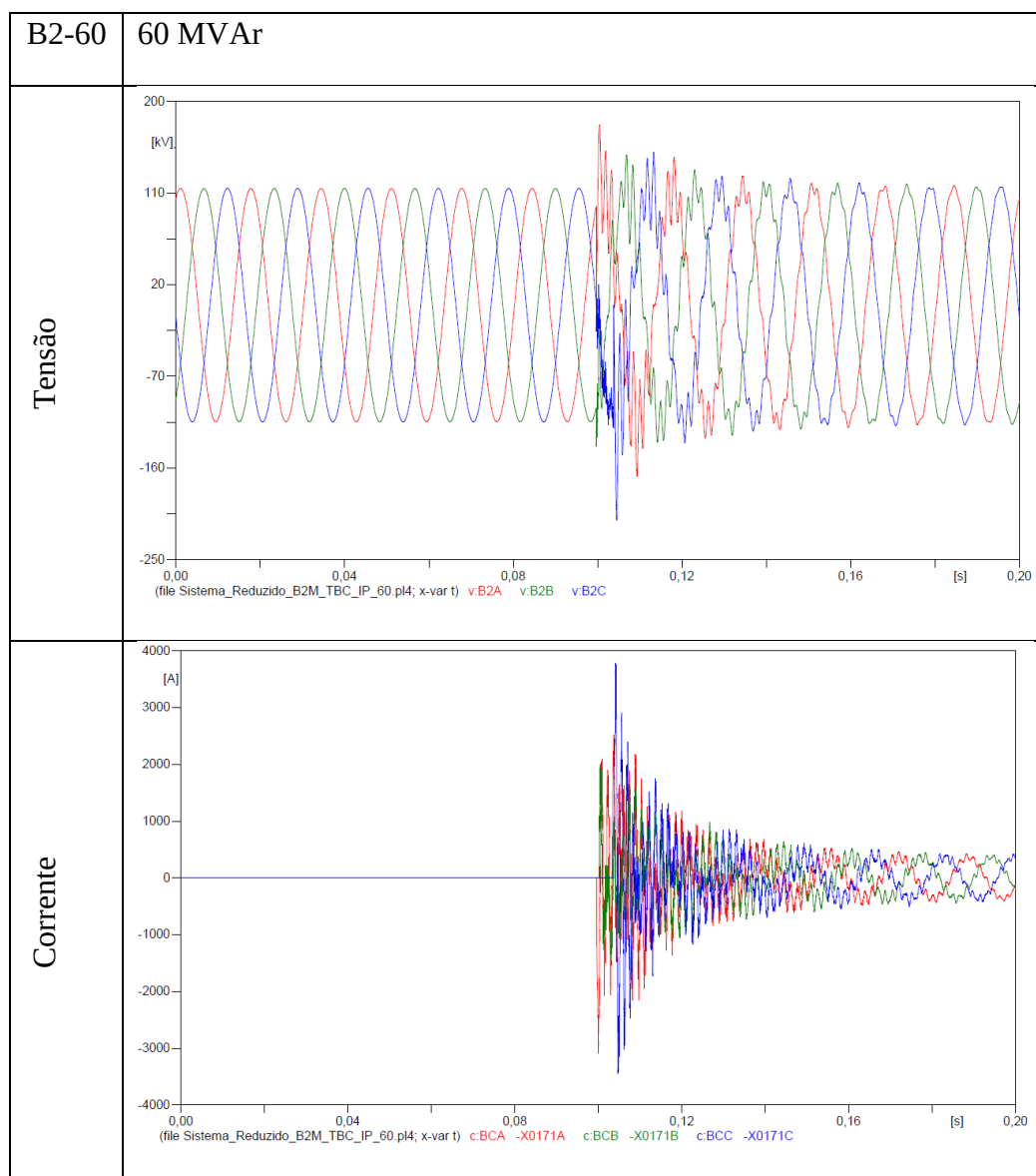


Figura 69 - Transitório de Energização no Barramento B2 Inverno Pesado: BC 60 MVar.

Tabela 98 – Sobretensão no Barramento B2 Inverno Pesado: BC 60 MVar.

Caso 72	Fase A	Fase B	Fase C
Tempo (s)	9,961E-02	1,002E-01	1,038E-01
Tensão (V)	176751	147352	-211158

➤ **Barramento 62 – Inverno Leve (IL) – BC 20 MVA_r – Corrente: 1932 A**

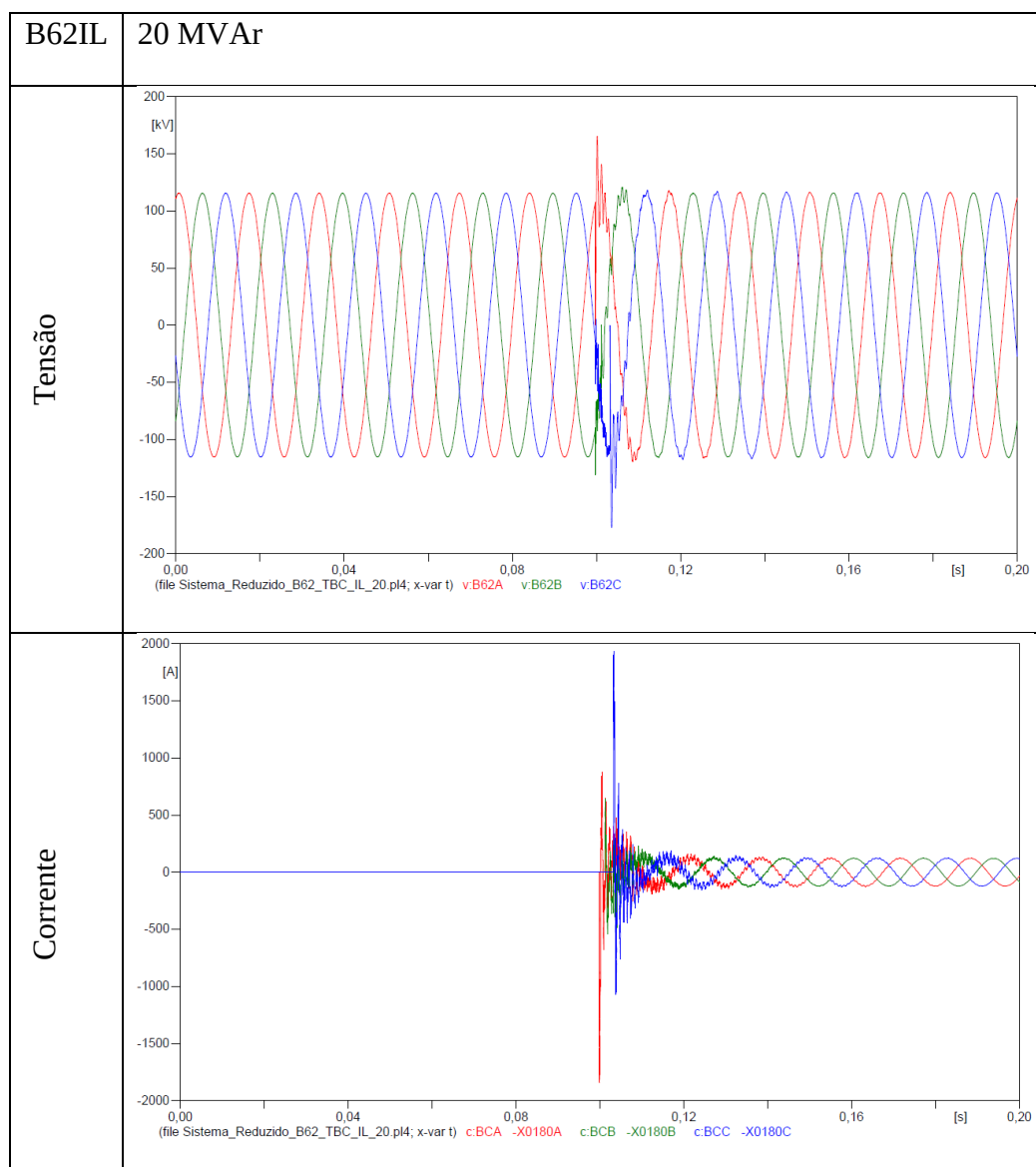


Figura 70 - Transitório de Energização no Barramento B62 Inverno Leve: BC 20 MVA_r.

Tabela 99 – Sobretensão no Barramento B62 Inverno Leve: BC 20 MVA_r.

Caso 26	Fase A	Fase B	Fase C
Tempo (s)	9,978E-02	1,012E-01	1,032E-01
Tensão (V)	165155	-130779	-176946

➤ **Barramento 62 – Inverno Leve (IL) – BC 40 MVar – Corrente: 2657 A**

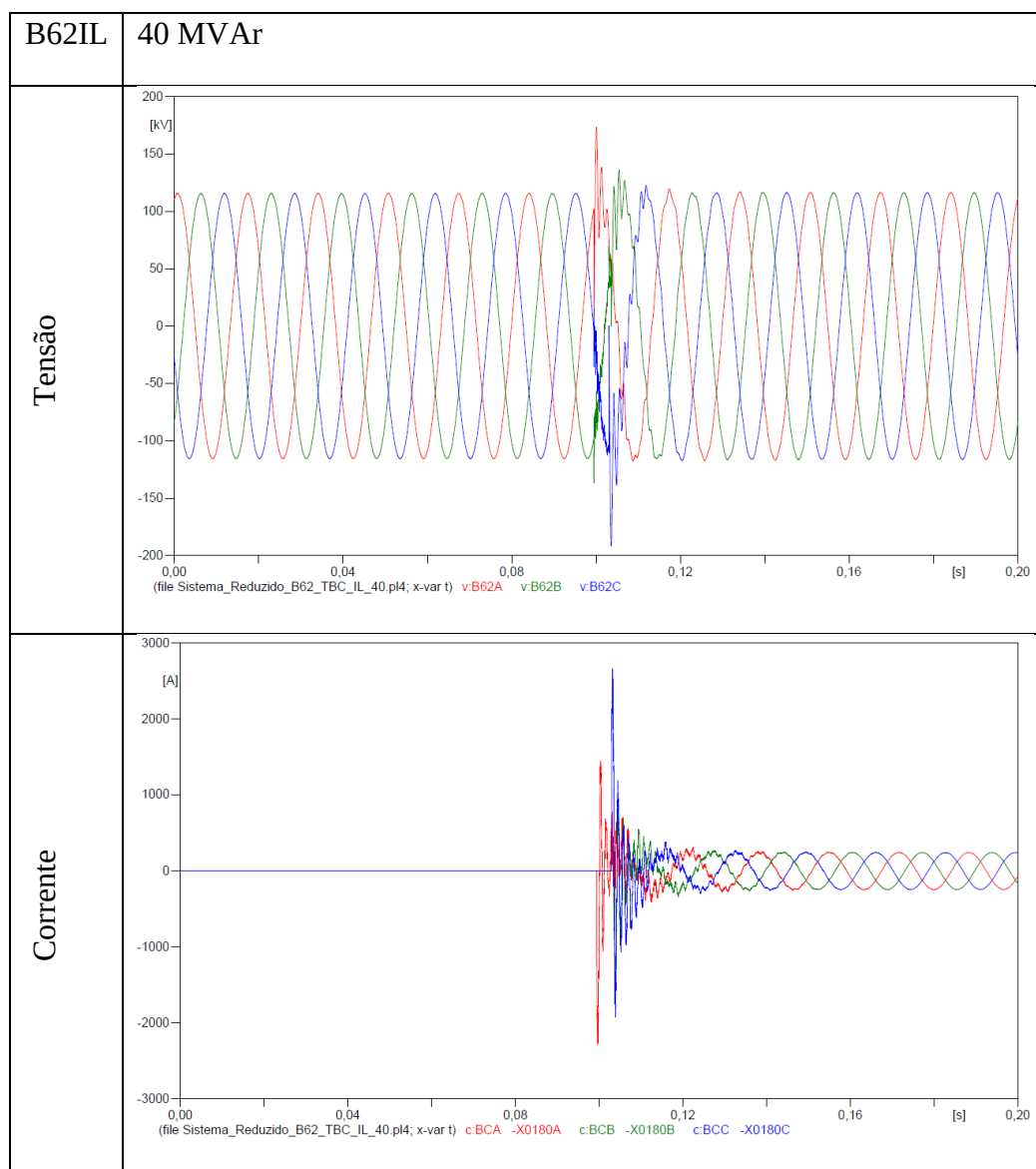


Figura 71 - Transitório de Energização no Barramento B62 Inverno Leve: BC 40 MVar.

Tabela 100 – Sobretensão no Barramento B62 Inverno Leve: BC 40 MVar.

Caso 155	Fase A	Fase B	Fase C
Tempo (s)	9,945E-02	1,036E-01	1,030E-01
Tensão (V)	173288	-136672	-191360

➤ **Barramento 62 – Inverno Leve (IL) – BC 60 MVA_r – Corrente: 3637 A**

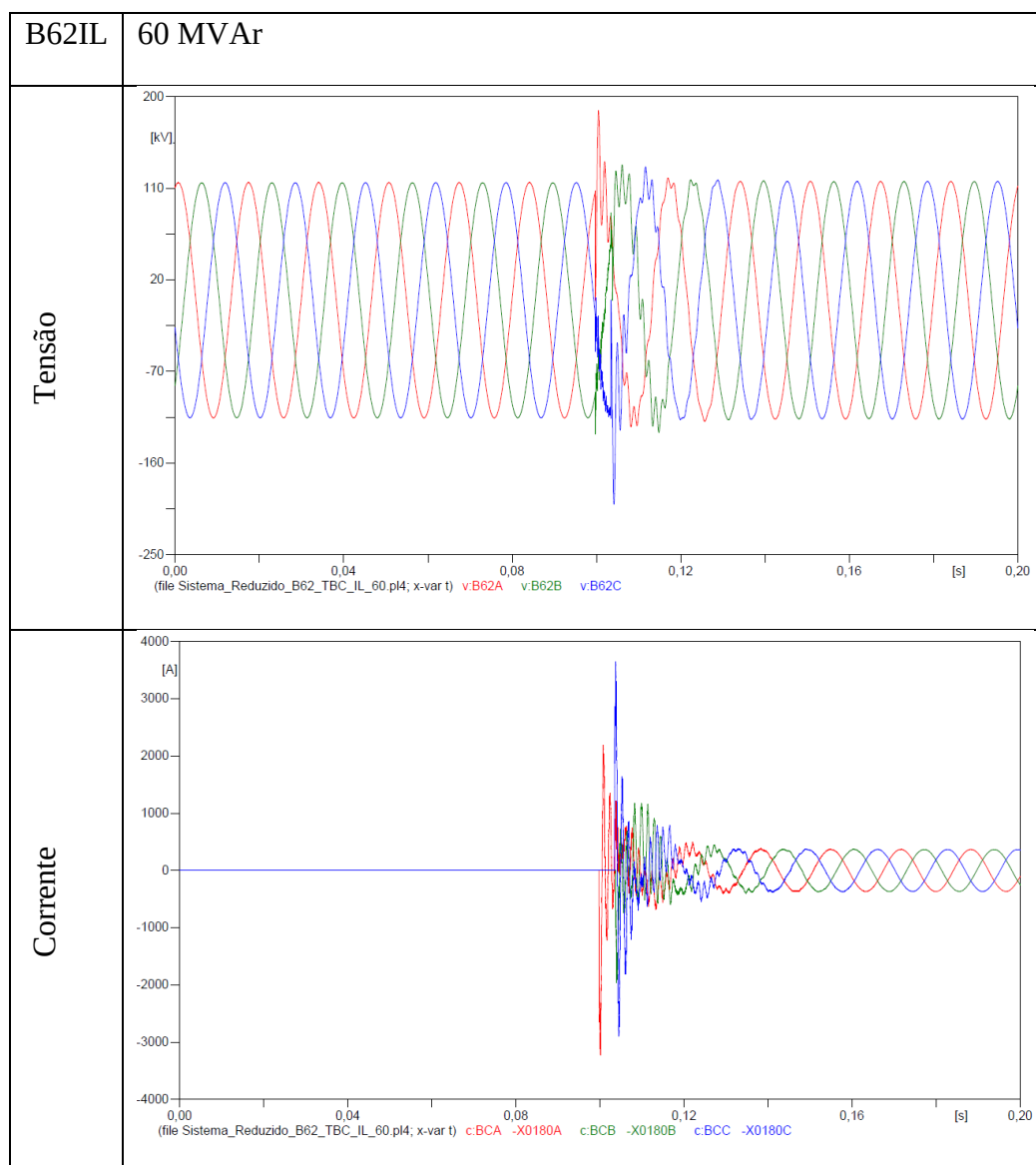


Figura 72 - Transitório de Energização no Barramento B62 Inverno Leve: BC 60 MVA_r.

Tabela 101 – Sobretensão no Barramento B62 Inverno Leve: BC 60 MVA_r.

Caso 75	Fase A	Fase B	Fase C
Tempo (s)	9,976E-02	1,037E-01	1,034E-01
Tensão (V)	186334	132711	-200327

➤ **Barramento 62 – Inverno Pesado (IP) – BC 20 MVar – Corrente: 1766 A**

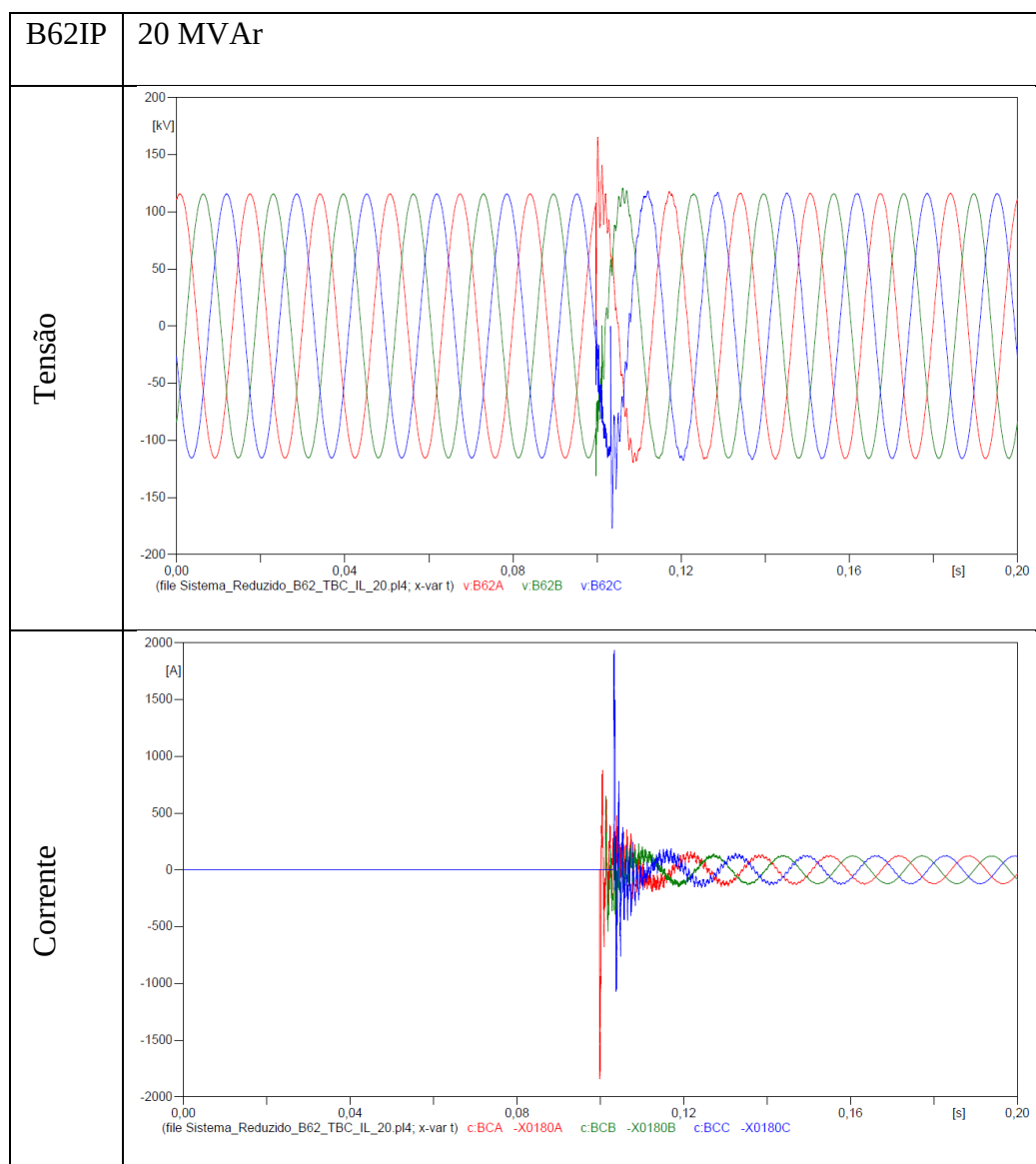


Figura 73 - Transiente de Energização no Barramento B62 Inverno Pesado: BC 20 MVar.

Tabela 102 – Sobre-tensão no Barramento B62 Inverno Pesado: BC 20 MVar.

Caso 110	Fase A	Fase B	Fase C
Tempo (s)	1,012E-01	1,038E-01	1,047E-01
Tensão (V)	166505	118942	-157911

➤ **Barramento 62 – Inverno Pesado (IP) – BC 40 MVar – Corrente: 2879 A**

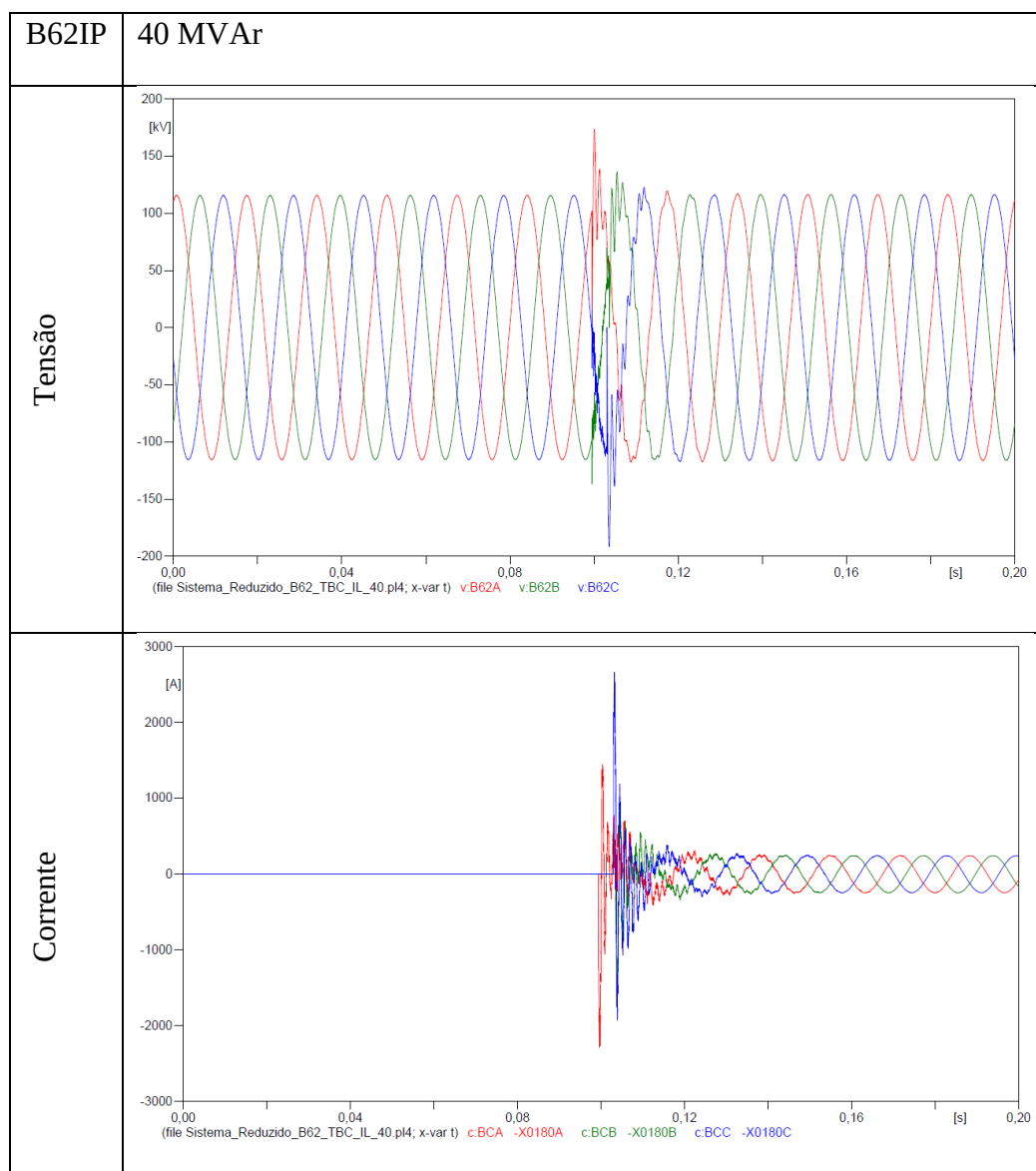


Figura 74 - Transitório de Energização no Barramento B62 Inverno Pesado: BC 40 MVar.

Tabela 103 – Sobretensão no Barramento B62 Inverno Pesado: BC 40 MVar.

Caso 93	Fase A	Fase B	Fase C
Tempo (s)	1,001E-01	1,040E-01	1,041E-01
Tensão (V)	169107	-133168	-177949

➤ **Barramento 62 – Inverno Pesado (IP) – BC 60 MVar – Corrente: 3298 A**

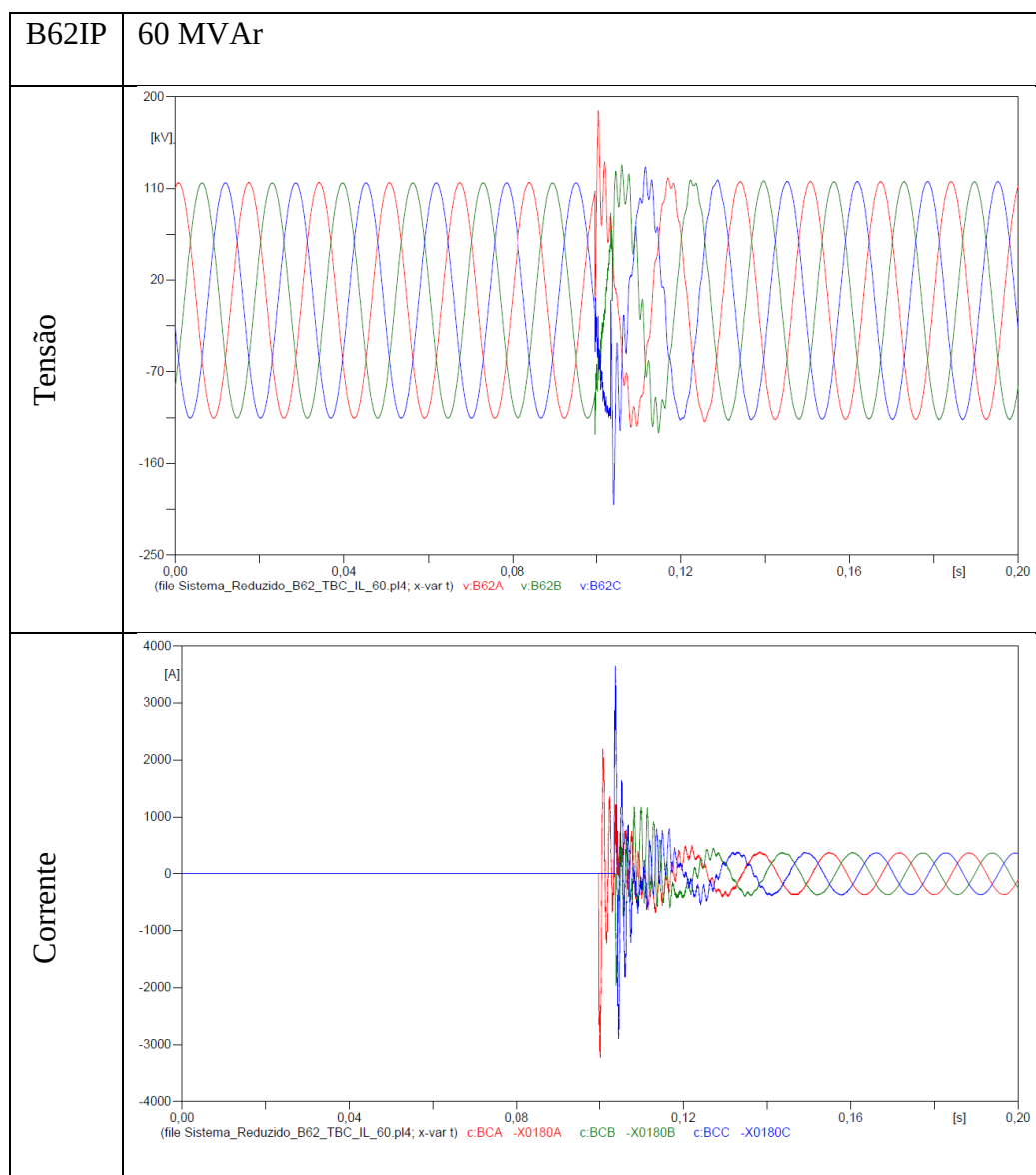


Figura 75 - Transitório de Energização no Barramento B62 Inverno Pesado: BC 60 MVar.

Tabela 104 – Sobretensão no Barramento B62 Inverno Pesado: BC 60 MVar.

Caso 114	Fase A	Fase B	Fase C
Tempo (s)	1,009E-01	1,045E-01	1,047E-01
Tensão (V)	182781	130384	-174787

➤ **Barramento 2 – Inverno Leve (IL) – Filtro 60 MVar 5ª harmônica –
Corrente: 1680 A**

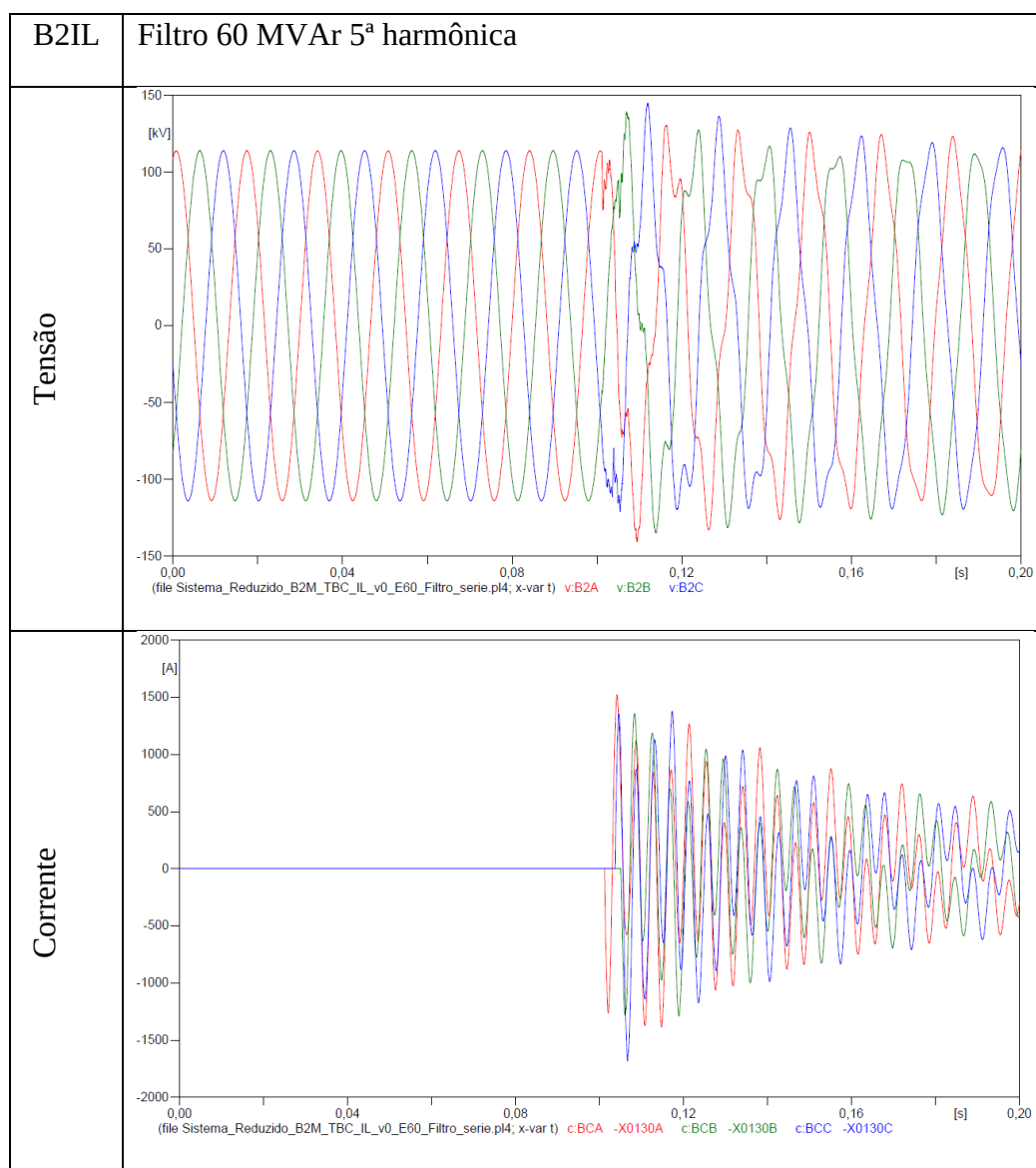


Figura 76 - Transitório de Energização no Barramento B2 Inverno Leve: Filtro 5ª harmônica.

Tabela 105 – Sobretenção no Barramento B2 Inverno Leve: Filtro 5ª harmônica.

Caso 23	Fase A	Fase B	Fase C
Tempo (s)	1,012E-01	1,051E-01	1,037E-01
Tensão (V)	-140348	139357	144875

➤ **Barramento 2 – Inverno Leve (IL) – Filtro 60 MVar 7ª harmônica –**
Corrente: 1700 A

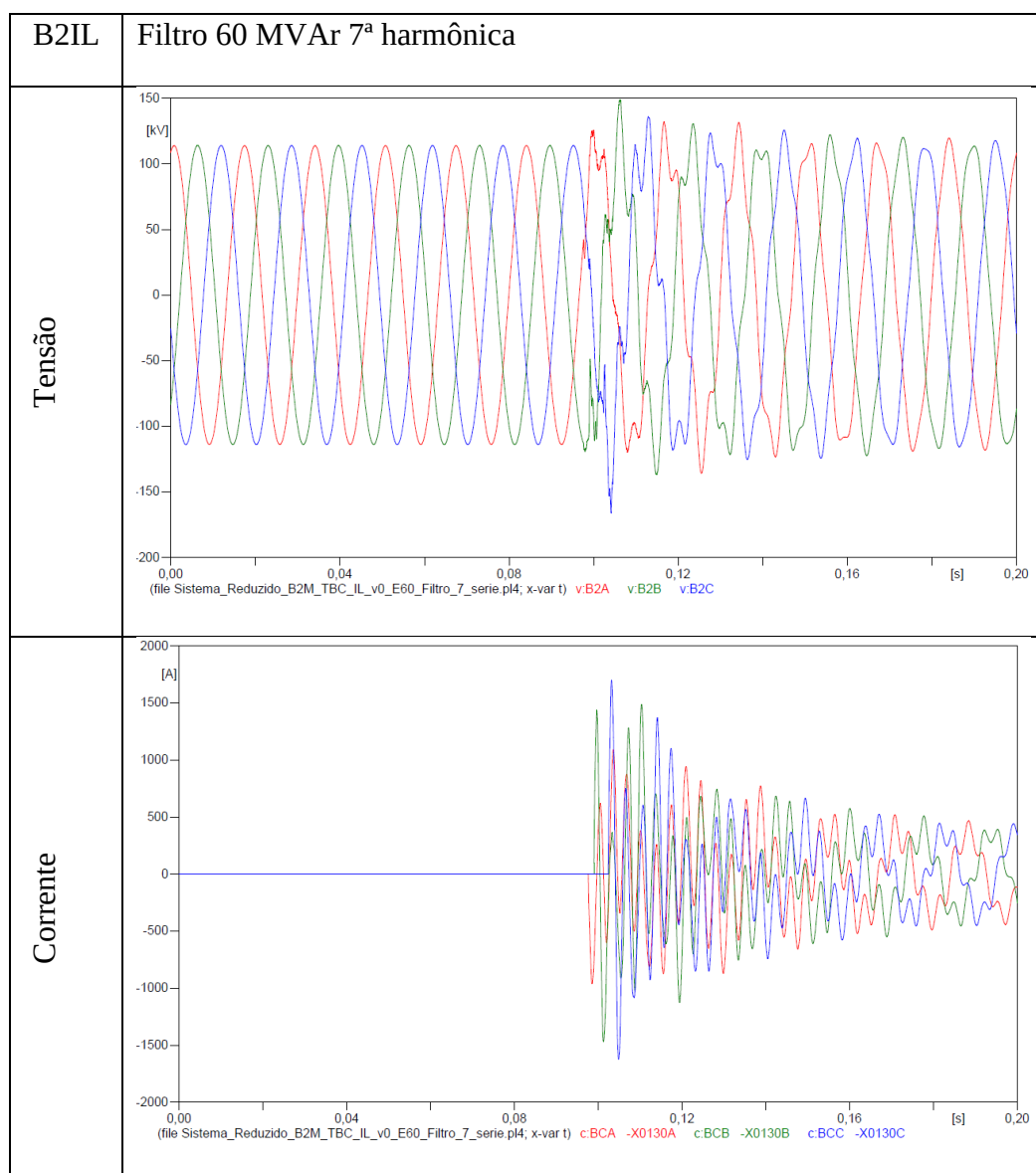


Figura 77 - Transitório de Energização no Barramento B2 Inverno Leve: Filtro 7ª harmônica.

Tabela 106 – Sobretensão no Barramento B2 Inverno Leve: Filtro 7ª harmônica.

Caso 89	Fase A	Fase B	Fase C
Tempo (s)	9,762E-02	9,896E-02	1,024E-01
Tensão (V)	135747	148705	-166151

➤ **Barramento 2 – Inverno Pesado (IP) – Filtro 60 MVar 5ª harmônica –
Corrente: 1400 A**

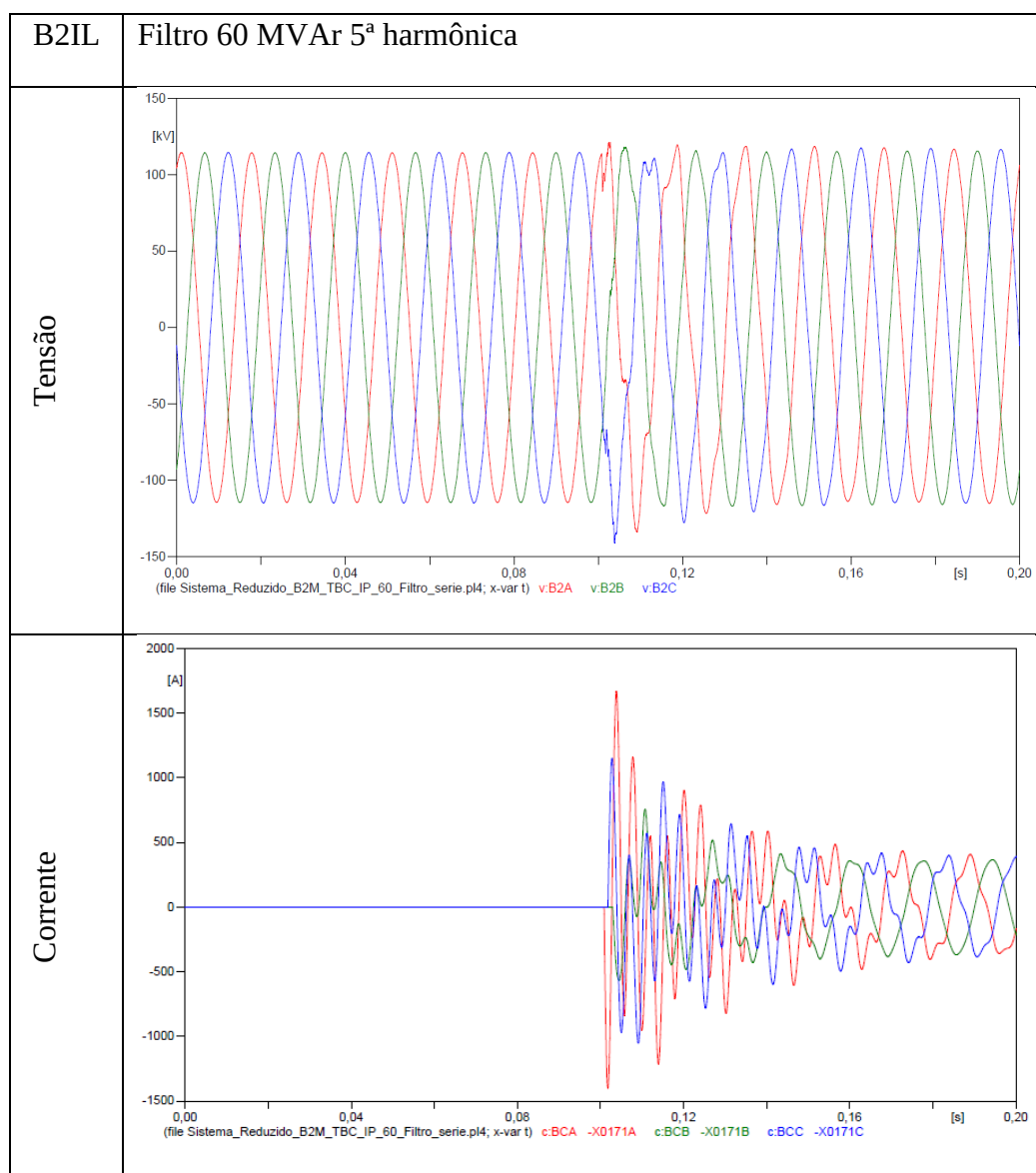


Figura 78 - Transitório de Energização no Barramento B2 Inverno Pesado: Filtro 5ª harmônica.

Tabela 107 – Sobretensão no Barramento B2 Inverno Pesado: Filtro 5ª harmônica.

Caso 69	Fase A	Fase B	Fase C
Tempo (s)	1,008E-01	1,029E-01	1,018E-01
Tensão (V)	-133983	118195	-141242

➤ **Barramento 2 – Inverno Pesado (IP) – Filtro 60 MVar 7ª harmônica –
Corrente: 1575 A**

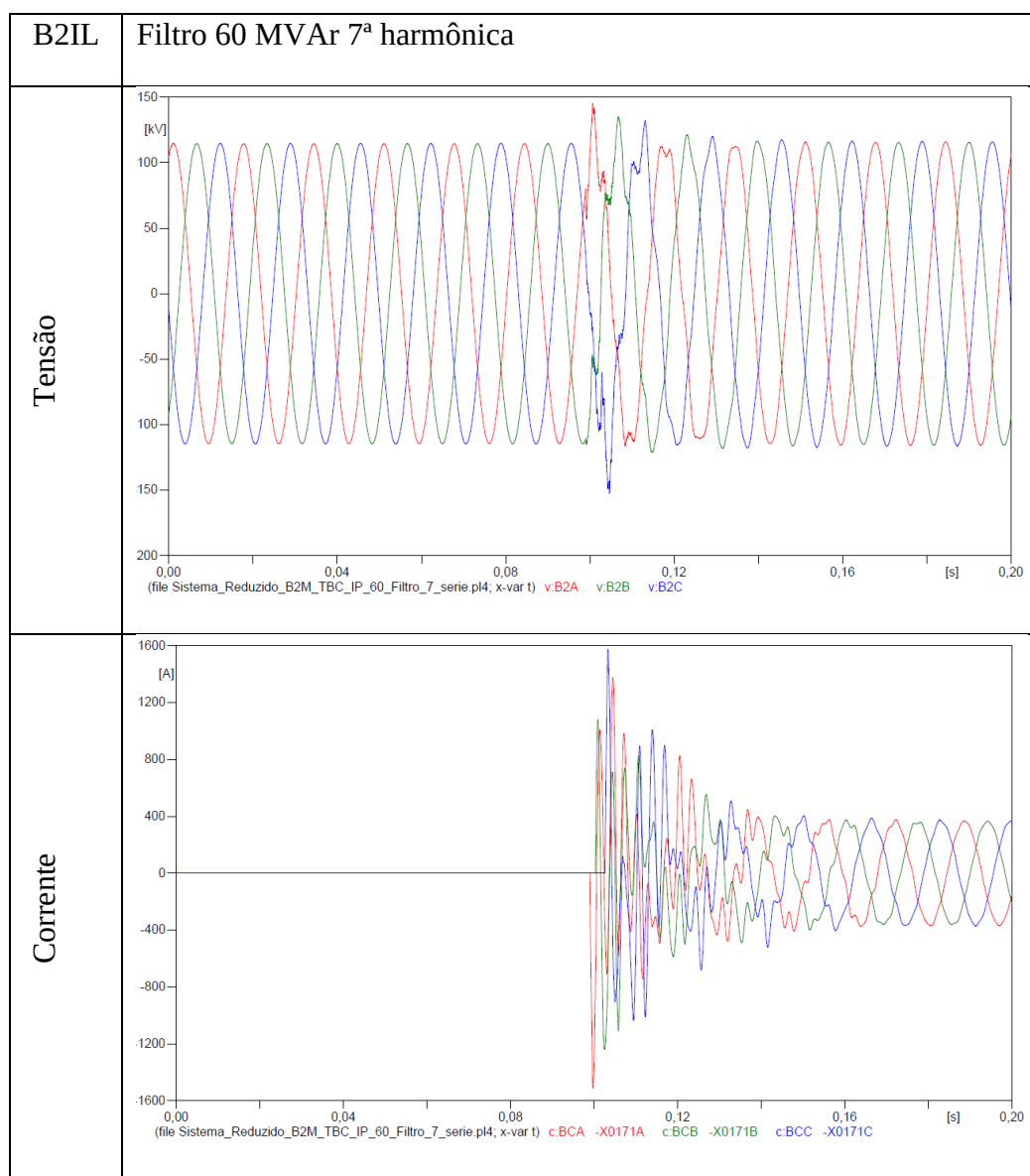


Figura 79 - Transitório de Energização no Barramento B2 Inverno Pesado: Filtro 7ª harmônica.

Tabela 108 – Sobretensão no Barramento B2 Inverno Pesado: Filtro 7ª harmônica.

Caso 117	Fase A	Fase B	Fase C
Tempo (s)	9,900E-02	1,003E-01	1,026E-01
Tensão (V)	145134	135254	-152454

➤ **Barramento 62 – Inverno Leve (IL) – Filtro 60 MVar 5ª harmônica –
Corrente: 1809 A**

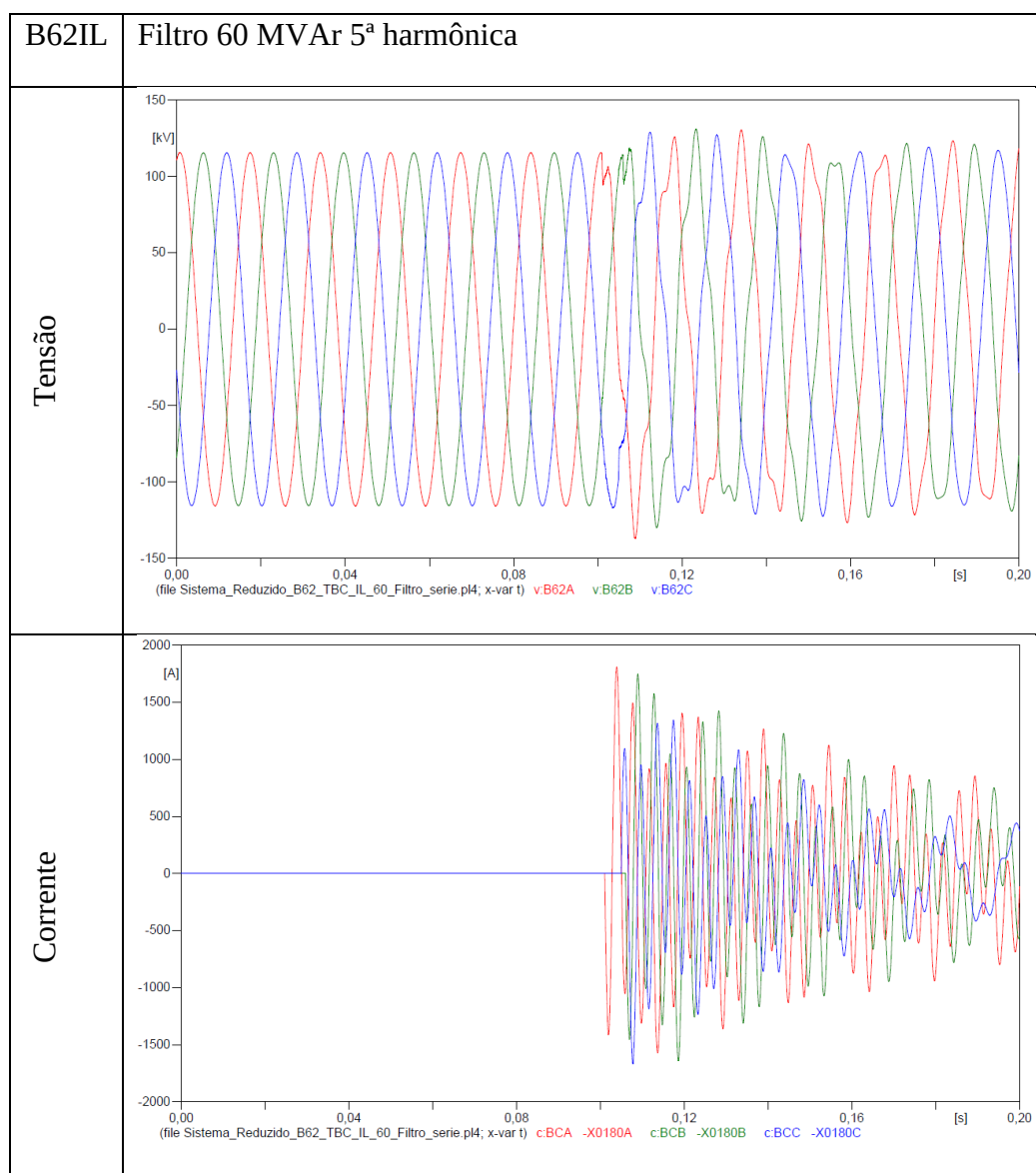


Figura 80 - Transitório de Energização no Barramento B62 Inverno Leve: Filtro 5ª harmônica.

Tabela 109 – Sobretensão no Barramento B62 Inverno Leve: Filtro 5ª harmônica.

Caso 160	Fase A	Fase B	Fase C
Tempo (s)	1,010E-01	1,060E-01	1,049E-01
Tensão (V)	-136958	131041	129160

➤ **Barramento 62 – Inverno Leve (IL) – Filtro 60 MVar 7ª harmônica –
Corrente: 1804 A**

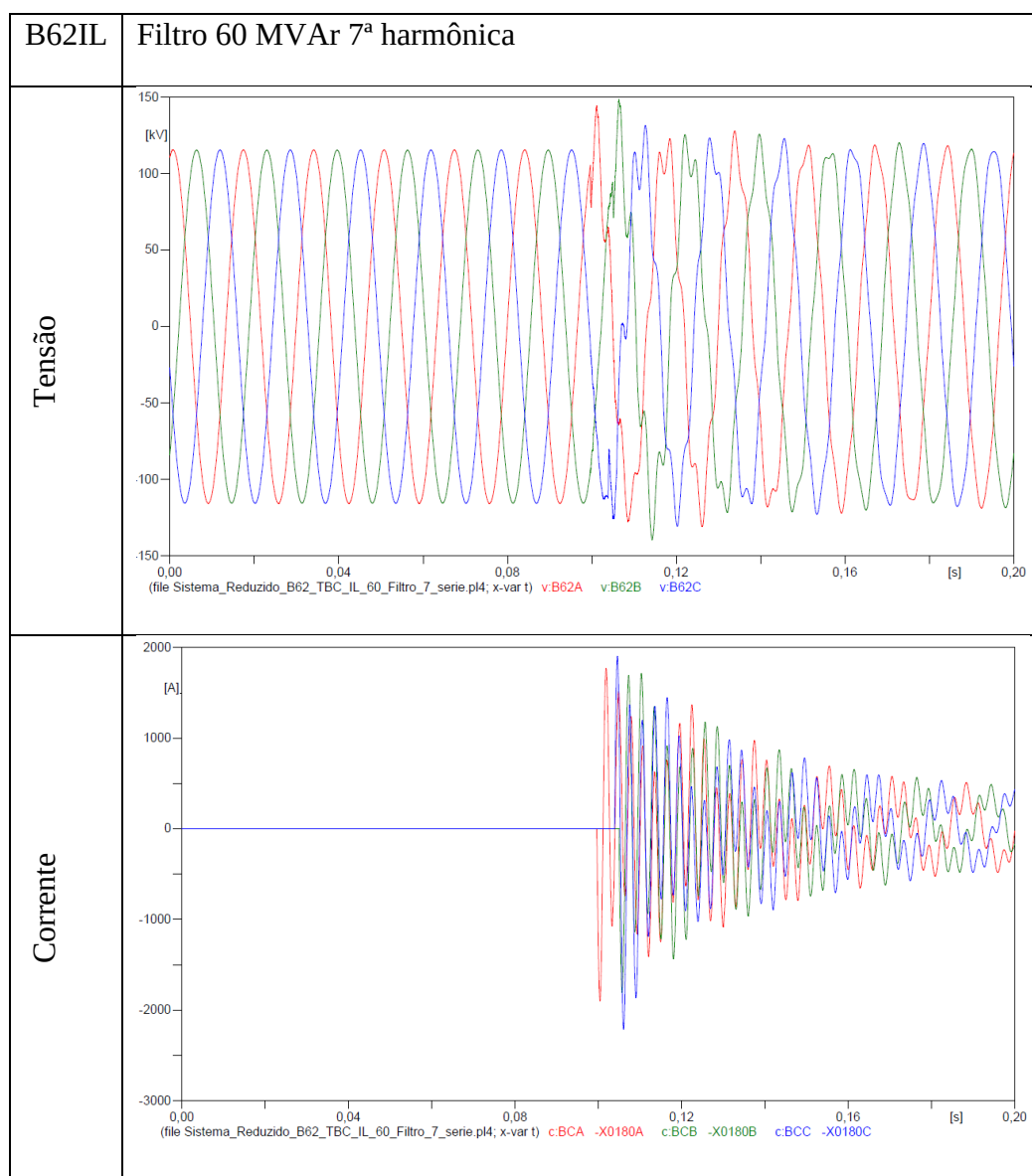


Figura 81 - Transitório de Energização no Barramento B62 Inverno Leve: Filtro 7ª harmônica.

Tabela 110 – Sobretensão no Barramento B62 Inverno Leve: Filtro 7ª harmônica.

Caso 81	Fase A	Fase B	Fase C
Tempo (s)	9,965E-02	1,049E-01	1,039E-01
Tensão (V)	144493	148597	131639

➤ **Barramento 62 – Inverno Pesado (IP) – Filtro 60 MVar 5ª harmônica –
Corrente: 1620 A**

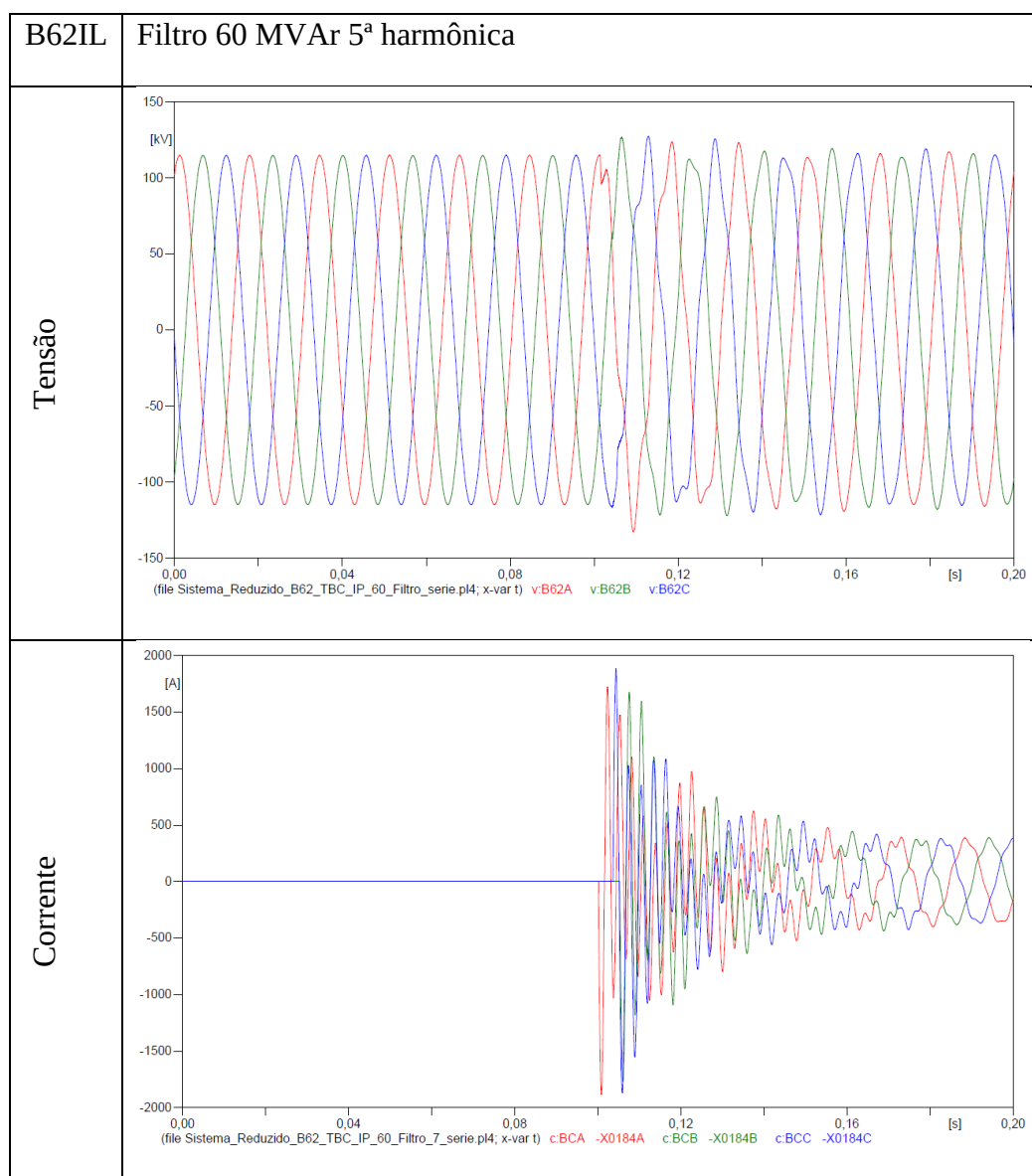


Figura 82 - Transitório de Energização no Barramento B62 Inverno Pesado: Filtro 5ª harmônica.

Tabela 111 – Sobretensão no Barramento B62 Inverno Pesado: Filtro 5ª harmônica.

Caso 174	Fase A	Fase B	Fase C
Tempo (s)	1,015E-01	1,043E-01	1,054E-01
Tensão (V)	-132704	126815	127397

➤ **Barramento 2 – Inverno Pesado (IP) – Filtro 60 MVar 7ª harmônica –
Corrente: 1765 A**

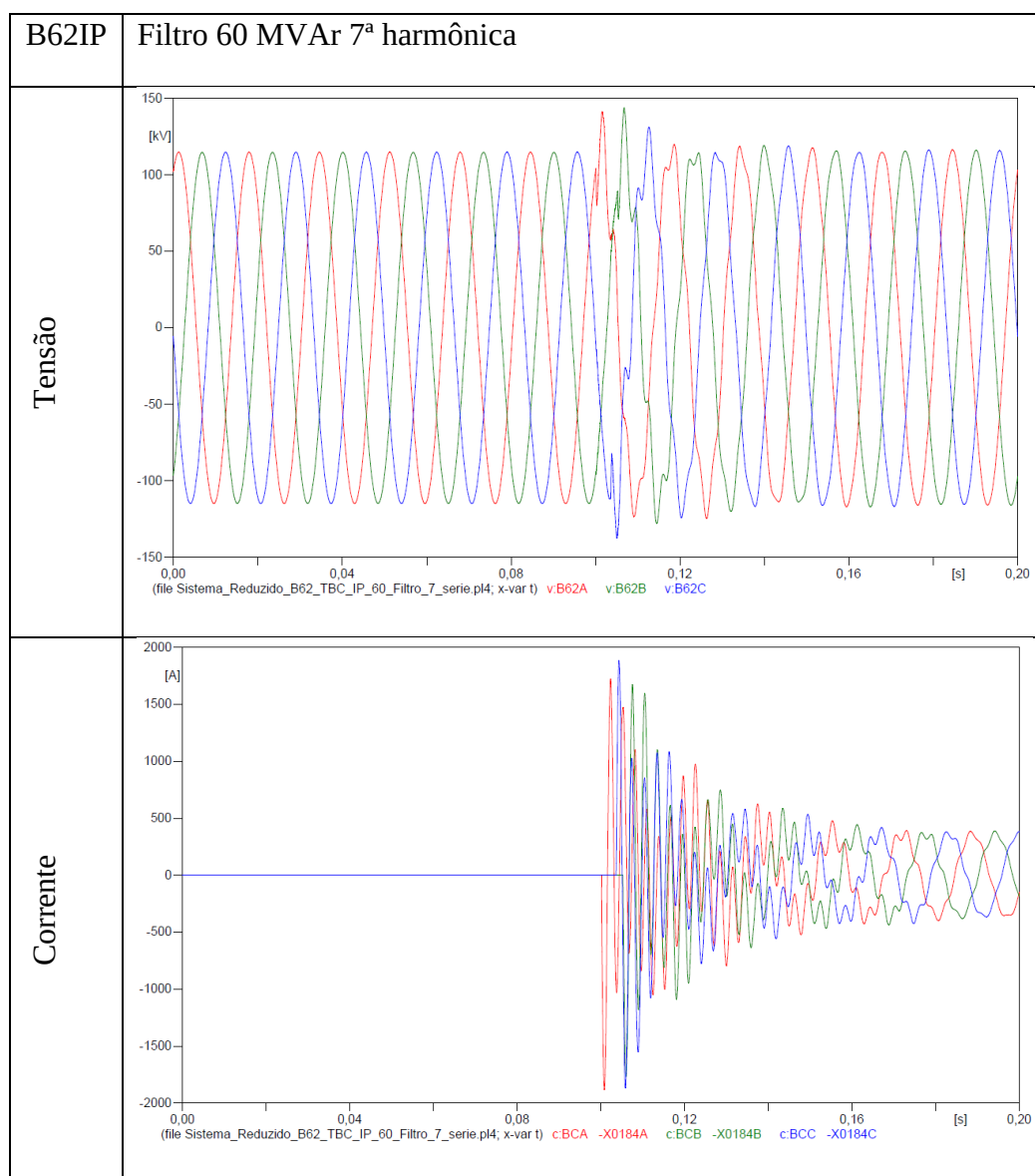


Figura 83 - Transitório de Energização no Barramento B62 Inverno Pesado: Filtro 7ª harmônica.

Tabela 112 – Sobretensão no Barramento B62 Inverno Pesado: Filtro 7ª harmônica.

Caso 141	Fase A	Fase B	Fase C
Tempo (s)	1,001E-01	1,053E-01	1,036E-01
Tensão (V)	141407	143755	-137352

APÊNDICE IV – Figuras simulação de transitórios de TRT de disjuntores falta terminal trifásica

- **DISJUNTORES BARRAMENTO B2**
- **Disjuntor D2-1: Falta Terminal Trifásica Casos C3 e C4**

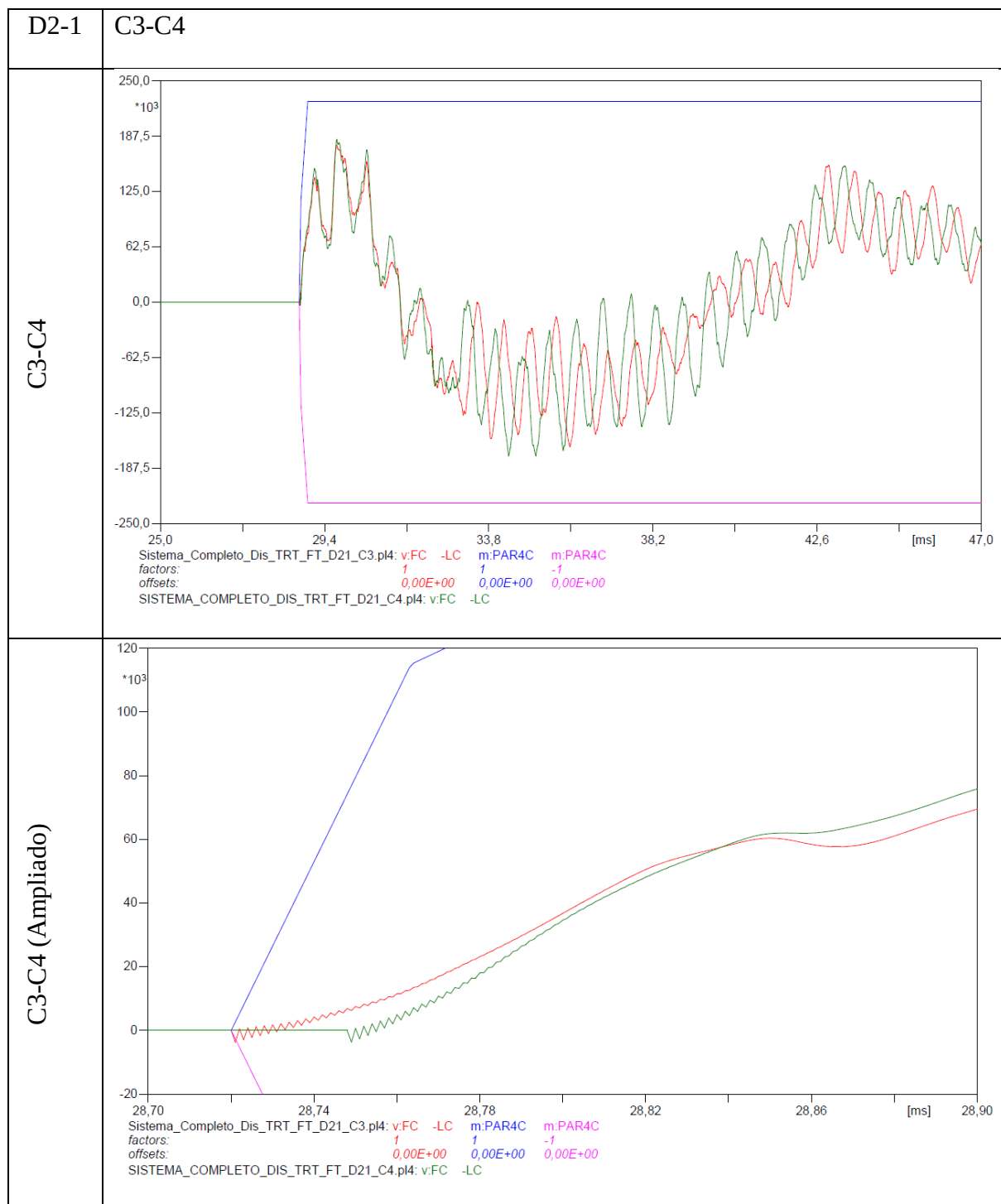


Figura 84 – TRT D2-1: Falta Terminal Trifásica.

➤ **Disjuntor D2-2: Falta Terminal Trifásica Casos C3 e C4**

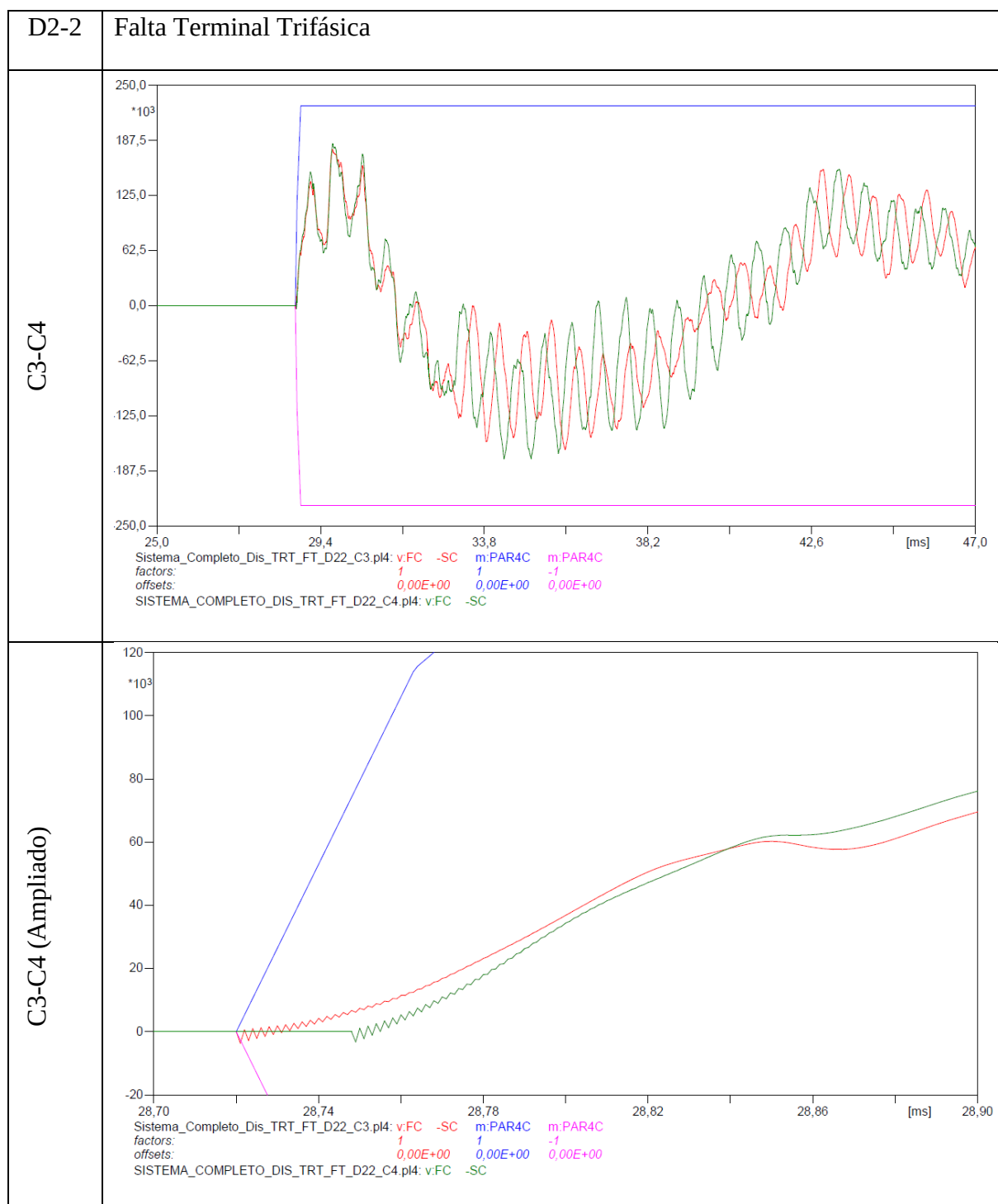


Figura 85- TRT D2-2: Falta Terminal Trifásica.

➤ **Disjuntor D2-3 Falta Terminal Trifásica Casos C3 e C4**

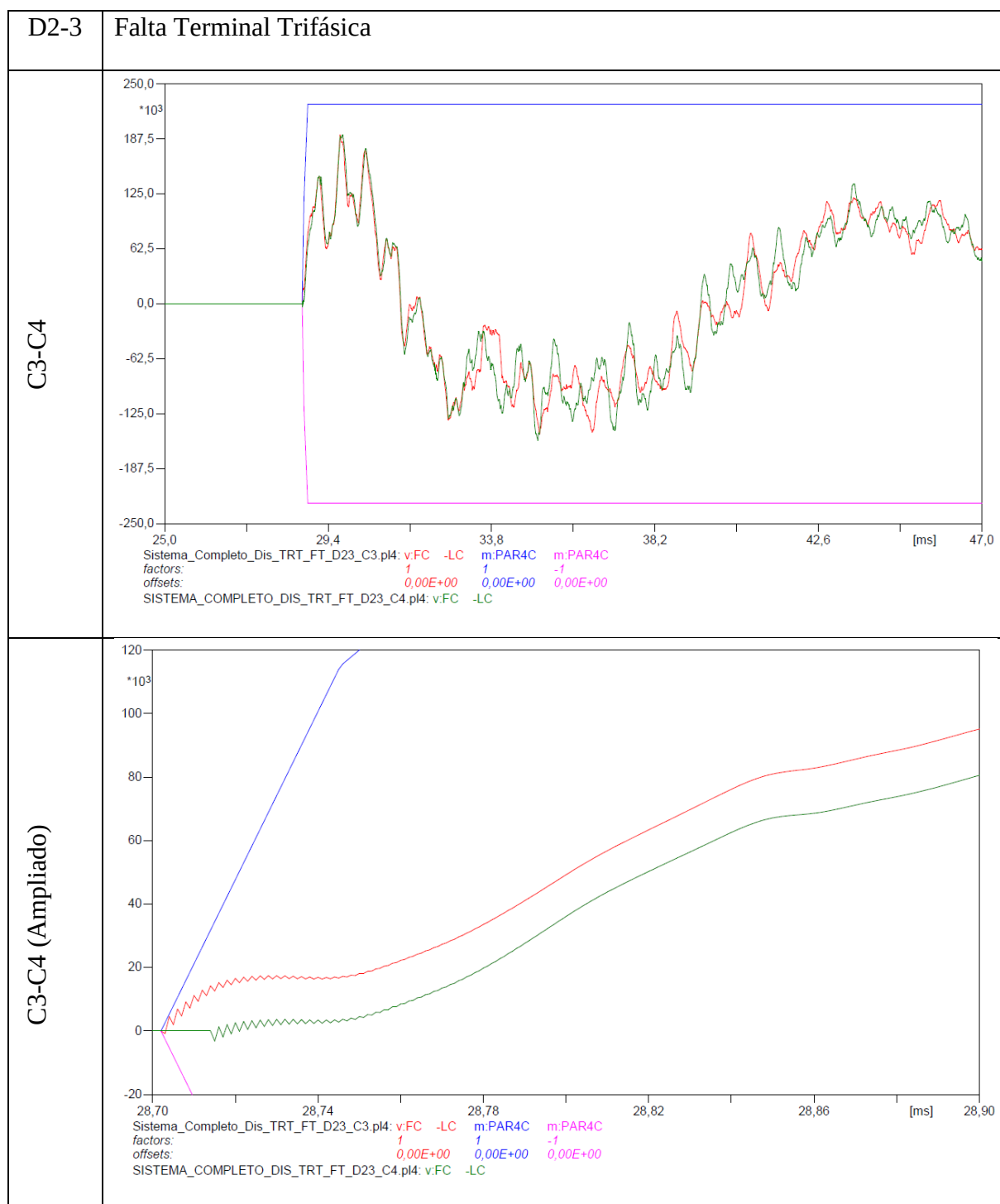


Figura 86 - TRT D2-3: Falta Terminal Trifásica.

➤ **Disjuntor D2-4 Falta Terminal Trifásica Casos C3 e C4**

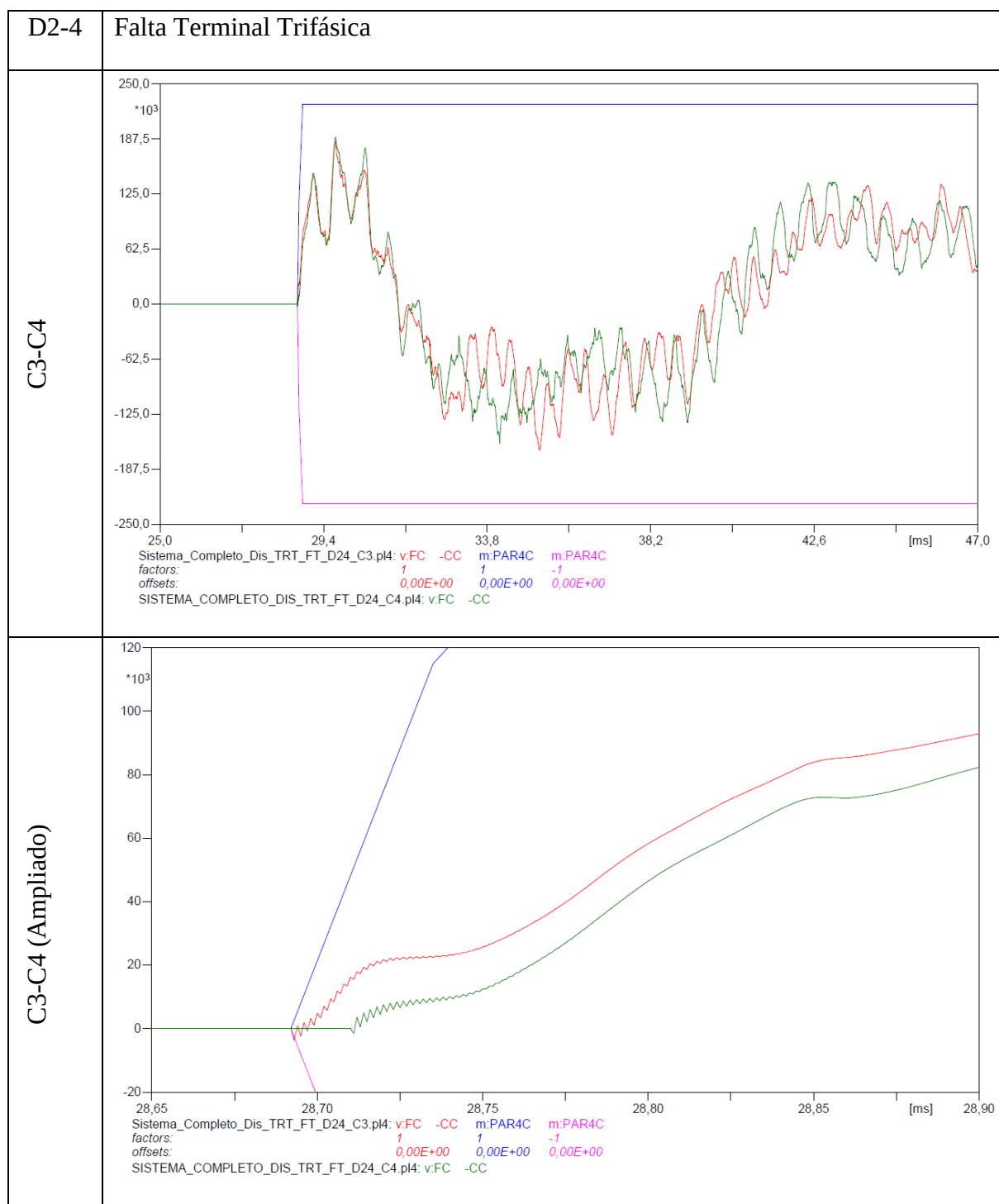


Figura 87 - TRT D2-4: Falta Terminal Trifásica.

➤ **Disjuntor D2-5 Falta Terminal Trifásica Casos C3 e C4**

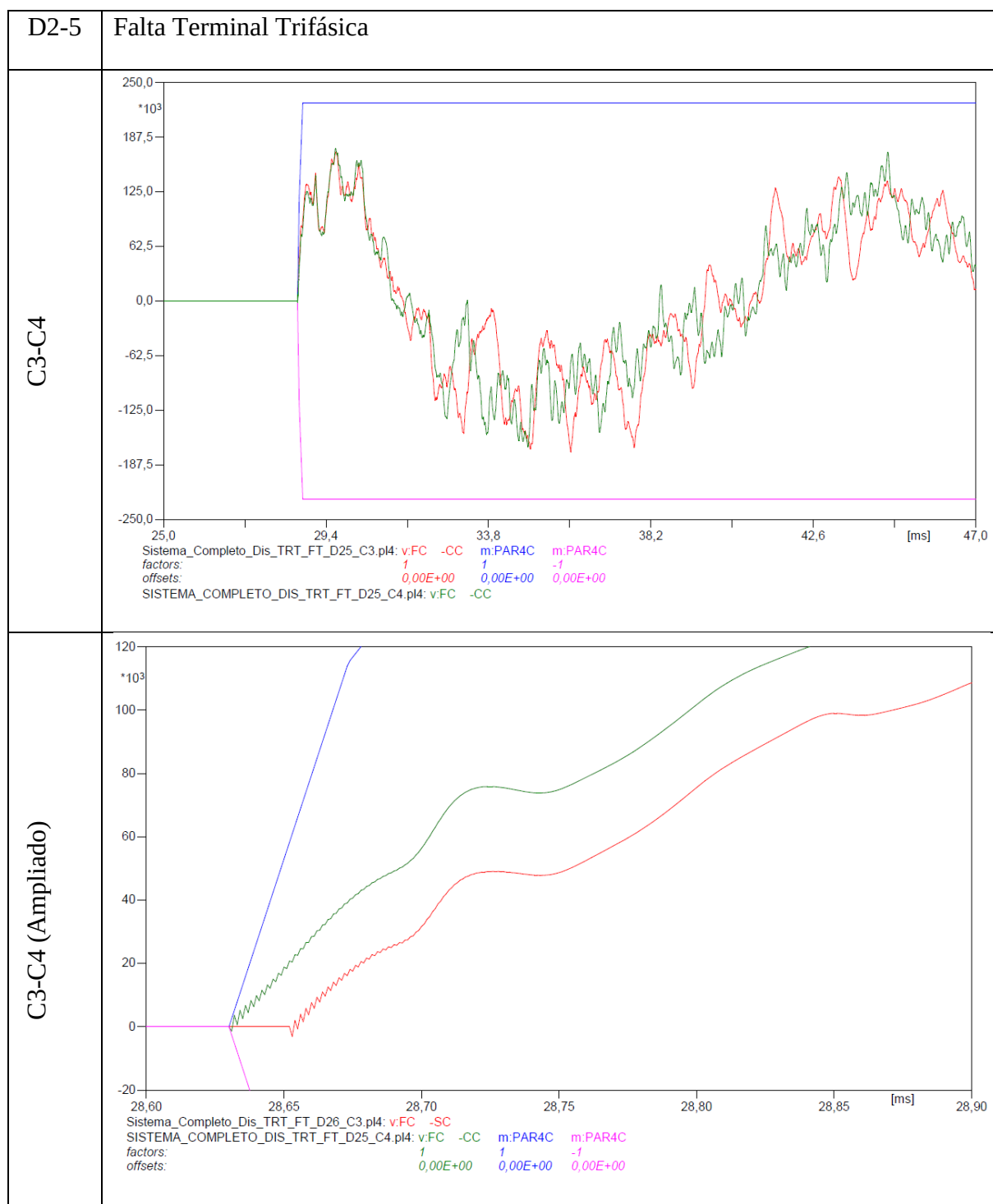


Figura 88 – TRT D2-5: Falta Terminal Trifásica.

➤ **Disjuntor D2-6 Falta Terminal Trifásica Casos C3 e C4**

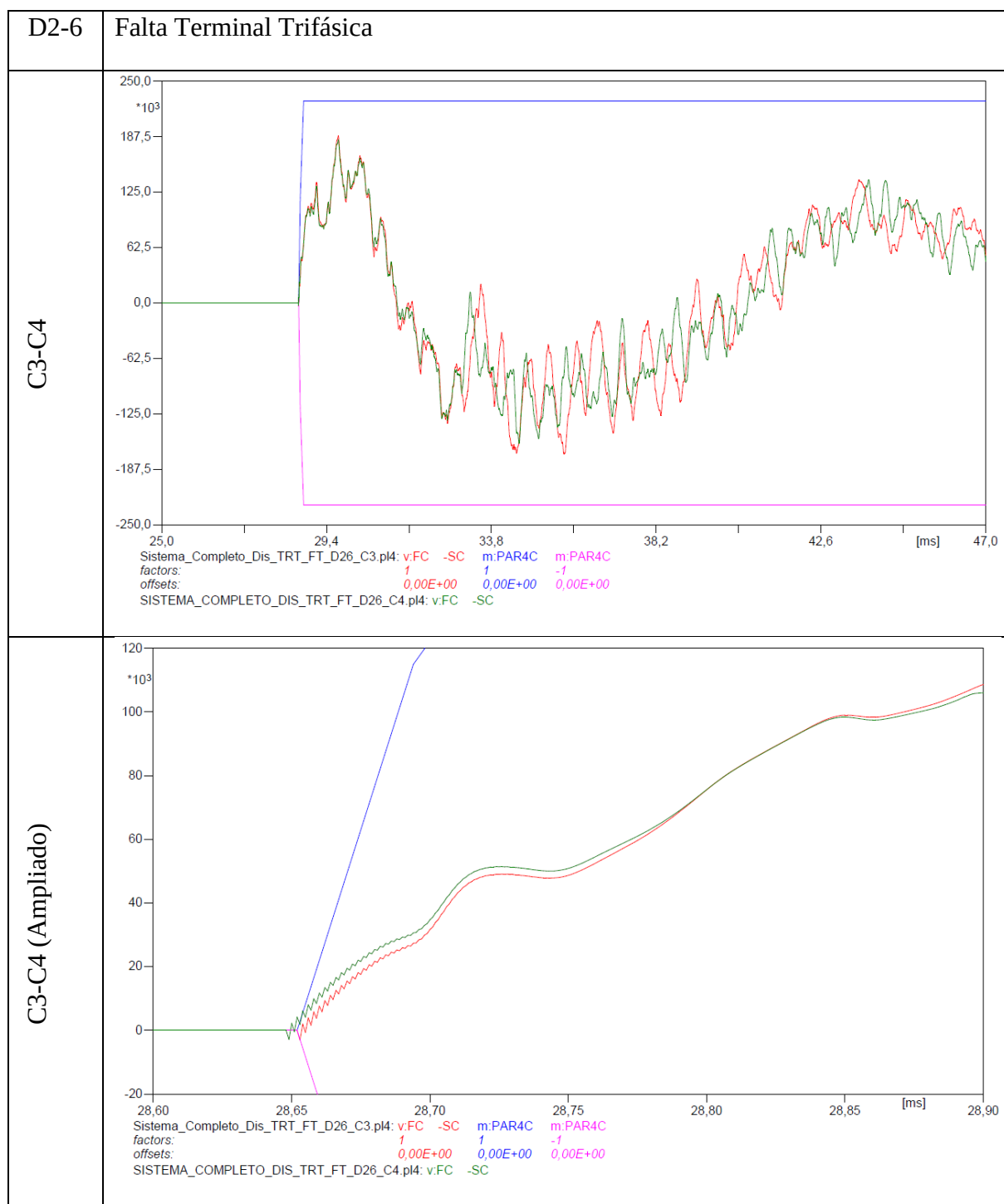


Figura 89- TRT D2-6: Falta Terminal Trifásica.

➤ **DISJUNTORES BARRAMENTO B62**

➤ **Disjuntor D62-1 Falta Terminal Trifásica Casos C3 e C4**

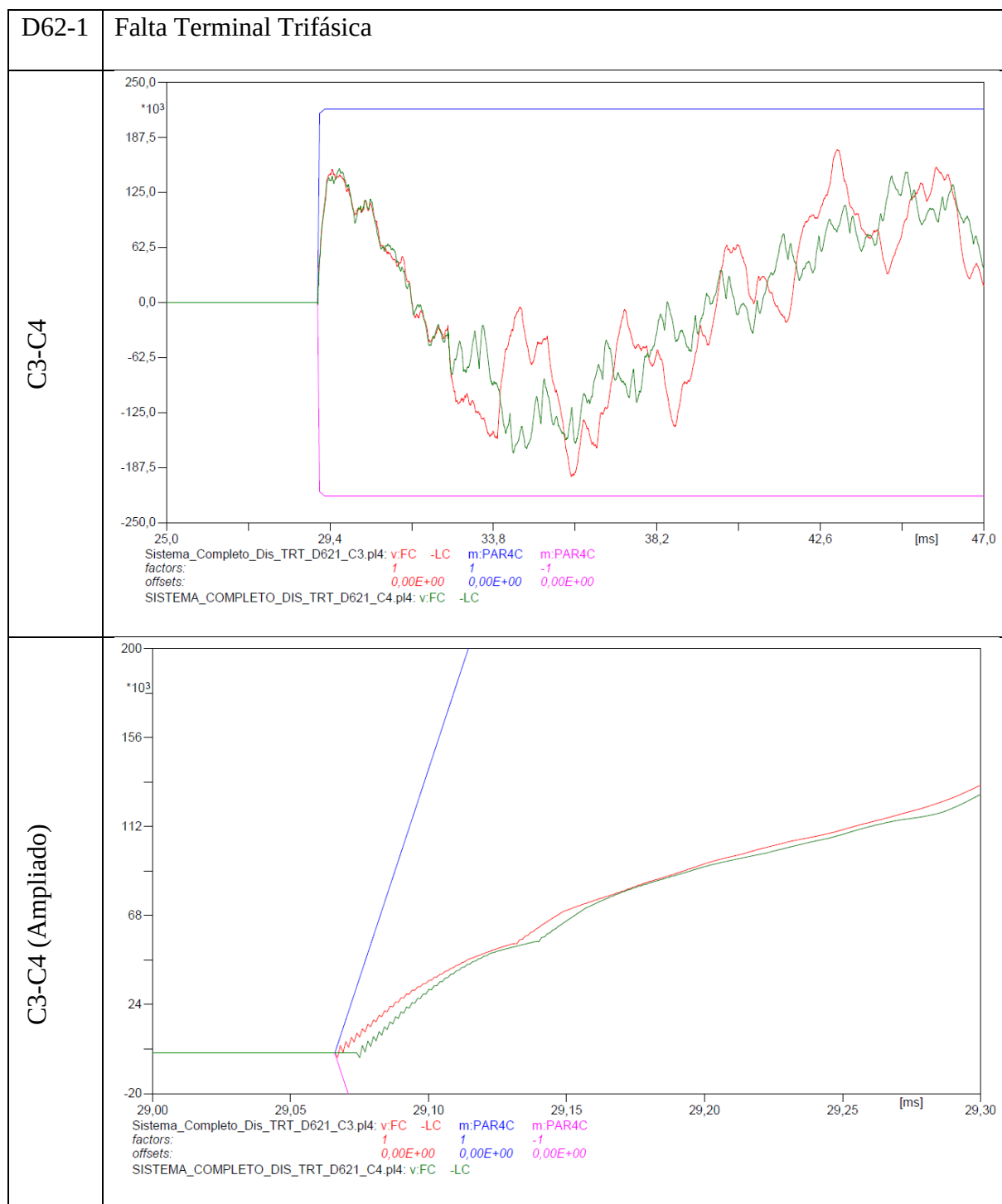


Figura 90 - TRT D62-1: Falta Terminal Trifásica.

➤ **Disjuntor D62-2 Falta Terminal Trifásica Casos C1 e C2**

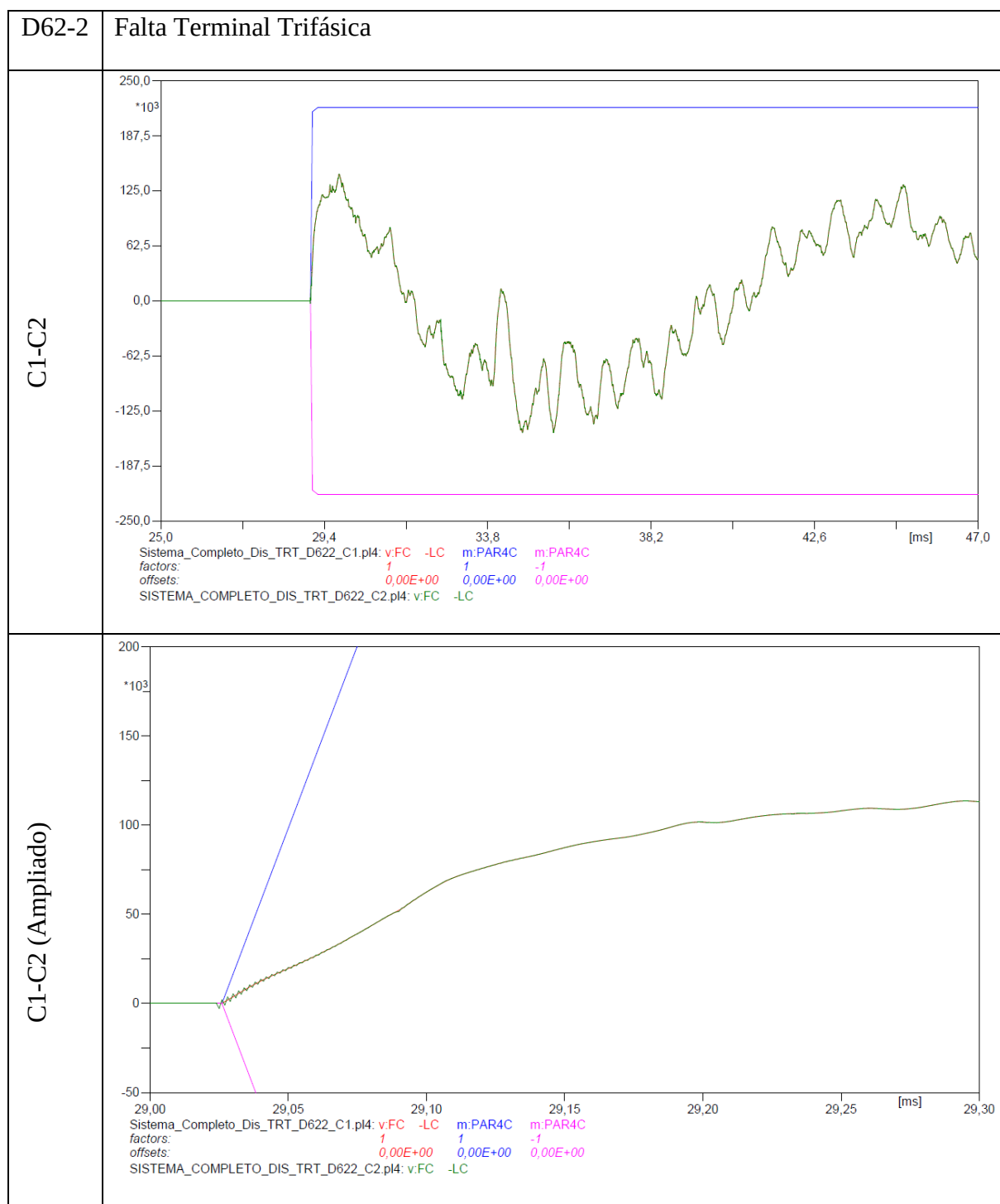


Figura 91- TRT D62-2: Falta Terminal Trifásica.

➤ **Disjuntor D62-3 Falta Terminal Trifásica Casos C1 e C2**

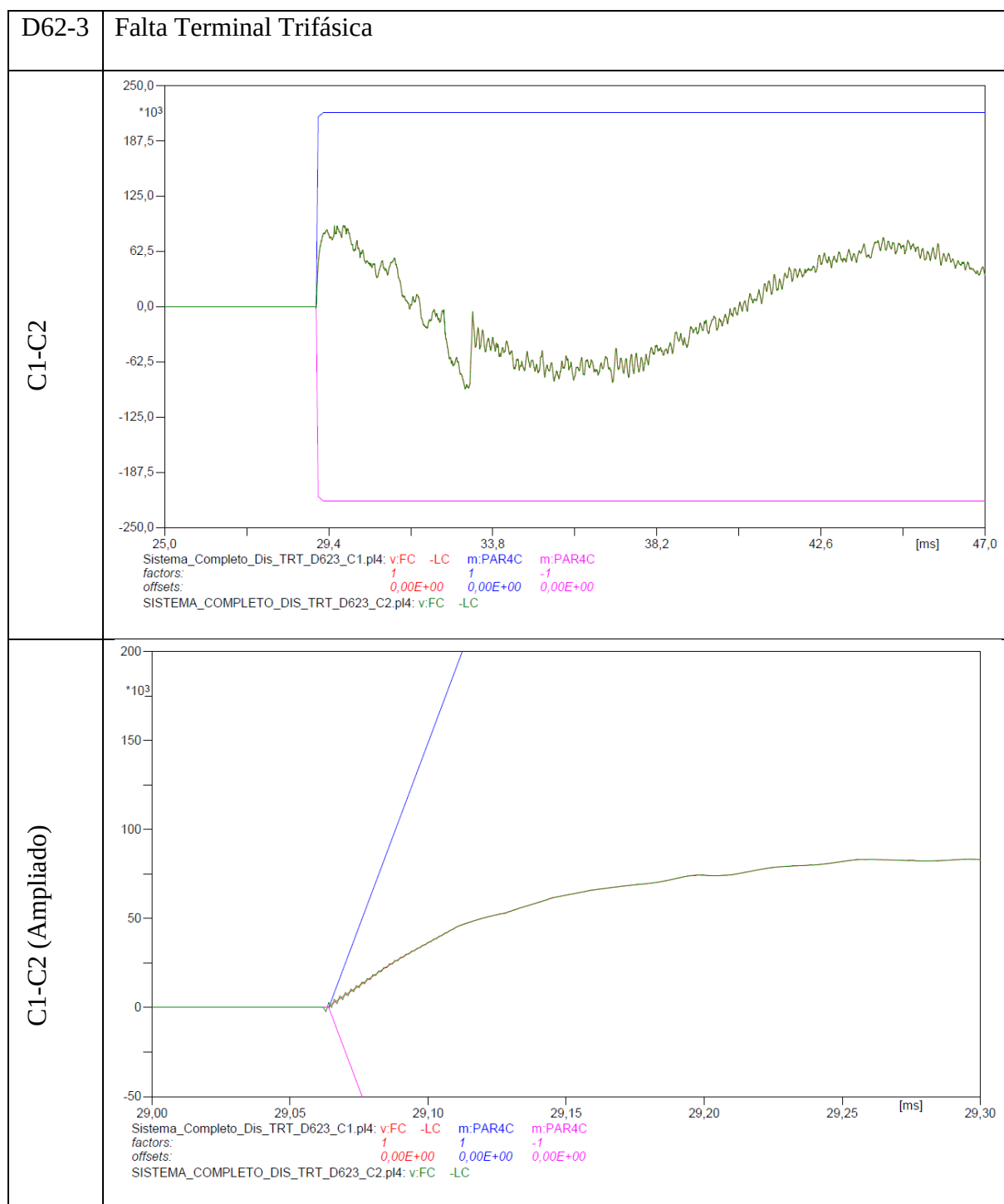


Figura 92 - TRT D62-3: Falta Terminal Trifásica.

➤ **Disjuntor D62-4 Falta Terminal Trifásica Casos C1 e C2**

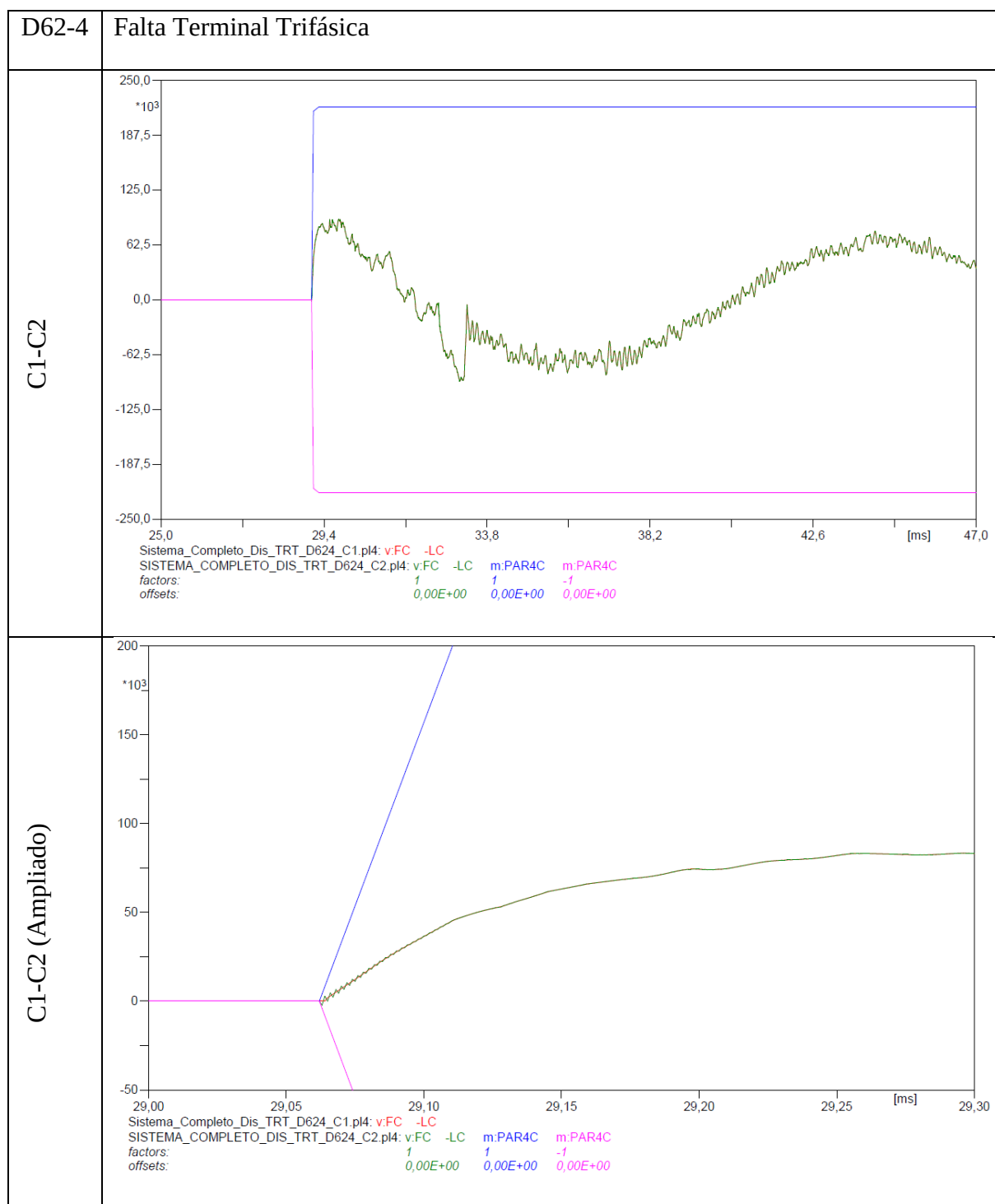


Figura 93 - TRT D62-4: Falta Terminal Trifásica.

➤ **Disjuntor D62-5 Falta Terminal Trifásica Casos C1 e C2**

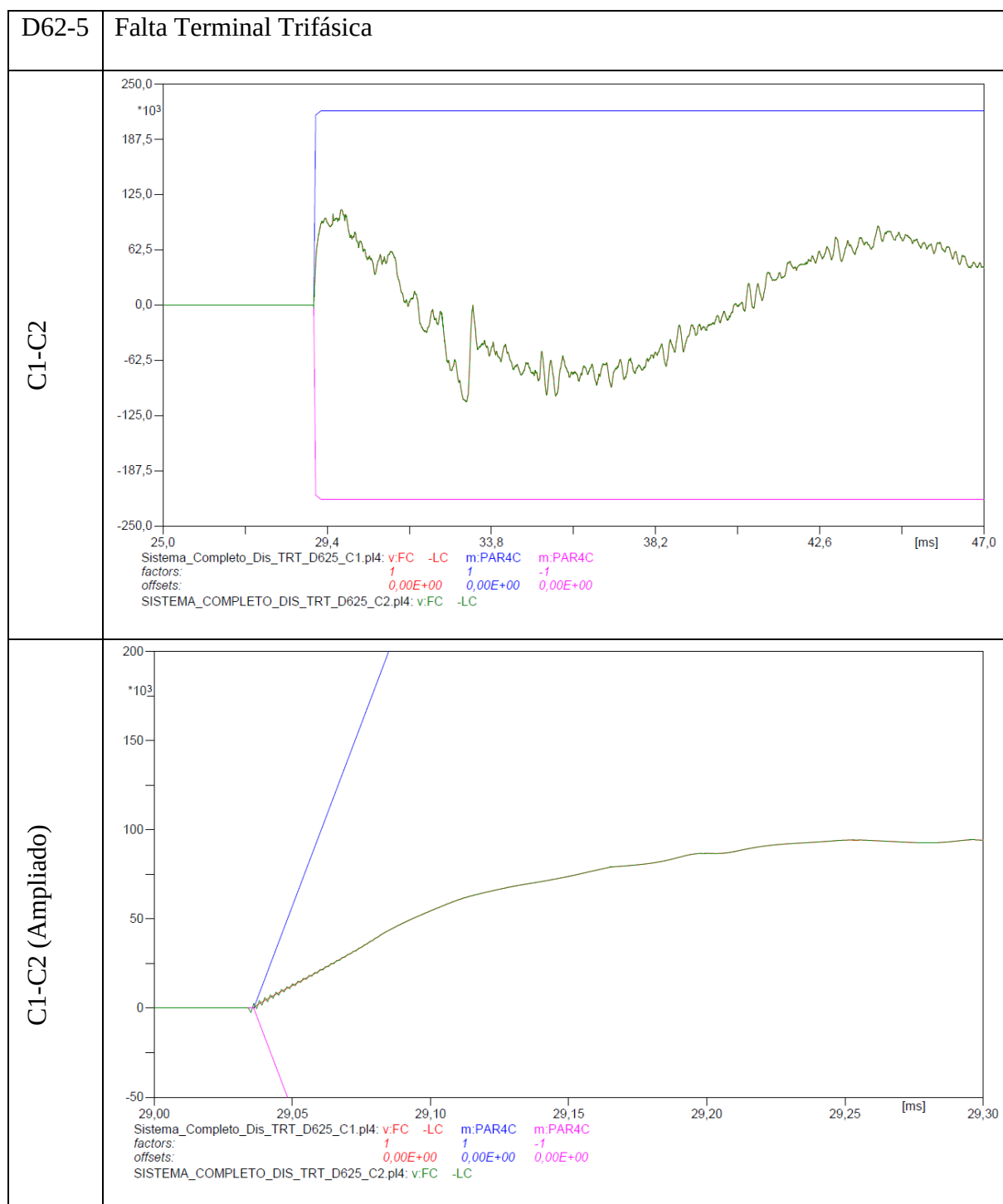


Figura 94 - TRT D62-5: Falta Terminal Trifásica.

➤ **Disjuntor D62-6 Falta Terminal Trifásica Casos C3 e C4**

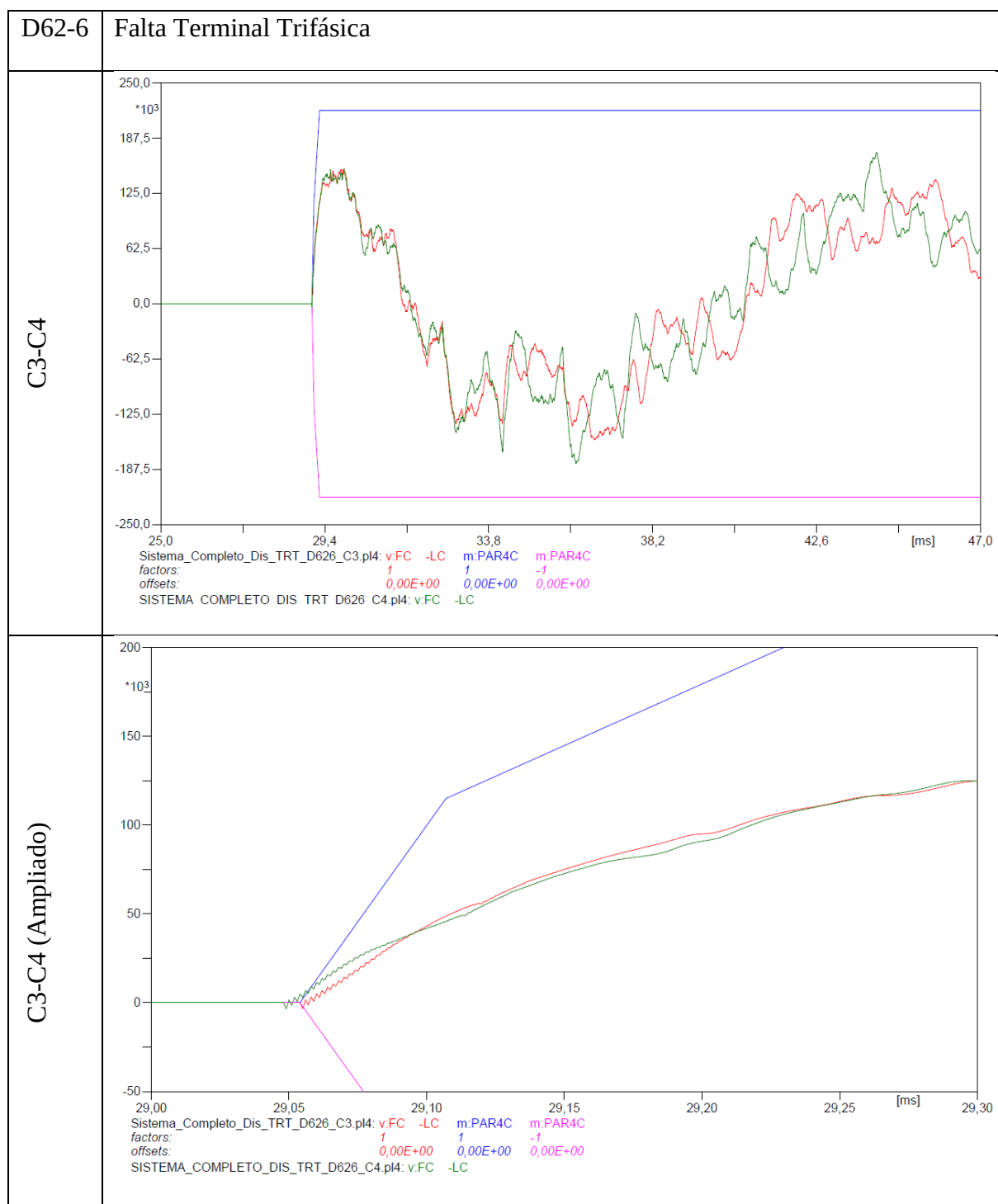


Figura 95- TRT D62-6: Falta Terminal Trifásica.

APÊNDICE V – Figuras simulação de transitórios de TRT de disjuntores falta terminal quilométrica

➤ Disjuntor D2-1 Falta Terminal Quilométrica

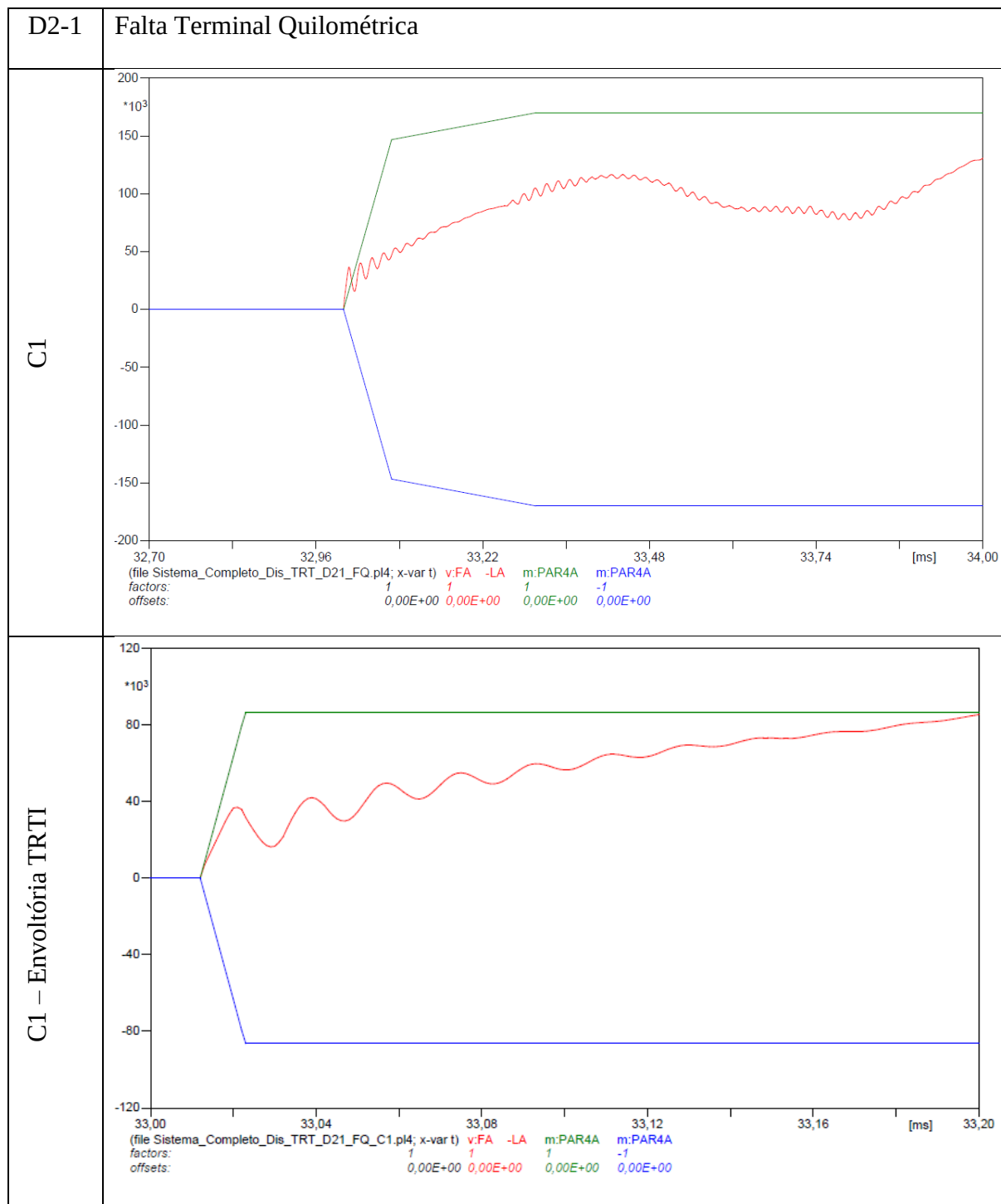


Figura 96 - TRT D2-1: Falta Terminal Quilométrica.

➤ Disjuntor D2-2 Falta Terminal Quilométrica

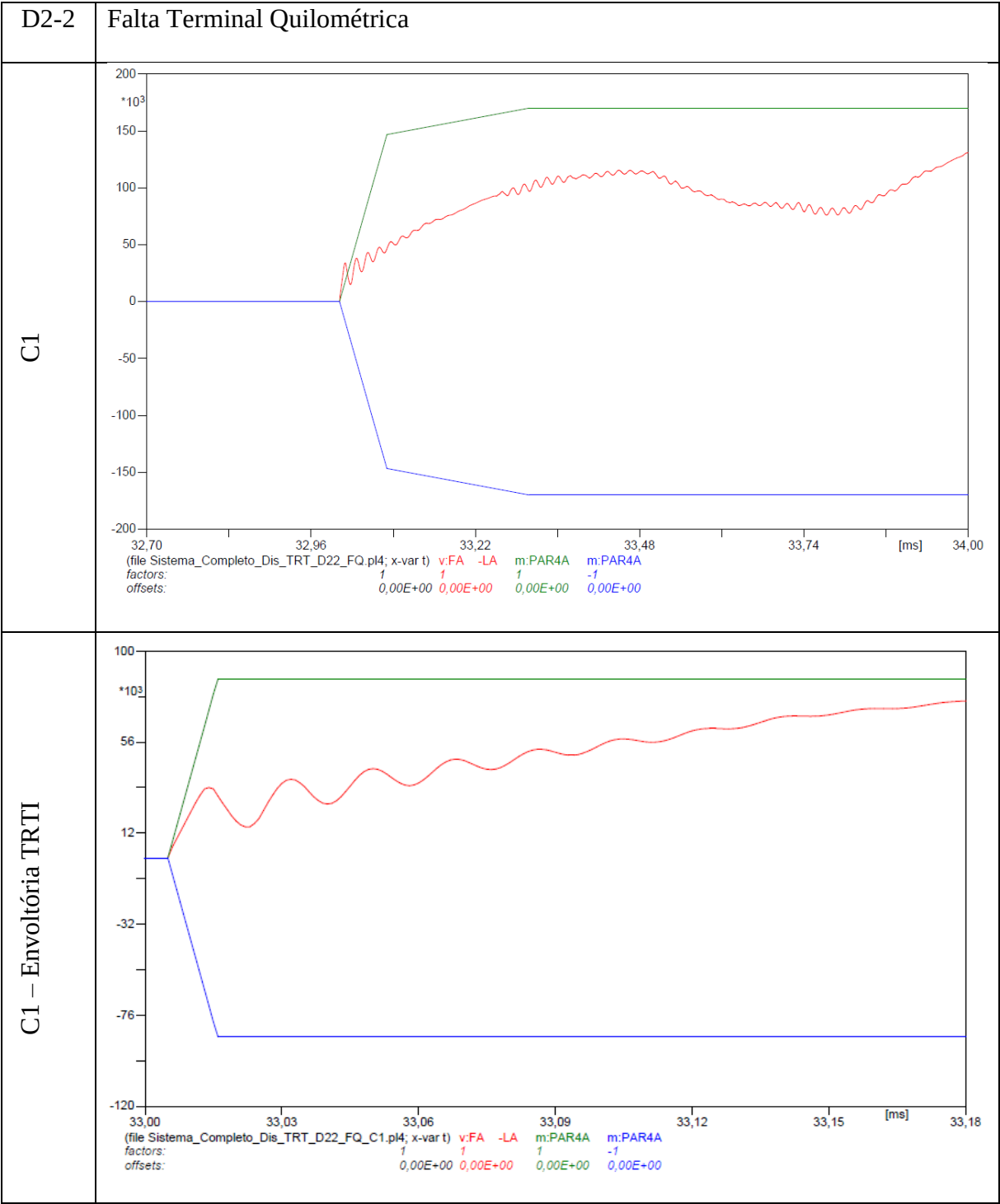


Figura 97- TRT D2-2: Falta Terminal Quilométrica.

➤ **Disjuntor D2-3 Falta Terminal Quilométrica**

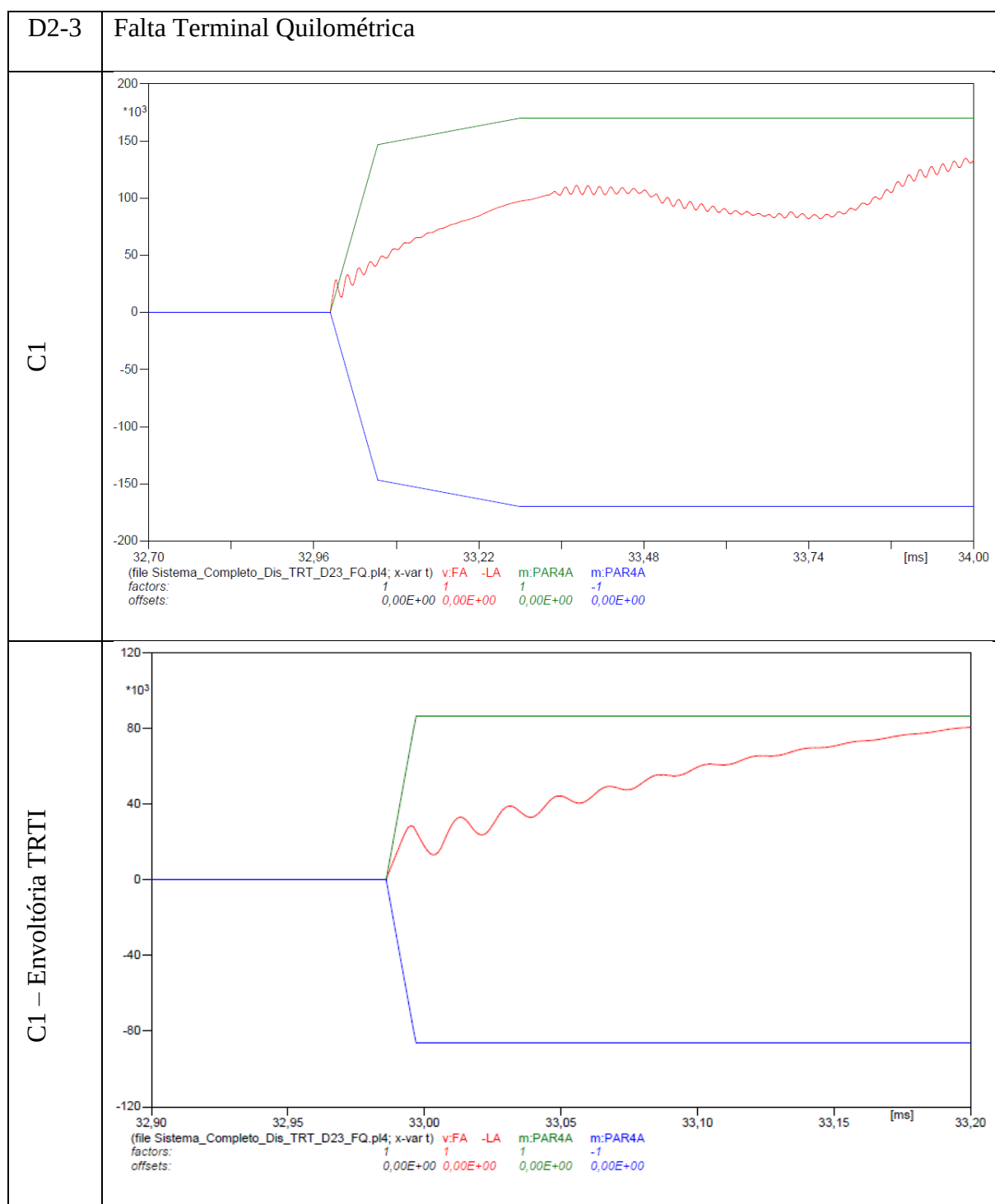


Figura 98 - TRT D2-3: Falta Terminal Quilométrica.

➤ Disjuntor D2-4 Falta Terminal Quilométrica

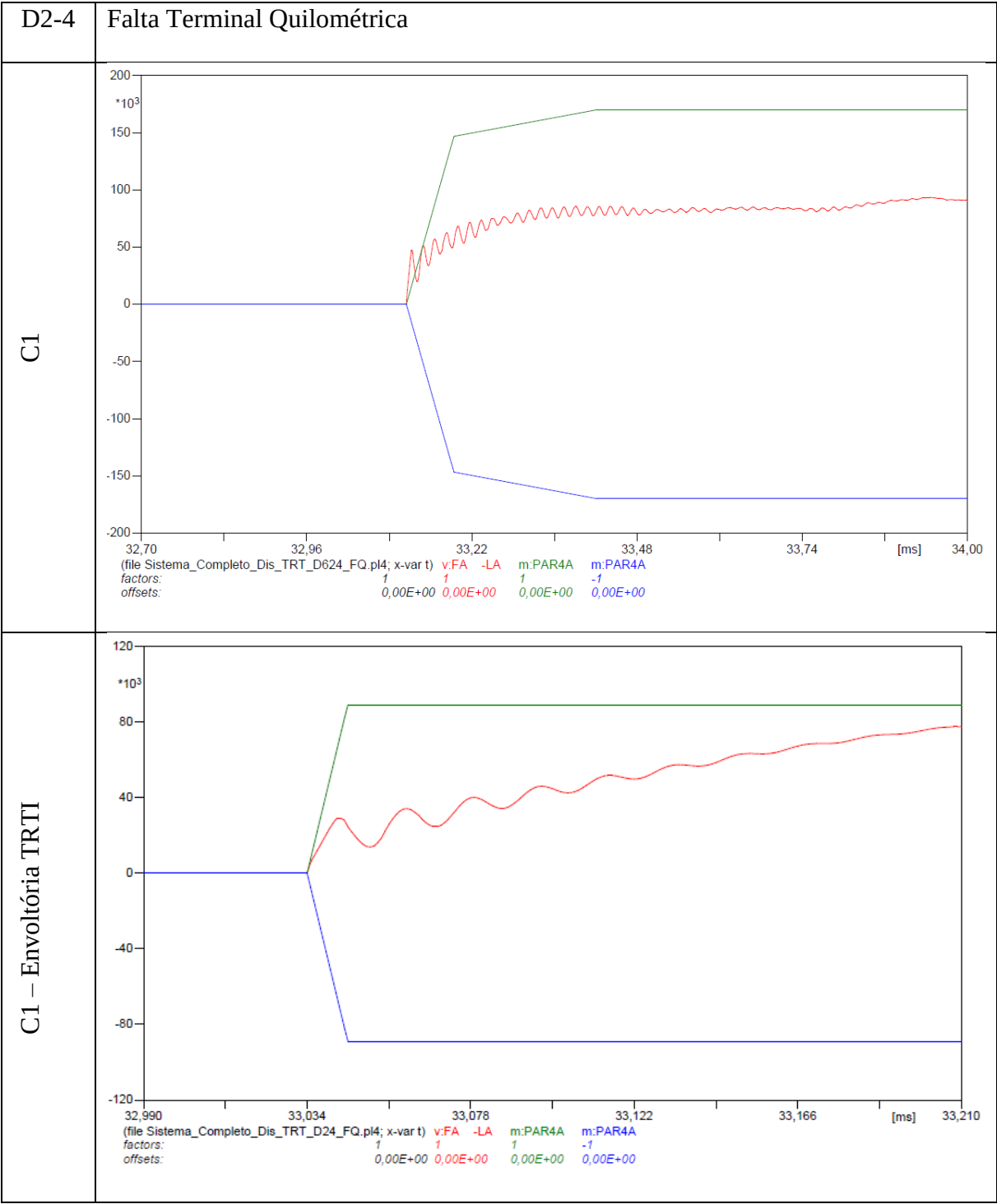


Figura 99 - TRT D2-4: Falta Terminal Quilométrica.

➤ Disjuntor D2-5 Falta Terminal Quilométrica

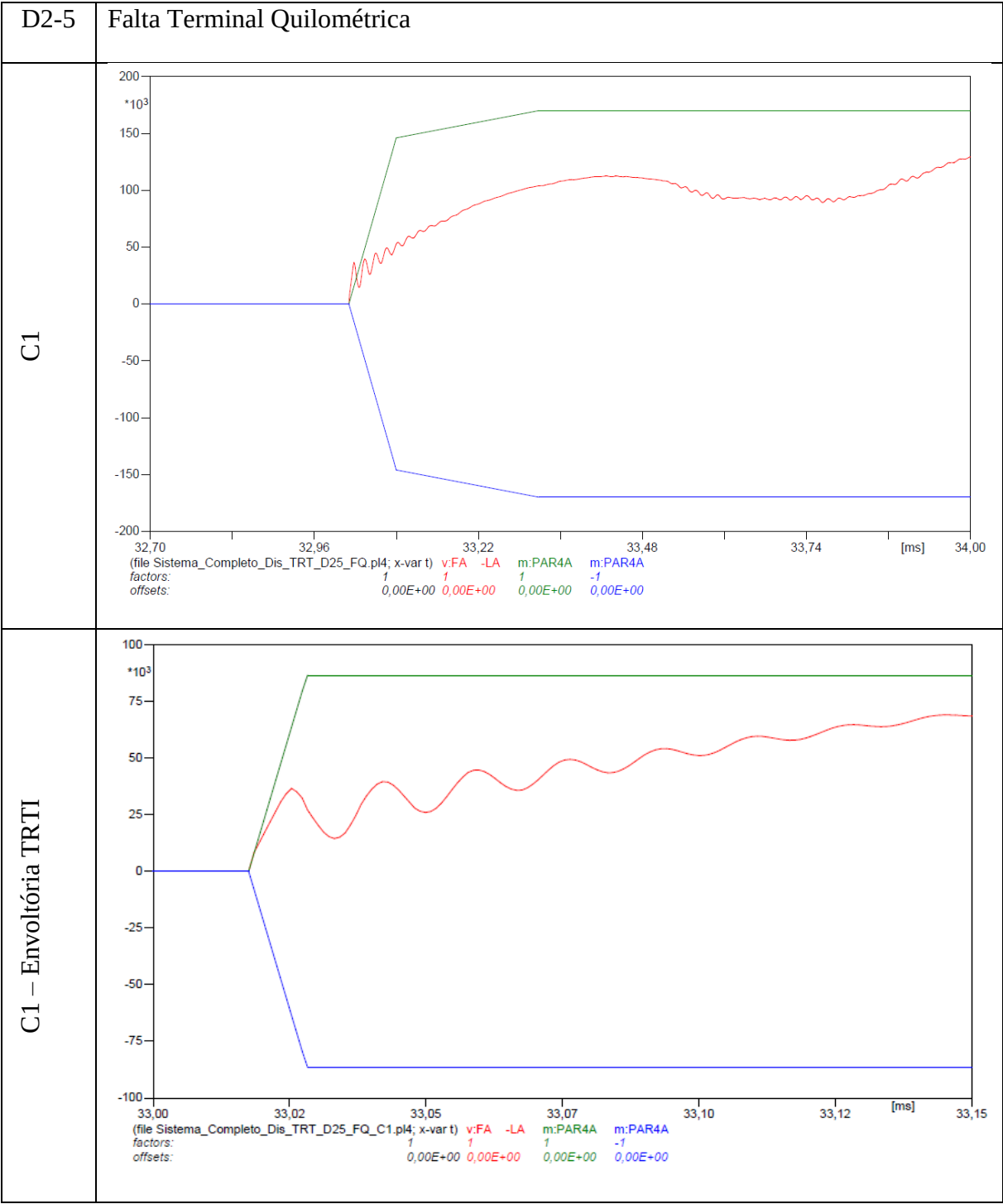


Figura 100 - TRT D2-5: Falta Terminal Quilométrica.

➤ Disjuntor D2-6 Falta Terminal Quilométrica

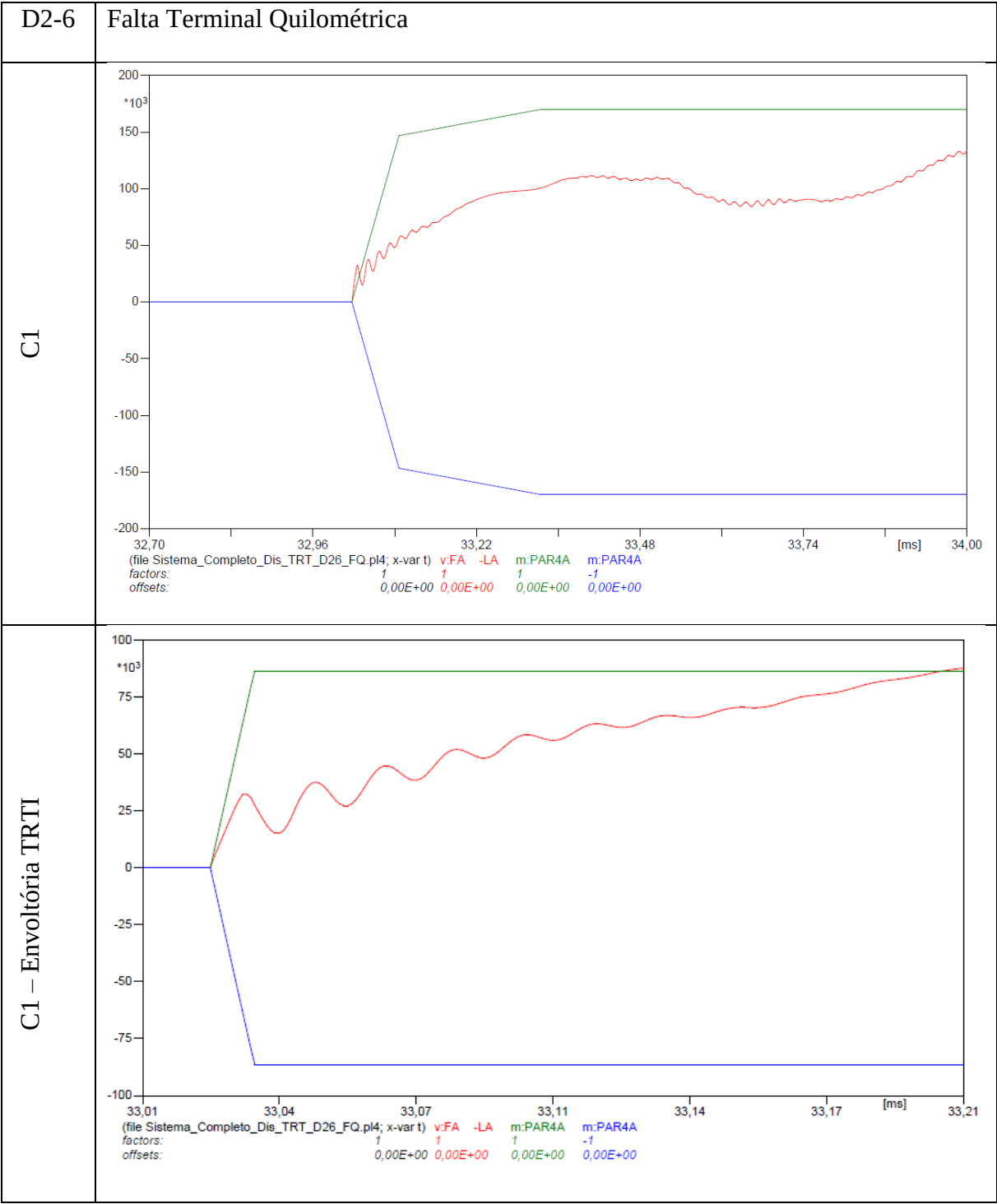


Figura 101 - TRT D2-6: Falta Terminal Quilométrica.

➤ Disjuntor D62-1 Falta Terminal Quilométrica

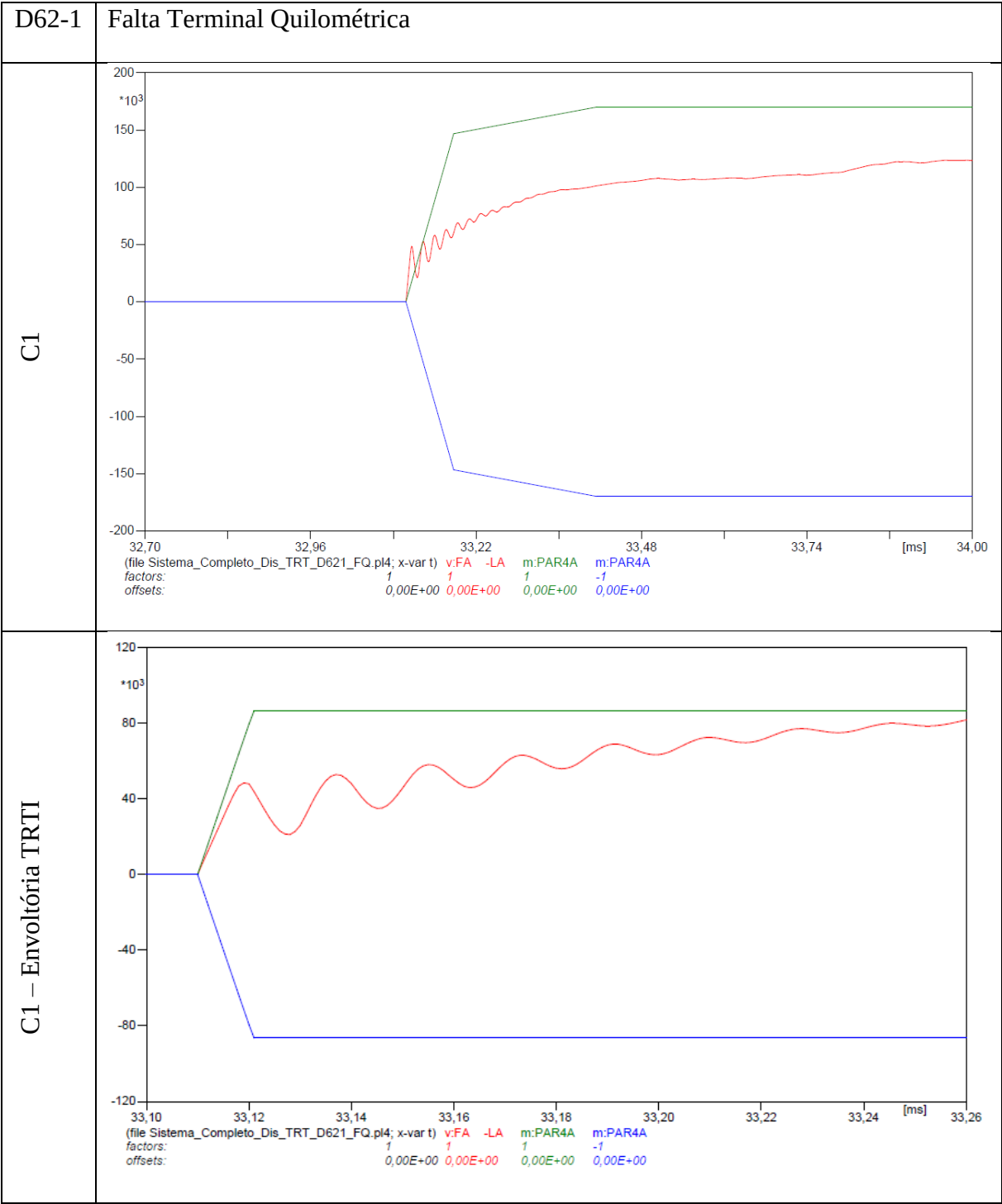


Figura 102 - TRT D62-1: Falta Terminal Quilométrica.

➤ Disjuntor D62-2 Falta Terminal Quilométrica

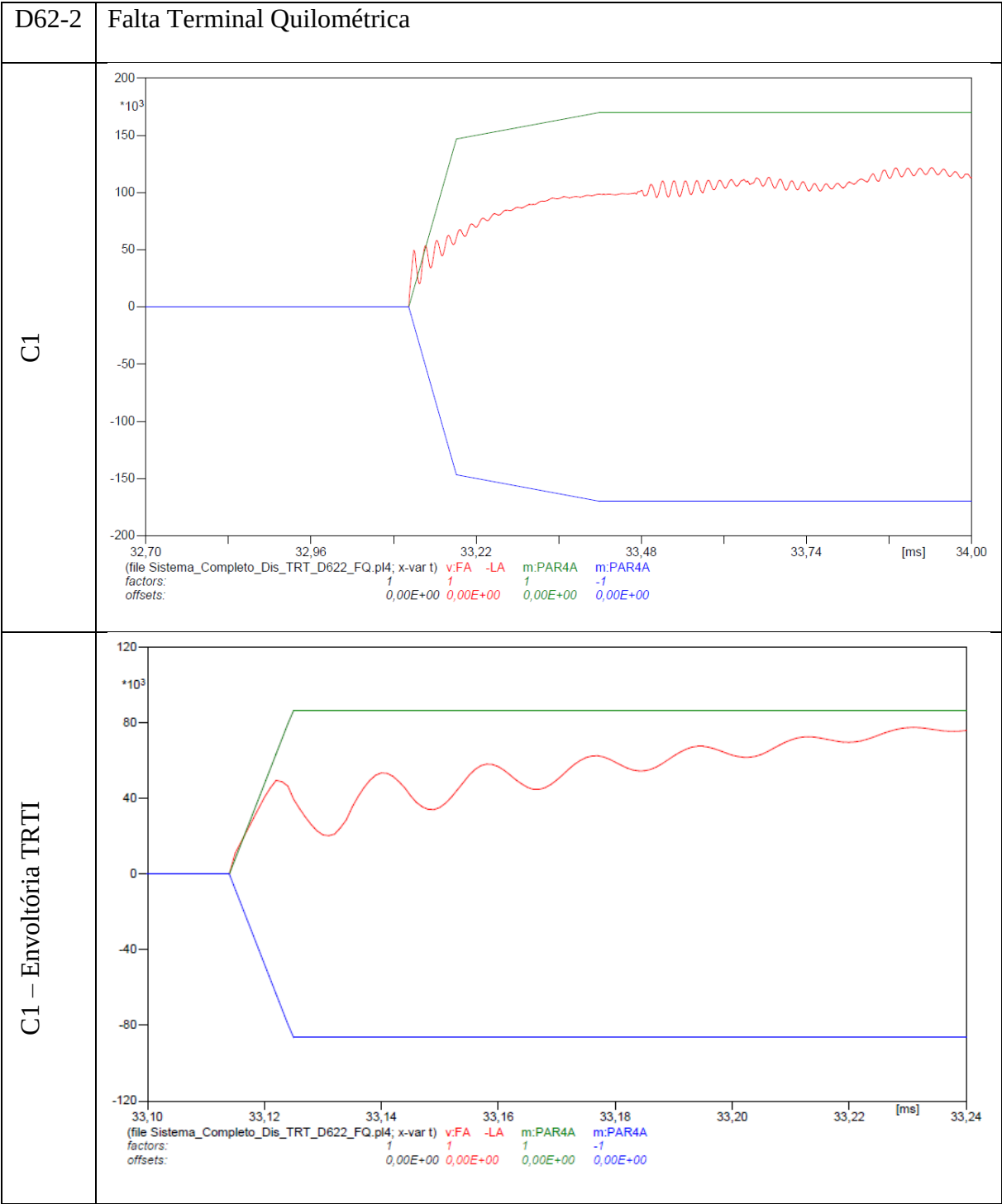


Figura 103 - TRT D62-2: Falta Terminal Quilométrica.

➤ **Disjuntor D62-3 Falta Terminal Quilométrica**

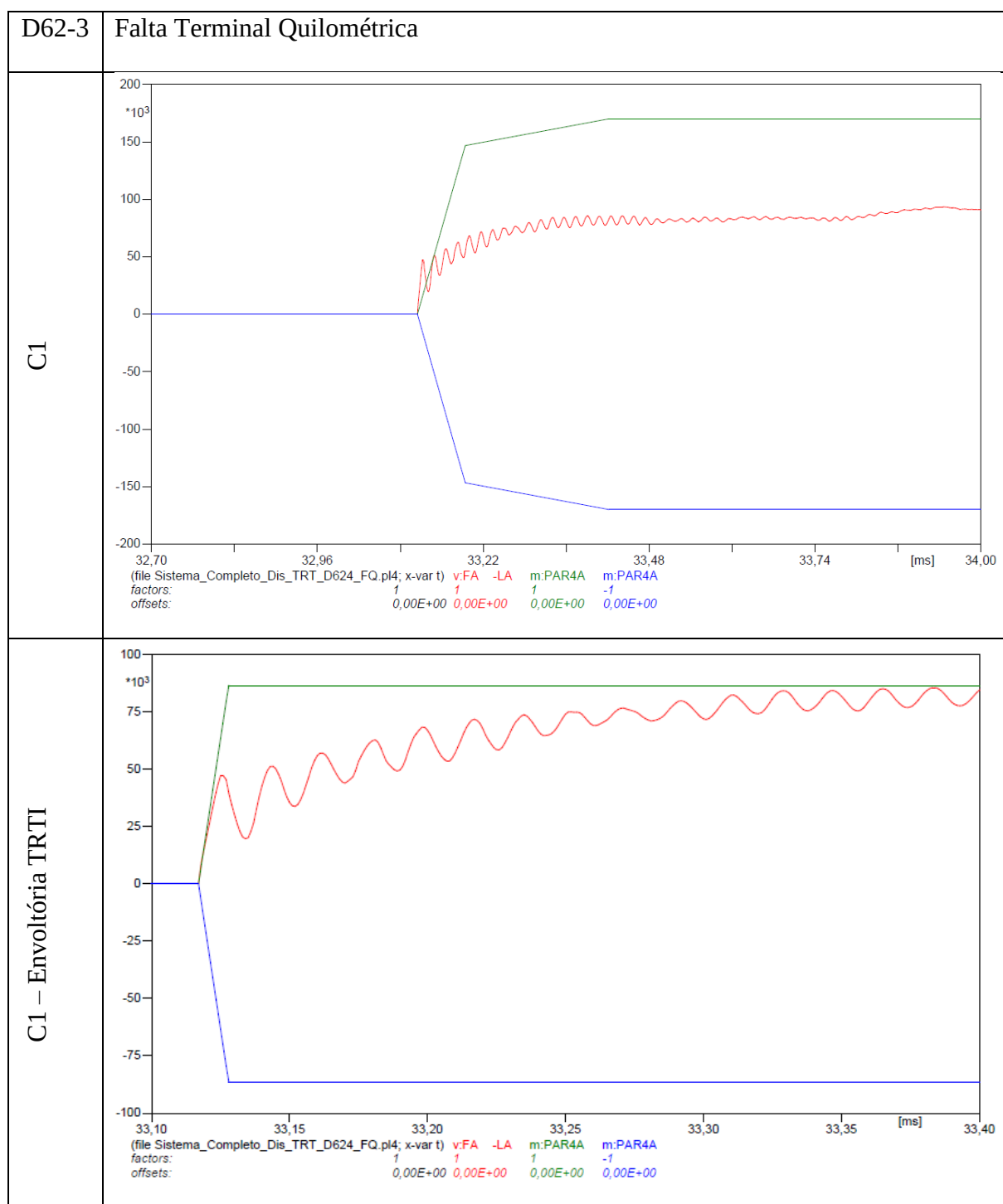


Figura 104 - TRT D62-3: Falta Terminal Quilométrica.

➤ Disjuntor D62-4 Falta Terminal Quilométrica

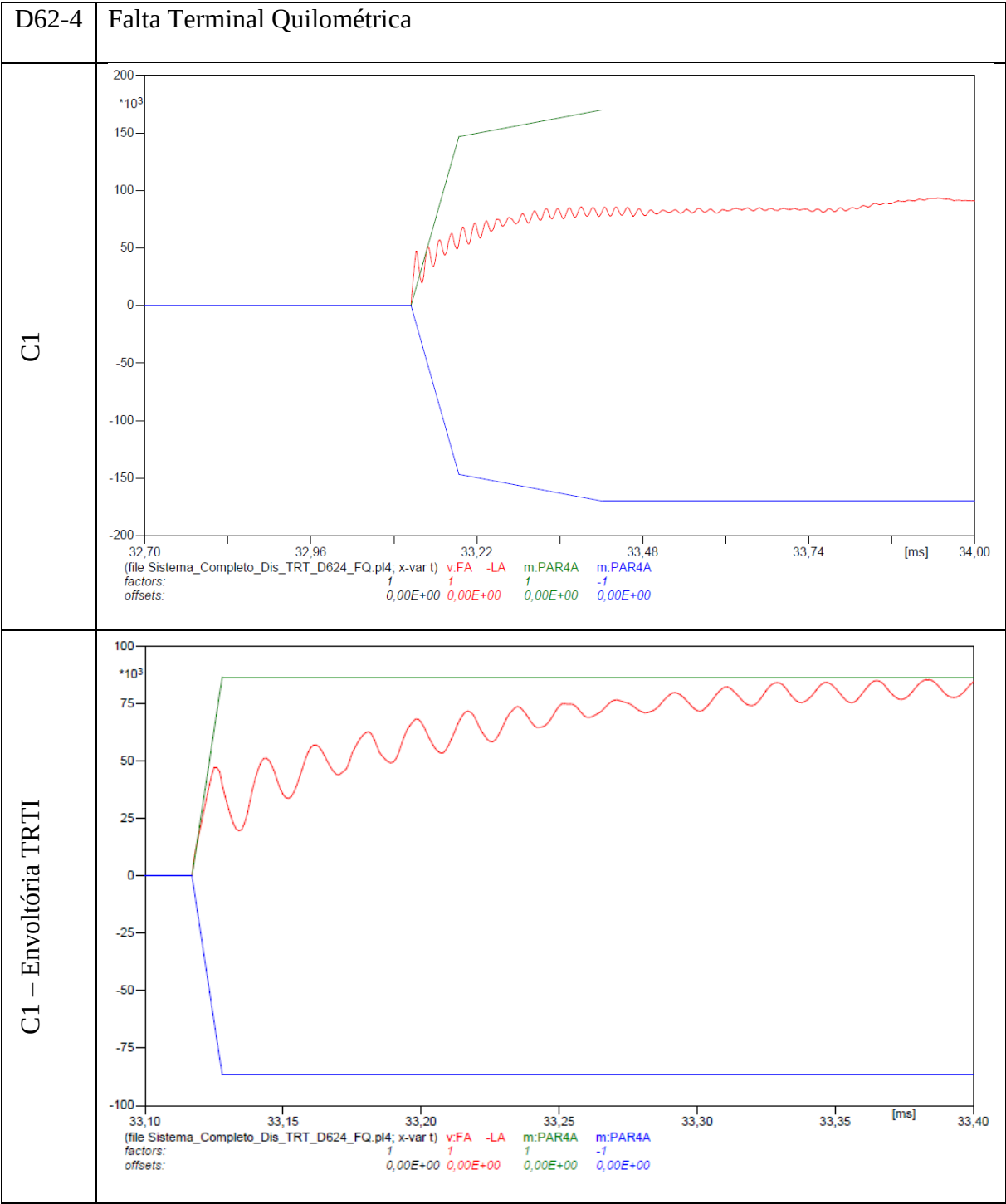


Figura 105 - TRT D62-4: Falta Terminal Quilométrica.

➤ Disjuntor D62-5 Falta Terminal Quilométrica

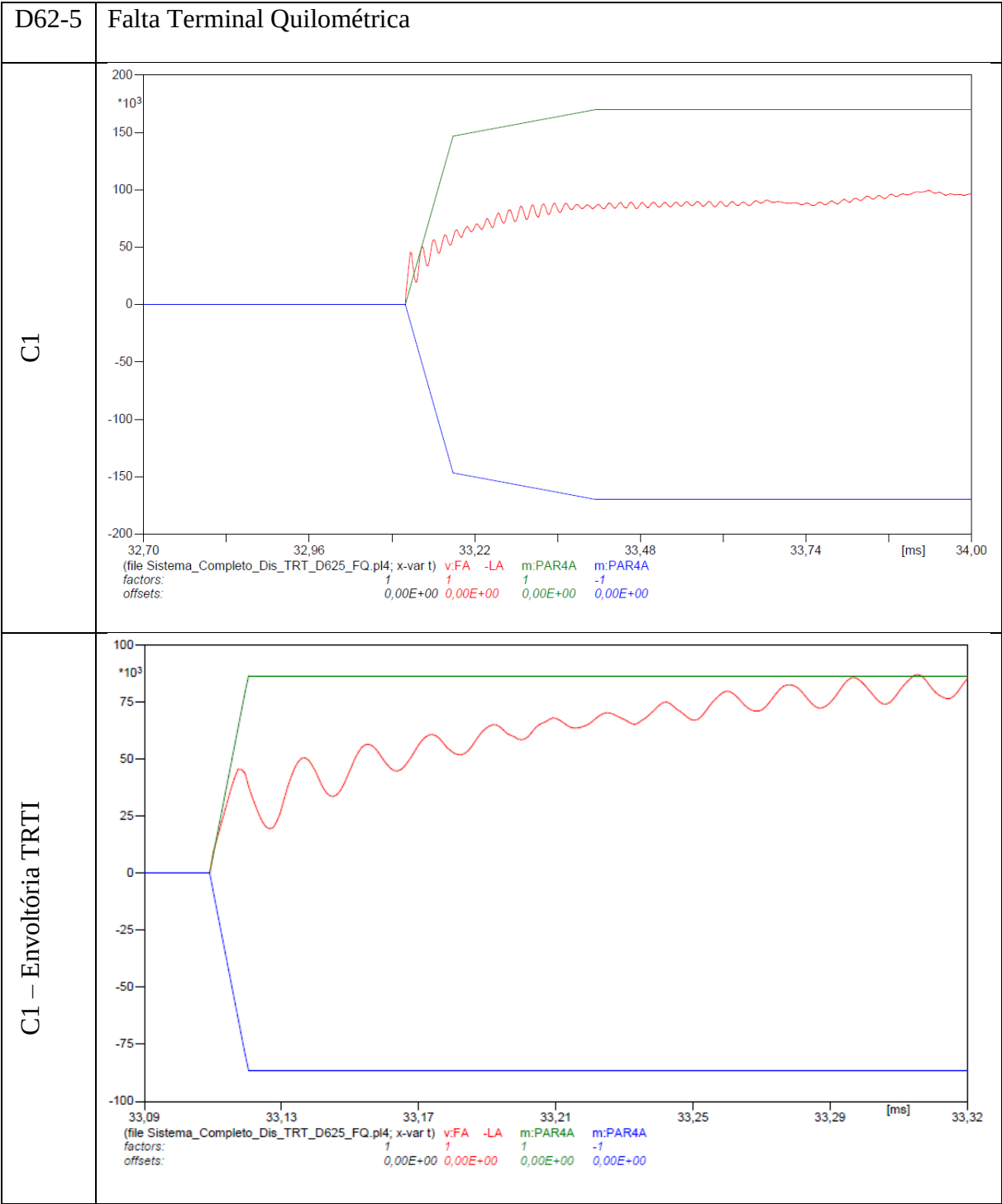


Figura 106 - TRT D62-5: Falta Terminal Quilométrica.

➤ Disjuntor D62-6 Falta Terminal Quilométrica

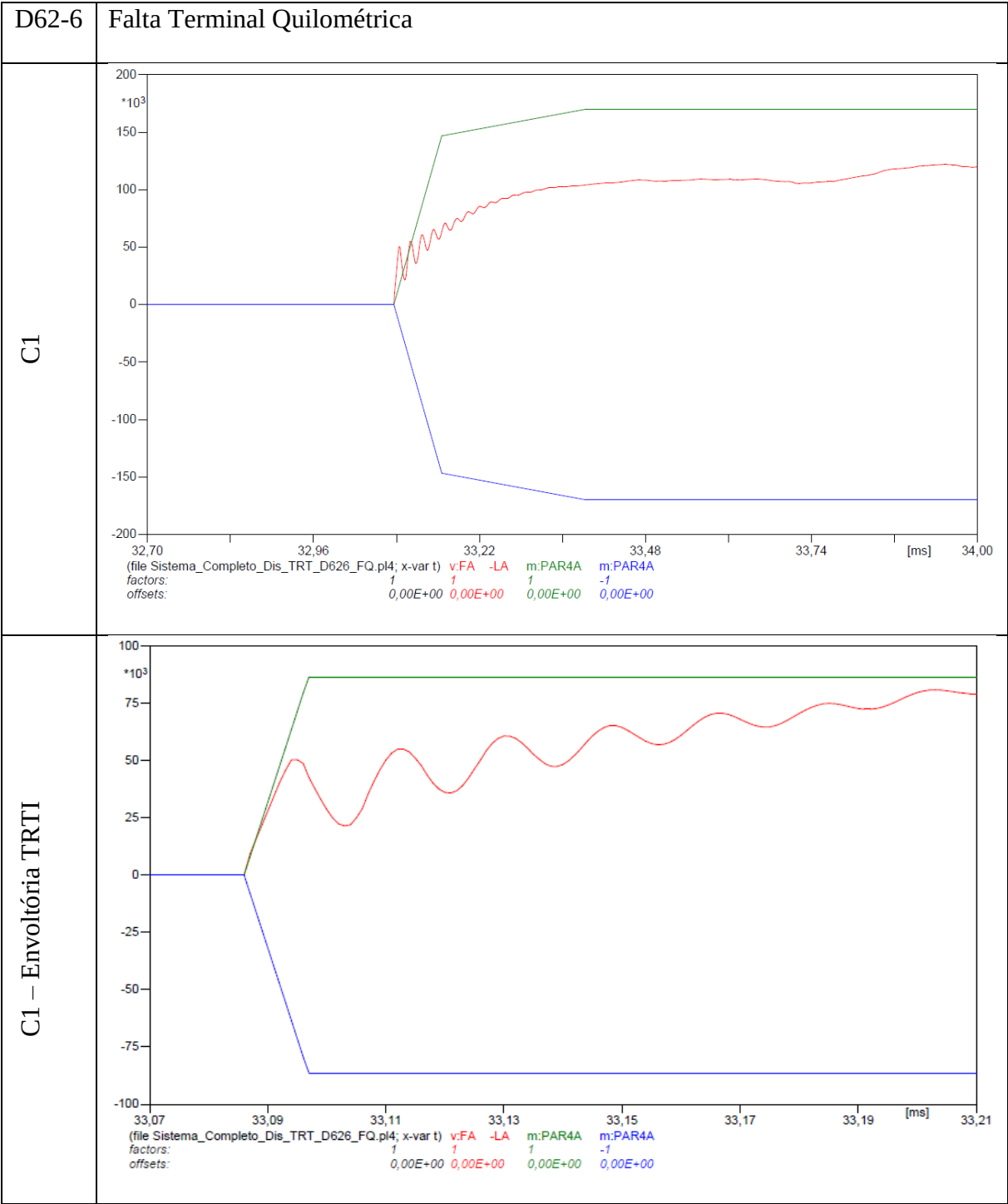


Figura 107 - TRT D62-6: Falta Terminal Quilométrica.