

**UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENERGIA
EP/FEA/IEE/IF**

JOSÉ EZEQUIEL RAMOS

**UNIVERSALIZAÇÃO DA ENERGIA ELÉTRICA ATRAVÉS DA
TECNOLOGIA CABOS PARA-RAIOS ENERGIZADOS (PRE)**

**SÃO PAULO
2010**

JOSÉ EZEQUIEL RAMOS

**UNIVERSALIZAÇÃO DA ENERGIA ELÉTRICA ATRAVÉS DA TECNOLOGIA
CABOS PARA-RAIOS ENERGIZADOS (PRE)**

Tese apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Energia da Universidade de São Paulo (Escola Politécnica / Faculdade de Economia e Administração / Instituto de Eletrotécnica e Energia / Instituto de Física) para obtenção do título de Doutor em Ciências.

Orientador: Prof. Dr. Alexandre Piantini

**SÃO PAULO
2010**

AUTORIZO A REPRODUÇÃO E DIVULGAÇÃO TOTAL OU PARCIAL DESTE TRABALHO, POR QUALQUER MEIO CONVENCIONAL OU ELETRÔNICO, PARA FINS DE ESTUDO E PESQUISA, DESDE QUE CITADA A FONTE.

FICHA CATALOGRÁFICA

Ramos, José Ezequiel.

Universalização da energia elétrica através da tecnologia cabos para-raios energizados (PRE) / José Ezequiel Ramos; orientador Alexandre Piantini. – São Paulo, 2010
348p.: il.; 30 cm.

Tese (Doutorado – Programa de Pós-Graduação em Energia) – EP / FEA / IEE / IF da Universidade de São Paulo.

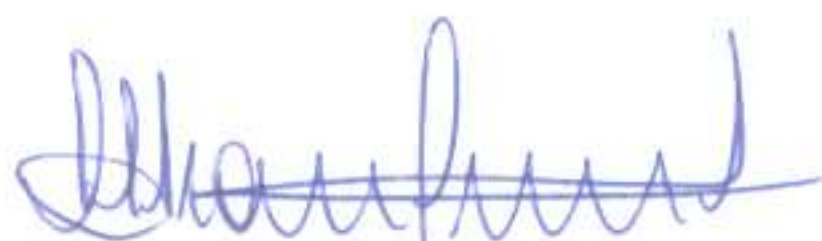
1. Energia – qualidade 2. Descargas atmosféricas 3. Sistemas elétricos de potência - proteção I. Título.

UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENERGIA
EP – FEA – IEE - IF

JOSÉ EZEQUIEL RAMOS

“Universalização da energia elétrica através da tecnologia cabos pára-raios energizados (PRE)”

Tese defendida e aprovada em 29/04/2010 pela Comissão Julgadora:



Prof. Dr. Alexandre Piantini – PPGE/USP
Orientador e Presidente da Comissão Julgadora



Prof. Dr. Arnaldo Gakiya Kanashiro – PPGE/USP



Prof. Dr. Ruy Alberto Corrêa Altafim – EESC/USP



Prof. Dr. Manuel Luis Barreira Martinez - UNIFEI



Prof. Dr. Geraldo Francisco Burani – PPGE/USP

Aos meus pais Gabriel e Améla, à
minha esposa Nadir e aos meus
filhos Thiago e Tainara

“If you think you can do a thing or
think you cannot do a thing, you’re
right”

Henry Ford (1863 – 1947)

AGRADECIMENTOS

Em primeiro lugar, agradeço a Deus por ter colocado tantas pessoas maravilhosas em meu caminho na realização deste trabalho. Entre elas o Prof. Piantini, por acolher desde o primeiro momento, a proposta de pesquisa sobre a Tecnologia PRE e por ter sido, como orientador, um amigo que sempre me incentivou, com serenidade e muita competência técnica. Agradeço a toda equipe de trabalho do Prof. Piantini, notadamente o Acácio S. Neto, Paulo Futoshi e Thaís Ohara, pelo apoio e importantes contribuições para realização deste trabalho. Sou muito grato pela zelosa atenção e ajuda prestada pela equipe da Biblioteca Prof. Fonseca Telles, através da Maria de Fátima, Maria Penha e Maria de Lourdes. Meus agradecimentos à Professora Dra. Francinete Perdigão e Prof. Dr. Tomás Daniel Menendez Rodrigues pela confiança. Agradeço também ao Hélio Bastos pela inclusão do projeto de pesquisa sobre o PRE no conjunto dos projetos de P&D da CERON e aos companheiros Marcos Azzi, Nicolau e Álvaro, o apoio concreto, transformados em providências que garantiram a realização dos trabalhos de campo.

Agradecimentos especiais ao Valdemir A. Pires, pela ajuda valiosa na realização das pesquisas e, sobretudo pelo apoio, amizade e companheirismo. Também de maneira especial, agradeço ao Ary D’Ajuz, grande amigo, que despertou em mim o interesse pela Tecnologia PRE. Agradeço imensamente ao Paulo Borges, José Braga, Maggio Henrique Lobo, André Luiz e Gilberto C. Menezes, às equipes da CERON em Porto velho, Ariquemes, Jaru, Ouro Preto do Oeste, Ji-Paraná e Pimenta Bueno, pelo empenho de todos na realização das medições de campo.

Meus agradecimentos aos Engenheiros e Técnicos da ELETRONORTE, sempre muito prestativos no fornecimento de informações imprescindíveis ao desenvolvimento desta tese. Adicionalmente, meus zelosos agradecimentos à equipe de gerentes e operadores da UHE Samuel.

Obrigado a minha esposa e filhos pelo apoio constante. Obrigado aos meus pais Gabriel e Amélia, às minhas irmãs Maria Margarida, Elizabeth, Bernadete, Claudete e meu irmão Márcio Fábio, pelo carinho, apoio e incentivo.

RESUMO

RAMOS, J. E. **Universalização da energia elétrica através da tecnologia cabos para-raios energizados (PRE)**. 2010, 348p. Tese de Doutorado – Programa de Pós-Graduação em Energia. Universidade de São Paulo.

A universalização da energia elétrica, como uma das principais políticas públicas de inclusão social, tem como desafio a escolha de alternativas tecnológicas capazes de conciliar os aspectos de viabilidade técnica e econômica. A Tecnologia cabos para-raios energizados (PRE), objeto de estudo desta tese, se insere neste contexto. Assim, este trabalho consiste na análise de viabilidade do PRE no esquema trifásico, cuja instalação é associada à linha de transmissão 230 kV do sistema de transmissão de Rondônia. São analisados os aspectos de seu desempenho técnico, operacional e econômico. No aspecto técnico é analisado o desempenho do sistema de aterramento quanto à resistência de terra, tensões de toque e de passo, além de análise da queda de tensão, desequilíbrio de tensão e capacidade de carregamento da instalação. A abordagem técnica é aprofundada após análise do desempenho operacional avaliado a partir da classificação das interrupções verificadas em mais de 180 meses de operação do Sistema PRE Rondônia. Em decorrência dessa avaliação, são obtidos índices operacionais de continuidade, analisados comparativamente em relação a outras alternativas tecnológicas, visando analisar a viabilidade da Tecnologia PRE. Uma das constatações resultantes da análise das causas das interrupções indica um elevado impacto das descargas atmosféricas no desempenho do PRE. Este aspecto é extensivamente analisado quanto aos efeitos das descargas diretas e indiretas sobre a instalação, partindo-se de medições de campo nos contrapesos das torres, medições de resistividade do solo e ensaios na cadeia de isoladores do PRE. Simulações são realizadas utilizando-se os programas computacionais ATPDraw, ERM e CDEGS para análise das tensões resultantes de descargas diretas, tensões induzidas por descargas indiretas e cálculo de resistência de terra, respectivamente. São investigados os efeitos de parâmetros importantes no desempenho do sistema frente a descargas atmosféricas e comparados os números de interrupções estimadas e verificadas em campo, partindo-se de um roteiro metodológico minuciosamente detalhado, a fim de permitir a repetição dos procedimentos em situações semelhantes às analisadas neste trabalho. Após uma análise comparativa do desempenho do sistema PRE em relação a outras

alternativas convencionais, são estabelecidos índices de referência para o desempenho operacional da Tecnologia PRE e desenvolvida uma análise econômica da implantação dessa tecnologia em Rondônia.

Palavras-chave: Tecnologia PRE, descargas atmosféricas, interrupções, índices operacionais e desempenho operacional.

ABSTRACT

RAMOS, J. E. **Universalization of electric energy services through the energized shield wire line technology (SWL)**. 348p. Doctorate Thesis. Graduate Program on Energy, Universidade de São Paulo, 2010.

As one of the major public policies of social inclusion, the universalization of electric energy services has as a challenge to choose appropriate technological solutions that combine technical and economic aspects. The energized shield wire line technology (SWL), subject of this thesis, is in this context. This study aims at evaluating the viability of the SWL technology (three-phase scheme) installed on a 230 kV transmission line in the State of Rondônia. The analysis covers its technical, operational, and economic performance. The former aspect considers the performance of the grounding system regarding the ground resistance and step and touch voltages, analysis of voltage drop, voltage unbalance and the load capacity of the installation. The technical issue is deeply held after the analysis of the system operational performance in Rondônia based on the classification of outages considering a period greater than 180 months. The operational indices that result from this evaluation are compared to those corresponding to other technology alternatives in order to evaluate the viability of SWL technology. The analysis of the causes of interruptions reveals that lightning has a significant impact on the SWL performance. Thus, an extensive analysis is carried out regarding the effects of direct and indirect strokes on the SWL, including field measurements (soil resistivity and tower footing resistance) and laboratory tests (determination of the positive and negative critical flashover overvoltages of insulator strings). Simulations are performed using computer programs of proved validity (ATPDraw, ERM, and CDEGS) for the analysis of lightning overvoltages resulting from direct and indirect strokes and for the calculation of ground resistance. The effects of important parameters on the system lightning performance are investigated and the estimated and observed frequencies of interruptions are compared. The applied methodological procedure is described in detail, to allow the method to be used in other cases similar to the situations examined on this study. After a comparative analysis of the performance of the SWL with respect to other conventional alternatives, reference indices for the operational performance of

SWL Technology are set and an economic analysis of the SWL technology in Rondônia is carried out.

Keywords: SWL Technology, lightning overvoltages, lightning performance, interruptions, operational indices and operational performance.

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1	Esquema proposto para uso do cabo para-raios como um sistema de distribuição monofásico em Média Tensão.....	22
Figura 2.2	Diferentes esquemas para utilização da tecnologia PRE.....	24
Figura 2.3	Cadeia de isoladores rígida.....	28
Figura 2.4	Torre típica de uma LT e o circuito equivalente do PRE trifásico.....	32
Figura 2.5	Linha lateral do PRE para atendimento a cargas distantes da LT.....	33
Figura 2.6	Capacidade de carregamento do PRE em relação à distância.....	35
Figura 2.7	Diagrama unifilar mostrando a expansão da Tecnologia PRE em Gana.....	37
Figura 2.8	Área de abrangência do PRE Rondônia.....	43
Figura 2.9	Diagrama unifilar com indicação dos trechos e localidades contempladas no projeto do PRE Rondônia.....	44
Figura 2.10	Parâmetros para modificação na cabeça das torres.....	46
Figura 2.11	Suportes para instalação dos cabos para-raios em torres sem e com cabos para-raios energizados.....	46
Figura 2.12	Torre de derivação dos cabos para-raios para a linha lateral.....	47
Figura 2.13	Cadeia de isoladores rígida, com dispositivo centelhador.....	48
Figura 2.14	Circuito elétrico simplificado do Sistema RE de Rondônia.....	50
Figura 2.15	Instalação de capacitores de compensação, equalização e para-raios no Sistema PRE de Rondônia.....	52
Figura 2.16	Conjunto resistor-reator (circuito R-L).....	52
Figura 2.17	Esquema geral de uma instalação do Sistema PRE de Rondônia.....	53
Figura 2.18	Capacidade de transmissão versus distância, utilizando-se o cabo de alumínio com alma de aço, código Auk.....	54
Figura 2.19	Cerca de proteção da malha independente – SE Ariquemes II.....	56
Figura 2.20	Geometria da malha de terra independente – cargas maiores.....	57
Figura 2.21	Geometria da malha de terra independente – cargas menores.....	57

Figura 2.22	Geometria da malha de terra das subestações distribuidoras.....	59
Figura 2.23	Diagrama unifilar de proteção para as subestações supridoras.....	61
Figura 2.24	Pontos de medição das tensões de passo e toque em Ariquemes (SEQM).....	64
Figura 2.25	Pontos de medição das tensões de passo e toque em Jaru (SEJA).....	65
Figura 3.1	Características do terreno no Estado de Rondônia.....	69
Figura 3.2	Distribuição geográfica das estações meteorológicas da REMAR.....	71
Figura 3.3	Precipitação em Porto Velho.....	72
Figura 3.4	Precipitação mensal verificada no ano de 2002.....	72
Figura 3.5	Características mensais dos dias e horas de trovoadas registradas em Porto Velho, no período de 1996 a 2005.....	74
Figura 3.6	Resistência de terra dos contrapesos das torres da LT SMAQ.....	75
Figura 3.7	Resistência de terra dos contrapesos das torres da LT AQJR.....	75
Figura 3.8	Resistência de terra dos contrapesos das torres da LT JRJP.....	76
Figura 3.9	Faixas de variação da resistividade do solo ao longo da LT SMAQ, trecho entre a UHE Samuel e Itapuã do Oeste.....	77
Figura 3.10	Faixas de variação da resistividade do solo ao longo da LT AQJR.....	78
Figura 3.11	Faixas de variação de resistividade do solo ao longo da LT JRJP, trecho entre Jaru e Ouro Preto do Oeste.....	79
Figura 3.12	Faixas de variação da resistividade do solo entre Ji-Paraná e Pimenta Bueno.....	80
Figura 3.13	Faixas de variação da resistividade do solo entre Pimenta Bueno e Vilhena.....	81
Figura 3.14	Ilustração do método empregado para medição da resistência de terra do sistema de aterramento da Tecnologia PRE.....	83
Figura 3.15	Valores medidos de resistência de terra no contrapeso da torre 164.....	85
Figura 3.16	Medições de resistência de terra na malha da subestação distribuidora do PRE, em Itapuã do Oeste.....	84
Figura 3.17	Croquis das malhas de terra das instalações PRE em Samuel.....	86

Figura 3.18	Croquis contendo os pontos de medição das tensões de toque e passo na subestação distribuidora do PRE em Itapuã do Oeste.....	88
Figura 3.19	Croquis com os pontos de medição das tensões de toque e passo na torre 164 e cerca transversal ao eixo da LT 230 kV.....	89
Figura 3.20	Proteção ao redor da torre 164, local de derivação da terceira fase para a subestação distribuidora em Itapuã do Oeste.....	91
Figura 3.21	Diagrama unifilar da subestação distribuidora do PRE Itapuã do Oeste.....	94
Figura 3.22	Curvas de carga do PRE Itapuã.....	95
Figura 3.23	Curvas de carga – Medições feitas nos alimentadores da subestação distribuidora do PRE, em Itapuã do Oeste.....	95
Figura 3.24	Localização das instalações do Sistema PRE em relação à subestação de 230 kV da HUE Samuel.....	98
Figura 3.25	Pontos de medição de corrente nas instalações do PRE em Samuel.....	99
Figura 4.1	Fluxograma das etapas de análise e classificação das interrupções.....	103
Figura 4.2	Diagrama unifilar básico de proteção das subestações supridoras.....	105
Figura 4.3	Diagrama de bloco ilustrando a relação da Tecnologia PRE com as demais partes do sistema elétrico em que está inserido.....	111
Figura 4.4	Formato da planilha utilizada para sistematização das interrupções.....	114
Figura 4.5	Diagrama unifilar simplificado, com indicação das subestações supridora (SEQM), distribuidora (SEJA) e subestação da UTE Jaru (SEJR).....	118
Figura 4.6	Diagrama unifilar operacional da subestação Jaru, alimentada pela Tecnologia PRE e pelo terciário do transformador da subestação ELETRONORTE.....	119
Figura 4.7	Participações do DEC e FEC de todo sistema elétrico contendo o PRE Jaru.....	121
Figura 4.8	Interrupções de origem interna não-programadas do PRE Jaru (código 4).....	123
Figura 4.9	Pátio da subestação supridora do PRE em Samuel.....	126
Figura 4.10	Pátio da subestação distribuidora do PRE em Itapuã do Oeste.....	126
Figura 4.11	Diagrama unifilar da subestação supridora do PRE em Samuel.....	127

Figura 4.12	Proporção do DEC e FEC de todo o sistema elétrico contendo o PRE Itapuã.....	131
Figura 4.13	Interrupções de origem interna não-programadas do PRE Itapuã.....	132
Figura 5.1	Tipos de descargas atmosféricas.....	141
Figura 5.2	Tipo de descargas atmosféricas nuvem-solo.....	142
Figura 5.3	Etapas iniciais e propagação do líder escalonado (“stepped leader”).....	142
Figura 5.4	Etapas para estabelecimento da corrente de retorno (“return stroke”).....	143
Figura 5.5	Descargas elétricas no interior da nuvem (“K-streamers and J-streamers”).....	145
Figura 5.6	Etapas da descarga de retorno subsequente (“subsequent return stroke”).....	145
Figura 5.7	Evolução de uma descarga atmosférica nuvem-solo.....	146
Figura 5.8	Distribuição das amplitudes dos picos de corrente de descargas nuvem-solo descendentes negativas.....	152
Figura 5.9	Parâmetros da frente de onda – descarga negativa.....	154
Figura 5.10	Representação da LT 230 kV, entre a UHE Samuel e Ji-Paraná.....	158
Figura 5.11	Torres da LT 230 kV no trecho entre a UHE Samuel e Ji-Paraná.....	158
Figura 5.12	Estrutura de suspensão simples – torre básica.....	159
Figura 5.13	Cabo OPGW instalado entre os cabos para-raios energizados.....	161
Figura 5.14	Contrapeso típico da LT 230 kV, entre a UHE Samuel e Ji-Paraná.....	162
Figura 5.15	Montagem da cadeia de isoladores para ensaio.....	163
Figura 5.16	Ensaio de impulso atmosférico.....	164
Figura 5.17	Formas de onda de impulso atmosférico aplicado na cadeia de isoladores.....	165
Figura 5.18	Disrupção no centelhador da cadeia de isoladores sob ensaio.....	165
Figura 5.19	torre típica de 33 metros no trecho entre UHE Samuel e Itapuã do Oeste.....	168
Figura 5.20	Geometria de uma torre típica de 30 metros.....	170

Figura 5.21	Circuito representativo para obtenção da tensão de topo da torre.....	173
Figura 5.22	Forma de onda da corrente de descarga utilizada nas simulações.....	175
Figura 5.23	Relação entre a resistência de terra com solo ionizado e a resistência de terra submetida a corrente de 60 Hz.....	177
Figura 5.24	Principais dados da LT SMAQ utilizados nas simulações.....	178
Figura 5.25	Tensões nos terminais dos isoladores do PRE, resultante de descarga direta no meio do vão, com amplitude igual a 5 kA.....	179
Figura 5.26	Tensões nos terminais dos isoladores do PRE, resultante de descarga direta no meio do vão, com amplitude igual a 31 kA.....	180
Figura 5.27	Tensões fase-terra na cadeia de isoladores do PRE, trecho entre a subestação supridora em Samuel e a torre 40, simulada com descarga de corrente igual a 5 kA.....	182
Figura 5.28	Tensões fase-terra na cadeia de isoladores do PRE, trecho entre a subestação supridora em Samuel e a torre 40, simulada com descarga de corrente igual a 31 kA.....	183
Figura 5.29	Descarga atmosférica em uma estrutura metálica.....	188
Figura 5.30	Rampa de corrente se propagando ao longo do canal, sem indicação da imagem.....	190
Figura 5.31	Rampa de corrente na estrutura metálica, sem indicação da imagem.....	191
Figura 5.32	Tensões induzidas em função da altura h_t da estrutura metálica.....	193
Figura 5.33	Tensões induzidas U, medida e calculada - Caso A.....	194
Figura 5.34	Tensões induzidas U, medida e calculada – Caso B.....	194
Figura 5.35	Tensões induzidas entre os terminais do isolador da linha PRE mais próximo ao local de incidência da descarga, para diferentes distâncias (d) entre o condutor e o canal de descarga. $I = 45$ kA, $t_f = 2$ μs.....	195
Figura 5.36	Descarga atmosférica incidindo a uma distância “d” da linha PRE, em frente a uma das torres.....	196
Figura 5.37	Tensões induzidas entre os terminais do isolador da linha PRE mais próximo ao local de incidência da descarga, considerando diferentes tempos de frente (t_f). $I = 45$ kA, $d = 50$ m.....	197
Figura 5.38	Mapa isoceráunico do Brasil.....	199
Figura 5.39	Localização dos sensores que compõem a rede BrasilDAT.....	200

Figura 5.40	Localização dos sensores da rede BLDN no Estado de Rondônia.....	202
Figura 5.41	Distribuição espacial da densidade de descargas nuvem-solo (positivas e negativas) detectadas pela rede de sensores da BLDN no período de 2000 a 2004.....	203
Figura 5.42	Mapa de densidade de descargas atmosféricas no Brasil, com resolução de 25 km x 25 km, obtido a partir de registros da rede BrasilDAT e LIS.....	205
Figura 5.43	Representação simplificada do EGM.....	207
Figura 5.44	Representação do EGM sobre uma torre típica do PRE.....	209
Figura 5.45	Raio de atração de acordo com o EGM.....	210
Figura 5.46	Incidência de descargas atmosféricas em estruturas com diferentes alturas.....	211
Figura 5.47	Área de exposição de uma LT a descargas atmosféricas.....	213
Figura 5.48	Representação de uma linha de transmissão dada pela rotina LCC do ATPDraw.....	216
Figura 5.49	Representação no ATPDraw dos isoladores.....	217
Figura 5.50	Modelagem da LT 230 kV com cabos para-raios energizados, considerando a presença do cabo OPGW.....	217
Figura 5.51	Distribuição dos valores de resistência de terra da LT SMAQ.....	218
Figura 5.52	Distribuição dos valores de resistência de terra da LT AQJR.....	222
Figura 5.53	Espaços de abrangência da distância máxima $d(I)$ e distância crítica $dc(I,h)$.....	232
Figura 5.54	Tensões no topo da torre calculadas para dois circuitos equivalentes distintos.....	233
Figura 5.55	Estrutura típica de LT 34,5 kV utilizada pela CERON.....	243
Figura 5.56	Interrupções no Sistema PRE Itapuã devido a saídas da LT 230 kV provocadas por descargas atmosféricas entre a UHE Samuel e Ji-Paraná. Os dados de 1997 são a partir de 22 de setembro.....	250
Figura 5.57	Interrupções no Sistema PRE Jaru devido a saídas da LT 230 kV provocadas por descargas atmosféricas entre a UHE Samuel e Ji-Paraná. Os dados de 2000 cobrem o período até 14 de novembro.....	252

Figura 5.58	Operação e abertura da chave de aterramento rápido na subestação do PRE, em Samuel, para permitir que a linha PRE seja reenergizada.....	255
Figura 5.59	Distribuição mensal do número total de descargas atmosféricas (DA) no Estado de Rondônia.....	257
Figura 5.60	Distribuição mensal do número médio de interrupções por descargas atmosféricas verificadas no Sistema PRE de Rondônia.....	259
Figura 5.61	Comparação entre NIV e NIE do Sistema PRE de Rondônia.....	263
Figura 5.62	série histórica do índice operacional DEC da CERON.....	278
Figura 5.63	Série histórica do índice operacional FEC da CERON.....	279
Figura 5.64	Características dos índices DEC e FEC do Sistema PRE Itapuã.....	281
Figura 5.65	Características dos índices DEC e FEC do Sistema PRE Jaru.....	282
Figura 5.66	Características mensais do FEC associado ao PRE Itapuã, referente ao período de 22/09/1997 a 2007.....	283
Figura 5.67	Características mensais do FEC associado ao PRE Jaru, referente ao período de 1996 a 14/11/2000.....	284

LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1	Capacidade de transmissão da tecnologia CCMAT.....	16
Tabela 2.2	Dados das localidades incluídas no projeto PRE.....	43
Tabela 2.3	Resultados dos ensaios feitos na cadeia de isoladores rígida.....	48
Tabela 2.4	Impedâncias de balanceamento.....	51
Tabela 2.5	Capacitâncias de equalização e compensação.....	51
Tabela 2.6	Dados utilizados para cálculo das malhas de terra independentes do PRE Rondônia.....	55
Tabela 2.7	Dimensões e resistências de terra calculadas para as malhas independentes.....	56
Tabela 2.8	Dados técnicos das malhas de terra das subestações distribuidoras	58
Tabela 2.9	Levantamento das falhas em equipamentos do PRE Jaru.....	66
Tabela 3.1	Relação dos municípios onde estão localizadas as estações meteorológicas automáticas de superfície da REMAR.....	70
Tabela 3.2	Dias de chuva, valores médios de temperatura, umidade relativa e pressão atmosférica.....	71
Tabela 3.3	Dias e horas de trovoadas em Porto Velho – de 1996 a 2005.....	73
Tabela 3.4	Valores previstos e medidos no sistema de aterramento do PRE Itapuã.....	85
Tabela 3.5	Resultado das medições de tensão de toque e tensão de passo.....	91
Tabela 3.6	Desequilíbrios de tensão medidos na RD de Itapuã do Oeste.....	92
Tabela 3.7	Medições de tensão nas subestações supridora e distribuidora.....	97
Tabela 3.8	Correntes medidas na malha de terra da subestação (Im) e malha de terra independente (Imi).....	99
Tabela 4.1	Codificação das interrupções de origem externa e origem interna.....	113
Tabela 4.2	Potência instalada da UTE Jaru, no ano de 1995.....	116
Tabela 4.3	DEC e FEC anual de todo sistema elétrico contendo o Sistema PRE Jaru.....	120

Tabela 4.4	Falhas de equipamentos verificadas no PRE Jaru.....	123
Tabela 4.5	Evolução do atendimento a Itapuã do Oeste, antes do PRE.....	125
Tabela 4.6	Evolução no atendimento a Itapuã do Oeste através da Tecnologia PRE.....	128
Tabela 4.7	DEC anual de todo o sistema elétrico contendo o Sistema PRE Itapuã.....	129
Tabela 4.8	FEC anual de todo o sistema elétrico contendo o Sistema PRE Itapuã.....	130
Tabela 4.9	Falhas nos equipamentos do PRE Itapuã, no período de 22/09/1997 a 2007.....	133
Tabela 4.10	Interrupções não-programadas da LT 230 kV.....	135
Tabela 5.1	Relações entre Ng e Th obtidas em diferentes regiões do Mundo.....	149
Tabela 5.2	Tipos e quantidades de estruturas na LT 230 kV, trecho entre a UHE Samuel e Ji-Paraná.....	159
Tabela 5.3	Alturas e quantidades de torres da LT 230 kV entre a UHE Samuel e Ji-Paraná.....	160
Tabela 5.4	Tensões disruptivas medidas e normalizadas para diferentes ajustes do centelhador.....	166
Tabela 5.5	Resistências de terra calculadas para algumas torres da LT SMAQ.....	175
Tabela 5.6	Trechos da LT SMAQ considerados nas simulações de descargas diretas.....	178
Tabela 5.7	Valores mínimos de corrente que provocam disrupção na cadeia de isoladores de ambos os condutores da linha PRE.....	181
Tabela 5.8	Tensão nos terminais da cadeia de isoladores do PRE.....	184
Tabela 5.9	Tensão fase-terra no PRE.....	184
Tabela 5.10	Combinação de valores de resistência de terra e corrente de descarga que podem provocar disrupção na cadeia de isoladores do PRE.....	185
Tabela 5.11	Densidades de descargas atmosféricas em Porto Velho.....	199
Tabela 5.12	Coefficiente das distâncias de atração r_s e r_g.....	208
Tabela 5.13	Correntes críticas de disrupção na cadeia de isoladores dos cabos PRE da LT SMAQ – Trecho entre a UHE Samuel e Itapuã do Oeste.....	220

Tabela 5.14	Resistências de terra calculadas para algumas torres da LT AQJR.....	221
Tabela 5.15	Correntes críticas de disrupção para descarga incidente na torre de 30 m da LT AQJR.....	222
Tabela 5.16	Correntes críticas de disrupção para descarga incidente na torre de 33 m da LT AQJR.....	223
Tabela 5.17	Número de descargas diretas por trecho e total na linha PRE Itapuã.....	226
Tabela 5.18	Estimativas do número médio anual de descargas diretas (N_L) e do número de interrupções (NIDD) da linha PRE Itapuã.....	227
Tabela 5.19	Estimativa do número médio de descargas diretas (N_L) com indicação daquelas que resultaram em interrupções da linha PRE Itapuã – período de 10,28 anos.....	227
Tabela 5.20	Estimativa do número médio anual de descargas diretas (N_L) e do número de interrupções (NIDD) da linha PRE Jaru.....	228
Tabela 5.21	Estimativa do número total de interrupções no Sistema PRE de Rondônia, causadas por descargas diretas.....	230
Tabela 5.22	Estimativa do número médio de vezes em que as tensões induzidas na linha PRE Itapuã ultrapassam o valor da CFO.....	237
Tabela 5.23	Estimativa do número total de interrupções no Sistema PRE de Rondônia, causadas por descargas indiretas.....	238
Tabela 5.24	Estimativas do número médio anual de interrupções da linha PRE Itapuã.....	239
Tabela 5.25	Estimativas do número médio de interrupções na linha PRE Itapuã, no período de 10,28 anos.....	240
Tabela 5.26	Estimativas do número médio anual de interrupções da linha PRE Jaru.....	240
Tabela 5.27	Estimativas do número médio de interrupções da linha PRE Jaru, no período de 4,875 anos.....	241
Tabela 5.28	Estimativa global do número médio de interrupções no Sistema PRE de Rondônia.....	241
Tabela 5.29	NIDI médio anual estimado para a LT 34,5 kV. Os valores entre parêntesis representam o NIDI pro 100 km de linha.....	245
Tabela 5.30	NIDD e NIDI médio anual estimado para a LT 34,5 kV. Os valores entre parêntesis estão referidos à extensão de 100 km de linha.....	246

Tabela 5.31	Desempenho comparativo entre o PRE e LT 34,5 kV frente a descargas atmosféricas.....	247
Tabela 5.32	Resumo das interrupções por descargas atmosféricas verificadas e estimadas – PRE Itapuã.....	251
Tabela 5.33	Resumo das interrupções por descargas atmosféricas verificadas e estimadas – PRE Jaru.....	253
Tabela 5.34	Valor médio mensal do número de interrupções verificadas (NIV) no período, causadas por descargas atmosféricas no Sistema PRE de Rondônia.....	259
Tabela 5.35	DEC e FEC totais do sistema elétrico contendo o PRE Itapuã, referente ao período de 22/09/1997 a 2007.....	267
Tabela 5.36	DEC e FEC totais do sistema elétrico contendo o PRE Jaru, referente ao período de 1996 a 14/11/2000.....	272
Tabela 5.37	Índices de desempenho operacional do Sistema PRE de Rondônia.....	274
Tabela 5.38	Índices de desempenho operacional de todo sistema elétrico contendo o PRE Rondônia.....	277
Tabela 5.39	Índices operacionais comparativos.....	279
Tabela 5.40	DEC e FEC do PRE Itapuã totalizados mensalmente. A quantidade de meses do período é indicada pela letra n.....	285
Tabela 5.41	DEC e FEC do PRE Jaru totalizados mensalmente. A quantidade de meses do período é indicada pela letra n.....	286
Tabela 5.42	DEC, FEC e TMR de referência do PRE de Rondônia – 1º trimestre.....	287
Tabela 5.43	DEC, FEC e TMR de referência do PRE de Rondônia – 2º trimestre.....	288
Tabela 5.44	DEC, FEC e TMR de referência do PRE de Rondônia – 3º trimestre.....	288
Tabela 5.45	DEC, FEC e TMR de referência do PRE de Rondônia – 4º trimestre.....	289
Tabela 5.46	DEC, FEC e TMR anuais – Valores de referência do PRE de Rondônia.....	289

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABNT:	Associação Brasileira de Normas Técnicas
ACC:	Acoplamento Capacitivo entre Cabos
ACSR:	Aluminum Conductor Steel Reinforced
ANEEL:	Agência Nacional de Energia Elétrica
AT:	Alta Tensão
ATP:	Alternative Transients Program
ATPDraw:	Pré-processador gráfico do ATP
AWG:	American Wire Gage
A21:	Estrutura de ancoragem - suporta deflexão com ângulo até trinta graus;
BLDN	Brazilian Lightning Detection Network
BT:	Baixa Tensão
CCC:	Conta de Consumo de Combustível
CCMAT:	Corrente Contínua Modulada em Alta Tensão
CDEGS:	Current Distribution, Electromagnetic interference, Ground and Soil structure analysis
CEMAT:	Centrais Elétricas Matogrossenses
CEMIG:	Companhia Energética de Minas Gerais
CEPLAC:	Comissão Executiva do Plano da Lavoura Cacaueira
CERON:	Centrais Elétricas de Rondônia
CIGRÉ	Conseil International des Grands Réseaux Électriques
CF:	Chave Faca
CFO:	Critical impulse flashover voltage
COD	Centro de Operação da Distribuição
CODI:	Comtê de Distribuição
COR:	Centro de Operação Regional
COS:	Centro de Operação de Sistemas
Cpc:	Confiabilidade por consumidor
CPRM:	Companhia de Pesquisa de Recursos Minerais
DA:	Descarga Atmosférica
DEC:	Duração equivalente de interrupção por consumidor;

DIC:	Duração das interrupções por unidade consumidora considerada
DNAEE:	Departamento Nacional de águas e Energia Elétrica
DPC:	Divisor Potencial Capacitivo
EAT:	Extra Alta Tensão
EGM:	Electrogeometric Model
ELETOBRAS:	Centrais Elétricas Brasileiras
ELETRONORTE:	Centrais Elétricas do Norte do Brasil
EMTP	Electromagnetic Transients Program
ERM:	Extended Rusck Model
ERSA:	Empresa Mineradora Estanho de Rondônia S.A.
FEC:	Frequência equivalente de interrupção por consumidor
FIC:	Frequência de interrupções por unidade consumidora considerada
IBGE:	Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística
ICMS:	Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços
IEEE:	Institute of Electrical and Electronics Engineers
IMPACT	Improved Accuracy from Combined Technology
INPE:	Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais
IREQ:	Institute of Research of Hydro-Quebec
LIOV	Lightning-Induced OverVoltage
LIS:	Lightning Imaging Sensor
LPATS	Lightning Positioning and Tracking Sensor
LTCA:	Linha de Transmissão em Corrente Alternada
LTCC:	Linha de Transmissão em Corrente Contínua
LT AQJR:	Linha de Transmissão entre Ariquemes e Jaru
LT JRJP:	Linha de Transmissão entre Jaru e Ji-Paraná
LT SMAQ:	Linha de Transmissão entre Samuel e Ariquemes
MCM:	Mil Circular Mil
MDT:	Modelo Digital do Terreno
MT:	Média Tensão
MRT:	Monofilar com Retorno pela Terra
MSFC:	Marshall Space Flight Center
NASA:	National Aeronautics and Space Administration
NBI:	Nível Básico de Isolamento
NBR	Norma Brasileira Registrada

Ng:	Número médio de descargas atmosféricas que incidem no solo por ano, em relação a determinada área, ou densidade de descargas atmosféricas
NIDA:	Número de Interrupções provocadas por descargas atmosféricas, com saída de operação apenas do Sistema PRE
NIDD:	Número estimado de Interrupções por Descargas Diretas
NIDI:	Número Estimado de Interrupções por Descargas Indiretas
NIE:	Número de Interrupções Estimadas, resultante de cálculo das interrupções provocadas por descargas diretas e indiretas na LT com cabos para-raios energizados
NIV:	Número de Interrupções Verificadas, provocadas por descargas atmosféricas sobre a LT 230 kV , com saídas da LT e PRE, ou apenas do PRE
ONS:	Operador Nacional do Sistema Elétrico
OPGW:	Optical Ground Wire
ORON:	Departamento Regional de Operação de Rondônia
PLC:	Power Line Carrier
PRE:	Cabos Para-Raios Energizados
RD:	Rede de Distribuição
REMAR:	Rede de Estações Meteorológicas do Estado de Rondônia
RMC:	Resistência Mecânica Calculada
SBE:	Sociedade Brasileira de Eletrificação
SCGE:	Sistema Computadorizado de Gestão de Equipamentos
SE:	Subestação
SEAQ:	Subestação 230 kV em Ariquemes
SEDAM:	Secretaria de Estado do Desenvolvimento Ambiental
SEJA:	Subestação Distribuidora do PRE em Jaru
SEJR:	Subestação Distribuidora da UTE Jaru
SEQM:	Subestação supridora do PRE em Ariquemes
SIN:	Sistema Interligado Nacional
SRTM:	Shuttle Radar Topographic Mission
S21:	Estrutura de suspensão simples – deflexão zero grau
S22:	Estrutura de suspensão simples reforçada – deflexão zero grau
S22T:	Estrutura de Transposição
S23:	Estrutura de suspensão – suporta ângulo até vinte graus.

TC:	Transformador de Corrente
Td:	Tunderstorm days
TE:	Transformador Elevador
TF:	Taxa de Falhas
Th:	Tunderstorm hours
TMR:	Tempo Médio de Retorno
TP:	Transformador de Potencial
TRMM:	Tropical Rainfall Measuring Mission
T21:	Estrutura de ancoragem - suporta deflexão com ângulo até sessenta graus;
T21T:	Estrutura de ancoragem especial, utilizada na travessia do Rio Jamari
UAT:	Ultra Alta Tensão
UHE:	Usina Hidrelétrica
UTE:	Usina Térmica
URSS:	União das Repúblicas Socialistas Soviéticas

SUMÁRIO

CAPÍTULO 1	1
INTRODUÇÃO.....	1
1.1 Objetivo.....	7
1.2 Motivação e Justificativa.....	8
1.3 Estrutura do Trabalho.....	11
CAPÍTULO 2.....	14
CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS E EXPERIÊNCIAS COM A TECNOLOGIA PRE.....	14
2.1 Atendimento a Pequenas Cargas através de Linhas de Transmissão.....	14
2.1.1 Tecnologias DPC, ACC, e ACC Modificado.....	17
2.1.2 Tecnologia Cabos Para-Raios Energizados.....	20
2.2 Aspectos Gerais da Tecnologia PRE.....	20
2.2.1 Levantamento Histórico.....	21
2.2.2 Comportamento do PRE Frente a Descargas Atmosféricas.....	26
2.2.3 Cadeia de Isoladores Rígida.....	28
2.2.4 Ferroressonância.....	29
2.2.5 Sobretensões Induzidas por Curto-Circuito na LT.....	30
2.2.6 Sobretensões por Contato e Sobretensões Transitórias.....	30
2.2.7 Sistema de Aterramento.....	30
2.3 Características Técnicas da Tecnologia PRE no Esquema Trifásico.....	31
2.4 Experiências com a Tecnologia PRE em outros Países.....	36
2.5 Experiências com a Tecnologia PRE no Brasil.....	41
2.5.1 Histórico da Tecnologia PRE em Rondônia.....	41

2.5.2	Isolação dos Cabos Para-Raios na Torre 230 kV.....	45
2.5.3	Balanceamento das Fases do PRE Rondônia.....	49
2.5.4	Capacidade de Transmissão.....	53
2.5.5	Características Técnicas do Sistema de Aterramento.....	54
2.5.6	Filosofia de Proteção.....	60
2.5.7	Desempenho Técnico do Sistema PRE de Rondônia.....	62
CAPÍTULO 3.....		67
MEDIÇÕES REALIZADAS.....		67
3.1	Características do Solo e Dados Meteorológicos de Rondônia.....	67
3.2	Medição da Resistência de Terra da LT 230 kV.....	74
3.3	Medição da Resistividade do Solo ao Longo da BR-364.....	76
3.4	Medições Realizadas no Sistema PRE Itapuã.....	82
3.4.1	Medições da Resistência de Terra do Sistema de Aterramento.....	82
3.4.2	Medições das Tensões de Toque e Passo.....	86
3.4.3	Medições do Desequilíbrio de Tensão.....	92
3.4.4	Medições de Potência Ativa e Reativa.....	93
3.4.5	Medições de Tensão.....	96
3.4.6	Medições de Corrente no Sistema de Aterramento do PRE em Samuel.....	97
CAPÍTULO 4.....		101
ANÁLISE DAS INTERRUPÇÕES NO SISTEMA PRE DE RONDÔNIA.....		101
4.1	Metodologia Adotada no Levantamento das Interrupções.....	102
4.2	Interrupções no Sistema PRE Jarau.....	116
4.3	Interrupções no Sistema PRE Itapuã.....	124
4.4	Interrupções da LT 230 kV com a Tecnologia PRE.....	134

4.5 Viabilidade Econômica do PRE Rondônia.....	136
CAPÍTULO 5.....	139
IMPACTO DAS DESCARGAS ATMOSFÉRICAS NO DESEMPENHO OPERACIONAL DO SISTEMA PRE.....	139
5.1 Caracterização das Descargas Atmosféricas.....	140
5.1.1 Características Gerais.....	140
5.1.2 Parâmetros de Incidência de Descargas Atmosféricas.....	147
5.1.3 Características das Ondas de Corrente de Descarga.....	150
5.2 Caracterização da LT 230 kV com Cabos Para-Raios Energizados.....	155
5.2.1 Dados Cadastrais da LT 230 kV.....	155
5.2.2 Instalação do Cabo OPGW.....	160
5.2.3 Geometria do Contrapeso.....	161
5.2.4 Ensaio na Cadeia de Isoladores do PRE.....	163
5.2.5 Linha entre a UHE Samuel e Ariquemes – LT SMAQ.....	167
5.2.6 Linha entre Ariquemes e Jaru – LT AQJR.....	169
5.3 Descargas Diretas.....	170
5.3.1 Considerações Gerais.....	171
5.3.2 Simulações de Descargas Atmosféricas Diretas sobre o PRE.....	174
5.3.2.1 Procedimentos Adotados.....	174
5.3.2.2 Análise dos Resultados das Simulações.....	179
5.4 Descargas Indiretas.....	185
5.5 Análise dos Efeitos das Descargas Atmosféricas no Sistema PRE de Rondônia.....	198
5.5.1 Densidade de Descargas Atmosféricas em Rondônia.....	198
5.5.2 O Modelo Eletrogeométrico – EGM.....	205
5.5.3 Raio de Atração – Ra.....	210

5.5.4	Área de Exposição – Ae.....	213
5.5.5	Determinação da Corrente Crítica de Disrupção no Sistema PRE.....	214
5.5.5.1	Modelagem para Simulações com o ATPDraw.....	215
5.5.5.2	Corrente Crítica de Disrupção na Cadeia de Isoladores do PRE na LT SMAQ.....	217
5.5.5.3	Corrente Crítica de Disrupção na Cadeia de Isoladores do PRE na LT AQJR.....	221
5.5.6	Efeito das Descargas Diretas no PRE Rondônia.....	223
5.5.6.1	Estimativa do Número Médio de Interrupções da Linha PRE Itapuã Provocadas por Descargas Diretas.....	225
5.5.6.2	Estimativa do Número Médio de Interrupções da Linha PRE Jaru Provocadas por Descargas Diretas.....	228
5.5.7	Efeito das Descargas Indiretas no PRE Rondônia.....	230
5.5.7.1	Método Utilizado para Estimativa das Interrupções por Descargas Indiretas.....	230
5.5.7.2	Resultados Obtidos.....	236
5.5.8	Efeitos das Descargas Diretas e Indiretas sobre o PRE.....	238
5.5.9	Desempenho de Linha Convencional em 34,5 kV Frente a Descargas Atmosféricas e Comparação com o PRE.....	242
5.5.10	Comparação entre as Interrupções Verificadas e Estimadas.....	248
5.5.10.1	Interrupções Verificadas no PRE devido a Descargas Atmosféricas.....	249
5.5.10.2	Análise das Diferenças entre NIE e NIV.....	254
5.6	Discussão sobre Índices de Desempenho Operacional para o Sistema PRE de Rondônia.....	266
5.6.1	Índices Operacionais Verificados no Sistema PRE Itapuã.....	267
5.6.2	Índices Operacionais Verificados no Sistema PRE Jaru.....	271
5.6.3	Análise dos Índices Operacionais do Sistema PRE de Rondônia.....	274
5.6.4	Índices Operacionais Característicos – Índices de Referência.....	280

CAPÍTULO 6.....	291
CONCLUSÕES E SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS.....	291
6.1 Principais Conclusões.....	291
6.2 Sugestões para Trabalhos Futuros.....	299
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	301
ANEXO.....	319

CAPÍTULO 1

INTRODUÇÃO

A universalização da energia elétrica a toda população, composta por diferentes realidades dentro de um mesmo país ou região, depende fundamentalmente do estágio de desenvolvimento tecnológico e respectiva viabilidade econômica das alternativas disponíveis. Tomando-se como referência a realidade da Região Amazônica, Ramos (2000) apresenta uma série de alternativas apropriadas para fornecimento de energia elétrica a pequenas comunidades, baseadas nas seguintes fontes primárias:

- vento (energia eólica);
- sol (energia solar);
- pequenos potenciais hidrelétricos:
 - pequenas centrais hidrelétricas (potência até 10.000 kW);
 - minicentrais hidrelétricas (potência de 100 a 1.000 kW);
 - microcentrais hidrelétricas (potência até 100 kW);
- aproveitamento da energia cinética dos rios:
 - turbina hidrocínética – protótipo desenvolvido pela UnB;
 - turbina hidrocínética TYSON;
 - roda d'água RUTTEN;
- aproveitamento da biomassa;
- queima de combustível fóssil.

Contudo, nesta Tese, o tema da universalização da energia elétrica é delimitado àquelas alternativas associadas aos sistemas de transmissão de energia elétrica, sendo analisada de forma particular a tecnologia cabos para-raios energizados (PRE) no esquema trifásico.

Um dos fatores críticos para atendimento a pequenas cargas derivadas das linhas de transmissão (LT's) de Alta Tensão (AT) e Extra Alta Tensão (EAT), é o elevado custo das

instalações necessárias para promover o rebaixamento da tensão a valores padronizados de Média Tensão (MT) e Baixa Tensão (BT), apropriados para o atendimento a cargas residenciais, comerciais e de pequenas indústrias. Nesse sentido, é comum haver pequenas cidades, vilarejos, comunidades rurais, fazendas, etc., localizadas próximas às rotas das grandes LT's, mas que, no entanto, não são atendidas pela energia elétrica por elas transportada.

Em relação às Linhas de Transmissão em Corrente Contínua (LTCC), Souza (1991) apresenta duas possibilidades baseadas nas instalações de derivações tipo paralelo e tipo série, sendo mais apropriada, segundo o autor, a alternativa de derivação série com possibilidade de menor custo e variedade nos tipos de arranjos. A proposta apresentada por Lima et al. (1991), está baseada no conceito de transmissão simultânea de corrente contínua e alternada, em um sistema denominado de CCMAT. Ambas as propostas apresentam o inconveniente de ainda não terem nenhuma instalação operando na prática, dificultando as comprovações de viabilidade técnica e econômica.

De acordo com D'Ajuz e Oliveira Júnior (1992), Rose (1997), as tecnologias não convencionais relacionadas a linhas de transmissão em corrente alternada (LTCA), apropriadas para atendimento a pequenas cargas são:

- Divisor de potencial capacitivo (DPC), conectado metalicamente ao cabo fase;
- Cabo para-raios isolado, aproveitando o acoplamento capacitivo entre este cabo e o cabo fase (ACC);
- Cabo auxiliar isolado, lançado na mesma estrutura do circuito principal, otimizando o acoplamento capacitivo (ACC modificado);
- Cabo para-raios isolado e energizado (PRE).

A Tecnologia DPC é normalmente empregada em linhas de alta tensão (69 kV, 88 kV ou 138 kV) podendo, a depender do tamanho da carga, ser empregada também em linhas de 230 kV. A extração da tensão para utilização nas localidades próximas às linhas, é feita através da conexão de unidades capacitivas ao cabo fase, estabelecendo um divisor capacitivo de potencial.

A Tecnologia ACC é apropriada para sistemas compostos por linhas de EAT. Em termos de valores padronizados no Brasil, esta alternativa pode ser aplicada em sistemas

compostos por linhas de 230 kV, 345 kV, 440 kV, 500 kV ou 750 kV. A tecnologia consiste no aproveitamento da indução elétrica dos condutores fase sobre os cabos para-raios, sendo a potência extraível dependente da disposição geométrica dos cabos fase da linha, do nível de tensão, do nível de isolamento necessário ao cabo para-raios e no caso de se estar utilizando um novo cabo isolado, vai depender de seu comprimento e, por último, das necessidades de regulação da carga.

A Tecnologia ACC modificado, se baseia no mesmo princípio da indução elétrica, através da utilização de um circuito auxiliar cujos cabos ficam próximos aos condutores fase da linha principal. Essa alternativa permite a extração de potência considerável, em função da distância otimizada entre os cabos da linha e do circuito auxiliar.

As três tecnologias acima mencionadas têm sido objeto de intensas pesquisas realizadas pelo “Institute of Research of Hydro-Quebec” (IREQ), desde os anos 70, tendo desenvolvido o primeiro sistema, baseado na tecnologia ACC e denominado por ela de SCC1, com a finalidade de alimentar repetidoras de microondas ao longo da rede de 735kV da Hydro-Quebec (BOLDUC, et al., 2004; OLIVEIRA JÚNIOR, MAIA e ESMERALDO, 1991). Uma segunda e terceira geração desses sistemas associados a LTCA, denominados de SCC2 e SCC3, foram posteriormente desenvolvidas com base na tecnologia DPC.

A Tecnologia cabo para-raios isolado e energizado, aqui denominada de Tecnologia PRE, ou simplesmente PRE, foi desenvolvida pelo Professor Francisco Iliceto da Universidade de Roma. Ela é baseada na isolação e energização dos cabos para-raios de uma linha de transmissão em corrente alternada (LTCA), por meio da qual é feita o transporte de energia elétrica em Média Tensão, utilizando ou não o solo como caminho para as correntes de retorno. Desse modo, a utilização dos cabos para-raios pode-se dar de quatro formas diferentes. A primeira delas é aplicável a LT com apenas um cabo para-raios. Esse cabo é energizado a partir de um transformador com neutro aterrado, de forma a possibilitar o atendimento de cargas monofásicas, cujo retorno é feito pelo solo.

A segunda se aplica a LT com dois cabos para-raios, compondo um sistema monofásico semelhante ao primeiro, exceto que o retorno de corrente não é pelo solo e sim pelo outro cabo. Desse modo, essa alternativa consiste na Tecnologia PRE no esquema monofásico com retorno metálico.

Na terceira alternativa, os dois cabos para-raios de uma LT são energizados a partir de um transformador com neutro aterrado. Na subestação distribuidora um sistema trifásico é obtido instalando-se dois transformadores monofásicos, um em cada cabo para-raios energizado, sendo os enrolamentos secundários ligados em delta aberto (conexão V). Dessa forma, é possível suprir uma pequena carga trifásica (em torno de 10 % do total). Um transformador de aterramento conectado ao secundário dos terminais em V, torna possível a obtenção de um sistema trifásico de baixa tensão a quatro fios, disponível para atender cargas entre fase e neutro.

A quarta alternativa constitui-se na Tecnologia PRE no esquema trifásico, onde duas fases são suportadas pelos cabos para-raios e a terceira fase é o solo. Esse fato introduz algumas questões particulares a essa tecnologia voltadas à obtenção de um sistema trifásico equilibrado, visto que o caminho de retorno pela terra possui uma resistência muito menor que a dos cabos condutores usualmente utilizadas nas redes de distribuição, além de uma reatância também menor que a do cabo. Adicionalmente, as capacitâncias entre os cabos para-raios em relação à capacitância de cada cabo ao solo, também são desequilibradas. Enfim, esse é o sistema mais apropriado para atendimento de cargas trifásicas sem restrição e com valores que podem chegar a centenas de kVA's.

De acordo com Iliceto et al. (1989), a Tecnologia PRE foi concebida a partir da combinação de duas diferentes técnicas, já amplamente conhecidas, quais sejam:

1. cabos para-raios isolados, utilizados com a finalidade de reduzir perdas em LT's de Extra Alta Tensão, provocadas por correntes induzidas nos cabos para-raios e/ou para a transmissão da comunicação via carrier;
2. sistema monofásico, que utiliza o retorno pela terra, designado por Monofilar com Retorno pela Terra (MRT). Esse sistema é amplamente utilizado pelo Canadá, bem como na Austrália, Nova Zelândia e antiga União das Repúblicas Socialistas Soviéticas (URSS). No Brasil, esse sistema é largamente utilizado como opção mais econômica na eletrificação rural.

A Tecnologia PRE foi implantada primeiramente em Gana. A segunda experiência com essa tecnologia é em Rondônia, viabilizada por meio de um convênio entre as Centrais Elétricas do Norte do Brasil (ELETRONORTE) e as Centrais Elétricas de Rondônia

(CERON). O projeto foi desenvolvido para atendimento a seis localidades próximas a LT 230 kV entre a Usina Hidrelétrica de Samuel (UHE Samuel) e a Subestação de Ji-Paraná, abrangendo uma população de 85.000 habitantes. Por razões financeiras o projeto foi concluído somente em duas localidades, quais sejam: Jaru, que esteve em operação no período de 30/12/95 a 14/11/2000 e Itapuã do Oeste (antigo Jamari), em operação desde 22/09/1997 (RAMOS, et al., 2006).

Cumprе salientar que a Tecnologia PRE implantada em Rondônia é no esquema trifásico. Além da isolação e energização dos cabos para-raios, essa tecnologia compreende uma subestação supridora, a instalação de reator, resistor e capacitores para equalização da impedância das fases, malhas de aterramento para conexão da terceira fase e uma subestação distribuidora. Por essa razão, a Tecnologia PRE implantada em Rondônia é designada neste trabalho como Sistema PRE de Rondônia, ou simplesmente, PRE Rondônia. Nos casos específicos das instalações destinadas ao atendimento às localidades de Jaru e Itapuã do Oeste, é feita a menção de Sistema PRE Jaru, Sistema PRE Itapuã, ou simplesmente PRE Jaru e PRE Itapuã.

Embora tenha havido rigoroso estudo técnico visando garantir o funcionamento do Sistema PRE de Rondônia dentro dos parâmetros técnicos e de segurança, sua implantação não se deu a partir de prévia análise técnica e econômica que levasse em conta os detalhes pertinentes ao seu desempenho técnico e operacional, obtidos a partir de anos de observação na região onde seria instalado. Isto por razões óbvias, pois a experiência é pioneira no Brasil, não havendo, portanto, base de dados verificados na prática e de conformidade com a região, visto que o desempenho dos sistemas elétricos depende das variáveis impostas pelo ambiente natural a que estão submetidos. Assim, havia uma lacuna, uma questão que devia ser resolvida, pois, seria a Tecnologia PRE viável sob o ponto de vista técnico e econômico em relação a outras alternativas convencionais equivalentes? A resposta a essa questão foi desenvolvida no âmbito da Dissertação de Mestrado (RAMOS, 2000), tomando-se como referência os dados operacionais do PRE Jaru durante três anos, ou seja, de 1996 a 1998.

Apesar da comprovação de sua viabilidade técnica e econômica em relação a linhas de 34,5 kV e usinas a base de grupos geradores diesel (UTE), o desempenho do Sistema PRE de Rondônia, traduzido em índices operacionais como: duração equivalente de interrupção por consumidor (DEC), frequência equivalente de interrupção por consumidor

(FEC), tempo médio de restabelecimento (TMR), taxa de falhas (TF) e confiabilidade por consumidor (Cpc), mostraram que, de fato, as descargas atmosféricas foram as principais causadoras das interrupções, respondendo por cerca de 72% de todas as saídas de operação atribuídas ao desempenho do PRE Jaru. Essa constatação, embora fosse esperada, remete à necessidade de continuar a análise de viabilidade visando conhecer como as descargas atmosféricas atuam e impactam o Sistema PRE de Rondônia.

Sabe-se que o desempenho das linhas de transmissão e redes de distribuição urbana e rural estão sujeitas às intempéries ambientais, entre as quais as descargas atmosféricas que provocam surtos de tensão, podendo levar o sistema a falhar. Em relação às descargas atmosféricas indiretas, consideradas nesta tese como aquelas descargas que ocorrem próximas às instalações, elas são responsáveis pela indução de tensões, cujas amplitudes são bem inferiores em relação aos surtos de tensão por descargas diretas. No entanto, embora tais transitórios não representem risco para as linhas de transmissão, eles podem exceder a tensão de descarga disruptiva a 50% (U_{50}), ou “critical impulse flashover voltage” (CFO) dos sistemas de média tensão, como é o caso da Tecnologia PRE.

Mas não é só isso. O esforço de se conhecer as variáveis que envolvem o fenômeno e as características associadas à geometria, nível de isolamento, proximidade de objetos altos e resistência de aterramento das linhas e redes urbana e rural, tem sido alvo de muitas pesquisas, especialmente no que diz respeito às sobretensões induzidas por descargas atmosféricas próximas, cujas teorias nem sempre convergem para um mesmo resultado. Esse aspecto foi amplamente pesquisado por Piantini (1991), tendo concentrado sua análise nas teorias propostas por Chowdhuri-Gross, Liew-Mar e Rusck. A teoria e conseqüentemente a proposta de Rusck foi considerada mais apropriada para cálculo das tensões induzidas, embora o modelo em sua forma original não permitisse a análise de situações realistas. Foram então introduzidas várias modificações, resultando em uma nova proposta de cálculo denominada de “Extended Rusck Model” (ERM). Esse modelo foi validado através de várias comparações entre as tensões medidas e calculadas envolvendo experimentos tanto em escala real como em escala reduzida (PIANTINI; JANISZEWSKI, 1998, 2003 e 2009).

Embora as pesquisas de Piantini tenham sido voltadas a oferecer uma metodologia de cálculo das tensões induzidas por descargas atmosféricas em redes de distribuição de energia elétrica (urbanas e rurais), elas também se aplicam às linhas de transmissão, o que vem ao

encontro dos propósitos deste trabalho, uma vez que o objeto de estudo faz parte da LT 230 kV do sistema de transmissão de Rondônia, cujos cabos para-raios são isolados e energizados em 34,5 kV, compondo um sistema de Média Tensão trifásico, onde uma das fases é o solo. Assim, o estágio atual do conhecimento acerca do comportamento das tensões transitórias sobre os sistemas elétricos causadas por descargas atmosféricas diretas e indiretas, permite a continuidade da pesquisa referente ao desempenho técnico e operacional da Tecnologia PRE na região. Conseqüentemente, a realização da pesquisa dentro destes propósitos contribui com a oferta de subsídios para a análise de viabilidade técnica, operacional e econômica da Tecnologia PRE como alternativa capaz de promover a universalização da energia elétrica às comunidades próximas aos corredores das grandes linhas de transmissão. É com essa motivação que este trabalho é desenvolvido.

Pelas razões expostas, o objeto de estudo deste trabalho é a Tecnologia PRE implantada em Rondônia, sendo considerados para análise mais de 180 meses de operação deste sistema, compreendendo os períodos de 1996 a 14/11/2000 para o PRE Jaru e de 22/09/1997 a 2007 para o PRE Itapuã.

1.1 Objetivo

A Tecnologia PRE no esquema trifásico está centrada na robustez e simplicidade operacional, evitando com isso o uso de sofisticados equipamentos de regulação e controle baseados em complexos circuitos eletrônico-digitais. Contudo, os aspectos de seu funcionamento e mútua interação entre os cabos para-raios energizados e os condutores da LT, envolvem fenômenos bem mais complexos que aqueles associados aos conceitos de distribuição convencional em média tensão. Assim, o grande desafio enfrentado pelas novas tecnologias é a falta de conhecimento sobre as mesmas, o que pode levar à sua rejeição. Portanto, este trabalho está inserido neste propósito, tendo por objetivo geral **analisar a viabilidade da Tecnologia PRE no esquema trifásico**. Esta meta é alcançada a partir dos seguintes objetivos específicos relativos ao Sistema PRE implantado em Rondônia:

1. realizar medições no Sistema PRE;
2. realizar o levantamento e classificação das interrupções;
3. avaliar o desempenho da Tecnologia PRE frente a descargas atmosféricas diretas e indiretas;

4. comparar os desempenhos da Tecnologia PRE e de outras alternativas convencionais de média tensão;
5. estabelecer índices de referência para o desempenho operacional da Tecnologia PRE.

1.2 Motivação e Justificativa

A possibilidade de se converter, com eficiência, energia elétrica em outras formas de energia, como calor, luz e força motriz, por exemplo, contribuiu notavelmente para a melhoria das condições de vida das populações que têm acesso a esse importante insumo. Nesse sentido, a demanda de energia elétrica é um reflexo do desenvolvimento social e econômico de determinado país ou região.

A radiografia da exclusão elétrica no Brasil revela que tal problema social se faz realidade, na maioria dos casos, em pequenas comunidades fragilizadas economicamente e/ou distantes dos grandes centros, como é o caso das comunidades isoladas na Região Amazônica. Nesse sentido, e sob o ponto de vista do desafio tecnológico, há um conjunto de alternativas apropriadas para atendimento a pequenas comunidades, ou de outra forma, atendimento a pequenas cargas, que pode favorecer a implementação de políticas públicas relacionadas à universalização da energia elétrica. A tecnologia cabos para-raios energizados (PRE) se insere neste contexto, rompendo com alguns paradoxos, visto que em um país de dimensões continentais como o Brasil, é comum haver comunidades localizadas próximas às rotas de linhas de transmissão, mas que não são beneficiadas por tal empreendimento, dado o elevado custo em subestações abaixadoras e linhas de Média Tensão.

Em Rondônia, a paisagem marcada pela recente ampliação da ocupação humana, também comporta o Sistema de Transmissão, cujas primeiras linhas de transmissão (LT) em 230 kV, possuem sua rota próxima à BR-364, que corta o estado de um extremo ao outro. Algumas localidades situadas próximas são incluídas neste sistema através da Tecnologia PRE no esquema trifásico. A experiência obtida em mais de 15 anos de operação do Sistema PRE de Rondônia é um dos motivos principais para o desenvolvimento desta pesquisa.

Assim, por utilizar os próprios cabos para-raios das LT's e por envolver baixos custos de implantação, a Tecnologia PRE traz na sua concepção a possibilidade de integração social e inclusão elétrica entre as pequenas comunidades e o grande empreendimento representado pelas LT's de Alta e Extra Alta Tensão. Essa particularidade a torna bastante atrativa no cenário de expansão do sistema elétrico brasileiro, visto que, no Plano Decenal de Expansão de Energia Elétrica 2006-2015, produzido no âmbito do Ministério de Minas e Energia (MME, 2006), está prevista a ampliação de mais 41.127 km de LT's, a ser agregada à Rede Básica de Transmissão¹ até o final de 2015.

Entretanto, como o planejador poderá incluir novas experiências com a Tecnologia PRE no conjunto das alternativas se ela não é suficientemente conhecida e dominada como as alternativas convencionais? Aliás, esse é o grande desafio enfrentado pelas novas tecnologias, como afirmam Souza, Derzi e Correia (2004) na avaliação que fazem acerca das barreiras e facilitadores para a produção e difusão de tecnologias renováveis na região amazônica. Segundo esses autores, a falta de conhecimento das tecnologias existentes no mercado nacional e internacional, bem como de resultados de experiências aplicadas na região, leva à rejeição da tecnologia em certas situações e ao retrabalho de pesquisa em outros.

Outra delicada questão deve-se ao receio de que a utilização dos cabos para-raios possa vir a comprometer o desempenho operacional da LT. Nesse sentido, é injustificável que um sistema de MT possa deteriorar o desempenho do sistema de AT ou EAT envolvido com o transporte de grandes blocos de potência.

Pesquisas têm sido desenvolvidas no tocante à Tecnologia PRE e sua relação com as descargas atmosféricas. Essas pesquisas têm sido realizadas com o propósito de demonstrar que a isolação e conseqüente energização dos cabos para-raios não afetam negativamente o desempenho da LT. O trabalho de Gatta, Iliceto e Cinieri (2001) tem justamente esse propósito. Contudo, não há pesquisas semelhantes em relação ao Sistema PRE de Rondônia.

Os resultados operacionais do PRE Jaru, no período de 1996 a 1998 (RAMOS, 2000), mostram claramente que há outros aspectos da tecnologia que precisam ser pesquisados, entre os quais o desempenho da Tecnologia PRE frente a descargas atmosféricas, analisada não apenas sob o ponto de vista da comprovação da capacidade de proteção oferecida pelos cabos

¹ A Rede Básica compreende as linhas de transmissão com tensões de 230 kV a 750 kV.

para-raios, mas, adicionalmente, sob o ponto de vista do sistema de Média Tensão em si, no que diz respeito ao número de interrupções por descargas atmosféricas diretas e indiretas. Portanto, um dos pontos de maior relevância deste trabalho está justamente na avaliação da experiência operacional e do desempenho do Sistema PRE de Rondônia frente a descargas atmosféricas, tomando-se como referência medições de campo no próprio local da instalação e os resultados obtidos de sua prática operacional, verificadas em mais de 15 anos de operação.

No aspecto econômico, sabe-se que a comparação de alternativas não é feita levando-se em conta apenas o investimento inicial. Uma modelagem econômica completa vai lançar mão dos índices operacionais formatados para cada alternativa. A esse respeito, cabem alguns comentários sobre a prática usual adotada pelas empresas de energia elétrica, através de suas áreas de planejamento. Para suprir suas necessidades de expansão, melhorias ou reformas, são feitos estudos prévios de viabilidade técnica e econômica das alternativas, tendo-se como uma de suas principais referências os índices de desempenho operacional verificados em instalações semelhantes na mesma região do futuro empreendimento, ou localizado em regiões próximas. São utilizados para análise os índices DEC, FEC, entre outros, obtidos a partir de suas séries históricas. Assim, o estabelecimento de índices de referência para o desempenho operacional da Tecnologia PRE, um dos produtos deste trabalho, irá possibilitar ao planejador a tomada de decisão com a mesma segurança com que é feita em relação às alternativas convencionais.

É certo que o estabelecimento de índices operacionais de referência como DEC, FEC e outros, romperá com uma dificuldade inerente às novas tecnologias, aumentando desse modo sua competitividade em relação às demais. Em consequência, como uma alternativa viável economicamente, o gestor público, por exemplo, poderá maximizar a aplicação dos recursos disponíveis, atendendo maior número de pessoas com o mesmo volume de recursos.

Adicionalmente, sob o ponto de vista ambiental, a opção pela Tecnologia PRE em substituição à geração a base de óleo diesel, tem a relevância de contribuir com a redução na emissão de poluentes para a atmosfera. Da mesma forma, a substituição de linhas em MT convencional, tem o mérito de evitar novos desmatamentos, necessários na abertura de faixa de servidão.

Vale ressaltar o caráter inovador deste trabalho de pesquisa, haja vista a inexistência de estudos a respeito do desempenho do Sistema PRE de Rondônia frente às sobretensões

transitórias advindas de descargas atmosféricas diretas e indiretas, assim como a inexistência de índices operacionais de referência para análise de viabilidade do PRE.

Além do que já foi exposto, cumpre informar que recentemente a ELETRONORTE instalou um cabo OPGW (“Optical Ground Wire”) na LT 230 kV no trecho entre a UHE Samuel/Ji-Paraná, de forma que a cabeça das torres passou a suportar três cabos, numa concepção semelhante àquela proposta por D’Ajuz e Martinez (1993). Esse cabo afeta o desempenho da linha e introduz um desafio adicional contemplado no neste trabalho.

1.3 Estrutura do Trabalho

No plano geral, o desenvolvimento deste trabalho é feito tomando-se como referência o método teórico-empírico, ou seja, é trabalhado o quadro de referência teórica visando interpretar e dar sentido à investigação experimental e à pesquisa de campo. No plano específico, e de acordo com as conceituações metodológicas feitas por Andrade (1995), são adotados os métodos de procedimento histórico, comparativo e de estudo de caso. Enfim, este trabalho está estruturado em seis capítulos, conforme exposto a seguir.

O Capítulo 2 apresenta as características técnicas e experiências com a Tecnologia PRE, obtidas primeiramente em Gana, na África e, posteriormente, no Brasil e em outros países. Basicamente, este capítulo está estruturado em três partes. Na primeira parte é feita uma revisão bibliográfica sobre as diferentes tecnologias apropriadas para atendimento a pequenas cargas, e que são utilizadas em conjunto com as LT’s de Alta e Extra Alta Tensão. Na segunda parte, tem-se como objetivo central a apresentação das características gerais da Tecnologia PRE, dando ênfase, em uma seção específica, às características da Tecnologia no esquema trifásico.

Por fim, é feita a abordagem sobre as experiências com a Tecnologia PRE em outros países, com enfoque principal para a experiência brasileira. Nesse sentido, é feito um levantamento histórico sobre a introdução da Tecnologia PRE no Brasil e, de forma particular, no Estado de Rondônia. Os principais aspectos do projeto de implantação do Sistema PRE de Rondônia são apresentados, bem como o desempenho técnico do PRE Jaru verificado a partir de sua prática operacional no período de 1996 a 1998.

O Capítulo 3 diz respeito às medições realizadas e, adicionalmente, às características do solo e dados meteorológicos de Rondônia. De uma forma geral, o capítulo está estruturado em três blocos. O primeiro bloco contém a base de dados relacionadas às características do solo e dados meteorológicos como clima, umidade relativa do ar, precipitação, altitude, pressão atmosférica e índice cerâmicos relacionados ao número de dias de trovoadas por ano e à quantidade de horas de trovoadas por ano. O segundo bloco contempla as medições de resistência de terra dos contrapesos das torres da LT 230 kV e medições de resistividade do solo, feitas não apenas nas proximidades da LT com cabos para-raios energizados. Neste caso, o objetivo das medições é no sentido de oferecer, no escopo deste trabalho, uma visão geral sobre a resistividade do solo ao longo da BR-364, que corta todo o Estado de Rondônia, sendo uma referência para os traçados das LT's existentes e futuras.

Finalmente, no terceiro bloco, são apresentadas as medições no Sistema PRE Itapuã com o objetivo de demonstrar a viabilidade técnica da Tecnologia relacionada ao desempenho dos sistemas de aterramento, tensões de toque e passo, desequilíbrio de tensão, níveis de tensão e capacidade de carregamento em relação às potências ativa e reativa.

O Capítulo 4, referente à análise das interrupções no Sistema PRE de Rondônia, contém as principais informações desta tese utilizadas para análise do comportamento do PRE frente a descargas atmosféricas e na discussão de índices operacionais de referência para o PRE. Desse modo, na primeira parte do capítulo é apresentada a metodologia utilizada para análise e classificação das interrupções. Os resultados são apresentados, primeiramente em relação ao PRE Jaru, cujo levantamento das interrupções cobre o período de 1996 a 14/11/2000. Em seguida, são apresentados os resultados das interrupções verificadas no PRE Itapuã relativas ao período de 22/09/1997 a 2007.

Visando demonstrar o significado da Tecnologia PRE nas duas localidades, é feita uma retrospectiva da situação do fornecimento de energia elétrica antes e depois da implantação do PRE. Também é feita a análise econômica, sendo explorada, principalmente, a economia obtida com a utilização do PRE na substituição de UTE baseada na queima de óleo diesel para produção de energia elétrica.

O Capítulo 5 trata dos impactos das descargas atmosféricas no desempenho operacional do Sistema PRE. Basicamente este capítulo compreende sete etapas. Na primeira

etapa são feitas as caracterizações das descargas atmosféricas, através da Seção 5.1 e, em seguida, a caracterização da LT 230 kV com cabos para-raios energizados, através da Seção 5.2. A etapa dois está relacionada às Seções 5.3 e 5.4, onde são feitas simulações preliminares visando avaliar o comportamento do PRE frente a descargas atmosféricas diretas e indiretas. A terceira etapa, correspondente às Subseções 5.5.1 a 5.5.4, consiste em uma fundamentação teórica de forma mais abrangente, com o objetivo de subsidiar os procedimentos de cálculo do número médio de interrupções estimadas, provocadas por descargas diretas (NIDD) e descargas indiretas (NIDI).

Na etapa quatro, equivalente à Subseção 5.5.5, é feita a descrição dos procedimentos para posterior determinação das correntes críticas de disrupção no Sistema PRE de Rondônia. A etapa cinco, composta pelas Subseções 5.5.6 a 5.5.8, consiste na determinação do NIDD e NIDI, visando avaliar os efeitos das descargas diretas e indiretas sobre o PRE. Adicionalmente, na Subseção 5.5.9 é feito o cálculo do NIDD e NIDI para uma LT 34,5 kV convencional, visando a comparação de seu desempenho frente a descargas atmosféricas em relação ao PRE. Em seguida, na etapa seis, representada pela Subseção 5.5.10, é feita uma extensa análise com o objetivo de estabelecer uma relação entre o número médio de interrupções estimadas (NIE) e o número de interrupções verificadas (NIV), ambas resultantes da ocorrência de descargas atmosféricas. Por último, ou seja, na Seção 5.6, é apresentada a discussão sobre índices de desempenho operacional para o Sistema PRE de Rondônia, dentro do objetivo de estabelecer índices de referência que possam ser utilizados para prever o desempenho operacional de futuras instalações da Tecnologia PRE.

No Capítulo 6 são apresentadas as principais conclusões desta tese, cujas reflexões e aprendizado resultante desta pesquisa também remetem à apresentação de recomendações para futuros trabalhos, visando propor melhorias para a Tecnologia PRE.

CAPÍTULO 2

CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS E EXPERIÊNCIAS COM A TECNOLOGIA PRE

Neste Capítulo, tem-se como propósito a apresentação de uma revisão bibliográfica, focada primeiramente em situar a Tecnologia PRE em relação às outras tecnologias associadas a linhas de transmissão em corrente contínua (LTCC) ou corrente alternada (LTCA) e que sejam apropriadas para o atendimento a pequenas cargas situadas próximas aos corredores dessas linhas. Na sequência, é feita a apresentação dos aspectos gerais da tecnologia PRE, cuja abordagem se inicia com um levantamento histórico, visando identificar qual a origem da Tecnologia PRE, como ela foi concebida, quais os esquemas possíveis de serem utilizados e suas respectivas particularidades técnicas.

Não obstante o rigoroso estudo apresentado por Iliceto, Cinieri e Casely-Hayford (1984) e Iliceto et al. (1989), a comprovação da viabilidade técnica da Tecnologia PRE, nos seus vários esquemas possíveis, só poderia ser comprovada na prática a partir dos resultados operacionais dos projetos implantados. Nesse sentido, é apresentado neste Capítulo o levantamento das experiências operacionais obtidas em outros países e, de maneira particular, no Brasil, com ênfase no Sistema PRE implantado no Estado de Rondônia. Sobre este sistema é feita inicialmente a apresentação de suas características técnicas, onde são enfatizadas as premissas adotadas na fase de projeto. Finalmente, é apresentada a experiência operacional obtida nos três primeiros anos de operação do PRE Jaru, ou seja, de 1996 a 1998.

2.1 Atendimento a Pequenas Cargas através de Linhas de Transmissão

No atual estágio tecnológico a transmissão de elevados blocos de potência elétrica para atender os grandes centros de consumo, somente é possível por meio de linhas de

transmissão em corrente alternada e /ou corrente contínua. Assim, é comum haver pequenas cidades, vilarejos, comunidades rurais, fazendas e outros, localizadas próximas às rotas das grandes LT's sem, no entanto, serem abastecidas pela energia elétrica por elas transportadas. Esse é um problema social, cuja solução através de alternativas convencionais, pode tornar o empreendimento inviável economicamente. Desse modo, quais as alternativas não convencionais que vem sendo propostas ou empregadas para atendimento às pequenas cargas utilizando-se a infra-estrutura das LT's?

No que diz respeito ao atendimento a pequenas cargas ao longo de linhas de transmissão em corrente contínua (LTCC), algumas alternativas tem sido estudadas por Lima et al. (1991) e Souza (1991). De acordo com Souza, há duas possibilidades de suprir carga CA a partir de uma LTCC. Essas possibilidades são derivação¹ tipo paralela e derivação tipo série, sendo que a inserção da derivação tipo paralela torna possível suprir cargas CA total e de forma independente da potência transmitida na LTCC. Entretanto, essa alternativa tem como desvantagem a necessidade de se projetar os equipamentos para a mesma tensão nominal da LTCC e a provável necessidade de utilização de disjuntores CC para garantir a confiabilidade do sistema, elevando substancialmente o custo de instalação. Desse modo, a alternativa que se vislumbra como mais viável é a derivação tipo série, que pode apresentar as seguintes vantagens:

- “a queda de tensão que determina o isolamento dos equipamentos, função da pequena potência derivada, é muito menor que a tensão nominal de transmissão;
- o isolamento pólo-terra é uma estrutura muito simples, sendo conseqüentemente de mínimo custo e máxima confiabilidade;
- as falhas usuais de um conversor (falha de comutação, ‘backfire’, curto-circuito interno, etc) são do tipo fechamento, isto é, resultando em um curto-circuito do próprio conversor. Com isto a operação normal do sistema de transmissão não é afetada. Deve ser notado que um projeto apropriado das válvulas irá evitar virtualmente as falhas do tipo ‘abertura’”. (SOUZA, 1991, p.2).

Como desvantagem da derivação tipo série, Souza avalia que a extração da potência plena da carga pode ficar comprometida se a corrente da LTCC atingir um nível inferior ao mínimo estabelecido para o cálculo da tensão nominal da derivação. O autor recomenda que as pequenas derivações devem ser projetadas levando-se em conta a possibilidade de extração de 1 a 5 % da potência nominal da LTCC para cada uma das derivações série

¹ A palavra “tap” utilizada por Souza (1991) é substituída nesta tese por derivação.

consideradas ao longo da respectiva linha, ou da mesma ordem das perdas na linha principal, para todas as derivações intermediárias.

Uma alternativa diferente para atendimento a pequenas cargas ao longo de LTCC é apresentada por Lima et al. (1991). A proposta dos autores consiste na transmissão de energia elétrica em corrente contínua modulada em alta tensão, em um sistema denominado por eles de CCMAT. Nesse sistema a LTCC é utilizada para transmitir simultaneamente as componentes CC e CA. Segundo os autores, a tecnologia CCMAT, tem como uma de suas principais vantagens o fato de utilizar basicamente os mesmos equipamentos empregados para a transmissão em corrente contínua sobrepondo a eles a parcela referente a componente alternada. Assim, a potência entre os pontos extremos da linha é transmitida pela componente em corrente contínua, enquanto a componente alternada transmite a energia elétrica para atender as pequenas cargas localizadas ao longo do tronco da LTCC.

Ainda de acordo com Lima et al., a máxima potência possível de ser transmitida em função da distância e de uma carga com fator de potência unitário através de uma linha de transmissão sem perdas, com impedância de surto equivalente a 300Ω , operando com uma tensão modulada de 20 kV e 120 Hz, é dada conforme Tabela 2.1, mostrado a seguir.

Tabela 2.1 - Capacidade de transmissão da tecnologia CCMAT

Potência Máxima (MW)	Distância (km)
3,00	80
1,56	160
1,20	230

Fonte: Lima et al., (1991).

Por fim, como foi visto, tanto o trabalho de Souza como o de Lima et al. não apresentam relato de alguma aplicação prática, no que diz respeito ao atendimento a pequenas cargas através das grandes linhas de transmissão em corrente contínua.

O atendimento a pequenas cargas a partir de sistemas em corrente alternada, notadamente linhas de transmissão em Alta e Extra Alta Tensão, tem recebido abordagem bastante abrangente por D'Ajuz e Oliveira Júnior (1992), Oliveira Júnior, Maia e Esmeraldo (1991), e Rose (1997). No caso da tecnologia cabos para-raios energizados – PRE, as principais fontes de informações relacionadas à sua concepção, detalhamento técnico e

primeiras experiências, estão contidas nos trabalhos publicados pelo Professor Francesco Iliceto em conjunto com outros pesquisadores. Com base nesses autores, a seguir são apresentadas as principais tecnologias não convencionais para atendimento a pequenas cargas através de LT's em corrente alternada. Essas tecnologias são:

- divisor de potencial capacitivo (DPC);
- acoplamento capacitivo entre o cabo para-raios isolado e o cabo fase (ACC);
- acoplamento capacitivo modificado (ACC modificado);
- cabos pára raios isolados e energizados (PRE)

Na sequência, são apresentadas as principais características de cada tecnologia, bem como suas vantagens e desvantagens, valendo salientar que de acordo com os interesses deste trabalho, uma abordagem mais ampla é feita com relação à Tecnologia PRE.

2.1.1 Tecnologias DPC, ACC e ACC Modificado

O divisor de potencial capacitivo, aqui denominado de tecnologia DPC, é normalmente empregado em linhas de alta tensão (69 kV, 88 kV ou 138 kV) podendo, a depender do tamanho da carga, ser empregado também em linhas de tensão superior a 138 kV. A extração da tensão para utilização nas localidades próximas às linhas é feita através da conexão de unidades capacitivas ao cabo fase, estabelecendo-se um divisor de potencial capacitivo. As principais vantagens dessa alternativa são:

- sua aplicação é possível em LT's que já estejam em operação;
- sistema de regulação de tensão não muito sofisticado;
- possibilidade de atendimento a cargas trifásicas, bastando triplicar os equipamentos do sistema captor de energia;
- podem ser utilizados fusíveis para proteger o sistema captor de energia, o que diminui os custos de implantação, pois dispensa disjuntor, TC's de proteção e demais equipamentos de medição.

As principais desvantagens são:

- vulnerabilidade a ressonâncias à frequência natural, principalmente para curtos-circuitos em alguma das fases da LT, no circuito da carga e ainda durante a energização da LT;

- a possibilidade de desligamento do tronco principal em caso de defeito no sistema captor quando houver falha na atuação da proteção. Por esse motivo, pode comprometer o sistema elétrico principal.

O acoplamento capacitivo entre o cabo para-raios e o cabo fase, aqui denominado de tecnologia ACC, consiste no aproveitamento da indução elétrica nos condutores fase e os cabos para-raios da linha de transmissão, sendo a potência extraível dependente da disposição geométrica dos cabos fase da linha, do nível de tensão, do nível de isolamento necessário ao cabo para-raios e no caso de se estar utilizando um novo cabo isolado, vai depender de seu comprimento e por último, das necessidades de regulação da carga.

Essa alternativa tecnológica é apropriada para sistemas compostos por linhas de Extra Alta Tensão². Em termos de valores padronizados no Brasil, essa alternativa pode ser aplicada em sistemas compostos por linhas de 230 kV, 345 kV, 440 kV, 500 kV ou 750 kV. As principais vantagens dessa alternativa são:

- um defeito no sistema de captação não interfere no desempenho da linha de transmissão;
- fácil implementação em linhas que estejam em operação, no que diz respeito ao isolamento dos cabos para-raios;
- fácil aplicação em sistemas com grau de confiabilidade 50%, ou seja, sistema totalmente ligado ou desligado e com fator de potência próximo da unidade;
- aplicação apropriada para sistemas de Extra e Ultra Alta Tensão.

As principais desvantagens são:

- fraco acoplamento para tensões abaixo de 230 kV, situação em que somente é possível a alimentação de cargas muito pequenas, na ordem de uns poucos kVA;
- muito sensível às variações da carga em módulo e fator de potência;
- necessidade de regulador de tensão com razoável grau de sofisticação;
- alimentação monofásica, necessitando adicionar um conversor mono-trifásico para atendimento a cargas trifásicas;

² Extra Alta Tensão, EAT: São os sistemas em correntes alternadas em tensões de 230 kV, até 800 kV.

O acoplamento capacitivo modificado, aqui denominado de tecnologia ACC modificado, se baseia no mesmo princípio da indução elétrica, através da utilização de um circuito auxiliar cujos cabos ficam próximos aos condutores fase da linha principal. Essa alternativa permite a extração de potência considerável, em função da distância otimizada entre os cabos da linha e do circuito auxiliar. Suas vantagens são semelhantes às aquelas mencionadas anteriormente, acrescida da vantagem de ser possível extrair maiores potência em função da distância otimizada entre o condutor do circuito auxiliar e os cabos da LT.

Da mesma forma, as desvantagens são as mesmas daquelas relacionadas para a tecnologia de acoplamento capacitivo entre os cabos fase e os cabos para-raios de uma LT, acrescida da utilização de um cabo adicional, o que impacta os custos de implantação da tecnologia.

As tecnologias DPC e ACC, vem sendo pesquisadas desde longa data pelo Institute of Research of Hydro-Quebec – IREQ. Segundo Bolduc et al. (2004), no final dos anos 70 a Hydro-Quebec começou a desenvolver um sistema de suprimento de energia elétrica denominado por ela de SCC1, utilizando os cabos para-raios de uma LT de 735 kV. Esse sistema coleta a energia induzida pelo acoplamento capacitivo entre os cabos para-raios (isolados nos trechos de interesse) e os condutores da LT .

Em 2003, na apresentação feita ao ONS pela ALUSA & Hydro-Quebec³, a respeito de alternativa tecnológica com possibilidade de ser utilizada no Programa Luz Para Todos, foi apresentado o sistema de acoplamento capacitivo SCC3. Antes, porém, foi feita uma retrospectiva das pesquisas desenvolvidas pelo IREQ baseada nas tecnologias ACC e DPC. Assim, uma segunda geração de sistemas de suprimento de energia associado à LT foi desenvolvido e denominado de SCC2. Diferente do primeiro e com base na tecnologia DPC, ele foi projetado para obter energia diretamente do condutor, nas situações em que a energia induzida nos cabos para-raios, obtido por meio de SCC1, não for suficiente.

Por fim, foi desenvolvido um sistema trifásico, denominado de SCC-3, podendo suprir cargas até 2,0 MVA, sendo inviável economicamente sua aplicação em LT's acima de 330 kV. Esse sistema apresenta a vantagem de poder ser instalado em uma LT já em

³ A Hydro-Quebec patenteou e desenvolveu parcerias de comercialização em diversos países, tendo escolhido a ALUSA como sua representante legal no Brasil.

operação, porém o custo estimado de US\$ 1000.00/kVA demanda cuidadosa análise técnica e econômica em relação a alternativas que possam vir a ser escolhida para atender a mesma carga.

2.1.2 Tecnologia Cabos Para-Raios Energizados – PRE

A Tecnologia PRE é baseada na utilização do cabo para-raios de uma LT, de forma que, sem comprometer a função básica de proteção da linha contra as descargas atmosféricas, o cabo pode ser também utilizado para transportar energia elétrica, tornando possível reunir, numa mesma infra-estrutura, um sistema de Alta ou Extra Alta Tensão com um sistema de Média Tensão. Para atingir esses objetivos, o cabo para-raios é isolado da torre por meio de cadeia de isoladores equipadas com dispositivo centelhador. O espaçamento entre as hastes do centelhador é ajustado de tal forma, que quando a cadeia de isoladores é submetida a surtos de tensão com valores que ultrapassam a capacidade de isolamento estabelecida pelo ar entre seus terminais, acontece a disrupção, e conseqüente aterramento do cabo, que por estar energizado, estabelece um curto-circuito tirando a linha PRE de operação.

A Tecnologia PRE pode ser empregada em LT's com um, ou dois cabos para-raios. Ao todo são quatro esquemas possíveis de emprego da tecnologia, a maioria dos quais emprega o solo para retorno da corrente. Suas principais vantagens estão associadas ao baixo custo de implantação e, a depender do esquema adotado, a possibilidade de atender cargas trifásicas na ordem de alguns MVA's. Sua principal desvantagem reside no fato de seu desempenho operacional ser significativamente afetado pela incidência de descargas atmosféricas diretas ou indiretas na LT. Esse ponto sensível, é o fato motivador deste trabalho, razão pela qual, a abordagem da tecnologia PRE com mais detalhes é feita nos tópicos seguintes

2.2 Aspectos Gerais da Tecnologia PRE

A Tecnologia PRE foi desenvolvida pelo Professor Francesco Iliceto da Universidade de Roma, no escopo de um estudo cujo objetivo era encontrar as alternativas mais apropriadas

para atendimento a pequenas cidades e vilarejos na Região Norte de Gana (África). Segundo Iliceto, Cinieri e Casely-Hayford (1984), foram analisadas as seguintes alternativas:

- utilização de linha de Média Tensão (34,5 kV ou 11 kV), que se mostrou inviável economicamente;
- suprimento dos vilarejos através de tensão induzida capacitivamente sobre o cabo para-raios isolado em alguns trechos de uma LT 161 kV (tecnologia ACC). Para manter a tensão razoavelmente constante face às variações da carga, esse tipo de instalação exige sofisticados equipamentos de regulação de tensão, além da necessidade de sua instalação em cada vilarejo próximo à LT, tornando sua aplicação inviável economicamente;
- O mesmo comentário feito no item anterior se aplica ao esquema onde um banco de capacitores é conectado diretamente a umas das fases da LT em Alta Tensão (tecnologia DPC).

É nesse contexto que surge uma nova proposta, apresentada pelo Prof. Iliceto ao Banco Mundial⁴, como órgão financiador dos projetos para desenvolver a eletrificação rural em Gana, cujos aspectos gerais são apresentados a seguir.

2.2.1 Levantamento Histórico

A primeira publicação sobre proposta de utilização de cabos para-raios de linhas de transmissão para transporte de energia em média tensão foi feita por Iliceto, Cinieri e Casely-Hayford (1984). Nela é feita a análise de um esquema experimental baseado na utilização do cabo para-raios de uma LT 161kV, sendo esses cabos isolados e energizados a partir de um sistema 34,5 kV solidamente aterrado, compondo uma linha de Média Tensão monofásica com retorno pelo solo, conforme ilustrado na Figura 2.1. Essa nova proposta foi concebida a partir da combinação de duas diferentes técnicas, já amplamente conhecidas, quais sejam:

1. cabos para-raios isolados, utilizados com a finalidade de reduzir perdas joules em LT's de Extra Alta Tensão, provocadas por correntes induzidas nos cabos para-raios, com aplicações conhecidas na antiga União Soviética, Estados Unidos, Turquia, etc. Em

⁴ ILICETO, F. *Lightly loaded long high voltage transmission lines*. Guideline prepared at the request of the World Bank. Washington D.C., 1982-83.

alguns casos, tem-se empregado a técnica de isolar os cabos para-raios para comunicação via carrier;

2. sistema monofásico, que utiliza o retorno pela terra, designado por Monofilar com Retorno pela Terra – MRT. Esse sistema é amplamente utilizado pelo Canadá, bem como na Austrália, Nova Zelândia e na antiga União Soviética. No Brasil esse sistema é largamente utilizado como uma das opções mais econômicas na eletrificação rural.

Assim, o conceito de distribuição de energia elétrica proposto tem estreita relação com as referidas técnicas. Entretanto, os aspectos de seu funcionamento e mútua interação, entre os condutores da LT e o cabo para-raios energizado, envolvem fenômenos bem mais complexos, cuja análise é semelhante àquela aplicada para sistemas em Alta e Extra Alta Tensão.

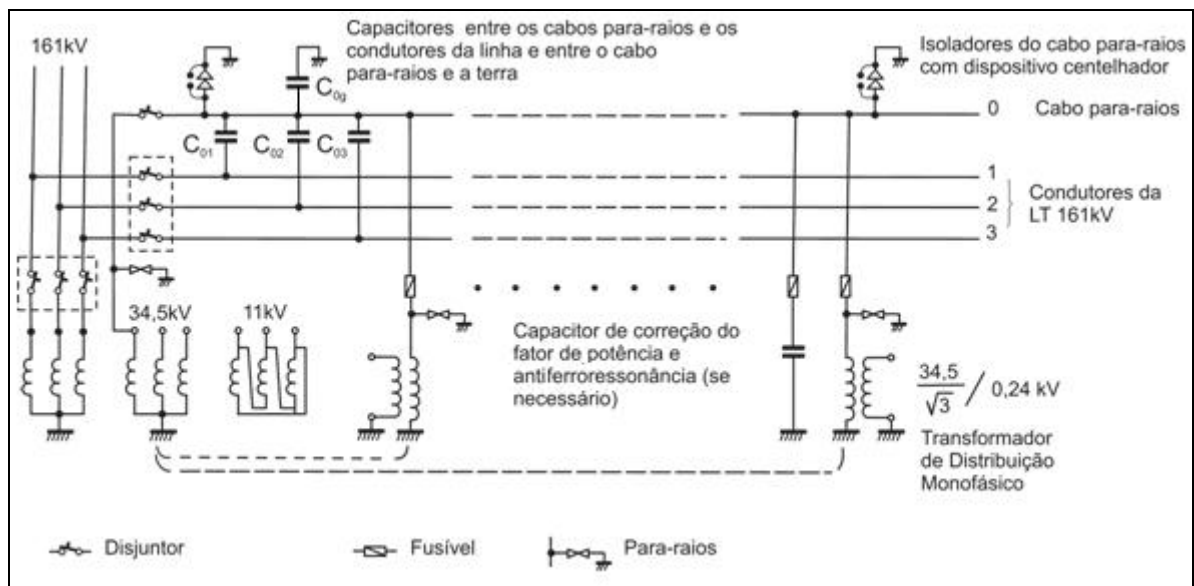


Figura 2.1 Esquema proposto para uso do cabo para-raios como um sistema de distribuição monofásico em Média Tensão

Fonte: Figura adaptada de Iliceto et al. (1984)

Na avaliação de Iliceto, Cinieri e Casely-Hayford (1984), o esquema proposto é muito vantajoso sob o ponto de vista econômico, pois apresenta baixo custo de implantação. O custo da isolação dos cabos para-raios é insignificante em comparação a um sistema de Média Tensão separado. Da mesma forma, o sistema de aterramento para retorno da corrente também é muito reduzido, exceto no caso de solos com alta resistividade. Adicionalmente os autores recomendam que sejam considerados os seguintes aspectos técnicos na análise dessa alternativa, quais sejam:

- a) o cabo para-raios isolado e energizado em Média Tensão não deve ter sua eficiência de proteção comprometida;
- b) os isoladores do cabo para-raios devem conter o dispositivo centelhador com eletrodos devidamente espaçados, como é normalmente feito em linha de Extra Alta Tensão com cabos para-raios isolados. O fechamento de arco entre os eletrodos causado por descargas atmosféricas, ou por excepcional sobretensão de manobra (chaveamento), deve se auto-extinguir logo após a ocorrência do distúrbio;
- c) na operação em estado permanente o cabo para-raios é submetido à tensão induzida dos condutores da LT (devido ao acoplamento capacitivo e magnético) que se superpõem à queda de tensão devido à carga suprida. Desse modo, a tensão não pode exceder à faixa de variação padronizada;
- d) um curto-circuito assimétrico na LT em Alta Tensão pode induzir considerável sobretensão no cabo para-raios. Também esses valores devem ser mantidos dentro de limites aceitáveis;
- e) quando o disjuntor de alimentação do cabo para-raios é aberto, pode ocorrer o fenômeno de ferroressonância no circuito formado pelas capacitâncias entre o cabo para-raios e os condutores da LT (C_{01} , C_{02} , C_{03}) e a impedância de saturação e magnetização dos transformadores de distribuição conectados entre os cabos e o solo. Medidas preventivas devem ser estudadas para contornar essa situação;
- f) a sobretensão no cabo para-raios, induzidas em consequência de manobras de energização e desenergização da LT, bem como a sobretensão advinda das manobras de chaveamento do cabo para-raios, devem ser analisadas, especialmente no que diz respeito à coordenação do isolamento;
- g) nos cálculos de queda de tensão, ou acréscimos de tensão induzida ao longo do cabo para-raios, deve-se levar em conta o deslocamento dos condutores fase da LT em relação à fase e à corrente de retorno do cabo para-raios energizado;
- h) os eletrodos de aterramento, expostos permanentemente à circulação de corrente, devem ser verificados quanto aos aspectos de aquecimento do solo e segurança.

Em trabalho publicado no IEEE, na revista “Transactions on Power Delivery”, Illiceto et al. (1989) mostram os primeiros resultados operacionais do sistema PRE experimental aplicado em Gana. Nessa publicação, os autores apresentam as diferentes possibilidades de aplicação da tecnologia PRE, compondo um total de quatro esquemas, como mostra a Figura 2.2.

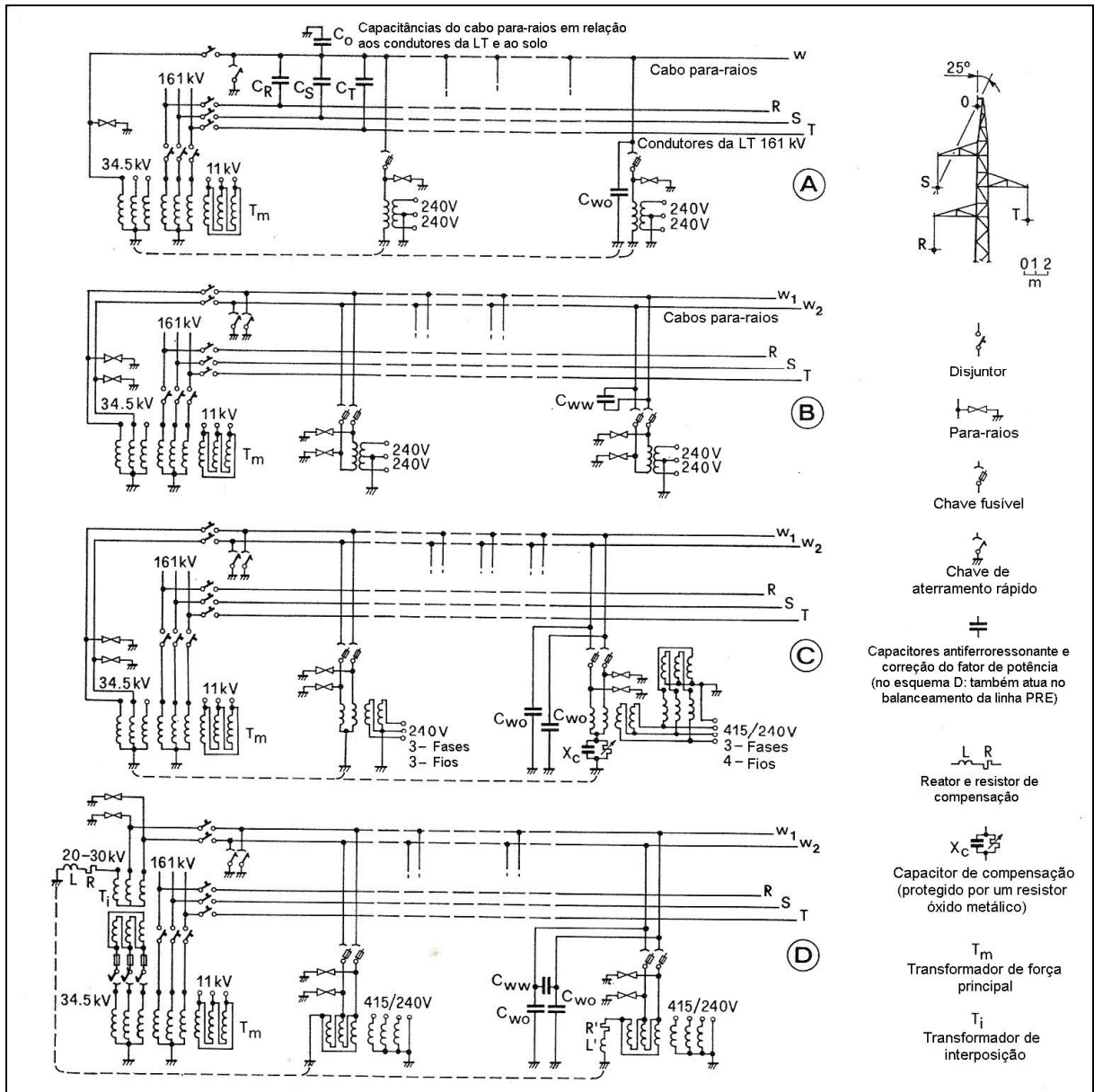


Figura 2.2 Diferentes esquemas para utilização da Tecnologia PRE

Fonte: Figura adaptada de Illiceto, et al. (1989)

O esquema A está associado à LT com apenas um cabo para-raios, e constitui um sistema monofásico com retorno pela terra. À direita, no topo da figura, é mostrada uma típica torre de LT onde esse esquema é empregado.

Os esquemas A, C e D utilizam o retorno de corrente pela terra, sendo estes sistemas os mais econômicos quando aplicados em locais de baixa ou média resistividade, com repercussão no baixo custo do sistema de aterramento. O esquema B, embora utilize os dois

cabos para-raios da LT, é um sistema monofásico com retorno metálico, ou seja, o retorno da corrente pela terra é evitado.

O esquema C requer a energização dos dois cabos para-raios da LT. A partir de um transformador com neutro aterrado, os cabos para-raios isolados são energizados em Média Tensão. Na subestação distribuidora, um sistema trifásico é obtido instalando-se dois transformadores monofásicos, um em cada fase do PRE, sendo os enrolamentos secundários ligados em delta aberto (conexão V). Dessa forma, é possível suprir uma pequena quantidade de carga trifásica (em torno de 10% do total), além de cargas monofásicas. Um transformador de aterramento conectado ao secundário dos terminais em V, torna possível a obtenção de um sistema trifásico de baixa tensão a 4 fios, disponível para atender cargas entre fase e neutro.

O esquema D é referido como esquema trifásico, composto por dois cabos para-raios de uma LT e o caminho pela terra. Esse sistema trifásico, que consiste no PRE no esquema trifásico, é naturalmente desbalanceado, de forma que, na concepção proposta em Iliceto et al. (1989), para torná-lo um sistema trifásico simétrico é necessário fazer uma simples compensação, introduzindo um resistor e um reator em série com o caminho pelo solo (circuito R-L) e capacitores conectados entre os dois cabos para-raios (C_{ww}) e entre cada um deles e o solo (C_{w10} , C_{w20}), como mostrado na Figura 2.2D. Esses capacitores desempenham três funções: correção do fator de potência, prevenção de ferroressonância e balanceamento do circuito.

As questões relacionadas ao desbalanceamento das impedâncias das fases do PRE, têm sido amplamente estudadas por Iliceto, Gatta e Cinieri (1994). Segundo eles, o acoplamento eletrostático entre os cabos para-raios e os condutores fase da LT pode ser desconsiderado em uma primeira aproximação, porque as correntes induzidas nos cabos para-raios com extensão até 100 km, são muito pequenas para linhas na faixa de 161-230 kV, operando na frequência de 50-60 Hz. Da mesma forma, o acoplamento eletromagnético pode ser desconsiderado se uma completa transposição dos condutores da LT for feita entre a subestação supridora e o transformador da subestação distribuidora.

Essa linha não convencional é energizada por tensão trifásica simétrica através de um transformador de isolamento, que é interposto entre o transformador principal de uma subestação fonte e a referida linha, sendo uma das fases do transformador direcionada para a conexão ao

solo. Dependendo das características da carga, transformadores monofásicos ou trifásicos, com um terminal primário conectado ao solo podem ser instalados ao longo da linha.

Uma análise detalhada envolvendo os conceitos básicos relacionados ao comportamento do PRE frente a descargas atmosféricas, cadeia de isoladores rígida com dispositivo centelhador, ferroressonância, sobretensão induzida por curto circuito na LT, sobretensão por contato entre os cabos para-raios e as fases da LT, sobretensões transitórias e sistema de aterramento tem sido feita por Iliceto et al. (1989), Iliceto, Gatta e Cinieri (1994), Iliceto, Gatta e Dokyi (2000), cujo resumo é apresentado a seguir.

2.2.2 Comportamento do PRE Frente a Descargas Atmosféricas

No que diz respeito ao isolamento dos cabos para-raios, a premissa fundamental é garantir que os cabos continuem cumprindo com sua finalidade principal, que é a de proteger a LT contra descargas atmosféricas sem causar um aumento na taxa de “back-flashover” no circuito de Alta Tensão – AT, formado pelos condutores da LT.

Iliceto et al. (1989) argumentam ser de pleno conhecimento que a isolação dos cabos para-raios de LT em Extra Alta Tensão (EAT), não compromete sua capacidade de proteção quando centelhadores com pequeno espaçamento, variando de 10 a 50 mm são montados em conjunto com a cadeia de isoladores de suspensão e de encabeçamento dos cabos para-raios. Nessa aplicação os cabos são aterrados trecho a trecho, ou então várias transposições dos dois cabos são feitas, visando limitar as sobretensões induzidas. Entretanto, algumas diferenças são introduzidas para compor a tecnologia PRE, quais sejam:

- os cabos para-raios são energizados em Média Tensão em uma extensão de até 100 km;
- os isoladores têm que ser adequados para suportarem as sobretensões de manobra e o espaçamento do centelhador deve ter um ajuste entre 100 e 300mm, a depender da tensão de operação.

Enfim, o potencial a que fica submetido os cabos para-raios energizados é bem menor em comparação com o potencial de uma descarga atmosférica. Assim, é esperado que a eficiência de proteção dos cabos para-raios não seja reduzida. Com efeito, a premissa é de

que, quando a descarga atmosférica atinge os cabos para-raios, ou uma torre, ocorre a interrupção no centelhador mais próximo, de forma que os cabos para-raios são aterrados através do arco, cumprindo a função de proteção da LT como se fossem aterrados. Como os cabos para-raios são energizados, a interrupção do centelhador inicia um curto-circuito para terra na linha PRE, que por sua vez, é detectado pelos relés de proteção na subestação supridora, a menos que o arco seja extinto rapidamente, o que pode acontecer se a corrente de falta for pequena. Esse é um comportamento semelhante àquele usualmente verificado em todas as linhas de Média Tensão.

Após abertura do disjuntor na subestação supridora, desenergizando a linha PRE, um arco secundário pode continuar fluindo no canal já aquecido entre os eletrodos do centelhador. Essa corrente é mantida pela indução capacitiva e eletromagnética do circuito de AT e deve ser interrompida o mais rapidamente possível para evitar danos nos equipamentos e permitir o rápido retorno da linha PRE à operação. Segundo Iliceto et al. (1989), experiências feitas em laboratório e confirmadas por observações de campo têm mostrado que o arco secundário se auto-extingue em linhas PRE com extensão aproximada de 100 km. Entretanto, nos raros eventos de persistência do arco secundário, sua interrupção deve ser feita através de chaves de aterramento rápido, instaladas na subestação supridora.

Também foi analisado por Iliceto et al. (1989) a altura dos cabos para-raios isolados em relação a uma linha convencional de Média Tensão. Para um determinado nível de isolamento da linha, a altura dos cabos pode provocar substancial aumento na taxa de interrupções (“flashover”) por descargas atmosféricas, sendo tais eventos relacionadas a:

1. descargas diretas, devido à maior área de exposição dos cabos do PRE;
2. sobretensões induzidas por descargas atmosféricas nas proximidades da linha, sendo essas sobretensões aproximadamente proporcionais à altura do condutor em relação ao solo.

Tomando-se como referência as configurações típicas da LT 161kV e linha de 34,5 kV em Gana, os referidos autores verificaram que um aumento na altura dos cabos de 10 m para 20 m, causa uma elevação na taxa de interrupções na ordem de 20% a 40% devido a descargas diretas com intensidades de corrente na faixa de 10 kA a 100 kA.

Apesar dos cabos para-raios isolados estarem sujeitos à maior incidência de descargas atmosféricas, deve-se levar em conta a redução de falhas de isolamento devido a outras causas a que estão sujeitas uma linha de MT convencional, como contatos com árvores ou outros objetos, e curtos nos isoladores causados por acesso de animais. Essas falhas podem aumentar consideravelmente a taxa de falhas de uma linha de MT, com o agravante de que elas são normalmente de longa duração. De fato, esse pressuposto tem sido confirmado no escopo dos relatos das experiências operacionais com o PRE, já em operação em vários países.

2.2.3 Cadeia de Isoladores Rígida

De acordo como os dados contidos em Iliceto, Gatta e Dokyi (2000), a cadeia de isoladores rígida é formada por quatro isoladores de disco (de vidro ou porcelana) com diâmetro de 255 mm. O espaçamento ajustado entre os eletrodos do centelhador é de 33 cm sob tensão nominal de 34,5 kV e altitude $\leq 1000\text{m}$ acima do nível do mar.

As cadeias de isoladores utilizadas nos pontos de encabeçamento e tensionamento dos cabos têm as mesmas características daquelas utilizadas na suspensão simples, exceto que, devido sua posição horizontal, entre as extremidades dos eletrodos do centelhador é instalado uma haste pontiaguda, que serve de proteção contra ninho de pássaros. O projeto de uma cadeia de isoladores rígida, instalação vertical, é mostrada na Figura 2.3.

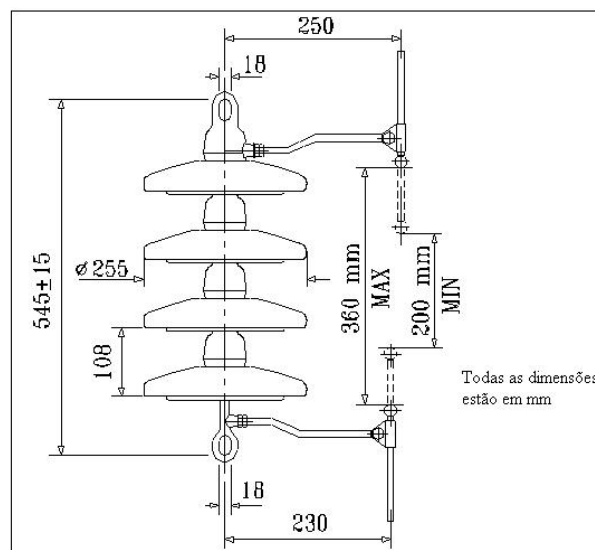


Figura 2.3 Cadeia de isoladores rígida

Fonte: Figura adaptada de Iliceto, Gatta e Dokyi (2000)

Ainda de acordo com os autores citados acima, as razões pelas quais foi dada preferência à especificação de cadeia de isoladores rígida para isolação dos cabos para-raios, são as seguintes:

- o espaçamento entre os eletrodos é mantido constante para aquele valor previamente ajustado, garantindo assim a eficiência esperada frente às sobretensões de manobra e temporárias;
- o comprimento total da cadeia, incluindo os acessórios para conexão à torre e ao cabo para-raios não ultrapassa a 635 mm, sendo portanto menor que o comprimento de uma cadeia de isoladores convencional e com as mesmas características elétricas. Isso minimiza a altura do cabo para-raios na torre e o tamanho dos suportes de sustentação da cadeia;
- o custo da cadeia de isoladores rígida e respectivos acessórios não excede ao custo da cadeia de isoladores convencional.

2.2.4 Ferroressonância

O fenômeno de ferroressonância foi analisado por Illiceto et al. (1989), tomando-se por base o esquema A apresentado na Figura 2.2. Quando o disjuntor da subestação supridora é aberto o fenômeno de ferroressonância pode ocorrer no circuito formado pelas capacitâncias entre o cabo para-raios e os condutores da LT (C_R , C_S , C_T), combinado com a impedância de magnetização saturável dos transformadores conectados ao cabo para-raios, uma vez que tais impedâncias estão em paralelo com a capacitância do cabo para-raios em relação ao solo (C_0). O fenômeno pode elevar a tensão quando os transformadores estiverem em vazio ou com baixa carga. Uma medida para conter as sobretensões advindas do fenômeno de ferroressonância tem sido estudada pelos autores, consistindo na conexão de um capacitor entre o cabo para-raios e o solo.

Ferroressonância pode ocorrer de forma similar nos outros esquemas de PRE e, igualmente, pode ser prevenido através da instalação de capacitores antiferroressonante. Adicionalmente os capacitores também corrigem o fator de potência das instalações e, no caso específico do PRE no esquema trifásico, eles promovem o balanceamento da capacitância paralela da linha.

2.2.5 Sobretensões Induzidas por Curto-Circuito na LT

Segundo Iliceto et al. (1989), as sobretensões induzidas nos cabos para-raios devido a curto-circuito na LT são aproximadamente proporcionais à corrente de curto-circuito fluindo nos condutores da LT e à extensão do trecho de influência entre os dois circuitos (condutores da LT e cabos para-raios). O maior valor ocorre durante um curto-circuito na fase da LT que está mais próxima do cabo para-raios, com a falta localizada no final do trecho do PRE. Nesse caso a tensão induzida é somada vetorialmente à tensão de operação do PRE.

2.2.6 Sobretensão por Contato e Sobretensões Transitórias

A possibilidade de sobretensão advinda do contato entre os condutores da LT e o PRE também tem sido analisada, embora esse risco seja pequeno. Essa situação é a que pode vir a provocar a maior sobretensão temporária no sistema PRE. Da mesma forma, tem sido estudadas as situações de manobras que provocam sobretensões transitórias tanto no PRE quanto na LT. Em consequência disso, tem sido recomendado para o projeto implantado em Gana, que a energização da LT 161kV somente é permitida com o PRE desenergizado.

2.2.7 Sistema de Aterramento

Visto que o sistema de aterramento é submetido à circulação permanente de corrente, cuidados especiais devem ser tomados quanto ao aquecimento do solo, tensões de toque e de passo, bem como as possibilidades de interferências com linhas telefônicas. Adicionalmente, é necessário prevenir quanto ao ressecamento do solo perto dos eletrodos de aterramento. Para garantir que esse fenômeno não venha a ocorrer, Iliceto et al. (1989) recomendam a aplicação da equação de Ollendorff, que é a seguinte:

$$U_e = \sqrt{2 \cdot \Delta\theta \cdot \rho \cdot \lambda} \quad (2.1)$$

Onde:

U_e = potencial do eletrodo em relação ao terra remoto (V);

$\Delta\theta$ = elevação da temperatura do eletrodo e do solo ao redor em relação à temperatura ambiente (°C);

ρ = resistividade do solo (ohm.m);

λ = condutividade térmica do solo (W/m°C)

A equação (2.1) é aplicável a eletrodos de qualquer formato em solos uniformes, ou seja, solo com resistividade e condutividade térmica constantes. Para dada corrente nominal considerada em projeto, o cálculo do valor máximo da resistência de terra do sistema de aterramento, a partir do qual pode ocorrer o fenômeno de ressecamento, é determinada pela Equação:

$$R_{\text{máx}} = \frac{U_{e_{\text{máx}}}}{I_n} \quad (2.2)$$

Onde:

$U_{e_{\text{máx}}}$ = máxima elevação do potencial do sistema de aterramento, dado em volts, a partir do qual é criada as condições para ocorrência de ressecamento do solo;

I_n = corrente nominal da carga, dada em ampéres, que circula pelo sistema de aterramento.

A isolação dos cabos para-raios provoca ligeiro aumento na reatância de sequência zero da linha e também aumento na tensão induzida em linhas telefônicas paralelas. Ainda de acordo com os autores, a isolação dos cabos para-raios causa também o aumento na resistência de aterramento das torres, porque a contribuição dos aterramentos das torres próximas através dos cabos para-raios é eliminada.

2.3 Características Técnicas da Tecnologia PRE no Esquema Trifásico

Como foi comentado anteriormente, os dois cabos para-raios isolados e o retorno pelo solo formam um circuito trifásico desbalanceado. Isso porque a resistência do condutor representada pelo solo é muito menor que a resistência de qualquer cabo condutor usualmente utilizado em linhas de Média Tensão – MT. Ela pode ser calculada pela expressão: $10^{-4} \pi^2 f$ (ohm/km)⁵. Assim, considerando a frequência de 60 Hz, a resistência do caminho de retorno pelo solo a ser percorrida pela corrente possui aproximadamente 0,06 ohm/km, o que equivale a um cabo com 480mm² de seção (ROSE, 1997). A reatância também é menor, assim como a

⁵ Essa expressão está desenvolvida em: RÜDENBERG, Reinhold. *Transient performance of electric power systems: phenomena in lumped networks*. New York: McGraw-Hill, 1950.

capacitância entre os cabos, cujo valor é aproximadamente metade da capacitância entre cada cabo e o solo. Essas características estão mostradas na Figura 2.4.

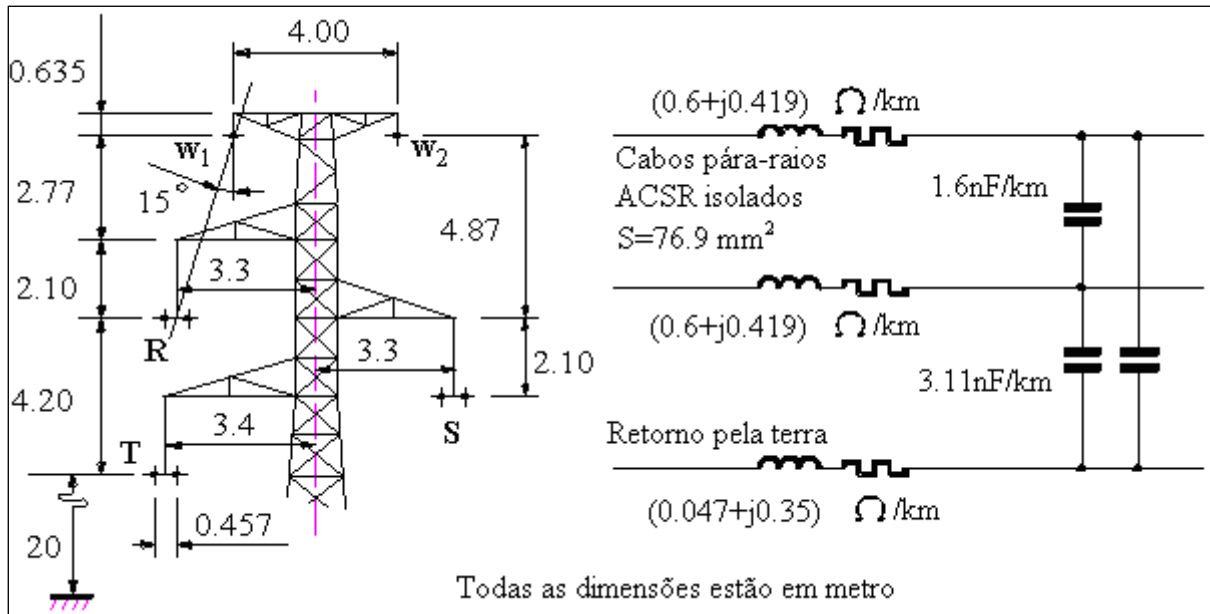


Figura 2.4 Torre típica de uma LT e o circuito equivalente do PRE trifásico

Fonte: Figura adaptada de Illiceto et al. (1989, p. 2133)

Para tornar a compensação da linha PRE mais precisa, Illiceto et al. (1989) recomendam:

- em linhas PRE usadas como circuito de distribuição, com extensão máxima entre 100 e 125 km, uma compensação precisa pode ser obtida concentrando-se os equipamentos de compensação num único local;
- se a carga é conectada em não mais que dois pontos ao longo da linha PRE, uma compensação exata é obtida instalando um circuito R-L na subestação supridora para compensar o primeiro trecho e outro circuito R-L no extremo da linha, próximo à carga, para compensar o segundo trecho;
- se as cargas estão conectadas em vários pontos ao longo da linha PRE, uma compensação precisa somente é possível se todas as cargas variarem proporcionalmente, mantendo o mesmo fator de potência. Isso requer a instalação de um apropriado circuito R-L na fase aterrada de todos os transformadores de distribuição em cada subestação;
- cálculos desenvolvidos para aplicações práticas mostram que mesmo com as condições da carga diferentes daquelas consideradas no item anterior, é possível limitar a tensão de sequência negativa para menos que 2%, por meio de uma

compensação aproximada. A mais simples consiste de um único circuito R-L instalado na subestação supridora, dimensionado a partir da consideração de que toda carga esta concentrada no centro de carga.

O PRE no esquema trifásico pode suprir 100% de carga trifásica, por meio de transformadores de Média Tensão AT/BT convencional, com enrolamento primário em delta e secundário em estrela aterrado, ou primário em estrela e secundário com enrolamento em zig-zag aterrado. O transformador deve atender ao regime de funcionamento contínuo, com um terminal no primário aterrado e os outros terminais com uma tensão para terra igual a tensão fase-fase. No atendimento a cargas monofásicas, os respectivos transformadores devem ser distribuídos entre as fases de maneira a obter o balanceamento das cargas. Contudo, como o PRE trifásico não tem neutro, os transformadores monofásicos devem ter duas buchas de Alta Tensão.

Em alguns casos as pequenas comunidades a serem atendidas estão localizadas distantes do eixo da LT. Apesar disso, afirmam Iliceto, Gatta e Dokyi (2000), o suprimento de energia pode ser levado até elas por meio de linhas laterais de Média Tensão, equipadas com um condutor, no caso do emprego do PRE no esquema monofásico com retorno pelo solo, ou com dois condutores, como ilustrado na Figura 2.5, no caso do emprego do PRE no esquema V ou trifásico. O máximo comprimento da linha lateral recomendado é de 20 km a partir da descida da torre

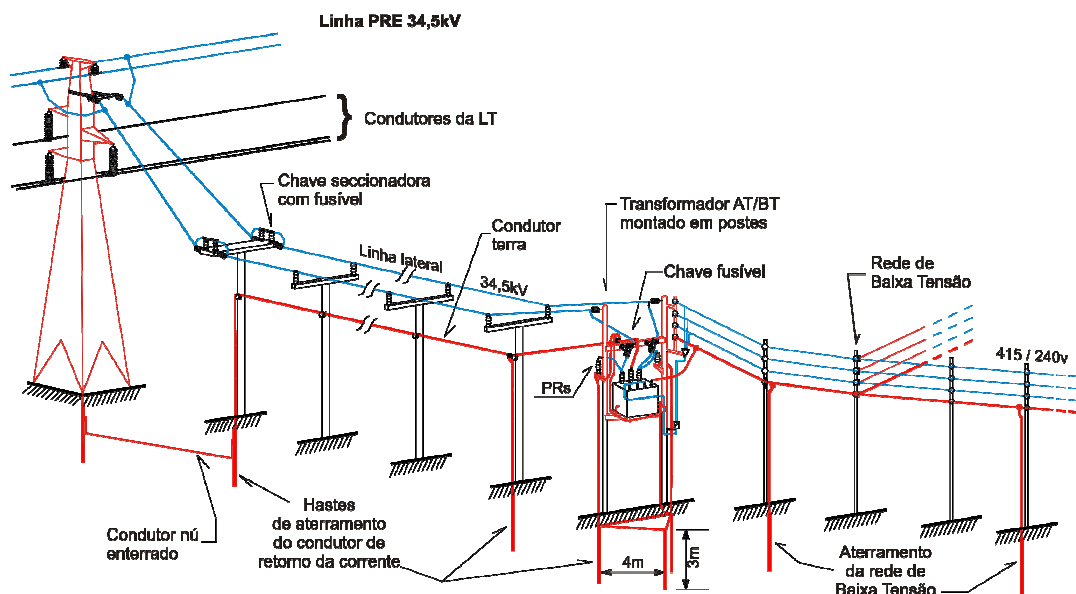


Figura 2.5 Linha lateral do PRE para atendimento a cargas distantes da LT

Fonte: Figura adaptada de Iliceto, Gatta e Dokyi (2000)

O estudo do comportamento do PRE no esquema trifásico em estado permanente, visando determinar sua capacidade de carregamento dentro de determinados parâmetros, tem sido desenvolvido por Iliceto, Gatta e Dokyi (2000) com base em duas configurações de LT; uma de 230 kV no Brasil ⁶ e outra em uma LT 161 kV em Gana. No caso brasileiro, foi utilizado para estudo o cabo para-raios de alumínio com alma de aço (ACSR), conforme especificado a seguir:

- a) LT 230 kV, 60 Hz, circuito simples, com os condutores dispostos horizontalmente;
- b) cabos para-raios ACSR, código Penguin; $S = 12,5 \text{ mm}^2$; $S_{al} = 107,2 \text{ mm}^2$; $S_{st} = 17,9 \text{ mm}^2$; $D = 14,31 \text{ mm}$ (6 fios de alumínio, $d = 4,77 \text{ mm}$ + 1 fio de aço, $d = 4,77 \text{ mm}$);
- c) resistência a 40°C: $r = 0,287 \text{ } \Omega/\text{km}$;

Nos estudos foram adotadas as seguintes premissas:

- comprimento da linha PRE: até 150 km;
- carga a ser suprida: trifásica, uniformemente distribuída ou concentrada no final da linha PRE;
- na subestação supridora, o transformador de interposição, que alimenta a linha PRE, foi simulado com 1,2 a 1,35 vezes a carga total e com uma impedância de 6%. As cargas no terminal secundário do transformador de 34,5 kV, foram simuladas com dois valores de fator de potência: 0,90 e 0,97. A potência nominal dos transformadores de distribuição foi considerada como sendo 1,5 vezes a potência ativa da carga e a impedância do trafo igual a 4,5%;
- os capacitores de balanceamento foram considerados conectados entre os cabos para-raios e entre cada um deles e o solo, num valor total em torno de 25% da potência ativa da carga;⁷
- o balanceamento longitudinal é considerado como sendo feito por uma impedância otimizada, composta por resistor-reator de aterramento, instalada somente na subestação supridora;

⁶ Trata-se dos primeiros estudos visando a implantação da Tecnologia PRE na LT 230 kV, que em meados de 1993, estava sendo construída no Norte do Estado de Mato Grosso. Na Seção 2.5, referente à experiência com a Tecnologia PRE no Brasil, esse assunto é abordado mais detalhadamente.

⁷ Segundo os autores, uma parte dos capacitores pode ser desconectada quando a carga for muito pequena.

- A tensão foi considerada como sendo regulada para a linha PRE (no secundário do transformador de interposição), com valor em torno de 1,05 pu para a máxima carga e 1 pu a vazio, sendo 1 pu = 34,5 kV;
- A variação de carga considerada na LT 230 kV é admitida de zero ao carregamento igual ao SIL.

Na Figura 2.6, são apresentadas as curvas resultantes da simulação, onde o carregamento do PRE foi traçado em função da distância, para quedas de tensão máximas fixadas em 7,5 % e 10 %. Nesse sentido, pode-se observar, por exemplo, que o PRE pode atender a cargas de até 4 MW e 3 MW, considerando-a concentrada no final da linha, a uma distância de 75 km, com fator de potência igual a 0,90 e quedas de tensão de 10% e 7,5 % respectivamente.

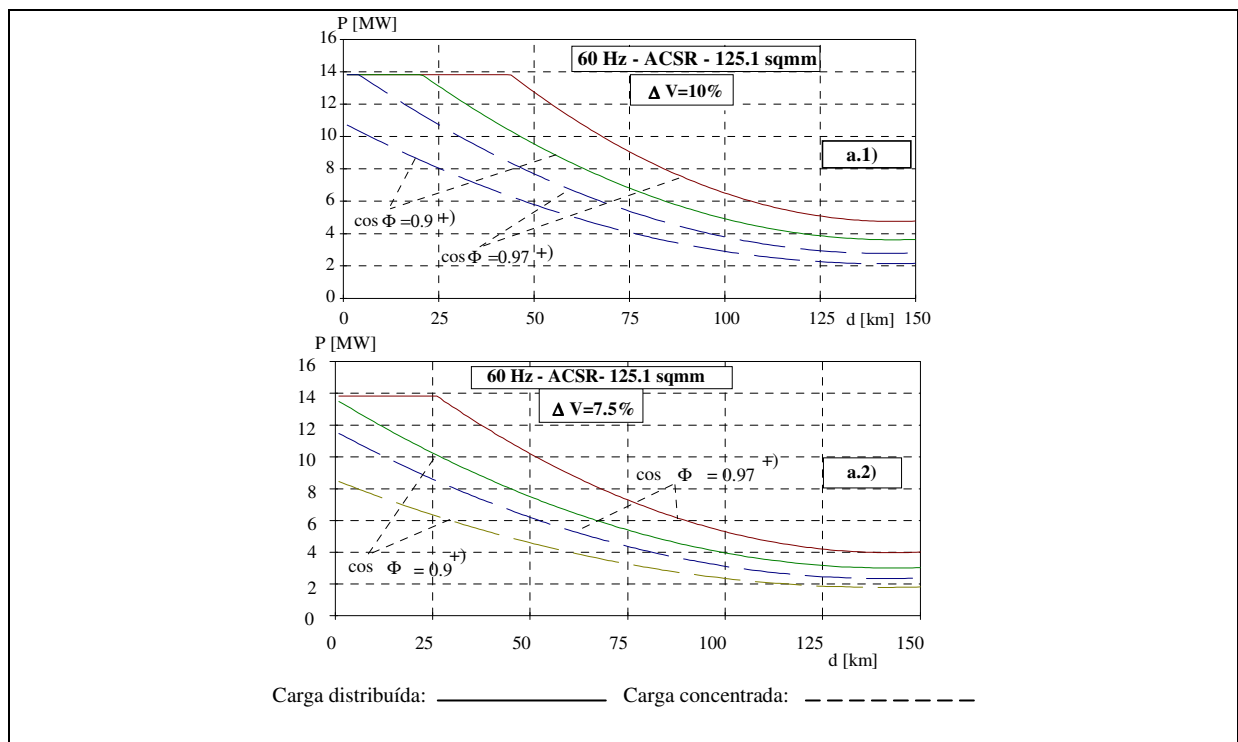


Figura 2.6 Capacidade de carregamento do PRE em relação à distância

Fonte: Figura adaptada de Iliceto, Gatta e Dokyi (2000)

É certo que a inserção de um, ou vários resistores e reatores para equalizar a impedância das fases do PRE no esquema trifásico, provoca indesejável perda de energia, igualando esse sistema a um sistema convencional equivalente, como por exemplo, uma LT 34,5 kV convencional. Para superar esse inconveniente, uma alternativa técnica inovadora é

proposta por Iliceto, Gatta e Cinieri (1994), por meio da utilização de dois pequenos transformadores (na ordem de 25 a 100 kVA), com enrolamentos em derivação (“tapped winding”) conectados e ajustados de forma a proporcionar uma compensação completa da tensão de sequência negativa.

2.4 Experiências com a Tecnologia PRE em outros Países

Segundo Iliceto et al. (1989), a primeira experiência com a Tecnologia PRE aconteceu em Gana, onde um projeto experimental foi colocado em serviço no ano de 1985, pela empresa Volta River Authority – VRA. O projeto foi implementado inicialmente num trecho de 31 km de uma LT 161 kV, entre Cape Coast e Takoradi, cujo comprimento era de 64 km e estava operando desde 1965. Foram colocadas em operação 04 instalações PRE no esquema monofásico e uma no esquema V. Os resultados operacionais desse sistema, após 33 meses em serviço, são relatados por Iliceto et al. (1989), e resumidos a seguir.

1. ***Desempenho da LT 161 kV frente a descargas atmosféricas:*** A taxa de saída da LT Cape Coast/Takoradi em 33 meses não foi maior que aquela verificada durante 5 anos antes da isolação dos cabos para-raios. Comparações com a taxa de saída de LT’s 161 kV na mesma região também confirmam que o desempenho da LT não tem mudado com a isolação dos cabos para-raios;
2. ***Desempenho da isolação dos cabos para-raios:*** A cadeia de isoladores com o dispositivo centelhador não sofreu nenhum dano, tendo assegurado um bom desempenho operacional nos 31 km de PRE. Durante os 33 meses de operação houve somente uma saída forçada do PRE, que os autores atribuem a provável descarga atmosférica, mas que não afetou a operação da LT 161 kV. Da mesma forma, não foram registradas persistência do arco secundário, nem saídas simultâneas do PRE e da LT. Manobras de chaveamento no PRE e na LT 161 kV nunca causaram “flashover” na isolação dos cabos para-raios;
3. ***Sistema de aterramento:*** Em nenhuma das estações com transformadores AT/BT conectados ao PRE foi verificado valor de resistência de aterramento acima do máximo aceitável conforme a fórmula de Ollendorff;

4. **Sobretensões temporárias:** Os capacitores antiferroressonância desempenharam suas funções conforme previsto. Um ensaio de campo foi feito abrindo a linha PRE por meio do disjuntor na subestação supridora e com baixa carga. A tensão induzida medida foi em torno de 1 kV rms. Tensão induzida em 50 Hz causada pelo fluxo de corrente de curto circuito na LT 161 kV não causou “flashover” no PRE e da mesma forma não danificou os para-raios instalados próximos aos transformadores AT/BT;
5. **Desempenho de equipamentos:** Durante os 33 meses de operação nenhum equipamento falhou;
6. **Qualidade do serviço ao consumidor:** Da mesma forma, a qualidade no fornecimento de energia tem sido equivalente ao fornecimento por meio de linha 34,5 kV. Com relação ao suprimento a carga trifásica, através do esquema V foi verificada que a componente de seqüência negativa da tensão nunca ultrapassou a 1,5% .

Após os bons resultados verificados nessa fase experimental a empresa VRA, decidiu utilizar a Tecnologia PRE comercialmente através de sua expansão para o norte de Gana, utilizando uma LT 161 kV com o traçado próximo à rodovia e pequenas vilas. Esse sistema está ilustrado na Figura 2.7, a seguir.

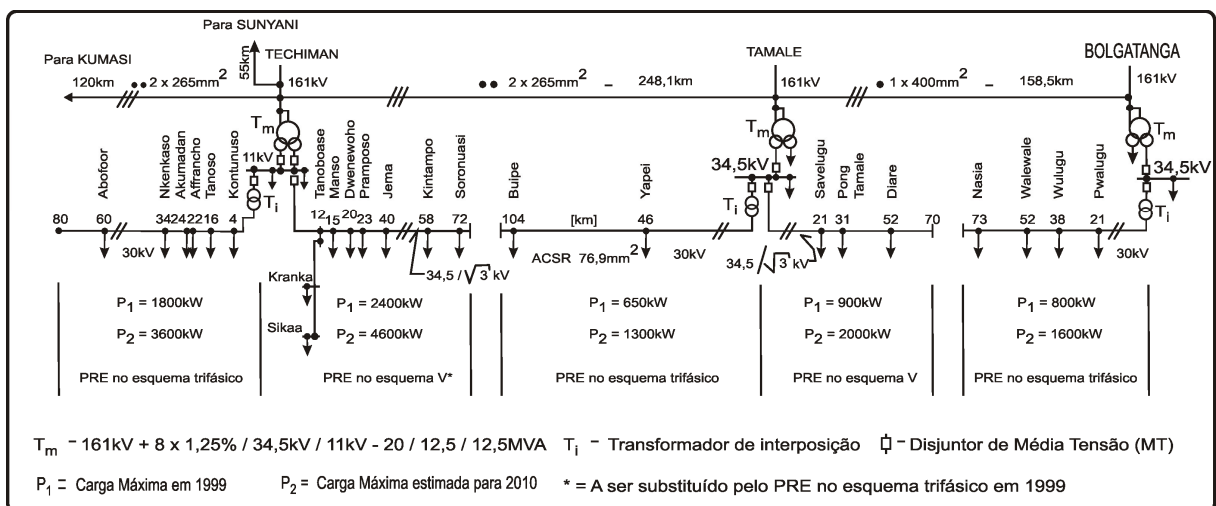


Figura 2.7 Diagrama unifilar mostrando a expansão da Tecnologia PRE em Gana

Fonte: Figura adaptada de Iliceto, Gatta e Dokyi (2000, p.8)

O relato de 12 anos de operação de 5 esquemas de PRE mostrados na Figura 2.7 é feito por Iliceto, Gatta e Dokyi (2000). Segundo eles, três Sistemas PRE são no esquema trifásico (cf. Fig. 2.2, esquema D), supridos por um transformador de interposição (Ti) e

operado em 30 kV. Esses sistemas suprem várias cargas com motores de 50 e 100 kW. Os outros dois sistemas observados são no esquema V, operando à tensão $34,5/\sqrt{3}$. Esses sistemas geralmente atendem cargas monofásicas para uso doméstico, comercial e de 5 % a 10 % de cargas trifásicas. Os resultados operacionais estão descritos a seguir:

- a) ***Desempenho da LT 161 kV com PRE:*** A LT 161 kV está equipada com dois cabos para-raios e circuito simples, com condutores na configuração triangular e ângulo de proteção igual a 15°, conforme Figura 2.4. Seu traçado passa parcialmente por regiões montanhosas, por regiões com florestas e de savanas. No período de 3 anos, entre 1996-98, as três linhas mostradas na Figura 2.7, em uma extensão total de 527 km, dos quais 450 km com PRE, apresentaram uma média de 2,1 saídas/100km/ano, geralmente causadas por descargas atmosféricas. Segundo os autores, a taxa de saída foi mais alta nas áreas de floresta. Comparativamente, na região de Kumasi, LT's 161 kV com as mesmas características, porém com os cabos para-raios aterrados, apresentaram uma média de 4,6 saídas/100km/ano devido a faltas transitórias. Por fim, os autores afirmam que em 12 anos de operação os cabos para-raios isolados de modo algum tornou pior o desempenho das LT's frente a descargas atmosféricas;

- b) ***Desempenho da isolação e taxa de saída da linha PRE:*** Segundo os autores, a linha PRE no período de 12 anos nunca teve uma saída permanente. No período de 1996-98, a linha PRE teve uma média de 29 saídas/100km/ano, devido a faltas transitórias geralmente causadas por tempestades. Na mesma região existem linhas de 34,5 kV, com vãos médios de 235 m e protegidas por um cabo para-raios. No mesmo período de observação (1996-98), a mais longa dessas linhas, com 119 km, apresentou em média 52 saídas/100km/ano, um resultado quase duas vezes maior que aquele apresentado pela linha PRE. Com respeito ao desempenho da isolação, as descargas através do centelhador da cadeia de isoladores rígida tem se extinguido imediatamente após a saída da linha PRE. Manobras de chaveamento, tanto na linha PRE quanto na LT nunca causaram “flashover” na cadeia de isoladores rígida;

- c) ***Retorno de corrente pelo solo:*** Múltiplos aterramentos através de hastes, colocadas em paralelo por um cabo, conforme ilustrado na Figura 2.5, são instalados nas vilas e nas linhas de derivação do PRE. O potencial do eletrodo de terra para um potencial remoto

(U_e), não tem sido maior que 25 V nas piores condições, ou seja, solo seco e carga máxima. Em consequência, as tensões de passo e toque não têm ultrapassado a 7 V. Com o valor de U_e não excedendo a 25 V, a sobretemperatura do solo em torno do eletrodo de aterramento, como calculado pela fórmula de Ollendorff, é menor que 5° C, não havendo portanto risco de evaporação da umidade e instabilidade térmica;

- d) ***Desempenho do sistema Power Line Carrier (PLC):*** O PLC é usado na LT com cabos para-raios isolados tendo a mesma função com que é usado em todas as outras linhas em Gana, ou seja, como canal de voz para comunicação, transferência de sinais de “tripping” (comando de aberturas de disjuntor) e sistema SCADA. A experiência operacional do sistema PLC usando condutores da LT 161 kV com PRE é muito boa, de acordo com o que foi previsto na fase do projeto de engenharia do Sistema PRE;
- e) ***Qualidade do serviço para os consumidores:*** Relatam os autores que a qualidade da energia fornecida aos consumidores tem sido boa, melhor inclusive que o de uma linha de MT convencional. A componente de sequência negativa da tensão para todos os consumidores tem sido menor que 1,0 % no esquema trifásico do PRE. Esse desequilíbrio tem sido maior, de 0,7 % a 2,0 % no esquema PRE com transformadores ligados em V;
- f) ***Desempenho de equipamentos:*** Nenhum equipamento tem sido avariado durante 12 anos de operação, exceto um pequeno problema de falha de conexão num pequeno transformador de aterramento utilizado na instalação PRE em V.

Por fim, Iliceto, Gatta e Dokyi, (2000) concluem, que a extensiva experiência operacional do Sistema PRE em Gana, durante 12 anos, confirma a sua viabilidade técnica, especialmente na comparação com linhas de MT energizada na mesma tensão e com comprimentos semelhantes.

Iliceto et al. (2004) e Iliceto et al (2005), informam que a Tecnologia PRE também foi aplicada, ou está em fase de aplicação, ou em fase de planejamento, nos seguintes países:

- **Serra Leoa:** A Tecnologia PRE no esquema trifásico, tensão 34,5 kV, foi implantada em 150 km sobre a primeira LT 161 kV, 50 Hz do País. Uma linha PRE suprirá a cidade de Makeni com carga prevista de 4,5 MW. Essa linha PRE também será usada

para comunicação via carrier. A LT associada ao PRE ainda não entrou em operação por conta da situação de tumultos internos em que vive o País;

- **Laos:** Três Sistemas PRE monofásico com retorno pelo solo, tensão 25 kV, estão em operação desde 1996, numa extensão de 185 km sobre uma LT 115 kV, 50 Hz. Outros cinco Sistemas PRE no esquema trifásico, tensão 34,5 kV, estão em operação desde meados de 2002-2003, em 310 km de uma LT 115 kV, 50 Hz. Estes Sistemas PRE suprem aproximadamente 150 vilas e cidades;
- **Etiópia:** O primeiro Sistema PRE implantado na Etiópia e em operação desde 2003, foi no esquema monofásico com retorno pelo solo, tensão 34,5 kV, em uma extensão de 200 km, compondo três Sistemas PRE monofásicos, sobre uma LT 132 kV, 50 Hz.. O segundo Sistema PRE, no esquema trifásico, 34,5 kV, está previsto utilizando os cabos para-raios de duas LT de 132 kV e outra LT de 230 kV, em uma extensão total de linha PRE acima de 250 km;
- **Togo:** A Tecnologia PRE no esquema trifásico, 34,5 kV, está sendo construída em 265 km de uma nova LT 161 kV, 50 Hz. Um dos PRE's deverá utilizar o cabo OPGW;
- **Benin:** Está sendo planejado para construção nesse país, um Sistema PRE trifásico, 34,5 kV sobre 300 km de uma LT 161 kV, 50 Hz. Assim como em Togo, um dos PRE's deverá utilizar o cabo OPGW;
- **Burkina Fasso:** Da mesma forma, nesse país está sendo planejada a construção de um Sistema PRE no esquema trifásico, 34,5 kV, sobre uma nova LT 225 kV, 50 Hz, com 330 km de extensão;
- **Moçambique:** Um estudo de viabilidade está sendo desenvolvido com o objetivo de aplicar a Tecnologia PRE no esquema trifásico, 34,5 kV, em 550 km de LT 220 kV, já existente no Norte do país;
- **Camboja e Malauí:** Esses países têm expressado interesse no uso da Tecnologia PRE.

2.5 Experiências com a Tecnologia PRE no Brasil

A primeira experiência brasileira com a Tecnologia PRE, começou em meados de 1993, com os estudos para implantação desse tipo de sistema na LT 230 kV que, à época estava sendo construída no Norte do Estado de Mato Grosso (no Centro-Oeste do Brasil). Segundo D'ajuz et al. (1994), a ELETRONORTE e a concessionária de distribuição de energia elétrica estadual, ou seja, Centrais Elétricas Matogrossenses S.A. (CEMAT), com o apoio técnico do Professor Francesco Iliceto, da Universidade de Roma, iniciaram um estudo detalhado visando atender a cidade de Lucas do Rio Verde e as comunidades rurais próximas ao corredor da linha. Como resultado as torres da LT, em uma extensão de 149 km entre as subestações de Nova Mutum e Sorriso, foram modificadas e os cabos para-raios isolados. Entretanto, o projeto de Mato Grosso não foi concluído devido, principalmente, ao processo de privatização da empresa de distribuição ocorrido na mesma época.

A segunda experiência foi resultante de um convênio entre a ELETRONORTE e a concessionária de distribuição de energia elétrica do Estado de Rondônia, as Centrais Elétricas de Rondônia (CERON). A forma como se deu a introdução da Tecnologia PRE em Rondônia e as premissas adotadas em projeto, são abordadas em seguida.

2.5.1 Histórico da Tecnologia PRE em Rondônia

No relatório de gestão da CERON, produzido com a finalidade de demonstrar as principais atividades e o desempenho da Empresa no exercício de 1997, há uma série de informações que ajudam a compreender o momento e a grande expectativa com que foi acolhida a alternativa de atendimento a pequenas comunidades através da Tecnologia PRE. Assim, de acordo com as informações contidas em CERON (1998a), até 1981 a responsabilidade pelo fornecimento de energia elétrica ao Estado era apenas da CERON. Porém, a partir daquele ano, a ELETRONORTE absorveu o parque gerador de Porto Velho, cujo problema de racionamento foi resolvido com a entrada em operação da primeira turbina da Usina Hidrelétrica (UHE) Samuel⁸.

⁸ A UHE Samuel está a 45 km de Porto Velho e possui cinco turbinas, tipo Kaplan, totalizando 216 MW de potência instalada. A primeira unidade entrou em operação em julho de 1989 e a quinta unidade em agosto de 1996.

À medida que foram sendo colocadas outras turbinas da UHE em operação, aumentava a oferta de energia elétrica em Porto Velho, enquanto o racionamento e a demanda reprimida no interior do Estado era crescente. Para resolver o problema, CERON, ELETRONORTE e Governo do Estado, vinham trabalhando a obtenção de recursos para construção de uma linha de transmissão (LT) em 230 kV, planejada para o trecho UHE Samuel/Ji-Paraná, tendo uma subestação intermediária em Ariquemes (CERON, 1995).

Entretanto, várias cidades ao longo e próximas a LT não seriam contempladas diretamente por essa linha. É nesse contexto que em julho de 1993 o Eng^o Ary D'Ajuz vem a Porto Velho explicar o atendimento a pequenas cargas através dos cabos para-raios da LT, como uma alternativa tecnológica extremamente barata e perfeitamente aplicável ao caso de Rondônia⁹.

Portanto, a introdução da Tecnologia PRE em Rondônia teve como objetivo atender as pequenas localidades situadas próximas à linha de transmissão em 230 kV, no trecho entre a Usina Hidrelétrica de Samuel e Ji-Paraná.

Em princípio, a alternativa PRE foi projetada para atender as localidades de Jamari (atual Itapuã do Oeste), Rio Crespo, Alto Paraíso, Cacaupê, Jarú e Santa Cruz da Serra. Essas localidades eram abastecidas por energia elétrica produzida através de grupos geradores a diesel e, em sua maioria, o atendimento era de apenas algumas horas durante o dia. Assim, o projeto de implantação da Tecnologia PRE em Rondônia também teve como objetivo substituir a geração de energia elétrica local por meio de Usinas Térmicas (UTE), baseadas na queima de óleo diesel, de elevado custo e de baixa qualidade.

Na Tabela 2.2 são apresentados alguns dados relevantes das localidades acima mencionadas, tais como: potência instalada, demanda máxima, energia requerida e consumo de óleo diesel verificado no ano de 1994.

⁹ A vinda do Eng^o Ary D'Ajuz a Porto Velho para expor a alternativa de atendimento a pequenas cargas através da Tecnologia PRE, foi amplamente noticiada pelos jornais O Estadão e Alto Madeira, nas edições do dia 22 de julho de 1993.

Tabela 2.2 - Dados das localidades incluídas no projeto PRE

Localidades	Potência Instalada (MW)	Demanda Máxima (MW)	Energia Requerida (MWh/ano)	Consumo Óleo Diesel (litros/ano)
Jamari (atual Itapuã do Oeste)	0,528	0,376	1.380	396.061
Rio Crespo	0,264	0,108	316	124.049
Alto Paraíso	0,640	0,230	933	357.961
Cacaulândia	0,320	0,260	656	219.783
Jaru	12,850	5,680	22.857	7.131.391
Santa Cruz da Serra	0,232	0,058	66	40.194
Total	14,834	6,712	26.208	8.269,439

Fonte: CERON (1995).

Os estudos, levantamentos e projeto para implantação do PRE em Rondônia foram realizados pela ELETRONORTE, CERON, Marte Engenharia e Asea Brown Boveri (ABB), tendo sido concluído em 1995. Na Figura 2.8, é mostrada a área de abrangência do PRE em relação ao Estado de Rondônia.



Figura 2.8 Área de abrangência do PRE Rondônia

Fonte: Cruz et al. (1996)

Da mesma forma, a Figura 2.9, a seguir, mostra o diagrama unifilar simplificado do sistema elétrico associado à UHE Samuel, mostrando a LT 230 kV e a extensão do PRE com as respectivas linhas laterais¹⁰ para atender as localidades.

¹⁰ Linhas laterais são as derivações feitas a partir das torres LT 230 kV.

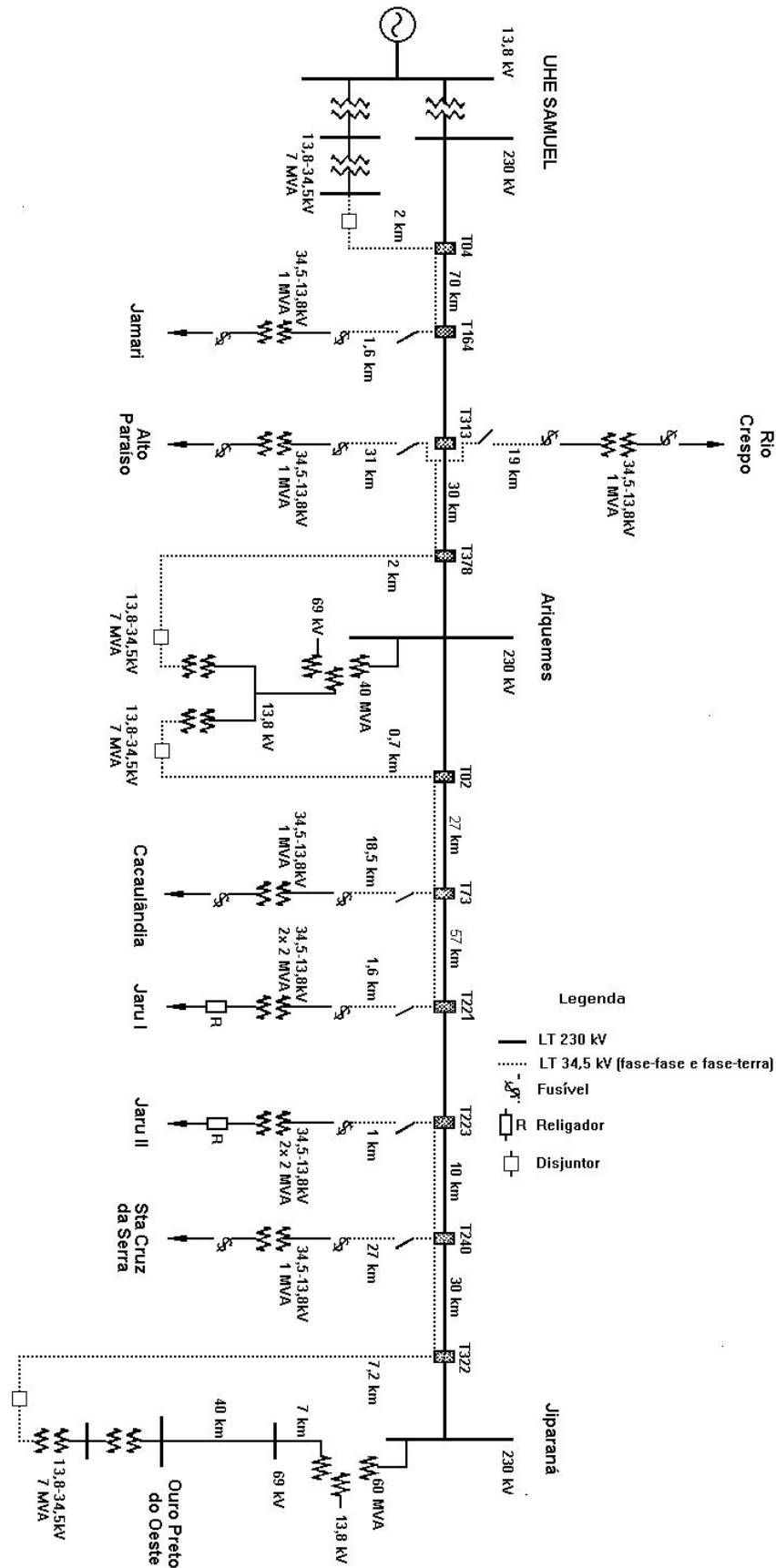


Figura 2.9 Diagrama unifilar com indicação dos trechos e localidades contempladas no projeto do PRE Rondônia

Fonte: Figura adaptadas de D'Ajuz et al. (1999)

Ainda no contexto histórico da implantação da Tecnologia PRE em Rondônia, à mesma época, a ELETRONORTE buscou também fazer convênio com a TELERON, a empresa de telecomunicação estadual, visando criar a integração dos sistemas de transmissão, distribuição e telecomunicação; entretanto, essas tratativas não lograram êxito. Vale ressaltar que os aspectos técnicos relacionados à possibilidade de utilização de cabo OPGW, seja individualmente, ou como uma das fases do PRE, foram abordados por D’Ajuz e Martinez (1993). Segundo eles, existem duas alternativas para adequação dos Sistemas PRE e OPGW, quais sejam: utilização de um terceiro cabo na estrutura e utilização de um cabo para-raios com fibra óptica energizado (OPGW energizado), cuja solução tecnológica para conexões foi desenvolvida por Araujo (2001).

A partir de 2006 a ELETRONORTE adotou a primeira alternativa, ou seja, nos trechos com cabos para-raios isolados e energizados, como é o caso do trecho entre a UHE Samuel e Itapuã do Oeste, cujo Sistema PRE está em operação, foi adicionado o cabo OPGW, aterrado em todas as estruturas, exceto na torre de derivação do PRE. Nos outros trechos com cabos para-raios isolados, porém não energizados, e nas demais torres multiaterradas, um cabo para-raios foi substituído pelo cabo OPGW.

2.5.2 Isolação dos Cabos Para-Raios na Torre 230 kV

A energização impõe a necessidade de isolar os cabos para-raios das torres. Assim, se na fase de projeto for prevista a utilização da Tecnologia PRE, as torres já devem ser preparadas para essa finalidade. Entretanto, no caso de Rondônia, quando se tomou a decisão de utilizar a referida alternativa tecnológica, as torres metálicas já tinham sido fabricadas. Desse modo, elas tiveram que sofrer modificações para atender aos critérios de isolamento, distâncias mínimas de manutenção e coordenação de isolamento para 34,5 kV fase-terra. Nesse sentido, D’Ajuz et al. (1999) informam que para garantir a funcionalidade dos cabos para-raios na dupla função de proteção da LT e como condutor de energia elétrica, os seguintes aspectos técnicos foram levados em consideração:

- distâncias mínimas entre fase e terra;
- distâncias mínimas para manutenção em linha viva;
- ângulo de blindagem;
- balanço assíncrono;

- desempenho da LT para surtos atmosféricos.

Por fim, os detalhes de projeto para modificação da cabeça da torre são mostrados nas Figuras 2.10 e 2.11 apresentadas a seguir.

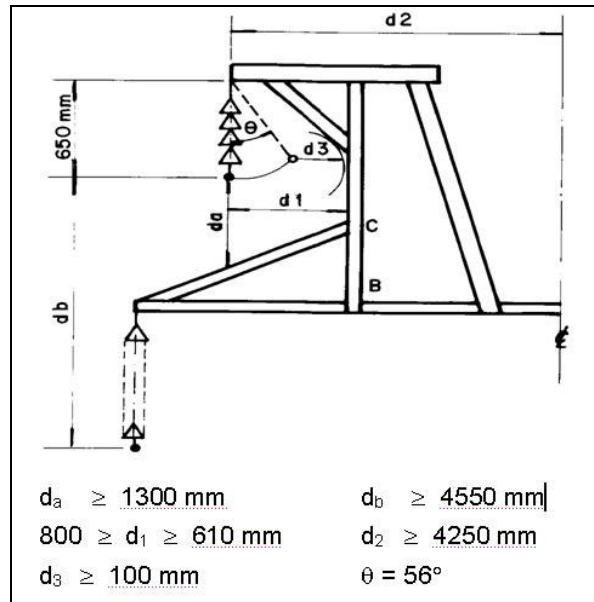


Figura 2.10 Parâmetros para modificação na cabeça das torres
Fonte: D'Ajuz et al. (1999)

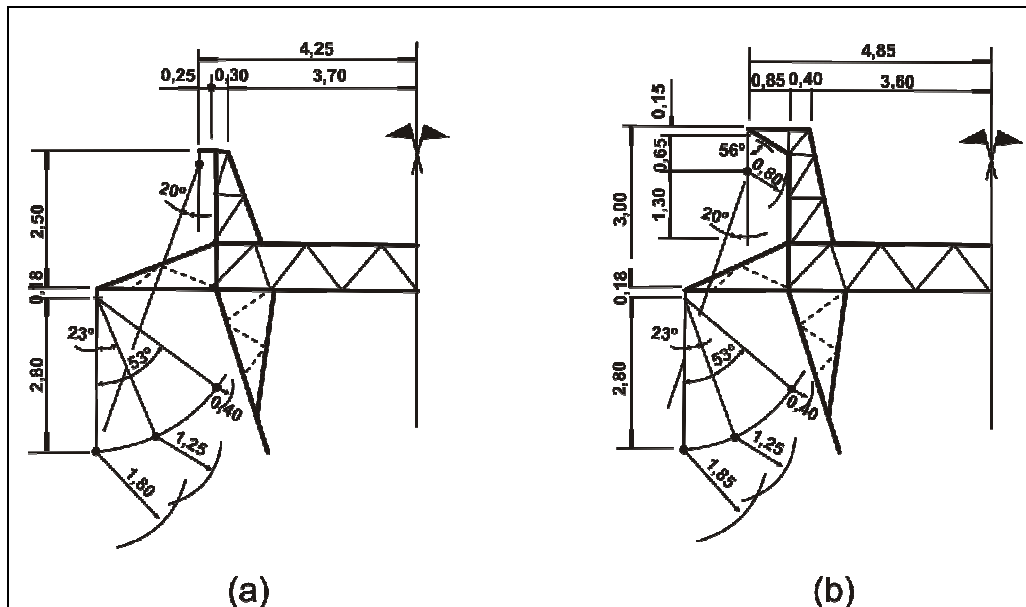


Figura 2.11 Suportes para instalação dos cabos para-raios em torres sem e com cabos para-raios energizados

- (a) Suporte para instalação do cabo para-raios aterrado na torre; (b) Suporte para instalação do cabo para-raios isolado da torre

Fonte: D'Ajuz et al. (1999)

A modificação da cabeça das torres teve por consequência a redução no ângulo de blindagem da LT, possibilitando uma ação mais efetiva dos cabos para-raios na função de proteção dos condutores fase da linha. A Figura 2.12 mostra a situação atual da torre de derivação, onde é feita a conexão dos cabos para-raios com a linha lateral que vai até a subestação distribuidora do PRE.



Figura 2.12 Torre de derivação dos cabos para-raios para a linha lateral

A cadeia de isoladores utilizada para isolar os cabos para-raios da torre, também atende a outro requisito técnico de particular relevância para a Tecnologia PRE. Conforme mostrado na Figura 2.13, a cadeia de isoladores é rígida, formada por quatro isoladores de disco, cujas características, são as seguintes¹¹:

- fabricante: Isoladores Santana;
- tipo: Isolador rígido para cabo para-raios, referência DCV - 32352
- tensão suportável sob impulso: 260 kV;
- tensão suportável em 60 Hz a seco: 190 kV;
- tensão suportável em 60 Hz sob chuva: 130 kV;
- diâmetro do disco: 254 mm;
- carga mecânica de ruptura: 4000 kgf;
- distância de escoamento: 1200 mm;
- ajuste máximo e mínimo entre os eletrodos do centelhador: 360 mm e 200 mm.
- peso líquido: 16 kg.

¹¹ Essas informações foram extraídas do relatório de ensaio nº LAT 016/2004, realizado no período de 19 a 26 de abril de 1994, pelo Laboratório de Alta Tensão e Laboratório de Ensaio Mecânicos da Isoladores Santana.



Figura 2.13 Cadeia de isoladores rígida, com dispositivo centelhador

Como visto na Subseção 2.2.2, quando da ocorrência de descargas atmosféricas sobre os cabos para-raios, a isolação proporcionada pelo ar entre os eletrodos é rompida, havendo a formação de um arco elétrico. Após a extinção do arco, o meio pode permanecer ionizado, permitindo que exista uma corrente denominada de arco secundário. A tensão que gera essa corrente pode ser a tensão induzida pelo circuito de alta tensão da LT, ou a própria tensão a que o PRE está energizado. Para garantir o devido desempenho, a cadeia de isoladores rígida foi ensaiada pelo fabricante, cujos resultados estão mostrados na Tabela 2.3.

Tabela 2.3 - Resultados dos ensaios feitos na cadeia de isoladores rígida

Espaço entre Eletrodos	Tensão de Descarga sob Impulso Atmosférico (U_{50})		Tensão Suportável sob Impulso Atmosférico ¹²	
	Polaridade Positiva (Valor Médio Corrigido)	Polaridade Negativa (Valor Médio Corrigido)	Polaridade Positiva (Valor Médio Corrigido)	Polaridade Negativa (Valor Médio Corrigido)
20	169,9 kV	179,8 kV	163,2 kV	172,7 kV
24	208,2 kV	221,8 kV	200,0 kV	213,1 kV
28	229,8 kV	246,9 kV	220,8 kV	237,2 kV
32	245,3 kV	281,3 kV	235,7 kV	270,3 kV
36	256,9 kV	310,6 kV	246,8 kV	298,4 kV
Sem Centelhado	365,6 kV	398,5 kV	262,0 kV	269,6

Fonte: (ISOLADORES SANTANA, 1994)

Apesar do rigor técnico adotado, as condições atmosféricas, como temperatura, umidade relativa do ar e também a magnitude da descarga atmosférica, entre outros, são

¹² De acordo com a nota nº 2 do Relatório de Ensaio feito pelo fabricante, os valores de tensão suportável de impulso com centelhador foram obtidos a partir dos valores de tensão de descarga de impulso, em conformidade com o item 6.4.2 da norma ABNT – NBR 5049 ($kV_s = 0,961 \cdot kV_{50\%}$).

variáveis que podem impor situações diferentes daquelas ensaiadas. Dessa feita, nas estações supridoras foram previstos meios para que, uma vez ocorrendo o arco secundário, este venha a ser eliminado antes de danificar equipamentos ou comprometer a LT principal.

2.5.3 Balanceamento das Fases do PRE Rondônia

A Tecnologia PRE no esquema trifásico consiste na energização dos dois cabos para-raios isolados, que protege a LT contra descargas atmosféricas, de forma que estes cabos compõem as duas fases de um sistema trifásico, onde o solo é tomado como a terceira fase. Este é um sistema naturalmente desbalanceado, ou seja, os parâmetros elétricos determinados pelos condutores e sua disposição geométrica, são diferentes dos parâmetros elétricos apresentados pelo solo.

Quando um sistema está desbalanceado, há o aparecimento de componente de sequência negativa nas tensões de carga e da fonte. Além do desbalanceamento das fases, advinda da diferença dos parâmetros dos cabos em relação ao solo, os acoplamentos eletrostáticos e eletromagnéticos entre os cabos para-raios e os condutores da linha exercem uma pequena influência no sentido de provocar desequilíbrio. O acoplamento eletromagnético pode ser ligeiramente superior, especialmente quando a configuração da linha é não simétrica, como por exemplo, configuração horizontal.

Com efeito, para que o sistema PRE seja balanceado, isto é, se torne um sistema simétrico, a impedância série, bem como as capacitâncias entre os cabos para-raios e entre estes e o solo, devem ser iguais. Esse objetivo é alcançado através de uma compensação longitudinal e transversal dos parâmetros. Portanto, o desbalanço relacionado às impedâncias série é eliminado através de uma compensação longitudinal, composta por um resistor e reator instalado no caminho para a terra. Já o desbalanço relacionado às capacitâncias é solucionado através de uma compensação transversal, que consiste na instalação de capacitores entre os cabos para-raios, e entre cada cabo e o solo.

Para determinar os parâmetros do Sistema PRE de Rondônia, a LT 230 kV foi representada por modelos π em cascata, com comprimentos variando de 5 a 10 km, incluindo

todos os acoplamentos transversais entre os cabos condutores da LT e os cabos para-raios. Os trechos convencionais, ou seja, aqueles sem os cabos para-raios energizados, foram modelados através de matrizes 3×3 e os trechos com cabos para-raios energizados foram modelados utilizando-se matrizes 5×5 , cabendo salientar que a linha é transposta. Como resultado, uma representação simplificada desse sistema é mostrada na Figura 2.14, onde estão representadas numericamente as diferenças existentes entre Z_L (impedância série associada aos cabos para-raios) e Z_G (impedância representativa do solo), bem como as diferenças entre C_{ww} (capacitância entre os cabos para-raios) e C_{w0} (capacitâncias entre os cabos para-raios e o solo) (D'AJUZ et al. 1995; ELETRONORTE, 1995; ROSE, 1997).

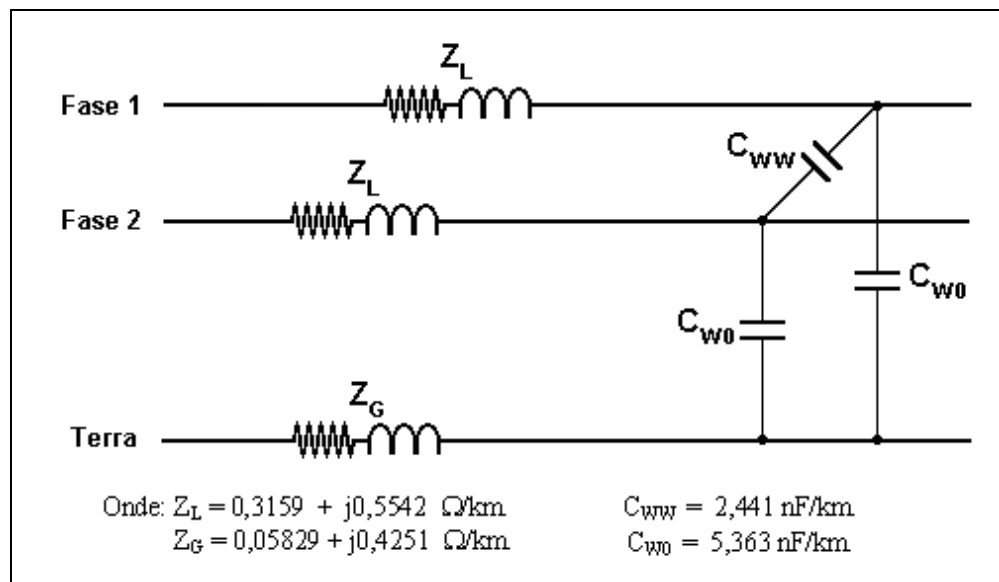


Figura 2.14 Circuito elétrico simplificado do Sistema PRE de Rondônia

Fonte: D'Ajuz et al. (1995)

Segundo D'Ajuz (1995, p.2), os valores das impedâncias de balanceamento e das capacitâncias de equalização para o PRE de Rondônia, foram calculados a partir de estudos em regime permanente, sendo adotado os seguintes critérios:

- “Variação máxima de tensão na carga de 5%;
- Desequilíbrio máximo de sequência negativa de 2%;
- Fator de potência mínimo de 0,9;
- Desequilíbrio máximo das cargas entre as fases na distribuição de 10%;
- Prioridade da LT 230 kV em relação ao PRE.”

Os resultados desses estudos estão apresentados nas Tabelas 2.4 e 2.5, a seguir.

Tabela 2.4 - Impedâncias de balanceamento

Subestação Supridora	Impedância de Balanceamento (ohms)
Samuel (Pátio da UHE Samuel)	$Z = 18,0 + j 9,0$
Ariquemes I	$Z = 18,6 + j 0,0$
Ariquemes II	$Z = 21,4 + j 8,3$
Ouro Preto do Oeste	$Z = 13,0 + j 3,4$

Fonte: D'Ajuz et al. (1995)

Além dos capacitores de equalização para melhoria do desempenho Sistema PRE, foram inseridos capacitores de compensação ($C_{comp.}$) na ordem de 25 % da potência ativa máxima da carga a ser atendida, visando fornecer suporte de reativo à carga, garantir a extinção do arco secundário entre os eletrodos do centelhador e minimizar o fenômeno de ferroressonância (D'AJUZ et al., 1995). O estudo feito para o Sistema PRE de Rondônia conduziu aos valores também mostrados na Tabela 2.5.

Tabela 2.5 - Capacitâncias de equalização e compensação

Localização	Capacitância Equalização (kVAr)	Capacitância Compensação (kVAr)
Jamari (Itapuã do Oeste) – após derivação na torre 160 – atualmente, torre 164	100	3 x 300
Derivação na torre 313	100	3 x 300
Jaru I – após derivação na torre 220 – atual torre 221	150	3 x 300
Jaru II – após derivação na torre 223	150	3 x 300

Fonte: D'Ajuz et al. (1995)

No documento EPL-RE-4.002/95, consta a recomendação de instalação dos capacitores de equalização e de compensação no ramal da estação distribuidora, o mais próximo possível da derivação do PRE, sendo conectados diretamente aos cabos sem dispositivos de proteção série e seccionamento e que sejam especificados buscando-se uma minimização de falhas e defeitos ELETRONORTE (1995). Dentro desse contexto, recomenda-se que sejam instalados para-raios junto a estes capacitores. Assim, a Figura 2.15 mostra a instalação dos capacitores de compensação, equalização e para-raios, na derivação para atender Itapuã do Oeste. Da mesma forma, na Figura 2.16 é mostrado em destaque o resistor e o reator que compõem a impedância longitudinal.

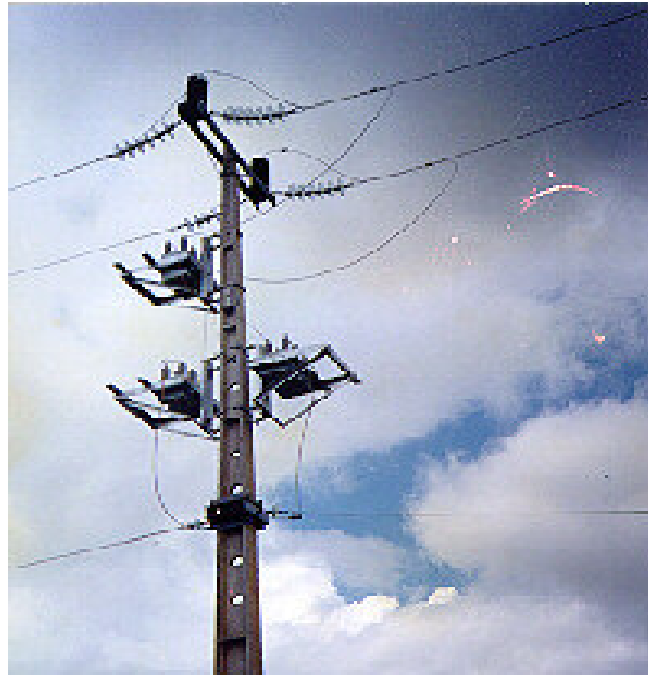


Figura 2.15 Instalação de capacitores de compensação, equalização e para-raios no Sistema PRE de Rondônia.

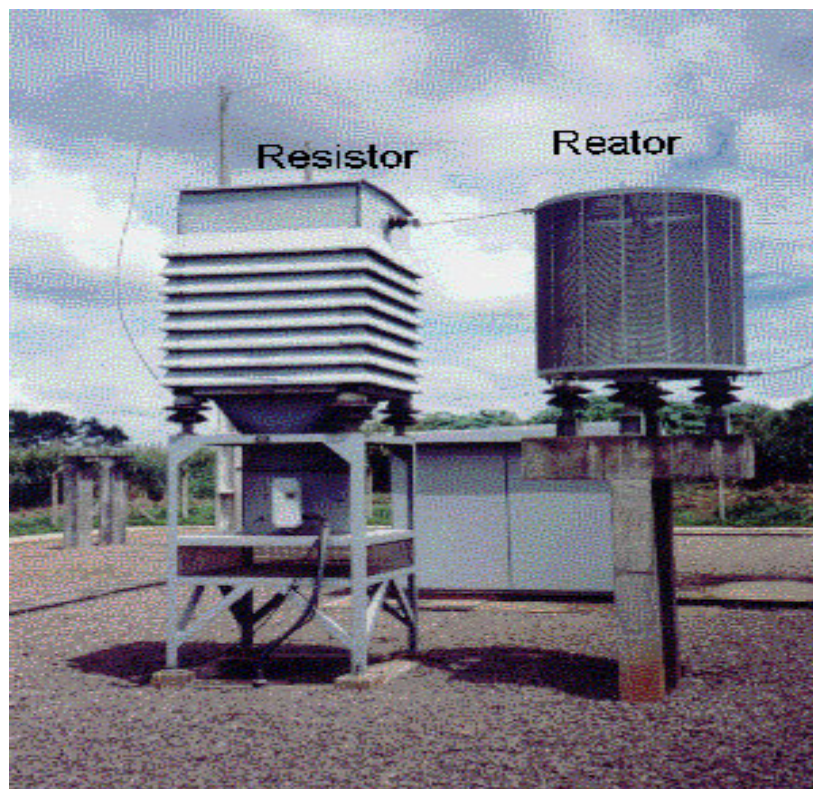


Figura 2.16 Conjunto resistor – reator (circuito R-L)

A forma de conexão dos diversos equipamentos de uma das instalações do PRE Rondônia está mostrada na Figura 2.17.

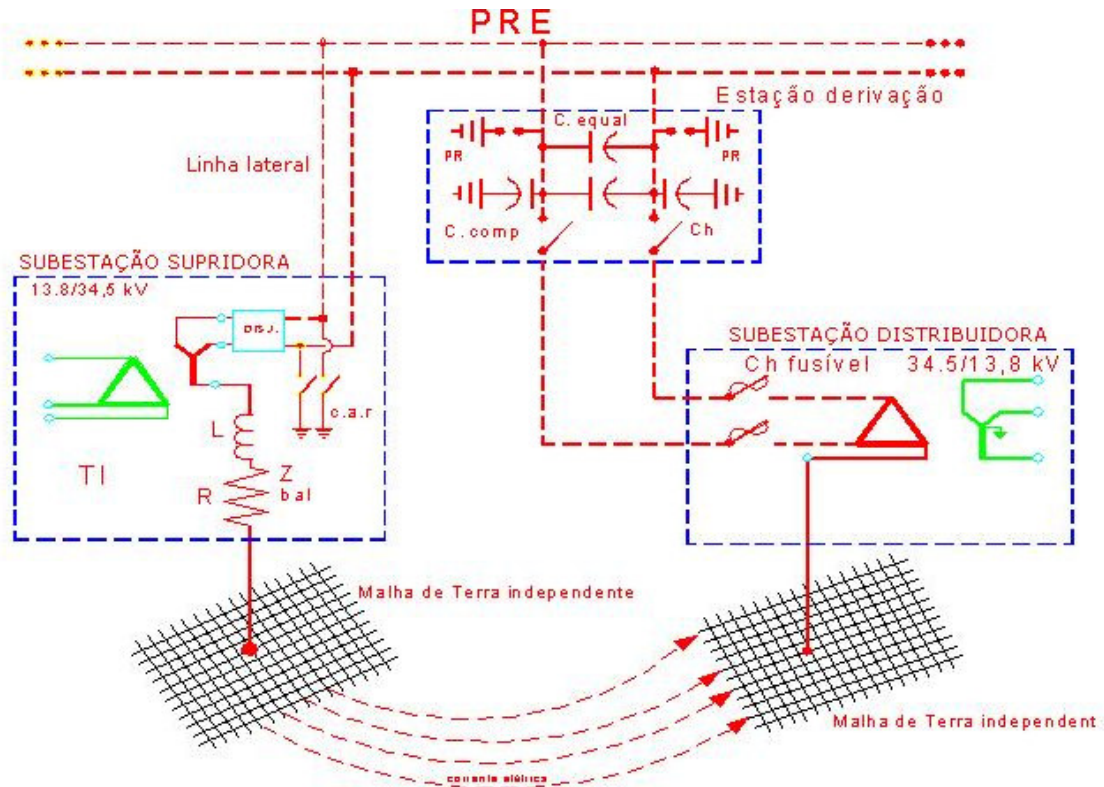


Figura 2.17 Esquema geral de uma instalação do Sistema PRE de Rondônia

2.5.4 Capacidade de Transmissão

A capacidade de transmissão de potência de um sistema elétrico depende de uma série de fatores, sendo o nível de tensão o de maior relevância, ou seja, fixados os outros parâmetros, quanto maior a tensão da LT, maior a capacidade de transmissão de potência da fonte para a carga.

Para um sistema em média tensão, no caso 34,5 kV, a capacidade de transmissão de potência é pequena e o seu desempenho em relação a queda de tensão é bastante sensível à distância da fonte, e às características da carga. Fixando-se esses parâmetros, quanto maior a distância, maior a queda de tensão para a transmissão de uma mesma potência. No caso do PRE de Rondônia, energizado na tensão de 34,5 kV, seu desempenho está intimamente relacionado às particularidades da tecnologia. A tensão induzida nos cabos para-raios pela LT 230 kV, tende a compensar a queda de tensão natural sobre os mesmos. A Figura 2.18 mostra as curvas relacionadas à capacidade de carregamento do PRE de Rondônia.

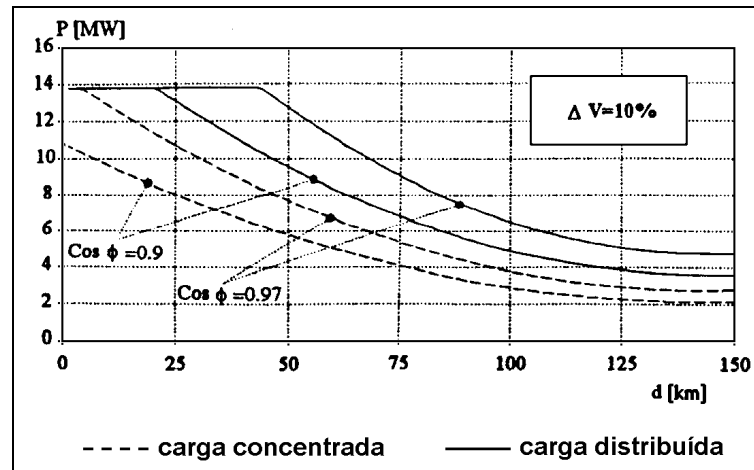


Figura 2.18 Capacidade de transmissão versus distância, utilizando-se o cabo de alumínio com alma de aço, código Auk.

Fonte: D'Ajuz, et al. (1995)

Outro aspecto que influencia na maior capacidade de transmissão é a compensação reativa proporcionada pelos capacitores de compensação. Estes atuam no sentido de melhorar o fator de potência da carga. Observa-se na Figura 2.18, que a capacidade de transmissão também é bastante sensível ao fator de potência para ambas as condições de carregamento, concentrada ou distribuída.

2.5.5 Características Técnicas do Sistema de Aterramento

A literatura técnica sobre aterramento normalmente está relacionada ao aspecto de segurança que deve ser proporcionado pelo sistema de aterramento quando submetido a descargas atmosféricas, surtos de tensão de manobra e curtos-circuitos, sendo estas ocorrências de curta duração. Ao se adotar a terra como a terceira fase, a malha de terra utilizada pelo PRE é submetida à circulação permanente da corrente de carga. Nessas condições, há o risco de ressecamento do solo, podendo criar uma elevação incontrolável da resistência da malha e conseqüentemente do potencial de terra, o que significa aumento nos potenciais de passo e toque. Em função dos problemas expostos, D'Ajuz et al. (1999, p.5), informam que foram analisados dois pontos básicos no projeto das malhas de terra do sistema PRE, quais sejam:

- "potenciais de passo e de toque em regime permanente e durante curtos-circuitos, de acordo com a norma do Institute of Electrical and Electronics Engineers - IEEE-80, revisão 1981, considerando-se subestações desprotegidas;
- limite térmico do solo."

Ainda segundo os autores citados, visando contornar a possibilidade de ocorrência do fenômeno de ressecamento do solo, o mesmo critério adotado por Ilceto et al. (1989) foi considerado, o qual recomenda a utilização da Equação (2.1), proposta por Ollendorff. Assim, na determinação da máxima elevação do potencial na malha, ABB e MARTE (1995), adotaram as seguintes premissas:

- elevação de temperatura em relação à ambiente de 65 °C, sendo considerada a temperatura ambiente no valor fixo de 35 °C;
- condutividade térmica máxima do solo de 3 W/m.°C;
- resistividade do solo equivalente à da primeira camada se a profundidade da mesma for maior que 5 metros;
- utilização da resistividade aparente (ρ_a), quando a primeira camada não ultrapassar a 5 metros.

A resistividade do solo na faixa de 10 a 100 Ω .m apresentam uma variação na condutividade térmica de 1,0 a 3,0 W/m.°C. Contudo, nos locais selecionados para as malhas de terra, tem-se encontrado valores entre 350 e 1.700 Ω .m. Segundo avaliação feita por ABB; MARTE (1995), mesmo a adoção de 3,0 W/m.°C, considerada no projeto, ainda representa um fator de segurança bastante conservador. Os dados utilizados para cálculo e referência para o projeto das malhas independentes, equivalentes a resistividade da primeira camada do solo (ρ_1) ou resistividade aparente (ρ_a), corrente de regime permanente (I_n), corrente de curto-circuito (I_{cc}), tempo de eliminação da falta (t), máxima elevação de potencial na malha ($U_{e_{m\acute{a}x}}$) e resistência máxima permitida para a malha de terra. ($R_{m\acute{a}x}$), são apresentados na Tabela 2.6.

Tabela 2.6 – Dados utilizados para cálculo das malhas de terra independentes do PRE Rondônia

Localidades	ρ_1 ($\Omega \cdot m$)	ρ_a ($\Omega \cdot m$)	I_n (A)	I_{cc} (A)	t (s)	$U_{e_{m\acute{a}x}}$ (V)	$R_{m\acute{a}x}$ (Ω)
Cacaulândia	461,0	xxx	40	690	1,0	424	10,60
Jaru ¹³	860,8	490,7	160	915	1,0	437	2,73
Ouro Preto do Oeste	926,9	577,7	120	835	1,0	475	3,96
Jamari (Itapuã do Oeste)	1.146,9	xxx	36,0	1.870	1,0	669	18,58
Alto Paraíso	891,3	xxx	40	600	1,0	590	14,74
Santa Cruz da Serra	1.672,1	490,2	40	250	1,0	437	10,90
Rio Crespo	474,9	xxx	40	645	1,0	430	10,76
SE Ariquemes II	1.249,6	xxx	240	1.350	1,0	698	2,91
Samuel	353,1	335,1	120	6.750	0,5	362	3,01

Fonte: (ABB; MARTE, 1995)

¹³ Aterramento das malhas independentes e banco de capacitores;

Em seguida, é apresentada na Tabela 2.7, as dimensões das malhas de terra independentes e os respectivos valores de resistência de terra determinados em projeto.

Tabela 2.7 - Dimensões e resistências de terra calculadas para as malhas independentes

Localidades	Área (m ²)	R (ohms)
Cacaulândia	50 x 50	5,68
Jaru	80 x 80	2,61
Ouro Preto do Oeste	80 x 80	3,12
Jamari (Itapuã do Oeste)	Contrapeso da torre 160 ¹⁴	7,71
Alto Paraíso	70 x 70	7,24
Santa Cruz da Serra	26 x 26	9,73
Rio Crespo	50 x 50	7,17
Ariquemes - SE Ariquemes I	Contrapeso da torre 380	5,68
Ariquemes - SE Ariquemes II	80 x 80	5,99
Samuel	130 x 130	2,35

Fonte: (ABB; MARTE, 1995)

Face aos requisitos necessários para o dimensionamento das malhas de terra independentes, de atendimento simultâneo aos critérios de limite térmico e de segurança à vida humana, não são adotadas cercas metálicas nos terrenos onde são instaladas as malhas de terra. A cerca é de madeira e devidamente sinalizada, como mostra a Figura 2.19. Adicionalmente, como a corrente de carga circula permanentemente pelo sistema de aterramento, foi adotado em projeto, como limite de segurança, o valor máximo de 50 V para as tensões de passo e toque.



Figura 2.19 Cerca de proteção da malha independente - SE Ariquemes II

¹⁴ Atual torre 164

Em função da corrente nominal da carga, bem como das correntes de curto-circuito que circulam pela malha de terra independente de cada localidade, as dimensões dessas malhas se alteram, conforme mostrado na Tabela 2.7 acima. Essa lógica também determina a geometria das malhas conforme apresentado pelas Figuras 2.20 e 2.21, a seguir.

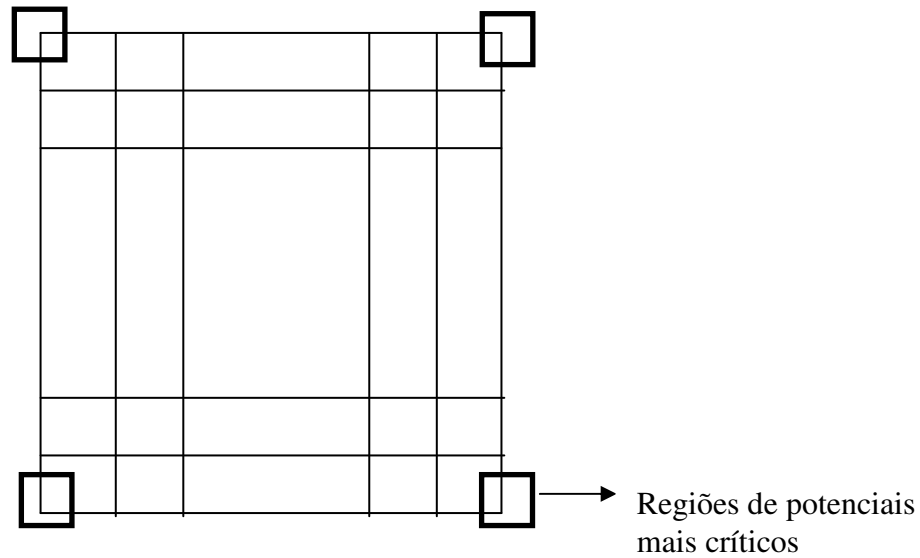


Figura 2.20 Geometria da malha de terra independente - cargas maiores
Fonte: (ABB; MARTE, 1994)

A malha da Figura 2.20 foi projetada para utilização nas localidades de Jaru, Ouro Preto do Oeste, Alto Paraíso e Ariquemes (SE Ariquemes II). O modelo de malha, mostrado na Figura 2.21, foi projetado para aplicação nas localidades de Cacaupândia, Rio Crespo e Santa Cruz da Serra.

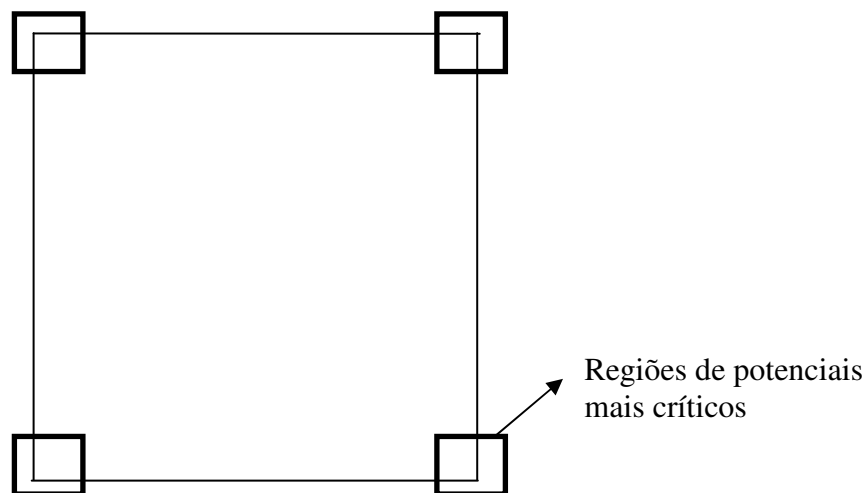


Figura 2.21 Geometria da malha de terra independente para cargas menores
Fonte: (ABB; MARTE, 1994)

As malhas das subestações distribuidoras, onde vão instalados os equipamentos principais, foram dimensionadas em espaços reduzidos, normalmente 10 m x 10 m, com exceção da SE de Jarú, com dimensões 25 m x 25 m.

Devido aos elevados níveis das correntes de curto-circuito, aliados aos altos valores de resistividade do solo e de tempo de atuação da proteção de retaguarda (tempos relativamente longos), as subestações distribuidoras também não podem ter instaladas cercas metálicas nos limites das áreas. A alternativa técnica recomendada pela ABB e MARTE (1994) é o uso de muro de alvenaria, devendo o interior da SE ter o terreno recoberto com uma camada de brita nº 2, com uma espessura de 10 cm. Conforme a mesma fonte, para garantir a segurança contra choque elétrico nas imediações das SE's, é necessário o recobrimento, por brita¹⁵ ou asfalto¹⁶, da área externa da SE. Estes detalhes técnicos estão agrupados na Tabela 2.8 a seguir.

Tabela 2.8 - Dados técnicos das malhas de terra das subestações distribuidoras

Localidades	Área (m ²)	R (ohms)	Mesh (m)	R e c o b r i m e n t o		d _{min} ¹⁷ (m)
				Interno	Externo	
Cacaulândia	10 x 10	53,34	1,0x1,0 ¹⁸	Brita	Brita	4,0
Jarú	25 x 25	5,65	2,5x2,5 ¹⁹	Brita	Brita	7,0
Ouro Preto do Oeste	10 x 10	26,98	0,5x0,5	Brita	Asfalto	5,0
Jamari (Itapuã do Oeste)	10 x 10	42,46	0,5x0,5	Brita	Asfalto	12,00
Alto Paraíso	10 x 10	37,18	1,0x1,0(1)	Brita	Brita	5,0
Rio Crespo	10 x 10	28,42	1,0x1,0(1)	Brita	Brita	5,0
Santa Cruz da Serra	10 x 10	32,52	0,5x0,5	Brita	Brita	2,0

Fonte: (ABB; MARTE, 1994).

Da mesma forma que no caso das malhas independentes, há uma geometria específica adotada para as malhas de terra das subestações distribuidoras, conforme mostrado na Figura 2.22 a seguir.

¹⁵ A brita molhada apresenta uma resistividade de 3.000 Ω.m.

¹⁶ A resistividade do asfalto situa-se entre 5.000 a 10.000 Ω.m.

¹⁷ Distância mínima dos limites da cerca, necessário para cobertura do terreno por brita ou asfalto.

¹⁸ Uso de condutor adicional a 0,5m dos limites da malha de terra.

¹⁹ Uso de condutor adicional a 1,0m dos limites da malha de terra.

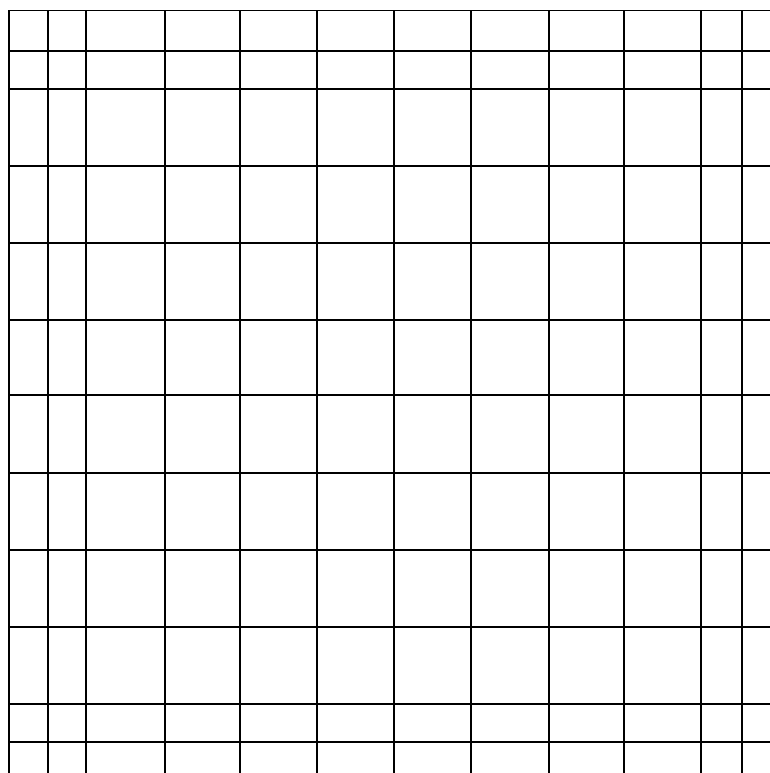


Figura 2.22 Geometria da malhas de terra das subestações distribuidoras

Fonte: (ABB; MARTE, 1994)

A malha de terra mostrada na Fig. 2.22 apresenta uma submalha (“mesh”) quadrada, com lado de 1,0m, à exceção das laterais, cujo "mesh" é de 0,5m. Esta geometria de malha foi designada para as subestações distribuidoras de Cacaúlândia, Alto Paraíso e Rio Crespo. Para as localidades de Ouro Preto do Oeste, Jamari (atual Itapuã do Oeste) e Santa Cruz da Serra, a malha de terra possui geometria similar, porém com "mesh" uniforme de 0,5 m de lado.

Com relação a malha de terra da subestação de Jaru, ela também possui a mesma geometria, porém ocupando uma área de 25 m x 25 m, com "mesh" quadrado, de 2,5m de lado, exceto nas laterais, cujo "mesh" possui 1,25 m em cada lado.

Antes de concluir a apresentação dos aspectos técnicos do PRE relacionado ao sistema de aterramento, cumpre registrar que este sistema é composto pelas malhas de terra independente, malhas das subestações distribuidoras e aterramento dos bancos de capacitores e para-raios associados. Cumpre também registrar que o cabo escolhido para o sistema de aterramento foi o cabo de cobre nu, bitola 4/0 AWG (107 mm²), cuja recomendação de instalação é a 0,6 m de profundidade.

2.5.6 Filosofia de Proteção

Para proteger os sistemas elétricos contra valores indesejáveis de tensão e corrente, que podem danificar as instalações e colocar em risco a vida humana, dispositivos de proteção são instalados e ajustados visando garantir a integridade e segurança das instalações, de forma racional e econômica. Desse modo, ao se efetuar os estudos elétricos, várias situações são simuladas objetivando conhecer o comportamento do sistema para, a partir daí, definir a configuração do sistema e adotar uma determinada filosofia de proteção.

Para evitar qualquer tipo de problema, sejam eles no Sistema PRE, ou no sistema de transmissão em 230 kV, foram realizadas várias simulações através do “Alternative Transients Program” (ATP). Analisou-se as alternativas de energizações do transformador elevador da subestação supridora + linha PRE + transformador abaixador da subestação distribuidora e respectivas variações. Também foram verificados criteriosamente os impactos de manobras no 230 kV sobre o PRE e vice-versa. Como resultado, verificou-se que o maior impacto do Sistema PRE no 230 kV ocorre quando do desligamento da LT 230 kV com o PRE energizado. Nesse caso, como a LT é muito compensada, pode ocorrer o fenômeno de ressonância, resultando em elevadas tensões induzidas na linha 230 kV desenergizada. No que diz respeito às sobretensões do 230 kV induzidas no PRE, estas são decorrentes da interação eletromagnética e eletrostática entre os dois circuitos, cuja minimização desses efeitos foram obtidas através de adequado dimensionamento de capacitores de acoplamento, cumprindo a função de equalização da capacitância entre os cabos para-raios e entre cada um deles e o solo (D’AJUZ et al., 1995; ROSE, 1997).

Estudos elétricos de energização e rejeição de carga, feitos considerando a presença de curto-circuito e a possibilidade de fase aberta em diversos pontos do sistema PRE, conduziram aos seguintes resultados, de acordo com D’Ajuz et al. (1995, p.3):

- "Não foi possível a energização simultânea do transformador supridor, PRE e transformador distribuidor;
- Os casos com fase aberta junto aos transformadores distribuidores, com ou sem curto-circuito, não apresentaram problemas de sobretensão;
- Nos casos com fase aberta nas derivações, ficando uma fase da linha lateral conectada aos transformadores de distribuição, sem carga, foram detectados problemas de ressonância."

Após várias simulações, adotando-se diferentes configurações, os autores citados concluíram que alterações nos capacitores de compensação não apresentam efeito nos níveis de sobretensão; o comprimento da linha lateral tem influência significativa nos resultados; ramais laterais com comprimento inferior a 3 km não apresentaram problemas e, por fim, que a presença de carga com valor acima de 30 kVA nos transformadores distribuidores elimina o problema supracitado.

Com base nos estudos elétricos já realizados, Montalvão et al. (1995) fizeram análise específica sobre a proteção para o PRE, adotando uma filosofia baseada nos seguintes parâmetros de referência:

- atendimento aos critérios de seletividade, coordenação, confiabilidade, simplicidade e economia;
- prioridade do sistema 230 kV sobre o PRE;
- Sobrecarga admissível de 35 % da potência nominal dos transformadores;
- consideração de dispositivos de proteção adequados contra curtos-circuitos resistivos ao longo dos ramais do PRE;
- as subestações supridoras deverão ser providas de disjuntor;
- o sistema PRE deve ser radial, não se admitindo paralelismo com usinas térmicas, ou fechamento em anel;
- os transformadores de força são protegidos apenas por seus dispositivos de proteção inerentes.

A Figura 2.23 apresenta o diagrama unifilar de proteção típico, idealizado para todas as subestações supridoras do Sistema PRE de Rondônia.

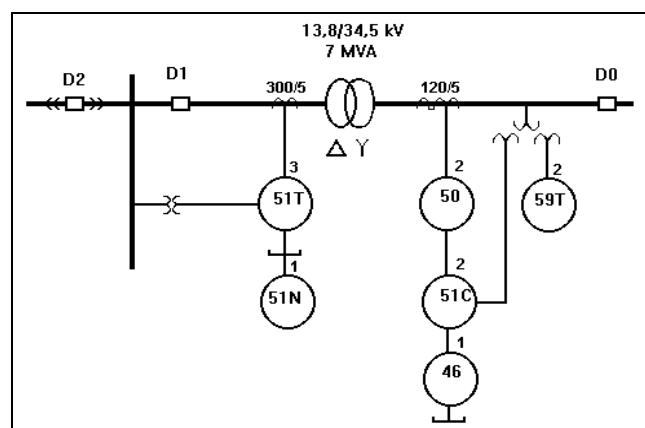


Figura 2.23 Diagrama unifilar da proteção para as subestações supridoras

Fonte: Montalvão et al. (1995)

2.5.7 Desempenho Técnico do Sistema PRE de Rondônia

Neste item tem-se como objetivo apresentar os dados e consequente análise acerca do desempenho técnico das instalações PRE Jaru no período de 1996 a 1998, tomando-se como referência o trabalho desenvolvido por Ramos (2000). Cumpre esclarecer que o estudo sobre o desempenho técnico e operacional do PRE Jaru, referentes aos anos de 1999 e 2000, bem como todo período de operação do PRE Itapuã, está sendo contemplado no desenvolvimento deste trabalho. Enfim, a forma de exposição aqui adotada é semelhante àquela desenvolvida na Seção 2.4.

a) Desempenho da LT 230 kV frente a descargas atmosféricas:

No período de 1996-98 a LT 230 kV esteve fora de operação 29 vezes. Desse total, 15 saídas foram por descargas atmosféricas, equivalente a pouco mais de 1,5 saída/100km/ano, visto que a LT 230 kV UHE Samuel/Ji-Paraná, tem uma extensão aproximada de 316 km.

b) Desempenho da isolação e taxa de saída da linha PRE:

Não há registros de que tenha havido algum dano na cadeia de isoladores e/ou dispositivo centelhador, cujo espaçamento entre eletrodos foi de 33 cm, ao invés do espaçamento mais próximo a qual a cadeia de isoladores foi ensaiada 32 cm²⁰. Assim, considerando-se esse espaçamento e, de acordo com os dados dos ensaios apresentados na Tabela 2.3, a máxima tensão de descarga sob impulso atmosférico é igual a 281,3 kV (U_{50}), e a máxima tensão suportável sob impulso atmosférico é igual a 270,3 kV.

Durante os três anos, houve apenas uma saída forçada do PRE, devido a falha de conexão em um dos bancos de capacitores de compensação, instalados na derivação dos cabos para-raios da LT para a Subestação Distribuidora em Jaru. Também não foram registradas persistência do arco secundário, até mesmo porque a chave de aterramento rápido foi sempre operada em qualquer saída do PRE.

²⁰ Embora a cadeia de isoladores tenha sido ensaiada para diversos espaçamentos, como mostrado na Tab. 2.3, a distância verificada no escopo dessa pesquisa foi de 33 cm.

Com relação às interrupções na linha PRE, no período de três anos, a taxa de saída média foi em torno de 57 saídas/100km/ano, confirmando que a operação do PRE não introduziu problemas ao desempenho do circuito principal, visto que a taxa de saída da LT é bem inferior. Comparativamente, linhas de 34,5 kV na mesma região, modeladas para a mesma extensão da linha PRE Jaru, e considerando todas as causas, ou seja, não apenas descargas atmosféricas, apresentam uma taxa de saída, equivalente a 62 saídas/100km/ano.

c) Desempenho do sistema de aterramento

Diferente de uma instalação elétrica convencional onde o sistema de aterramento é projetado para suportar correntes de falta por tempos relativamente curtos, o PRE no esquema trifásico impõe sobre o sistema de aterramento a circulação permanente da corrente de carga, visto que a terceira fase é desempenhada pelo solo. Assim, cuidados especiais foram tomados em relação ao monitoramento das tensões de passo e toque. Nesse sentido, quando da realização do comissionamento do PRE Jaru, foram feitas medições na subestação supridora Ariquemes II (localizada em Ariquemes e denominada operacionalmente de SEQM II) e subestação distribuidora Jaru I (localizada na cidade de Jaru e denominada operacionalmente de SEJA).

Em Ariquemes e Jaru, optou-se por fazer medição da resistência de aterramento aplicando-se o método de injeção de corrente diretamente na malha, e calculando-se o valor da resistência a partir das leituras de tensão e corrente. Obteve-se com esse método, o valor de 5,87 Ω na malha de aterramento independente em Ariquemes II. Apesar desse valor resultar menor que o previsto em projeto, igual a 5,99 Ω , mostrado na Tabela 2.7, ele ultrapassa o valor de segurança $R_{m\acute{a}x}$ igual a 2,91 Ω (ver Tabela 2.6), calculado conforme o critério de Ollendorff. Para se conseguir reduzir o valor inicialmente medido, tomou-se a providência de interligar a malha de terra independente com a malha da subestação supridora e os contrapesos de 10 torres no sentido Ariquemes – UHE Samuel (D’AJUZ, et al. 1997), conforme indicado na Figura 2.24. Como resultado, obteve-se um valor final de resistência de terra igual a 2,38 Ω .

Aplicando-se o mesmo método, na malha independente de Jaru I foi encontrado o valor de 12,41 Ω , bem acima do valor previsto, que foi de 2,61 Ω . Para se obter a redução do valor encontrado, foi feita a interligação da malha independente com a malha de segurança da

subestação Jaru I e também com o contrapeso da torre 221, resultando em um valor final igual a $3,50 \Omega$, próximo do valor de segurança, cujo $R_{m\acute{a}x}$ é igual a $2,73 \Omega$.

De acordo com a Figura 2.24, o maior valor de tensão de passo, medido na SEQM, foi igual a 6,0 V e ocorreu nos pontos de medição 14 e 17, que corresponde às torres 380 e 377. Esses resultados foram obtidos em medições realizadas no mês de agosto de 1997, quando a carga suprida pelo PRE era de 3.800 kW e 1.500 kVAr.

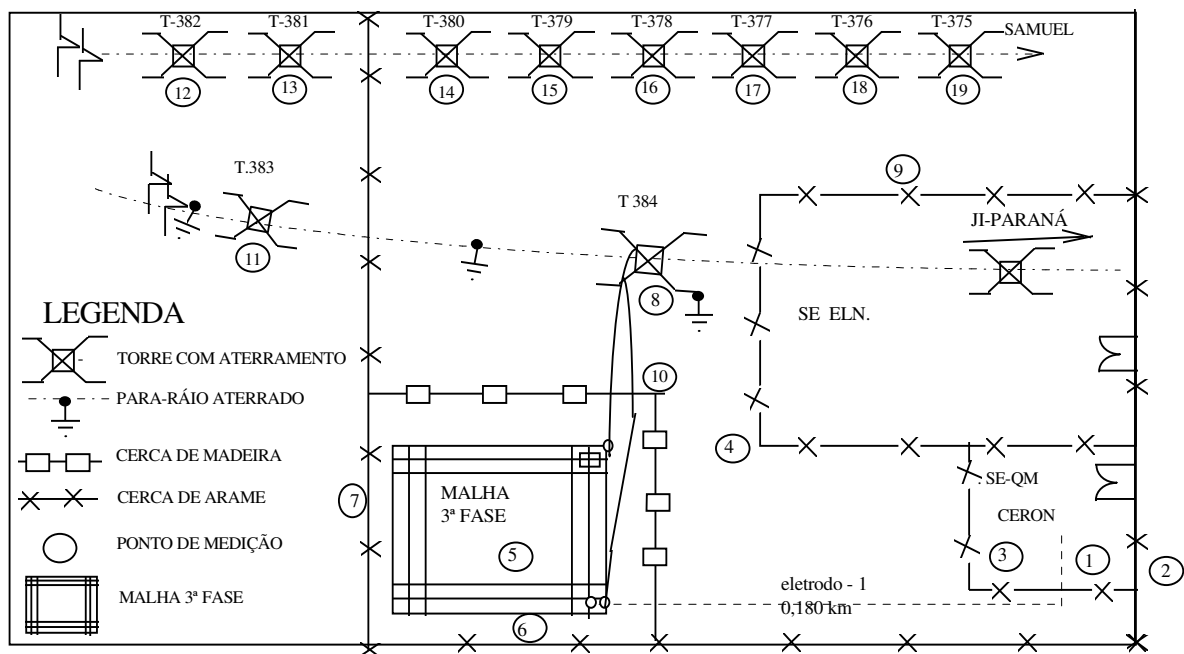


Figura 2.24 Pontos de medição das tensões de passo e toque em Ariquemes (SEQM)

Fonte: Cruz et al. (1996)

Por sua vez, o maior valor de tensão de toque, equivalente a 10,3 V, ocorreu no ponto de medição número 3, que corresponde a cerca de proteção da malha de segurança da subestação supridora. Essa medição foi realizada em julho de 1996, quando a carga fornecida era de 3.800 kW e 1.300 kVAr.

De maneira semelhante, a seguir são apresentados os pontos de medição das tensões de passo e de toque, verificadas na subestação distribuidora JARU I (SEJA). Com base na Figura 2.25, a maior tensão de passo medida em Jaru ocorreu no ponto de medição número 6 e foi equivalente a 11,4 V. Essa medição foi feita no mês de setembro de 1996, com o PRE fornecendo 4.000 kW e 1.500k kVAr.

Entre todos os valores medidos no sistema PRE Jaru, o valor de tensão de toque igual a 24,8 V foi o maior. Esse valor foi medido no ponto número 10, no local da torre 221, onde foi feita a derivação dos dois cabos para-raios energizados para a subestação distribuidora SEJA. Essa medição foi realizada em julho de 1996, com o PRE suprindo uma carga igual a 3.900 kW e 1.600 kVAr. Esses resultados levam a concluir que o valor da resistência de terra medida na subestação Jaru I com resultado superior ao $R_{m\acute{a}x}$, isto é, $3,50 \Omega$ contra $2,73 \Omega$, não resultou em valores de tensões de passo e toque superiores ao limite de 50 V adotado no projeto do PRE Rondônia.

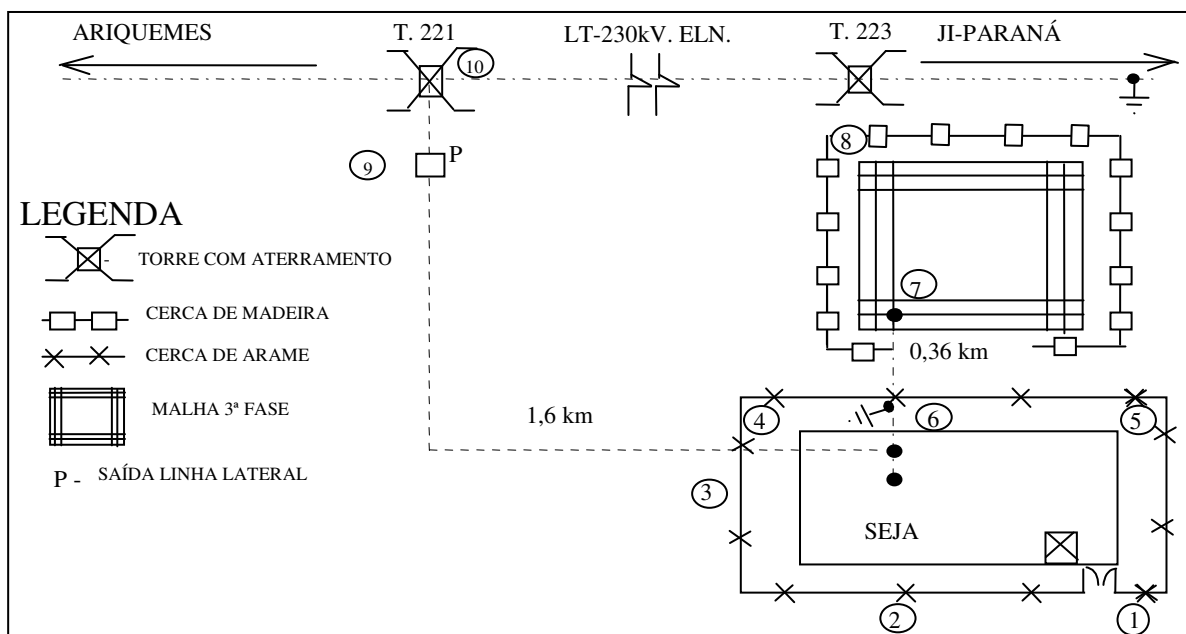


Figura 2.25 Pontos de medição das tensões de passo e toque em Jaru (SEJA)

Fonte: Cruz et al. (1996)

d) Qualidade do serviço para os consumidores

Observações feitas sobre o comportamento da carga durante os diferentes dias da semana resultaram numa grande massa de dados referente à queda de tensão. O pior valor observado foi de 8,46 % para uma carga de 3.400 kW com fator de potência igual a 0,89. Foi observada também uma carga de 4.000 kW, fator de potência igual a 0,94 e queda de tensão igual a 7,84 %. Em resumo, tem sido freqüente o carregamento do PRE Jaru com 4.000 kW, com variações no fator de potência. O maior carregamento foi equivalente a uma carga igual a 4.000 kW, 1.500 kVAR, ou seja, aproximadamente 4.300 kVA. Esses resultados foram um pouco melhores que aqueles previstos em projeto, mostrados no gráfico da Fig. 2.18.

Com relação ao percentual da componente de sequência negativa da tensão, com limite máximo fixado em 2,0 %, medições feitas em vários locais, junto ao ponto de suprimento ao consumidor de BT, resultaram em valores de até 3,9 % de desequilíbrio, atribuído, principalmente, ao desbalanço de carga na rede secundária. Medições feitas na Subestação Distribuidora, ou seja, na recepção da linha PRE, no lado de 13,8 kV, resultaram em valor máximo medido de 1,3 %, menor que 2,0 %, recomendado pelo IEEE (1995).

e) Desempenho de equipamentos

Nos três anos de operação do PRE Jaru, foram registradas 24 ocorrências devidas a falhas nos equipamentos instalados na subestação supridora (SEQM – Ariquemes II), banco de capacitores na derivação do PRE e subestação distribuidora (SEJA – Jaru I). Conforme os dados da Tabela 2.9, quase dois terços das falhas em equipamentos estão associadas à impedância de balanceamento. As falhas se concentraram no circuito de ventilação do resistor, especificamente no relé sensor do fluxo de ar. As falhas no transformador elevador na subestação supridora dizem respeito à presença de umidade no compartimento do relé de pressão súbita.

Tabela 2.9 – Levantamento das falhas em equipamentos do PRE Jaru

TIPOS DE FALHAS	1996	1997	1998	TOTAL
Transformador elevador na SEQM	2	0	0	2
Impedância de balanceamento	4	10	1	15
Disjuntor 34,5 kV na SEQM	0	0	0	0
Chave de aterramento rápido na SEQM	1	0	0	1
Banco de capacitores na derivação do PRE	1	0	0	1
Chave fusível HYO na SEJA	3	0	0	3
Disjuntor 13,8 kV na SEJA	0	2	0	2
Chave de aterramento rápido na SEJA	0	0	0	0
TOTAIS:	11	12	1	24

Por fim, como resultado desta pesquisa, o levantamento de todas as falhas em equipamentos verificadas no PRE Jaru durante todo período em que o mesmo esteve em operação, assim como o levantamento das falhas de equipamentos no PRE Itapuã, são apresentados no Capítulo 4.

CAPÍTULO 3

MEDIÇÕES REALIZADAS

Uma vez que o desempenho dos sistemas elétricos depende das variáveis impostas pelo ambiente natural a que estão submetidos, o primeiro propósito deste Capítulo é a apresentação de vários dados ambientais do Estado de Rondônia. Esse procedimento visa subsidiar as análises sobre resistividade do solo, resistência de aterramento, correção dos valores de ensaios na cadeia de isoladores do PRE e a relação dos índices de chuva e cerâmicos da região com as interrupções provocadas por descargas atmosféricas, em abordagens feitas aqui e nos próximos capítulos. O segundo propósito, diz respeito à apresentação e respectiva análise dos resultados das medições de campo relacionadas a resistência de terra dos contrapesos das torres da LT 230 kV e resistividade do solo ao longo da BR-364.

Como terceiro propósito, são apresentados os resultados das medições de campo feitas no Sistema PRE Itapuã, relacionadas às resistência de terra dos sistemas de aterramento, tensões de passo e toque, desequilíbrio de tensão, níveis de tensão e capacidade de carregamento em termos de potência ativa, reativa e aparente. Enfim, essa terceira parte do capítulo é uma das mais relevantes no escopo desta tese, no que diz respeito ao desempenho técnico da Tecnologia PRE.

3.1 Características do Solo e Dados Meteorológicos de Rondônia

A definição da composição de determinado tipo de solo é resultante da decomposição física, química e biológica do substrato rochoso, de forma que, o tipo de solo de uma região depende de vários fatores, como o tipo de rocha presente e seu histórico geológico, clima, relevo e cobertura vegetal (MORAIS,1998).

Sabe-se que a resistividade do solo depende de vários fatores, intrínsecos e extrínsecos como temperatura, teor de umidade, composição química dos sais dissolvidos e sua concentração na água retida, compactação, composição das rochas, idade geológica, entre outros. A rigor, a água relacionada com as características geofísicas e químicas do solo, determina sua capacidade de condução de cargas, visto que a circulação de corrente elétrica se dá por processo iônico, cuja eficiência vai depender da granulometria do solo, ou seja, da presença de grãos de diversos tamanhos (KINDERMANN; CAMPAGNOLO, 1991).

Numa abordagem voltada às questões de prospecção geológica, Orellana (1972), afirma que a condutividade da maioria das rochas se deve à existência de poros intergranulares e fissuras, parcialmente ou cheia de eletrólitos. Ainda segundo o mesmo autor, a porosidade de uma mesma classe de rocha diminui com a idade e o grau de metamorfismo. Visacro (2002), concorda que em áreas muito antigas a resistividade é muito elevada e que, geralmente, esse valor decresce com a diminuição da idade das rochas.

Com efeito, uma referência à idade das rochas e sua relação com os valores de resistividade do solo, pode ser um interessante indicativo no desenvolvimento de projetos de aterramento de sistemas elétricos para determinada região, o que certamente demanda maior conhecimento sobre sua formação geológica. Nesse sentido, Scandolara (1999) avalia que o conhecimento sobre a estrutura geológica do Estado de Rondônia tem avançado significativamente nas últimas décadas, principalmente em razão de mapeamentos desenvolvidos pela Companhia de Pesquisa de Recursos Minerais (CPRM) e alguns trabalhos acadêmicos de mestrado e doutorado, culminando assim com uma melhor definição em nível litoestrutural, litoestratigráfico e tectono-estrutural. Nesse contexto, Rizzotto (2007, p. 68), afirma que:

A porção sul-ocidental do Cráton Amazônico, onde se insere o Estado de Rondônia, contém registros de uma evolução geológica policíclica dada por um substrato rochoso formado a partir de 1,82 Ga¹ atrás e resultante de sucessivos episódios de magmatismo, metamorfismo, sedimentação e deformação que afetaram e retrabalharam, em parte, terrenos pretéritos, e geraram vários tipos de rochas e de depósitos minerais.

A visão atual da CPRM sobre o conhecimento geológico do Estado de Rondônia conforme Quadros e Rizzotto (2007), está sintetizada na elaboração de várias mapas

¹ Ga = Giga-anos = 1.000.000.000 de anos

temáticos, entre os quais o Mapa Geológico do Estado de Rondônia, versão 2007, com o mosaico do modelo digital do terreno gerado pelo “Shuttle Radar Topographic Mission” (SRTM). Este mapa está ilustrado na Figura 3.1, onde se pode notar, em amarelo, a indicação da BR- 364, ao lado da qual está localizada a linha de transmissão em 230 kV do sistema de transmissão de Rondônia.

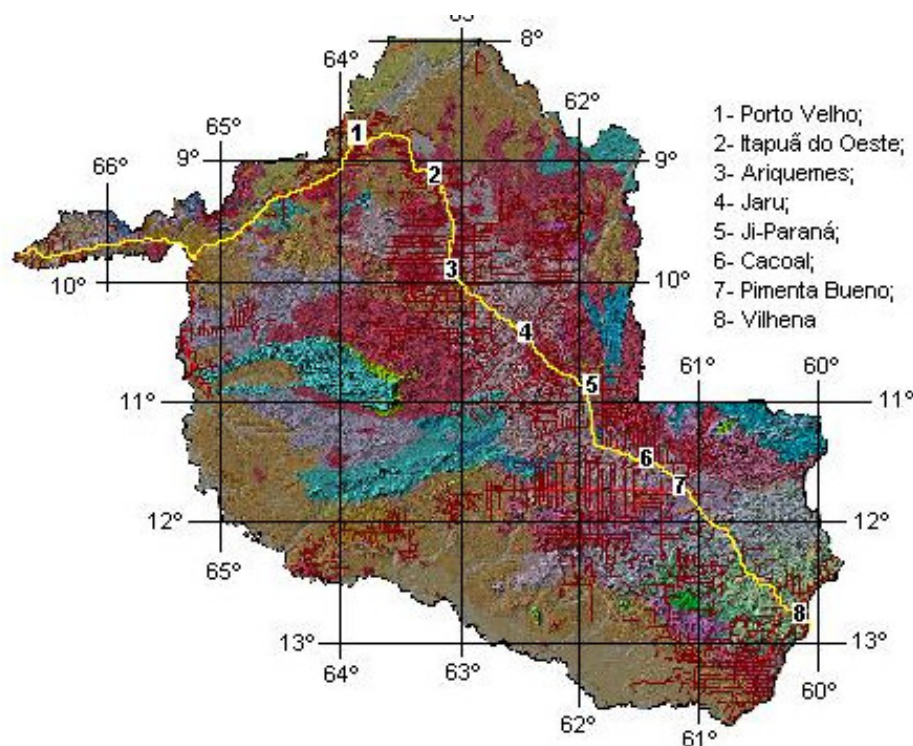


Figura 3.1 Características do terreno no Estado de Rondônia

Fonte: Figura adaptada de Quadros e Rizzotto (2007)²

A apresentação do mapa, mostrado na Fig. 3.1 tem como objetivo oferecer elementos que ajudem a compreender as variações encontradas nas medições de resistividade do solo, feitas em várias partes do Estado de Rondônia, entre as quais, o conjunto de medições feitas ao longo da BR-364, apresentadas neste trabalho. Contudo, foge aos objetivos aqui propostos o detalhamento sobre cada tipo de formação geológica que compõe o substrato rochoso de Rondônia.

No que diz respeito aos dados meteorológicos, cumpre observar, que o território brasileiro está localizado na faixa intertropical delimitada pelos trópicos de Câncer e Capricórnio, entre os quais a Linha do Equador. Tal faixa é caracterizada de forma abrangente como Zona Tropical, onde ocorrem vários padrões climáticos. O Estado de Rondônia,

² A Fig. 3.1 foi preparada com base no mapa identificado pelo título: “Mapa integrado geologia x modelo digital do terreno (MDT) – SRTM do Estado de Rondônia”. Escala: 1:1.000.000

localizado em uma zona de transição, entre a região equatorial e a região tropical, onde a temperatura do ar é normalmente elevada e praticamente uniforme ao longo do ano, tem como padrão climático predominante o clima tropical úmido quente (RONDÔNIA, 2007a).

As principais informações, a seguir apresentadas, estão contidas nos boletins climatológicos produzidos pela Secretaria de Estado do Desenvolvimento Ambiental (SEDAM), a partir de dados coletados pela rede de estações meteorológicas do Estado de Rondônia (REMAR). A rede opera desde 1998, em parceria com instituições governamentais no âmbito federal, estadual e municipal, além de instituições de ensino. Sua localização está mostrada na Tabela 3.1 e sua distribuição geográfica é apresentada na Figura 3.2.

Tabela 3.1 – Relação dos municípios onde estão localizadas as estações meteorológicas automáticas de superfície da REMAR

MUNICÍPIOS	COORDENADAS GEOGRÁFICAS		ALTITUDE (m)
	Latitude	Longitude	
Ariquemes	09° 56' 05" S	62° 57' 42" W	219
Cacoal	11° 29' 01" S	61° 22' 46" W	186
Campo Novo	10° 26' 27" S	64° 07' 35" W	110
Costa Marques	12° 25' 52" S	64° 13' 55" W	145
Guajará-Mirim	10° 47' 21" S	65° 16' 50" W	150
Ji-Paraná	10° 51' 46" S	61° 57' 24" W	159
Machadinho D'Oeste	09° 23' 48" S	62° 01' 10" W	198
Porto Velho	08° 47' 42" S	63° 50' 45" W	95
Alta Floresta D'Oeste	13° 05' 06" S	62° 16' 41" W	161
São Miguel do Guaporé	11° 41' 17" S	62° 43' 09" W	191
Vilhena	12° 46' 12" S	60° 05' 39" W	612

Fonte: Rondônia (2007b)

De acordo com os boletins climatológicos relativos aos anos de 1999 a 2006, sabe-se que a média anual da temperatura do ar varia entre 24°C e 26°C, tendo sido registradas temperaturas máximas absolutas superiores a 39°C. A média anual da precipitação pluvial varia entre 1.400 mm/ano e 2.600 mm/ano, sendo observado que a média climatológica da precipitação pluvial para os meses de junho, julho e agosto é inferior a 20 mm/mês. A umidade relativa do ar apresentou valores médios anuais entre 90,6 % e 83,0 %, com valores mais elevados coincidentes com o período mais chuvoso, que vai de novembro a março (RONDÔNIA, 2001, 2002, 2003, 2005a, 2005b, 2007a, 2007b).

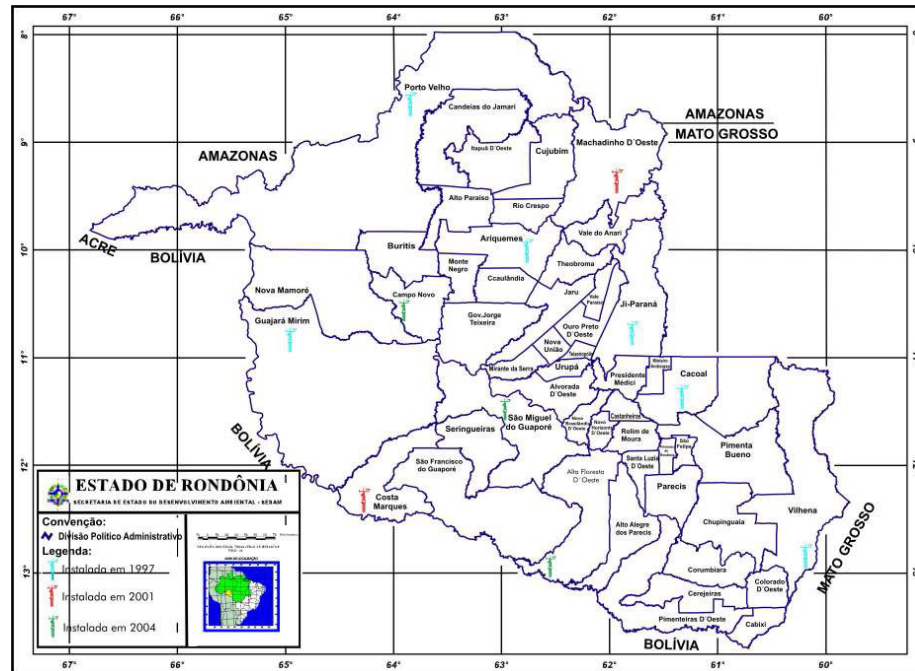


Figura 3.2 Distribuição geográfica das estações meteorológicas da REMAR

Fonte: Figura adaptada de Rondônia (2007b)

Visando oferecer uma visão de conjunto, na Tabela 3.2 são apresentados os valores médios de temperatura, umidade relativa, pressão atmosférica e número de dias de chuvas ocorridos no período de 1999 a 2006. Adicionalmente, é apresentada na Figura 3.3 a precipitação mensal verificada em Porto Velho, cobrindo um período de 30 anos, ou seja, de 1961 a 1990.

Tabela 3.2 – Dias de chuva, valores médios de temperatura, umidade relativa e pressão atmosférica referente às localidades de Porto Velho/Ariquemes/Ji-Paraná. Valores entre parêntesis indicam a temperatura média do Estado

ANO	DIAS DE CHUVA	TEMPERATURA Valores Médios (°C)	UMIDADE RELATIVA	PRESSÃO ATMOSFÉRICA (mb)
1999	152	25,2/25,4/25,5 (24,80)	84,80 %	Sem Informação
2000	150	25,4/25,2/25,2 (24,81)	87,26 %	Sem Informação
2001	164	25,3/25,1/25,3 (24,78)	86,75 %	Sem Informação
2002	151	25,8/25,8/25,7 (25,37)	84,62 %	Sem Informação
2003	138	25,6/25,4/25,6 (25,10)	90,60 %	1001,9 / 983,4 / 994,8
2004	149	25,8/25,4/25,6 (24,8)	87,00 %	1003,9 / 987,2 / 994,8
2005	128	26,2/25,5/25,8 (25,3)	84,00 %	1002,0 / 994,0 / 994,0
2006	140	25,9/25,5/25,7 (25,2)	83,00 %	1001,0 / 996,0 / 995,0

Fonte: Rondônia (2000, 2001, 2002, 2003, 2005a, 2005b, 2007a, 2007b)

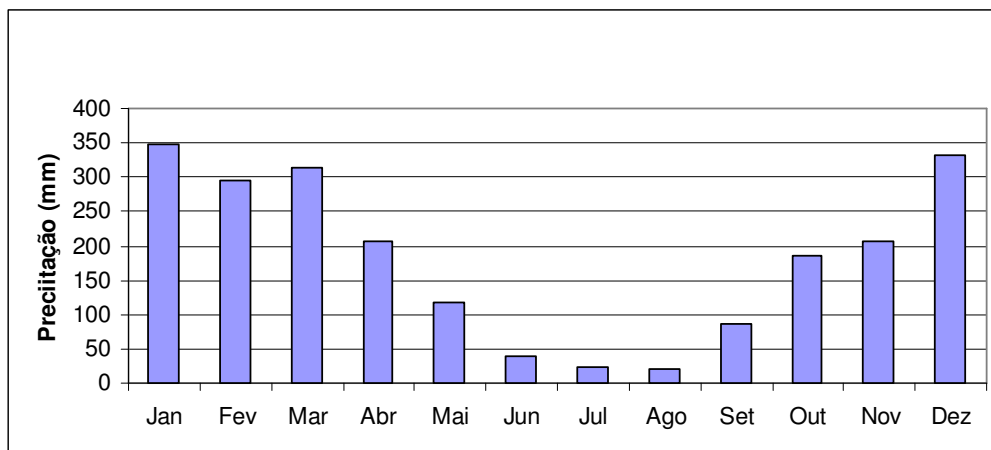


Figura 3.3 Precipitação em Porto Velho – de 1961 a 1990

Fonte: (BRASIL, 1992)

Na Figura 3.4 são apresentadas as precipitações verificadas nas cidades próximas à instalação do Sistema PRE, tendo-se como referência o ano de 2002.

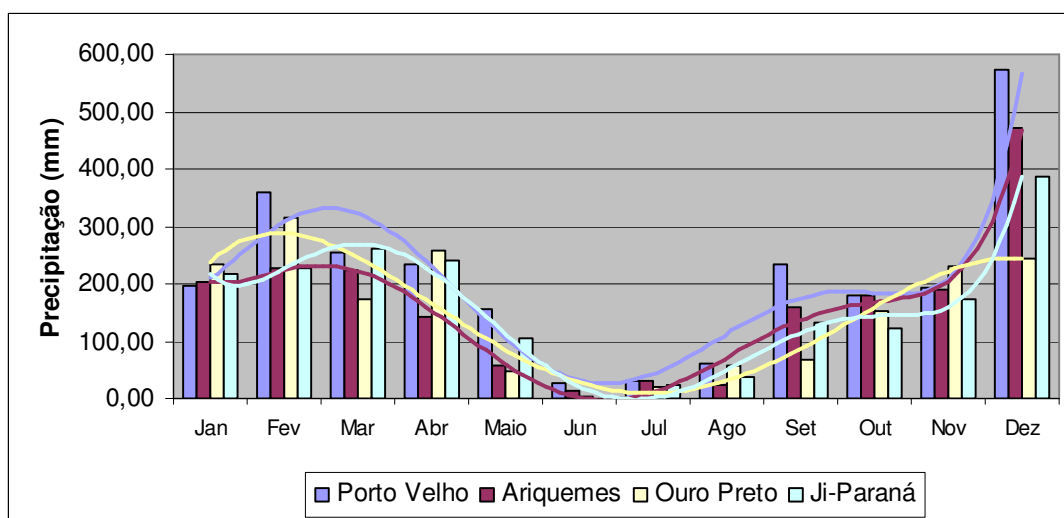


Figura 3.4 Precipitação mensal verificada no ano de 2002

Fonte: Adaptada de Rondônia (2003), CEPLAC/SUPOC/NUPEX-OP (2005)³

Embora o Estado de Rondônia tenha passado por profundas transformações ambientais a partir de 1990, relacionadas ao desmatamento e conseqüente queimadas, o comportamento das precipitações, mostrado na Figura 3.4, segue o mesmo padrão da longa série histórica de Porto Velho, cuja característica principal aponta para os meses de junho, julho e agosto como os períodos de menor incidência de chuvas.

³ As precipitações mensais referentes a Ouro Preto do Oeste, foram disponibilizadas pela CEPLAC/SUPOC, através do núcleo de pesquisa na referida cidade.

Na sequência são apresentados na Tabela 3.3 os dados referentes ao índice cerâmico, normalmente indicado por T_d , correspondente às iniciais das palavras “thunderstorm days”. Esse parâmetro diz respeito ao número de dias de trovoadas por ano em uma determinada localidade. Na mesma Tabela também são apresentados os registros de horas de trovoadas, indicados por T_h . Os dados, que compreende o período de 1996 a 2005, foram registrados pela Base Aérea de Porto Velho (BRASIL, 2006; SERVIÇO REGIONAL DE PROTEÇÃO AO VÔO DE MANAUS, 2000).

Tabela 3.3 – Dias e horas de trovoadas em Porto Velho – de 1996 a 2005

MESES	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
	dt	dt	dt	dt	dt	dt	dt	dt	dt	dt
	ht	ht	ht	ht	ht	ht	ht	ht	ht	ht
Janeiro	14	8	9	9	8	8	18	13	12	14
	43:20	10:30	15:30	22:50	16:05	20:38	26:30	18:50	15:45	25:13
Fevereiro	20	17	11	9	8	10	13	10	10	10
	43:46	34:10	23:10	24:50	21:00	15:55	25:25	19:25	16:50	20:47
Março	19	8	6	8	12	20	13	14	13	8
	15:04	14:55	09:00	11:00	20:15	30:26	28:55	16:30	22:03	11:00
Abril	11	13	11	9	12	14	7	14	11	7
	29:42	22:20	16:50	18:35	19:55	32:02	07:35	24:33	18:05	13:55
Mai	11	1	6	7	7	12	9	6	3	9
	22:05	00:40	09:25	08:35	09:32	19:46	12:38	10:45	03:13	18:00
Junho	0	2	2	5	2	5	4	4	1	0
	00:00	01:45	00:55	14:25	02:50	07:09	05:00	04:15	01:00	00:00
Julho	1	1	1	0	7	4	5	1	3	0
	02:00	01:45	00:45	00:00	09:08	08:17	12:00	00:35	05:50	00:00
Agosto	7	7	4	4	7	4	10	3	5	8
	02:25	15:10	06:40	04:15	16:00	03:57	17:30	04:58	05:20	16:40
Setembro	10	8	10	15	12	14	11	14	8	6
	24:19	18:33	17:10	45:24	23:10	29:30	23:35	26:20	09:45	11:35
Outubro	16	15	14	14	19	10	14	15	20	20
	35:50	29:42	31:05	22:43	42:25	20:55	29:22	37:35	48:05	45:30
Novembro	13	9	14	15	17	15	19	16	8	13
	34:55	21:27	23:55	46:00	38:15	27:16	35:23	32:55	09:45	33:35
Dezembro	17	18	13	8	18	11	16	22	11	9
	36:28	36:10	29:15	12:10	18:17	30:46	29:21	34:44	17:55	15:23
T_d	139	107	101	103	129	127	139	132	105	104
T_h	289:54	207:11	183:40	230:47	236:52	246:37	253:14	231:25	173:36	211:38

Nota: dt = dias de trovoadas; ht = horas de trovoadas por mês; T_d = dias de trovoadas por ano; T_h = horas de trovoadas por ano

As características da distribuição mensal dos dias e horas de trovoadas, obtidas a partir dos dados da Tabela 3.3, também são apresentadas graficamente na Figura 3.5. Neste caso, tem-se como objetivo mostrar que o comportamento sazonal é semelhante ao que acontece com a precipitação mensal.

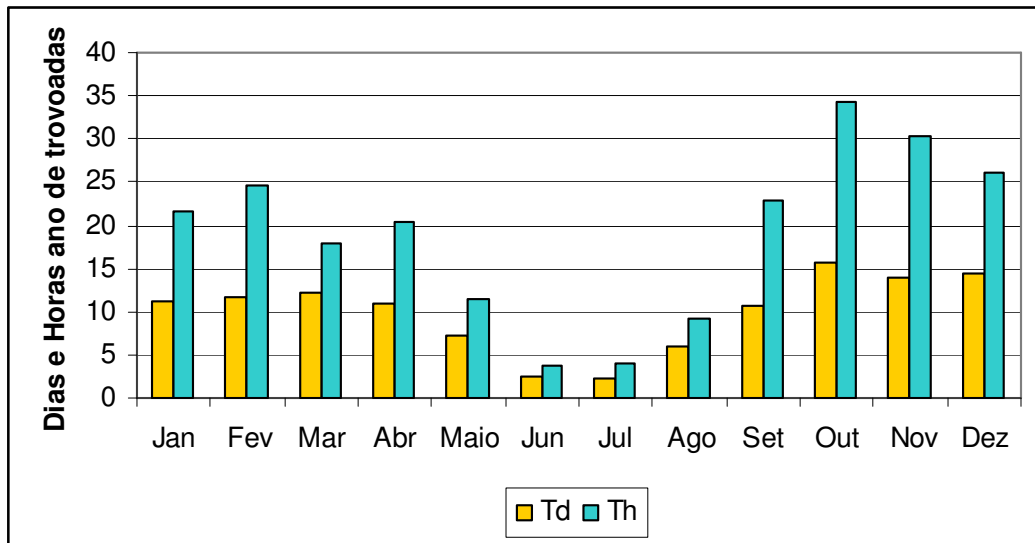


Figura 3.5 Características mensais dos dias e horas de trovoadas registradas em Porto Velho, no período de 1996 a 2005

O comportamento sazonal das precipitações e dos índices cerânicos (Td e Th), apresentados nesta Seção tem por objetivo subsidiar as análises que são feitas no Capítulo 5, visando correlacionar estes dados com os registros de interrupções do Sistema PRE Rondônia, classificadas como sendo causadas por descargas atmosféricas.

3.2 Medição da Resistência de Terra da LT 230 kV

Por razões práticas, relacionadas à não disponibilidade de equipe treinada para acessar a torre com os cabos da linha energizados e isolar os cabos para-raios das torres multiterradas, a medição da resistência de terra dos contrapesos da LT 230 kV foi restrita às torres cujos cabos para-raios são isolados das mesmas.

Entretanto, nem todos os contrapesos foram medidos, pois no período de julho a setembro de 2006, quando estavam sendo realizadas as medições, a ELETRONORTE estava instalando os cabos OPGW, sendo tais cabos aterrados em cada torre. Adicionalmente, cumpre salientar que, além das medições de resistência de terra, também foram realizadas medições de resistividade do solo ao longo da BR-364, sendo a maioria feita próxima à faixa de servidão da linha.

Para garantir uniformidade de procedimentos e conseqüente confiabilidade nos valores medidos, as equipes envolvidas nas medições foram devidamente treinadas. Também foi utilizado um mesmo tipo de instrumento de medição, ou seja, foram empregados terrômetros digitais, modelo MTD-20KWe, fabricado pela Megabrás.

Entre a UHE Samuel e Ji-Paraná, existem 583 torres com cabos para-raios isolados. Desse total, foram medidas 306 torres, sendo 106 na LT SMAQ, trecho entre a UHE Samuel e Itapuã do Oeste, 116 na LT AQJR e 84 na LT JRJP, trecho entre Jaru e Ouro Preto do Oeste. Os resultados dessas medições são apresentados pelos gráficos das Figuras 3.6, 3.7 e 3.8.

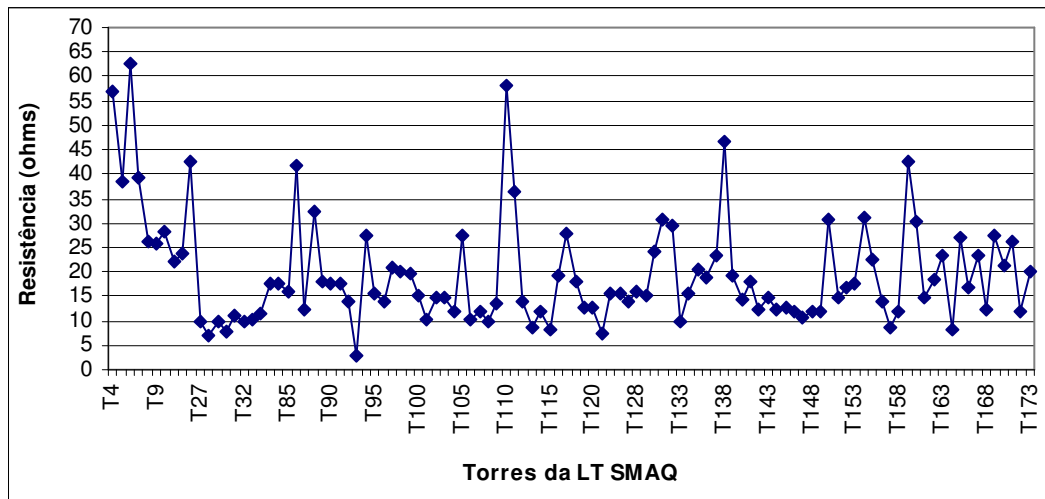


Figura 3.6 Resistência de terra dos contrapesos das torres da LT SMAQ

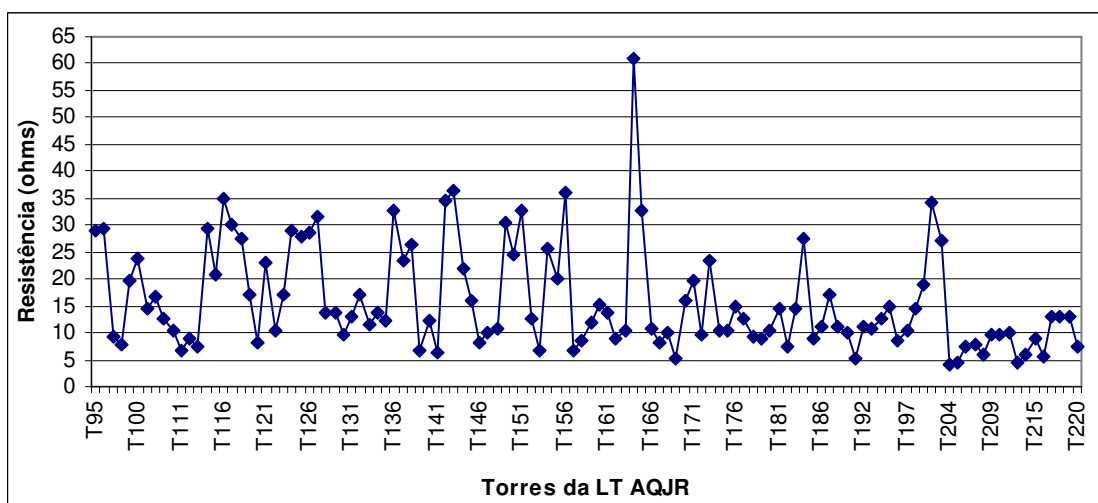


Figura 3.7 Resistência de terra dos contrapesos das torres da LT AQJR

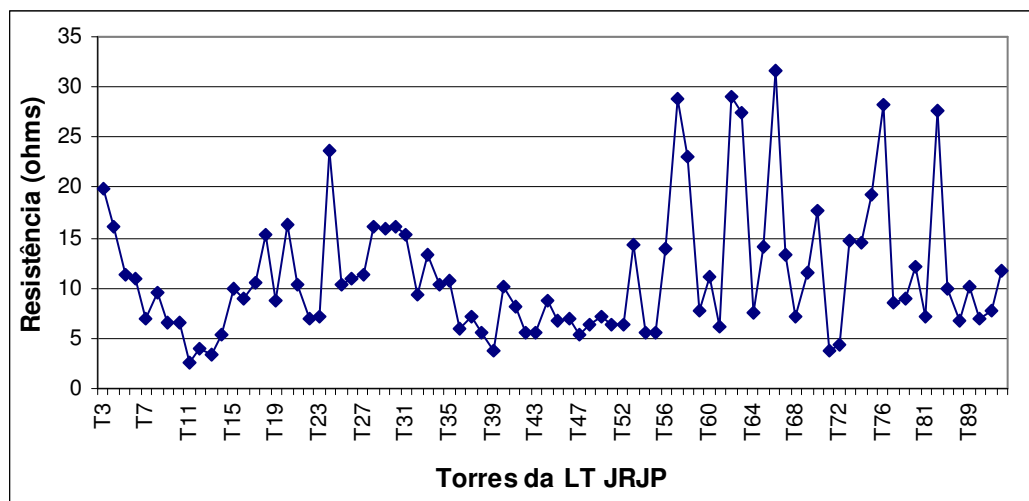


Figura 3.8 Resistência de terra dos contrapesos das torres da LT JRJP

Observando-se os três gráficos mostrados nas figuras anteriores, é possível constatar que há uma significativa concentração de valores no intervalo de 0 a 20 Ω . Com efeito, verifica-se que os menores valores medidos foram na LT JRJP, onde mais de 90% estão concentrados no intervalo citado. Vale ressaltar, que os maiores valores de resistência de terra dos contrapesos foram medidos justamente nos trechos onde operou o PRE Jaru e opera o PRE Itapuã do Oeste.

3.3 Medição da Resistividade do Solo ao Longo da BR-364

Sem perder o foco relacionado ao objetivo deste trabalho, foram feitas medições de resistividade do solo em vários pontos do Estado de Rondônia⁴, especialmente ao longo da BR-364, por ser uma das principais referências para os corredores das linhas existentes e futuras. Porém, cumpre salientar, que foram priorizados os trechos da LT 230 kV com cabos para-raios isolados, notadamente os trechos entre a UHE Samuel e Itapuã do Oeste, onde a Tecnologia PRE se encontra em operação, e o trecho entre Ariquemes e Jaru (LT AQJR), cuja Tecnologia PRE esteve em operação no período de 1996 a 2000. Visando obter um resultado o mais desfavorável possível sob o ponto de vista da umidade, as medições foram feitas nos meses de agosto e setembro de 2006, quando a ocorrência de chuvas na região foi mínima.

⁴ Esta Tese está inserida nos objetivos do Programa de P & D da CERON, no âmbito de um projeto mais abrangente (Projeto 02) que prevê, entre outras coisas, a medição de resistividade do solo em vários locais do Estado de Rondônia.

Todas as medições de campo aqui mencionadas foram submetidas ao processo de estratificação, através do programa computacional “Current Distribution, Electromagnetic interference, Ground and Soil structure analysis” (CDEGS), cujos resultados detalhados estão apresentados nos documentos produzidos por Carvalho et al. (2008), Obase et al. (2007) e Silva Neto et al. (2008). Assim, tomando-se como referência os resultados acima mencionados, esses valores são aqui organizados sob a forma de gráficos de barra, contendo as faixas de variação da resistividade do solo da primeira camada, para profundidade igual ou maior que 0,80 m, por ser essa a referência de profundidade em que os cabos dos contrapesos das torres são enterrados. Nas raras situações em que a profundidade da primeira camada foi menor, considerou-se o valor da camada imediatamente abaixo, até atingir o critério de profundidade adotada.

Inicialmente, na Figura 3.9 é apresentado o gráfico contendo as faixas de variação de resistividade do solo entre a UHE Samuel e Itapuã do Oeste. Ao todo foram feitas 32 medições, entre as torres 13 e 171, em uma extensão aproximada de 66 km. Embora seja um número insuficiente de medidas, os resultados refletem a ordem de grandeza da resistividade do solo na região. Como se pode constatar, todos os valores estão acima de 1.000 $\Omega \times m$.

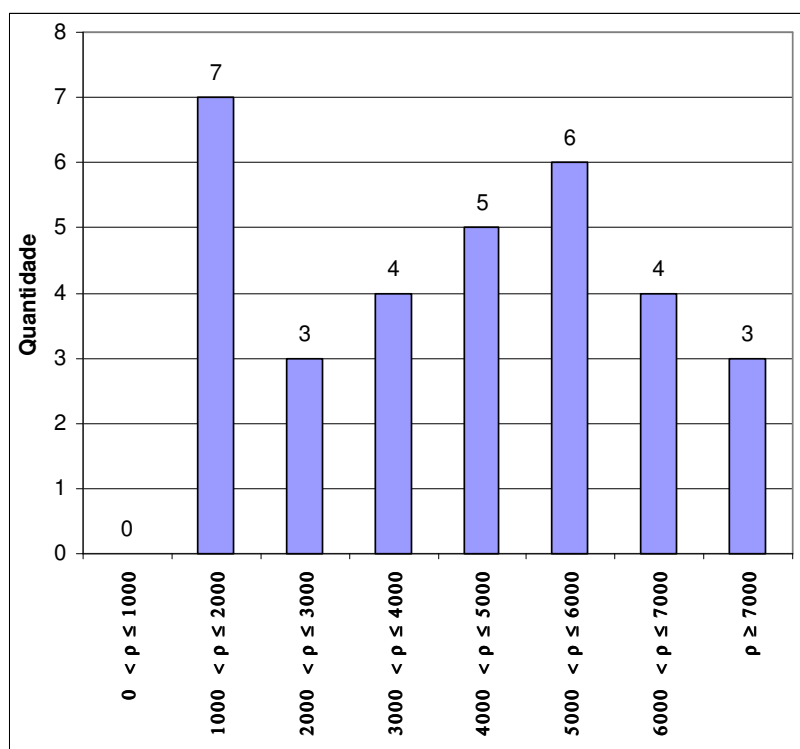


Figura 3.9 Faixas de variação da resistividade do solo ao longo da LT SMAQ, trecho entre UHE Samuel e Itapuã do Oeste

Em seguida, é apresentado na Figura 3.10 os resultados obtidos ao longo da LT AQJR, ou seja, trecho entre Ariquemes e Jaru. Ao longo dessa linha foram realizadas 47 medições, em uma extensão aproximada de 84 km. Embora essa seja uma região com maior incidência de montanhas em relação ao trecho da LT SMAQ, verifica-se que mais de 60 % dos valores estão nas faixas até 1.000 $\Omega \times m$, sendo que mais de 23 % desse universo está na faixa de valores que vão até 500 $\Omega \times m$. Nota-se também que foi registrado apenas um valor acima de 4.000 $\Omega \times m$.

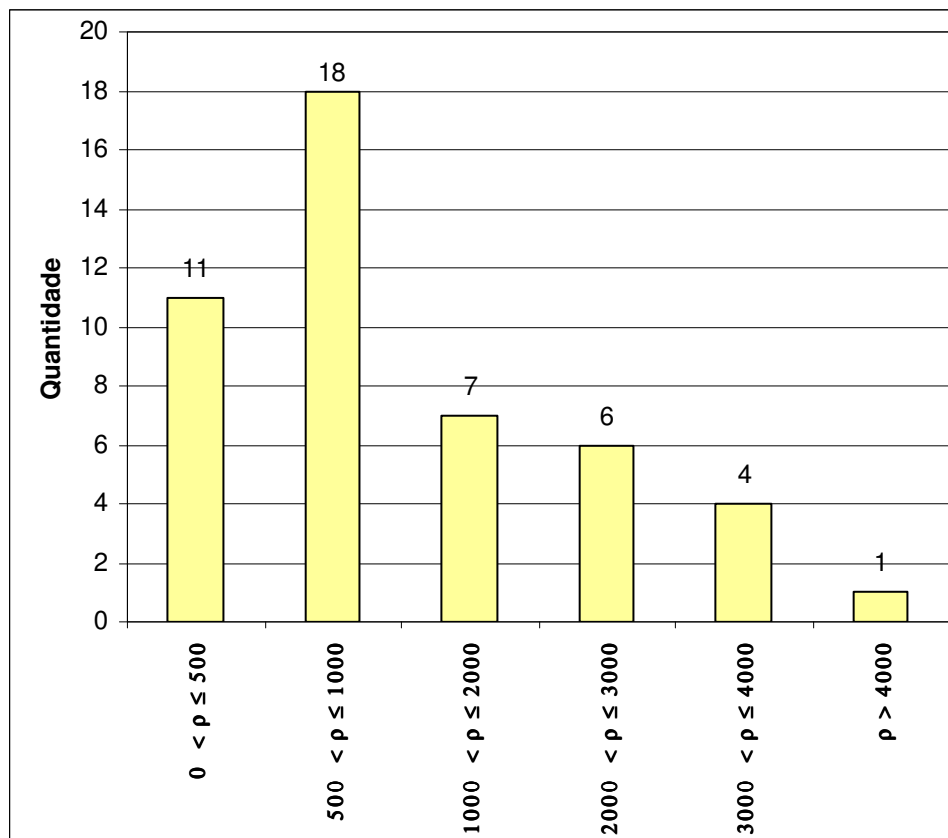


Figura 3.10 Faixas de variação da resistividade do solo ao longo da LT AQJR

Na sequência, é apresentada a Figura 3.11 contendo as faixas de valores medidos ao longo da linha de transmissão Jaru/Ji-Paraná (LT JRJP). Os valores apresentados no gráfico se referem às medições feitas entre Jaru e Ouro Preto do Oeste. Foram feitas poucas medições nesse trecho, apesar disso, essas medições possibilitam uma visão mais ampla sobre o comportamento da resistividade da primeira camada do solo, cuja característica predominante tem sido decrescente com a profundidade. Esse aspecto foi verificado desde a UHE Samuel até as proximidades de Ouro Preto do Oeste.

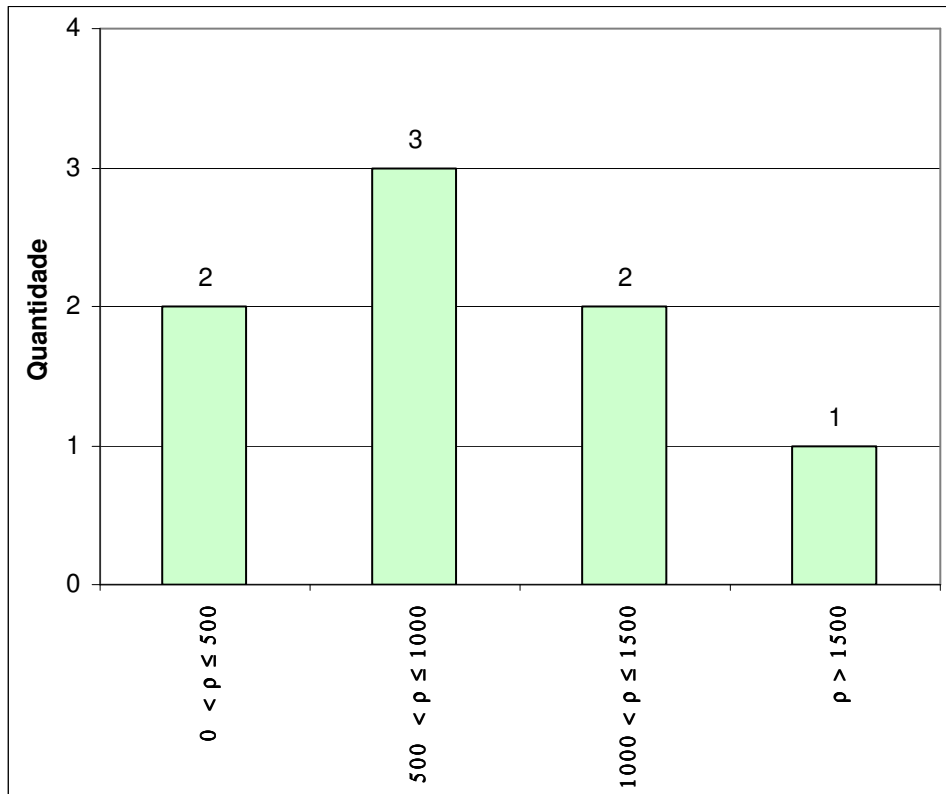


Figura 3.11 Faixas de variação da resistividade do solo ao longo da LT JRJP, trecho entre Jaru e Ouro Preto do Oeste

Visando conhecer a ordem de grandeza da resistividade, para os trechos seguintes, a seguir são apresentadas as faixas de variação da resistividade do solo de Ji-Paraná a Vilhena. Para tanto, foram utilizados os dados de medição de resistividade do solo feitos pela ELETRONORTE⁵.

Os resultados da Fig. 3.12, a seguir apresentados, correspondem às medições feitas entre os pontos de locação das torres⁶ 95/2 e 117/2, em uma extensão aproximada de 22 km. Analisando esse trecho, constata-se que a resistividade da segunda camada é crescente no sentido Ji-Paraná/Pimenta Bueno, visto que, no trecho entre o quilômetro 95 até o quilômetro 105 foi registrado a maioria dos valores com resistividade do solo até $4.000 \Omega \times m$. Os maiores valores de resistividade são verificados justamente a partir do ponto de locação da torre no quilômetro 105, sentido Vilhena. Enfim, no trecho entre Ji-Paraná e Pimenta Bueno quase todas as medições resultaram em valores no intervalo até $12.000 \Omega \times m$.

⁵ Essas medições, disponibilizadas pela ELETRONORTE, foram realizadas por ocasião da elaboração do projeto da LT 230 kV entre Ji-Paraná e Vilhena.

⁶ Em cada ponto de locação, a torre foi identificada com uma numeração correspondente à distância até a origem, dada em quilômetro. Desse modo, a locação 95/2 indica a segunda torre locada no quilômetro 95, contado a partir de Ji-Paraná.

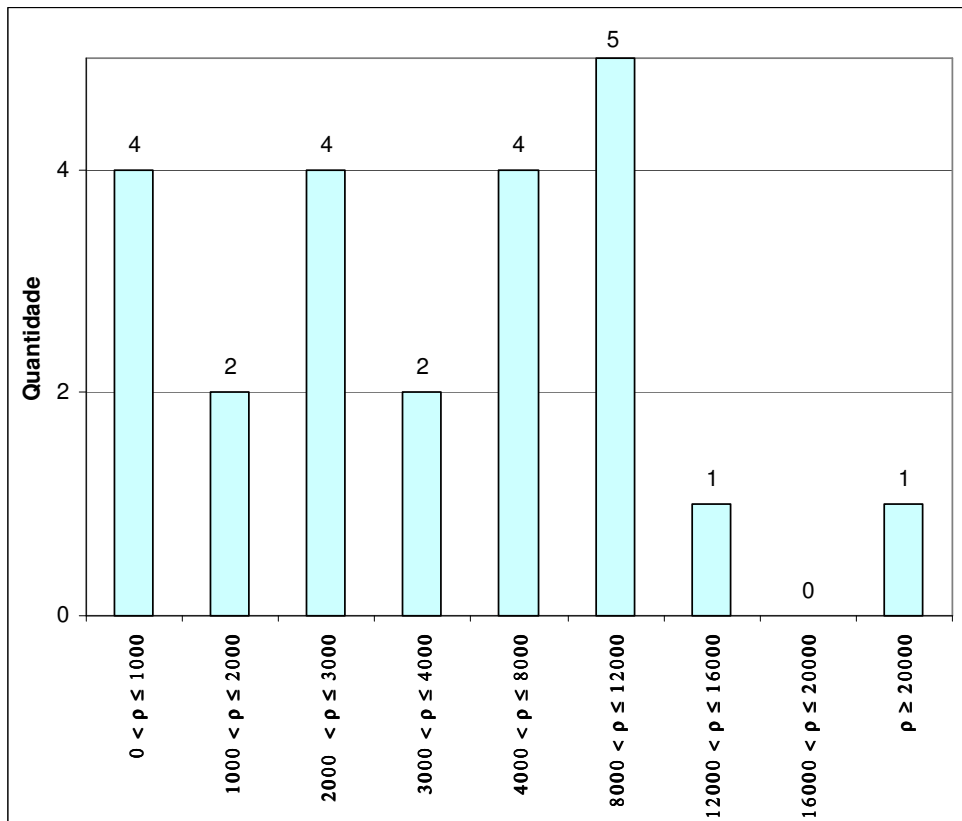


Figura 3.12 Faixas de variação da resistividade do solo entre Ji-Paraná e Pimenta Bueno

A seguir é apresentada a Figura 3.13, contendo as faixas de valores de resistividade verificadas no trecho Pimenta Bueno/Vilhena. Nesse trecho, foram feitas medições entre os pontos de locação das torres 67/2 e 86/1, compreendendo uma extensão aproximada de 19 km. Não foi constatado nenhum valor na faixa até 1.000 $\Omega \times m$. A maioria dos valores está situada nas faixas acima de 15.000 $\Omega \times m$.

Cumprе esclarecer que, no trecho entre Ji-Paraná e Vilhena, a estratificação do solo foi feita a partir do valor médio das medições feitas nos pontos de locação dentro de um mesmo quilômetro, como por exemplo, as medições feitas nos pontos de locação das torres 96/1 e 96/2 foram somadas e obtidas a média aritmética, sendo esse resultado utilizado no processo de estratificação. Portanto, ainda que de forma bastante abrangente, cada dado apresentado reflete a resistividade do solo na extensão de um quilômetro.

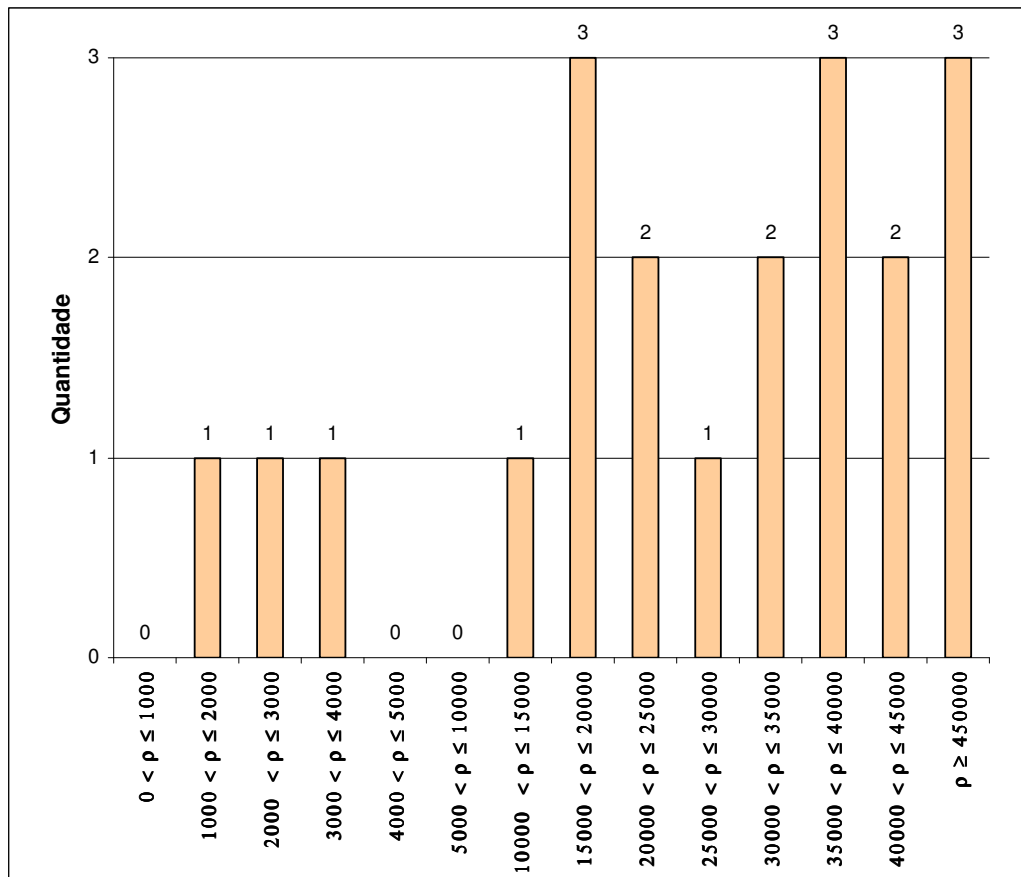


Figura 3.13 Faixas de variação da resistividade do solo entre Pimenta Bueno e Vilhena

Os resultados de resistividade do solo apresentados, embora em quantidade insuficientes, servem como indicativo. Nesse sentido, verifica-se, que entre a UHE Samuel e Itapuã estão concentrados os valores na faixa de 2.000 Ω x m a 7.000 Ω x m. Entre Ariquemes e Ji-Paraná, a maioria dos valores de resistividade da primeira camada estão concentrados na faixa de até 1.000 Ω x m. De Ji-Paraná a Pimenta Bueno há uma concentração de valores até 12.000 Ω x m. De Pimenta Bueno a Vilhena, a resistividade do solo é crescente, apresentando valores extremos, superiores a 50.000 Ω x m.

A Figura 3.1 indica, através das tonalidades de cores, os principais tipos de terrenos entre Pimenta Bueno e Vilhena, quais sejam: folhelho marron-chocolate, siltito, arenito fino, calcário dolomítico, siltito carbonático, quartzo-arenito, argilito, entre outros, cujas idades geológicas máximas variam entre 23,5 a 435 milhões de anos. Comparativamente, no trecho entre a UHE Samuel e Ji-Paraná, a idade geológica dos terrenos são, na sua maioria, superiores a 1.000 milhões de anos (QUADROS; RIZZOTTO, 2007). Conclui-se, portanto, que não é possível estimar a resistividade do solo de determinada região a partir de dados de

sua idade geológica, ou seja, associar maior valor de resistividade a terrenos mais antigos. Assim, o mais apropriado é a realização de medições no local, como uma primeira aproximação, que pode ser utilizada em uma fase preliminar de planejamento.

3.4 Medições Realizadas no Sistema PRE Itapuã

Por ser uma experiência nova introduzida no cotidiano da CERON, uma série de providências foram tomadas com o propósito de acompanhar o desempenho técnico e operacional da Tecnologia PRE. Assim, essa pesquisa contempla em seus objetivos a realização de medições com a mesma metodologia utilizada no PRE Jarú, e que foi adotada no comissionamento e nas medições feitas posteriormente no PRE Itapuã. Entretanto, com o desenvolvimento da pesquisa, novos métodos de medições foram adicionados, além da introdução de pequenas modificações na instalação PRE. Enfim, as medições e respectivas modificações são apresentadas a seguir.

3.4.1 Medições da Resistência de Terra do Sistema de Aterramento

O sistema de aterramento do PRE Itapuã é formado por duas malhas localizadas em Samuel e três em Itapuã, ou seja, compondo a Subestação Supridora em Samuel, tem-se a malha da respectiva subestação e a malha independente. No outro extremo, ou seja, em Itapuã do Oeste, tem-se o contrapeso da torre 164, considerado como a malha de terra independente, o aterramento na estrutura onde vão instalados os bancos de capacitores e respectivos para-raios e, finalmente, a malha da Subestação Distribuidora. Devido à proximidade da subestação supridora da Subestação 230 kV em Samuel, as malhas das subestações foram interligadas, visando obter o menor valor de resistência de terra equivalente e, por conseguinte, garantir reduzidos valores de tensão de toque e tensão de passo.

Na fase de comissionamento da instalação, não foi possível a realização da medição da resistência de terra da malha da subestação supridora interligada à malha da subestação de 230 kV da UHE Samuel. Da mesma forma, devido a dificuldades operacionais no local para efetuar a medição com o terrômetro convencional, a resistência de terra da malha independente não foi realizada. Como exposto na sequência deste trabalho, essa atividade não

foi priorizada, dado à expectativa de se obter, através de medições no local, baixos valores de tensões de passo e toque. Também não foram executadas medições no aterramento da estrutura com os bancos de capacitores.

No desenvolvimento desta pesquisa, as medições que não foram realizadas à época do comissionamento receberam especial atenção, dado a possibilidade de aplicação do método mencionado em Iliceto et al. (2004). De acordo com tal método, a resistência de terra é obtida a partir da medição da corrente de retorno que circula continuamente pelo solo (I_g) e pela medição da tensão remota (U_e), conforme ilustração mostrada na Figura 3.14.

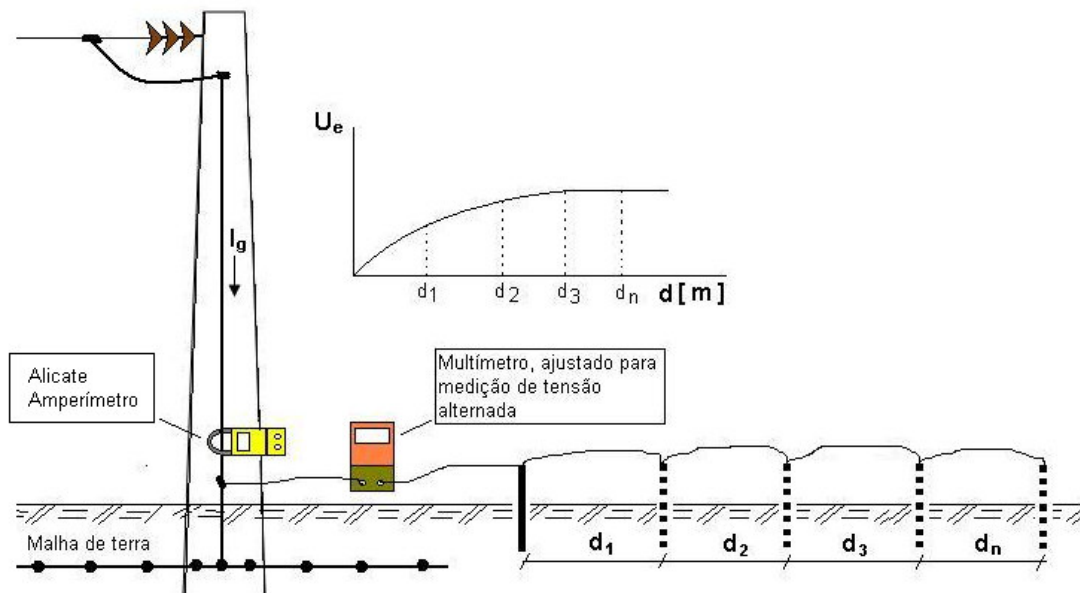


Figura 3.14 Ilustração do método empregado para medição da resistência de terra do sistema de aterramento da Tecnologia PRE

De acordo com o apresentado na Figura 3.14, a resistência do aterramento é obtida pela relação:

$$R_g = U_e / I_g \quad (3.1).$$

No escopo deste trabalho, esse método foi denominado de medição de resistência de terra pelo método indireto (R_{ind}). Portanto, aplicando-se o referido método na malha da subestação supridora, foi obtido $R_{ind} = 0,11 \Omega$, sendo este o maior valor medido⁷. Da mesma

⁷ Na primeira medição da resistência de terra da malha da SE supridora pelo método indireto foi encontrado $R_{ind} = 0,10 \Omega$.

forma, na malha de terra independente foi obtido valor de $R_{ind} = 1,38 \Omega$, sendo este resultado inferior ao previsto em projeto e abaixo do limite máximo de $3,01 \Omega$, como indicado na Tabela 2.6. Este é um valor limite, a partir do qual pode acontecer o fenômeno de ressecamento do solo, previsto através da equação de Ollendorff (ABB; MARTE, 1995).

No comissionamento da malha independente, em Itapuã do Oeste, composta pelo contrapeso da torre de derivação do PRE, identificada operacionalmente como torre 164, foi medida inicialmente o valor de $23,30 \Omega$, bem acima dos $7,71 \Omega$ previsto em projeto. A decisão adotada para se conseguir um valor menor de resistência de terra foi duplicar os cabos do aterramento, ou seja, foram instalados mais quatro cabos, formando um contrapeso de 8 pernas. Como resultado, foi medido o valor de $15,50 \Omega$. Apesar de ser ainda um valor alto, ele foi aceito tomando-se como referência o valor da resistência máxima permitida para a malha de terra⁸, indicada na Tabela 2.6, sendo igual a $18,58 \Omega$.

Todas as medições de acompanhamento das variações da resistência de terra da torre 164 foram feitas no escopo desta pesquisa. Não foi encontrado, até outubro de 2008, nenhum valor superior àquele do comissionamento. O resultado dessas medições está apresentado no gráfico da Figura 3.15 .

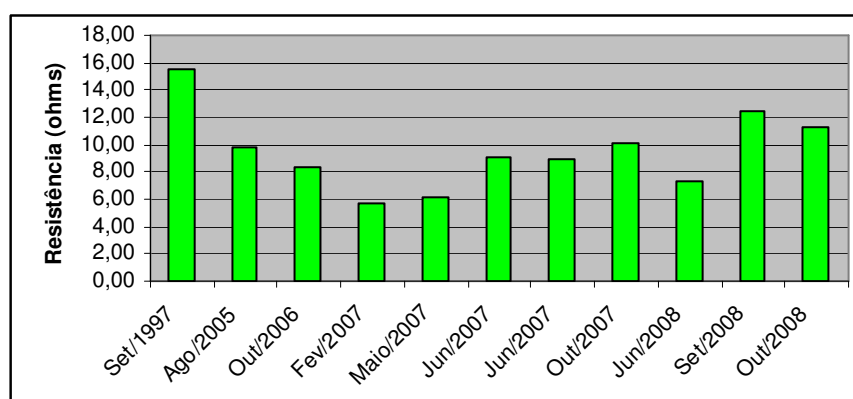


Figura 3.15 Valores medidos de resistência de terra no contrapeso da torre 164

Da mesma forma, no comissionamento da malha da subestação distribuidora do PRE em Itapuã, foi encontrado nas medições um valor de resistência de terra igual a $33,08 \Omega$. Esse valor foi aceito por ser menor que aquele previsto em projeto, igual a $42,46 \Omega$. Nessa malha, a

⁸ Esse valor foi obtido considerando-se a condutividade térmica do solo igual a $3 \text{ W/m}^\circ\text{C}$ e elevação de temperatura igual a 65°C sobre uma temperatura ambiente igual a 35°C .

maioria das medições foi realizada no escopo desta pesquisa, cujos resultados estão mostrados através do gráfico de barras da Figura 3.16. Também foi feita a constatação de que todos os valores de resistência de terra são bem menores que aqueles inicialmente medidos no comissionamento. O maior valor medido foi em outubro de 2008, igual a 14,00 Ω .

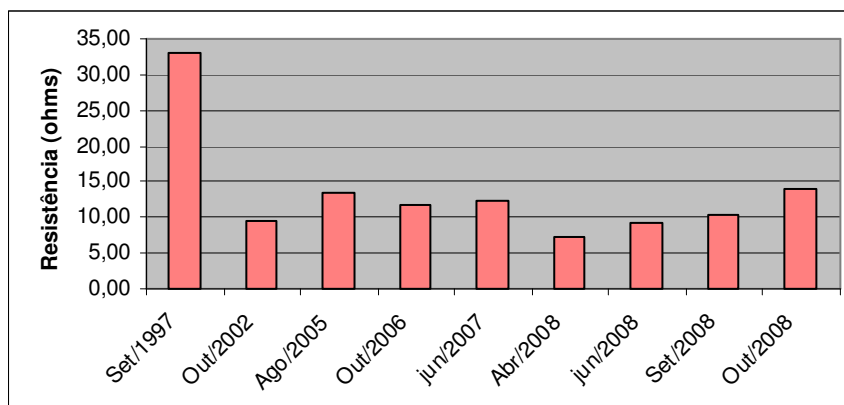


Figura 3.16 Medições de resistência de terra na malha da subestação distribuidora do PRE, em Itapuã do Oeste

Na Tabela 3.4 são apresentados todos os valores de resistência de terra, com o objetivo de oferecer uma visão de conjunto entre os valores previstos em projeto, medidos no comissionamento e o maior valor medido até outubro/2008.

Tabela 3.4 - Valores previstos e medidos no sistema de aterramento do PRE Itapuã

LOCAL	RESISTÊNCIA DE TERRA		
	Valor Previsto	Valor Medido no Comissionamento	Maior Valor medido até 10/2008
Samuel – SE supridora	0,11 Ω
Samuel – malha de terra independente	2,35 Ω	1,38 Ω
Contrapeso da torre 164	7,71 Ω	15,50 Ω	12,46 Ω
Itapuã do Oeste SE distribuidora	42,46 Ω	33,08 Ω	13,91 Ω

O desempenho do sistema de aterramento do PRE Itapuã, conforme o conjunto das medições apresentadas nesta subseção, explicam, por sua vez, os bons resultados obtidos nas medições de tensões de toque e passo, apresentados a seguir.

3.4.2 Medições das Tensões de Toque e Passo

Conceitualmente, a tensão de toque (U_t) corresponde ao máximo valor de tensão entre um ponto de uma estrutura metálica situado ao alcance da mão de uma pessoa e um ponto no chão situado a um metro de distância da base da estrutura considerada, quando a mesma é submetida à circulação de corrente elétrica; a tensão de passo (U_p) diz respeito à diferença de potencial que aparece entre dois pontos situados no chão distanciados por um metro, devido à passagem de corrente pelo solo (LEON, 1982).

O monitoramento das tensões de toque e de passo tem sido feito em locais previamente definidos, conforme mostrado nos croquis das figuras a seguir apresentadas. Assim, as indicações dos pontos de medição na malha de terra da subestação supridora do PRE interligada com a malha da Subestação 230 kV da UHE Samuel, assim como as indicações dos pontos de medição referente à malha independente localizada em Samuel, são apresentadas na Figura 3.17.

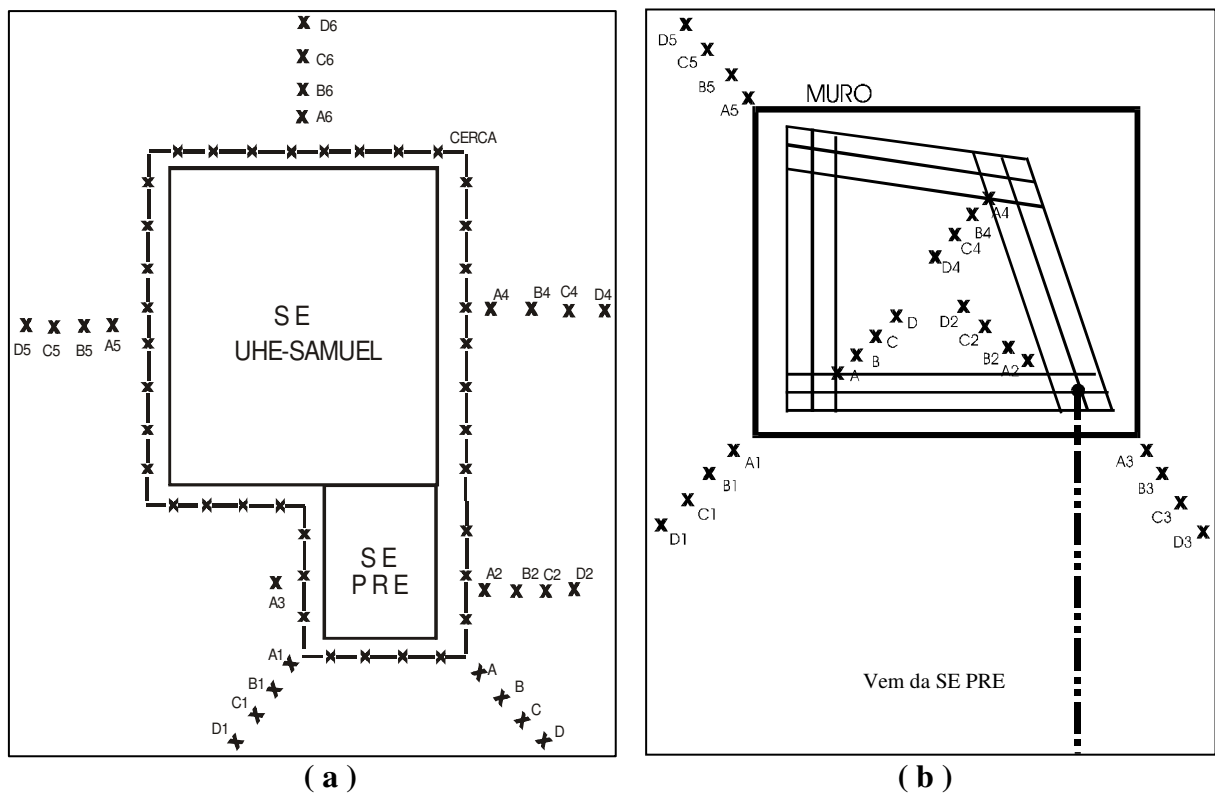


Figura 3.17 Croquis das malhas de terra das instalações PRE em Samuel
a) Malha de terra da subestação supridora; b) Malha de terra independente

O método empregado consiste no cravamento de pequenas hastes no solo, a uma profundidade máxima de 10 cm. A tensão é medida entre um ponto de contato e a haste situada a um metro de distância, por meio de um multímetro digital. As tensões de passo são medidas entre hastes cravadas distanciadas de um metro.

Quando da realização do comissionamento da malha de terra da subestação supridora Samuel, foi encontrado 0,87 V como maior valor de tensão de toque. Essa medição foi feita da cerca para o ponto A3⁹. Da mesma forma, o maior valor da tensão de passo foi 0,06 V, medido entre os pontos A1-B1. Essas medições foram efetuadas quando a carga no PRE era equivalente a 618 kW. No conjunto das medições feitas ao longo do período em que essa instalação está em operação, o maior valor de tensão de toque encontrado, até outubro de 2008, foi de 2,82 V, entre o canto da cerca e o ponto A1. Nessa ocasião foi medida uma corrente injetada no solo igual a 48 A. Da mesma forma, o maior valor de tensão de passo encontrada foi de 2,68 V¹⁰, verificado entre os pontos A2-B2, quando a carga era de 2.620 kW.

Na fase de comissionamento da malha independente em Samuel, o maior valor de tensão, correspondente a tensão de passo, foi 0,86 V, medido entre os pontos A2-B2. Nessa medição o PRE estava suprindo 618 kW. Na sequência das medições de monitoramento, o maior valor de tensão medido até novembro de 2008 foi de 0,30 V, correspondente à tensão de toque entre o muro e o ponto A3. A maior tensão de passo foi de 0,37 V, medidos entre A5-B5 e B5-C5. Durante essas medições o PRE estava suprindo uma carga de 2.650 kW. Enfim, as medições realizadas mostram que a premissa adotada por ocasião do comissionamento, relacionada à expectativa de obtenção de baixos valores de tensões de passo e de toque, realmente foi confirmada.

Os maiores valores de tensão de toque e tensão de passo têm sido medidos no sistema de aterramento em Itapuã do Oeste, composto pela malha de terra da subestação distribuidora e malha de terra independente, representada pelo contrapeso da torre 164. O croquis contendo os pontos de medição na subestação, está mostrado na Figura 3.18.

⁹ Nesse local não é feita medição atualmente, devido à construção de calçada.

¹⁰ Esse valor foi medido no dia 13/09/2007, antes da retirada da malha de terra independente de operação.

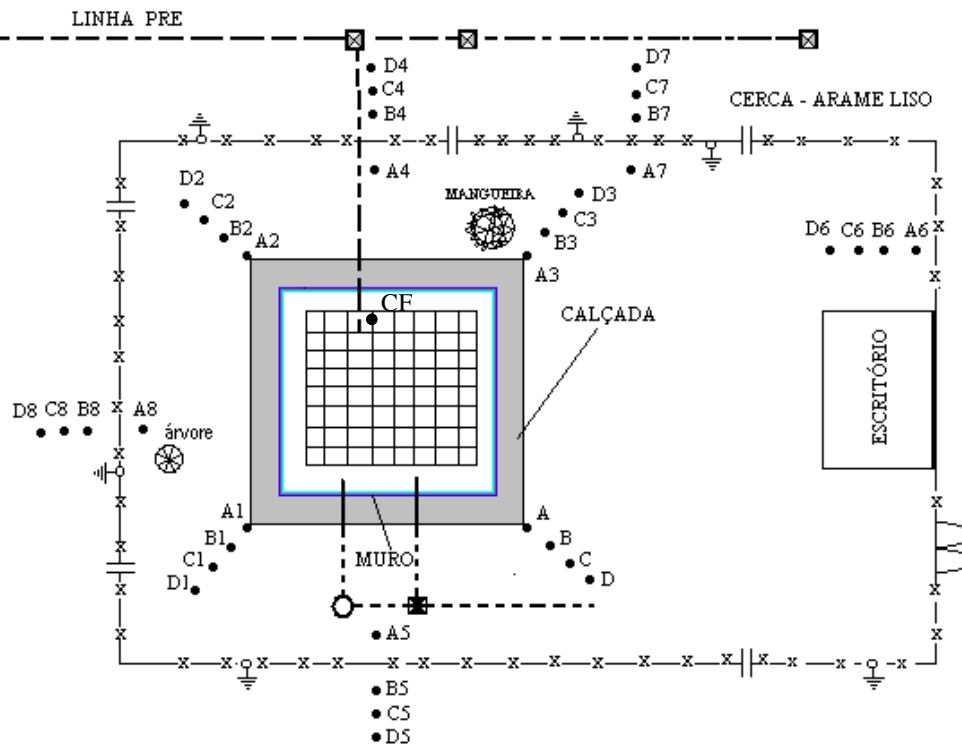


Figura 3.18 Croquis contendo os pontos de medição das tensões de toque e passo na subestação distribuidora do PRE em Itapuã do Oeste

Em setembro de 1997, nas medições de comissionamento da malha de terra da subestação distribuidora do PRE em Itapuã, o maior valor de tensão de toque encontrado foi de 18,85 V, medido entre a alavanca da chave seccionadora e o ponto CF. O maior valor de tensão de passo encontrado foi de 6,27 V, medido entre os pontos A1-B1. Essas medições foram feitas com o PRE suprindo a carga da localidade em torno de 600 kW. Após a entrada em operação do PRE Itapuã, a malha de aterramento da subestação distribuidora foi monitorada com frequência.

Devido a cerca de arame liso utilizada na proteção da área contra o acesso de estranhos, tem sido registrados valores elevados quando acontece a deterioração dos contatos entre a cerca e os condutores de aterramento. Por esse motivo, valores de até 72 V têm sido encontrados, precisamente na medição feita entre o ponto A8 e a cerca. Nesse mesmo ponto, após manutenção nos aterramentos da cerca, foi medido 8,0 V, quando a carga do PRE era de 2.400 kW. As medições mais elevadas têm sido registradas numa combinação de solo muito úmido e problemas de mau contato nos aterramentos da cerca. Como solução, tem sido

recomendada a construção de muro de alvenaria em torno do terreno onde está instalada a subestação distribuidora.

Com os aterramentos das cercas em perfeitas condições, nos dias 25/09 e 02/10 de 2007, foram feitas medições com toda corrente de retorno da terceira fase circulando por meio da malha de terra da subestação. Nessa condição extrema, com uma corrente de retorno igual a 45,2 A, o maior valor de tensão de toque foi de 24,60 V, medido entre o ponto A8 e a cerca. Por sua vez, o maior valor de tensão de passo foi de 11,26 V, medido entre os pontos B-C. Todas as medições de acompanhamento, feitas a partir de outubro de 2007 até setembro de 2008, tem resultado em valores de tensão de toque e de passo menores que os valores medidos na condição extrema acima relatada.

Os pontos de medição das tensões de toque e passo na torre 164 e na cerca próxima, transversal à LT 230 kV são apresentados na Figura 3.19.

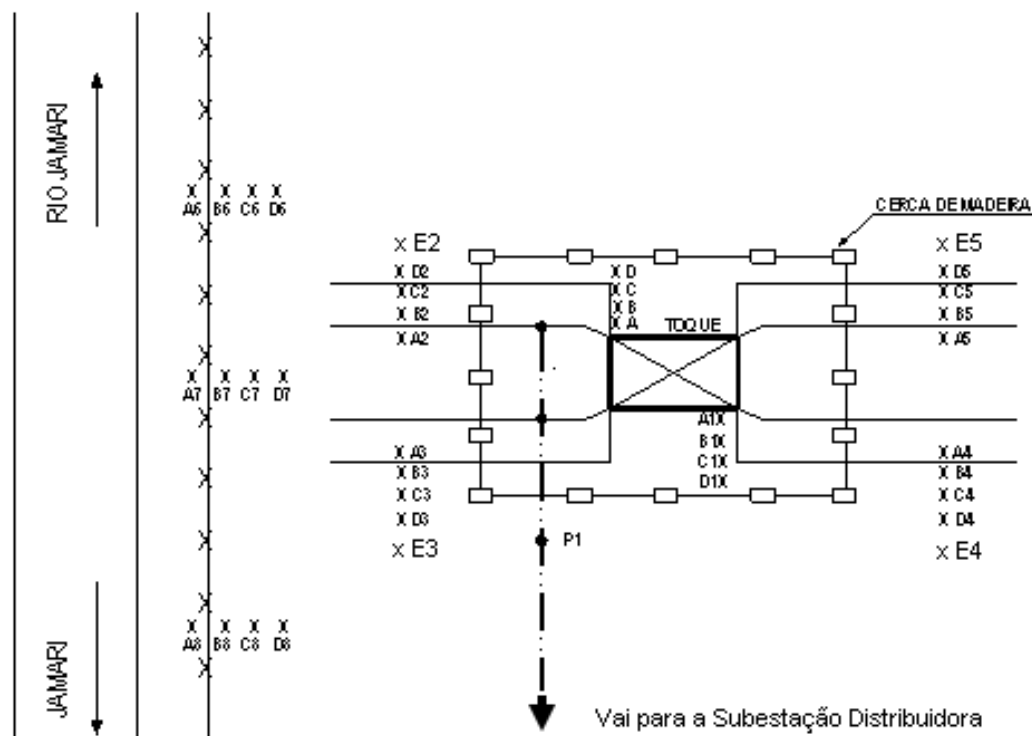


Figura 3.19 Croquis com os pontos de medição das tensões de toque e passo na torre 164 e cerca transversal ao eixo da LT 230 kV

Como já mencionado, a derivação para a subestação distribuidora é feita a partir dessa torre, onde também é feita a conexão da terceira fase ao seu contrapeso, utilizado como

malha de terra independente. Na fase de comissionamento, foram medidos os seguintes valores para as tensões de toque e passo:

- Na torre 164
 - $U_t = 11,00$ V, medido entre a torre e o ponto A1;
 - $U_p = 8,00$ V, medido entre os pontos A1-B1.
- Na cerca:
 - $U_t = 98,7$ V, medido entre os pontos cerca-A6. Após seccionamento e aterramento da cerca, foi medido o valor de 1,51 Volts, com carga em torno de 600 kW;
 - U_p : a tensão de passo não foi medida naquela ocasião.

Até setembro de 2008, os maiores valores medidos para as tensões de toque e passo foram os seguintes:

- Na torre 164:
 - $U_t = 27,34$ V, medido entre a torre e o ponto A, com uma corrente de retorno (I_g) igual a 15,2 A. Essa medição foi feita no dia 02/07/2008;
 - $U_p = 19,40$ V, medido entre os pontos A-B. Essa medição foi feita no mesmo dia da medição anterior, com $I_g = 15,2$ A.
- Na cerca:
 - $U_t = 31,20$ V, medido entre os pontos cerca-A8, quando o PRE atendia uma carga igual a 3.200 kW;
 - $U_p = 5,03$ V, medido entre os pontos B6-C6.

Na fase do projeto do Sistema PRE de Rondônia, ABB e MARTE (1995) recomendaram a instalação de defensas de madeira ao redor da torre 164, ou então o recobrimento do solo, em torno da torre, por uma camada de brita ou asfalto. Devido a facilidade de madeira no local, foi construída a cerca em torno da torre e, adicionalmente, os pés da torre foram recobertos por concreto, em uma geometria circular de raio igual a 1m, como indicado nas Figuras 3.20a e 3.20b.

Apesar da proteção de concreto, as medições têm sido feitas na borda da superfície recoberta por concreto, próxima à estaca de madeira, cor branca, como indicado na Figura 3.20b. Esse procedimento foi adotado justamente para verificar as situações mais severas. Ou seja, no local indicado é cravada uma pequena haste no solo e medido a tensão de toque entre

este ponto e a estrutura metálica. Os maiores valores de tensão medidos se referem às tensões de toque, mas não estão relacionados à torre, e sim à cerca de arame liso, distante aproximadamente 150 m da torre 164.

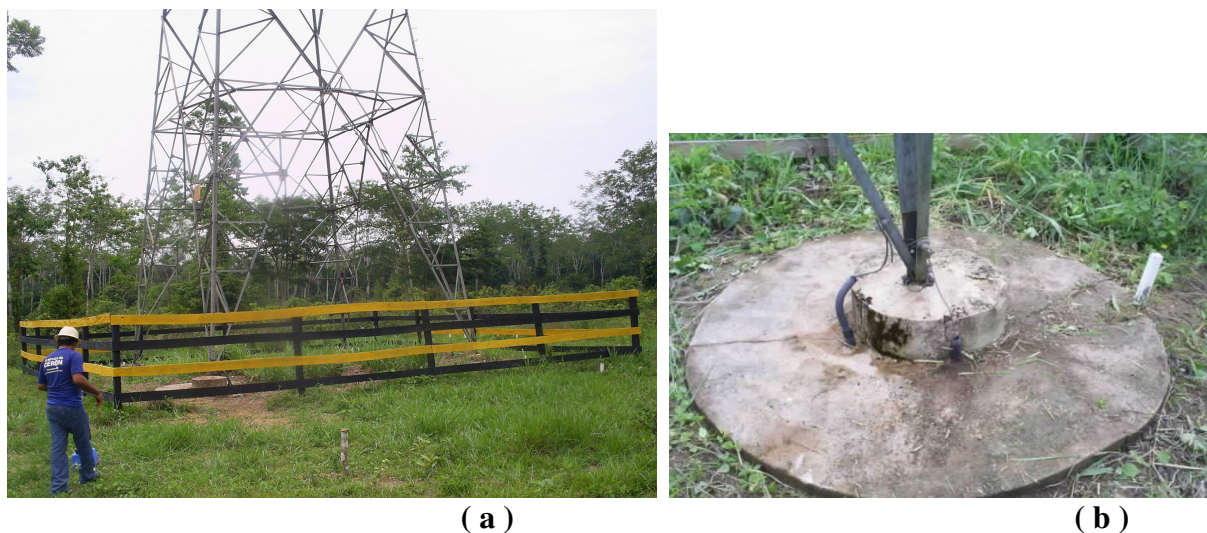


Figura 3.20 Proteção ao redor da torre 164, local de derivação da terceira fase para a subestação distribuidora em Itapuã do Oeste.

a) cerca de madeira ao redor da torre; b) proteção de concreto ao redor de uma das fundações da torre. A estaca branca, na borda do calçamento, indica o local das medições de tensão de toque

Dessa feita, os maiores valores de tensão de toque foram verificados entre a cerca e o ponto distante um metro. Foi verificado ainda, que esses valores elevados ocorrem sempre quando os contatos entre a cerca e o condutor de aterramento e/ou entre o condutor e o conector da haste de aterramento estão deteriorados. De qualquer forma, excetuando esses problemas de mau contato, todos os valores de U_t e U_p estão abaixo de 50 V, portanto dentro do limite estabelecido quando do projeto do sistema de aterramento do PRE Rondônia. Uma visão geral de todas as medições aqui discutidas é apresentada na Tabela 3.5.

Tabela 3.5 - Resultado das medições de tensão de toque e tensão de passo

LOCAL	TENSÕES DE TOQUE E PASSO			
	Medido no Comissionamento		PRE em Operação	
	U_t	U_p	U_t	U_p
Samuel - SE supridora	0,87 V	0,06 V	2,82 V	2,68 V
Malha de terra independente	...	0,86 V	0,30 V	0,37 V
Itapuã do Oeste SE distribuidora	18,85 V	6,27 V	24,60 V	11,26 V
Contrapeso da torre 164	11,00 V	8,00 V	27,34 V	19,40 V
Cerca próxima à torre 164	1,51 V	...	31,20 V	5,03 V

3.4.3 Medições do Desequilíbrio de Tensão

O desequilíbrio, ou desbalanço de tensão é calculado a partir da relação entre a tensão de sequência zero e tensão de sequência positiva (V_0/V_1), ou entre a tensão de sequência negativa e a tensão de sequência positiva (V_2/V_1), representada usualmente em porcentagem. Entre os métodos utilizados para cálculo da tensão de desequilíbrio, destacam-se aquele apresentado pelo “Institute of Electrical and Electronics Engineers” (IEEE), pois o cálculo pode ser feito utilizando-se as medições de tensão entre fases (IEEE, 1995). Seguindo essa mesma lógica, o Prof. Francesco Iliceto (informação pessoal)¹¹, também desenvolveu um método de cálculo que utiliza as tensões entre fases obtidas diretamente por medições através de um multímetro. Comparativamente, esse método resulta em valores de desequilíbrio de tensão ligeiramente maiores em relação ao método do IEEE. Por essa razão, nesta tese optou-se pela aplicação do método do Prof. Iliceto, apresentado no Anexo I.

Como o objetivo é verificar a qualidade do fornecimento de energia elétrica ao consumidor, na localidade de Itapuã do Oeste foram escolhidos três pontos distintos da Rede de Distribuição (RD), cujas medições de acompanhamento são feitas no lado de baixa tensão dos transformadores. O resultado dos cálculos do percentual de desequilíbrio de tensão feito a partir dessas medições é mostrado na Tabela 3.6. São apresentados apenas os maiores valores, medidos no período de 2005 a 2008.

Tabela 3.6 - Desequilíbrios de tensão medidos na RD de Itapuã do Oeste

Local da Medição	2005/2006	2007	2008
	V_2/V_1 (%)	V_2/V_1 (%)	V_2/V_1 (%)
Bar do Snoker - Av. Tancredo Neves PT 008 – 45 kVA	0,59	0,90	1,03
Marcenaria Ribas – Av. 15 de Novembro. PT 007 – 75 kVA	1,13	1,05	1,25
Trafo da Polícia Rodoviária Federal BR 364 – km 600	0,91	1,35	1,27

De acordo com os resultados apresentados na Tab. 3.6, todos os valores medidos estão abaixo de 2,00 %, recomendado como valor limite para o desequilíbrio de tensão no âmbito

¹¹ ILICETO, F. **Cálculo a partir de equações que utilizam valores medidos por multímetro.** Esse documento foi obtido através do e-mail: eber@eln.gov.br, em mensagem encaminhada pelo empregado da ELETRONORTE, Engº Eber Hávila Rose, na data de 17 de maio de 2005.

da Norma Std. 1159-95 do IEEE (1995). Vale ressaltar que essas medições refletem as condições de fornecimento de energia elétrica a partir da Tecnologia PRE.

No escopo desta pesquisa também tem sido feitas medições em instalações particulares, onde o balanceamento das cargas no circuito secundário do transformador é feito pelo usuário. Nesse sentido, medições feitas no secundário do transformador instalado na entrada da área da Empresa Mineradora Estanho de Rondônia SA (ERSA)¹², indicaram um desequilíbrio de tensão igual a 3,0 %. Simultaneamente, foram feitas medições das correntes nas fases e neutro, sendo registrados os seguintes valores: IA = 2,4 A; IB = 1,1 A; IC = 4,6 A e IN = 4,2 A. Ou seja, esses dados confirmam que o desequilíbrio de tensão não guarda relação com o fato do fornecimento de energia ser feito através da Tecnologia PRE, e sim com o desbalanço da carga entre as fases.

3.4.4 Medições de Potência Ativa e Reativa

Para conhecer o comportamento da carga do PRE Itapuã, foram instalados medidores de energia¹³ dotados de recursos que permitem a medição e armazenamento de outras grandezas elétricas, entre as quais as potências ativa e reativa. A localização desses medidores na subestação distribuidora do PRE em Itapuã está mostrada na Figura 3.21.

¹² A mineradora ERSA é atendida por um alimentador exclusivo, a partir da subestação distribuidora do PRE em Itapuã do Oeste. Trata-se do Alimentador 02, cuja demanda é superior à demanda do Alimentador 01 que atende à cidade de Itapuã e respectivas linhas rurais.

¹³ Trata-se de medidor de energia multifunção, da ABB, modelo A3RBR.

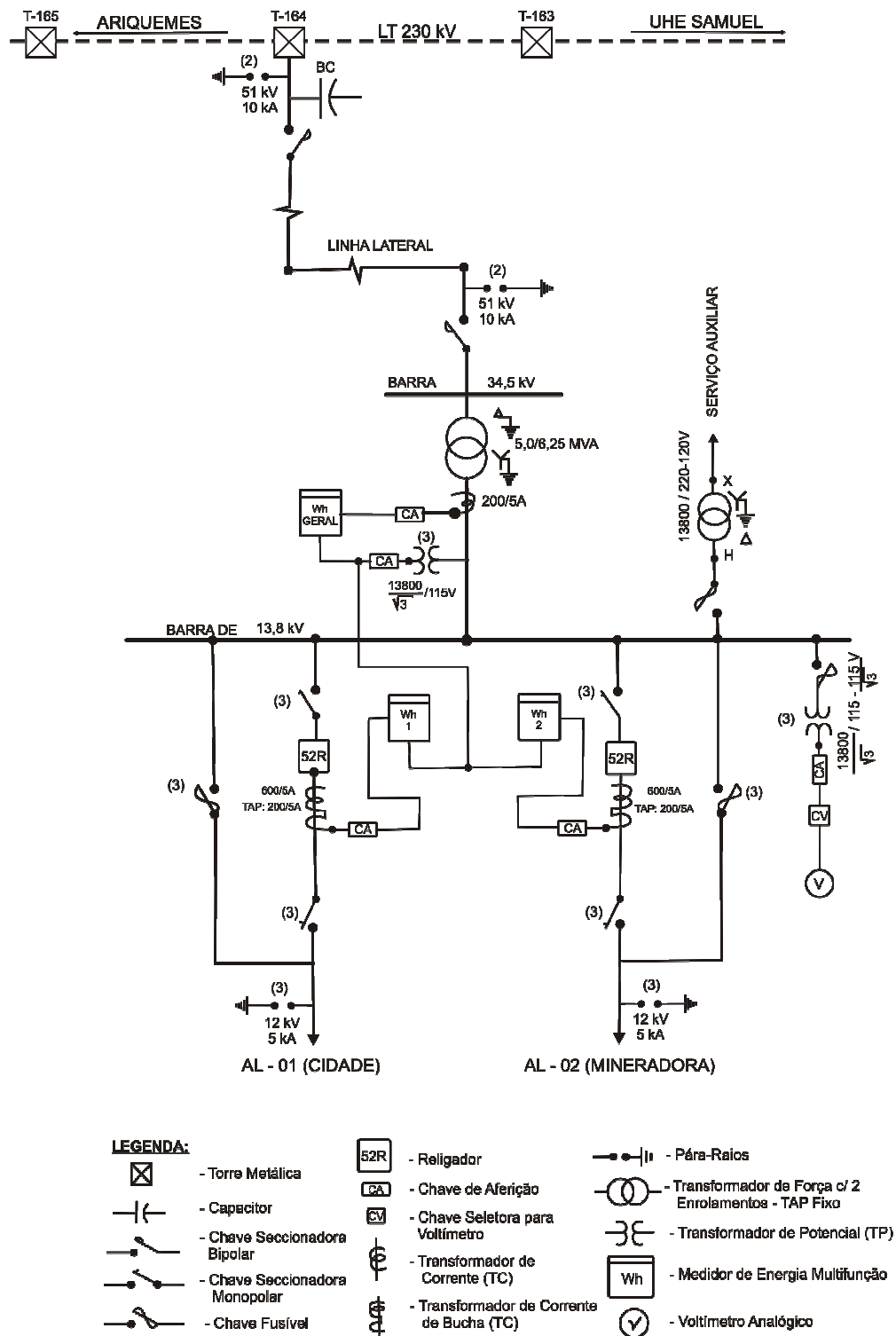


Figura 3.21 Diagrama unifilar da subestação distribuidora do PRE em Itapuã do Oeste

De acordo com a Fig. 3.21, todos os equipamentos de medição estão instalados no lado de 13,8 kV, de forma que um medidor faz a medição geral e os outros a medição dos

alimentadores, identificados como AL – 01 e AL - 02. As curvas de carga¹⁴ mostrando as demandas das potências ativa, reativa e aparente de toda carga atendida pelo PRE Itapuã estão mostradas na Figura 3.22. Da mesma forma, é mostrado na Figura 3.23 o comportamento da carga em cada alimentador.

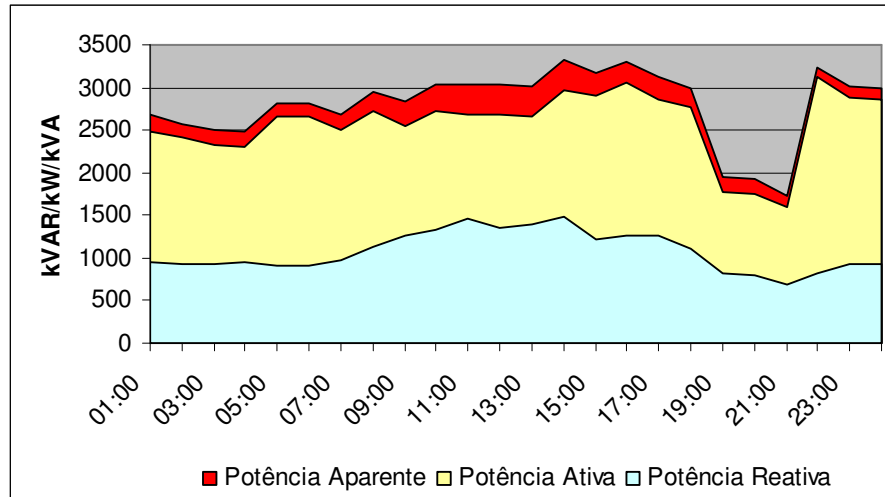


Figura 3.22 Curvas de carga do PRE Itapuã

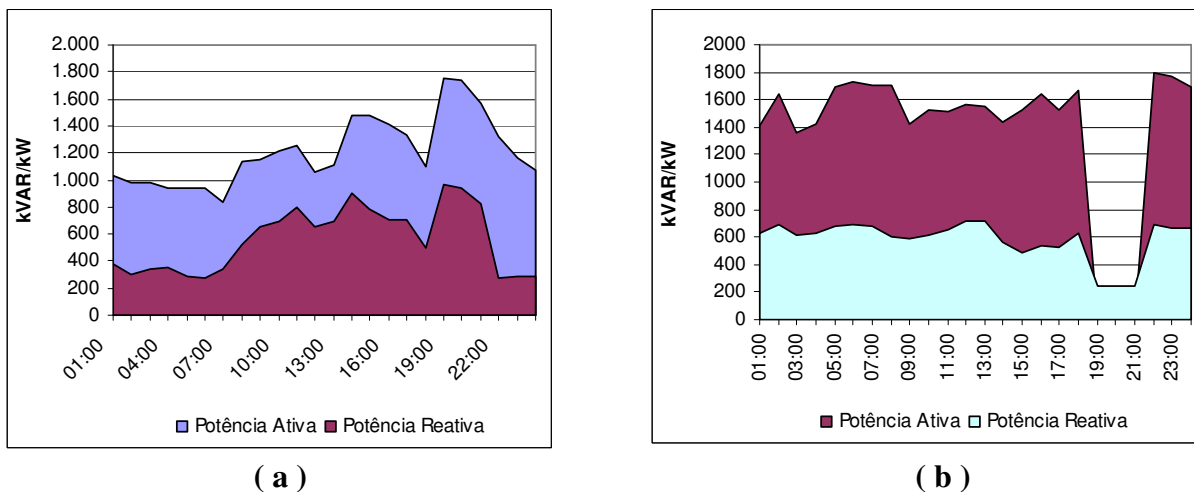


Figura 3.23 Curvas de carga – Medições feitas nos alimentadores da subestação distribuidora do PRE em Itapuã do Oeste

(a): Alimentador 01, que atende a cidade e as linhas rurais; (b): Alimentador 02, que atende a carga da Mineradora

¹⁴ As curvas de carga mostradas nas Figuras 3.22 e 3.23 foram preparadas a partir dos registros de medições feitas no dia 16/07/2008, correspondente à terceira quarta-feira do mês.

As características da carga mostrada na Figura 3.22 podem ser compreendidas a partir da análise dos gráficos mostrados na Figura 3.23. Verifica-se que o formato das curvas de carga da instalação como um todo, é determinado basicamente pela carga do AL - 02, que atende uma indústria de mineração voltada à extração de cassiterita na região. Assim, a inflexão verificada no intervalo das 19h00 às 21h00 corresponde ao intervalo em que a mineradora cessa suas atividades. De maneira oposta, é justamente neste intervalo que normalmente ocorrem os registros das maiores demandas no alimentador que atende a cidade e linhas rurais. Enfim, o que se quer mostrar, é que através da Tecnologia PRE é possível o atendimento de cargas sem restrição. A carga da indústria de extração de cassiterita é composta basicamente de grandes motores, que são utilizados nos processos de trituração do material sólido e posteriormente nas plantas de filtração para obtenção da cassiterita. Ou seja, a carga é considerável e apresenta grandes variações, sem, contudo comprometer o desempenho do Sistema PRE. Se ao invés do PRE, continuasse em operação a UTE, mesmo com ampliação até a mesma potência do PRE, não seria possível atender a demanda da referida indústria mineradora, pois com as variações de carga os grupos geradores seriam afetados, situação esta bastante conhecida por parte do corpo técnico da CERON. Adicionalmente tem sido registrada demanda de carga no Sistema PRE Itapuã até 4.500 kVA, com fator de potência igual a 0,82¹⁵.

3.4.5 Medições de Tensão

Na subestação supridora em Samuel existem transformadores de potencial (TP) instalados no lado de 34,5 kV e, conseqüentemente, no painel de medição, proteção e controle tem um voltímetro analógico, de forma que, a leitura de tensão tem sido feita nesse instrumento, cuja classe de precisão é de 2,0 %. Essa facilidade não existe na subestação distribuidora, cuja concepção, baseada na simplicidade e baixo custo, não contempla a instalação de TP's para medição no lado de 34,5 kV. Assim, a medição na SE distribuidora é feita no lado de 13,8 kV, também através de voltímetro analógico. Na Tabela 3.7 é apresentado o resultado de um conjunto de medições feitas na subestação supridora e distribuidora, visando determinar a queda de tensão nos cabos para-raios sobre as torres e nas linhas laterais.

¹⁵ Essa carga foi registrada no dia 25/07/2007, às 15h00.

Tabela 3.7 – Medições de tensão nas subestações supridora e distribuidora

Local de leitura ou medição de tensão	VAB	VBC	VCA
Voltímetro analógico da subestação supridora do PRE, em Samuel – leitura direta.	37,00 kV	37,80 kV	36,20 kV
Voltímetro analógico na barra de 13,8 kV da subestação distribuidora do PRE em Itapuã - Valor calculado para a barra 34,5 kV	34,51 kV	34,03 kV	34,27 kV
Valores em pu, na barra de 34,5 kV da subestação distribuidora em relação à tensão medida diretamente na subestação supridora	0,93 pu	0,90 pu	0,95 pu
Valores em pu, na barra de 34,5 kV da subestação distribuidora em relação à tensão nominal de 32.796 V, tap 5 do transformador	1,05 pu	1,04 pu	1,04 pu

Os resultados apresentados se referem a medições feitas no dia 26/08/2008. No momento das medições o PRE estava suprindo carga em torno de 3.200 kW, com fator de potência igual a 0,95. Cumpre ainda esclarecer que o transformador da subestação distribuidora estava posicionado na derivação (“tap”) 5, cuja tensão nominal corresponde a 32.796 V. Com relação à diferença em torno de 10 % entre as tensões VBC medidas na barra da supridora e barra da distribuidora, é possível concluir que esse valor está distorcido em relação aos demais devido ao desbalanceamento de cargas no sistema de 13,8 kV. Em termos médios, a queda de tensão é de 7,3 %. Para transportar a mesma carga, uma LT 34,5 kV com cabo de alumínio, bitola 4/0, Penguin, cruzeta de 2,40 m, apresentaria queda de tensão superior a 9,0 %. Ou seja, comparativamente, a capacidade de transmissão do PRE é ligeiramente melhor, em função da parcela de tensão induzida pelos condutores fase da LT 230 kV sobre os condutores da linha PRE. Esse aspecto também foi observado por Iliceto, Cinieri e Casely-Hayford (1984). Vale ressaltar que com o PRE Itapuã fora de operação e a chave de aterramento rápido aberta, foram medidas tensões induzidas na linha PRE com valores em torno de 2.227 V.

3.4.6 Medições de Corrente no Sistema de Aterramento do PRE em Samuel

No Sistema PRE Itapuã as malhas da subestação supridora e distribuidora também são conectadas à terceira fase. Assim, visando analisar possíveis consequências advindas da retirada de operação da malha de terra independente na subestação supridora em Samuel, as atividades de medição no sistema de aterramento tiveram como objetivo conhecer a corrente

injetada em cada malha para, a partir daí, decidir sobre a desativação da malha de terra independente.

A motivação para retirar de operação a referida malha na subestação supridora em Samuel, está relacionada à ocorrência do dia 05/11/2006, quando aconteceu uma descarga atmosférica nas proximidades da subestação, possivelmente numa torre de telecomunicação distante 42 m do cabo de interligação da terceira fase com a malha independente. Em consequência, através de tensão induzida nesses cabos, um surto de tensão entrou na subestação supridora do PRE danificando a bucha de alta tensão da fase B do transformador. Com efeito, se as medições das correntes injetadas em cada malha indicassem pouca circulação de corrente para a malha independente, ela poderia ser desconectada. A desconexão da malha independente resolve o problema de propagação de surto de tensão quando da ocorrência de descargas atmosféricas em objetos próximos ao cabo de interligação, uma vez que o cabo foi desconectado próximo à subestação supridora.

Visando apresentar um panorama geral do que foi comentado no parágrafo anterior, a Figura 3.24 mostra o “lay-out” da instalação PRE em Samuel, indicando a posição da torre em relação ao ramal de conexão com a malha independente.

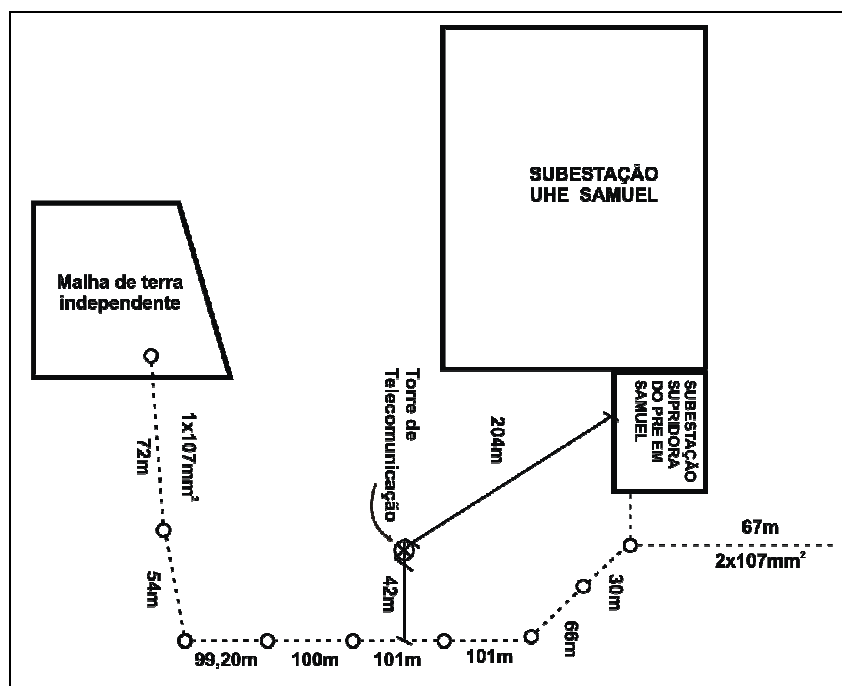


Figura 3.24 Localização das instalações do Sistema PRE em relação à subestação de 230 kV da UHE Samuel

Na sequência, a Figura 3.25 ilustra os pontos onde foram feitas as medições de corrente.

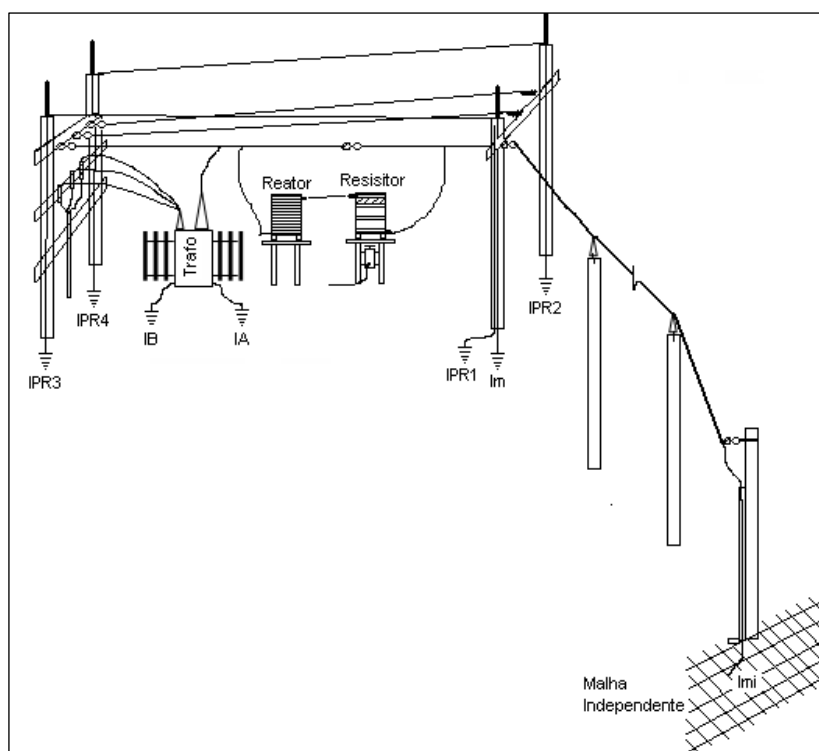


Figura 3.25 Pontos de medição de corrente nas instalações do PRE em Samuel

Os resultados de maior interesse, identificados como Im (corrente injetada na malha da subestação) e Imi (corrente injetada na malha de terra independente), estão mostrados na Tabela 3.8, onde se pode verificar que a maior parcela da corrente da terceira fase é injetada na malha da subestação supridora, ao invés da malha independente. Esses resultados subsidiaram a decisão de retirada da malha de terra independente de operação, atividade essa realizada em 10/11/2007.

Tabela 3.8 - Correntes medidas na malha de terra da subestação (Im) e malha de terra independente (Imi)

Horário	Im (A)	Imi (A)	Itotal (A)	Im/Itotal (%)
14h00	42,70	2,95	45,65	93,54
14h30min	42,00	3,05	45,05	92,31
15h00	36,00	2,35	38,35	93,87
15h30min	41,60	3,15	44,75	92,96
16h00	42,50	3,35	45,85	92,69
16h30min	43,00	3,45	46,45	92,47
17h00	41,70	3,05	44,75	93,18

Medições das tensões de passo e toque, feitas nos pontos indicados na Figura 3.17a, antes e depois da desconexão da malha de terra independente, apresentaram os seguintes resultados:

a) Medições antes, feitas no dia 08/11/2007 – Carga: 2.600 kW

- maior valor da tensão de passo: $U_p = 0,79$ V, medido entre os pontos A5 – B5;
- maior valor da tensão de toque: $U_t = 0,70$ V, medido entre os pontos Cerca – A6;

b) Medições após, feitas no dia 10/11/2007 – Carga: 2.280 kW

- maior valor da tensão de passo: $U_p = 1,86$ V, medido entre os pontos B1 – C1;
- maior valor da tensão de toque: $U_t = 1,45$ V, medido entre os pontos Cerca – A1.

Os resultados apresentados acima confirmam que a decisão de isolar a malha de terra independente não comprometeu o desempenho técnico do sistema em relação às tensões de passo e toque, sendo registrados valores bem inferiores a 50 V, valor este estipulado como critério máximo para U_p ou U_t no escopo do projeto do Sistema PRE de Rondônia.

CAPÍTULO 4

ANÁLISE DAS INTERRUPÇÕES NO SISTEMA PRE DE RONDÔNIA

O uso dos cabos para-raios de uma LT 230 kV para transportar energia elétrica em média tensão, coloca a questão da continuidade do fornecimento como um dos temas de particular interesse para análise do desempenho da Tecnologia PRE. Assim, dada a sua relevância, neste Capítulo é apresentada a metodologia utilizada para coletar, analisar e classificar cada interrupção ocorrida no Sistema PRE de Rondônia, cobrindo o período de 1996 a 14 de novembro de 2000 para o PRE Jaru e o período de 22 de setembro de 1997 a 2007 para o PRE Itapuã

A implantação da Tecnologia PRE, primeiramente em Jaru e logo em seguida em Itapuã do Oeste, simboliza de forma concreta, a inclusão dessas duas localidades no Sistema de Transmissão de Rondônia, representado pela LT 230 kV entre a UHE Samuel e Ji-Paraná. Também simboliza, sob o ponto de vista técnico e econômico, o acerto de se ter optado pela implantação da Tecnologia PRE em substituição à geração de energia elétrica por usinas térmicas (UTE's). Portanto, há todo um contexto associado ao fornecimento de energia elétrica antes e depois da instalação do Sistema PRE, oportunamente abordado neste Capítulo.

Há que ser considerado ainda, alguns aspectos conceituais relacionados às interrupções do Sistema PRE. A ELETROBRAS/CODI (1982) conceitua as interrupções como perda de serviço para um ou mais consumidores, resultantes de uma ou mais saídas de componentes. Segundo a ANEEL (2000), interrupção é conceituada como a descontinuidade do neutro, ou da tensão disponível em qualquer uma das fases de um circuito elétrico que atende a unidade consumidora. Nesta tese, o Sistema PRE é considerado como um componente que interliga a fonte de alimentação à rede de distribuição da localidade. Assim, o componente PRE, de forma geral, tem como fonte a barra de 13,8 kV do Serviço Auxiliar

da UHE Samuel (PRE Itapuã), ou barra de 13,8 kV do terciário do transformador da subestação 230/69/13,8 kV da ELETRONORTE em Ariquemes (PRE Jaru), e como carga, a rede de distribuição das localidades de Jaru ou Itapuã. Portanto, qualquer saída, ou desligamento, programado ou não-programado do Sistema PRE, é caracterizada não apenas como interrupção, mas também, como uma falha do componente, que pode ser de origem externa ou interna, como exposto no roteiro metodológico a seguir.

Cumpra esclarecer, que a partir do levantamento das interrupções, são abordados neste Capítulo os índices operativos da Tecnologia PRE relacionados à duração equivalente de interrupção por unidade consumidora (DEC) e à frequência equivalente de interrupção por unidade consumidora (FEC). Ou seja, como as interrupções no PRE atingem a totalidade dos consumidores, elas são tabuladas diretamente em função desses dois índices. Portanto, a designação de índices operativos é aqui denominada de índices operacionais do Sistema PRE de Rondônia, cuja discussão mais detalhada é desenvolvida no âmbito do Capítulo 5.

4.1 Metodologia Adotada no Levantamento das Interrupções

O levantamento das interrupções verificadas no sistema elétrico ao qual a Tecnologia PRE está inserida é aqui desenvolvido tomando-se como referência o roteiro metodológico estruturado através do fluxograma mostrado na Figura 4.1. Adicionalmente, são feitas a descrição das etapas e respectivo detalhamento dos procedimentos adotados.

Etapa 1 - Coleta de Dados

A coleta de dados foi realizada a partir de consulta aos documentos produzidos pelas equipes de operação tanto da CERON como da ELETRONORTE. Assim, os dados referentes à operação do PRE Jaru foram obtidos dos seguintes documentos:

- ELETRONORTE:
 - Livro de Operação da Subestação de Ariquemes;
- CERON:
 - Formulário: Ocorrências do Sistema, 1996 e 1997;
 - Formulário: Desligamento de Alimentador – Centro de Operação da Distribuição (COD), 1998;

- Informação Diária, Racionamentos, Sistema Rondônia: Sistemas Associados à UHE Samuel – Centro de Operação de Sistemas (COS);

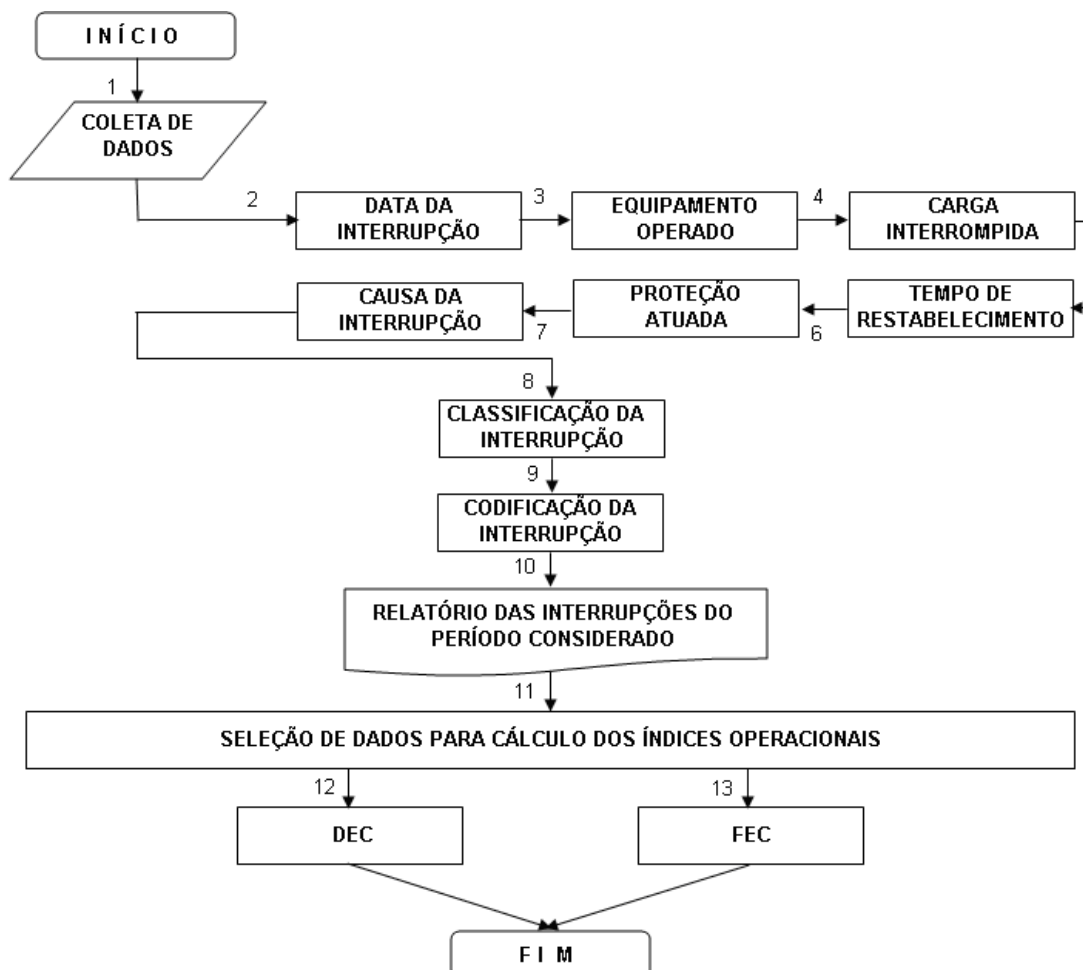


Figura 4.1 Fluxograma para determinar os índices operacionais do PRE de Rondônia

De maneira semelhante, os dados referentes à operação do PRE Itapuã foram extraídos dos seguintes documentos:

➤ **ELETRONORTE:**

- Livro de Operação da UHE Samuel;
- Livro de Operação com registros somente das ocorrências do PRE verificadas no período de 06/04/2000 a 13/05/2005;
- Relatório de Desligamentos e Interrupções (RDI), referente ao período de 2000 a 2007;

➤ CERON:

- Informação Diária, Racionamentos, Sistema Rondônia: Sistemas Associados à UHE Samuel – Centro de Operação de Sistemas (COS);
- Livro de ocorrências no PRE, com anotações feitas pela coordenação da localidade de Itapuã do Oeste, cobrindo o período de 20/10/2003 a 23/11/2007.

Etapas 2 – Data da Interrupção

Os procedimentos estruturados a partir da etapa 2, até a etapa 13, estão relacionados às colunas da planilha utilizada para registro de todas as interrupções do PRE. Desse modo, a data de cada interrupção é lançada numa coluna específica dessa planilha.

Etapas 3 – Equipamento manobrado

Da mesma forma, na referida planilha há uma coluna para registro do principal equipamento atuado. Especificamente, nessa coluna é registrada a atuação do disjuntor de alimentação do PRE, conforme diagramas unifilares apresentados nas Figura 4.5 e 4.11.

Etapas 4 – Carga Interrompida

Esse registro se refere à potência ativa instantânea registrada no momento da interrupção. A potência instantânea é o dado utilizado para cálculo da energia interrompida.

Etapas 5 – Tempo de Restabelecimento

O tempo de restabelecimento do sistema, é o tempo total de interrupção, ou seja, é o período transcorrido desde o desligamento do circuito até a sua reenergização (ELETROBRAS/CODI, 1982). Ainda de acordo com a fonte citada, o tempo de restabelecimento é composto por:

- a) tempo para conhecimento da falha;
- b) tempo de preparação para dar início aos trabalhos de localização da falha;
- c) tempo de deslocamento e localização da falha;
- d) tempo de execução dos serviços de reparos, para corrigir a falha.

No caso específico da operação do Sistema PRE, durante a interrupção são desenvolvidas atividades permanentes de comunicação da operação local com os centros de operação. Além disso, são feitos o deslocamento até a instalação PRE para rearme (“reset”) dos relés atuados, comunicação com a localidade para verificar a causa da ocorrência, abertura da(s) chave(s) de aterramento rápido, e, finalmente, reenergização do PRE. Uma abordagem mais detalhada sobre o tempo de restabelecimento é feita no Capítulo 5.

Etapa 6 – Proteção Atuada

Toda interrupção não voluntária deve estar associada à atuação de algum dispositivo de proteção, cuja função de dar início ao processo de isolamento da falha, ou desenergização do sistema, está a cargo dos equipamentos que compõem o conjunto de proteção do Sistema PRE. Como os dispositivos de proteção e manobra estão associados a determinados tipos de falhas, a anotação de qual proteção atuada em cada ocorrência é crucial para a análise e descrição da causa da interrupção, que por sua vez, depende do conhecimento a respeito dos objetivos a serem desempenhados por cada dispositivo de proteção. Desse modo, tomando-se como referência D’Ajuz et al. (1995), ELETRONORTE (1995), Montalvão et al. (1995) e Rose (1997), é apresentado em seguida o diagrama unifilar adotado para as subestações supridoras do PRE, bem como a descrição detalhada sobre as funções de cada dispositivo de proteção e manobra representado na Figura 4.2.

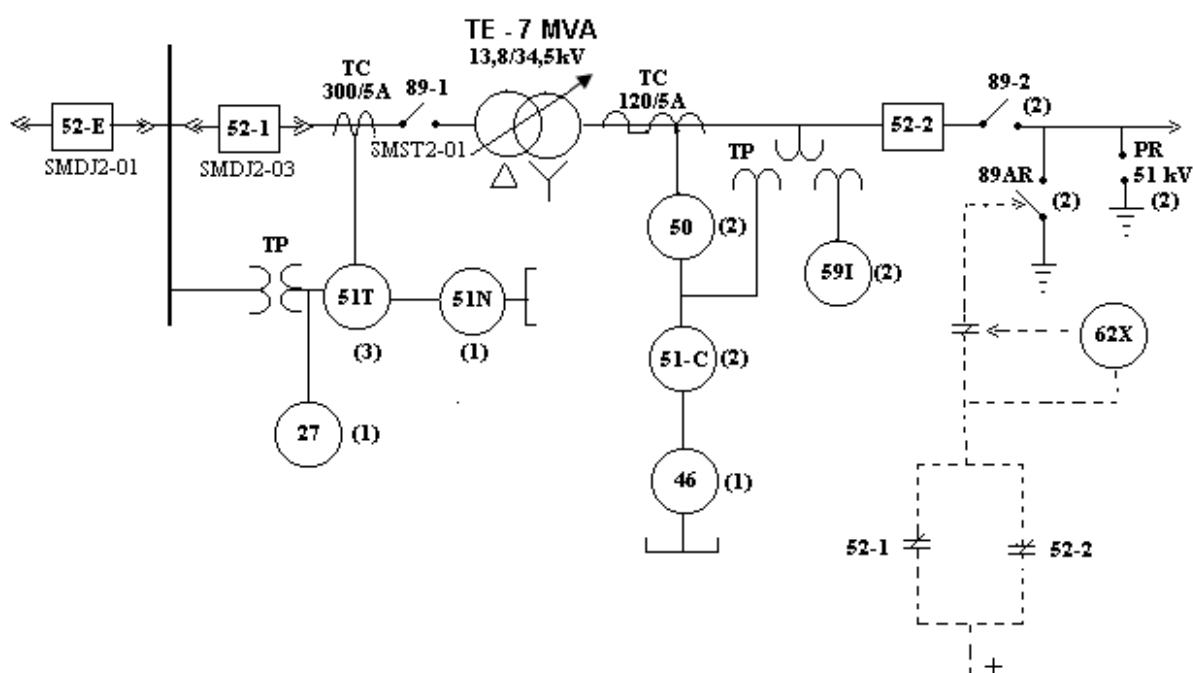


Figura 4.2 Diagrama unifilar básico de proteção das subestações supridoras

A legenda contendo as informações associadas aos números e letras mostrados no diagrama, é a seguinte:

- 52-E- Disjuntor extraível, existente no cubículo de 13,8 kV da SE ELETRONORTE, em Samuel e Ariquemes;
- 52-1- Disjuntor no lado de 13,8 kV;
- 52-2- Disjuntor no lado de 34,5 kV;
- 46- Relé de sobrecorrente de sequência negativa;
- 50- Relé de sobrecorrente instantâneo de fase;
- 51T- Relé de sobrecorrente temporizado, com controle de tensão, lado 13,8 kV;
- 51C- Relé de sobrecorrente temporizado, com controle de tensão, lado de 34,5 kV;
- 51N- Relé de sobrecorrente temporizado de neutro;
- 59I- Relé de sobretensão instantâneo;
- 62X- Relé temporizador auxiliar;
- 27- Relé de subtensão
- 89-1- Chave seccionadora no lado de 13,8 kV;
- 89-2- Chave seccionadora no lado de 34,5 kV;
- 89AR- Chave de aterramento rápido;
- PR- Para-raios tipo estação;
- TC- Transformador de corrente;
- TE- Transformador elevador;
- TP- Transformador de Potencial.

O esquema de proteção básico deve atender a todas as situações estudadas, solucionando além dos casos convencionais de falhas, outras que são particulares ao PRE, como aquelas associadas à possibilidade de defeito múltiplo, envolvendo os condutores das fases da LT 230 kV e PRE, problemas de ressonância na LT 230 kV por indução do PRE e possibilidade de sobretensão no PRE por contato galvânico com o 230 kV. De uma maneira geral o sistema de proteção deve funcionar da seguinte forma:

- Relé 51T- Tem a função de proporcionar proteção de retaguarda ao transformador de força, contra sobrecorrentes. Também oferece proteção de retaguarda, caso as proteções primárias do PRE falhem;

- Relé 51N- Este relé foi introduzido no sistema de proteção por existir fonte de terra no pátio de 13,8 kV. Assim ele deve atuar na ocorrência de curto-circuito para terra em função de possíveis defeitos entre o TC e o TE;
- Relé 50 e 51C- Estes relés devem prover proteção primária ao PRE, coordenando com os fusíveis de proteção dos transformadores das subestações distribuidoras do PRE;
- Relé 46- Sua função é atuar para defeitos em que os relés de sobrecorrente com controle de tensão são insensíveis. Segundo Montalvão et al. (1995), foi detectado nas simulações, que defeitos com resistência até 200 ohms deixam as proteções 51C insensíveis, ou seja, a corrente de curto-circuito e a queda de tensão associada são tão baixos que não conseguem sensibilizar os relés de sobrecorrente temporizado com controle de tensão. Ainda segundo os autores, defeitos no lado de 13,8 kV das subestações distribuidoras também sensibilizam o relé 46. Devido a isto, o tempo de atuação¹ do relé 46 deve ser suficientemente longo, devendo atuar somente após uma persistente presença de corrente de sequência negativa no sistema, advinda de queda de um condutor ou um defeito não eliminado, seja por alta resistência ou por falha da proteção primária;
- Relé 59I- A aplicação deste relé está relacionada a um aspecto particular do PRE. Embora pouco provável, a queda de um cabo do PRE sobre os condutores energizados em 230 kV pode provocar uma situação atípica de sobretensão associada a sobrecorrente sobre o PRE. Conforme Montalvão e seus colegas, a depender do local do evento, a fase defeituosa do PRE pode experimentar uma tensão próxima a três vezes a sua tensão nominal. Com tensões acima de 1,72 vezes a tensão nominal no lado de 34,5 kV e 1,40 vezes a tensão no lado de 13,8 kV, é imperioso que os disjuntores não abram, para evitar o alto risco de explosão destes equipamentos. Assim, foi previsto uma proteção contra sobretensão, a ser desempenhada pelo relé 59I, cuja atuação deve ser no sentido de bloquear a atuação dos relés do PRE, inclusive do relé de sobrecorrente instantâneo-50, caso a sobretensão ultrapasse a 1,73 vezes a tensão nominal. Isso não significa a manutenção do defeito, pois esta falha é detectada pela proteção da linha tronco. Com a abertura da LT 230 kV, está eliminada a causa da sobretensão, sendo previsto também o desligamento do PRE;

¹ O tempo de atuação recomendado para o relé 46 está entre 0,2 e 2 segundos, conforme o documento NT-EPL N^o 001/95, produzido pela ELETRONORTE.

- 89AR- A atuação da chave de aterramento rápido, assim como dos disjuntores, está relacionada ao recebimento de sinal dos relés de proteção, visto que são estes que monitoram o sistema, detectando as situações de defeito ou fora dos limites de operação. Entretanto, a chave de aterramento rápido ocupa relevante papel neste esquema de proteção do PRE. Além de desempenhar papel fundamental no que tange a operação do sistema, sua atuação deve ocorrer sempre alguns segundos após abertura dos disjuntores, aterrando o PRE, visando garantir a descarga das tensões induzidas pela LT 230 kV sobre os cabos para-raios e extinção do arco secundário;
- 62X- O relé temporizador tem sua atuação ligada a chave de aterramento rápido. Quando da ocorrência de descarga atmosférica sobre os cabos para-raios, a descarga entre os eletrodos do centelhador, provoca um curto-circuito para terra, visto que os cabos para-raios estão energizados na subestação. Neste caso ocorre a atuação dos relés de proteção primária do PRE, enviando sinal para abertura dos disjuntores. No entanto, pode ocorrer que mesmo após desenergizado o PRE, haja a persistência do arco secundário. Como os contatos auxiliares dos disjuntores ativam o relé 62X, após um determinado tempo ele envia o sinal para fechamento da chave de aterramento rápido, que aterra a linha extinguindo o arco;
- Relé 27- Outra particularidade da Tecnologia PRE diz respeito ao fenômeno de ressonância em linhas paralelas, se manifestando com expressivos valores quando a linha tronco está desligada e o PRE energizado. Para evitar o aparecimento de sobretensões perigosas advindas desse fenômeno, foi previsto um esquema de desligamento do PRE sempre que a LT 230 kV for desligada. Essa função é desempenhada pelo relé 27.

Etapa 7 – Causa da Interrupção

Toda interrupção está associada a uma determinada causa, sendo este um dos aspectos mais delicados na obtenção de informações confiáveis, especialmente quando determinada ocorrência não está relacionada a uma falha claramente detectada pelas equipes de operação e/ou manutenção. Desse modo, um procedimento normalmente adotado pela operação é denominar de causa desconhecida qualquer ocorrência que não tem um significado material,

ou seja, não é comprovada por inspeção visual. Entretanto, quando acontece um temporal, ou tempo chuvoso, é comum atribuir como causa a incidência de descargas atmosféricas.

Durante uma tempestade, interrupções no sistema elétrico podem ser provocadas por diversos fatores, como ventos, árvores, danos em equipamentos e não necessariamente por um raio. Assim, a interpretação correta sobre a causa da falha nessas condições exige cautela. O uso dos cabos para-raios para transmitir energia contribuiu para que os operadores do PRE indicassem as descargas atmosféricas como origem para a maioria das interrupções sem uma causa identificada visualmente. Desse modo, visando discriminar as faltas por descargas atmosféricas em relação às demais, os seguintes critérios foram adotados:

1. análise da coerência entre os registros operacionais e a filosofia da proteção atuada;
2. cruzamento das informações operacionais contidas nos diferentes documentos gerados pelos operadores da CERON e ELETRONORTE;
3. horário da ocorrência;
4. informação sobre as condições do tempo;
5. observação das proteções atuadas para as situações de defeito claramente identificadas pela operação.

Com relação ao primeiro critério, as interrupções cuja proteção atuada foi o relé 46, mas a descrição da causa foi atribuída à descarga atmosférica, ficou provado, através da descrição de outras faltas claramente identificadas, que de fato, esse relé atuou para faltas remotas, localizadas nas extremidades da linha PRE Jaru e respectiva RD. No caso do PRE Itapuã, sua atuação foi relacionada a curtos-circuitos na RD urbana, ou rural. Nesse sentido, as previsões feitas por Montalvão et al. (1995) em relação ao objetivo a ser desempenhado por essa proteção, foram plenamente confirmadas. Portanto, no caso específico do PRE Itapuã, a atuação do relé 46 comporta duas informações significativas, ou seja, sua atuação não está relacionada às descargas atmosféricas e sim, a algum tipo de falta remota, normalmente relacionada a curtos-circuitos na rede urbana ou rural, cuja proteção desses sistemas não atuaram, ou são inexistentes.

No que diz respeito ao critério dois, o confronto de registros possibilitou agregar mais informações sobre um mesmo evento, permitindo maior segurança na interpretação da causa da interrupção. Adicionalmente, o critério três diz respeito ao período do dia com maior probabilidade de ocorrência de descarga atmosférica. De acordo com Pinto Júnior e Almeida

Pinto (1996, p.38), “embora as nuvens de tempestade possam ocorrer a qualquer hora do dia, o máximo de ocorrência tende a ser entre 4 e 6 horas da tarde, devido ao aquecimento solar”. Na adoção do critério, não se considerou a informação acima com rigor matemático, mas como um indicativo de que as descargas atmosféricas podem ocorrer com maior frequência no período da tarde e noite.

Quanto ao critério quatro, os operadores foram orientados a incluírem nos registros das ocorrências as condições do tempo, visando aumentar a confiabilidade na interpretação da causa da interrupção. O critério cinco está relacionado à observação e análise das interrupções cujas causas foram claramente identificadas pelos operadores. Como resultado, além de confirmar o que já foi dito em relação à atuação do relé 46, também foi observado que a atuação do relé de sobrecorrente temporizado (função 51), quase sempre está associada a curto-circuito na RD. Também foi possível verificar que a grande maioria das interrupções com indicação de atuação do relé de sobrecorrente instantâneo (função 50), está associada a curtos-circuitos nos cabos para-raios energizados.

Adicionalmente, no caso do PRE Itapuã, também foram utilizadas as informações de trovoadas registradas pela Estação Meteorológica de Porto Velho, referente ao período de 1996 a 2005. Os dados indicam quantidade de dias, horas e mês de ocorrência de trovoadas, sendo mais um importante subsídio para análise das causas das interrupções, não obstante a distância entre Porto Velho e Samuel, onde inicia o Sistema PRE Itapuã.

Portanto, a partir da combinação dos critérios acima mencionados, foi possível tirar conclusões mais sólidas sobre todos os registros de ocorrências com causas não identificadas ou com possíveis equívocos. Uma vez definida a causa, as interrupções foram submetidas a um processo de classificação, conforme expostos a seguir.

Etapa 8 – Classificação das Interrupções

Visando subsidiar o processo de análise acerca do desempenho do sistema PRE de Rondônia, as interrupções foram classificadas tomando-se como referência as recomendações contidas em ELETROBRAS/CODI, (1982), ou seja, as interrupções foram classificadas da seguinte forma:

a) Interrupções Segundo a Origem

Determinada instalação sob análise faz parte de um sistema, sugerindo dessa feita, que as interrupções na instalação analisada são de origem interna. Em consequência, as interrupções em outras partes desse sistema são de origem externa. É justamente esse o caso da Tecnologia PRE, que é parte de um sistema elétrico de maior dimensão e maior complexidade, como ilustrado didaticamente na Figura 4.3.

Assim, as interrupções advindas de algum tipo de falha na UHE Samuel, Subestação Elevadora 13,8/230 kV, LT 230 kV ou RD, são classificadas como sendo de origem externa, ou seja, não dizem respeito à Tecnologia PRE. De outra forma, as interrupções oriundas de algum tipo de falha, desde o barramento de 13,8 kV da subestação supridora, passando pelas linhas laterais, cabos para-raios isolados e energizados da LT 230 kV, subestação distribuidora e respectivo barramento de 13,8 kV, são classificadas como sendo interrupções de origem interna, ou seja, dizem respeito exclusivamente à Tecnologia PRE. Cumpre esclarecer que as setas com sentidos duplos, interligando cada parte do sistema com a Tecnologia PRE, têm o objetivo de informar que cada subsistema externo afeta a Tecnologia PRE e é por ela também afetada, a depender do tipo de falha.

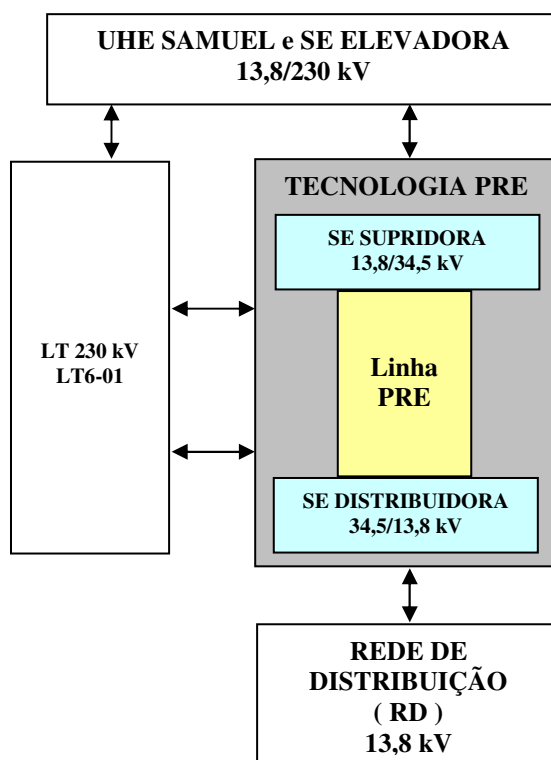


Figura 4.3 Diagrama de bloco ilustrando a relação da Tecnologia PRE com as demais partes do sistema elétrico em que está inserido

b) Interrupções Segundo a Causa

As interrupções segundo a causa se classificam em programadas e não-programadas. As interrupções programadas estão associadas aos seguintes eventos:

- Alteração: para melhoria ou ampliação do sistema;
- Manutenção: para prevenir ou corrigir falhas. Trata-se da interrupção programada para manutenção preventiva, ou corretiva;
- Não classificada: trata-se de interrupção programada não enquadrada nas classificações anteriores.

As interrupções não-programadas estão relacionadas às seguintes causas:

- Meio ambiente: vegetação, pássaros, queimadas, inundação, erosão, descargas atmosféricas, corrosão, poluição.
- Terceiros: vandalismo (caracterizado por dano ou interferência intencional), acidente (caracterizado por dano, ou interferência não intencional), empresas de serviços públicos, ou suas contratadas e consumidores;
- Falhas humanas: erros de operação e acidentes;
- Próprias do sistema: subtensão, sobretensão, sobrecarga, manobras para localização de falhas, manobras por segurança, ou características construtivas do equipamento;
- Falhas de componentes: falhas de projeto, de fabricação, de montagem, uso impróprio do componente, envelhecimento, falha de manutenção, falha não relacionada e falha desconhecida;
- Outro órgão/companhia: concessionária, consumidor, outro órgão da própria empresa não relacionada à operação e manutenção;
- Outros eventos que não se enquadre em nenhum dos itens relacionados, mas cuja natureza é do conhecimento do informante;
- Desconhecidas: eventos cuja natureza não é do conhecimento do informante.

Etapa 9 - Codificação das Interrupções

Uma vez definido os critérios de classificação, o procedimento aqui descrito consiste em estabelecer uma referência numérica para cada tipo de interrupção, ou seja, cada tipo de interrupção passa a receber um código numérico, conforme apresentado na Tabela 4.1.

Tabela 4.1 - Codificação das interrupções de origem externa e origem interna

INTERRUPÇÕES DE ORIGEM EXTERNA	
Código	Descrição
1	Programadas
1.1	Rede de Distribuição – CERON
1.2	LT 230 kV –ELETRONORTE
1.3	UHE Samuel e Subestação 230 kV
2	Não-Programadas
2.1	Rede de Distribuição – CERON
2.2	LT 230 kV –ELETRONORTE
2.3	UHE Samuel e Subestação 230 kV
INTERRUPÇÕES DE ORIGEM INTERNA	
Código	Descrição
3	Programadas
3.1	Alterações/Adequações
3.2	Manutenção
3.3	Não classificada
4	Não-Programadas
4.1	Meio Ambiente – Descargas Atmosféricas
4.2	Terceiros
4.3	Falha Humana
4.4	Próprias do Sistema
4.5	Falha de Componente
4.6	Outro Órgão/ Companhia
4.7	Outros Eventos
4.8	Desconhecidas

Etapa 10 - Relatório das Interrupções do Período Considerado

Essa fase consiste na planilha contendo as informações sistematizadas de todas as interrupções no período considerado. Normalmente, a planilha é preparada de forma a permitir a análise da continuidade do fornecimento de energia elétrica em cada mês do ano. A título de exemplo, o formato de uma planilha, contendo as interrupções parciais verificadas em dezembro de 2007 é mostrado através da Figura 4.4

INTERRUPÇÕES NO SISTEMA PRE ITAPUÁ										Fl. 1/2	Ano: 2007
											Mês: DEZ.
DIA	EQUIP.	CARGA (MW)	TEMPO TOTAL DE INTERRUPÇÃO			Energia Interromp. (MWh)	Prot. Atuada	Causa	Clas.		
			horas: minutos ABERTO	FECHADO	minutos					horas	TOTAL
2	SMDJ2-03	1,80	08:10	12:08	236	3,93	7,08	VOLUNT	(1): S/R; (2): Atender PD ELN 359/2007.		1.3
7	SMDJ2-03	1,80	20:01	20:11	10	0,17	0,30	50A/B	(1): Desligamento automático com atuação do relé 50, fases A e B, lado de 34,5 kV. Causa: do desligamento desconhecida; (2): Descarga atmosférica. CONCLUSÃO: Considerando o horário da interrupção, o curto tempo de retorno da instalação à operação e a atuação dos relés de sobrecorrente instantâneos, de fato, é possível concluir que a causa seja DA.		4.1

Figura 4.4 Formato da planilha utilizada para sistematização das interrupções

Vale ressaltar, que no código 4.1 são consideradas apenas as interrupções por descargas atmosféricas, uma vez que, devido a altura dos cabos para-raios na LT 230 kV, é muito pouco provável que ocorra interrupções por pássaros, vegetação, queimadas, e outros.

Etapa 11 - Seleção de Dados para Determinar o DEC e FEC do Período

No relatório mencionado na etapa anterior, estão lançadas todas as interrupções ocorridas no sistema, possibilitando assim, o cálculo dos índices de continuidade DEC e FEC. Apenas como exemplo, para o cálculo dos índices de continuidade da Tecnologia PRE são utilizadas as interrupções classificadas como sendo de origem interna, códigos 3 e 4.

Etapa 12 - Metodologia de Cálculo do DEC

Essa etapa consiste na obtenção do índice de continuidade denominado DEC para todo o período de operação de cada instalação PRE. Aqui, vale novamente ressaltar, que o cálculo do DEC e FEC anual da Tecnologia PRE tem sua abordagem feita no Capítulo 5. Mas, o critério metodológico para a obtenção de tais informações operacionais é aqui apresentado. Assim sendo, de acordo com a Resolução 024/2000 da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), este índice diz respeito ao intervalo de tempo que cada unidade consumidora do conjunto considerado ficou sem o fornecimento de energia durante determinado período de observação, ou apuração dos dados, devendo ser calculado através da seguinte equação:

$$DEC = \frac{\sum_{i=1}^k Ca(i)xt(i)}{Cc} \quad (4.1)$$

Onde:

DEC = duração equivalente de interrupção por unidade consumidora, expresso em horas e centésimos de horas;

$Ca(i)$ = número de unidades consumidoras interrompidas em um evento (i) , no período de apuração;

$t(i)$ = duração de cada evento (i) , no período de apuração;

k = número máximo de eventos no período considerado;

Cc = Número total de unidades consumidoras, do conjunto considerado, no final do período de apuração.

No processo de avaliação do desempenho operacional do PRE, o conjunto considerado corresponde a todas as unidades consumidoras atendidas pela tecnologia, desse modo, quando ocorre uma interrupção, o número de unidades consumidoras atingidas por tal ocorrência é igual ao número total de unidades consumidoras do conjunto considerado, ou seja, $Ca(i) = Cc$. Em consequência, a equação 4.1 é simplificada, assumindo a seguinte forma:

$$DEC = \sum_{i=1}^k t(i) \quad (4.2)$$

Portanto, o DEC é igual ao somatório da duração de cada evento (i) , no período considerado.

Etapa 13 - Metodologia de Cálculo do FEC

Da mesma forma, a ANEEL define este índice de continuidade como frequência de interrupção por unidade consumidora (FEC), calculado através da equação:

$$FEC = \frac{\sum_{i=1}^k Ca(i)}{Cc} \quad (4.3)$$

Contudo, de acordo com as considerações feitas na etapa anterior, a equação 4.3 é também simplificada, assumindo a seguinte forma:

$$FEC = \sum_{i=1}^K (i) \quad (4.4)$$

Ou seja, o FEC é igual ao somatório de cada evento (i) verificado no período considerado. Em outras palavras, o índice FEC é igual ao número de interrupções ocorridas no período considerado. Por fim, o DEC e FEC de todo sistema elétrico contendo o PRE Jaru e PRE Itapuã estão apresentados nas Tabelas 4.3, 4.7 e 4.8.

4.2 Interrupções no Sistema PRE Jaru

A cidade de Jaru, situada às margens da BR 364, distante 288 km de Porto Velho, foi a primeira localidade atendida através da Tecnologia PRE em Rondônia. Vale ressaltar, que a partir da Rede de Distribuição, as localidades de Theobroma, Governador Jorge Teixeira e Nova Olinda, também foram indiretamente beneficiadas pela energia elétrica transmitida através do Sistema PRE Jaru (CERON, 1997a).

Antes da instalação do PRE Jaru, a geração de energia elétrica era feita na própria localidade através de uma usina térmica (UTE), composta por vários grupos geradores, relacionados na Tabela 4.2. Verifica-se que a potência disponível era de apenas 7.250 kW, apesar da UTE contar com 11.600 kW de potência instalada (CERON, 1996). Dado às constantes quebras de máquinas, a localidade vinha sendo submetida a constantes racionamentos.

Tabela 4.2 – Potência instalada da UTE Jaru, no ano de 1995

Código da Unidade	Fabricante	Modelo	Nº de Série	Potência (kW)	
				Nominal	Disponível
UGDCT-059 ²	CATERPILLAR	3516	25z0108	1.600	800
UGDGM-055	GM	16.567-C	57.E11	1.000	750
UGDGM-056	GM	16.567-D4	63.K-33	1.500	0
UGDGM-057	GM	16.567-C	57.d-12	1.000	800
UGDGM-058	GM	16.567-D4	63.K-63	1.500	1.100
UGDGM-155	GM	20.645-E4	79.K1-1107	2.500	1.800
UGDGM-157	GM	20.645-E4	79.K1-1024	2.500	2.000
TOTAL				11.600	7.250

Fonte: (CERON, 1996)

² Com a entrada em operação do PRE, o grupo gerador Caterpillar foi remanejado para outra localidade, permanecendo a usina com 10.000 kW de potência instalada.

De acordo com o boletim estatístico da CERON referente ao ano de 1995, a máxima demanda suprida pela UTE naquele ano foi de 6.630 kW. Portanto, considerando-se a evolução da demanda, mais o atendimento da parcela reprimida, a aplicação da Tecnologia PRE em Jarú teve como objetivo o enfrentamento de dois desafios, ou seja, primeiro resolver o grave problema de racionamento advindo das constantes quebras de máquinas e, segundo, postergar vultosos investimentos em linha de transmissão de 69 kV, ou subestação abaixadora a partir da LT 230 kV.

Devido à magnitude da carga, o projeto do PRE para atender Jarú, foi desenvolvido considerando-se dois sistemas. O primeiro composto pela subestação supridora Ariquemes II, com potência instalada igual a 7 MVA, linha PRE no trecho entre Ariquemes e Jarú, linhas laterais de conexão com os cabos para-raios das torres de derivação e subestação distribuidora Jarú I, com potência instalada igual a 4 MVA.

O segundo sistema foi desenvolvido projetando-se a subestação supridora a partir de Ouro Preto do Oeste, distante 40 km de Jarú, tendo como subestação distribuidora Jarú II, também com potência instalada igual a 4 MVA. Assim, foi considerado o atendimento de cargas a Jarú até o limite de 8 MVA. Acontece, porém, que somente o primeiro sistema foi concluído, tornando-se necessário a manutenção da UTE na localidade para complementar a parcela de demanda que não seria possível de ser atendida apenas pelo primeiro sistema PRE.

Na Figura 4.5 é mostrado o diagrama unifilar que permite uma visão global de todo sistema elétrico para atendimento Jarú, contendo o PRE e a UTE. Esses dois sistemas não foram previstos para operação em paralelo. Segundo Ary D’Ajuz (informação pessoal)³, a operação em paralelo foi desaconselhada pelo Prof. Francesco Iliceto, para evitar, quando na ocorrência de alguma descarga atmosférica, possível manutenção do arco secundário entre os eletrodos da cadeia de isoladores rígida.

A operação isolado do PRE e UTE teve consequências significativas quanto à manutenção da continuidade no fornecimento de energia, dado às constantes manobras de remanejamento de cargas entre um sistema e outro. Adicionalmente, foram registradas muitas

³ O Eng^o MSc. Ary D’Ajuz trabalhou na ELETRONORTE no período de 1986 a 2000, sendo o responsável pela introdução da Tecnologia PRE no Brasil. Atualmente o referido profissional trabalha no ONS.

interrupções nas manobras de fechamento das chaves seccionadoras unipolares, quando a manobra era feita na rede de distribuição (RD).

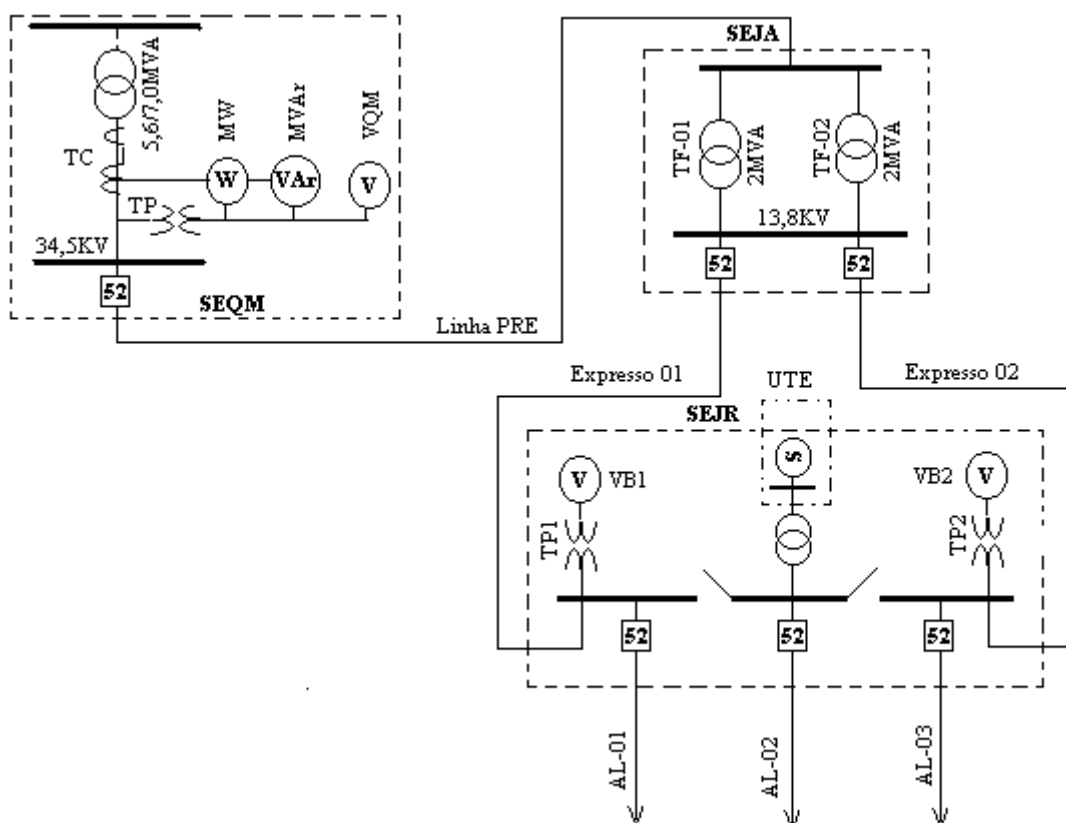


Figura 4.5 Diagrama unifilar simplificado, com indicação das subestações supridora (SEQM), distribuidora (SEJA) e subestação da UTE Jarú (SEJR)

Como alternativa para resolver os problemas de racionamento, a partir de setembro/97 são feitas várias adequações na Subestação Jarú I (SEJA) para receber energia do terciário do transformador da subestação 230/69/13,8 kV, construída em Jarú pela ELETRONORTE. Em consequência disso, a UTE foi desativada, e o sistema elétrico de Jarú passou a ter uma nova configuração, mostrada na Figura 4.6.

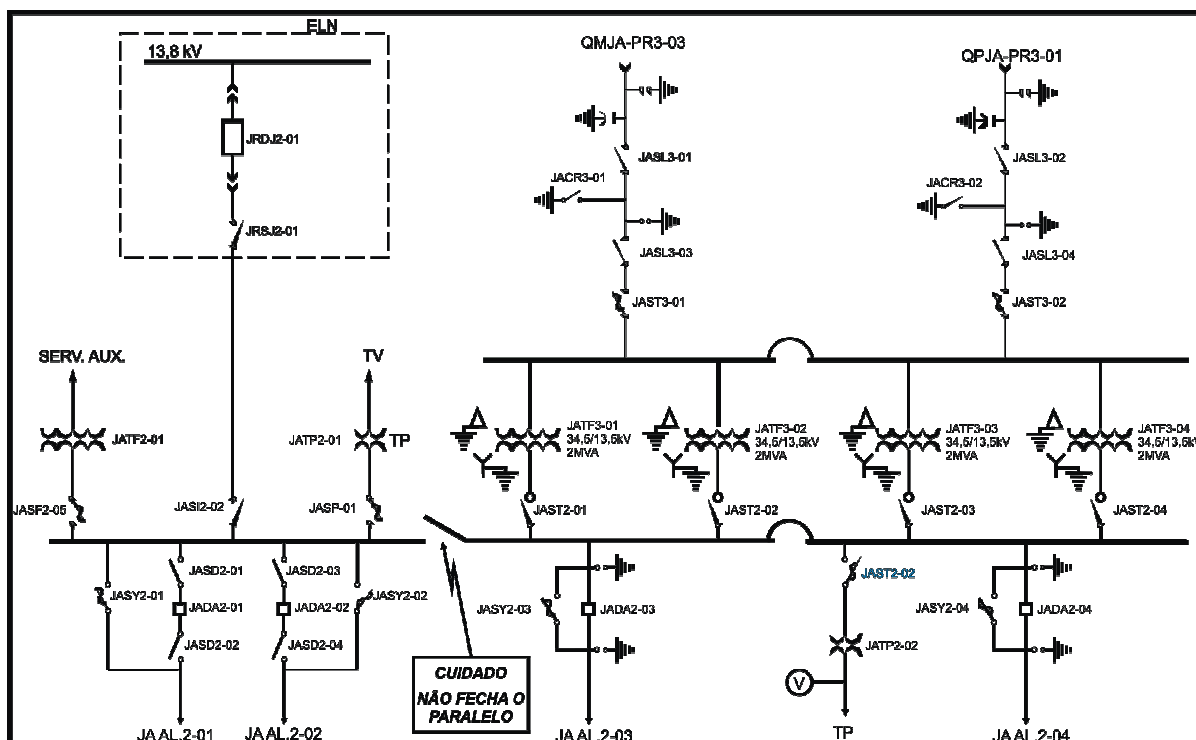


Figura 4.6 Diagrama unifilar operacional da subestação Jarú, alimentada pela Tecnologia PRE e pelo terciário do transformador da subestação ELETRONORTE

No segundo semestre de 2000 é concluída a construção da subestação da ELETRONORTE, disponibilizando um “bay” de 69 kV para atender Jarú. Em novembro de 2000, depois de concluída as obras de interligação com a subestação 69/34,5/13,8 kV da CERON, o PRE Jarú foi desativado (CERON, 2001). Portanto, pelo que foi exposto até aqui, o PRE Jarú esteve efetivamente em operação de 30/12/1995 a 14/11/2000. O significado dessa instalação em Jarú, traduzido em termos dos índices de continuidade DEC e FEC referente a todo o período mencionado, está mostrado na Tabela 4.3.

Cumprе esclarecer, que no período de 1996 a 1998, o levantamento das interrupções foi realizado no âmbito da pesquisa relacionada à avaliação técnico-econômica da Tecnologia PRE em Rondônia, tendo como objeto de estudo o PRE Jarú (RAMOS, 2000). A continuação desse levantamento é feita aqui, cobrindo o ano de 1999 e 2000, até o mês de novembro.

Tabela 4.3 – DEC e FEC anual de todo sistema elétrico contendo o Sistema PRE Jaru

Causas		1996		1997		1998		1999		2000		TOTAL	
Cód.	Descrição	DEC	FEC	DEC	FEC	DEC	FEC	DEC	FEC	DEC	FEC	DEC	FEC
INTERRUPÇÕES DE ORIGEM EXTERNA													
1	Programadas												
1.1	RD - CERON	1,67	1	5,02	3	9,94	4	10,74	8	10,42	4	37,79	20
1.2	LT 230 kV - ELN	2,67	1	0,00	0	0,00	0	0,00	0	0,00	0	2,67	1
1.3	UHE e SE 230 kV - ELN	0,63	1	1,90	3	2,90	6	22,57	6	14,03	4	42,03	20
	Subtotal 1	4,97	3	6,92	6	12,84	6	33,31	14	24,45	8	82,49	41
2	Não-Programadas												
2.1	RD - CERON	20,58	38	32,04	73	9,18	25	18,60	33	4,42	12	84,82	181
2.2	LT 230 kV - ELN	8,74	9	6,22	8	6,93	12	2,59	3	9,30	11	33,78	43
2.3	UHE e SE 230 kV - ELN	4,37	4	0,00	0	0,90	3	6,59	4	13,94	8	25,80	19
	Subtotal 2	33,69	51	38,26	81	17,01	40	27,78	40	27,66	31	144,40	243
	TOTAL 1	38,66	54	45,18	87	29,85	50	61,09	54	52,11	39	226,89	284
INTERRUPÇÕES DE ORIGEM INTERNA - EXCLUSIVAS DO PRE													
3	Programadas												
3.1	Alteração/Adeq.	4,50	6	0,00	0	0,00	0	0,00	0	0,00	0	4,50	6
3.2	Manutenção	4,26	4	3,21	4	0,00	0	1,18	1	3,43	2	12,08	11
3.3	Não-classificada	0,00	0	0,00	0	0,00	0	1,00	1	0,00	0	1,00	1
	Subtotal 3	8,76	10	3,21	4	0,00	0	2,18	2	3,43	2	17,58	18
4	Não-programadas												
4.1	Descargas Atmosféricas	22,56	59	16,01	43	23,01	55	19,58	56	8,99	33	90,15	246
4.2	Terceiros	0,00	0	0,00	0	0,00	0	0,35	1	6,32	2	6,67	3
4.3	Falha humana	0,23	1	0,00	0	0,00	0	0,00	0	0,00	0	0,23	1
4.4	Próprias do sist.	0,50	1	0,15	1	0,00	0	0,00	0	0,00	0	0,65	2
4.5	Falha de comp.	11,22	11	9,05	12	0,25	1	0,50	1	0,33	1	21,35	26
4.6	Outro órgão/Cia	0,00	0	0,00	0	0,00	0	0,00	0	0,00	0	0,00	0
4.7	Outros eventos	0,00	0	0,00	0	0,00	0	0,00	0	0,00	0	0,00	0
4.8	Desconhecidas	1,00	2	1,09	3	0,00	0	1,88	5	3,05	12	7,02	22
	Subtotal 4	35,51	74	26,30	59	23,26	56	22,31	63	18,69	48	126,07	300
	TOTAL 2	44,27	84	29,51	63	23,26	56	24,49	65	22,12	50	143,65	318
	TOTAL GERAL	82,93	138	74,69	150	53,11	106	85,58	119	74,23	89	370,54	602

Portanto, no período em que o PRE Jaru esteve em operação foram registradas 602 interrupções, que levaram a instalação a ficar indisponível por 370,54 horas. Surpreendentemente, constata-se que aproximadamente 47 % das interrupções, representadas pelo índice FEC, são de origem externa, responsável por mais de 60 % do tempo de indisponibilidade representada pelo índice DEC. Uma visão geral acerca dos percentuais de DEC e FEC relacionados às interrupções de origem externa e interna, é mostrada na Figura 4.7.

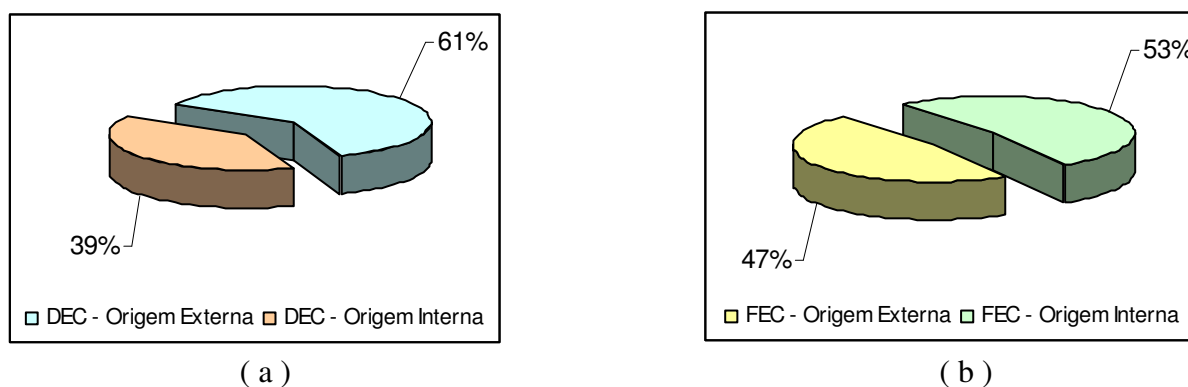


Figura 4.7 Participações do DEC e FEC de todo sistema elétrico contendo o PRE Jaru
 a) Percentuais do DEC de origens externa e interna na ; b) Idem para o FEC

No conjunto das interrupções de origem externa, verifica-se que a RD participou com mais de um terço em relação ao total geral e mais de 70 % em relação às próprias interrupções de origem externa, correspondente ao total 1. Esse fato reflete a falta de coordenação entre os relés instalados na subestação supridora do PRE⁴ e os relés instalados nas subestações distribuidoras, bem como destes em relação às chaves fusíveis instaladas na RD.

Embora as interrupções associadas à LT 230 kV, UHE Samuel e Subestações de 230 kV tenham uma participação menor, é significativo o registro de 44 saídas da LT nesse período (códigos 1.2 e 2.2). Uma abordagem específica sobre o desempenho da LT 230 kV é feita na Seção 4.4.

As interrupções de origem interna dizem respeito ao desempenho da Tecnologia PRE, cuja participação em relação ao total geral é próxima de 53 %, ou seja, durante todo período em que o PRE Jaru esteve em operação, suas interrupções foram pouco maiores em relação

⁴ A SE supridora do PRE Jaru é a SE Ariquemes II, identificada operacionalmente como SEQM II

às interrupções que se verificam nas instalações elétricas convencionais, representadas pela UHE Samuel, Subestações, LT 230 kV e RD.

De maneira oposta, o tempo em que o PRE Jaru esteve fora de operação é significativamente menor. Em relação ao total geral, o tempo de indisponibilidade do PRE Jaru esteve próximo de 39 %; um resultado bem menor em comparação com aquele das interrupções de origem externa.

No que diz respeito às interrupções de origem interna programada (código 3), vale ressaltar que as seis interrupções para alterações/adequações (código 3.1), aconteceram durante o primeiro mês de operação do PRE Jaru e foram realizadas nas Subestações. Da mesma forma, todas as manutenções programadas (código 3.2), estão associadas às subestações supridora (SEQM) e distribuidora (SEJA), embora tenham sido realizadas em diferentes períodos, notadamente nos anos de 1996, 1997 e 2000. Quanto às interrupções de origem interna programada e não-classificada (código 3.3), foi registrada apenas uma ocorrência, especificamente no mês de março de 1999.

Quanto às interrupções de origem interna não-programadas (código 4), constata-se que a maioria das saídas do PRE é provocada por descargas atmosféricas (código 4.1), que na comparação com o total geral, foram responsáveis por mais de 40 %, de todas as interrupções. Fazendo-se essa comparação em relação às interrupções de origem interna (TOTAL 2), verifica-se que as descargas atmosféricas foram responsáveis por mais de 77 %, das interrupções, ou mais de três quartos das ocorrências exclusivas do PRE Jaru.

O significado das descargas atmosféricas no desempenho operacional do PRE Jaru fica mais evidente quando se compara apenas as interrupções por descargas atmosféricas (código 4.1) em relação ao total das interrupções de origem interna não-programadas (subtotal 4). Aproximadamente 82 % das interrupções, ou pouco mais de quatro quintos, foram provocadas pelas descargas atmosféricas. Esse impacto em relação às demais causas das interrupções de origem interna não-programadas pode ser visualizado através do gráfico mostrados na Figura 4.8. Este resultado mostra que o comportamento da Tecnologia PRE praticamente é determinado pela ocorrência de descargas atmosféricas.

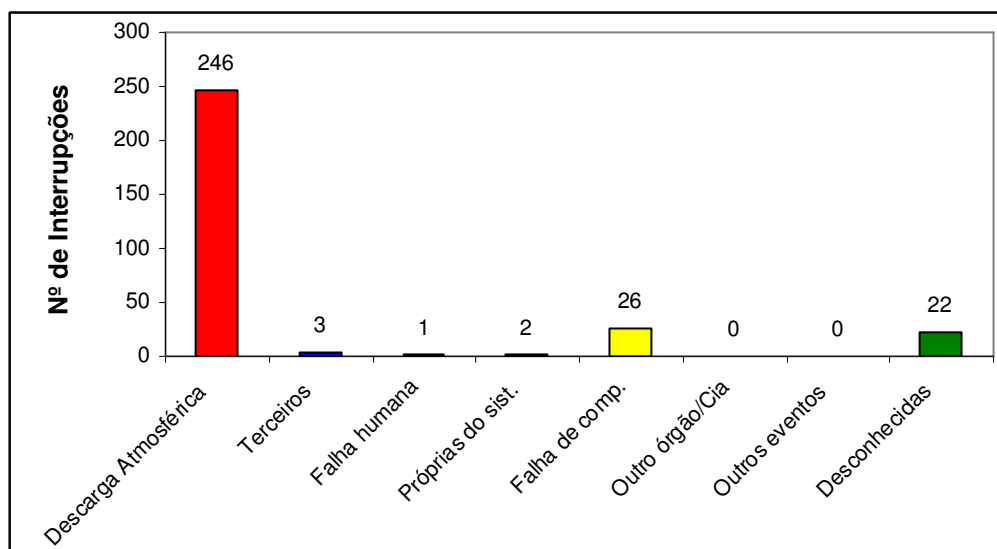


Figura 4.8 Interrupções de origem interna não-programadas do PRE Jaru (código 4)

Como se pode constatar pelo gráfico da Figura 4.8, as demais causas de interrupções no PRE Jaru tem uma participação pequena em comparação às interrupções provocadas por descargas atmosféricas. Entre elas, destacam-se as interrupções provocadas por falha de componentes e desconhecidas. No que diz respeito às falhas de componentes (código 4.5), elas estão apresentadas na Tabela 4.4.

Tabela 4.4 - Falhas de equipamentos verificadas no PRE Jaru

EQUIPAMENTO	1996	1997	1998	1999	2000	TOTAL
Transformador elevador na SEQM	2	0	0	0	0	2
Impedância de balanceamento	4	10	1	1	1	17
Disjuntor 34,5 kV na SEQM	0	0	0	0	0	0
Chave de aterramento rápido na SEQM	1	0	0	0	0	1
Banco de capacitores na derivação do PRE	1	0	0	0	0	1
Chave fusível HYO na SEJA	3	0	0	0	0	3
Disjuntor 13,8 kV na SEJA	0	2	0	0	0	2
Chave de aterramento rápido na SEJA	0	0	0	0	0	0
TOTAIS:	11	12	1	1	1	26

Através da Tabela 4.4 pode-se observar que as falhas estão concentradas nos dois primeiros anos de operação do PRE Jaru, totalizando 11 ocorrências em 1996 e 12 ocorrências em 1997. Nos anos seguintes, ou seja, 1998, 1999 e 2000, ocorreram mais 3 falhas, uma em cada ano, relacionadas ao dispositivo de acionamento automático do ventilador que faz a

refrigeração do resistor que compõe a impedância de balanceamento longitudinal. Assim, foi verificado que a maioria das falhas, num total de 17, ocorreu no sistema de ventilação do referido resistor.

Quanto às falhas classificadas como desconhecidas (código 4.8), é provável que algumas delas estejam relacionadas a descargas atmosféricas. Por fim, vale ressaltar que os índices operacionais do PRE Jaru são discutidos mais detalhadamente no Capítulo 5.

4.3 Interrupções no Sistema PRE Itapuã

Na década de 80 surge o povoado de Itapuã do Oeste, às margens da BR – 364, distante 105 km de Porto Velho. Em 13 de fevereiro de 1992 o povoado é levado à categoria de município recebendo o nome de Jamari, com áreas desmembradas dos municípios de Porto Velho e Ariquemes. Devido a insatisfação dos moradores, no dia 24 de outubro de 1997, através da Lei 747, o município voltou a ser denominado de Itapuã do Oeste⁵.

De acordo com as informações contidas no Boletim Estatístico 1987, o fornecimento de energia elétrica à localidade de Itapuã do Oeste foi iniciado em 1986, através da construção de uma usina térmica, onde foi instalado um grupo gerador Cummins 264 kW CERON (1988). Em 1987 a usina recebeu mais um grupo gerador, semelhante ao primeiro, passando a contar com 528 kW de potência instalada. O regime de operação da usina era das 10h00 às 13h00 e das 18h00 às 24h00, totalizando 09h00 de operação diária. Na Tabela 4.5 é apresentado um panorama geral sobre a evolução do atendimento à localidade, até a implantação da Tecnologia PRE.

A última ampliação de potência instalada da UTE foi em 1996, CERON (1997b) resultando em quatro grupos geradores Scânia, modelo DSI – 14, com potência nominal de cada grupo igual a 264 kW.

⁵ Essa informação foi obtida pela internet, no site: www.ibge.gov.br/cidadesat/topwindow.htm?1. Trata-se da página contendo o histórico do Município de Itapuã do Oeste, cujo autor é Marilton Gomes Vieira. A consulta ao referido site foi feita no dia 14/01/2009.

Tabela 4.5 – Evolução do atendimento a Itapuã do Oeste, antes do PRE

Ano	Potência Instalada (kW)	Demanda Máxima (kW)	Energia Requerida (MWh)	Número de Consumidores Atendidos	Regime Operação (horas)	Óleo Diesel (l)
1986	264	115	105	115	9	34.965
1987	528	200	342	171	9	121.393
1988	792	180	606	236	9	153.205
1989	792	220	895	245	9	244.931
1990	528	264	740	277	9	205.720
1991	848	212	724	343	9	198.376
1992	848	240	1.059	356	12	263.795
1993	528	241	1.139	388	12	329.171
1994	528	376	1.380	391	15	396.061
1995	792	464	1.861	659	18	535.968
1996	1.056	500	2.301	773	24	685.698

Fonte: CERON (1988, 1990, 1993, 1995, 1997b)

Conforme o Boletim Estatístico de 1997, o parque gerador de Itapuã do Oeste esteve em operação até setembro de 1997, tendo consumido 722.251 litros de óleo diesel para produzir, no correr desse ano, um montante de energia igual a 2.294 MWh. Em 22 de setembro de 1997 entra em operação o PRE Itapuã, substituindo a geração a diesel. Desse modo, até essa data, o fornecimento de energia elétrica à localidade de Itapuã demandou o consumo de 3.891.533 litros de óleo diesel para produzir 13.446 MWh.

Os dados apresentados no parágrafo anterior justificaram a inclusão da localidade de Itapuã do Oeste no conjunto das localidades selecionadas para fazerem parte do Projeto de implantação da Tecnologia PRE em Rondônia. A propósito, essa é a única localidade selecionada que está praticamente ao lado da faixa de servidão da LT 230 kV e que está caracterizada como pequena carga, visto que a implantação do PRE Jaru teve a finalidade de postergar investimento na solução definitiva.

No que diz respeito à evolução da potência instalada da subestação distribuidora do PRE em Itapuã do Oeste, inicialmente foi previsto a instalação de um transformador com potência de 1.000 kVA (ELETRONORTE, 1995), mas devido ao significativo crescimento da demanda no período 1994-1996, optou-se pela instalação de um transformador 34,5/13,8 kV, com potência igual a 2.000 kVA. Essa foi uma decisão acertada, visto que após a entrada em operação do PRE, no período de setembro a dezembro de 1997, foi registrada a demanda máxima de 890 kW.

Nas Figuras 4.9 e 4.10 são mostradas duas fotos ilustrando o pátio da subestação supridora e distribuidora, respectivamente.



Figura 4.9 Pátio da subestação supridora do PRE, em Samuel



Figura 4.10 Pátio da subestação distribuidora do PRE, em Itapuã do Oeste

Em Samuel, o transformador 13,8/34,5 kV, com potência igual a 5.600/7.000 kVA, foi alimentado inicialmente a partir de um transformador isolador do serviço auxiliar da UHE Samuel, com potência igual a 3.000 kVA. Com o crescimento da demanda, em 2002 foi instalado outro transformador isolador 13,8/13,8 kV, com potência igual a 5.600/7.000 kVA. No início de 2003 a CERON instalou mais um transformador de 2.000 kVA na subestação distribuidora do PRE em Itapuã. Em 2005, os dois transformadores foram substituídos por um único transformador, com potência de 5.000/6.250 kVA .

As subestações supridoras e distribuidoras do PRE são simples, sendo que, os únicos equipamentos que não fazem parte de uma subestação convencional são o reator e o resistor, utilizados para equalizar a impedância longitudinal da terceira fase, desempenhada pelo solo, e os cabos das fases A e B. Assim, quando da desativação, a maioria dos equipamentos pode ser remanejada para outras instalações convencionais. Em seguida, na Figura 4.11 é apresentado o diagrama unifilar simplificado da subestação supridora do PRE em Samuel.

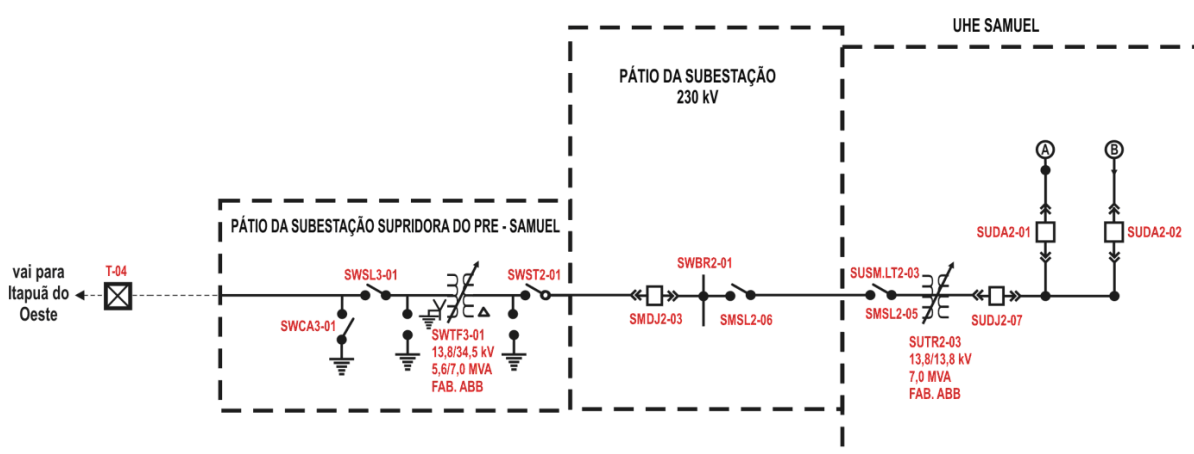


Figura 4.11 Diagrama unifilar da subestação supridora do PRE em Samuel

O significado da implantação do PRE Itapuã, em relação à evolução da potência instalada, demanda máxima, energia requerida e número de consumidores atendidos, é mostrado na Tabela 4.6.

Tabela 4.6 – Evolução no atendimento a Itapuã do Oeste através da Tecnologia PRE

Ano	Potência Instalada kVA	Demanda Máxima (kW)	Energia Requerida (MWh)	Número de Consumidores Atendidos
1997	2.000	890	1.201	873
1998	2.000	1.300	5.519	979
1999	2.000	1.200	6.816	1.086
2000	2.000	1.700	7.971	1.535
2001	2.000	1.800	8.193	1.722
2002	2.000	1.800	8.695	1.732
2003	4.000	2.400	18.400	2.043
2004	4.000	2.400	22.486	2.150
2005	6.250	2.950	22.771	2.307
2006	6.250	2.950	21.238	2.432
2007	6.250	3.000	19.392	2.553

Fontes: a) os dados de 1997 a 2000 foram obtidos de CERON (2001); b) os dados de 2001 a 2007 referentes a potência instalada, demanda máxima e energia requerida, foram obtidos de CERON (2002, 2003a, 2004, 2005a, 2006, 2007a, 2008); c) número de consumidores referentes aos anos de 2001 a 2007, (informação pessoal)⁶

A propósito, na contagem da população 2007, o Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE), registrou uma população residente de 7.905 habitantes em Itapuã do Oeste. (IBGE, 2009). Feito essas observações, a seguir são apresentadas as Tabelas 4.7 e 4.8 contendo o DEC e FEC resultantes do levantamento das interrupções verificadas no Sistema PRE Itapuã, desde a sua instalação até o ano de 2007.

⁶ CERON. Acompanhamento do nº de clientes e energia faturada dos exercícios de 2000 a 2008. Comissão especial de assuntos regulatórios, mercado e tarifa – CRMT. Mensagem recebida de Cabral@ceron.com.br em 15 jan. 2009.

Tabela 4.7 – DEC anual de todo o sistema elétrico contendo o Sistema PRE Itapuã

Causas	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	TOTAL
Cód. Descrição	DEC	DEC	DEC	DEC	DEC	DEC	DEC	DEC	DEC	DEC	DEC	DEC
INTERRUPÇÕES DE ORIGEM EXTERNA												
1 Programadas												
1.1 RD - CERON	8,00	6,23	9,42	1,20	0,76	0,00	0,78	0,53	14,25	0,00	0,32	41,49
1.2 LT 230 kV - ELN	0,00	0,00	0,00	1,73	0,00	0,00	3,90	0,00	5,20	0,00	0,00	10,83
1.3 UHE e SE 230 kV -	0,00	6,94	8,88	4,24	2,30	2,67	24,31	16,96	3,55	5,76	4,33	79,94
Subtotal 1	8,00	13,17	18,30	7,17	3,06	2,67	28,99	17,49	23,00	5,76	4,65	132,26
2 Não-Programadas												
2.1 RD - CERON	6,66	49,47	101,11	79,81	74,25	55,52	22,49	14,26	14,65	14,74	15,58	448,54
2.2 LT 230 kV - ELN	2,46	30,34	3,69	14,18	16,84	23,48	6,32	0,52	1,05	2,68	3,42	104,98
2.3 UHE e SE 230 kV -	0,00	3,56	7,13	10,82	3,91	19,16	11,93	1,77	7,68	12,73	0,59	79,28
Subtotal 2	9,12	83,37	111,93	104,81	95,00	98,16	40,74	16,55	23,38	30,15	19,59	632,80
TOTAL 1	17,12	96,54	130,23	111,98	98,06	100,83	69,73	34,04	46,38	35,91	24,24	765,06
INTERRUPÇÕES DE ORIGEM INTERNA												
3 Programadas												
3.1 Alteração/Adeq.	10,15	0,00	0,00	2,23	0,00	22,71	6,71	0,00	0,38	0,00	1,13	43,31
3.2 Manutenção	0,00	0,00	3,60	0,00	0,00	3,83	1,85	8,68	0,45	10,78	5,32	34,51
3.3 Não-classificada	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,08	0,00	3,38	0,00	1,18	4,64
Subtotal 3	10,15	0,00	3,60	2,23	0,00	26,54	8,64	8,68	4,21	10,78	7,63	82,46
4 Não-Programadas												
4.1 Descargas Atmosféricas	13,60	31,49	18,75	21,39	21,31	25,53	6,84	5,31	5,20	4,33	10,00	163,75
4.2 Terceiros	0,00	0,00	0,00	5,85	0,00	0,00	0,00	0,00	0,65	0,00	0,00	6,50
4.3 Falha humana	0,00	0,00	4,48	0,30	0,72	0,00	0,43	0,35	0,00	0,15	0,00	6,43
4.4 Próprias do sist.	0,00	1,02	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,02
4.5 Falha de comp.	17,27	0,00	2,32	0,00	12,32	0,00	11,24	13,58	0,15	47,90	15,32	120,10
4.6 Outro órgão/Cia	0,00	0,00	0,00	0,18	0,00	0,00	0,00	0,44	0,00	1,28	0,28	2,18
4.7 Outros eventos	0,00	0,00	0,00	4,93	0,00	0,00	1,95	0,00	0,47	0,00	0,00	7,35
4.8 Desconhecidas	0,00	0,00	2,08	17,91	13,45	4,77	4,19	4,90	2,65	2,06	1,65	53,66
Subtotal 4	30,87	32,51	27,63	50,56	47,80	30,30	24,65	24,58	9,12	55,72	27,25	360,99
TOTAL 2	41,02	32,51	31,23	52,79	47,80	56,84	33,29	33,26	13,33	66,50	34,88	443,45
TOTAL GERAL	58,14	129,05	161,46	164,77	145,86	157,67	103,02	67,30	59,71	102,41	59,12	1.208,51

Tabela 4.8 – FEC anual de todo o sistema elétrico contendo o Sistema PRE Itapuã

Causas	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	TOTAL	
Cód.	Descrição	FEC	FEC	FEC	FEC	FEC	FEC	FEC	FEC	FEC	FEC	FEC	
INTERRUPÇÕES DE ORIGEM EXTERNA													
1	Programadas												
1.1	RD - CERON	5	4	2	1	2	0	2	1	3	0	1	21
1.2	LT 230 kV - ELN	0	0	0	2	0	0	1	0	1	0	0	4
1.3	UHE e SE 230 kV - ELN	0	5	8	5	3	4	11	10	4	2	3	55
	Subtotal 1	5	9	10	8	5	4	14	11	8	2	4	80
2	Não-Programadas												
2.1	RD - CERON	11	61	142	153	108	131	58	43	51	40	37	835
2.2	LT 230 kV - ELN	3	12	4	15	13	4	10	2	2	5	4	74
2.3	UHE e SE 230 kV - ELN	0	2	3	8	6	15	10	8	11	6	2	71
	Subtotal 2	14	75	149	176	127	150	78	53	64	51	43	980
	TOTAL 1	19	84	159	184	132	154	92	64	72	53	47	1060
INTERRUPÇÕES DE ORIGEM INTERNA													
3	Programadas												
3.1	Alteração/Adeq.	2	0	0	1	0	4	5	0	1	0	1	14
3.2	Manutenção	0	0	3	0	0	2	2	6	1	2	1	17
3.3	Não-classificada	0	0	0	0	0	0	1	0	1	0	1	3
	Subtotal 3	2	0	3	1	0	6	8	6	3	2	3	34
4	Não-programadas												
4.1	Descargas Atmosféricas	23	56	42	66	46	58	34	22	28	25	44	444
4.2	Terceiros	0	0	0	2	0	0	0	0	1	0	0	3
4.3	Falha humana	0	0	1	1	1	0	2	1	0	1	0	7
4.4	Próprias do sist.	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1
4.5	Falha de comp.	8	0	3	0	2	0	5	3	1	1	1	24
4.6	Outro órgão/Cia	0	0	0	2	0	0	0	3	0	3	1	9
4.7	Outros eventos	0	0	0	2	0	0	3	0	1	0	0	6
4.8	Desconhecidas	0	0	1	21	26	21	15	16	12	12	7	131
	Subtotal 4	31	57	47	94	75	79	59	45	43	42	53	625
	TOTAL 2	33	57	50	95	75	85	67	51	46	44	56	659
	TOTAL GERAL	52	141	209	279	207	239	159	115	118	97	103	1.719

Em mais de 10 anos de operação do Sistema PRE Itapuã, foram verificadas 1.719 interrupções e, conseqüentemente, 1.208,51 horas fora de operação. É surpreendente constatar que mais de 60 % das interrupções, representas pelo índice FEC e, aproximadamente 63 % do tempo de indisponibilidade, representado pelo DEC, tem como causa algum tipo de ocorrência de origem externa, ou seja, tais ocorrências não estão relacionadas ao desempenho da Tecnologia PRE. O impacto relativo entre as interrupções de origem externa e interna é ilustrado nos gráficos da Figura 4.12.

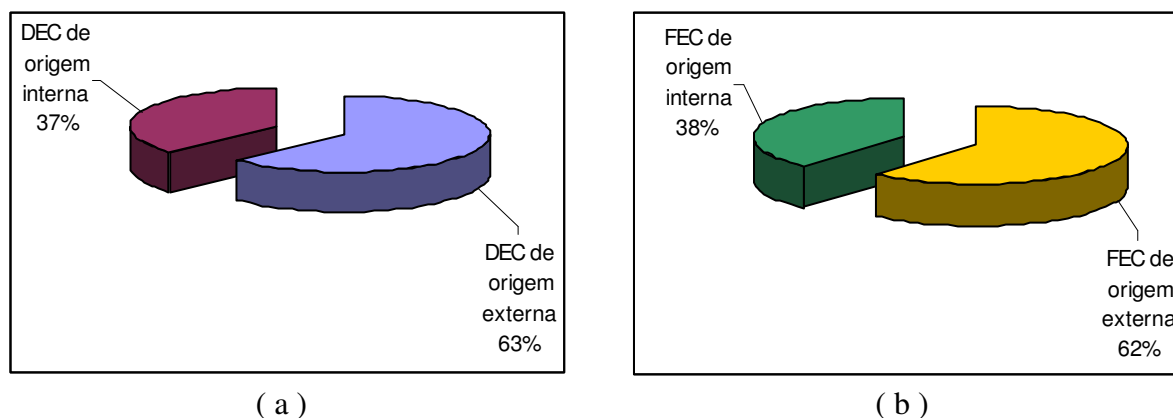


Figura 4.12 Proporção do DEC e FEC de todo o sistema elétrico contendo o PRE Itapuã

a) DEC associado às interrupções de origem externa e interna; b) Idem para o FEC

Analisando-se o conjunto das interrupções externas, verifica-se que as ocorrências relacionadas a RD (códigos 1.1 e 2.1), respondem praticamente pela metade de todas as interrupções em relação ao total geral do sistema. Esse dado reflete o mesmo problema verificado no PRE Jaru, ou seja, falta de coordenação entre as proteções das Subestações e RD. Reflete também problemas relacionados ao estado das redes urbana e rural quanto à manutenção preventiva.

No que diz respeito às interrupções de origem externa, associadas a LT 230 kV e à UHE Samuel, elas tiveram uma participação acima de 11 % e 22 % em relação ao FEC e DEC respectivamente, sempre tomando-se como referência o total geral. No caso da LT 230 kV, foram registradas 78 interrupções (códigos 2.1 e 2.2). Ao todo, foram 74 interrupções não-programadas. A abordagem sobre o desempenho da LT 230 kV com PRE é feita na Seção 4.4.

As interrupções associadas exclusivamente ao desempenho operacional do PRE Itapuã são aquelas classificadas como de origem interna, códigos 3 e 4, cuja soma é indicada na linha total 2 das Tabelas 4.6 e 4.7. Em relação ao total geral, elas respondem por aproximadamente 37 % do DEC e 38 % do FEC, como se pode constatar através dos gráficos mostrados na Figura 4.12. Esses resultados têm um significado especial para a Tecnologia PRE implantada em Itapuã do Oeste, pois, como a natureza das interrupções não tem sido compreendida por boa parte dos operadores e eletricitistas da manutenção, tem-se passado para a comunidade que todas as interrupções que ela experimenta concretamente no seu dia a dia, são provocadas por descargas atmosféricas sobre os cabos para-raios que compõem o Sistema PRE Itapuã.

Em relação às interrupções de origem interna programada (códigos 3.1, 3.2 e 3.3), elas totalizam 34 ocorrências, sendo que 14 estão associadas a alterações e adequações, tendo em vista, principalmente, as ampliações que foram feitas na subestação distribuidora. Como dito anteriormente, a subestação passou por sucessivas ampliações desde a sua inauguração, sendo a mais expressiva aquela associada à ampliação do barramento e construção de mais um alimentador em 13,8 kV, visando o atendimento a uma mineradora de cassiterita na região.

As interrupções de origem interna não-programadas são as que melhor refletem o desempenho operacional do PRE Itapuã. Uma visão geral sobre o impacto das descargas atmosféricas em relação às demais causas de origem interna não-programadas é apresentada na Figura 4.13.

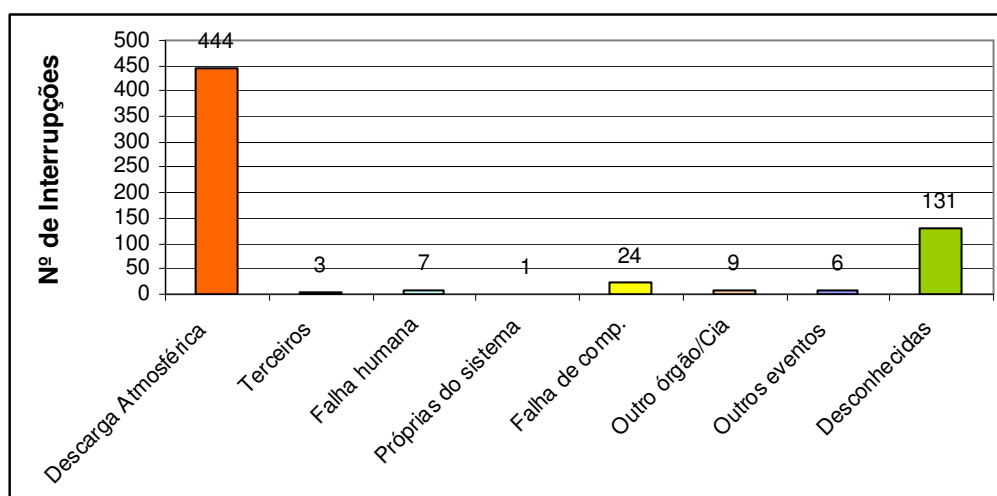


Figura 4.13 Interrupções de origem interna não-programadas do PRE Itapuã

Considerando-se apenas a classe de interrupção código 4 em relação ao total geral, verifica-se que elas participam com mais de 36 % das interrupções. Relacionando-as somente com as interrupções de origem interna (total 2), verifica-se um percentual próximo de 95 %. Ou seja, praticamente o desempenho da Tecnologia PRE é determinado pelas interrupções não-programadas. Esse percentual reflete a expressiva participação das descargas atmosféricas na sua composição. Esta constatação acima fica mais evidente, se forem relacionadas somente as interrupções por descargas atmosféricas (código 4.1), com o conjunto das interrupções de origem interna não-programada (subtotal 4). Como resultado, verifica-se que as descargas atmosféricas foram as causadoras de mais de 70 % das interrupções.

Todas as outras ocorrências relacionadas às interrupções de origem interna não-programadas têm uma participação bem menor em comparação com aquelas causadas por descargas atmosféricas. Semelhante ao caso do PRE Jarú, além das interrupções causadas por descargas atmosféricas, as interrupções mais expressivas estão relacionadas às falhas de componentes (código 4.5) e desconhecidas (código 4.8). No que diz respeito às falhas de componentes, elas estão apresentadas na Tabela 4.9, a seguir.

Tabela 4.9 - Falhas nos equipamentos do PRE Itapuã, no período de 22/09/1997 a 2007

Ano	Classificação das falhas dos equipamentos									Total
	4.5.1	4.5.2	4.5.3	4.5.4	4.5.5	4.5.6	4.5.7	4.5.8	4.5.9	
1997	8	0	0	0	0	0	0	0	0	8
1998	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1999	0	0	2	1	0	0	0	0	0	3
2000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2001	0	0	0	0	0	0	0	1	1	2
2002	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2003	0	1	1	0	2	1	0	0	0	5
2004	0	0	2	0	0	1	0	0	0	3
2005	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1
2006	1	0	0	0	0	0	0	0	0	1
2007	0	0	0	0	0	0	1	0	0	1
Total	9	1	5	1	2	2	1	1	2	24

A classificação das falhas dos equipamentos mostradas na Tabela 4.9, correspondem às seguintes descrições: 4.5.1: falhas no transformador elevador da subestação supridora; 4.5.2: falhas na impedância de balanceamento longitudinal (reator + resistor); 4.5.3: falhas no Disjuntor de 13,8 kV, cabos, muflas, chaves e para-raios no lado BT do transformador

elevador da subestação supridora; 4.5.4: falhas na chave de aterramento rápido, localizada na subestação supridora; 4.5.5: falhas na chave seccionadora localizada na derivação dos cabos para-raios energizados da LT 230 kV para o ramal lateral de interligação com a subestação distribuidora; 4.5.6: falhas nas chaves fusíveis HYO, identificada operacionalmente como FIST3-01, na subestação distribuidora; 4.5.7: falhas no transformador abaixador na subestação distribuidora, em Itapuã; 4.5.8: falhas de conexão no barramento da subestação distribuidora; 4.5.9: falhas nos disjuntores 13,8 kV dos alimentadores da subestação distribuidora.

No período analisado foram verificadas 22 interrupções relacionadas a falhas em equipamentos nas subestações, sendo 16 ocorrências na subestação supridora, em Samuel e 6 ocorrências na subestação distribuidora, em Itapuã. O restante, ou seja, duas ocorrências foram registradas na chave seccionadora do ramal de derivação do PRE em Itapuã. Vale ressaltar, que a maioria das falhas ocorridas na subestação supridora, num total de 9, foi relacionada ao transformador 13,8/34,5 kV, sendo 8 ocorrências verificadas na válvula de pressão, devido ao excesso de umidade.

Com relação às interrupções, cujas causas são desconhecidas, elas têm uma significativa participação no conjunto das interrupções atribuídas ao desempenho operacional do PRE Itapuã, sendo provável que algumas delas estejam também relacionadas a descargas atmosféricas.

4.4 Interrupções da LT 230 kV com a Tecnologia PRE

Como visto nas Tabelas 4.3 e 4.8, o número de interrupções da LT 230 kV, representado pelo FEC (códigos 1.2 e 2.2), totaliza 122, sendo 5 desligamentos programados e 117 interrupções não-programadas. Neste total estão consideradas as interrupções simultâneas do PRE Jaru e PRE Itapuã para uma mesma saída da LT. Assim, visando discriminar somente as interrupções não-programadas da linha, um criterioso levantamento foi realizado, separando as interrupções atribuídas às descargas atmosféricas (DA) das interrupções associadas a outras causas, tais como: falhas nas subestações, falhas de proteção, saídas intempestivas de usinas que compõem o parque gerador hidrotérmico, etc. Os resultados estão mostrados na Tabela 4.10.

Tabela 4.10 - Interrupções não-programadas da LT 230 kV

Causas	PRE Jaru (1996 a 21/09/1997)	PRE Jaru e PRE Itapuã (22/09/1997 a 14/11/2000)	PRE Itapuã (15/11/2000 a 2007)	Total
DA	7	21	33	61
Outras	7	8	11	26
Total	14	29	44	87

A LT 230 kV, entre a UHE Samuel e Ji-Paraná, possui uma extensão aproximada de 316 km. Assim, tomando-se como referência o número de interrupções totais mostrado na Tabela 4.10, a taxa de desligamentos da LT é equivalente a 2,3 desligamentos/100km/ano. Se forem consideradas somente as interrupções por descargas atmosféricas, tem-se como resultado 1,6 desligamentos/100km/ano.

No levantamento feito por Fernandes e Machado (1999) sobre o desempenho das linhas de transmissão da ELETRONORTE, cobrindo o período de 1988 a 1998, ou seja, durante 11 anos, as LT's compostas por estruturas de aço, tipo autoportante convencionais, operando em 230 kV na Região Norte, apresentaram um desempenho equivalente a 5,91 desligamentos/100km/ano. Em relação às descargas atmosféricas, o desempenho apresentado foi equivalente a 1,25 desligamentos/100km/ano.

Cumprе salientar, que as linhas associadas ao projeto da UHE Samuel já foram construídas admitindo-se desempenho frente a descargas atmosféricas equivalente a 2 desligamentos/100km/ano (informação pessoal)⁷.

A questão da garantia de funcionamento da Tecnologia PRE sem deteriorar o funcionamento da LT tem sido a principal preocupação daqueles que tomam conhecimento desta tecnologia. Nesse sentido, Gatta, Iliceto e Lauria (2001) simularam o comportamento de linhas de AT (115 kV e 161 kV) e EAT (230 kV e 345 kV) e concluíram que a taxa de falhas associada a proteção dos cabos para-raios não é afetada, ou seja, a isolamento e energização dos cabos para-raios não prejudica seu desempenho na função de proteger a LT contra descargas atmosféricas. No caso específico de linhas de 230 kV e 345 kV, operando com Sistema PRE

⁷ A informação, contida no e-mail: vanderlei.machado@eletronorte.gov.br e enviada dia 22/01/2009, foi obtida através do Eng^o Vanderlei Guimarães Machado, que trabalha na Gerência de Planejamento de Sistemas Elétricos da ELETRONORTE.

34,5 kV, há uma redução mínima (menor que 5-6%) na corrente que pode causar interrupção de retorno (“back flashover”).

Os resultados práticos verificados em mais de 15 anos de operação do Sistema PRE de Rondônia comprovam que a isolação e energização dos cabos para-raios em alguns trechos da linha 230 kV, não introduziu qualquer anormalidade no desempenho da linha. Ou seja, não há nenhum registro de problemas na LT 230 kV que tenha sido provocado pela presença e consequente operação do Sistema PRE.

4.5 Viabilidade Econômica do PRE Rondônia

A partir de levantamento feito no contrato celebrado entre a CERON e ABB⁸, para construção das obras associadas à LT 230 kV para o interior de Rondônia, foi possível apurar o custo de implantação do Sistema PRE de Rondônia relacionado apenas ao PRE Jaru e Itapuã, composto por: a) duas subestações supridoras de 7 MVA e duas subestações distribuidoras de 4 MVA e 2 MVA nas localidades de Jaru e Itapuã, respectivamente; b) aproximadamente 160 km de linha através dos cabos para-raios da LT 230 kV e derivações; c) malhas de terra independentes. O valor total é de R\$ 2.984.374,00 ou US\$ 3,174,866.00 considerando-se a cotação do dólar americano referente a julho/1994.

Comparativamente, uma LT 34,5 kV em poste de concreto duplo T, cruzeta de madeira padrão 2,40m, cabo e alumínio 4/0 (código Penguin), com respectivas subestações supridora e distribuidora, custaria aproximadamente US\$ 5,490,000.00. Esta diferença está relacionada ao custo bem menor da linha PRE. Ou seja, na região uma LT 34,5 kV conforme descrita aqui tem um custo aproximado de US\$ 16,000.00/km, enquanto o custo da linha PRE é quase a décima parte deste valor (RAMOS, 2000; RAMOS et al., 2004, 2006 e 2007).

No período de 1996 a 14 de novembro de 2000 o montante de energia elétrica suprida a Jaru através do PRE foi equivalente a 111.254 MWh. Da mesma forma, no período de 22 de setembro de 1997 a 2007 Itapuã do Oeste demandou um total de 142.682 MWh. Como dito anteriormente, o suprimento de energia a Jaru e Itapuã do Oeste era feito através UTE's. De

⁸ Trata-se do contrato PR-025/94 – celebrado entre a CERON e ABB.

acordo com a Tabela 4.2, excluindo a unidade Caterpillar, cujo gerador foi remanejado para outra localidade, a UTE de Jaru possuía uma potência instalada de 10.000 kW e um consumo específico médio de óleo diesel equivalente a 0,329 l/kWh. Por sua vez, a UTE de Itapuã em 1997, possuía quatro grupos geradores Scania, modelo DSI-14, com potência igual a 264 kW cada, totalizando 1.056 kW de potência nominal instalada e um consumo específico médio de óleo diesel equivalente a 0,306 l/kWh (CERON, 1997b, 1998b, 1998c, 1999a, 1999b, 2000a, 2000b, 2001, 2002, 2003a, 2004, 2005a, 2006, 2007a, 2008).

Com base nos respectivos valores de consumo específico, seria necessário queimar 36.602.566 litros de óleo diesel na UTE de Jaru e 43.660.692 litros de óleo diesel na UTE Itapuã. Ou seja, caso não fosse instalado o PRE, e fosse mantida a geração de energia elétrica pelas UTE's, teriam sido queimados 80.263.258 litros de óleo diesel nas respectivas localidades.

Tomando-se como referência o preço médio do litro de óleo diesel com ICMS igual a R\$ 2,2808, colocado em Jaru e R\$ 2,2267, colocado em Itapuã do Oeste, sendo estes valores equivalentes à média de 2007 (CERON, 2007b), a economia somente com óleo diesel é igual a R\$ 83.483.132,53 em relação a Jaru e R\$ 97.219.262,88 em relação a Itapuã do Oeste. Ou seja, se não fosse feita a substituição das usinas térmicas pela Tecnologia PRE, teriam sido gastos, apenas com óleo diesel, R\$ 180.702.395,41 para gerar o montante de energia nos períodos aqui considerados.

A propósito, considerando-se a cotação do dólar americano do dia 31/12/2007, quando US\$ 1.00 = R\$ 1,77050 (BANCO CENTRAL DO BRASIL, 2009), a economia por deixar de queimar óleo diesel é equivalente a US\$ 47,152,291.74 em relação a Jaru e US\$ 54,910,625.74 em relação a Itapuã do Oeste. Ou seja, a economia total, em dólares, é equivalente a US\$ 102,062,917.49. A rigor, essa é uma economia do setor elétrico, uma vez que o consumo de óleo diesel nos sistemas isolados, como é o caso da CERON⁹, é subsidiado através da conta de consumo de combustível (CCC). É certo também, que a energia transportada através do PRE é advinda de um sistema hidrotérmico, composto pela UHE Samuel, UTE Rio Madeira e UTE TERMONORTE. Assim, uma parte da energia elétrica demandou a queima de combustível fóssil, contudo, em uma proporção bem menor. Vale

⁹ O sistema elétrico de Rondônia deixou de ser isolado a partir do segundo semestre de 2009, quando aconteceu sua interligação com o Sistema Interligado Nacional (SIN).

ressaltar, que essas considerações não diminuem a relevância, o acerto técnico e gerencial na decisão de substituir as UTE's pela Tecnologia PRE.

Além da economia por deixar de queimar óleo diesel para suprir as duas localidades com energia elétrica, o PRE Jaru permitiu à ELETRONORTE postergar por dois anos o investimento em um subestação convencional 230/69/13,8 kV. No caso da CERON, foi postergado por cinco anos o investimento em uma subestação de 69/34,5/13,8 kV.

Vale ressaltar, que todos os equipamentos utilizados no PRE, com exceção do resistor e reator que compõem a impedância de compensação longitudinal, são os mesmos equipamentos utilizados nos sistemas de média tensão, o que possibilita sua reutilização em outras instalações convencionais.

CAPÍTULO 5

IMPACTO DAS DESCARGAS ATMOSFÉRICAS NO DESEMPENHO OPERACIONAL DO SISTEMA PRE

Grande parte das interrupções nos sistemas elétricos aéreos, representados por linhas de transmissão e redes de distribuição em geral, são provocadas por descargas atmosféricas. No caso da Tecnologia PRE esse aspecto tem uma relevância ampliada, uma vez que os cabos para-raios energizados têm como função primordial a proteção dos condutores principais da LT 230 kV contra descargas atmosféricas. Desse modo, o objetivo principal deste Capítulo é avaliar o impacto das descargas atmosféricas sobre o PRE, visando caracterizar seu comportamento em função dessa variável, para em seguida, propor índices de desempenho operacionais típicos para o PRE de Rondônia.

Dado à significativa participação das descargas atmosféricas na definição do desempenho operacional da Tecnologia PRE, a primeira abordagem deste capítulo diz respeito à caracterização das descargas atmosféricas. Em seguida, são apresentadas as características da LT 230 kV contendo todas as informações necessárias à realização das simulações para avaliar os efeitos das descargas diretas e indiretas sobre o PRE.

Assim, nas Seções 5.3 e 5.4 são feitas simulações preliminares para avaliar os efeitos das descargas diretas e indiretas sobre o Sistema PRE de Rondônia. Essa abordagem é aprofundada na Seção 5.5, dentro de dois objetivos norteadores. Ou seja, o primeiro objetivo é calcular o número médio estimado de interrupções por descargas atmosféricas diretas e indiretas (NIE). O segundo objetivo é no sentido de relacionar o NIE com o número de interrupções verificadas (NIV), também provocadas por descargas atmosféricas.

Por último, na Seção 5.6, é feita uma ampla discussão sobre índices de desempenho operacionais para o PRE. Neste caso, todas as informações referentes às interrupções

resultantes de mais de 15 anos de experiência na operação do Sistema PRE de Rondônia são analisadas, tendo por objetivo a obtenção de índices operacionais de referência.

5.1 Caracterização das Descargas Atmosféricas

Benjamin Franklin descobriu a natureza elétrica dos relâmpagos. Também conhecido como descarga atmosférica, consiste em intensas descargas elétricas que ocorrem devido ao acúmulo de cargas elétricas, em geral, dentro das nuvens de tempestades. Esse é um fenômeno complexo, caracterizado por uma corrente impulsiva de alta intensidade e curta duração. Uma fração considerável do que se conhece hoje sobre os raios em geral foi determinada pelos estudos no Empire State Building e pelas pesquisas desenvolvidas no Monte San Salvatore, perto do lago de Lugano, na Suíça (UMAN, 1986).

5.1.1 Características Gerais

A maior parte das descargas atmosféricas é provocada pelas nuvens cúmulos-nimbo, embora outros tipos de nuvens, como as estratos-cúmulos, ou nimbos-estratos, também possam, em menor escala, produzir o mesmo efeito. Uma nuvem típica de tempestade tem um diâmetro de 10 a 20 km e dura em média de 30 a 90 minutos. A frequência de tempestades em dado local depende de um conjunto de fatores, entre os quais o relevo, a latitude, da proximidade de massas de água, da sua localização relativa ao continente e da presença de fenômenos meteorológicos. Embora as nuvens de tempestades possam ocorrer a qualquer hora do dia, o máximo de ocorrência tende a ser entre 4 e 6 horas da tarde, devido ao aquecimento solar. Sobre as montanhas o máximo tende a ocorrer mais cedo, por volta de uma hora da tarde (PINTO JUNIOR; ALMEIDA PINTO, 1996; 2000).

As descargas atmosféricas podem ocorrer de várias formas, a depender do local de onde se originam e onde terminam, ou seja:

1. da nuvem para o solo, denominada descarga nuvem-solo (“cloud-to-ground lightning”), usualmente referida como CG.
2. no interior da nuvem, denominada de descarga intra-nuvem (“intra-cloud lightning”);

3. da nuvem para um ponto qualquer na atmosfera, denominada de descarga nuvem-ar (“cloud-to-air lightning”);
4. descarga entre nuvens (“cloud-to-cloud lightning”).

Descargas atmosféricas nuvem-solo são também denominadas de raio e, devido a sua natureza destrutiva, são as mais estudadas. Podem ser divididas em dois grupos, ou seja, descargas nuvem-solo positivas ou negativas, a depender da carga efetiva transferida da nuvem para o solo (PINTO JÚNIOR, 2005). Uma visão geral sobre as diferentes formas de descargas atmosféricas é mostrada na Figura 5.1.

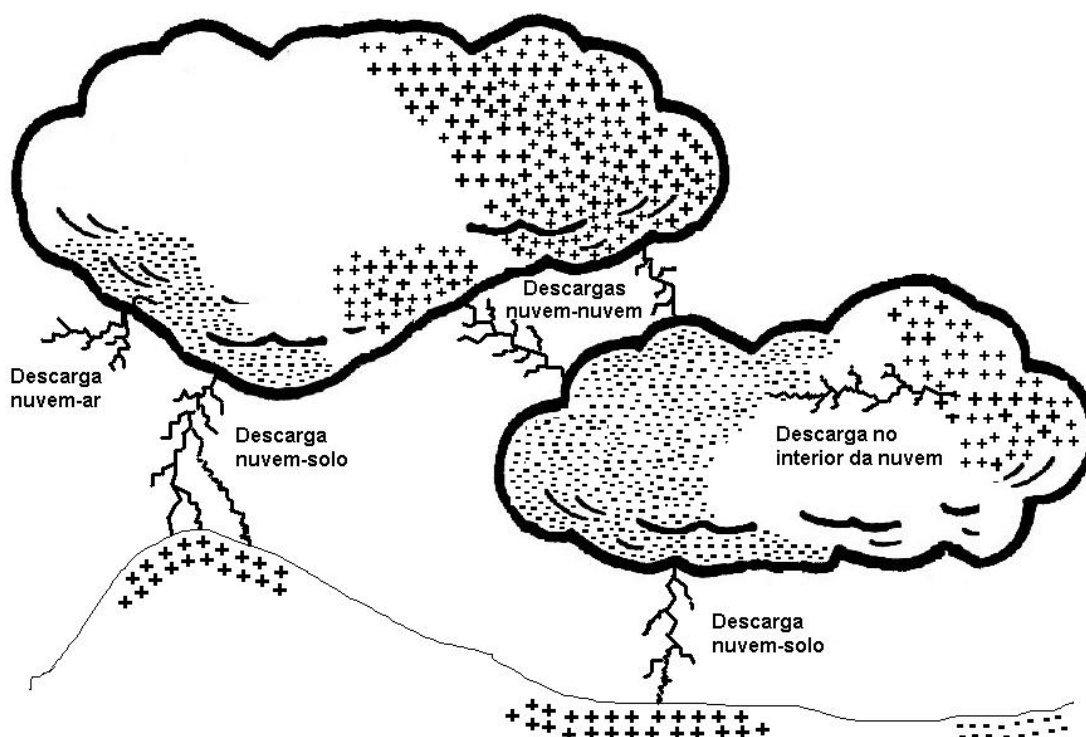


Figura 5.1- Tipos de descargas atmosféricas

As descargas negativas transferem carga negativa da nuvem para o solo. As positivas transferem cargas positivas da nuvem para o solo. Por sua vez, as descargas atmosféricas bipolares transferem carga de ambos os sinais para o solo e se originam em regiões de separação de cargas dentro da nuvem, sendo raras e pouco conhecidas. Desse modo, a seguir são discutidas apenas as características das descargas nuvem-solo negativas e positivas. Essas descargas podem ser classificadas em ascendentes e descendentes, conforme ilustrado na Figura 5.2.

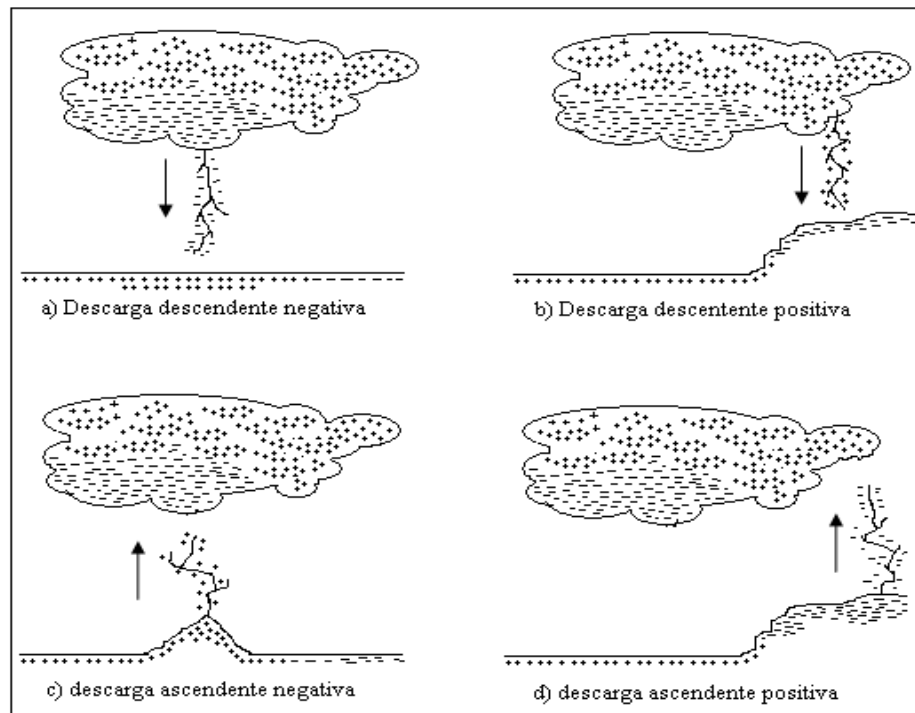


Figura 5.2 Tipos de descargas atmosféricas nuvem-solo

No universo das descargas nuvem-solo, as descargas negativas descendentes respondem por cerca de 90% ou mais. As descargas positivas respondem por cerca de 10% ou menos. Com relação às descargas ascendentes, elas ocorrem somente a partir de objetos altos (mais que 100 m), ou de objetos de moderada altura, mas instalados sobre montanhas (RAKOV & UMAN, 2003).

Uma descarga atmosférica passa por várias etapas, sendo que nos seus instantes iniciais seu processo de formação não é visível. Essas diferentes etapas são discutidas tomando-se como referência uma descarga nuvem-solo negativa, como ilustrado em algumas figuras, a começar pela Figura 5.3, a seguir apresentada.

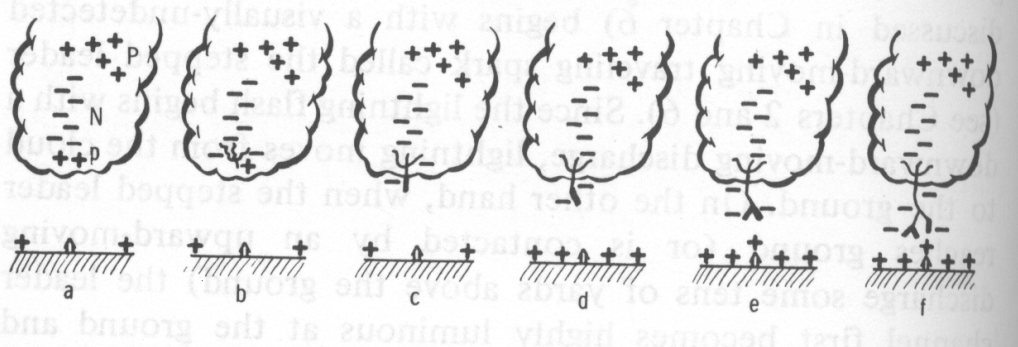


Figura 5.3 Etapas iniciais e propagação do líder escalonado ("stepped leader")

Fonte: Figura adaptada de Uman (1986, p.74.)

Os instantes iniciais da formação da descarga atmosférica acontecem no interior da nuvem, com disrupções internas que favorecem o deslocamento descendente das cargas negativas para a borda inferior (a) e (b), rompendo a partir daí a rigidez dielétrica do ar e avançando em degraus, ou passo a passo, em direção ao solo, conforme mostrado em (c), (d), (e) e (f). Esse avanço escalonado é denominado de líder escalonado ou “stepped leader”.

O deslocamento do líder escalonado é feito em trajetórias tortuosas, aleatórias, formando várias ramificações, embora muitas delas não atinjam o solo. Conforme Rakov e Uman (2003), cada passo do canal tem uma duração típica de $1 \mu\text{s}$ e um comprimento de dezenas de metros, sendo que após cada passo, há um intervalo de $20 \mu\text{s}$ a $50 \mu\text{s}$ para reiniciar o próximo trajeto. Ainda de acordo com os autores citados, a velocidade média de deslocamento do canal é relativamente lenta, em torno 200.000 m/s .

Quando o líder escalonado vai se aproximando do solo, sua intensa carga negativa induz no solo imediatamente abaixo uma grande quantidade de cargas positivas. Assim, à medida que o campo elétrico vai crescendo e ultrapassa o gradiente crítico do ar, em torno de 3 MV/m , ele provoca o surgimento de um ou mais líderes ascendentes. O instante em que o líder ascendente parte do solo ao encontro do líder escalonado descendente, marca o início do processo de conexão denominado de “attachment”. O encontro entre os líderes descendente e ascendente, ocorrendo a algumas dezenas de metros acima do solo, faz com que flua pelo canal de descarga uma intensa corrente, denominada de corrente de retorno, ou “return stroke”. Essa etapa é a de maior interesse para o estudo da proteção dos sistemas elétricos, em razão da elevada amplitude de corrente e da velocidade com que se dá a descarga. Todo esse processo está ilustrado na Figura 5.4, a seguir.

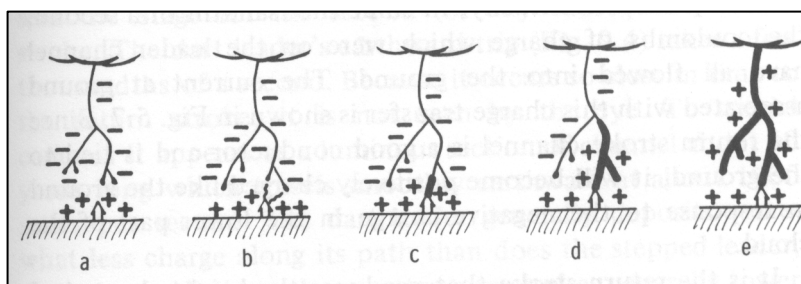


Figura 5.4 Etapas para estabelecimento da corrente de retorno (“return stroke”)

Fonte: Figura adaptada de Uman (1986, p.75.)

Com base na Fig. 5.4, em (a) está representado o final do líder escalonado descendente (“downward stepped leader”), em (b) está ilustrado o início do líder ascendente (“upward-moving discharges”) e em (c), (d) e (e) está representada a propagação da corrente de retorno (“return stroke”). O intenso clarão, característica mais notada na descarga atmosférica, acontece quando do estabelecimento da descarga de retorno, ou corrente de retorno. Essa corrente se move para cima com uma velocidade típica associada a uma descarga negativa nuvem-solo que varia entre um terço e a metade da velocidade da luz (RAKOV, 2007). Como observa Rakov e Uman (2003), não há consenso sobre como a velocidade da corrente de retorno varia para alturas abaixo de 100 m, visto que ao longo do canal, a corrente decresce com a altura, reduzindo abruptamente nas passagens por cada ramificação.

De uma maneira geral, ao nível do solo (base do canal) a corrente de descarga negativa atinge valores com variações de uns poucos kA até centenas de kA. Valores médios iguais a 31,1 kA foram obtidos nas medições realizadas em San Salvatore (BERGER; ANDERSON; KRÖNINGER, 1975). No Brasil, através de pesquisas realizadas pela Companhia Energética de Minas Gerais (CEMIG), foram obtidos valores médios de 46 kA medidos em LT's equipadas com elos magnéticos, e 48 kA resultante de medições feitas na Estação do Morro do Cachimbo (SCHROEDER, 2001).

Após a corrente de retorno ter cessado, a descarga atmosférica pode terminar. Se isso acontecer é dito que a descarga é simples. Cerca de 20 % das descargas nuvem-solo negativas são simples; entretanto, a maioria das descargas contém três ou quatro descargas subsequentes (“subsequent strokes”). Segundo Faria (2002), 77,8 % das descargas nuvem-solo verificadas em Rondônia no período de outubro de 1999 a março de 2000 apresentaram apenas uma descarga de retorno.

De acordo com Uman (1986), descargas subsequentes à primeira são iniciadas, somente se mais cargas são depositadas no topo do canal previamente ionizado. Esse aporte de carga adicional pode ser resultante de descargas elétricas no interior da nuvem (denominadas de “K-streamers” e “J-streamers”), conforme ilustrado na Figura 5.5, a seguir.

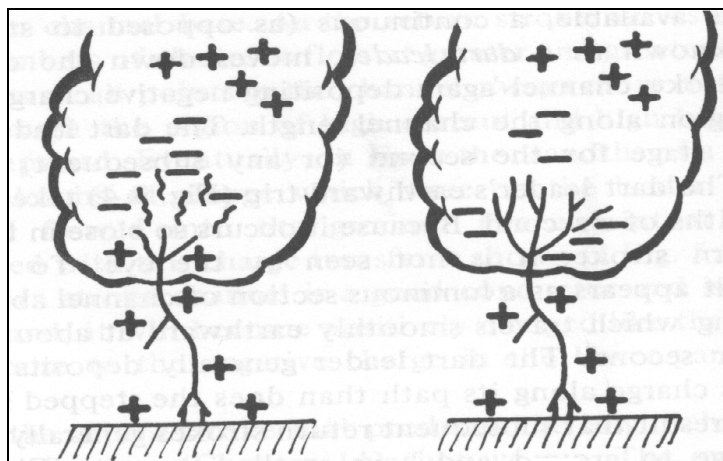


Figura 5.5 Descargas elétricas no interior da nuvem (“K-streamers and J-streamers”)

Fonte: Figura adaptada de Uman (1986, p.78.).

Quando a nova quantidade de cargas flui para o canal onde se iniciou o líder escalonado (“stepped leader”), surge então uma nova descarga, fluindo continuamente rumo ao solo, denominado de líder contínuo (“dart leader”). O trajeto do líder contínuo não apresenta ramificações como no caso do líder escalonado, porém, em cerca de 30% dos casos ele pode desviar o percurso, seguindo um novo caminho, devido ao decaimento do canal inicial, ou devido a ação de fortes ventos. Nesse caso, ele passa a ter um comportamento similar ao de um líder escalonado sendo, por essa razão, denominado de líder contínuo escalonado. Sua velocidade típica em direção ao solo é de 10^7 m/s (50 vezes maior que a velocidade do líder escalonado) e deposita ao longo do canal uma carga da ordem de 1C, sendo a corrente de pico equivalente a cerca de 1 kA. Quando o líder contínuo se aproxima do solo, os fenômenos que acontecem são semelhantes àqueles relacionados à primeira descarga. Contudo, o ponto de encontro entre o líder ascendente e o líder contínuo (“dart leader”) provavelmente ocorre a poucos metros do solo, dando início à segunda descarga de retorno (RAKOV; UMAN, 2003), conforme ilustrado na Figura 5.6.

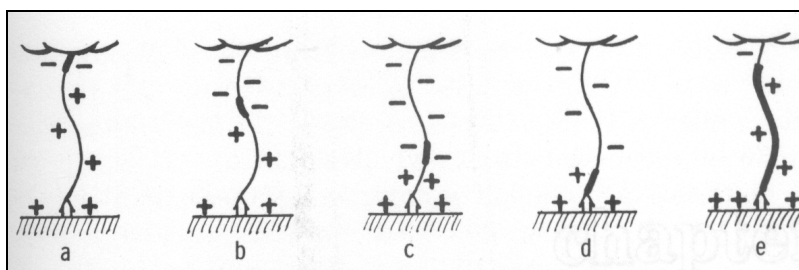


Figura 5.6 Etapas da descarga de retorno subsequente (“subsequent return stroke”)

Fonte: Figura adaptada de Uman (1986, p.79.).

As ilustrações (a), (b) e (c) mostram a trajetória descendente do líder contínuo (“dart leader”), enquanto as ilustrações (d) e (e) mostram a propagação da segunda descarga de retorno, ou descarga de retorno subsequente. Esse processo pode se repetir sucessivamente em intervalos típicos de 40 ms a 50 ms (UMAN, 1986), havendo evidências de que esse número possa ser bem maior em relâmpagos associados a tempestades organizadas. Por fim, um resumo de todas as etapas de uma descarga atmosférica nuvem-solo é mostrada na Figura 5.7.

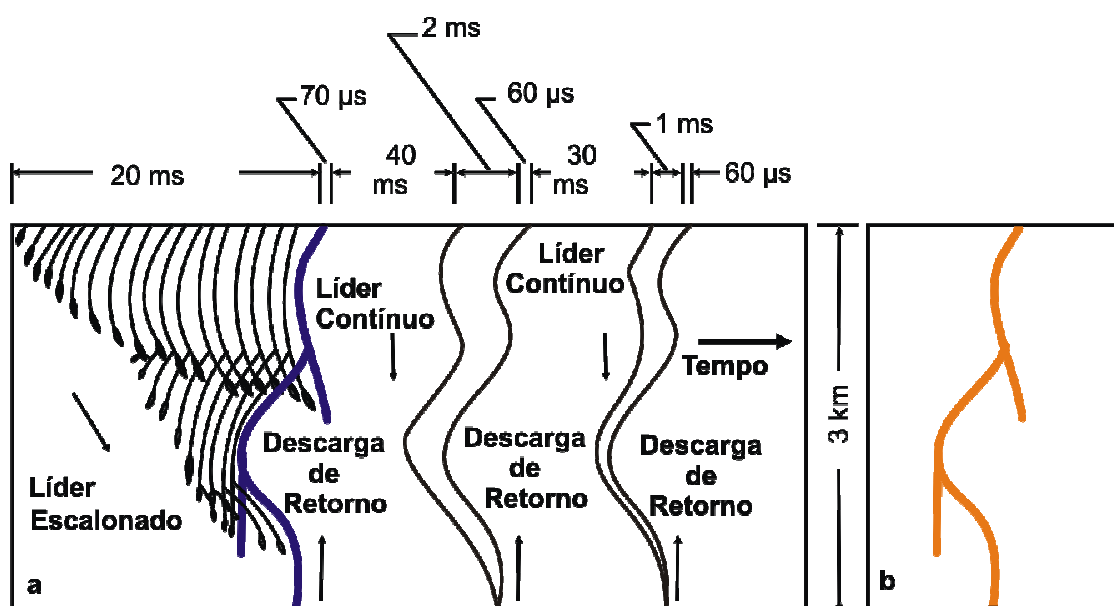


Figura 5.7 Evolução temporal de uma descarga atmosférica nuvem-solo. Na parte (a), é mostrado como seria a evolução da primeira descarga de retorno e, em seguida, mais duas descargas de retorno subsequentes, registradas por uma câmera em movimento. Em (b) é representado como seria o registro da primeira descarga com uma câmera estacionária.

Fonte: Figura adaptada de (UMAN, 2001, p.14)

A corrente de retorno subsequente tipicamente aumenta para um pico de 10 kA a 15 kA em tempo menor que um microssegundo e decai para metade do valor em poucas dezenas de microssegundos. Portanto, esse tipo de descarga tem crescimento rápido, porém menor amplitude em comparação com a corrente de retorno (“return stroke”). Adicionalmente, a corrente impulsiva de retorno subsequente da maioria dos raios negativos múltiplos é, geralmente, seguida por uma corrente de 100A a 1000 A durante um período que pode ir de alguns milissegundos a centenas de milissegundos, denominada de corrente contínua (PINTO JUNIOR, 2005).

De acordo com Pinto Júnior (2005); Rakov e Uman (2003), as descargas nuvem-solo positivas, em comparação com as negativas, são basicamente caracterizadas por:

- apresentarem frente de onda mais lenta que a primeira descarga negativa;
- maior transferência de carga, equivalente a 80 C;
- corrente contínua de longa duração, com ocorrência em 80 % dos casos, contra 20 % casos de descargas negativas;
- maior pico de corrente de descarga; embora seja uma diferença não muito grande, ou seja 35 kA contra 30 kA;
- uma percentagem de cinco por cento do pico de corrente de descargas positivas estão na faixa de 250 kA, enquanto cinco por cento das descargas negativas atingem valores máximos de 80 kA;
- apresentam campos eletromagnéticos gerados pela descarga de retorno e corrente contínua semelhantes àqueles verificados quando na ocorrência de uma descarga negativa nuvem-solo.

Por fim, no estudo sobre a proteção contra descargas atmosféricas, o primeiro parâmetro que se deve conhecer é o número médio de descargas para o solo, por unidade de área e unidade de tempo em relação a determinado local ou região. Ou seja, é preciso conhecer a densidade de descargas para o solo, usualmente representado por N_g , que indica o número médio de descargas nuvem-solo por quilômetros quadrados por ano. Essa abordagem é feita na Subseção seguinte.

5.1.2 Parâmetros de Incidência de Descargas Atmosféricas

Como as descargas atmosféricas estão associadas às tempestades, em muitas áreas do mundo a indicação de ocorrência dos raios é feita a partir do levantamento do índice cerâmico, representado por T_d . Este parâmetro indica o número de dias de trovoadas por ano em um determinado local ou região. Unindo pontos de atividades cerâmicas semelhantes são preparados os mapas de curvas isocerâmicas, que oferecem subsídios para o cálculo da densidade de descargas atmosféricas em determinada área de interesse. Como a referência é o dia de trovoadas, não há diferença entre uma pequena tempestade com poucas trovoadas e outra com grande ocorrência de descargas atmosféricas e, por conseguinte, muitas trovoadas.

Portanto, esse é um parâmetro que envolve significativa imprecisão, servindo apenas para fornecer uma idéia geral sobre a incidência de descargas atmosféricas em determinada região.

Enorme esforço tem sido feito por pesquisadores em várias partes do mundo visando estabelecer uma confiável relação entre o índice ceraúnico (T_d) e a densidade de descargas atmosféricas para o solo, N_g . Prentice (1997)¹, apud Rakov e Uman (2003), examinou 17 relações propostas para esses parâmetros, sendo a maioria delas da forma:

$$N_g = a.(T_d)^b \quad (5.1),$$

onde **a** e **b** são constantes empíricas.

Na avaliação de Rakov e Uman, a relação que parece ser mais confiável é aquela proposta por Anderson et al. (1984)², resultante de medições feitas na África do Sul, a partir de registros de dias de trovoadas ano e densidade anual de descargas na região, obtidas de cerca de 60 estações de medições equipadas com o contador de descargas CIGRÈ 10 kHz. Através da correlação entre N_g e T_d , obteve-se a relação:

$$N_g = 0,04 . (T_d)^{1,25} \text{ (descargas/km}^2\text{/ano)}. \quad (5.2)$$

Essa mesma relação é adotada pelo IEEE, no escopo da Norma 1410-2004 e pela Associação Brasileira de Normas Técnicas (ABNT), no âmbito da Norma Brasileira (NBR) 5419/2005.

Schroeder (2001), Triginelli et al. (1994) e Visacro (2005) apresentam várias relações entre N_g e T_d obtidas em diversos países, visando demonstrar os diferentes resultados oriundos de cada uma a partir de determinado valor de T_d . Com efeito, a situação mais confiável é aquela obtida na própria região de interesse. Nesse sentido, a experiência brasileira, é resultante das pesquisas feitas pela CEMIG. Segundo Triginelli et al. (1994), em 1968 a CEMIG iniciou seu programa de pesquisa com o objetivo de levantar os parâmetros ambientais de maior influência em seu sistema elétrico. Especial atenção foi dada no levantamento dos níveis ceraúnicos, densidade de descargas atmosféricas e parâmetros da corrente de descarga. Os níveis ceraúnicos foram coletados desde 1971 em cerca de 580

¹ PRENTICE, S. A. Frequency of lightning discharges. In: *Lightning, v.1, Physics of Lightning*. New York: Academic Press, 1977, p. 46-95.

² ANDERSON, R. B.; ERIKSSON, A. J.; KRONINGER, H.; MEAL, D. V.; SMITH, M. A. Lightning and thunderstorm parameter. In: *Lightning and Power Systems*. London: IEE Conf. Publ., 1984, n. 236, 5p.

pontos de observação, cobrindo todo o estado de Minas Gerais. Em 1984 a CEMIG iniciou a instalação de 43 contadores de descargas CIGRÉ 10 kHz, para medir a densidade de descargas atmosféricas para o solo. A partir de dados obtidos no período de 1985 a 1993, foi estabelecida a seguinte correlação entre N_g e T_d :

$$N_g = 0,028 T_d^{1,20} \quad (5.3)$$

Visando maior precisão na obtenção da densidade de raios, muitas pesquisas têm sido realizadas para correlacionar N_g com o registro das horas de trovoadas ano, representado por T_h . Um resumo dos resultados mais relevantes obtidos por alguns pesquisadores citados por Rakov e Uman (2003) é apresentado na Tabela 5.1

Tabela 5.1 - Relações entre N_g e T_h obtidas em diferentes regiões do Mundo

REFERÊNCIA	RELAÇÃO	LOCAL
Kolokolov e Pavlova (1972)	$N_g = 0,05 T_h$	Europa e parte da antiga União Soviética
MacGorman et al. (1984)	$N_g = 0,054 T_h^{1,1}$	Flórida e Oklahoma – Estados Unidos da América
Eriksson (1987)	$N_g = 0,04 T_h$	África do Sul

Entre as relações apresentadas na Tabela 5.1, vale ressaltar, que o IEEE através das Normas Std 1243, de 1997 e Std 1410, de 2004, recomenda a utilização da Equação:

$$N_g = 0,054 T_h^{1,1} \quad (5.4)$$

Com o advento de modernos sistemas de detecção e localização de descargas atmosféricas é possível a obtenção de N_g diretamente para a área de interesse, superando as imprecisões associadas à obtenção do índice ceráunico. A propósito, a confiabilidade na determinação do número de descargas diretas e descargas indiretas sobre um sistema elétrico, como é o caso do Sistema PRE, depende, entre outros fatores, da qualidade da informação referente N_g . Na Região Norte e, em especial, no Estado de Rondônia, há muita carência na obtenção de medições sobre descargas atmosféricas, dificultando sobremaneira o desenvolvimento das pesquisas que dependem de informações confiáveis sobre suas características. Essa discussão é feita mais detalhadamente na Seção 5.5.

Uma vez conhecidos os parâmetros de incidência de descargas atmosféricas na região de interesse, outras informações de fundamental importância para aplicações práticas em estudos e projetos de engenharia dizem respeito à distribuição das amplitudes e respectivas formas de onda das correntes de descargas, conforme abordagem feita em seguida.

5.1.3 Características das Ondas de Corrente de Descarga

De início, vale ressaltar dois aspectos. O primeiro diz respeito às premissas adotadas por Berger, Anderson e Kröninger (1975), cuja caracterização das ondas de corrente resultantes das medições obtidas em San Salvatore são feitas em relação às descargas nuvem-solo descendentes. Adicionalmente, foi observado que as características da corrente associada à primeira descarga de retorno (Irs), são bem diferentes das correntes de retorno subsequentes (Iss), sendo verificado que, em geral, não há correlação entre Irs e Iss. Assim, os parâmetros característicos das ondas de corrente das descargas atmosféricas associados à primeira corrente de descarga são determinados separadamente em relação à descarga subsequente.

O segundo aspecto reside na premissa de que, para as alturas práticas de linhas de transmissão, a ocorrência de descargas nuvem-solo ascendentes é inferior a 10 %. (ANDERSON; ERIKSSON, 1980), razão pela qual são consideradas, para efeitos práticos de engenharia, apenas as descargas nuvem-solo descendente negativa.

Devido à natureza aleatória das descargas atmosféricas, as correntes de descarga não são iguais, ou seja, suas amplitudes e formas de onda variam estatisticamente. O tratamento estatístico normalmente utilizado nas pesquisas sobre descargas atmosféricas é a distribuição de probabilidade log-normal, porque oferece uma boa aproximação da distribuição dos seus parâmetros (UMAN, 2001). De acordo com o CIGRÉ³ (1991), considerando a distribuição log-normal de variáveis, a equação geral para a função densidade de probabilidade para qualquer parâmetro x é dado por

$$f(x) = \frac{1}{\sqrt{2\pi} \cdot \beta \cdot x} e^{-\frac{(\ln x)^2}{2\beta^2}} \quad (5.5)$$

³ A sigla, no idioma francês, corresponde à frase: “Conseil International des Grands Réseaux Électriques”.

Onde:

$$z = \frac{\ln(x/M)}{\beta} \quad (5.6)$$

M = mediana do parâmetro considerado;

β = desvio padrão logarítmico do parâmetro considerado, (base e);

O valor médio de qualquer parâmetro pode ser obtido pela relação:

$$\mu = M \cdot e^{\frac{\beta^2}{2}} \quad (5.7)$$

Popolansky (1972)⁴, apud Anderson (1987) e Anderson e Eriksson (1980), a partir de 624 medições de correntes de descargas resultantes de pesquisas feitas na Europa, Estados Unidos e Austrália, obteve uma amplitude mediana de corrente igual a 28 kA e um valor mediano igual a 25 kA, com $\beta = 0,39$, por meio de aproximação da amostra pela distribuição de probabilidade log-normal. Entretanto, como afirma Anderson (1987), mais de 50% dessas medições foram obtidas de estruturas com alturas não especificadas⁵, significando incertezas na sua aplicação prática em linhas de transmissão, onde é usualmente considerado que estruturas com alturas até cerca de 100 m são atingidas somente por descargas nuvem-solo negativas (RAKOV; UMAN, 2003).

A propósito do tipo de descarga em relação à altura da estrutura, Anderson e Eriksson relatam que na reunião do “Working Group” 33.01 (lightning) do CIGRÉ, realizada em 1978, foi decidida a elaboração de uma nova curva de distribuição de probabilidade cumulativa de picos de corrente, tendo por base apenas correntes de descargas nuvem-solo negativas confirmadas, ou medidas em estruturas com altura menor que 60 m. Este limite de altura foi baseado na análise realizada por Eriksson (1978)⁶, apud Anderson e Eriksson (1980), sobre a incidência de raios em estruturas elevadas, onde se concluiu que a ocorrência de descargas ascendente (“upward flash”) na faixa de altura até 60 m é inferior a 10%. Segundo Anderson e Eriksson (1980), utilizando-se 338 dados de corrente de descargas descendentes negativas,

⁴ POPOLANSKY, F. Frequency distribution of amplitudes of lightning currents. **Electra**. n.22, p. 1139-1147, 1972

⁵ O fato das alturas não serem consideradas implicava em registros de corrente positivas resultantes de descargas nuvem-solo ascendentes, tipicamente verificadas em estruturas altas.

⁶ ERIKSSON, A. J. Lightning and tall structures. **Trans. SAIEE**. Pt 08, v. 69. Aug. 1978.

resultantes de medições em várias partes do mundo, Eriksson e Popolanski obtiveram uma amplitude mediana de corrente igual a 34 kA. Utilizando a distribuição de probabilidade aproximada pela log-normal, obteve-se uma corrente mediana igual a 30 kA e $\beta = 0,32$.

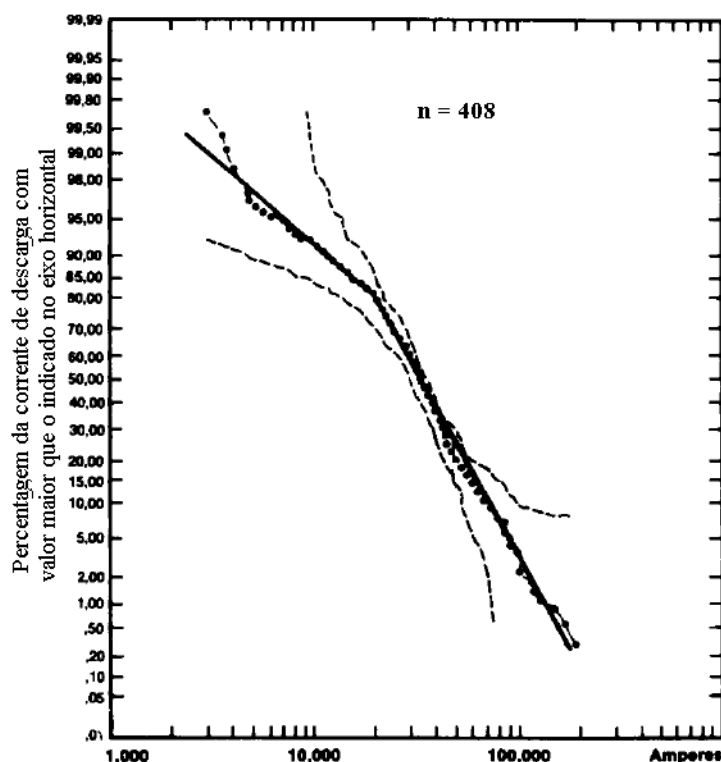


Figura 5.8 Distribuição das amplitudes dos picos de corrente de descargas nuvem-solo descendentes negativas

Fonte: Figura adaptada de CIGRÉ (1991, p.13)

Posteriormente, novos dados da África do Sul, resultantes de medições em mastros e em um sistema de distribuição de 11 kV, foram adicionados aos dados originais, resultando em 408 observações de picos de corrente de descargas descendentes negativas, cuja distribuição de frequência está mostrada na Figura 5.8. Essa distribuição pode ser aproximada pela log-normal com os seguintes parâmetros: $M = 31,1$ kA e $\beta = 0,484$. (CIGRÉ, 1991).

Visando simplificar o processo de cálculo, Anderson (1987) propôs que a curva estatística log-normal pode ser bem aproximada através da seguinte Equação:

$$P(I) = \frac{1}{1 + \left(\frac{I}{31}\right)^{2,6}} \quad (5.8)$$

Onde:

$P(I)$ = é a probabilidade acumulada da corrente I ser excedida pelo pico de corrente de qualquer descarga atmosférica;

I = corrente considerada na análise, dada em kA;

I_{50} = Valor mediano de corrente em kA, cuja probabilidade de ser excedido é de 50%.

Além do CIGRÉ (1991), a Equação (5.8) foi recepcionada pelo “Working Group on Lightning Performance of Transmission Line” (IEEE, 1985), sendo também considerada no âmbito das normas Std 1243 (IEEE, 1997) e Std 1410 (IEEE, 2004).

Como mostrado anteriormente, a Equação (5.8) tem como referência dados resultantes de observações feitas em várias partes do mundo, exceto a América do Sul e, particularmente, o Brasil. Assim, baseado nos dados obtidos pela Companhia Energética de Minas Gerais (CEMIG) resultantes de medições das ondas de corrente de descarga registradas na Estação do Morro do Cachimbo (SCHROEDER, 2001), Silva et al. (2003) propôs a seguinte Equação::

$$P(I) = \frac{1}{1 + \left(\frac{I}{45}\right)^{4.7}} \quad (5.9)$$

Na Equação (5.9), o valor da corrente de pico igual a 45 kA, tem 50% de probabilidade de ser excedido. Vale ressaltar, que os métodos apresentados, que resultaram nas duas equações anteriores, estão baseados no pressuposto de que a primeira corrente de retorno, I_{rs} , tem a maior probabilidade de ser a mais severa.

Por fim, nesta tese a Equação (5.9) é empregada para cálculo do número de interrupções do Sistema PRE de Rondônia provocadas por descargas diretas ou indiretas. A motivação para essa escolha reside no fato de que ela é resultante de pesquisas no Estado de Minas Gerais, cujas características das descargas atmosféricas, conforme Faria (2002), são semelhantes às de Rondônia.

As características das formas de onda de corrente apresentadas por Berger, Anderson e Kröninger, (1975), a partir de medições feitas no Monte San Salvatore, na Suíça, foram posteriormente revisadas por Anderson e Eriksson (1980), resultando na caracterização de

vários parâmetros da porção inicial da onda de corrente de descargas descendentes negativas, mostrados através da Figura 5.9.

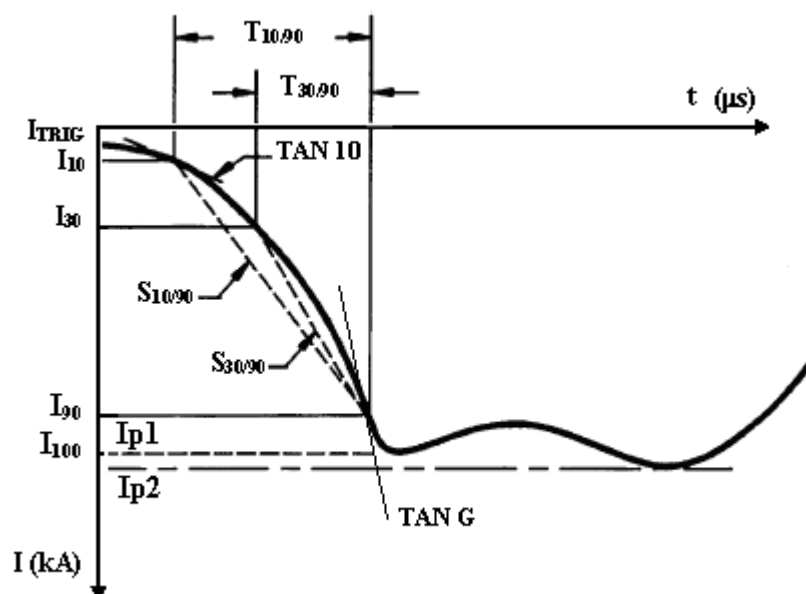


Figura 5.9 Parâmetros de frente do impulso – descarga negativa

Fonte: Figura adaptada de Anderson e Eriksson (1980)

A onda representativa da Fig. 5.9 permite introduzir o conceito de tempo de frente do impulso. Esse tempo corresponde ao intervalo decorrido entre o início da onda impulsiva até alcançar o primeiro pico. Como se observa, as ondas de corrente relativas às primeiras descargas de retorno, I_{rs} , apresentam dois picos diferentes, sendo o segundo (I_{p2}), usualmente maior que o primeiro (I_{p1}). No que diz respeito às descargas de retorno subsequentes, elas geralmente apresentam apenas um pico.

É justamente nos primeiros instantes iniciais da onda de corrente de descarga que são caracterizados os parâmetros, tendo como referência 90% da amplitude de I_{p1} , conforme descrito a seguir.

- I_{TRIG} = limiar de disparo da medição da corrente de descarga;
- $T_{10/90}$ = intervalo de tempo entre os valores correspondentes a 10% e 90% do valor do primeiro pico da corrente (I_{p1});
- $Tf_{10/90}$ = tempo de frente equivalente, correspondente a $T_{10/90}/0,8$;
- $T_{30/90}$ = intervalo de tempo entre 30% e 90% do valor do primeiro pico da corrente;
- $Tf_{30/90}$ = tempo de frente equivalente, estabelecido por $T_{30/90}/0,6$;

- $S_{10/90}$ = taxa média de crescimento da corrente entre os valores correspondentes a 10% e 90% do valor do primeiro pico (I_{p1});
- $S_{30/90}$ = taxa média de crescimento da corrente entre os valores correspondentes a 30% e 90% do valor do primeiro pico (I_{p1});
- $Tan10$ = taxa de crescimento da corrente, equivalente à tangente no ponto correspondente a 10% do valor do primeiro pico (I_{p1});
- $TAN G$ = máxima taxa de crescimento da corrente na frente.

A importância maior dos parâmetros de tempos típicos da onda de descarga reside, primeiro no fato de que o tempo de frente influencia sensivelmente a amplitude da tensão induzida e, segundo no comportamento dos isolamentos dos sistemas elétricos quanto à suportabilidade frente a sobretensões transitórias.

5.2 Caracterização da LT 230 kV com Cabos Para-Raios Energizados

No escopo do projeto desenvolvido para implantação da Tecnologia PRE no esquema trifásico em Rondônia, alguns trechos da LT 230 kV entre a UHE Samuel e Ji-Paraná, os cabos para-raios foram isolados e energizados. Esses trechos compreendem parte da LT que vai da UHE Samuel a Ariquemes (LT SMAQ) e o trecho entre Ariquemes e Jaru, (atual LT AQJR). Desse modo, antes de caracterizar esses trechos, primeiramente são apresentados os dados cadastrais de toda LT.

5.2.1 Dados Cadastrais da LT 230 kV

De acordo com os dados constantes nas fichas cadastrais do Sistema Computadorizado de Gestão de Equipamentos (SCGE), disponível nos arquivos do Departamento Regional de Operação de Rondônia (ORON) da ELETRONORTE, a LT 230 kV entre a UHE Samuel e Ji-Paraná, foi inaugurada em 1994. Inicialmente, por razões operacionais, foi subdividida em dois trechos, sendo o primeiro correspondente entre a UHE Samuel/Ariquemes, identificado como SMAQ. LT6.01.IGL.00, e o segundo trecho, entre Ariquemes e Ji-Paraná, identificado

como AQJP. LT6.01.IGL.00. (ELETRONORTE/ORON, 1995). Os principais dados cadastrais dessas linhas estão relacionados a seguir:

1. LT UHE Samuel/Ariquemes

- configuração do circuito: Circuito simples, trifásico, um condutor por fase;
- disposição dos condutores por fase: Horizontal,
- empresa projetista: Sociedade Brasileira de Eletrificação S.A - SBE;
- extensão da LT: 151.369,48 metros, conforme ELETRONORTE, (1993);
- numeração das estruturas: de 001 a 384
- estrutura típica predominante: Alto portante, tipo delta;
- transposição de fase? Sim – T- 063/064; T- 190/191; T- 319/320;
- comprimento médio dos vãos: 396,3 metros;
- empresa construtora: Sociedade Brasileira de Eletrificação S.A - SBE;
- tipos de fundações predominantes: sapata, tubulação e estaca;
- largura da faixa de servidão: 40 metros
- quantidade de estruturas da LT: 384;
- nível básico de isolamento (NBI) = 1.350 kV, conforme Guedes (2003);
- tipo de condutor: Condutor de alumínio com alma de aço;
 - bitola: 795 mil circular mil (MCM)
 - *peso do condutor*: 1.333 kg/km;
 - *carga de ruptura*: 10.410 kgf;
 - *formação*: 45/7;
 - *código*: “Tern”
- cabos para-raios (convencionais): Condutor de aço, tipo EHS, bitola 5/16;
 - diâmetro do cabo para-raios: 7,93 mm;
 - material: Aço;
 - formação: 7 fios;
 - quantidade de cabos para-raios: 02;
 - número de estruturas: T-174 a T-300;
- cabo para-raios isolados: Condutor de alumínio com alma de aço;
 - código Auk;
 - bitola: 203 MCM;
 - seção de alumínio: 102,8mm²;

- área de cobre equivalente: 127,8 mm²;
 - formação: 8 fios de alumínio, diâmetro 4,05 mm e 7 fios de aço, diâmetro de 2,25 mm;
 - diâmetro nominal do condutor: 14,85 mm;
 - peso: 498,90 kg/km, - 282,10 kg/km de alumínio (56,4%) e 216,70 kg/km de aço (43,6%);
 - carga de ruptura nominal: 5.188 kgf;
 - resistência elétrica em corrente contínua (CC), a 20°C: 0,2789 ohm/km.
- tipo de terreno predominante: Argiloso, arenoso e rochoso;
 - vegetação predominante: Pasto, arbustos e capoeira;
2. LT Ariquemes/Ji-Paraná: Todos os dados são semelhantes àqueles da LT UHE Samuel/Ariquemes, exceto:
- extensão da LT: 164.560,80 metros;
 - numeração das estruturas: de 001 a 432;
 - comprimento médio dos vãos: 380 m;
 - tipos de fundações predominantes: grelha, tubulação e sapata;
 - quantidade de estruturas da LT: 432;
 - cabos para-raios (convencionais): Condutor de aço, tipo EHS, bitola 5/16;
 - número de estruturas: T- 325 a T- 432;
 - cabos para-raios isolados: Condutor de alumínio com alma de aço;
 - número de estruturas: T- 01 a T- 325;

De acordo com as informações colhidas junto à ELETRONORTE, na Regional de Produção e Comercialização de Rondônia (informação pessoal)⁷, por razões operacionais, a LT 230 kV no trecho entre Ariquemes e Ji-Paraná foi novamente subdivida em duas linhas, ou seja: LT Ariquemes/Jaru (AQJR), que vai da torre 001 à torre 220 e LT Jaru/Ji-Paraná (JRJP), que vai da torre 001 (antiga torre 221) à torre 212 (antiga torre 432). Portanto, A LT 230 kV entre a UHE Samuel e Ji-Paraná, atualmente compreende três linhas, quais sejam:

- a) LT UHE Samuel/Ariquemes (SMAQ).
- b) LT Ariquemes/Jaru (AQJR);
- c) LT Jaru/Ji-Paraná (JRJP).

⁷ A informação foi obtida junto ao Engº Edgard Temporim, atual gerente da Regional de Produção e Comercialização de Rondônia (CRD).

Uma visão geral da LT 230 kV no trecho entre a UHE Samuel e Ji-Paraná é mostrada na Figura 5.10 a seguir.

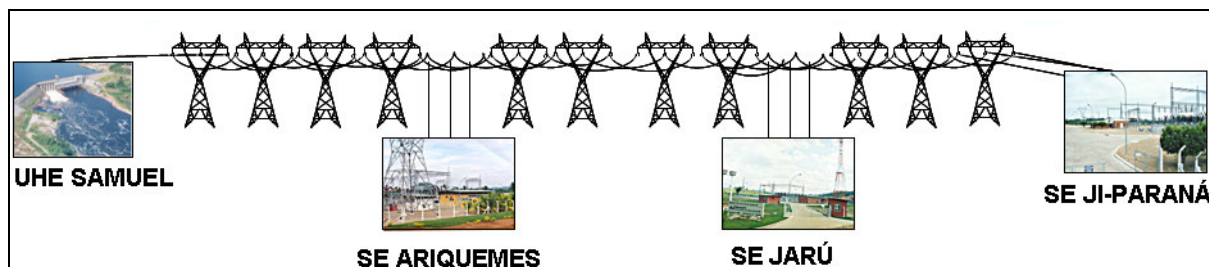


Figura 5.10 Representação da LT 230 kV, entre a UHE Samuel e Ji-Paraná

Fonte: Figura adaptada de Guedes (2003, p.11)

A LT 230 kV mostrada na Figura 5.10 possui 816 estruturas, ou torres metálicas, sendo 583 com cabos para-raios isolados e 233 torres com cabos para-raios aterrados em cada torre. Algumas torres representativas estão apresentadas na Figura 5.11.

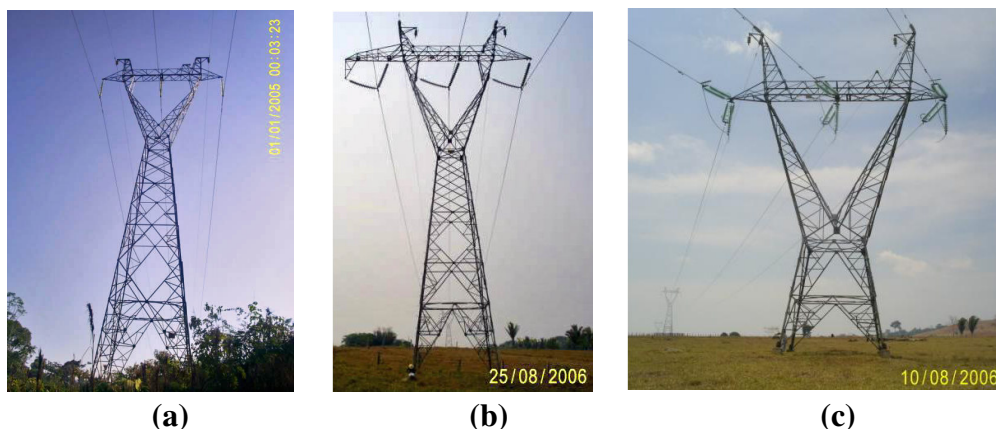


Figura 5.11 Torres da LT 230 kV no trecho entre a UHE Samuel e Ji-Paraná

a) Estrutura tipo S21 b) Estrutura tipo S23 c) Estrutura tipo T21

Enfim, os diferentes tipos de estruturas que compõem as três linhas no trecho entre a UHE Samuel e Ji-Paraná, estão relacionadas abaixo e, na sequência, é apresentada a Tabela 5.2 contendo suas respectivas quantidades em cada LT.

- T21: Estrutura de ancoragem - suporta deflexão com ângulo até sessenta graus;
- T21T: Estrutura de ancoragem especial, utilizada na travessia do Rio Jamari
- A21: Estrutura de ancoragem - suporta deflexão com ângulo até trinta graus;
- S21: Estrutura de suspensão simples – deflexão zero grau;
- S22: Estrutura de suspensão simples reforçada – deflexão zero grau;

- S22T: Estrutura de Transposição;
- S23: Estrutura de suspensão – suporta ângulo até vinte graus.

Tabela 5.2 - Tipos e quantidades de estruturas na LT 230 kV, trecho entre a UHE Samuel e Ji-Paraná

Tipos de Estruturas	LT SMAQ (Quantidade)	LT AQJR (Quantidade)	LT JRJP (Quantidade)	TOTAL
T21	06	01	01	08
T21T	02	00	00	02
A21	08	08	09	25
S21	330	179	184	693
S22	25	25	15	65
S22T	06	04	02	12
S23	07	03	01	11
SUBTOTALS	384	220	212	816

Fonte dos dados: ELETRONORTE (1993, 1994)

Como apresentado na Tab. 5.2, aproximadamente 85 % das torres são de suspensão simples tipos S21. Essa é a razão pela qual na Figura 5.12, é apresentado o desenho de uma torre típica de suspensão simples, com indicações das possibilidades de variações de alturas, conforme as exigências de projeto.

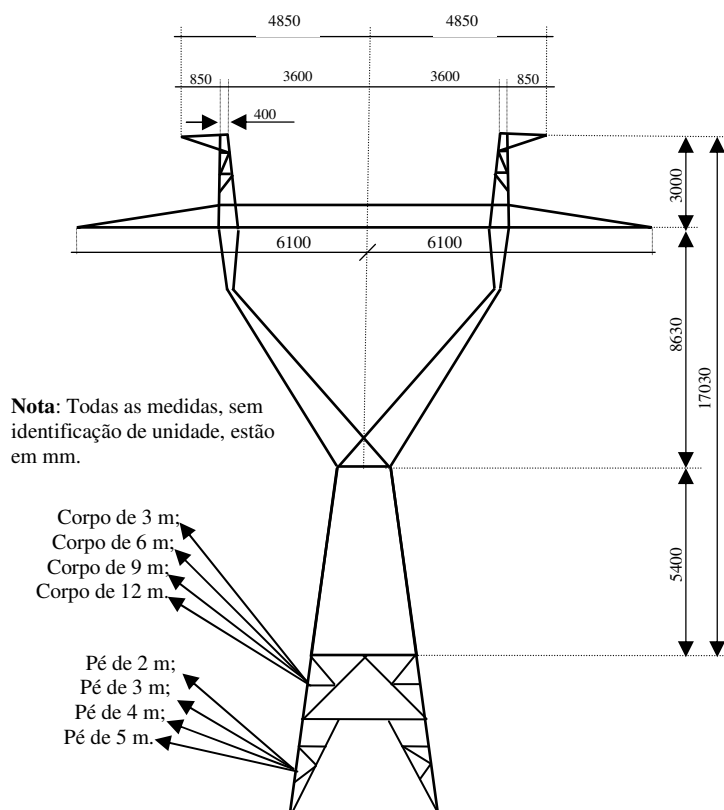


Figura 5.12 Estrutura de suspensão simples – torre básica

Fonte: Figura adaptada de SBE (1992)

A torre mostrada na Figura 5.12 é considerada como referência para análise dos surtos de tensão na linha advindos de descargas atmosféricas diretas e indiretas. Como se pode ver na referida Figura, apresentada em seguida, a base da torre, considerada como a parte fixa, equivale a 17,03 m. Para as torres que não são de suspensão simples tipos S21 e S22, a dimensão do corpo é diferente. Ou seja, as torres no trecho entre a UHE Samuel e Ji-Paraná, apresentam diferentes alturas, que vão depender do tipo, base, corpo, pé e da variação do topo da fundação em relação ao plano altimétrico considerado no ponto de locação. As alturas e respectivas quantidades estão indicadas na Tabela 5.3.

Tabela 5.3 - Alturas e quantidades de torres da LT 230 kV entre a UHE Samuel e Ji-Paraná

ALTURA	QUANTIDADE	ALTURA	QUANTIDADE	ALTURA	QUANTIDADE
19 m	12	25 m	25	31 m	88
20 m	9	26 m	34	32 m	87
21 m	13	27 m	36	33 m	148
22 m	17	28 m	54	34 m	61
23 m	11	29 m	85	35 m	6
24 m	14	30 m	114	56 m	2

Fonte dos dados: ELETRONORTE (1993, 1994)

De acordo com a Tab. 5.3, as torres com altura em torno de 33 m são a maioria, seguida da torre de altura em torno de 30 m. Assim, as torres com alturas entre 30 e 33 representam mais de 53 % do total. Por essa razão essas alturas são consideradas como referência nos cálculos e simulações desenvolvidos nas seções seguintes.

5.2.2 Instalação do Cabo OPGW

No final de 2006 a ELETRONORTE concluiu a instalação de mais um cabo nas torres da LT 230 kV. Trata-se do cabo com fibra óptica (OPGW) utilizado para comunicação de voz e dados. No trecho entre a UHE Samuel e Itapuã do Oeste o cabo foi adicionado aos cabos já existentes, conforme mostra a foto da Figura 5.13. Nos demais trechos, um dos cabos para-raios foi substituído pelo OPGW.

Em todas as torres o cabo OPGW é aterrado, exceto na torre 164, onde é feita a derivação para atender a localidade de Itapuã do Oeste. Suas principais características são:

- cabo OPGW-SM-12,4 36FO (OPGW 24A56s)

- área: 82 mm²;
- diâmetro externo nominal: 12,4 mm;
- resistência mecânica calculada (RMC): 7.767 kgf;
- máxima carga nas piores condições climáticas: 3.107 kgf;
- peso nominal: 564 kg/km;
- módulo de elasticidade: 14.000 kgf/mm²;
- classe de descarga atmosférica (60% de RMC; 3 tentos rompidos): 150 C;
- resistência elétrica do cabo (em CC a 20°C): 0,953 Ω/km;
- temperatura de operação: de -30°C a +70°C;

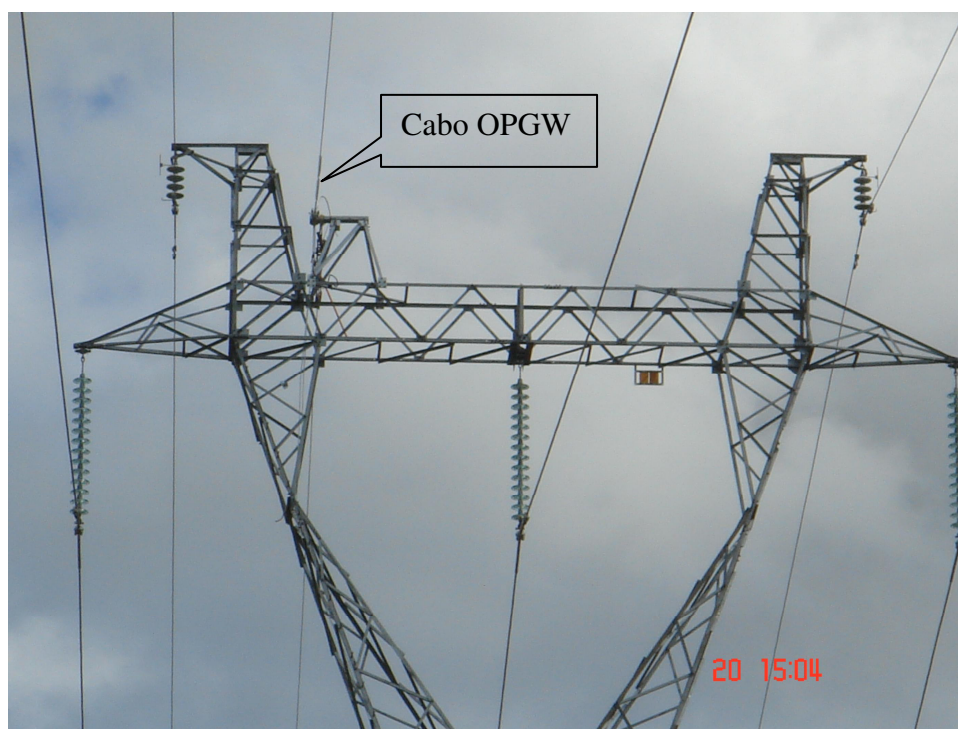


Figura 5.13 Cabo OPGW instalado entre os cabos para-raios energizados

5.2.3 Geometria do Contrapeso

No que diz respeito aos contrapesos da LT 230 kV, de acordo com ELETRONORTE/PROCOM (1997), os mesmos são do tipo radial de 4 pernas, cujo condutor empregado é o fio de aço cobreado, bitola 4 AWG, instalado a uma profundidade de 0,80 m. Cada perna tem uma extensão de 100 m. O contrapeso não possui hastes, ou seja, possui somente o condutor enterrado. Entretanto, visando melhorar o desempenho da linha frente a

descargas atmosféricas, recentemente a ELETRONORTE modificou o contrapeso de algumas torres (informação pessoal)⁸, conforme relação abaixo:

- **LT SMAQ:**
 - Alterações feitas em 2003, nas seguintes torres: 121, 246, 247, 302 a 305, 308 a 310, 343 a 345, 354 e 355;
 - Alterações feitas em 2007 (após as medições feitas no escopo desta pesquisa), nas seguintes torres: 04, 14, 25, 37, 38, 40, 55, 66, 67, 69, 71, 97 e 98.

- **LT AQJR:**
 - Alterações feitas em 2003, nas seguintes torres: 04, 13, 49, 50, 51, 53, 59, 60, 103, 164, 184;
 - Em 2007 foi feita alteração no contrapeso da torre 202 (após as medições feitas no escopo desta pesquisa).

A Figura 5.14 apresenta a geometria do contrapeso predominante em toda a extensão da LT 230 kV, entre a UHE Samuel e Ji-Paraná.

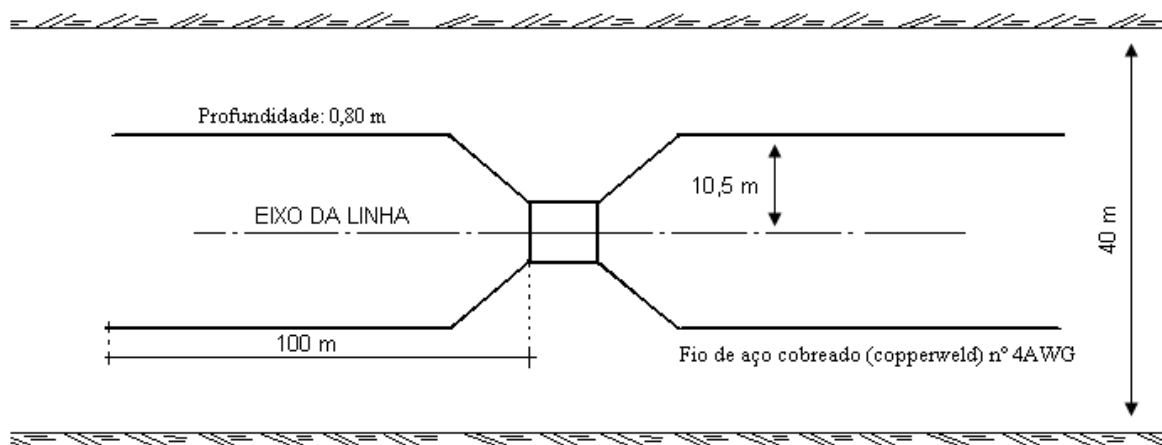


Figura 5.14 Contrapeso típico da LT 230 kV, entre a UHE Samuel e Ji-Paraná

Fonte: Figura adaptada de ELETRONORTE (1997, p.7)

⁸ Essas informações foram prestadas por telefone, através do Sr. Vitor Tadeu Guedes, empregado da Eletronorte, lotado na Regional de Produção e Comercialização de Rondônia (CRD) - Divisão de Engenharia e Qualidade (CRDQ)

5.2.4 Ensaio da Cadeia de Isoladores do PRE

Embora a cadeia de isoladores rígida do PRE já tenha sido ensaiada, conforme apresentado no Cap. 2, quando a ELETRONORTE retirou um dos cabos para-raios e respectivas cadeias de isoladores no trecho entre Ariquemes e Jaru, para instalar o cabo OPGW, constatou-se que a distância entre os eletrodos do centelhador da cadeia de isoladores estava ajustada para 33 cm, ao invés de 32 cm, como citado por ABB e MARTE (1994), no escopo do documento MTE-ABB.001.02/94, relativo ao apoio técnico prestado à ELETRONORTE no desenvolvimento do projeto do Sistema PRE de Rondônia.

Assim, visando a obtenção de dados reais para subsidiar as simulações, três cadeias de isoladores, que foram retiradas de operação, foram ensaiadas no laboratório de alta tensão do IEE/USP. Os ensaios foram realizados de acordo com as normas NBR 6936, NBR 5049 e NBR 15123. A Figura 5.15 mostra a foto da montagem do ensaio em laboratório para determinação da tensão U_{50} . As cadeias de isoladores foram montadas a 5 m de altura do solo e colocadas suficientemente distantes de outros objetos para evitar qualquer tipo de influência sobre os resultados dos ensaios.



Figura 5.15 Montagem da cadeia de isoladores para ensaio

O esquema simplificado da montagem e respectivo circuito de ensaio de tensão disruptiva em impulso atmosférico são mostrados na Figura 5.16.

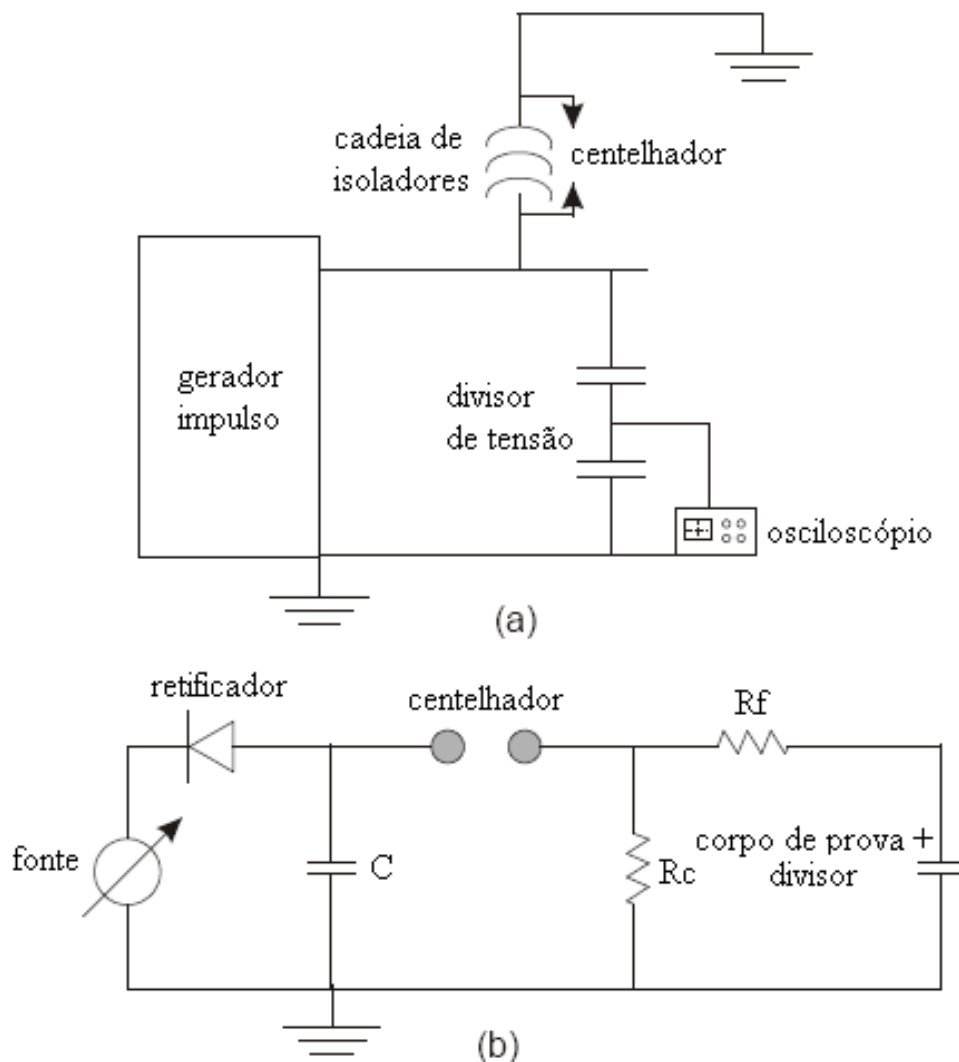


Figura 5.16 Ensaio de impulso atmosférico
 a) esquema simplificado da montagem do ensaio
 b) circuito simplificado do gerador de impulso atmosférico

Os resistores R_f e R_c , mostrados na Figura 5.16b, são ajustados para se obter a forma de onda com tempos de frente e de cauda esperados (onda $1,2 \mu\text{s} \times 50 \mu\text{s}$). C é a capacitância equivalente dos capacitores de carga. Enfim, os ensaios das cadeias de isoladores foram feitos para três ajustes diferentes entre os eletrodos do centelhador, quais sejam: 26,0 cm, 29,5 cm e 33,0 cm. A Figura 5.17 mostra as formas de onda medidas dos impulsos aplicados à cadeia de isoladores com espaçamento dos eletrodos igual a 33,0 cm.

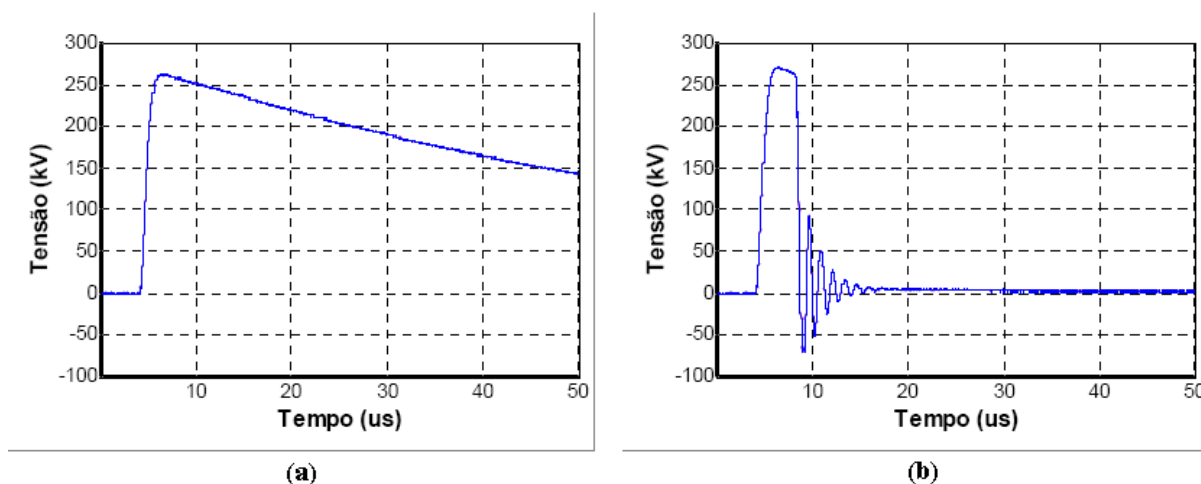


Figura 5.17 Formas de onda de impulso atmosférico aplicado na cadeia de isoladores
a) aplicação sem disrupção; b) aplicação com disrupção

A Figura 5.18 apresenta a cadeia de isoladores sob ensaio, com registro do momento em que ocorre a disrupção entre os eletrodos do centelhador.

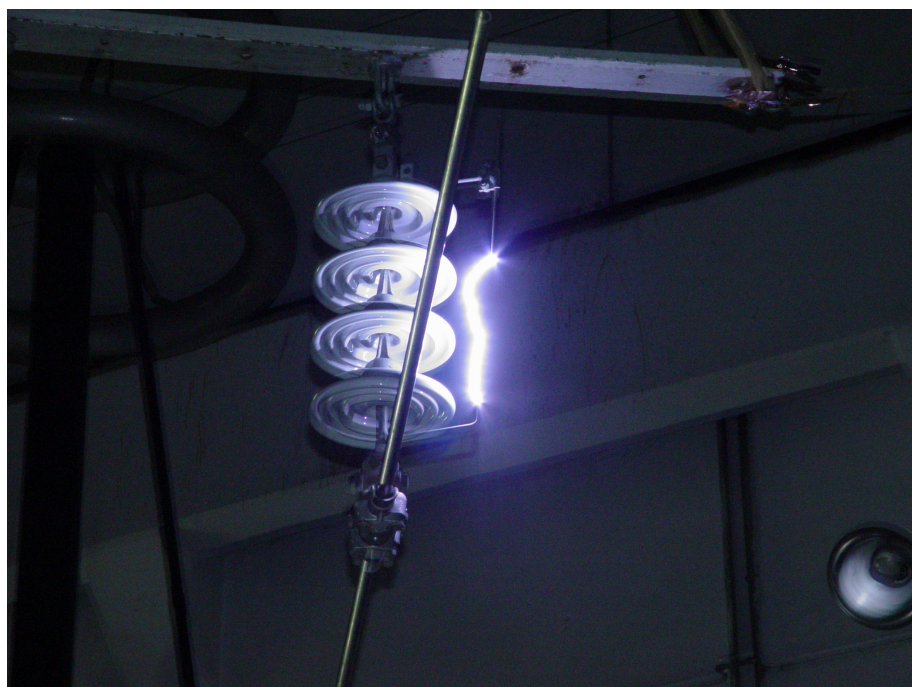


Figura 5.18 Disrupção no centelhador da cadeia de isoladores sob ensaio

Os resultados dos ensaios, com os valores de tensão disruptiva medidos e corrigidos para as condições normalizadas de temperatura, umidade e pressão (temperatura = 20 °C, umidade absoluta = 11 g/m³ e pressão = 101,3 kPa), estão apresentados na Tabela 5.4, a seguir.

Tabela 5.4 - Tensões de descargas disruptivas a 50%, para diferentes ajustes do centelhador

Amostra	Ajuste do Centelhador	Tensão Disruptiva – U ₅₀ Polaridade Positiva		Tensão Disruptiva – U ₅₀ Polaridade Negativa	
		Medida	Normalizada	Medida	Normalizada
		1	26,0 cm	220 kV	237 kV
2	29,5 cm	240 kV	258 kV	216 kV	232 kV
3	33,0 cm	261 kV	281 kV	258 kV	278 kV

Aplicando-se os fatores de correção indicados na NBR 6936 (ABNT, 1992), os valores das tensões de descargas disruptivas a 50 % para as condições atmosféricas típicas de Rondônia (temperatura = 25,5 °C e pressão atmosférica = 99,7 kPa) são equivalentes a 275 kV para a polaridade positiva e 273 kV para a polaridade negativa.

Vale ressaltar que a modelagem ou critério para a disrupção de isoladores é um ponto importante para análise de desempenho de linhas de transmissão. Porém, não existe ainda na literatura, um modelo genérico para a disrupção das isolações que considere todas as possibilidades e combinações de formas de onda na qual os mesmos estão sujeitos.

Darveniza e Vlastos (1988) apresentaram estudos teóricos e empíricos em que se calcula um fator que se ultrapassado ocorre a disrupção das isolações. Esse fator é o índice ou efeito disruptivo crítico (DE) que depende da amplitude e da duração do surto de tensão, e é calculado por:

$$DE = \int_{t_0}^t [U(t) - U_0]^k dt \quad (5.10),$$

Onde:

- U(t) representa a tensão nos terminais do isolador;
- U₀ corresponde à tensão de início do aparecimento do líder da descarga;
- t₀ indica o instante de tempo em que U(t) > U₀;
- k é uma constante empírica.

Quando os valores de U₀ e k não são conhecidos pode-se adotar U₀ = 90 % da tensão disruptiva a 50 % (tensão com forma de onda normalizada 1,2/50 μs que provoca a ocorrência de descargas disruptivas em 50 % dos casos) e k = 1, conforme recomendado pelos autores.

É mais adequado modelar os isoladores pelo índice disruptivo do que considerar a disrupção quando a sobretensão ultrapassar o valor do CFO. Porém esse modelo também apresenta limitações quando as sobretensões aplicadas às isolações são bipolares.

A partir do resultado do ensaio de laboratório obteve-se o valor de $U_{50} = 258$ kV e conseqüentemente o valor de $U_0 = 232$ kV para a polaridade negativa. Para a polaridade positiva obteve-se $U_{50} = 261$ kV e $U_0 = 235$ kV. Por meio do programa computacional ATP, calculou-se a integral das formas de onda cortadas de acordo com a Equação (5.10), sendo obtidos uma série de valores. Considerando um critério conservativo definiu-se que quando o menor valor do índice disruptivo medido no ensaio é excedido, ocorre disrupção dos isoladores. Logo, para a polaridade negativa, foram utilizados os valores de $DE = 43$ kV.μs e $U_0 = 232$ kV (para as condições do laboratório de Alta Tensão) que corrigidos para as condições de Rondônia, através da aplicação dos fatores de correção, resultam em $DE = 42$ kV.μs e $U_0 = 246$ kV. Adotando-se o mesmo critério para a polaridade positiva, tem-se $DE = 35$ kV.μs e $U_0 = 248$ kV. Estes resultados são utilizados para determinação das correntes críticas de disrupção na cadeia de isoladores do PRE.

5.2.5 Linha entre a UHE Samuel e Ariquemes – LT SMAQ

De acordo com os dados apresentados anteriormente, a LT SMAQ possui uma extensão aproximada de 151 km e um total de 384 torres. No trecho entre a UHE Samuel e Itapuã do Oeste, que vai da torre 01 à torre 174, os cabos para-raios são isolados e energizados, numa extensão aproximada de 70 km. Esse é o trecho que compõe o Sistema PRE Itapuã, em operação desde 22 de setembro de 1997. Adicionalmente, o trecho compreendido entre as torre 301 e 384 também possui os cabos para-raios isolados, como parte do projeto de implantação do PRE em Rondônia, que previa, através desse trecho, atender as localidades de Rio Crespo e Alto Paraíso. Por oportuno, cumpre salientar que, ao longo deste trabalho, a parte do sistema PRE composta pelos cabos para-raios isolados e energizados é denominada de linha PRE. Assim, o trecho entre a UHE Samuel e Itapuã é designado de linha PRE Samuel/Itapuã, ou simplesmente linha PRE Itapuã.

A região por onde passa essa linha é predominantemente plana, razão pela qual 355 torres são de suspensão simples. Especificamente no trecho entre A UHE Samuel e Itapuã do

Oeste, das 174 torres, 159 são suspensão simples tipos S21 e S22. Desse modo, neste trabalho é considerada a geometria desse tipo de torre como referência, com altura típica de 33 m, cujos detalhes estão apresentados na Figura 5.19.

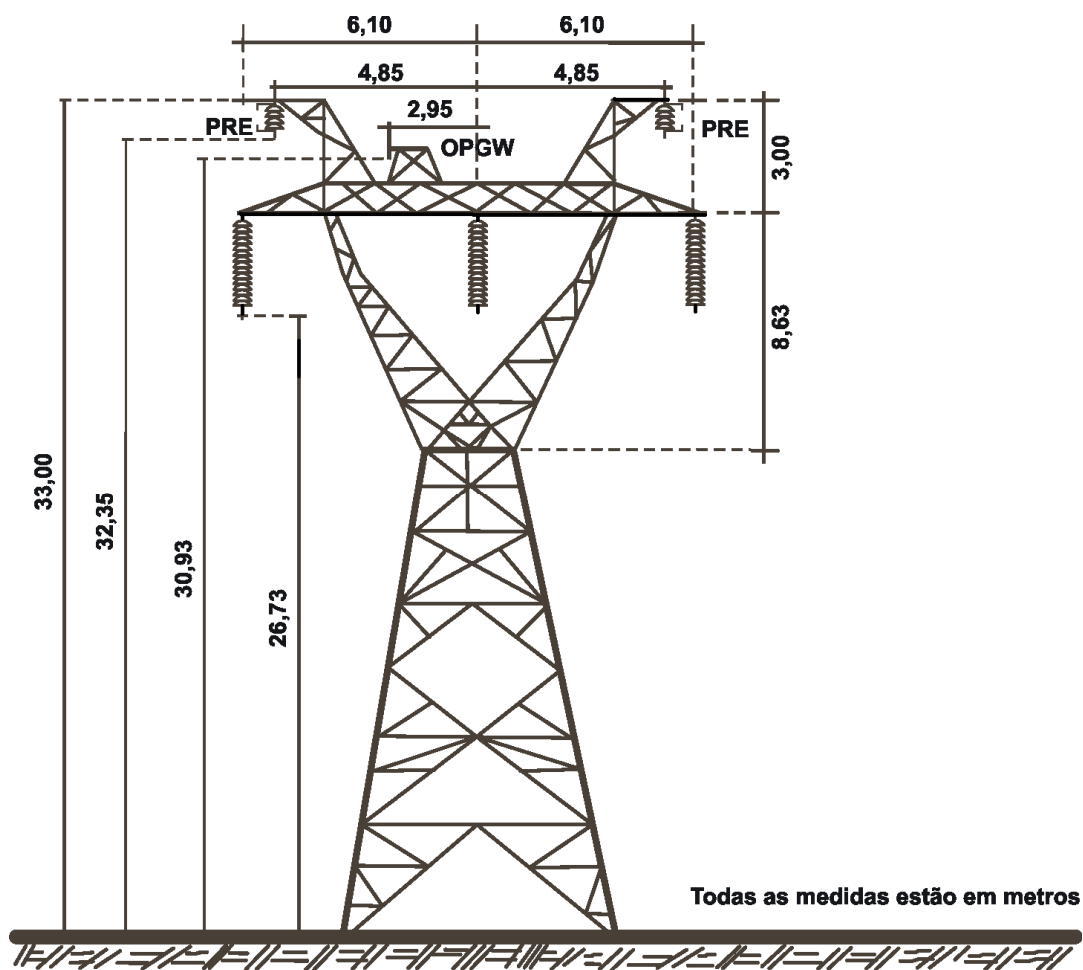


Figura 5.19 Torre típica de 33 metros no trecho UHE Samuel e Itapuã do Oeste

Fonte: Figura adaptada de SBE (1992)

Outras informações de interesse utilizadas para cálculos e simulações desta linha estão relacionadas a seguir:

- altura do cabo fase da LT no meio do vão: 8,25 m;
- altura do cabo PRE no meio do vão: 16,11 m;
- altura do cabo OPGW no meio do vão: 14,60 m;
- diâmetro do cabo fase da LT: 27 mm;
- diâmetro do cabo PRE: 14,85 mm;
- diâmetro do cabo OPGW: 12,40 mm;
- vão médio entre torres: 400 m.

No que diz respeito ao entorno da LT SMAQ, em relação a presença de objetos altos, seu traçado acompanha o eixo da BR – 364, em uma região com alto índice de desmatamento; de forma que, seu entorno é composto basicamente de pastagens. Esse cenário pode ser claramente percebido nas fotos mostradas na Figura 5.11.

5.2.6 Linha entre Ariquemes e Jaru– LT AQJR

A linha Ariquemes/Jaru possui uma extensão aproximada de 84 km, 220 torres, das quais 204 são suspensão simples dos tipos S21 e S22. Em toda sua extensão os cabos para-raios são isolados e, no período de 30/12/1995 a 16/11/2000, os mesmos foram energizados para operação do Sistema PRE Jaru. Ao todo são 17 alturas de torres diferentes, começando pelas torres com alturas iguais a 19 m, até a altura de 35 m. Como mencionado, os cabos para-raios isolados e energizados compõem a parte do Sistema PRE denominada de linha PRE, designada neste caso de linha PRE Ariquemes/Jaru, ou simplesmente linha PRE Jaru.

Considerando a grande concentração de torres com as alturas de 30 m e 33 m, sendo a maioria de suspensão simples tipo S21, nos cálculos e simulações adotados para a LT AQJR é considerado a geometria da referida torre de suspensão simples nas respectivas alturas mencionadas. Uma vez que o perfil da torre com 33 m é o mesmo daquele adotado para a LT SMAQ, sem o cabo OPGW, na Figura 5.20 é apresentado o perfil da torre de 30 m. Outros dados de interesse, utilizados nos cálculos e simulações, também são apresentados em seguida.

- altura do cabo fase da LT no meio do vão: 7,50 m;
- altura do cabo PRE no meio do vão: 14,65 m;
- diâmetro do cabo fase da LT: 27 mm;
- diâmetro do cabo PRE: 14,85 mm;
- vão médio entre torres: 400 m.

O terreno entre Ariquemes e Jaru apresenta uma topografia bem mais acidentada que aquela existente entre a UHE Samuel e Itapuã. Da mesma forma que no caso anterior, a região é predominada por pastagens, havendo pouca incidência de árvores próximas com altura superior à das torres.

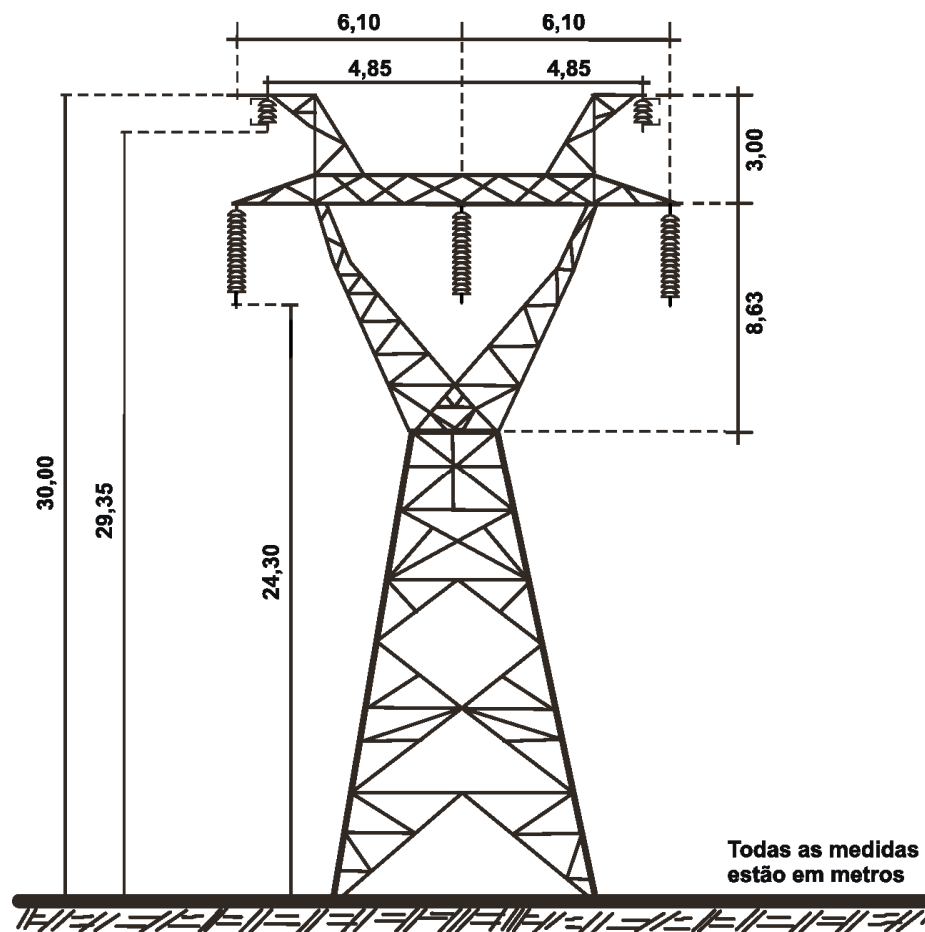


Figura 5.20 Geometria de uma torre típica de 30 metros

Fonte: Figura adaptada de SBE (1992)

5.3 Descargas Diretas

As descargas atmosféricas interagem com os sistemas de transmissão de forma direta ou indireta. Em se tratando de descargas nuvem-solo sua influência pode se dar por descargas diretas ou indiretas em relação à LT. Nesta Seção é feita uma abordagem geral sobre as descargas diretas, isto é, aquelas que incidem diretamente sobre a linha⁹, de acordo com as seguintes possibilidades: descargas sobre os condutores fase, descargas sobre os cabos para-raios e descargas sobre a torre. Essas possibilidades podem provocar interrupções no Sistema PRE. Enfim, o objetivo principal desta Seção é fazer uma análise preliminar sobre o impacto das descargas atmosféricas diretas sobre o PRE. As simulações computacionais são feitas

⁹ Alguns autores definem a descarga atmosférica sobre os cabos para-raios como descarga indireta sobre a linha. Nesta tese, somente são consideradas descargas indiretas aquelas incidentes próximas à LT.

utilizando-se como ferramenta o “Alternative Transients Program” (ATP/ATPDraw)¹⁰, a partir de dados reais da linha PRE Itapuã, motivado pelo fato de ser este o sistema que atualmente está em operação.

5.3.1 Considerações Gerais

Havendo falha de blindagem a descarga atmosférica pode atingir diretamente os condutores da LT, podendo desenvolver sobretensões acima da capacidade de isolamento oferecida pela cadeia de isoladores. Situações desse tipo provocam “flashover”, resultando em curto-circuito fase-terra. A falha da isolação vai depender da intensidade da corrente de descarga, da impedância de surto dos condutores, do nível de isolamento da respectiva linha e do valor da tensão de fase no instante da descarga.

Portanto, a possibilidade dos cabos condutores serem atingidos diretamente por uma descarga atmosférica é tanto maior quanto menor for a corrente de descarga. Porém, há um valor de corrente mínima, ou corrente crítica, abaixo da qual as sobretensões são insuficientes para provocar “flashover”. Esse valor pode ser determinado relacionando-se a tensão crítica de descarga disruptiva a 50% (U_{50}), denominada a partir daqui pela expressão inglesa “critical impulse flashover voltage” (CFO)¹¹, e a impedância de surto da linha, ou seja:

$$I_C = \frac{2 \cdot CFO}{Z_S} \quad (5.11)$$

Onde:

I_C = corrente de descarga mínima, abaixo da qual não ocorre “flashover”

CFO = tensão crítica de descarga

Z_S = impedância de surto da linha.

No que diz respeito às descargas atmosféricas sobre os cabos para-raios, as impedâncias de surto, própria e mútua, são determinadas pelas seguintes equações:

¹⁰ Informações mais detalhadas sobre o ATP e também o manual do ATPDraw podem ser encontradas no endereço eletrônico: <http://www.emtp.org>

¹¹ CFO, ou “critical impulse flashover voltage”: valor de crista especificado de uma tensão de ensaio para o qual a isolação tem 50% de probabilidade de suportar impulsos ou de haver ruptura.

$$Z_{11} = 60 \cdot \ln\left(\frac{4h}{D}\right) \quad (5.12);$$

$$Z_{12} = 60 \cdot \ln\left(\frac{d_{12'}}{d_{12}}\right) \quad (5.13)$$

Onde:

Z_{11} = impedância de surto do próprio cabo;

Z_{12} = impedância mútua entre os cabos 1 e 2;

h = altura do cabo para-raios em relação ao solo, expresso em metros;

D = diâmetro efetivo do cabo, expresso em metros;

$d_{12'}$ = distância entre o condutor 1 e a imagem do condutor 2, em metros;

d_{12} = distância entre o condutor 1 e 2, também indicada em metros.

A propagação da corrente de descarga no cabo para-raios induz tensão nos cabos condutores da linha através do acoplamento das capacitâncias próprias e mútuas entre os cabos. Essas tensões induzidas são de mesma polaridade e n vezes a tensão dos cabos da linha. Com efeito, a cadeia de isoladores fica sujeita à diferença de potencial entre as tensões que surgem na torre, chamadas de tensões de topo U_u , e as tensões induzidas nos condutores, equivalente a nU_u , sendo o fator n o coeficiente de acoplamento, cujos valores típicos situam-se entre 0,15 e 0,30 (ZANETTA JUNIOR, 2003).

Por fim, a maior probabilidade de ocorrência de descarga atmosférica é sobre as torres, visto que elas tendem a atrair uma proporção maior de descargas devido, principalmente, à altura. A incidência de raio na torre faz com que haja a propagação de ondas de tensão e correntes nos cabos para-raios, nas torres adjacentes e nos sistemas de aterramento (contrapesos), com amplitudes dependentes dos valores das impedâncias de surto em cada ponto de descontinuidade. Um modelo normalmente utilizado para determinação da tensão no topo da torre considera como fonte a corrente de descarga, como ilustrado na Figura 5.21. Tomando-se por base o circuito da Figura mencionada, no instante inicial, antes que haja reflexões das torres e da própria torre, a tensão no topo da torre pode ser determinada pela expressão:

$$U_u = I \cdot \left(\frac{Z_t \cdot Z_{gw}}{2 \cdot Z_t + Z_{gw}} \right) \quad (5.14)$$

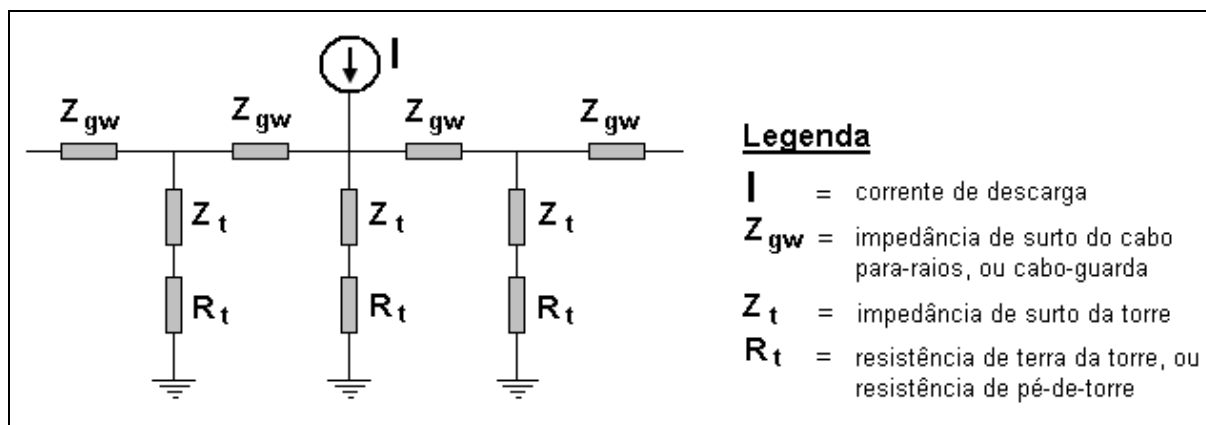


Figura 5.21 Circuito representativo para obtenção da tensão de topo da torre

A relação indicada entre parêntesis na Equação 5.14 é a impedância resultante da conexão em paralelo, entre a impedância de surto da torre e a impedância de surto do cabo para-raios, equivalente a $Z_{gw}/2$. Após o instante inicial, a tensão U_i propagando-se ao longo da torre pode sofrer drásticas alterações a depender dos valores das tensões refletidas no ponto de conexão com a resistência de terra da torre (R_t). Valores de R_t menores que Z_t provoca ondas refletidas de sinal negativo, cujo efeito é no sentido de inibir o crescimento da onda incidente no topo da torre, caso o tempo de viagem da onda, do pé da torre ao topo, seja inferior ao tempo para que a onda incidente atinja seu valor máximo. Portanto, é desejável que o valor da resistência de terra do contrapeso da torre seja o menor possível, dentro do objetivo de assegurar menor valor de tensão no topo da torre e, conseqüentemente, menor solicitação na cadeia de isoladores. Caso contrário, pode resultar em valores elevados de tensão no topo da torre, tendo como consequência descargas disruptivas de retorno (“backflashover”) sobre a cadeia de isoladores.

Nas simulações, usualmente as torres são representadas por linhas de transmissão, com velocidade de propagação do surto de corrente de descarga que varia, em relação à velocidade de propagação da luz no vácuo, 85%, conforme Greenwood (1991), 97%, considerado por Gatta, Iliceto e Lauria (2001) e 100%, conforme Anderson (1987), Araujo e Neves (2005).

No que diz respeito à impedância de surto da torre, na literatura técnica são encontrados diferentes valores de referência. De acordo com Anderson, usualmente são adotadas valores de Z_t na faixa de 100 Ω a 300 Ω . Nos estudos feitos por Gatta, Iliceto e Lauria, a respeito de surtos de tensão em torres com cabos para-raios isolados e energizados,

os autores consideraram valores na faixa de 150 Ω a 170 Ω . Martinez e Castro-Aranda (2005) consideraram um valor de 134 Ω no escopo de um estudo cujas torres possuem grande semelhança com a geometria das torres da LT 230 kV do Sistema PRE de Rondônia.

5.3.2 Simulações de Descargas Atmosféricas Diretas sobre o PRE

As simulações foram realizadas levando-se em consideração as 174 torres da LT SMAQ, entre a UHE Samuel e a cidade de Itapuã do Oeste, tendo em vista que esse é o trecho que está operando com o cabo para-raios energizados no escopo do Sistema PRE Itapuã. Os procedimentos adotados são descritos a seguir.

5.3.2.1 Procedimentos Adotados

Para a realização das simulações de descargas atmosféricas diretas sobre o PRE foram considerados valores reais referentes às características da LT, valores medidos de resistência de terra, resistividade do solo e resultados dos ensaios na cadeia de isoladores do PRE. Para simulações dos fenômenos transitórios eletromagnéticos é utilizado o “Electromagnetic Transients Program” (EMTP) na versão para microcomputadores denominada de “Alternative Transients Program” (ATP), que atualmente possui a versão do pré-processador gráfico ATPDraw, interativo em ambiente Windows. Neste trabalho este programa será mencionado simplesmente pela sigla ATPDraw.

Como exposto no Capítulo 3, as medições de resistência de terra do contrapeso das torres não foram realizadas naquelas torres aterradas devido a instalação do cabo OPGW. Para superar esse fato, a alternativa aqui adotada foi calcular o valor da resistência de terra a partir das medições de resistividade do solo, realizadas ao longo da LT 230 kV. Na falta de medição de resistividade próxima à torre de interesse, estimou-se o valor através da média entre os valores medidos adjacentes ao respectivo trecho. A Tabela 5.5 mostra os valores de resistência de terra calculados.

Tabela 5.5 - Resistências de terra calculadas para algumas torres da LT SMAQ

Torre	ρ ($\Omega.m$)	R_t (Ω)
13	3.200	20,5
19	4.700	96,1
40	4.650	16,7
44	6.000	28,5
49	4.600	30,0
54	6.600	21,3
58	13.000	61,2
66	2.690	15,2
70	5.377	19,6
76	5.153	23,5
79	5.220	15,4
84	5.147	18,3
122	8.425	27,0

Nas simulações da corrente de descarga atmosférica é considerada onda de corrente triangular, com tempo de crista (t_f) igual a $2 \mu s$ e tempo total igual a $160 \mu s$, cujo formato está ilustrado na Figura 5.22. Os valores de crista considerados foram de 5 kA e 31 kA, cuja probabilidade de serem excedidos, conforme Equação 5.8, são de 99,1% e 50% respectivamente.

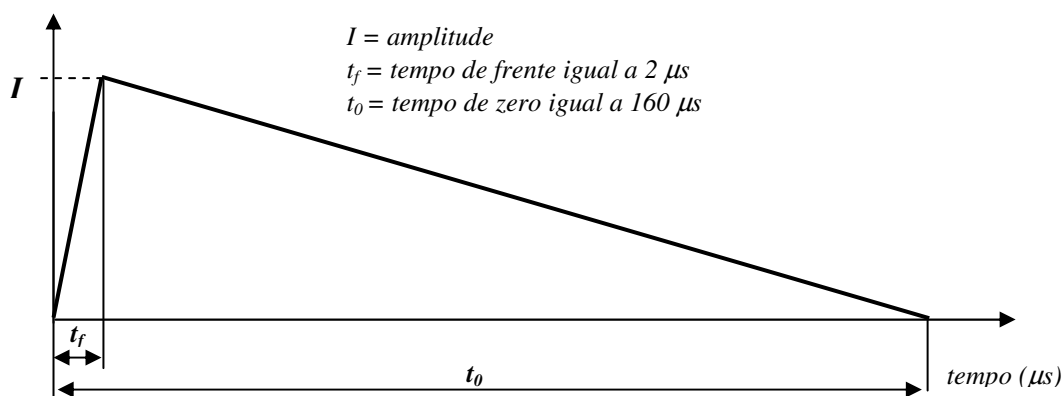


Figura 5.22 Forma de onda da corrente de descarga utilizada nas simulações

É adotado nas simulações valor de Z_t igual a 150Ω e também são considerados os efeitos das disrupções dos isoladores. Por outro lado, não estão sendo considerados:

- os distúrbios provocados pela formação do corona ao redor do condutor do PRE quando o mesmo é atingido por uma descarga atmosférica. Essa decisão está

relacionada ao fato do nível de tensão do PRE ser típico da distribuição, com nível básico de isolamento baixo em comparação com aqueles adotados nas linhas de transmissão de AT, EAT e UAT. Desse modo, mesmo que o efeito corona modifique as formas de onda das sobretensões ocasionadas pelas descargas, a priori elas não evitariam a interrupção no fornecimento de energia;

- a presença do cabo OPGW;
- os efeitos da ionização do solo que provocam redução na impedância de aterramento. Os motivos pelos quais o fenômeno da ionização não é considerado nas simulações são discutidos a seguir.

São encontrados na literatura vários trabalhos que confirmam a redução do valor da resistência de terra quando o sistema de aterramento é submetido a intensas correntes de surto, como é o caso das correntes associadas às descargas atmosféricas. Nessas condições, o campo elétrico criado pode provocar o fenômeno de ionização do solo, sendo esse o fator responsável por significativas alterações no comportamento do sistema de aterramento. Assim, a resistência vista pela corrente de surto é menor que a resistência a 60 Hz.

Neste trabalho, o valor da resistência de terra considerando a ionização do solo foi determinado tomando-se como referência o guia de procedimentos para estimativa de desempenho de linhas de transmissão frente a descargas atmosféricas CIGRÉ (1991). Nesse sentido, foram utilizadas as seguintes equações:

$$R_t (\%) = R_i / R_t \quad (5.15);$$

$$R_i = \frac{R_t}{\sqrt{1 + \frac{I}{I_g}}} \quad (5.16);$$

$$I_g = \frac{E_g \rho}{2\pi R_t^2} \quad (5.17).$$

Onde:

R_i = Resistência de terra considerando a ionização do solo (Ω);

R_t = Resistência de terra (Ω);

I = Corrente de surto na resistência de terra (kA);

I_g = Corrente limite de ionização (kA);

E_g = Gradiente de ionização do solo (cerca de 400 kV/m, conforme CIGRÉ, 1991);

ρ = Resistividade do solo ($\Omega.m$)

O valor da resistência de terra considerando a ionização do solo (R_i) foi estimado através das Equações (5.16) e (5.17), sendo considerado valor de resistência de terra igual a 15 Ω . Esse valor foi escolhido por ser o mais representativo das medições feitas na LT SMAQ, trecho entre a UHE Samuel e Itapuã do Oeste.

No que diz respeito à resistividade do solo, é adotado o valor de 6.000 $\Omega.m$, como valor representativo do trecho entre a UHE Samuel e Itapuã do Oeste. Por fim, através da Equação (5.15) é analisada a redução na resistência de terra, cujo resultado é inferior a 2 % para a maioria dos valores, conforme mostra a Figura 5.23. Portanto, essas são as razões pelas quais não se considerou os efeitos da ionização do solo.

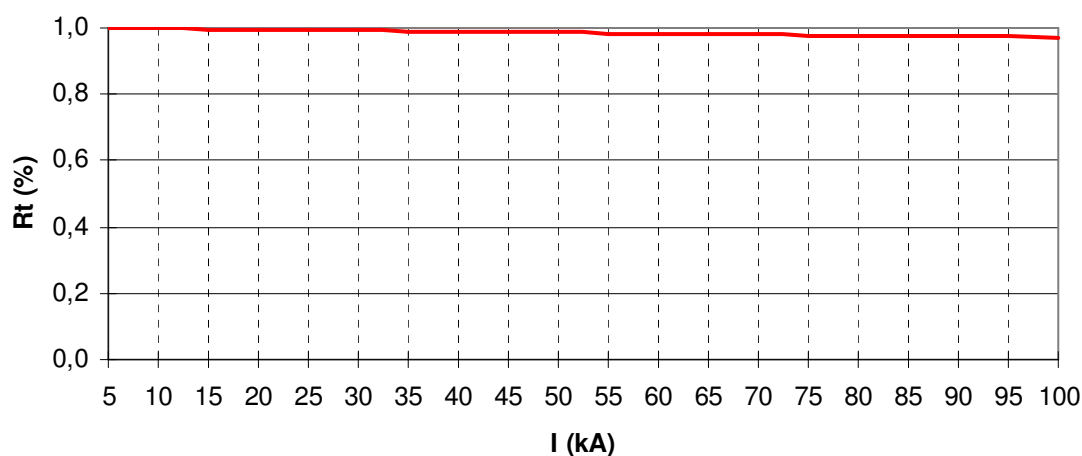


Figura 5.23 Relação entre a resistência de terra com solo ionizado e a resistência de terra submetida a corrente de 60 Hz

Dando sequência à apresentação dos procedimentos adotados, para adequar-se às exigências do ATP/Draw, a linha SMAQ, entre a UHE Samuel e a cidade de Itapuã, foi dividida em 5 trechos e em cada um foram consideradas descargas diretas incidindo no início

e próximo ao meio. A indicação dos trechos e os vãos escolhidos para simulação das descargas diretas estão apresentados na Tabela 5.6.

Tabela 5.6 - Trechos da LT SMAQ considerados nas simulações de descargas diretas

Trechos da LT SMAQ	Locais de Incidência de Descargas Diretas
Trecho entre a SE supridora do PRE na UHE Samuel e a torre 40	Entre as torres 1 e 2 Entre as torres 10 e 11
Trecho entre as torres 40 e 77	Entre as torres 40 e 41 Entre as torres 50 e 51
Trecho entre as torres 77 e 114	Entre as torres 77 e 78 Entre as torres 90 e 91
Trecho entre as torres 114 e 151	Entre as torres 114 e 115 Entre as torres 130 e 131
Trecho entre as torres 151 e 174	Entre as torres 151 e 152 Entre as torres 162 e 163

A Figura 5.24, ilustra algumas características físicas da linha, como altura da torre, comprimento dos vãos, impedância de surto da torre (Z_t), valores mínimos e máximos da resistência de terra dos contrapesos e resistividade. Vale ressaltar, que os demais dados de entrada pertinentes às características da linha são aqueles apresentados na Seção 5.2.1.

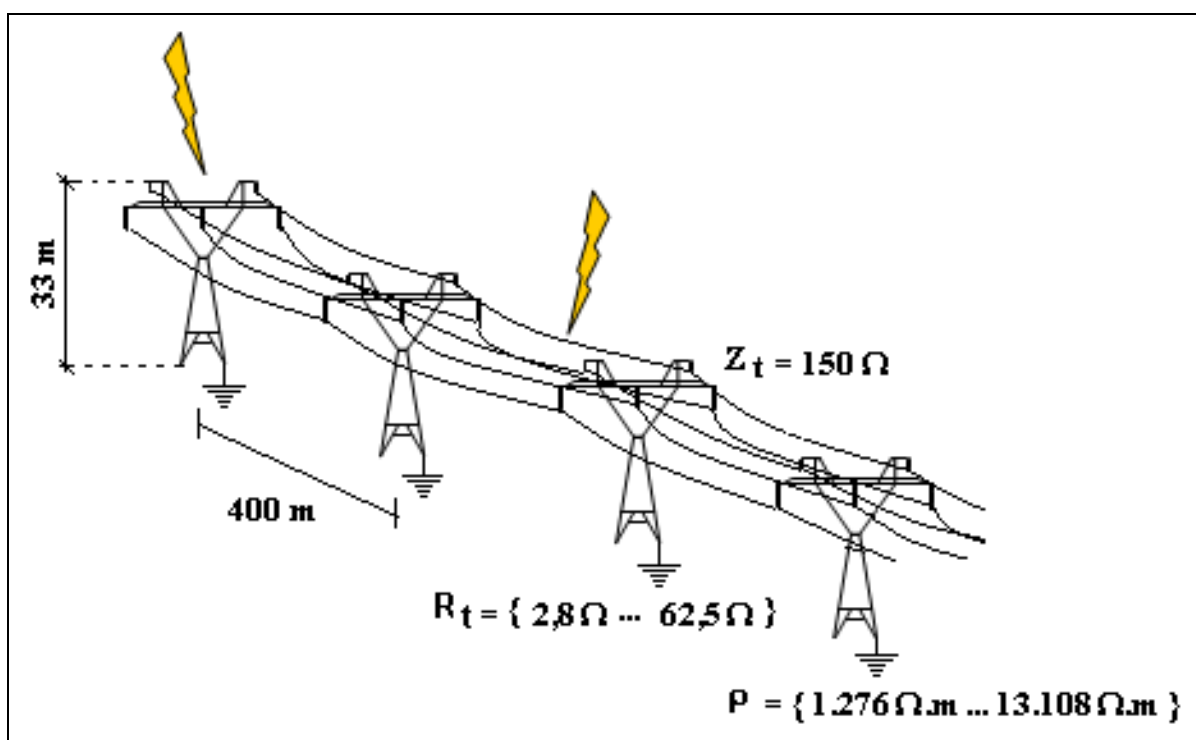


Figura 5.24 Principais dados da LT SMAQ utilizados nas simulações

5.3.2.2 Análise dos Resultados das Simulações

No primeiro trecho, entre a subestação supridora e a torre 40, é feita a análise dos resultados das simulações de forma mais detalhada. Nos demais trechos, os resultados são apresentados em tabelas. Assim, verifica-se que para correntes de descarga igual a 5 kA ocorre disrupção apenas na fase do PRE atingida, aqui designadas de PRE1 ou PRE2, para indicar o condutor 1 ou o condutor 2 do PRE. Na Figura 5.25 estão apresentados os resultados das simulações para descargas diretas incidindo no início do trecho, ou seja, entre as torres 1 e 2 e no trecho intermediário, ou seja, entre as torres 10 e 11.

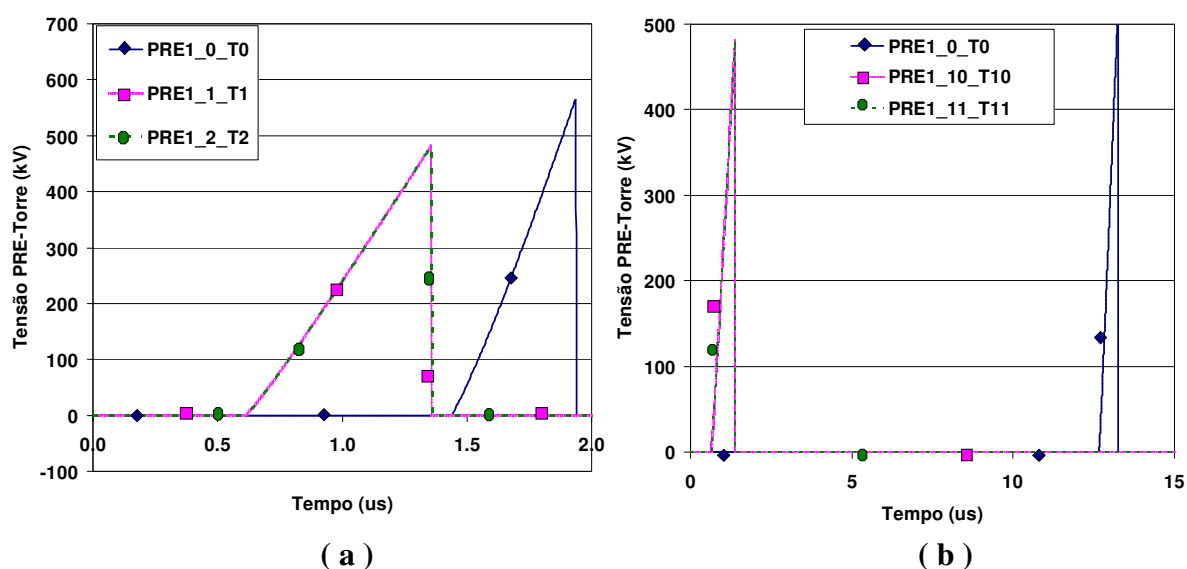


Figura 5.25 Tensões nos terminais dos isoladores do PRE, resultante de descarga direta no meio do vão, com amplitude igual a 5 kA

- a) Corrente de 5 kA injetada entre as torres 1 e 2
- b) Corrente de 5 kA injetada entre as torres 10 e 11

A Figura 5.25a mostra que, considerando-se o condutor PRE1 atingido por uma corrente de descarga igual a 5 kA, ocorre disrupção nas torres 0, 1 e 2, cujas formas de onda de tensão são indicadas por PRE1_0_T0, PRE1_1_T1, PRE1_2_T2, respectivamente. Cumpre esclarecer que a torre 0 (T0) refere-se à entrada do ramal entre a UHE Samuel e a LT SMAQ, sendo que a cadeia de isoladores desse ramal foi considerada a mesma do PRE.

Percebe-se que a forma de onda e a amplitude das sobretensões nas torres 1 e 2 são semelhantes pelo fato da descarga ocorrer no meio do vão entre essas torres. As sobretensões nos terminais dos isoladores dessas torres atingem o valor de 484 kV. Na torre T0 a

sobretensão atinge o valor de 564 kV. Para ambos os valores de sobretensão ocorre disrupção entre os eletrodos do centelhador das cadeias de isoladores do PRE nas torres 0, 1 e 2.

A Figura 5.25b mostra o resultado da simulação para descarga de 5 kA incidindo entre as torres 10 e 11, tendo como consequência disrupções nas torres 10, 11 e também na torre 0, cujas formas de onda de tensão são indicadas por PRE1_10_T10, PRE1_11_T11 e PRE1_0_T0. Novamente, devido a descarga incidir no meio do vão entre as torres 10 e 11, a forma de onda das sobretensões são semelhantes, assim como as amplitudes que alcançam valores de aproximadamente 481 kV. Na torre 0, a sobretensão atinge o valor aproximado de 521 kV. Ambos os valores provocam disrupção entre os eletrodos do centelhador das cadeias de isoladores do PRE relacionado ao respectivo condutor atingido.

Na Figura 5.26, são apresentados os resultados das simulações adotando-se o valor de 31 kA para a corrente de descarga. Verifica-se que ocorrem disrupções em vários isoladores ao longo da LT SMAQ, tanto nos isoladores do PRE1 atingido como no condutor PRE2. Para facilitar as análises somente são mostradas as sobretensões nos terminais da cadeia de isoladores dos PRE's nas torres adjacentes do local da incidência da descarga.

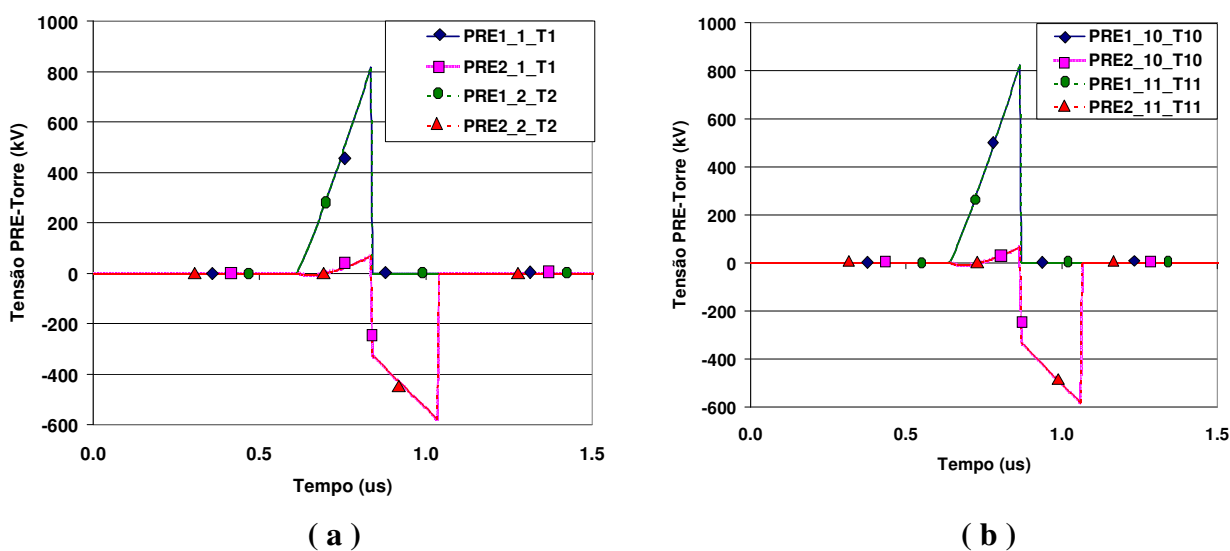


Figura 5.26 Tensões nos terminais dos isoladores do PRE, resultante de descarga direta no meio do vão, com amplitude igual a 31 kA

- a) Corrente de 31 kA injetada entre as torres 1 e 2
- b) Corrente de 31 kA injetada entre as torres 10 e 11

A Figura 5.26a mostra o resultado da simulação quando uma descarga de 31 kA incide entre as torres 1 e 2. Nota-se que ocorrem disrupções nas cadeias de isoladores dos dois condutores da linha PRE (PRE1_1_T1, PRE1_2_T2, PRE2_1_T1, PRE2_2_T2). Verifica-se que a amplitude e a forma de onda nos terminais da cadeia de isoladores do condutor PRE1 nas torres 1 e 2 são semelhantes, com sobretensões na ordem de 812 kV. Para o condutor PRE2, a amplitude e a forma de onda nos terminais da cadeia de isoladores nas torres 1 e 2 também são semelhantes, sendo as sobretensões na ordem de -581 kV. Esse valor negativo ocorre em função da elevação do potencial da torre em relação ao condutor PRE2.

A Figura 5.26b mostra o resultado da simulação para uma descarga de corrente de 31 kA incidindo entre as torres 10 e 11. As sobretensões nesses terminais dos isoladores apresentam características análogas às descargas entre as torres 1 e 2 com valores de aproximadamente 820 kV e -582 kV para os condutores do PRE 1 e PRE2, respectivamente.

A injeção de corrente de descarga adotando-se os valores de 5 kA e 31 kA permite concluir que há um valor intermediário de corrente a partir do qual ocorre disrupções nas cadeias de isoladores associadas aos condutores PRE1 e PRE2. Ou seja, para a menor corrente, foi verificado que ocorre disrupção apenas na cadeia de isolador do condutor atingido e, para a maior corrente, ocorre disrupção na cadeia de isoladores de ambos condutores da linha PRE. Portanto, a fim de verificar quais valores de corrente podem ocasionar disrupções em ambos os condutores do PRE, foram realizadas simulações computacionais para descarga incidente em um dos cabos PRE no vão entre as torres, cujos resultados são mostrados na Tabela 5.7. Nota-se que dependendo do trecho da linha e dos valores de resistência de terra, as amplitudes da corrente da descarga que provocam disrupções nos isoladores em ambos condutores PRE variam entre 8,55 kA e 14,85 kA.

Tabela 5.7 - Valores mínimos de corrente que provocam disrupção na cadeia de isoladores de ambos os condutores da linha PRE

Trechos	R_t (Ω) das torres adjacentes ao local da incidência da descarga	I (kA)
0-40	22,3/ 28,2	14,25
40-77	47,6 / 47,6	8,55
77-114	17,6 / 17,8	13,45
114-151	23,0 / 29,1	14,85
151-174	18,6 / 23,4	13,15

Mantendo-se os mesmos procedimentos, foram calculadas as sobretensões fase-terra, que no caso da Tecnologia PRE no esquema trifásico corresponde à tensão fase-fase. As sobretensões resultantes nos condutores PRE1_0, PRE1_1 e PRE1_2, que correspondem às torres 0, 1 e 2 respectivamente, bem como as sobretensões resultantes da descarga de corrente igual a 5 kA incidindo no vão entre as torres 10 e 11, são mostradas na Figura 5.27.

De acordo com a Fig. 5.27a, o valor da sobretensão nos condutores do PRE1 nas torres 1 e 2 é aproximadamente 480 kV. Para a torre 0, o valor é de 564 kV e cai rapidamente para um valor muito baixo devido ao valor da resistência de terra do sistema de aterramento da subestação supridora do PRE na UHE Samuel ser da ordem de $0,1 \Omega$.

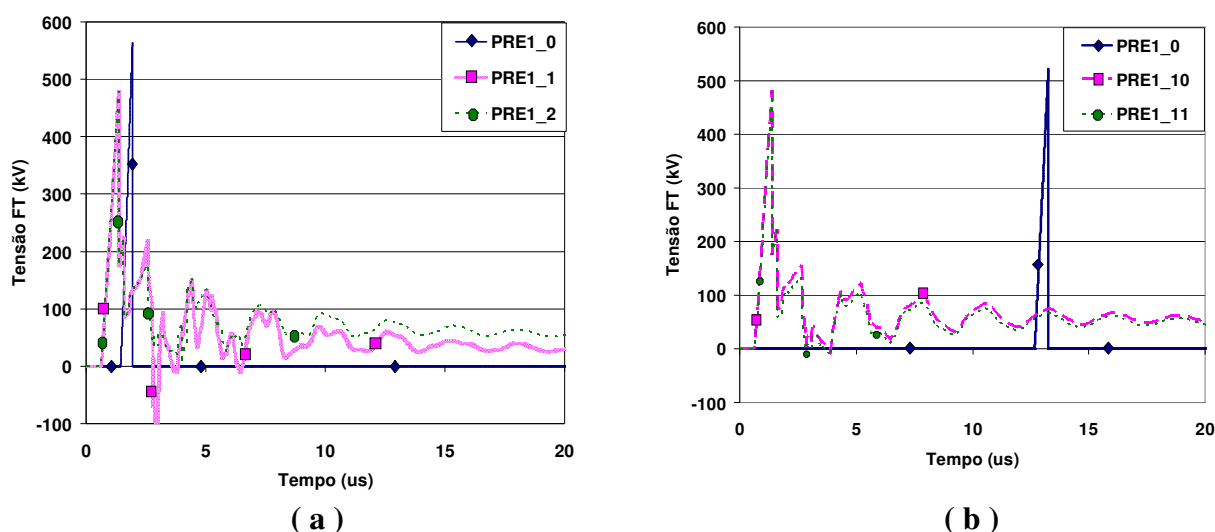


Figura 5.27 Tensões fase-terra na cadeia de isoladores do PRE, trecho entre a subestação supridora em Samuel e a torre 40, simulada com descarga de corrente igual a 5 kA

a) Descarga de corrente igual a 5 kA entre as torres 1 e 2

b) Descarga de corrente igual a 5 kA entre as torres 10 e 11

A Fig. 5.27b mostra o resultado do cálculo das sobretensões quando a descarga de corrente de 5 kA atinge o vão entre as torres 10 e 11. Observa-se que as formas de onda são semelhantes às da Figura 5.24a. As amplitudes dessas sobretensões são 481 kV para os condutores do PRE1_10 e PRE1_11 e de 521 kV para o PRE1_0. Cumpre salientar, que os valores de pico das sobretensões nos isoladores e entre fase-terra são iguais até a ocorrência da interrupção na cadeia de isoladores.

A Figura 5.28 mostra as formas de ondas e amplitudes das sobretensões resultantes quando uma corrente de descarga igual 31 kA incide no meio do vão entre as torres 1 e 2 e entre as torres 10 e 11. Os valores máximos das sobretensões são de 812 kV para os condutores PRE1_1 e PRE1_2 e de 765 kV para os condutores PRE2_1 e PRE2_2.

Na Fig. 5.28a, verifica-se que as formas de onda nos condutores PRE1_1 e PRE1_2 são idênticas até a chegada do efeito da reflexão da torre 0 à torre 1. O mesmo acontece nas sobretensões do PRE2_1 e PRE2_2. Nos instantes seguintes os valores máximos de sobretensão nesses condutores variam devido às disrupções que ocorrem nos isoladores em momentos distintos, somados ao efeito da reflexão.

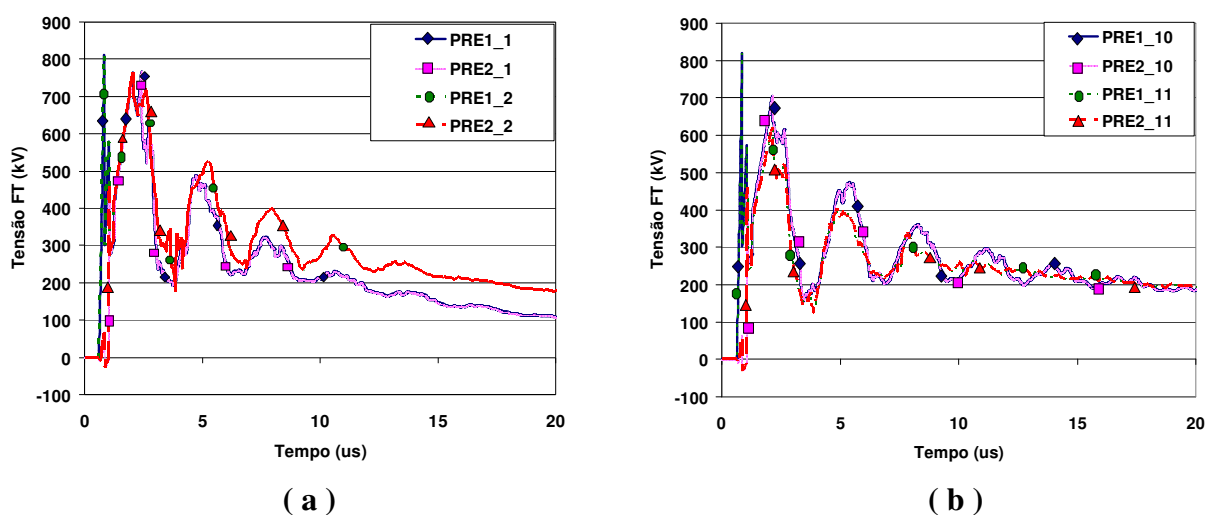


Figura 5.28 Tensões fase-terra na cadeia de isoladores do PRE, trecho entre a subestação supridora em Samuel e a torre 40, simulada com descarga de corrente igual a 31 kA

a) Descarga de corrente igual a 31 kA entre as torres 1 e 2

b) Descarga de corrente igual a 31 kA entre as torres 10 e 11

Para a descarga de 31 kA atingindo o vão entre as torres 10 e 11 verifica-se que os valores máximos das sobretensões são de 820 kV para os condutores do PRE1_10 e PRE1_11. No segundo condutor da linha PRE verifica-se o valor máximo de 704 kV para o condutor PRE2_10 e para o condutor PRE 2_11 a sobretensão é de aproximadamente 619 kV, conforme mostra a 5.28b. Novamente há desigualdade entre as amplitudes das sobretensões no PRE2_10 e PRE2_11 devido aos efeitos combinados da disrupção dos isoladores e reflexão da sobretensão (diferença da resistência de terra, cujos valores são de 22,2 Ω e 23,6 Ω , respectivamente).

Todos os demais trechos da LT SMAQ, até a torre 174 foram simulados, apresentando formas de onda semelhantes às mostradas nas Figuras 5.26 e 5.27. Como mencionado anteriormente, os resultados dos valores máximos das amplitudes das sobretensões fase-terra e entre os terminais da cadeia de isoladores do PRE são apresentados nas Tabelas 5.8 e 5.9.

Tabela 5.8 - Tensão nos terminais da cadeia de isoladores do PRE

Vão	PRE-Torre	Tensão em kV		Vão	PRE-Torre	Tensão em kV	
		5 kA	31kA			5 kA	31kA
Entre T1 e T2	PRE1_1_T1	480	812	Entre T10 e T11	PRE1_10_T10	481	820
	PRE2_1_T1	--	-581		PRE2_10_T10	--	-582
	PRE1_2_T2	480	812		PRE1_11_T11	481	820
	PRE2_2_T2	--	-581		PRE2_11_T11	--	-582
Entre T40 e T41	PRE1_40_T40	481	801	Entre T50 e T51	PRE1_50_T50	481	803
	PRE2_40_T40	--	-588		PRE2_50_T50	--	-592
	PRE1_41_T41	481	801		PRE1_51_T51	481	804
	PRE2_41_T41	--	-588		PRE2_51_T51	--	-592
Entre T77 e T78	PRE1_77_T77	480	801	Entre T90 e T91	PRE1_90_T90	481	809
	PRE2_77_T77	--	-580		PRE2_90_T90	--	-594
	PRE1_78_T78	480	801		PRE1_91_T91	480	808
	PRE2_78_T78	--	-580		PRE2_91_T91	--	-594
Entre T114 e T115	PRE1_114_T114	481	811	Entre T130 e T131	PRE1_130_T130	483	815
	PRE2_114_T114	--	-589		PRE2_130_T130	--	-581
	PRE1_115_T115	481	811		PRE1_131_T131	483	815
	PRE2_115_T115	--	-589		PRE2_131_T131	--	-581
Entre T151 e T152	PRE1_151_T151	480	813	Entre T162 e T163	PRE1_162_T162	479	820
	PRE2_151_T151	--	-587		PRE2_162_T162	--	-587
	PRE1_152_T152	481	813		PRE1_163_T163	479	820
	PRE2_152_T152	--	-587		PRE2_163_T163	--	-587

Tabela 5.9 - Tensão fase-terra no PRE

Vão	PRE-Terra	Tensão em kV		Vão	PRE-Terra	Tensão em kV	
		5 kA	31kA			5 kA	31kA
Entre T1 e T2	PRE1_1_T1	480	812	Entre T10 e T11	PRE1_10_T10	481	820
	PRE2_1_T1	105	767		PRE2_10_T10	81	621
	PRE1_2_T2	480	812		PRE1_11_T11	481	820
	PRE2_2_T2	77	765		PRE2_11_T11	74	704
Entre T40 e T41	PRE1_40_T40	481	801	Entre T50 e T51	PRE1_50_T50	481	1002
	PRE2_40_T40	77	556		PRE2_50_T50	100	1002
	PRE1_41_T41	481	967		PRE1_51_T51	481	1003
	PRE2_41_T41	110	967		PRE2_51_T51	100	1003
Entre T77 e T78	PRE1_77_T77	480	980	Entre T90 e T91	PRE1_90_T90	481	809
	PRE2_77_T77	101	980		PRE2_90_T90	91	594
	PRE1_78_T78	480	980		PRE1_91_T91	480	808
	PRE2_78_T78	101	980		PRE2_91_T91	91	594
Entre T114 e T115	PRE1_114_T114	481	811	Entre T130 e T131	PRE1_130_T130	483	815
	PRE2_114_T114	84	455		PRE2_130_T130	79	591
	PRE1_115_T115	481	811		PRE1_131_T131	483	815
	PRE2_115_T115	79	396		PRE2_131_T131	87	667
Entre T151 e T152	PRE1_151_T151	480	813	Entre T162 e T163	PRE1_162_T162	479	820
	PRE2_151_T151	85	514		PRE2_162_T162	76	590
	PRE1_152_T152	481	813		PRE1_163_T163	479	820
	PRE2_152_T152	87	546		PRE2_163_T163	82	667

Adicionalmente, também foram realizadas simulações computacionais para verificar quais combinações de valores de resistência de terra (R_t) e correntes de descarga (I) podem atingir a torre de transmissão e ocasionar a quebra das isolações do PRE. A Tabela 5.10 apresenta o resultado dessas simulações considerando a forma de onda da descarga atmosférica igual a da Fig. 5.22, altura da torre igual a 33 m com impedância característica de 150Ω e sem perdas. Nesse caso, o valor do índice disruptivo é de $35 \text{ kV} \cdot \mu\text{s}$ e $U_0 = 248 \text{ kV}$. Os valores de resistência de terra foram definidos de acordo com as medições realizadas nos contrapesos das torres da LT SMAQ e que estão apresentadas no Cap. 3, cujos valores mínimos e máximos são iguais a $2,8 \Omega$ e $62,5 \Omega$, respectivamente.

Tabela 5.10 - Combinação de valores de resistências de terra e correntes de descarga que podem provocar disrupção na cadeia de isoladores do PRE

R_t (Ω)	$I = 4,20 \text{ kA}$	$I = 20 \text{ kA}$	$I = 30,75 \text{ kA}$
2,8	Não ocorre disrupção	Não ocorre disrupção	Ocorre disrupção
62,5	Ocorre disrupção	Ocorre disrupção	Ocorre disrupção

De acordo com os resultados obtidos nas simulações, se o valor da resistência de terra for maior ou igual a $2,8 \Omega$ e a amplitude da corrente de descarga for maior ou igual a $30,75 \text{ kA}$ ocorre disrupção na cadeia de isoladores do PRE. A título de exemplo, utilizando-se a Equações 5.8, a probabilidade da corrente igual a $4,20 \text{ kA}$ ser excedida é de $99,4 \%$. Da mesma forma, a probabilidade da corrente de descarga igual a $30,75 \text{ kA}$ ser excedida é de $50,5 \%$.

5.4 Descargas Indiretas

Nesta Seção é abordada as descargas atmosféricas indiretas, definidas neste trabalho como aquelas que atingem o solo ou objetos altos próximos à linha, provocando o surgimento de tensões induzidas sobre os condutores. Essas tensões não são motivo de preocupação para linhas de transmissão de alta ou extra alta tensão, uma vez que os valores de tensões induzidas raramente excedem a 300 kV . Entretanto, seus efeitos sobre linhas de média tensão ($13,8 \text{ kV}$ e $34,5 \text{ kV}$) e baixa tensão são de considerável importância, sendo essas as principais causas de

interrupções no fornecimento de energia elétrica (FONSECA, 1987; GREENWOOD, 1991; PIANTINI, 1991).

Apenas as descargas nuvem-solo podem provocar tensões induzidas com amplitudes suficientes para provocar interrupções nos sistemas de média e baixa tensão aéreos. O cálculo dessas tensões induzidas envolve tratamento dos campos eletromagnéticos produzidos pelas correntes de descarga de retorno, baseadas em teorias que nem sempre conduzem ao mesmo resultado. Piantini (1991) apresenta um levantamento bastante amplo sobre vários desses estudos teóricos, detendo-se mais especificamente sobre as teorias de Liew e Mar, Chowdhuri-Gross e Rusck.

De acordo com Nucci et al. (1998), o cálculo de tensões induzidas em linhas de distribuição aéreas é feito considerando-se primeiramente um modelo que especifica a distribuição espacial e temporal da corrente de descarga de retorno (“return stroke”) ao longo do canal. Em seguida, é calculada para alguns pontos da linha as mudanças no campo eletromagnético produzido por tal distribuição de corrente e, finalmente, a tensão induzida resultante da interação do campo eletromagnético e os condutores da linha é obtida empregando-se algum modelo de acoplamento.

Os principais modelos de acoplamento baseados na corrente do “return stroke” são detalhados por Rakov e Uman (2003), Romero (2007) e Visacro (2005). Entre os modelos apresentados, prevalecem os modelos de Engenharia, cujos resultados apresentam boa concordância entre os campos eletromagnéticos medidos e calculados. Por sua vez, Rakov (2003), classificou os modelos de Engenharia em duas categorias, ou seja, modelos tipo linhas de transmissão (TL) e modelos de fontes de correntes viajantes.

Piantini (1997), no estudo da influência das tensões induzidas sobre linhas em escala reduzida utilizou o modelo baseado na categoria de linha de transmissão. O estudo foi feito considerando linhas com e sem cabo guarda, com e sem para-raios, sendo feitas centenas de simulações, cujos resultados foram comparados com aqueles obtidos pelo modelo de Engenharia denominado de “Extended Rusck Model” (ERM). Esse modelo tem sido validado através de várias comparações entre tensões induzidas medidas e calculadas, envolvendo experimentos tanto em escala real, como em escala reduzida (PIANTINI, 1991, 1997; PIANTINI; JANISZEWSKI, 1998, 2003).

Os estudos desenvolvidos por Piantini mostram que o modelo de Rusck (RUSCK, 1958) leva a resultados coerentes, que podem ser justificados através dos campos eletromagnéticos associados com o fenômeno. Entretanto, essa teoria não leva em consideração a incidência de descargas atmosféricas em estruturas metálicas e com isso não gera bons resultados quando as tensões calculadas são comparadas com as apresentadas por Yokoyama, Miyake e Mitani (1983, 1986). Além disso, o comprimento do canal e da linha é considerado infinito e o efeito do “leader” ascendente não é considerado.

Cumprе salientar, que o ERM baseia-se na teoria de Rusck, porém apresenta modificações em relação à formulação original que permitem considerar os comprimentos finitos do canal e da linha, bem como o caso de linha em ângulo. O modelo não adota a simplificação utilizada por Rusck (1958), segundo o qual o campo elétrico é admitido como constante na região entre a linha e o solo. Adicionalmente, é possível considerar o caso de descargas atmosféricas em estruturas metálicas, como torres nas vizinhanças da linha, conforme (PIANTINI, 1991; PIANTINI; JANISZEWSKI, 1998), assim como a ocorrência de “leader” ascendente (PIANTINI; JANISZEWSKI, 1996a, 2003). Finalmente, o modelo possibilita a análise de linhas considerando a presença de transformadores, condutor neutro, para-raios (PIANTINI, 1991; PIANTINI; JANISZEWSKI, 1996b) e múltiplos aterramentos (PIANTINI, 1997).

Pode-se demonstrar que o ERM e o modelo de Agrawal et al. (1980) são equivalentes para o caso de canal de descarga perpendicular ao plano da terra (COORAY, 1994; MICHISHITA; ISHII 1997). Nesse sentido, Piantini et al. (2007), apresentaram as comparações entre tensões medidas e calculadas que comprovam a validade do modelo de Agrawal. A seguir, na Figura 5.29 é apresentado esquematicamente uma estrutura atingida por uma descarga, incluindo a imagem correspondente. Também estão apresentadas a distribuição linear de cargas (q_0), bem como a corrente no canal e na estrutura em dois instantes: no início do “return stroke” (t_0) e no tempo t (maior que t_0). O solo é considerado um plano perfeitamente condutor e a linha, de altura h , está situada a uma distância r_0 da estrutura metálica.

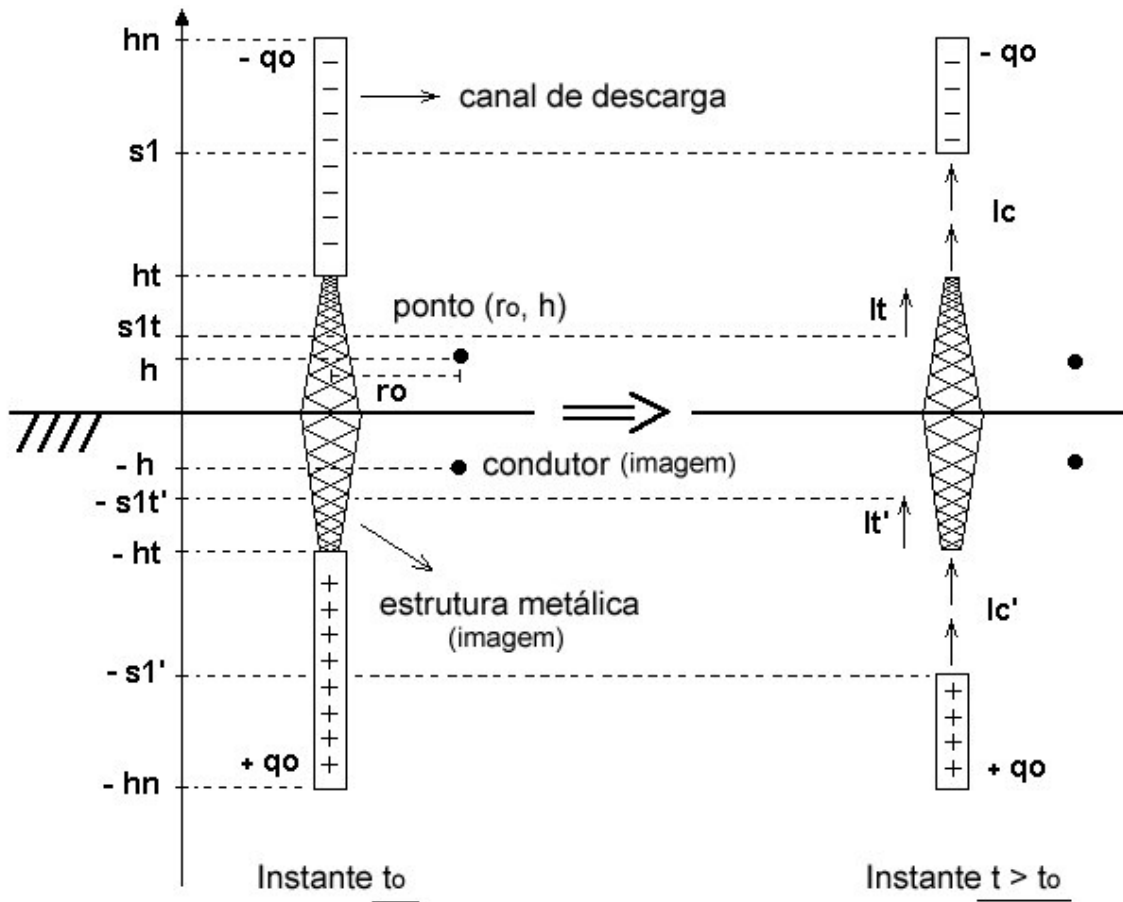


Figura 5.29 Descarga atmosférica em uma estrutura metálica

I_c e I_c' : correntes no canal de descarga e na sua imagem, respectivamente;

I_t e I_t' : correntes na estrutura e na sua imagem, respectivamente;

hn : altura da base da nuvem; ht : altura da estrutura metálica;

s_1 e s_1' : altura no instante t , da frente de corrente do canal e sua imagem, respectivamente;

s_{1t} e s_{1t}' : altura no instante t , da frente de corrente na estrutura metálica e sua imagem

respectivamente; q_0 : densidade linear de cargas no canal.

Fonte: Figura adaptada de (PIANTINI; JANISZEWSKI, 1998)

As tensões induzidas são decompostas em seus componentes associados às cargas do canal (componente eletrostática) e às correntes que se propagam no canal e na estrutura (componente magnético). Para um degrau de corrente, o potencial escalar induzido V_i em um ponto da linha distante x do ponto mais próximo da estrutura pode ser expresso por (PIANTINI; JANISZEWSKI, 1998):

$$V_i(x, t) = \frac{1}{4\pi\epsilon_0} \int_{s_1}^{hn} \frac{-q_0 \cdot ds}{\sqrt{(s-h)^2 + x^2 + r_0^2}} \cdot u(t-t_0) + \frac{1}{4\pi\epsilon_0} \int_{s_1}^{hn} \frac{q_0 \cdot ds}{\sqrt{(s+h)^2 + x^2 + r_0^2}} \cdot u(t-t_0') \quad (5.18)$$

Onde t_0 e t_0' referem-se aos tempos de propagação das ondas eletromagnéticas do topo da estrutura e do topo da imagem, respectivamente, até o ponto x . Assim:

$$t_0 = \frac{\sqrt{(ht-h)^2 + x^2 + r_0^2}}{c} \quad (5.19),$$

sendo c a velocidade de propagação da luz no vácuo. O tempo t_0' pode ser obtido de maneira análoga. O limite de integração s_1 é obtido de Piantini e Janiszewski (1998), ou seja:

$$t = \frac{(s_1 - ht)}{b \cdot c} + \frac{\sqrt{(s_1 - h)^2 + x^2 + r_0^2}}{c}, (t > t_0') \quad (5.20),$$

com $s_1 = ht$ para $t = t_0$; s_1' é encontrado de forma similar. O parâmetro b representa a razão entre a velocidade de propagação no canal e a velocidade da luz c .

O potencial escalar $V(x,t)$ de um ponto de uma linha infinita é calculado de acordo com suas equações diferenciais, considerando V_1 como uma fonte distribuída. (PIANTINI, 1991):

$$V(x,t) = [V_1(x,t) + V_2(x,t)].u(t - t_0) \quad (5.21),$$

com

$$V_1(x,t) = \frac{1}{2c} \int_{-\infty}^x \frac{\partial V_i}{\partial t} \cdot (x', t - \frac{(x-x')}{c}) \cdot dx' \quad (5.22)$$

e

$$V_2(x,t) = \frac{1}{2c} \int_x^{\infty} \frac{\partial V_i}{\partial t} \cdot (x', t - \frac{(x'-x)}{c}) \cdot dx' \quad (5.23).$$

Aplicando o teorema da superposição nos resultados acima, uma expressão equivalente pode ser obtida para uma função rampa. Dessa maneira, qualquer forma de onda de corrente pode ser considerada, uma vez que ela pode ser aproximada por um somatório de funções rampa deslocado.

O componente magnético associado com a corrente do canal e sua imagem é obtido através da determinação do vetor potencial A_i . A Figura 5.30 ilustra uma rampa de corrente

com taxa de crescimento m propagando-se ao longo do canal. No instante t , a frente de onda da corrente alcança a altura $s_1(t)$ no canal, que é dividido em n elementos de tamanho Δz entre ht e $s_1(t)$.

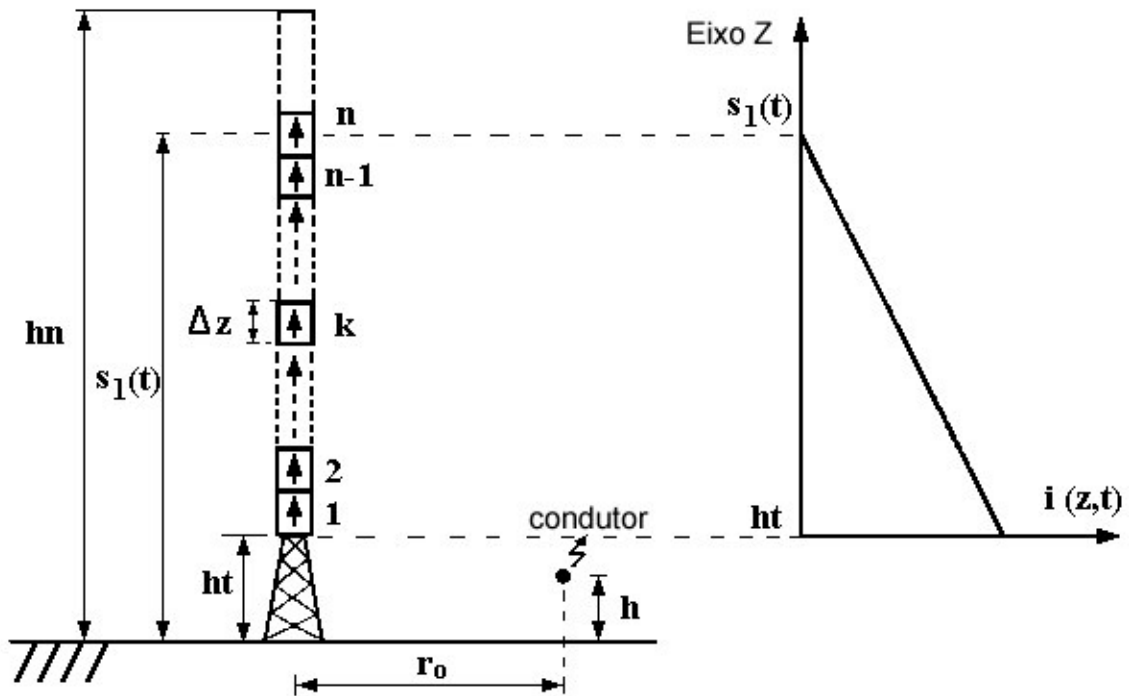


Figura 5.30 Rampa de corrente se propagando ao longo do canal, sem indicação da imagem $s_1(t)$: altura do elemento n ; $i(z,t)$: corrente no canal (taxa de crescimento = m)

Fonte: Figura adaptada de (PIANTINI; JANISZEWSKI, 1998)

Para um instante $t > t_0$, o vetor potencial $A_i'(x,t)$ em um ponto da linha devido à corrente no canal, no limite, quando Δz tende a zero, é dado por (PIANTINI et al., 1998):

$$A_i'(x,t) = \frac{\mu_0}{4\pi} \cdot \frac{m}{b \cdot c} \int_{ht}^{s_1(t)} \left(\frac{b \cdot c \cdot t - z + ht - b \cdot \sqrt{(z-h)^2 + x^2 + r_0^2}}{\sqrt{(z-h)^2 + x^2 + r_0^2}} \right) dz \quad (5.24)$$

A expressão correspondente para $A_i''(x,t)$, associada com a imagem do canal de corrente, pode ser obtida de maneira similar, ou seja:

$$A_i(x,t) = A_i'(x,t) \cdot u(t - t_0) + A_i''(x,t) \cdot u(t - t_0') \quad (5.25).$$

Para o componente magnético referente à corrente ao longo da estrutura metálica (associado com o vetor potencial \mathbf{A}_{it}), a análise é semelhante. No entanto, embora ambas as correntes tenham a mesma amplitude e a mesma polaridade, a propagação ao longo da estrutura metálica é realizada do topo para a base, com velocidade próxima à da luz. Reflexões de corrente na base não são consideradas. A Figura 5.31 mostra uma rampa de corrente propagando-se através da estrutura metálica de altura ht . No instante t , a frente de onda de corrente alcança a altura $s_1(t)$ na estrutura, que é então dividida em n elementos de tamanho Δz entre $s_1(t)$ e ht .

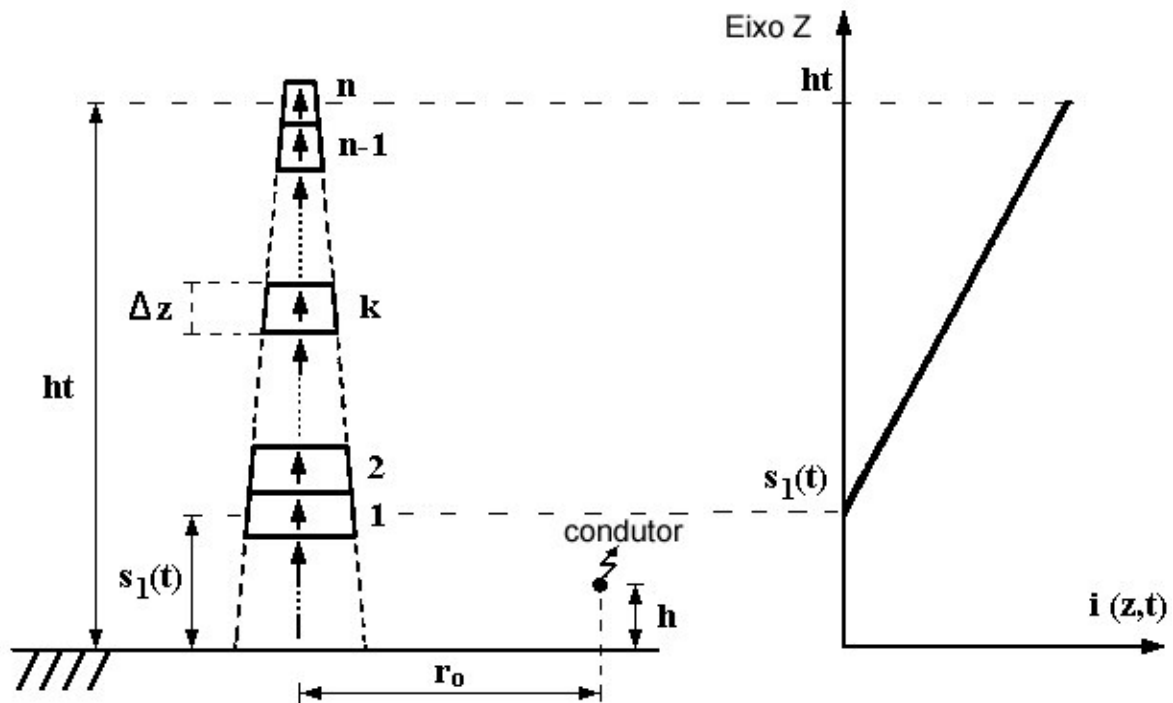


Figura 5.31 Rampa de corrente na estrutura metálica, sem indicação da imagem

Fonte: Figura adaptada de (PIANTINI; JANISZEWSKI, 1998)

Para $t > t_0$, no limite ($\Delta z \rightarrow 0$), o vetor potencial em um ponto da linha associado à corrente na estrutura pode ser escrito, de acordo com Piantini e Janiszewski (1998), da seguinte forma:

$$A_{it}'(x, t) = \frac{\mu_0}{4\pi} \cdot \frac{m}{bt \cdot c} \int_{s_1(t)}^{ht} \frac{\left(bt \cdot c \cdot t + z - ht - bt \sqrt{(z-h)^2 + x^2 + r_0^2} \right)}{\sqrt{(z-h)^2 + x^2 + r_0^2}} dz \quad (5.26),$$

sendo \mathbf{bt} a razão entre a velocidade de propagação da corrente na estrutura e a velocidade da luz no vácuo (nas simulações foi atribuído o valor 0,9999 para \mathbf{bt}). Considerando, de maneira similar, a corrente na imagem da estrutura com sua correspondente parcela $\mathbf{Ait}''(\mathbf{x},t)$, tem-se:

$$\mathbf{Ait}(\mathbf{x},t) = \mathbf{Ait}'(\mathbf{x},t) \cdot u(t - t_0) + \mathbf{Ait}''(\mathbf{x},t) \cdot u(t - t_0') \quad (5.27).$$

A tensão induzida $\mathbf{U}(\mathbf{x},t)$ em um ponto da linha é então calculada somando-se os componentes eletrostático e magnético do canal e da estrutura (PIANTINI; JANISZEWSKI, 1998):

$$\mathbf{U}(\mathbf{x},t) = \mathbf{V}(\mathbf{x},t) + \int_0^h \frac{\partial \mathbf{Ai}(\mathbf{x},t)}{\partial t} \cdot d\mathbf{z} + \int_0^h \frac{\partial \mathbf{Ait}(\mathbf{x},t)}{\partial t} \cdot d\mathbf{z} \quad (5.28).$$

As tensões induzidas em uma linha devido a descargas atmosféricas em estruturas metálicas próximas são caracterizadas por uma maior dependência da forma de onda da corrente em relação ao caso de descargas ao solo. Isso ocorre devido ao componente de tensão associado à corrente que se propaga ao longo da estrutura, que tem uma grande taxa de crescimento no instante correspondente a $\mathbf{s_1t} = \mathbf{0}$ (quando a frente de onda de corrente alcança a base da estrutura). No caso de descargas no solo, o componente associado às cargas do canal normalmente predomina e a variação de tensão é menos brusca.

A influência dos componentes eletrostáticos e magnéticos associados ao canal diminui à medida que a altura \mathbf{ht} da estrutura aumenta. Por outro lado, o efeito do componente magnético associado à corrente ao longo da estrutura aumenta com \mathbf{ht} , devido à maior velocidade de propagação ($\mathbf{bt} \cong \mathbf{1}$). Entretanto, quando a corrente alcança a base da estrutura, esse componente torna-se constante (para forma de onda tipo rampa) e a tensão induzida sofre uma variação significativa. Assim, para frente de onda em degrau, o componente magnético predomina e a amplitude de tensão aumenta com o aumento de \mathbf{ht} , sendo que para frentes de onda de correntes mais lentas a tensão diminui com \mathbf{ht} devido ao predomínio do componente eletrostático.

As simulações apresentadas na Figura 5.32, utilizando o modelo ERM, ilustram a influência da altura da estrutura nas amplitudes e formas de ondas das tensões induzidas. A corrente do canal foi simulada como uma forma de onda triangular, com amplitude de 50 kA, tempo de frente de 3 $\mu\mathbf{s}$ e tempo de meio valor de 50 $\mu\mathbf{s}$. a velocidade de propagação da

corrente ao longo do canal foi assumida como igual a 30 % da velocidade da luz no vácuo. A linha com 10 m de altura e 5 km de comprimento, com as duas extremidades casadas. A estrutura metálica estava situada a 50 m da linha, no ponto médio da mesma. A altura da base da nuvem foi de 3 km e as tensões foram calculadas no ponto da linha mais próximo à estrutura.

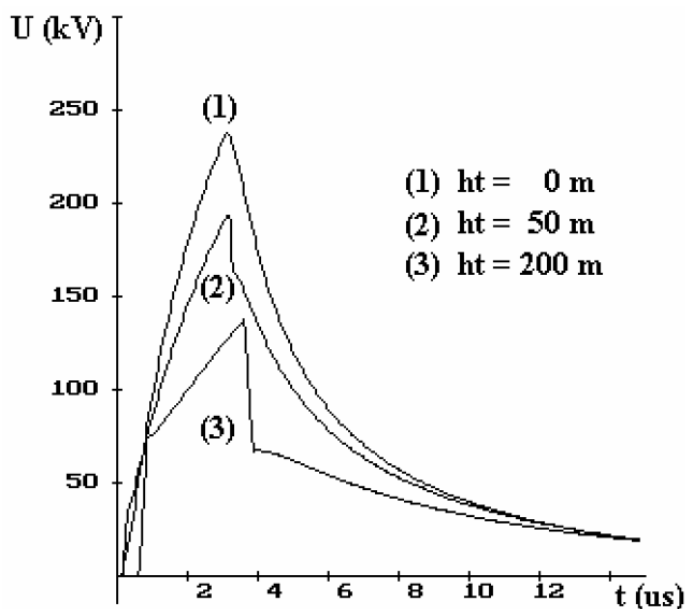


Figura 5.32 Tensões induzidas em função da altura ht da estrutura metálica

Fonte: Figura adaptada de (PIANTINI; JANISZEWSKI, 1998)

Embora a validade do ERM e do modelo de Agrawal et al. já tenham sido comprovadas por comparações entre resultados teóricos e experimentais (NUCCI; RACHIDI, 1999; PIANTINI, 1991,1997; PIANTINI; JANISZEWSKI, 1998, 2003; PIANTINI et al., 2007), outros métodos ainda continuam sendo usados para cálculos computacionais de tensões induzidas por descargas atmosféricas em linhas de distribuição. Nas Figuras 5.33 e 5.34 as tensões calculadas por quatro modelos (CHOWDHURI, 1991; LIEW; MAR, 1986; PIANTINI; JANISZEWSKI, 1998; RUSCK, 1958) são comparadas com as respectivas formas de onda medidas no experimento realizado por Yokoyama, Miyake e Mitani (1986).

O experimento japonês foi o primeiro a obter medições simultâneas da corrente da descarga (em uma torre de 200 m de altura) e as respectivas tensões induzidas em uma linha experimental de 820 m de comprimento e distante 200 m da torre. Os modelos de Chowdhuri e Liew-Mar levam a tensões induzidas com forma de onda bipolar, com valor inicial negativo para o caso indicado na Fig. 5.33 e positivo para o caso mostrado na Fig. 5.34. É importante mencionar também que a diferença entre esses dois modelos diz respeito meramente ao

tratamento dado ao componente magnético da tensão induzida. Nenhum deles leva em conta o efeito das cargas induzidas na linha durante a fase do “stepped leader”. Como discutido por Piantini et al. (1996a), esse efeito não pode ser desprezado, uma vez que a velocidade média do “stepped leader” é pequena o suficiente para que cargas positivas da terra migrem para a linha, mantendo-a no potencial da terra até o começo do “return stroke”.

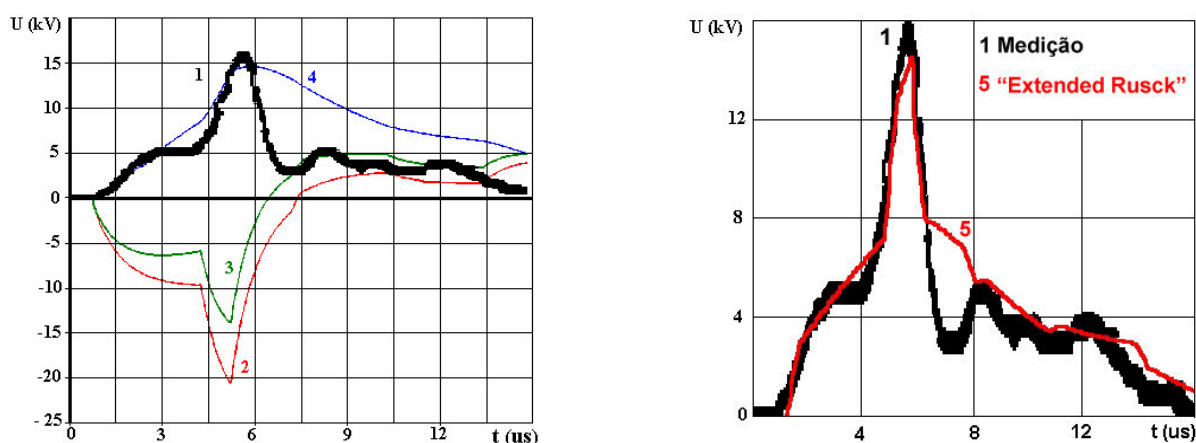


Figura 5.33 Tensões induzidas U , medida e calculada – Caso A

1: Yokoyama et al. (1986); **2:** Chowdhuri (1991); **3:** Liew-Mar (1986); **4:** Rusck (1958);
5: ERM (PIANTINI; JANISZEWSKI, 2003)

Fonte: Figura adaptada de (PIANTINI; JANISZEWSKI, 1998); Caso 81-02 (YOKOYAMA et al., 1986)

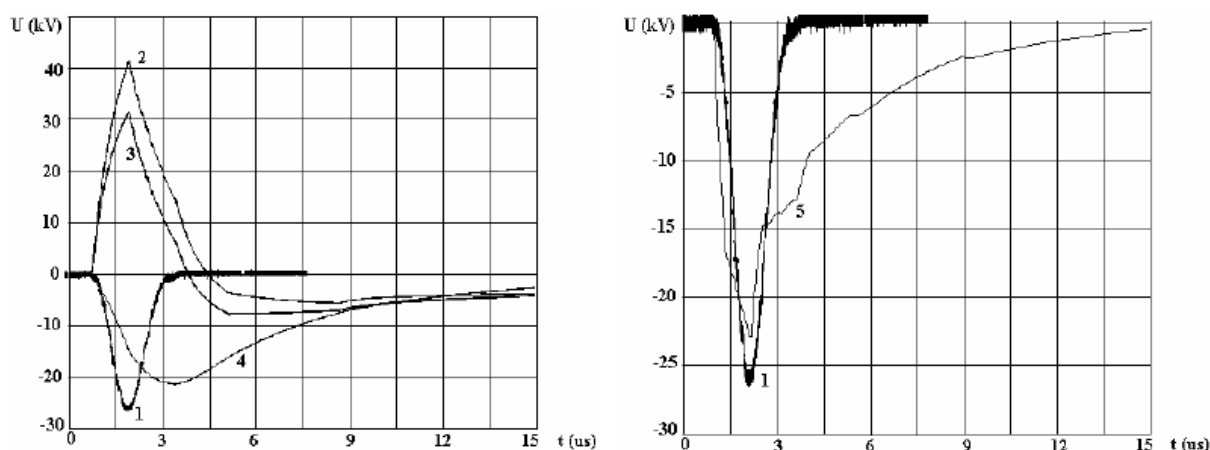


Figura 5.34 Tensões induzidas U , medida e calculada – Caso B

1: Yokoyama et al.; **2:** Chowdhuri (1991); **3:** Liew-Mar (1986); **4:** Rusck (1958);
5: ERM (PIANTINI; JANISZEWSKI, 2003)

Fonte: Figura adaptada de (PIANTINI; JANISZEWSKI, 1998); Caso 82-02 (YOKOYAMA et al., 1986)

Embora as reflexões nas extremidades da torre não tenham sido consideradas, obteve-se maior concordância quando a tensão induzida medida foi comparada com a tensão

calculada pelo ERM, uma vez que a presença da torre e os comprimentos finitos da linha e do canal foram considerados. Muitas outras comparações entre tensões induzidas medidas e calculadas, usando na maioria das vezes dados obtidos de experimentos em modelo em escala reduzida, comprovaram a validade do ERM para cálculos de tensões induzidas por descargas atmosféricas.

Conforme mencionado anteriormente, as sobretensões induzidas por descargas indiretas são em geral responsáveis por uma parcela substancial das interrupções em sistemas com tensão nominal igual ou inferior a 15 kV (PIANTINI, 2008), mas atingem amplitudes bem inferiores às decorrentes de descargas diretas e não representam problemas para linhas de transmissão. Entretanto, tais transitórios podem exceder a CFO da linha PRE e ocasionar desligamentos deste sistema.

A título de ilustração, a Fig. 5.35 apresenta formas de onda de tensões induzidas entre os terminais do isolador da linha PRE mais próximo ao local de incidência da descarga, considerando diferentes distâncias (d) entre a linha e o canal da descarga, como indicado na Fig. 5.36. Os cálculos foram efetuados através do ERM - “Extended Rusck Model” – (PIANTINI; JANISZEWSKI, 1998, 2003), modelo este validado através de várias comparações entre tensões medidas e calculadas envolvendo experimentos tanto em escala real como em escala reduzida.

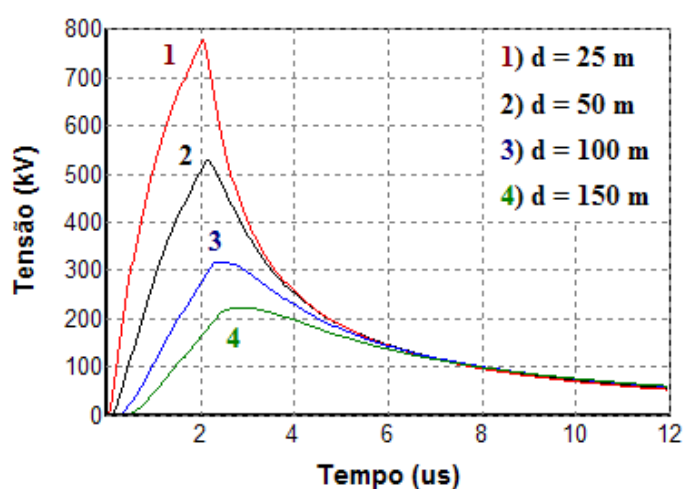


Figura 5.35 Tensões induzidas entre os terminais do isolador da linha PRE mais próximo ao local de incidência da descarga, para diferentes distâncias (d) entre o condutor e o canal da descarga. $I = 45$ kA, $t_f = 2$ μ s.

Nas simulações considerou-se a descarga ocorrendo em frente a uma das torres e a corrente com amplitude de 45 kA e forma de onda triangular, sendo o tempo de frente (t_f) e o tempo até o zero iguais a 2 μ s e 160 μ s, respectivamente. Para a determinação da distribuição espaço-temporal da corrente ao longo do canal, cujo comprimento foi assumido como igual a 3 km, adotou-se o modelo da linha de Transmissão – TL (UMAN; MCLAIN, 1969). A velocidade de propagação da corrente foi suposta igual a 30 % da velocidade da luz no vácuo, ou seja, 90 m/ μ s, enquanto que o solo foi considerado como perfeitamente condutor. A altura dos condutores PRE foi admitida constante e igual ao valor médio, 21,5 m. Não se considerou a presença do cabo OPGW.

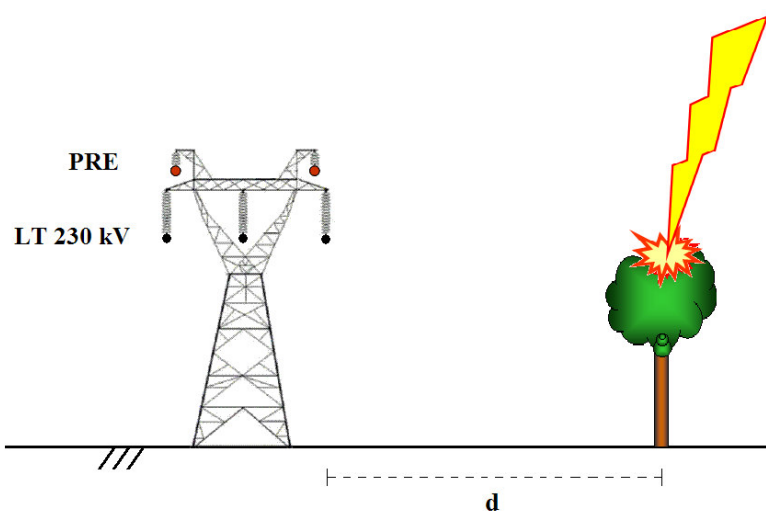


Figura 5.36 Descarga atmosférica incidindo a uma distância “d” da linha PRE, em frente a uma das torres.

Embora as linhas PRE estejam localizadas em regiões dominadas por pastagens, existem alguns trechos onde árvores altas encontram-se próximas à linha ($d \approx 20$ m). Essa situação é favorável, uma vez que tais árvores proporcionam certa blindagem aos condutores, reduzindo a área de exposição da linha e melhorando o seu desempenho frente a descargas diretas. Entretanto, como nesses casos as descargas podem ocorrer muito próximas à linha, as sobretensões induzidas podem atingir valores suficientemente elevados para provocar descargas disruptivas nos isoladores. A Fig. 5.35 indica que, para as condições consideradas, a incidência de descargas atmosféricas a distâncias inferiores a cerca de 100 m da linha PRE pode ocasionar descargas disruptivas e, eventualmente, o desligamento temporário do sistema.

O valor de crista da corrente utilizado nas simulações (45 kA) foi escolhido com base nos registros obtidos por Schroeder (2001), que indicam o valor médio das amplitudes das

correntes como sendo de aproximadamente 48 kA. Entretanto, na ausência de para-raios na linha, o que é o caso do PRE, o sistema é linear e, portanto, as tensões induzidas são diretamente proporcionais às correntes. Desse modo, os resultados apresentados na Fig. 5.35 podem ser utilizados para avaliação das tensões correspondentes às correntes com diferentes valores de crista.

A tensão induzida é fortemente influenciada pelo tempo de frente da corrente, conforme mostrado na Fig. 5.37 para o caso de distância $d = 50$ m e os demais parâmetros mantidos inalterados em relação ao caso anterior. As simulações se referem a tempos de $2 \mu\text{s}$, $4 \mu\text{s}$ e $6 \mu\text{s}$, e em todos os casos a tensão atinge valores superiores a 300 kV.

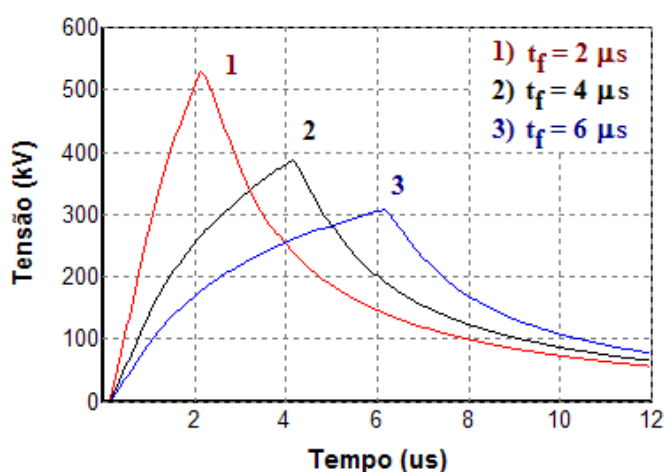


Figura 5.37 Tensões induzidas entre os terminais do isolador da linha PRE mais próximo ao local de incidência da descarga, considerando diferentes tempos de frente (t_f). $I = 45$ kA, $d = 50$ m.

Sendo a tensão induzida diretamente proporcional à altura do condutor (PIANTINI, 1991; PIANTINI; JANISZEWSKI, 1992), verifica-se que a linha PRE é bem mais susceptível a distúrbios decorrentes de descargas indiretas que uma linha típica de 34,5 kV. Adicionalmente, o número de descargas diretas nos condutores tende a aumentar com a altura dos mesmos. Tais fatores indicam que as descargas atmosféricas têm efeito significativo no desempenho do sistema PRE em regiões com alto índice cerâmico, como é o caso de Rondônia.

5.5 Análise dos Efeitos das Descargas Atmosféricas no Sistema PRE de Rondônia

Nos trechos da LT 230 kV onde estão instalados os cabos para-raios isolados e energizados, toda descarga atmosférica direta na linha com pico de corrente superior ao valor da corrente crítica de descarga, provoca interrupção no Sistema PRE. Adicionalmente, a ocorrência de descargas atmosféricas próximas também pode provocar interrupção no Sistema PRE se o valor da tensão induzida ultrapassar a capacidade de isolamento oferecida pela cadeia de isoladores equipadas com dispositivo centelhador, cujos eletrodos estão ajustados para espaçamento igual a 33 cm.

Nas Seções 5.3 e 5.4 foram realizadas, respectivamente, simulações preliminares de sobretensões decorrentes de descargas atmosféricas diretas e indiretas. Os resultados confirmam que a grande maioria das descargas pode provocar interrupções no Sistema PRE. O estudo dos efeitos das descargas atmosféricas no Sistema PRE é uma das questões centrais desta tese. Nesta Seção a análise do desempenho operacional da Tecnologia PRE implantada em Rondônia é desenvolvida com base em resultados de campo obtidos ao longo de mais de 15 anos de observação.

5.5.1 Densidade de Descargas Atmosféricas em Rondônia

Um dos primeiros dados sobre a densidade de descargas atmosféricas nuvem-solo para o Estado de Rondônia pode ser estimado através do mapa de linhas isocerânicas, preparadas a partir do registro do número médio anual de dias de trovoadas (T_d). A Figura 5.38 mostra que estão traçadas sobre o Estado de Rondônia três curvas isocerânicas. A mais representativa da atividade de raios no Estado é aquela correspondente a $T_d = 60$ dias de trovoadas por ano. Com o emprego da Eq. (5.3) obtém-se uma densidade média anual de descargas equivalente a 3,8 descargas por quilômetro quadrado por ano.

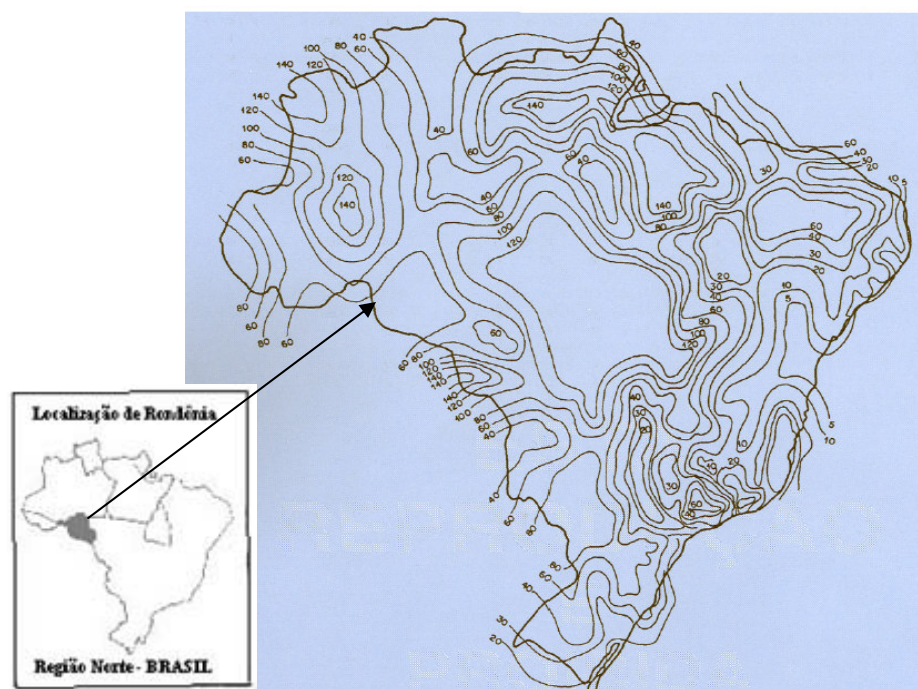


Figura 5.38 Mapa isoceráunico do Brasil
 Fonte: Figura adaptada de (ABNT - NBR 5419, p. 30)

Através dos dados apresentados no Cap. 3, referentes ao levantamento da ocorrência de trovoadas no Aeroporto de Porto Velho, no período de 1996 a 2005, é possível a obtenção da densidade de descargas atmosféricas em Porto Velho, em função dos dias de trovoadas por ano (T_d) e horas de trovoadas por ano (T_h). Assim, por meio das Equações (5.2), (5.3) e (5.4) são obtidas as densidades de descargas em cada ano, bem como os valores médios do período 10 anos, conforme mostra a Tabela 5.11.

Tabela 5.11 - Densidades de descargas atmosféricas em Porto Velho

ANO	T_d	$N_g = 0,04.T_d^{1,25}$	$N_g = 0,028.T_d^{1,20}$	T_h	$N_g = 0,054.T_h^{1,1}$
1996	139	19,09	10,44	289,85	27,59
1997	107	13,77	7,63	207,08	19,06
1998	101	12,81	7,12	183,62	16,70
1999	103	13,13	7,29	230,75	21,47
2000	129	17,39	9,55	236,83	22,09
2001	127	17,05	9,37	246,57	23,10
2002	139	19,09	10,44	253,20	23,78
2003	132	17,90	9,81	231,38	21,54
2004	105	13,44	7,46	173,57	15,70
2005	104	13,28	7,37	211,60	19,52
Valores Médios:	118,60	15,69	8,65	226,45	21,05

De acordo com a Tab. 5.11, os valores médios de T_d calculados de acordo com as Equações (5.2) e (5.3) resultam em N_g iguais a 15,7 e 8,7 descargas/ km^2/ano , respectivamente. Por sua vez, o N_g calculado a partir dos dados de horas de trovoadas resulta em 21,0 descargas/ km^2/ano . Observa-se significativa variação nos resultados de N_g , a depender do critério de cálculo adotado. Embora esses resultados representem apenas uma pequena área do Estado de Rondônia, eles servem como uma amostra da ocorrência de descargas atmosféricas na Região Norte do Estado.

Valores mais confiáveis de N_g em determinada região são possíveis através de redes de detecção e localização de descargas atmosféricas. Há no Brasil vários desses sistemas que compõem a Rede Brasileira de Detecção de Descargas Atmosféricas, denominada BrasilDAT. Essa rede possui 47 sensores de baixa frequência dos tipos “Lightning Positioning and Tracking Sensor” (LPATS) e “Improved Accuracy from Combined Technology” (IMPACT), instalados nos estados do Rio Grande do Sul, Santa Catarina, Paraná, São Paulo, Mato Grosso do Sul, Rio de Janeiro, Espírito Santo, Minas Gerais, Goiás, Tocantins, Maranhão e Pará (PINTO JÚNIOR; NACCARATO; CAMPINHO, 2008), conforme ilustrado na Figura 5.39.

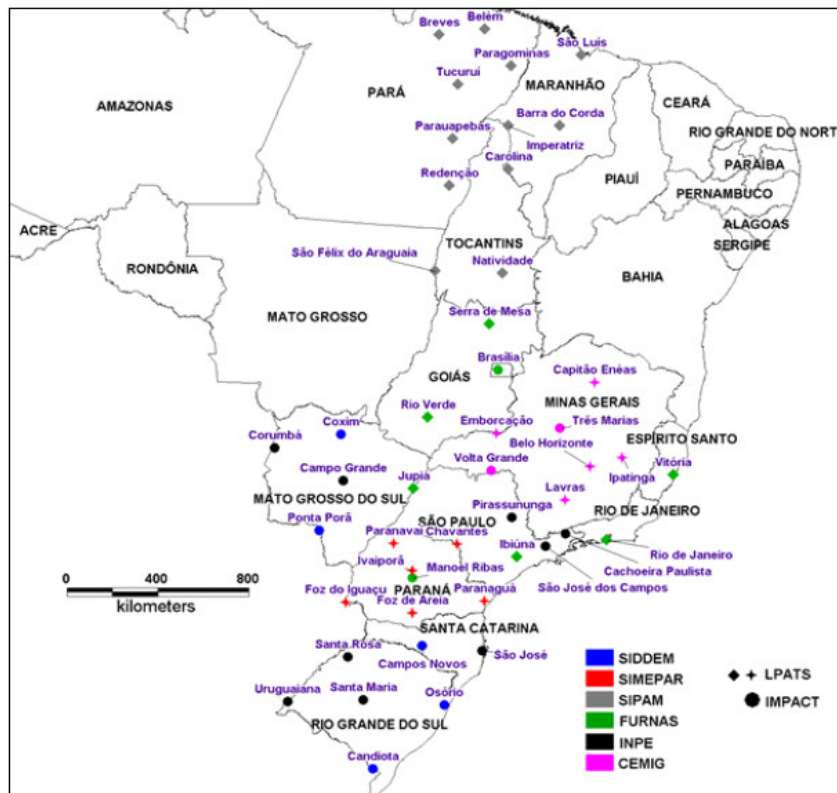


Figura 5.39 Localização dos sensores que compõem a rede BrasilDAT

Fonte: Pinto Júnior, Naccarato e Campinho (2008)

Como visto, a maioria dos estados que compõem a Região Norte não tem a cobertura da rede BrasilDAT. Entretanto, uma rede de detecção de descargas atmosféricas independente está instalada em Rondônia desde fevereiro de 1999, (FARIA, 2002), como resultado de um programa de colaboração celebrado entre o Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais (INPE) e a “National Aeronautics and Space Administration/Marshall Space Flight Center” (NASA/MSFC). Trata-se da “Brazil Lightning Detection Network” (BLDN), composta por quatro sensores do tipo IMPACT, modelo T-141 “Enhanced Sensitivity (ES), instalados nas localidades de Guajará-Mirim (65,28° W; 10,79° S), Machadinho d’Oeste (62,02° W; 09,40° S), Ouro Preto do Oeste (62,24° W; 10,73° S) e Vilhena (60,10° W; 12,79° S) (FARIA, 2002; FERNANDES, 2005).

A rede BLDN cobre uma área de alcance que vai da latitude 00° a 25° S e da longitude 50° W e 75° W (FARIA, 2002), tendo uma maior eficiência de detecção em Rondônia. Segundo Rompala e Blakeslee (2008)¹², apud Albrecht (2008), a rede BLDN operando com quatro sensores garante eficiência de detecção superior a 90% no Estado de Rondônia. Os dados gerados pela rede são coletados, processados e arquivados em Brasília e na NASA/MSFC.

Um estudo comparativo sobre as atividades de raios na Região de Rondônia e Região Sudeste foi elaborado por Faria (2002) no período de outubro de 1999 a março de 2000, totalizando seis meses. Para a Região de Rondônia utilizou-se os dados da rede BLDN, cujos sensores e respectiva área de estudo, delimitada por linhas verdes, estão mostrados na Figura 5.40. Como esse sistema detecta apenas descargas atmosféricas nuvem-solo, também foram utilizados na referida pesquisa dados do “Lightning Imaging Sensor” (LIS), que está acoplado ao satélite “Tropical Rainfall Measuring Mission” (TRMM). Esse satélite efetua sua órbita a 350 km de altitude com uma inclinação de 35°, possibilitando ao LIS um campo de visão sobre uma área de 600 km x 600 km, com uma resolução espacial de 3 a 6 km (FERNANDES, 2005). Segundo Faria, o LIS detecta a descarga atmosférica fornecendo o instante de sua ocorrência, energia de radiação e sua localização geográfica, de forma que todos os tipos de descargas são detectados, porém não discriminados.

¹² ROMPALA, J. T; BLAKESLEE, R. J. Determination of a limited scope network’s lightning detection efficiency. In: CONFERENCE ON METEOROLOGICAL APPLICATIONS OF LIGHTNING DATA, 3. **Proceedings**. New Orleans, American Meteorological Society, 2008.

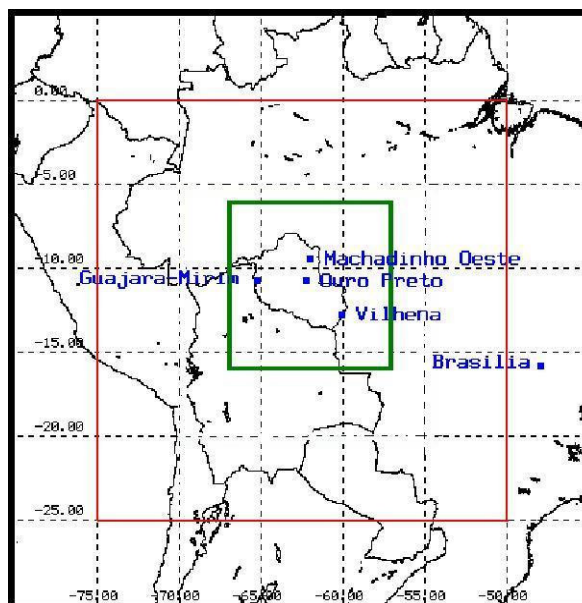


Figura 5.40 Localização dos sensores da rede BLDN no Estado de Rondônia

Fonte: Faria (2002, p. 86)

Combinando os dados da rede BLDN com os dados do LIS, Faria (2002) analisou um total de 1.753.240 descargas nuvem-solo registradas na Região de Rondônia. Observou-se ainda que aproximadamente 90% das descargas nuvem-solo são negativas e, desse total, quase 78% são eventos com uma única descarga. As intensidades médias de corrente foram de 34,7 kA e 36,5 kA para as descargas nuvem-solo negativa e positiva respectivamente. A máxima densidade de descargas observada no período de estudo foi em torno de 4,2 a 5,0 descargas/km².

Um estudo recente sobre eletrificação dos sistemas precipitantes na Região Amazônica, realizado por Albrecht (2008), contou com dados de descargas atmosféricas nuvem-solo da rede BLDN registradas no período de 2000 a 2004. Para evitar contaminação dos dados por descargas intra-nuvem, a intensidade mínima do pico de corrente considerada foi de 10 kA. Um dos resultados deste trabalho foi a geração de mapas contendo a distribuição espacial da densidade de descargas nuvem-solo, conforme apresentado na Figura 5.41.

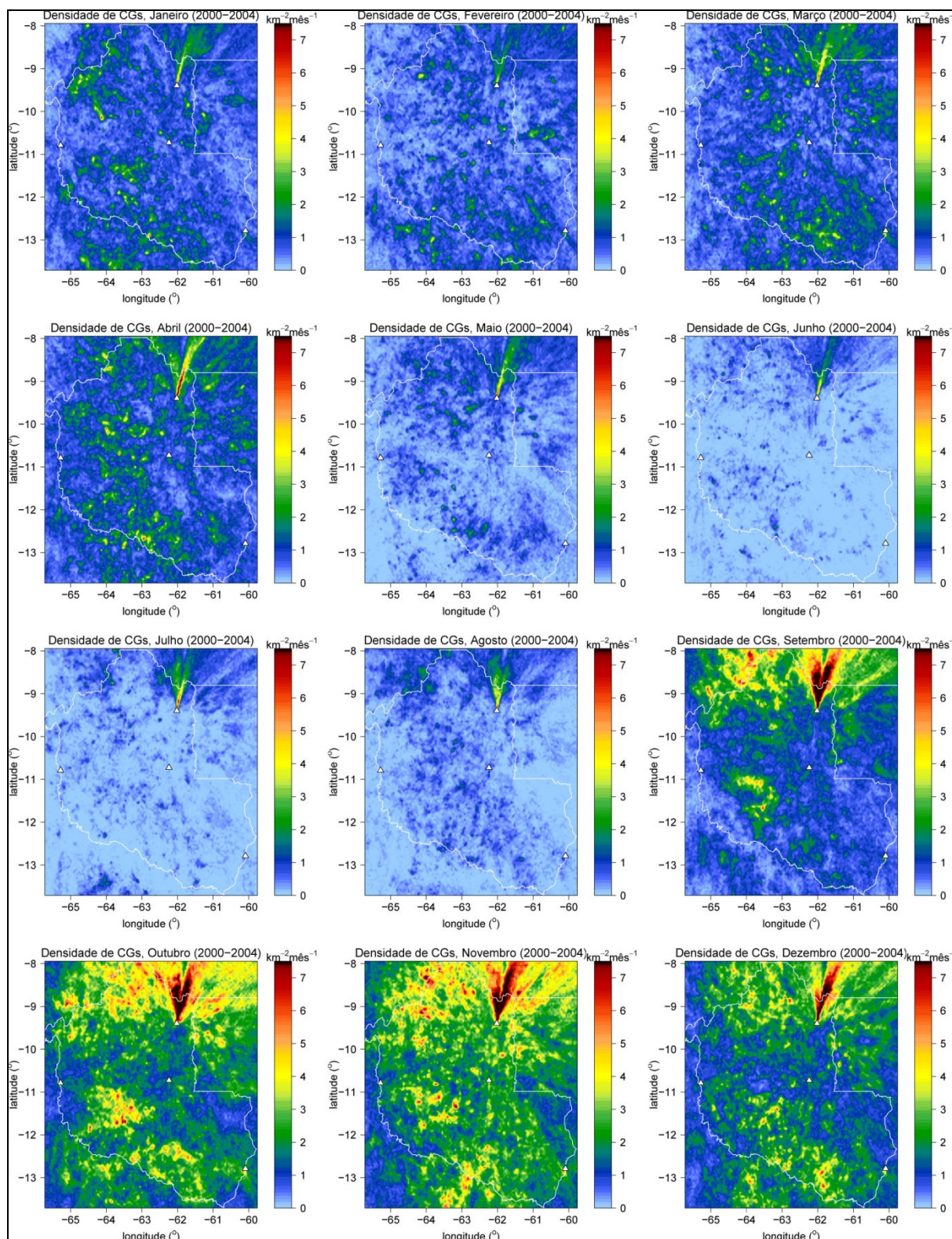


Figura 5.41 Distribuição espacial da densidade de descargas nuvem-solo (positivas e negativas) detectadas pela rede de sensores da BLDN no período de 2000 a 2004

Fonte: Albrecht (2008, p. 39)

Por meio do programa “Google Earth”, Silva Neto et al. (2009) localizaram no mapa de Rondônia os pontos correspondentes à LT 230 kV contendo o PRE. Sobrepondo essas

informações sobre os mapas da Fig. 5.41, foi possível identificar as diferentes densidades de descargas atmosféricas ao longo da linha e determinar os valores médios nos trechos entre a UHE Samuel – Ariquemes (LT SMAQ) e Ariquemes – Jaru (LT AQJR). Desse modo, foram obtidos os seguintes resultados:

- LT SMAQ, entre a UHE Samuel e Itapuã do Oeste – $N_g = 23$ descargas/km²/ano;
- LT AQJR, entre Ariquemes e Jaru – $N_g = 18$ descargas/km²/ano.

Utilizando dados registrados pelo LIS no período de 1998 a 2005, totalizando oito anos, Pinto Júnior et al. (2007) prepararam um mapa de densidade de descargas atmosféricas do Brasil, com resolução de 30 km x 30 km. De acordo com a tonalidade de cores adotada no mapa para graduar o número de raios/km², verifica-se que em Rondônia a densidade média é de 8 a 12 descargas/km²/ano. Na região de instalação do PRE a densidade média é de 10 descargas/km²/ano.

Na Figura 5.42 é mostrado mais um mapa de densidade de descargas atmosféricas no Brasil, recentemente apresentado por Pinto Júnior, Naccarato e Campinho (2008), a partir de dados coletados pela rede BrasilDAT e LIS no período de 1998 a 2007. A resolução do mapa é de 25 km x 25 km, e de acordo com a variação de cores, é possível concluir que a densidade média de descargas atmosféricas nuvem-solo em Rondônia está entre 5 e 10 descargas/km²/ano. Na região de instalação do PRE a densidade média é de aproximadamente 8 descargas/km²/ano.

Os diferentes dados sobre a densidade de descargas atmosféricas apresentadas nesta Subseção mostram que a escolha desse parâmetro para estimativa do número de descargas que atinge a LT exige cautela. Um valor médio de $N_g = 10$ descargas/km²/ano é inicialmente adotado neste trabalho visando a estimativa do efeito das descargas diretas e indiretas no Sistema PRE de Rondônia.

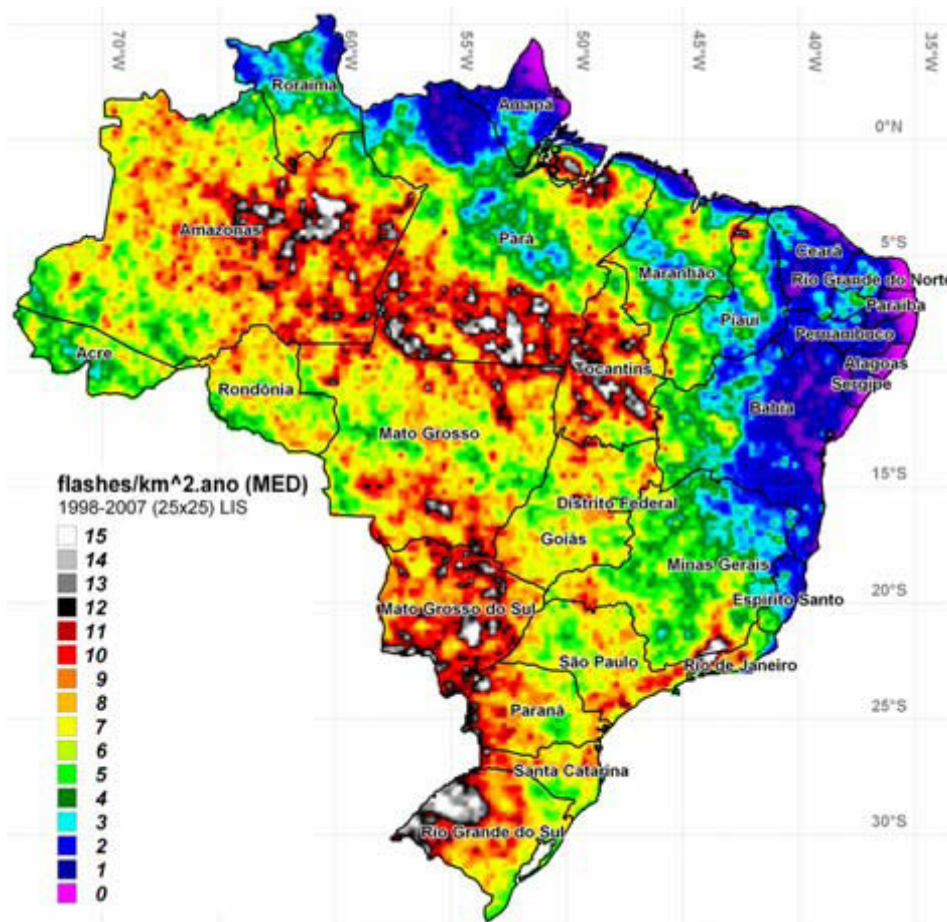


Figura 5.42 Mapa de densidade de descargas atmosféricas no Brasil, com resolução de 25 km x 25 km, obtido a partir de registros da rede BrasilDAT e LIS

Fonte: Pinto Júnior, Naccarato e Campinho (2008)

5.5.2 O Modelo Eletrogeométrico - EGM

As torres e cabos de uma linha de transmissão passando por regiões com características diversas quase sempre são os alvos com maior probabilidade de incidência de descargas atmosféricas. Com efeito, quando um raio atinge um dos condutores ao invés dos cabos para-raios, diz-se que houve falha de blindagem (“shielding failure”) e, conseqüentemente, estão criadas as condições para que ocorra uma interrupção, em função de curto-circuito para a terra, caso o surto de tensão ultrapasse a capacidade de isolamento da cadeia de isoladores, provocando uma disrupção, usualmente designada de “flashover”. A análise deste tipo de falha tem sido feita através de modelos eletrogeométricos, ou “Electrogeometric Model” (EGM), cuja abordagem é feita em seguida.

Vários pesquisadores ao longo das últimas décadas têm procurado o estabelecimento de métodos eficazes para a proteção de LT contra descargas atmosféricas. Méritos têm sido atribuídos a Golde^{13, 14} como o primeiro a sugerir uma relação entre o pico da corrente de descarga (“return stroke”) e a carga do líder escalonado (“stepped leader”), procurando demonstrar que a atração exercida por uma determinada estrutura em relação ao avanço do líder pode ser dependente tanto da sua altura quanto da densidade de cargas do canal de descarga (COORAY; RAKOV; THEETHAYI, 2007; ERIKSSON, 1987a; RISK, 1990). Mousa e Srivastava (1989) também afirmam que Golde fez a primeira proposição do EGM para determinar o número de raios incidentes em linhas de transmissão. Anderson (1987) apud Young, Clayton e Hileman (1968)¹⁵, como os autores dos fundamentos teóricos básicos adotados no modelo, seguidos de Whitehead e seus colegas, cujas contribuições, desenvolvidas a partir de observações de campo, resultaram na proposição de modelos analíticos empiricamente ajustados aos dados observados em campo, sobre o desempenho de diversas linhas de transmissão frente a descargas atmosféricas.

O EGM envolve os parâmetros geométricos da linha combinados com o conceito de distância de atração (“striking distance”). Esse conceito está baseado no último salto do líder descendente (“downward leader”), momentos antes da ocorrência da descarga de conexão, resultante do encontro do líder descendente com o líder ascendente (“upward leader”), o qual pode surgir de um ponto qualquer no solo ou de alguma parte da linha. Desse modo, a distância de atração corresponde à distância entre a extremidade do canal do líder descendente e o condutor ou torre, imediatamente antes de ocorrer a descarga.

Como indicado preliminarmente na Figura 5.43, para uma determinada corrente de descarga o arco AB define a área de proteção oferecida pelo cabo para-raios em relação ao cabo condutor. Assim, uma descarga atmosférica com corrente prospectiva de mesma amplitude que aquela em que o arco foi desenhado, ao incidir nessa região será atraída pelo cabo para-raios. O arco BC corresponde à área de exposição do condutor fase, de forma que uma descarga atmosférica que adentrar nesse espaço será atraída pelo condutor fase. Consequentemente, quanto maior a área de exposição, maior a probabilidade dos condutores

¹³ GOLDE, R. H. The lightning conductor. In: GOLDE, R. H, (Ed.). **Lightning**. Academic Press, 1977. Cap.17, v.2, p. 545-576.

¹⁴ GOLDE, R. H. The frequency of occurrence and distribution of lightning flashes to transmission lines. **AIEE Trans**, 1945. v.64, p. 902-910.

¹⁵ YOUNG, F. S.; CLAYTON, J. M.; HILEMAN, A. R. Shielding of transmission lines. **AIEE Transactions on Power Apparatus and Systems** – Special Supplement, 1963. Paper nº 63-640, p. 132-154.

serem atingidos. Se o líder descendente propaga-se verticalmente à direita do ponto C, a descarga termina no solo.

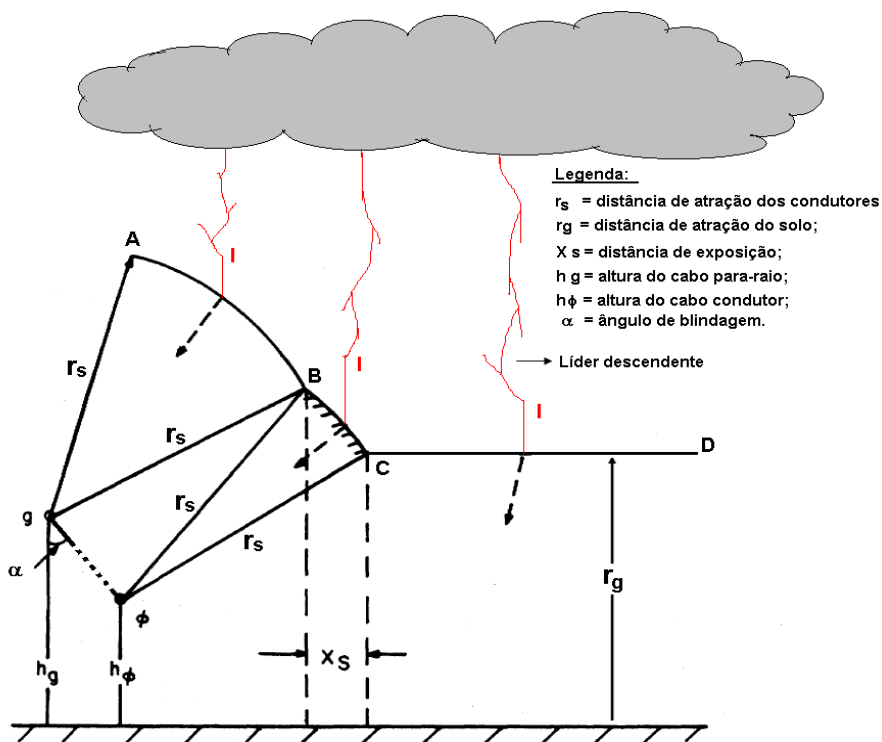


Figura 5.43 Representação simplificada do EGM
 Figura adaptada de Anderson (1987, p.568)

À medida que se reduz a distância de atração (r_s) mostrada na Figura 5.41, também é reduzida a área de proteção determinada pelo arco AB e, inversamente, aumenta a distância de exposição (x_s) estabelecida pelo arco BC. Como a distância de atração é função da corrente de descarga, correntes com menores intensidades resultam numa diminuição da área de proteção oferecida pelo cabo para-raios, deixando os condutores fase mais expostos à incidência de descargas atmosféricas. Por outro lado, valores mais elevados da corrente de descarga vão proporcionar áreas de proteção cada vez maiores, havendo um valor máximo de corrente (I_m) que possibilita ao cabo para-raios oferecer uma blindagem total aos condutores fase. Portanto, a faixa de valores de corrente de descarga com probabilidade de provocar falha de blindagem (“shielding failure”) está situada entre os limites mínimo (corrente crítica I_c , definida pela Equação 5.4) e máximo de correntes de descarga, ou seja: $I_c < I < I_m$.

A localização do cabo para-raios em relação ao cabo condutor também contribui para a redução da área de exposição dos condutores. Portanto, ângulos de blindagem menores

reduzem a probabilidade de falha de blindagem. De acordo com o IEEE (1997), o ângulo de blindagem é negativo se o cabo para-raios é instalado externamente ao condutor fase. Caso contrário, como na situação ilustrada na Fig. 5.43, o ângulo de blindagem (α) é positivo.

Os fundamentos do EGM dependem essencialmente da distância de atração entre a ponta do canal do líder descendente e a LT e de uma relação entre essa distância e a amplitude máxima da corrente de descarga, representada por uma expressão do tipo:

$$r_s = a \cdot I^b \quad (5.29)$$

Em aplicações práticas, vários pesquisadores verificaram a necessidade de introduzir modificações nos fatores utilizados no EGM, particularmente em relação à distância de atração para o solo (r_g) uma vez que o gradiente do campo elétrico ao redor dos cabos para-raios e os condutores fase é maior que no nível do solo (IEEE, 1997). Desse modo, $r_s > r_g$, de acordo com a relação seguinte:

$$r_g = k_{sg} \cdot r_s \quad (5.30)$$

As constantes a , b e k_{sg} são coeficientes propostos por diferentes pesquisadores conforme levantamento apresentado na Tabela 5.12.

Tabela 5.12 - Coeficientes das distâncias de atração r_s e r_g

Fonte	a	b	K_{sg}
Armstrong e Whitehead (1968)	6,7	0,8	0,9
Brown e Whitehead (1969)	7,1	0,75	0,9
Gilmam e Whitehead (1973)	6,7	0,8	1
	6,0	0,8	1
	9,4	0,67	1
Whitehead (1974)	8,5	0,67	1
Whitehead (1977)	10	0,8	1
IEEE Working Group (1985)	8	0,65	0,64 - 1
IEEE (1997)	10	0,65	0,55 - 1

Fonte: Adaptada de Becerra et al. (2008)

Como visto na Tabela 5.12, o IEEE (1997) adota as seguintes expressões para as distâncias de atração da extremidade do canal de descarga descendente para os condutores fase (r_s) e para o solo (r_g), conforme exposto a seguir:

$$\text{a) } r_s = 10 \cdot I^{0,65} \quad (5.31),$$

onde r_s é dado em metros e I em quiloamperes;

$$\text{b) para } h_m < 40 \text{ m, } r_g = [3,6 + 1,7 \cdot \ln(43 - h_m)] \cdot I^{0,65} \quad (5.32);$$

$$\text{c) para } h_m \geq 40 \text{ m, } r_g = 5,5 \cdot I^{0,65} \quad (5.33),$$

sendo h_m a altura média do cabo para-raios, determinada da seguinte forma:

$$h_m = h_g - 2/3 \cdot (h_g - h_{gv}) \quad (5.34).$$

Onde:

h_g = altura do cabo para-raios na torre, em metros;

h_{gv} = altura do cabo para-raios no meio do vão, em metros.

Aplicando-se os conceitos aqui apresentados em uma torre típica da LT 230 kV com cabos para-raios isolados e cabo OPGW, tem-se como resultado o desenho mostrado na Figura 5.44

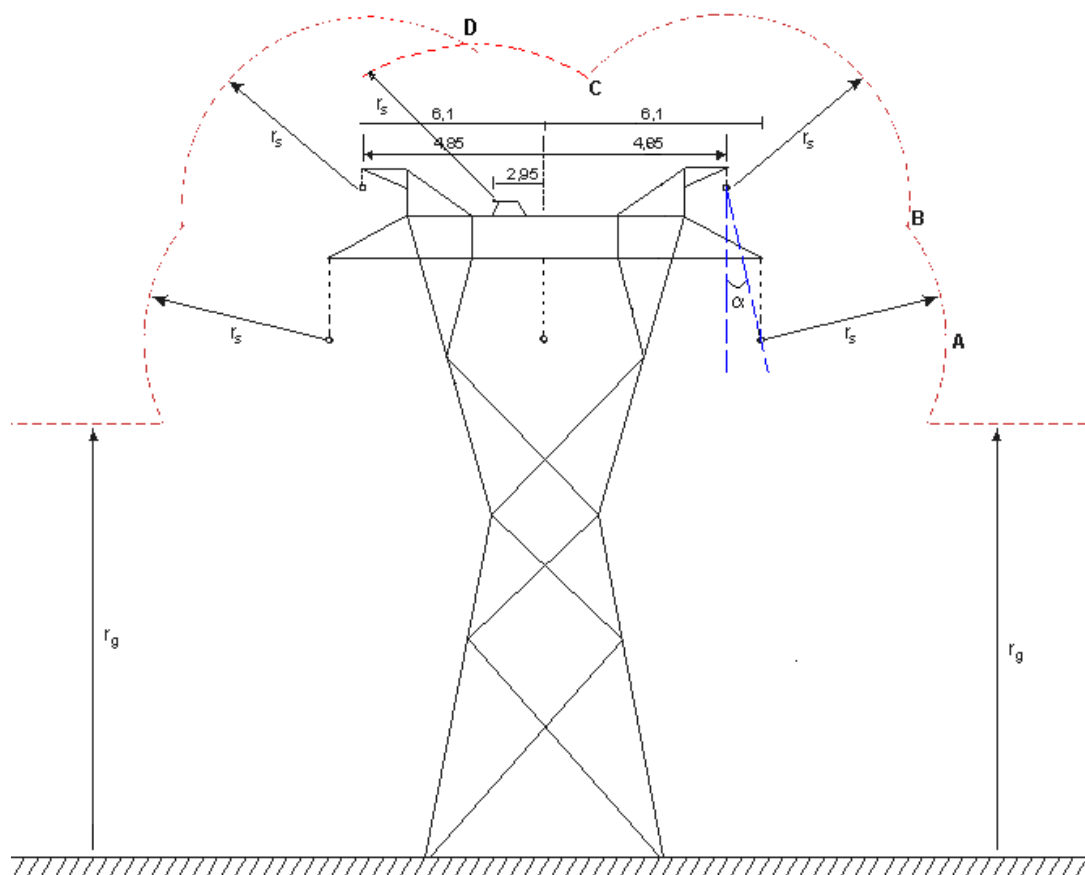


Figura 5.44 Representação do EGM sobre uma torre típica do PRE

A Figura 5.44 mostra que a modificação na cabeça da torre para isolar os cabos para-raios contribui com a redução no ângulo de blindagem de 19° para 14° . Além disso, a introdução do cabo OPGW também faz com que a linha fique mais protegida contra descargas atmosféricas, além de contribuir com a redução no valor da tensão induzida sobre os cabos para-raios. Ou seja, as modificações na cabeça das torres para isolar os cabos para-raios, assim como a instalação do cabo OPGW, certamente contribuem para melhor desempenho da LT 230 kV frente a descargas atmosféricas.

5.5.3 Raio de Atração - Ra

Se a distância perpendicular entre a extremidade do líder descendente e a linha for maior que certa distância crítica, a descarga incide no solo. Conforme ilustrado na Figura 5.45, essa distância, definida por Mousa e Srivastava (1990) como raio prospectivo ou raio de atração (Ra), pode ser obtida por meio das equações:

a) para $r_g > h$,

$$Ra = \sqrt{r_s^2 - (r_g - h)^2} \quad (5.35);$$

b) para $r_g < h$,

$$Ra = r_s \quad (5.36).$$

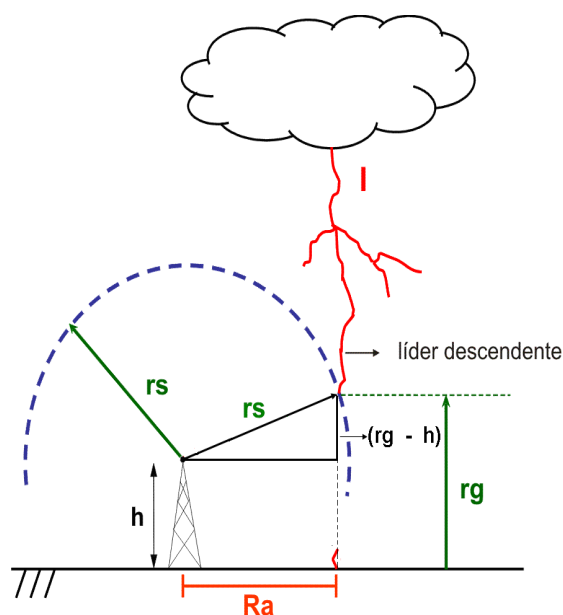


Figura 5.45 Raio de atração de acordo com o EGM

O desenvolvimento do EGM, sobretudo a partir da pesquisa de Armstrong e Whitehead (1968), conferiu ao modelo boa concordância com dados de campo, porém, como reconhecido pelo IEEE Working Group (1985) entre outros, o conceito de distância de atração utilizada pelo modelo não é suficientemente compatível com a natureza física do fenômeno da descarga atmosférica. Assim, o desenvolvimento final da descarga para a linha ou para o solo é o foco de estudo de muitos pesquisadores, cabendo salientar as propostas de raio de atração de Eriksson, (1987a, 1987b), distância lateral de Deller e Garbagnati (1990) e a distância de atração de Rizk (1990).

O raio de atração proposto por Eriksson introduz no EGM uma dependência formal da altura da estrutura. As melhorias propostas para o modelo foram derivadas de observações de descargas atmosféricas em vários tipos de estruturas, com alturas variando de 22 m a mais de 540 m, sendo tais estruturas localizadas em diversas partes do mundo. Por essa razão, esses dados foram normalizados para $N_g = 1 / \text{km}^2 / \text{ano}$, resultando no gráfico mostrado na Figura 5.46. Em sua análise, Eriksson considerou a presença de descargas ascendentes no caso de objetos com altura superior a 100 m.

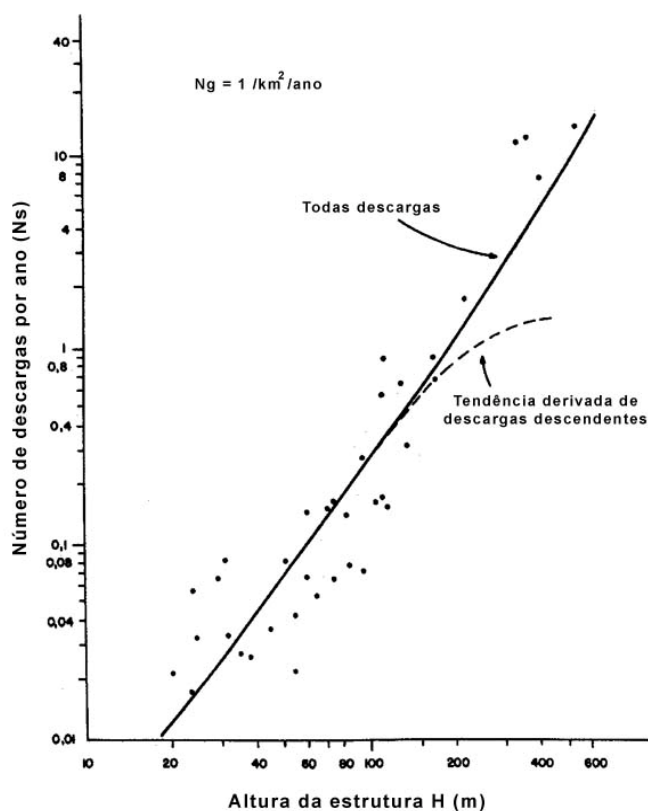


Figura 5.46 Incidência de descargas atmosféricas em estruturas com diferentes alturas.
Fonte: Figura adaptada de Eriksson (1987a)

Para as situações práticas de linhas de transmissão, com alturas de condutores entre 10 m e 60 m, Eriksson (1987b) apresenta duas equações para cálculo do raio de atração, quais sejam:

a) para estruturas:

$$Ra = 0,84. h^{0,6}. I^{0,74} \quad (5.37);$$

b) para condutores:

$$Ra = 0,67. h^{0,6}. I^{0,74} \quad (5.38),$$

Onde:

h = altura da estrutura ou do condutor, em metros;

I = valor de pico da corrente de descarga, em quiloampères.

De uma maneira geral, considerando-se a atração de raios exercida pelas estruturas e sua incidência em linhas de transmissão, Eriksson (1987a, 1987b) propõe um valor médio de raio de atração a partir da combinação de duas equações. A primeira é obtida empiricamente a partir da análise de incidência de raios em um grande número de estruturas, como já mencionado, considerando-se apenas as estruturas até 100 m de altura, no pressuposto de que até essa faixa de altura incidem somente descargas descendentes (nuvem-solo). A referida equação é representada por:

$$Ra = 16,6. H^{0,55} \quad (5.39)$$

A segunda equação é obtida analiticamente a partir da Equação (5.37), considerando uma amplitude mediana de corrente de descarga igual a 35 kA, resultando em:

$$Ra = 12. H^{0,6} \quad (5.40)$$

De acordo com a argumentação de Eriksson (1987a), dada a grande dispersão dos dados, combinada com as simplificações adotadas no modelo analítico e conseqüentemente diferenças desprezíveis entre os expoentes de H, é possível combinar as expressões empíricas e analíticas, resultando na seguinte equação:

$$R_{am} = 14 \cdot H^{0,6} \quad (5.41),$$

sendo H a altura média das torres.

Vale ressaltar que a Equação (5.41) representa o raio médio de atração. Nas situações reais, há um raio de atração relacionado à amplitude máxima da corrente de cada descarga atmosférica.

5.5.4 Área de Exposição - A_e

Uma representação da área onde ocorre a incidência de descargas atmosféricas com possibilidade de atingir uma LT pode ser considerada pela projeção de uma sombra elétrica sobre o solo, que resulta numa faixa com largura W e comprimento L. (ANDERSON, 1987). Como ilustrado na Figura 5.47, essa faixa correspondente à área de exposição da linha (A_e), que, por sua vez, depende da distância entre os cabos para-raios¹⁶, definida por b, e do raio de atração associado a determinado pico de corrente de descarga, e que pode ser representada pela relação:

$$A_e = W \cdot L = (b + 2Ra) \cdot L \quad [m^2] \quad (5.42)$$

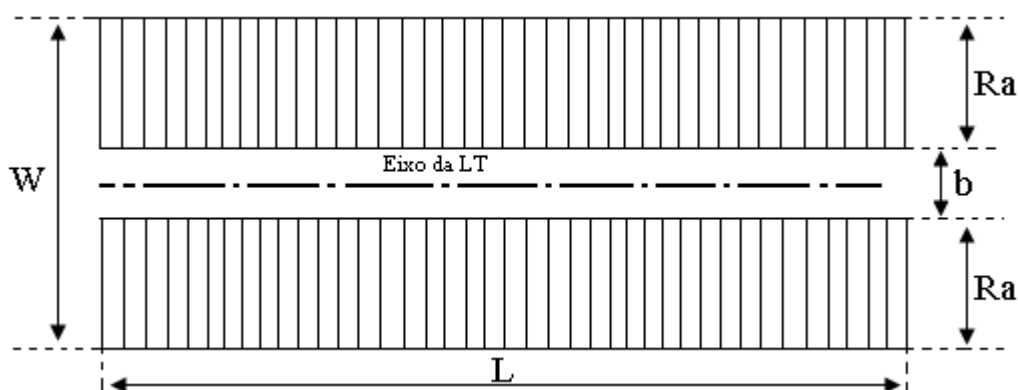


Figura 5.47 Área de exposição de uma LT a descargas atmosféricas

O IEEE (1997, 2004), no âmbito das normas Std 1243-1997 e Std 1410 -2004, adota o raio de atração médio, proposto por Eriksson, no cálculo da estimativa do número médio de

¹⁶ No caso de linha desprotegida, essa distância corresponde ao espaçamento entre as fases externas. Havendo apenas um cabo para-raios, $b = 0$

descargas sobre a linha. Assim, introduzindo a Equação (5.41) em (5.42), com b e H em metros e o comprimento L da linha em quilômetros, resulta:

$$A_e = \frac{(b + 28H^{0.6})}{1000} \cdot L \quad [\text{km}^2] \quad (5.43)$$

Considerando-se as alturas médias das torres da LT 230 kV com cabos PRE iguais a 30 m e 33 m, as áreas de exposição equivalentes por quilômetro de linha são iguais a 0,225 km² e 0,238 km², respectivamente. Por fim, o número médio de descargas diretas por ano incidentes sobre a linha é estimado através da relação:

$$N_L = N_g \cdot A_e \quad (5.44)$$

Sendo as características de uma linha já existente conhecidas, e considerando o raio de atração definido por Eriksson, resulta em um valor de A_e constante. Consequentemente, a aplicação da Eq. (5.44) para estimativa do número médio de descargas atmosféricas diretas sobre o PRE mostra claramente sua dependência da densidade média de descargas atmosféricas (N_g) na região de interesse. Em consequência, a cada raio incidente sobre a área de exposição da LT contendo o PRE, está associado um respectivo valor de pico da corrente de descarga, que pode provocar disrupção entre os eletrodos do centelhador que compõe a cadeia de isoladores, provocando, dessa feita, uma interrupção no Sistema PRE. Portanto, é necessário avaliar a partir de que valor de corrente ocorre tais disrupções. Esse é o objetivo principal da Subseção seguinte.

5.5.5 Determinação da Corrente Crítica de Disrupção no Sistema PRE

Nesta Subseção tem-se como objetivo determinar, em função do valor de pico da corrente de descarga atmosférica, o menor valor de corrente que faz surgir uma tensão que provoca disrupção entre os eletrodos do centelhador da cadeia de isoladores das linhas que compõe o Sistema PRE de Rondônia. Esse valor limite de corrente, é aqui denominada de corrente crítica de disrupção.

Vale ressaltar que a forma de onda de impulso atmosférico 1,2 x 50 μ s é a normalizada para ensaios de isolações frente a sobretensões atmosféricas, apesar das descargas

atmosféricas originarem grande variedade de formas de onda. Assim, Darveniza e Vlastos (1988) propuseram um método para previsão da suportabilidade da isolação submetida a formas de onda de tensões impulsivas não padronizadas, a partir de dados obtidos de ensaios com a forma de onda normalizada. De acordo com esse modelo, a ocorrência de descarga disruptiva está relacionada a certo fator que, se ultrapassado, causará ruptura na isolação. Como visto na Subseção 5.2.4, esse fator é denominado índice disruptivo crítico (DE), cujos valores foram determinados a partir dos resultados dos ensaios de tensão de descarga disruptiva a 50% (U_{50}) realizados no Laboratório de Alta Tensão do Instituto de Eletrotécnica e Energia (IEE/USP).

Os resultados obtidos através de simulações empregando o ATPDraw estão apresentados em tabelas organizadas de acordo com cada critério adotado, ou seja, são analisadas as correntes críticas para descargas diretas na torre e nos cabos PRE. Diferente do que foi feito na sondagem preliminar desenvolvida na Subseção 5.3.2, ambas as situações são avaliadas com e sem a influência da ionização do solo. No caso específico da linha PRE Itapuã são simuladas as situações com e sem a presença do cabo OPGW. Enfim, os procedimentos adotados para determinação da corrente crítica no sistema PRE estão detalhados em seguida.

5.5.5.1 Modelagem para Simulações com o ATPDraw

As simulações para avaliação do desempenho da linha frente a descargas atmosféricas diretas foram realizadas com o programa computacional ATPDraw, onde cada elemento do sistema precisa ser modelado de acordo com os padrões do programa (SILVA NETO et al., 2009).

A modelagem de linhas em geral (aéreas ou subterrâneas) é feita utilizando-se a rotina “LCC” (“Line/Cable Components”), a qual tem como parâmetros de entrada a geometria da linha ou a silhueta da torre, os diâmetros dos condutores, o comprimento da linha (ou comprimento dos vãos) e a resistividade do solo. Esse conjunto de dados é convertido em grandezas elétricas, cuja saída é dada na forma de matrizes de variáveis de estado ou matrizes de variáveis modais para uma determinada frequência. A Figura 5.48 mostra uma representação de uma seção Δx de uma linha qualquer cujas grandezas R' (resistência por

unidade de comprimento), C' (capacitância por unidade de comprimento), L' (indutância por unidade de comprimento) e G' (condutância por unidade de comprimento) são a resposta da rotina “LCC”.

Para estudos de fenômenos transitórios em linhas de transmissão utiliza-se, na rotina “LCC”, a opção “JMarti setup” que calcula os parâmetros elétricos para uma faixa adequada de frequências, ou seja, nessa opção obtêm-se os valores de R (resistência), L (indutância), C (capacitância) e G (condutância) para cada frequência da faixa escolhida.

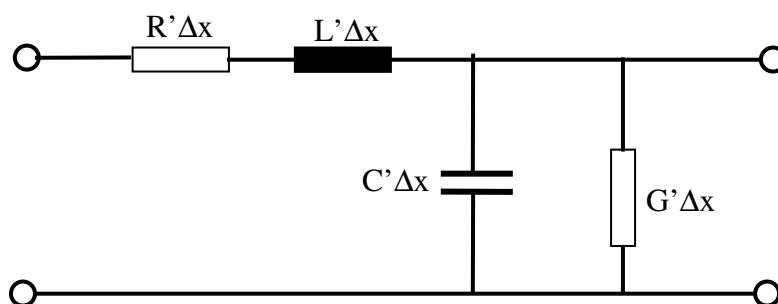


Figura 5.48 Representação de uma linha de transmissão dada pela rotina LCC do ATPDraw.

Cada torre foi representada através de uma linha de transmissão, componente do ATP “Line Z”, cujos dados de entrada são o comprimento da torre e sua impedância de surto, bem como a velocidade de propagação da onda impulsiva.

Para verificar o efeito da ionização do solo na corrente crítica, foram efetuadas simulações com resistências de terra não-lineares, “BRANCH NONLINEAR” do ATPDraw, especificamente R_i (resistência variante com a corrente), cujos resultados foram comparados com as simulações considerando as resistências de terra como parâmetros lineares (“BRANCH LINEAR”).

A descarga atmosférica foi representada como uma fonte de corrente com forma de onda triangular com tempo de frente igual a $2\ \mu\text{s}$ e tempo até o zero igual a $160\ \mu\text{s}$. No ATPDraw o componente utilizado foi o “SLOPE-RAMP TYPE 13”.

A modelagem dos isoladores no ATPDraw foi realizada através da rotina TACS (“Transient Analysis of Control Systems”), a qual permite a implementação de equações algébricas e processamento lógico. Nas simulações computacionais calcula-se o valor do índice disruptivo nos terminais do isolador durante o surto e quando esse índice ultrapassa o valor do índice disruptivo crítico (DE), a rotina TACS, através do processamento lógico,

curto-circuita os terminais do isolador através de uma chave controlada. A Figura 5.49 mostra a representação gráfica no ATPDraw dos isoladores modelada de acordo com índice disruptivo.



**Isolador modelado
conforme o índice disruptivo**

Figura 5.49 Representação no ATPDraw dos isoladores.

A Figura 5.50 mostra o circuito no ATP que reproduz a linha com os dois cabos PRE, os três cabos fase e o cabo OPGW. Identificou-se como PRE1 o condutor mais próximo ao cabo OPGW, tendo ora a descarga atingido o condutor PRE1, ora o condutor PRE2.

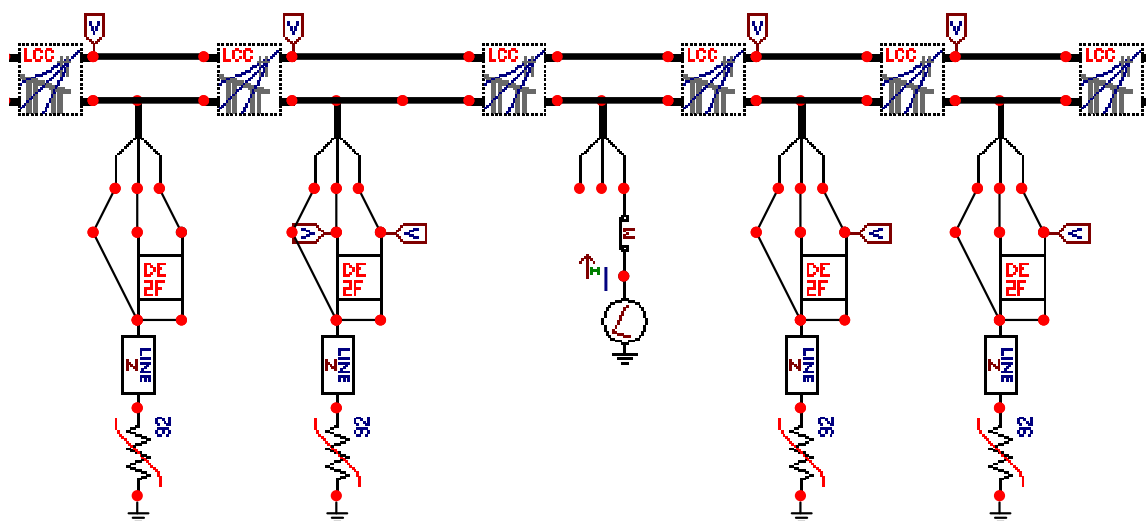


Figura 5.50 Modelagem da LT 230 kV com cabos para-raios energizados, considerando a presença do cabo OPGW.

5.5.5.2 Corrente Crítica de Disrupção na Cadeia de Isoladores do PRE na LT SMAQ

A LT 230 kV entre a UHE Samuel e Ariquemes, denominada de LT SMAQ, possui dois trechos com cabos para-raios isolados, porém somente o primeiro trecho, entre a UHE Samuel e Itapuã do Oeste, foi energizado e entrou em operação, resultando na linha PRE Itapuã. Esse trecho, que é justamente o de interesse neste trabalho, possui uma extensão aproximada de 70 km e um total de 174 torres. A torre típica considerada é a torre de

suspensão simples, com 33 m de altura, mostrada na Figura 5.19. Os demais dados relacionados à torre e utilizados na simulação estão apresentados na Subseção 5.2.5.

A abordagem sobre a impedância de surto da torre e a velocidade de propagação da onda de corrente da descarga na torre é feita na Subseção 5.3.1. Deste modo, tomando-se como referência Anderson (1987), Gatta, Iliceto e Lauria (2001), Martinez e Castro-Aranda (2005), nesta tese é adotado o valor de 150Ω para a impedância de surto das torres. A velocidade de propagação da onda impulsiva na torre é considerada igual à da luz no vácuo, ou seja, 300.000 km/s .

No que diz respeito aos dados de resistência de terra, da torre 01 até a torre 174 foram realizadas 106 medições, apresentadas na Fig. 3.6. A partir de medições de resistividade do solo próximas a algumas torres, foi possível calcular 13 valores de resistência de terra, apresentados na Tab. 5.5. Assim, os 119 valores medidos e calculados foram divididos em faixas, como mostra a Figura 5.51, sendo os outros 55 valores sem medição distribuídos proporcionalmente nessas faixas. Nas simulações foram empregados os valores médios de cada faixa (12Ω , 19Ω , 28Ω , 41Ω , 60Ω , 96Ω).

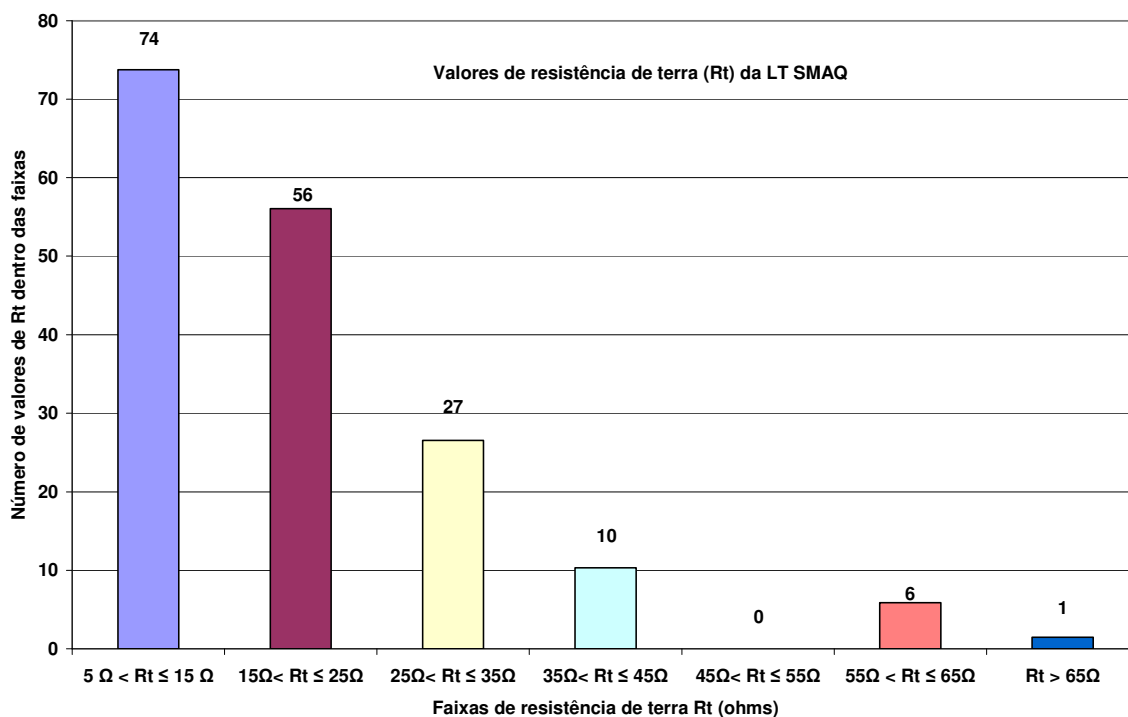
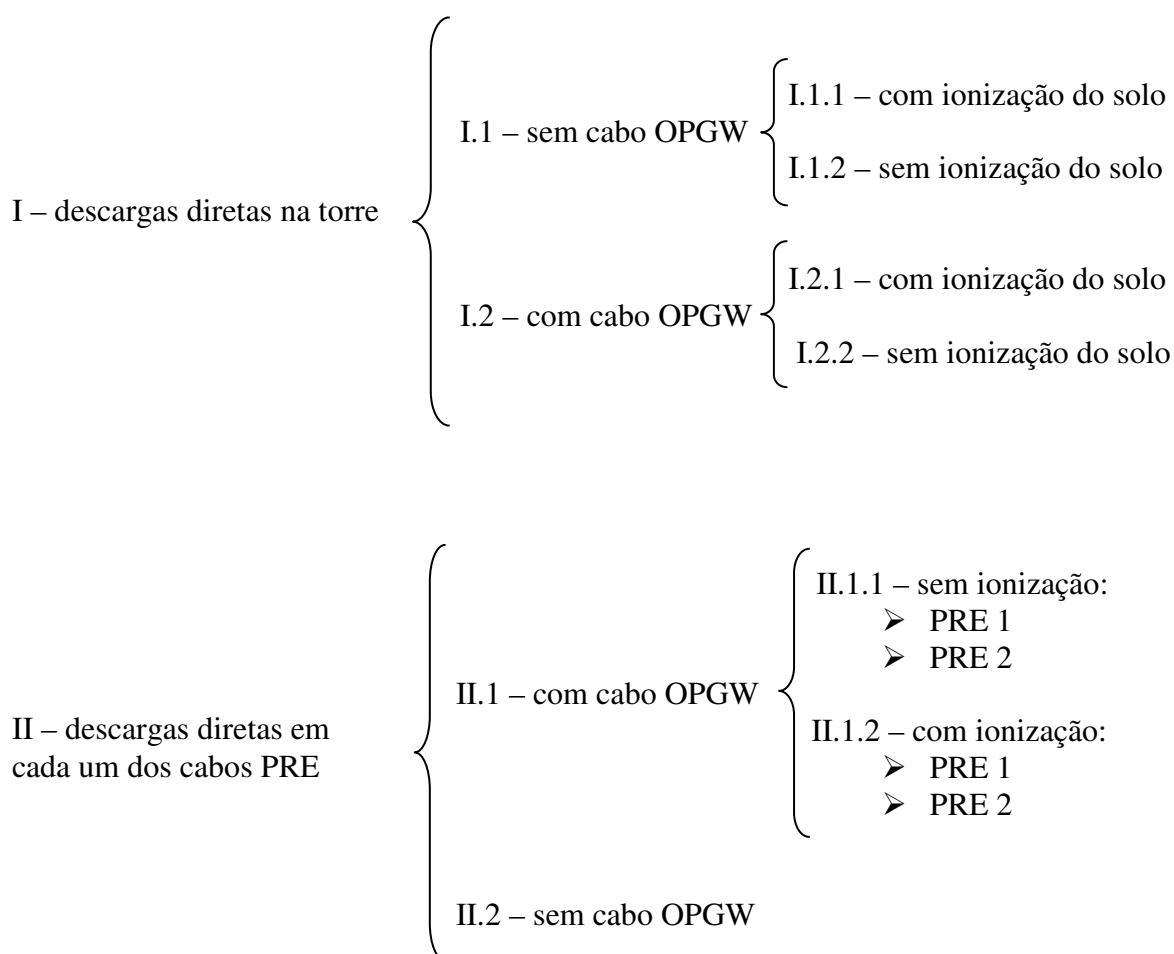


Figura 5.51 Distribuição dos valores de resistência de terra da LT SMAQ

Com relação à resistividade do solo, cujos valores, também estratificados em faixas, estão apresentados na Fig. 3.9, adotou-se nas simulações um valor próximo da média, igual a $5.700 \Omega.m$. Vale ressaltar que nas simulações não foi considerado o efeito corona ao redor do condutor do PRE atingido por uma descarga atmosférica. Com efeito, isso conduz a uma análise conservativa visto que o efeito corona provoca atenuação e distorção das sobretensões à medida que estas se propagam ao longo da linha. Por fim, as simulações foram realizadas considerando as seguintes situações:



Os valores de correntes críticas resultantes das simulações levando-se em consideração o valor médio de resistência de terra de cada faixa estão agrupadas na Tabela 5.13. Verifica-se que a influência da ionização do solo é praticamente nula. Como era de se esperar, a presença do cabo OPGW está associada a correntes críticas mais elevadas, indicando que sua presença pode reduzir a possibilidade de disrupção na cadeia de isoladores e, conseqüentemente, a possibilidade de ocorrência de interrupção no PRE devido a descargas atmosféricas. De maneira oposta, altos valores de resistência de terra dos contrapesos das

torres estão associados a menores valores de corrente crítica. Chamam a atenção os baixos valores das correntes críticas quando se considera a descarga atmosférica incidindo diretamente nos cabos PRE, onde o valor máximo, considerando-se a presença do cabo OPGW, é de 1.130 A e o mínimo 990 A, independente se de considerar ou não o efeito da ionização do solo.

Também foram feitas simulações de descargas diretas nos cabos para-raios energizados da linha PRE desconsiderando a presença do cabo OPGW. A corrente crítica nesse caso é igual a 900 A, independentemente do valor da resistência de terra e da consideração do efeito de ionização do solo.

Tabela 5.13 - Correntes críticas de disrupção na cadeia de isoladores dos cabos PRE da LT SMAQ - Trecho entre a UHE Samuel e Itapuã do Oeste

Local	Condição	Corrente Crítica (kA)							
		12 Ω	19 Ω	28 Ω	41 Ω	60 Ω	96 Ω		
Descarga Direta na Torre	Sem OPGW	Ionização	Sem	16,50	12,60	9,40	6,40	4,40	2,80
			Com	16,50	12,60	9,50	6,50	4,50	2,90
	Com OPGW	Ionização	Sem	23,50	18,10	14,10	10,10	7,60	5,60
			Com	23,50	18,20	14,20	10,50	7,80	5,60
Descargas Diretas nos cabos PRE	Com OPGW	Sem Ionização	PRE 1	1,13	1,10	1,10	1,05	1,05	1,06
			PRE 2	1,00	0,99	1,00	1,00	1,01	1,02
	Com Ionização	PRE 1	PRE 1	1,13	1,10	1,10	1,05	1,05	1,06
			PRE 2	1,00	0,99	1,00	1,00	1,01	1,01

O critério adotado nas simulações para determinação da corrente crítica consistiu na adoção do valor em que ocorreu a primeira disrupção em qualquer uma das cadeias de isoladores da linha PRE.

5.5.5.3 Corrente Crítica de Disrupção na Cadeia de Isoladores do PRE na LT AQJR

A LT 230 kV entre Ariquemes e Jaru, denominada LT AQJR, possui extensão aproximada de 84 km e um total de 220 torres com alturas predominantes de 30 m e 33m, sendo, portanto considerada nas simulações essas duas alturas de torre. A maioria das torres é de suspensão simples, tipo S21, cujas características estão mostradas nas Figuras 5.19 e 5.20. Em toda extensão dessa linha os dois cabos para-raios foram isolados e energizados, resultando na linha PRE Jaru, que esteve em operação de dezembro de 1995 a novembro de 2000. Embora esse sistema tenha sido desativado, ele está sendo contemplado neste estudo com o propósito de se comparar a estimativa de interrupções por descargas atmosféricas com aquelas registradas durante o período de operação, sendo ambas traduzidas em termos do índice operacional FEC.

Os dados referentes à impedância de surto das torres e à velocidade de propagação da onda de corrente nas torres são os mesmos empregados na simulação feita para o PRE associado à LT SMAQ. Procedimento semelhante também é adotado no caso das resistências de terra. Os valores de 117 resistências de terra foram obtidos por medição direta em campo. A partir de medições de resistividade em alguns trechos da linha, foi possível estimar mais 15 valores de resistência de terra, apresentados na Tabela 5.14. Os valores de resistência de terra estão organizados por faixas, como mostrado na Figura 5.52.

Tabela 5.14 - Resistências de terra calculadas para algumas torres da LT AQJR

Torre	ρ ($\Omega.m$)	R_t (Ω)
3	2.886	13,1
9	649	3,0
14	808	4,6
18	3.708	15,4
23	1.756	9,2
28	1.229	7,7
35	657	10,6
43	733	3,7
48	7.085	6,5
54	819	5,7
63	2.259	13,4
69	838	7,1
75	2.252	10,4
82	880	6,0
88	614	2,7

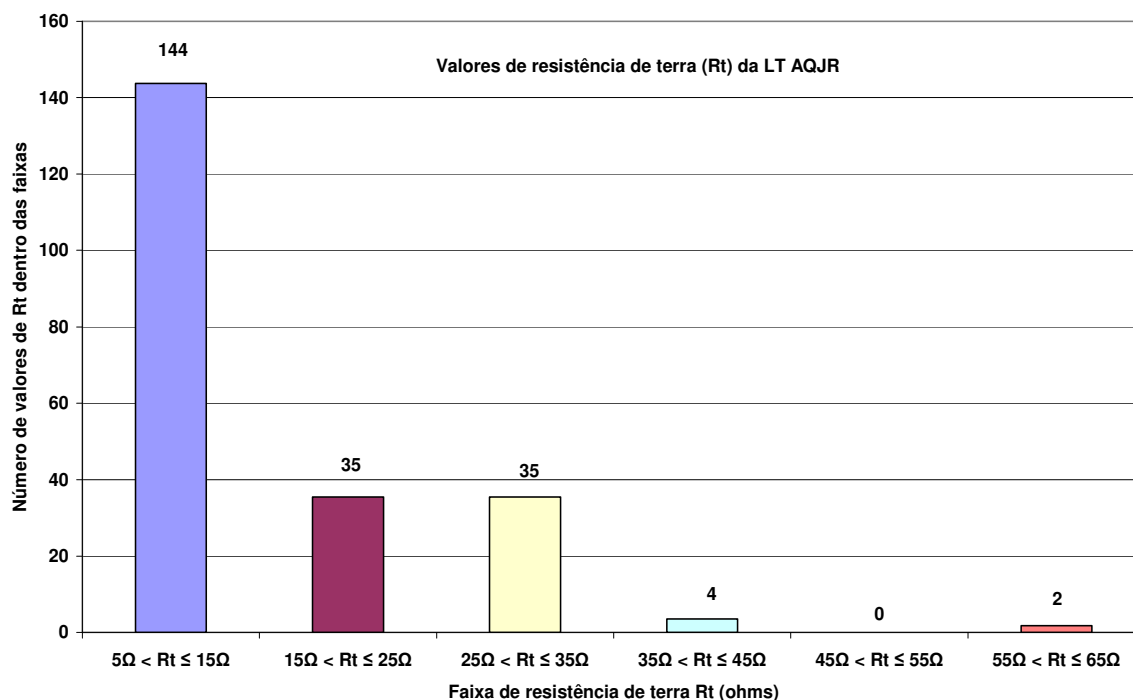


Figura 5.52 Distribuição dos valores de resistência de terra da LT AQJR

Com relação à resistividade do solo, cujos valores estão apresentados na Fig. 3.10, adotou-se nas simulações o valor médio igual a $1.700 \Omega \cdot m$. Nessas simulações também não se considerou o efeito corona. Foram realizadas simulações para as torres de 30 m e 33 m, sem e com ionização do solo, conforme mostram as Tabelas 5.15 e 5.16. Vale ressaltar que nesse trecho não foi instalado cabo OPGW durante o período de operação do PRE Jaru.

Tabela 5.15 - Correntes críticas de disrupção para descarga incidente na torre de 30 m da LT AQJR

Resistência de terra (Ω)	Corrente crítica (kA) – sem ionização do solo	Corrente crítica (kA) – com ionização do solo
10	19,30	23,75
19	12,90	13,10
30	8,80	9,10
36	7,30	7,60
61	4,30	4,70

Tabela 5.16 - Correntes críticas de disrupção para descarga incidente na torre de 33 m da LT AQJR

Resistência de terra (Ω)	Corrente crítica (kA) – sem ionização do solo	Corrente crítica (kA) – com ionização do solo
10	18,2	22,1
19	12,6	12,7
30	8,8	9,1
36	7,2	7,6
61	4,3	4,7

Diferentemente do que foi verificado nas simulações da linha PRE associada à LT SMAQ, os resultados das Tabelas 5.15 e 5.16 mostram claramente a influência da ionização do solo sobre os valores das correntes críticas. Nas simulações de descargas atmosféricas nos condutores da linha PRE, o valor da corrente crítica para as torres com 33 m de altura é de 910 A para qualquer valor de resistência de terra, independentemente de se considerar a ionização do solo. Quando a torre considerada é a de 30 m de altura, a amplitude da corrente crítica é de 920 A.

Os resultados apresentados tanto nesta Subseção quanto na anterior, indicam que o Sistema PRE é muito sensível às descargas atmosféricas, ou seja, a partir de 0,90 kA de corrente de crítica ocorre disrupção na cadeia de isoladores do PRE, situação verificada na LT SMAQ quando as simulações são feitas sem levar em conta a presença do cabo OPGW.

5.5.6 Efeito das Descargas Diretas no PRE Rondônia

Nesta Subseção é feita a estimativa do número de interrupções nas linhas PRE Itapuã e Jaru em consequência de descargas atmosféricas diretas sobre as linhas de transmissão em 230 kV, denominadas de LT SMAQ e LT AQJR. As bases teóricas dos procedimentos aqui adotados foram apresentadas nas Subseções anteriores. Desse modo, como ponto de partida, é considerada a relação $N_L = N_g \cdot A_e$, conforme Equação (5.44). De acordo com a discussão apresentada na Subseção 5.5.1 adota-se neste trabalho $N_g = 10$ descargas/km²/ano. No caso da área de exposição equivalente da LT 230 kV, é utilizada a relação: $A_e = [(b + 28 H^{0,6}).L] / 1000$, correspondente à Equação (5.43). Vale ressaltar que nesta equação está

embutido o conceito de raio de atração médio proposto por Eriksson (1987a), ou seja: $R_{am} = 14 H^{0,6}$, conforme Equação (5.41).

Tomando-se como referência as faixas de resistência de terra dos contrapesos, indicadas nas Figuras 5.51 e 5.52, a LT SMAQ (PRE Samuel/Itapuã) e LT AQJR (PRE Ariquemes/Jaru) foram subdivididas em 6 e 5 trechos, respectivamente. A cada trecho está associada uma determinada corrente crítica de disrupção na cadeia de isoladores, conforme resultados das simulações apresentados na Subseção anterior. Assim, com base na corrente crítica de cada trecho, é feita a estimativa do número de descargas diretas nas linhas com cabos PRE. Para tanto, é utilizada a Equação (5.9), que fornece a probabilidade de determinado valor de corrente crítica ser excedida, ou seja:

$$P(I_c) = \frac{1}{1 + \left(\frac{I_c}{45}\right)^{4,7}},$$

com I_c expressa em quiloampères.

Portanto, o número de interrupções por descargas diretas, ou de outra forma, o número de descargas diretas com possibilidade de causar disrupção na cadeia de isoladores da linha PRE pode ser estimado multiplicando-se o número de descargas diretas totais no trecho considerado pela probabilidade da corrente de descarga exceder determinado valor de corrente crítica associada ao respectivo trecho, ou seja:

$$NIDD = N_L \cdot P(I_c) \quad (5.45),$$

onde:

$NIDD$ = número estimado de interrupções por descargas diretas;

N_L = número total de descargas diretas estimada para o trecho de linha em análise;

I_c = valor de crista da corrente crítica (corrente que causa disrupção na cadeia de isoladores);

$P(I_c)$ = probabilidade de a corrente crítica I_c ser excedida.

As equações utilizadas para estimar o número de descargas atmosféricas que atingem a LT trazem implícitas probabilidades iguais de ocorrência de descargas nas torres e nos condutores. Contudo, a altura das torres, sua geometria, maior massa concentrada em um

menor espaço, constituem-se em fatores que as tornam mais susceptíveis de serem atingidas por descargas atmosféricas em relação aos cabos. Segundo Anderson (1987), 60% das descargas diretas que incidem na LT estão suficientemente próximas das torres, portanto, as descargas ocorrem sobre elas; o restante, ou seja, 40% das descargas atingem os condutores. Com base nesses critérios, a Equação (5.45) é desdobrada em duas partes, ou seja:

$$\text{NIDD}_{\text{torre}} = 0,6. N_L. P(I_{c \text{ torre}}) \quad (5.46);$$

$$\text{NIDD}_{\text{condutor}} = 0,4. N_L. P(I_{c \text{ condutor}}) \quad (5.47),$$

onde:

$\text{NIDD}_{\text{torre}}$ = número estimado de interrupção por descargas diretas nas torres;

$\text{NIDD}_{\text{condutor}}$ = número estimado de interrupção por descargas diretas nos condutores da linha PRE.

Com efeito, o número total de descargas atmosféricas diretas que resulta em desligamentos da linha PRE é obtido por meio da relação:

$$\text{NIDD}_{\text{total}} = \text{NIDD}_{\text{torre}} + \text{NIDD}_{\text{condutor}} \quad (5.48).$$

De acordo com os procedimentos gerais até aqui apresentados, em seguida é feita a estimativa do número de descargas atmosféricas diretas na LT SMAQ e LT AQJR, com cabos PRE.

5.5.6.1 Estimativa do Número Médio de Interrupções da Linha PRE Itapuã Provocadas por Descargas Diretas

A linha PRE Samuel/Itapuã, ou simplesmente linha PRE Itapuã, possui extensão aproximada de 70 km e um total de 174 torres. Para realizar as estimativas das interrupções da linha PRE Itapuã causadas por descargas atmosféricas diretas sobre a LT SMAQ, a extensão de linha entre a UHE Samuel e Itapuã do Oeste foi dividida em 6 trechos, de acordo com os valores médios de resistência de terra de cada faixa. Em função do número de torres dentro de cada faixa, os comprimentos dos trechos foram determinados considerando-se o vão médio entre torres. Outros dados utilizados nos cálculos estão relacionados a seguir:

- altura média das torres (H) igual a 33 m;
- espaçamento entre os cabos PRE na torre (b) igual a 9,70 m;
- densidade de descargas atmosféricas (N_g) igual a 10 descargas/km²/ano.

Aplicando-se a Equação (5.44), o número de descargas diretas em cada trecho foi calculado, resultando nos dados indicados na Tabela 5.17, onde também são relacionadas as faixas de valores de R_t e respectivos valores médios, extensão de cada trecho e N_g .

Tabela 5.17 - Número de descargas diretas por trecho e total na linha PRE Itapuã

Faixas de valores de terra (R_t)	Valor Médio R_t (Ω)	Quantidade de torres por trecho	Extensão do Trecho L (km)	N_g desc./km ² /ano	N_L desc./ano
$0 < R_t \leq 15$	12	74	29,77	10	71
$15 < R_t \leq 25$	19	56	22,53	10	54
$25 < R_t \leq 35$	28	27	10,86	10	26
$35 < R_t \leq 45$	41	10	4,02	10	09
$55 < R_t \leq 25$	0	0	0,00	10	00
$55 < R_t \leq 65$	60	6	2,41	10	06
$R_t > 65$	96	1	0,40	10	01
TOTAL					167

A Tabela 5.17 apresenta o número total de descargas atmosféricas diretas estimadas para a linha PRE Itapuã, ou seja, $N_L = 167$ descargas por ano. Nem todas as descargas provocam desligamentos na linha. Para que isso aconteça, é preciso que a corrente de pico da descarga seja superior à corrente crítica de disrupção na cadeia de isoladores do PRE. Assim, para cada valor de corrente crítica apresentado na Tab. 5.13 foi feita uma estimativa do número de interrupções através do emprego da Equação (5.45). Como esperado, a consideração ou não da ionização do solo não altera o quantitativo estimado de interrupções por descargas diretas. Desse modo, as situações mais relevantes são aquelas com e sem o cabo OPGW, cujos resultados estão apresentados na Tabela 5.18, onde os valores entre parênteses se referem à projeção dos dados para a extensão de 100 km de linha.

Tabela 5.18 - Estimativas do número médio anual de descargas diretas (N_L) e do número de interrupções (NIDD) da linha PRE Itapuã

N_L	Sem OPGW			Com OPGW		
	NIDD _{torre}	NIDD _{condutor}	NIDD _{total}	NIDD _{torre}	NIDD _{condutor}	NIDD _{total}
167	99	67	166	97	67	164
(238)	(141)	(96)	(237)	(138)	(96)	(234)

Uma vez que o número estimado de interrupções por descargas diretas ($NIDD = 164$) é muito próximo do número total estimado de descargas atmosféricas sobre a linha ($N_L = 167$) é possível concluir que a presença do cabo OPGW pouco influencia na redução do número de interrupções, não obstante o fato de a sua presença provocar aumento do valor da corrente crítica para alguns valores de resistência de terra. Porém, como a corrente média de descarga atmosférica, igual a 45 kA, é bem superior à corrente crítica, ao final sua presença contribui muito pouco para a redução dos desligamentos advindos de descargas atmosféricas diretas.

Como já mencionado, o PRE Itapuã entrou em operação no dia 22 de setembro de 1997, resultando aproximadamente em 0,28 anos de operação até 31 de dezembro de 1997. Dessa data até 31/12/1997 são mais 10 anos, totalizando 10,28 anos de operação, sendo 8,28 anos sem e 2 anos com o cabo OPGW. Isto posto, multiplicando-se os resultados anuais apresentados na Tabela 5.18 pelo período total de operação aqui considerado, tem-se a estimativa do número total de descargas diretas, bem como a estimativa do número total de interrupções da linha PRE Itapuã, provocadas por descargas diretas. Esses resultados estão apresentados na Tabela 5.19.

Tabela 5.19 - Estimativa do número médio de descargas diretas (N_L) com indicação daquelas que resultaram em interrupções da linha PRE Itapuã - período de 10,28 anos

N_L Total	Sem OPGW (8,28 anos)	Com OPGW (2 anos)	NIDD Total
	NIDD	NIDD	
1.717	1.374	328	1.702

A Tabela 5.19 mostra que o número total de descargas diretas que resultaram em interrupções da linha PRE Itapuã no período de 10,28 anos ($NIDD = 1.702$) é muito próximo

do número médio estimado de descargas diretas sobre a linha ($N_L = 1.717$), significando que, praticamente todas as descargas diretas resultam em desligamento, ou de outra forma, quase toda descarga atmosférica direta atinge valor de corrente de descarga superior à corrente crítica da cadeia de isoladores do PRE, provocando disrupção e conseqüente desligamento da linha PRE.

5.5.6.2 Estimativa do Número Médio de Interrupções da Linha PRE Jarú Provocadas por Descargas Diretas

Para estimativa do número médio de interrupções da linha PRE Ariquemes/Jarú, ou simplesmente linha PRE Jarú, causadas por descargas atmosféricas incidindo diretamente sobre a LT AQJR, são adotados os mesmos procedimentos e dados anteriores, exceto:

- divisão da linha em 5 trechos, de acordo com os valores médios de resistência de terra de cada faixa;
- valores médios de resistência de terra em cada faixa: 10 Ω , 19 Ω , 30 Ω , 36 Ω e 61 Ω ;
- número de torres em cada trecho: 144, 35, 35, 4 e 2;
- extensão de cada trecho: 54,52 km, 13,25 km, 13,25 km, 1,51 km e 0,76 km;
- altura média das torres: 50% com 30 m e 50% com 33 m;
- resistividade média do solo: 1.700 Ω .m.

Os resultados dos cálculos de N_L , $NIDD_{torre}$, $NIDD_{condutor}$ e $NIDD_{total}$, sem e com o efeito da ionização do solo, é apresentado na Tabela 5.20, onde novamente os valores entre parênteses estão referenciados à extensão de 100 km de linha.

Tabela 5.20 - Estimativa do número médio anual de descargas diretas (N_L) e do número de interrupções (NIDD) da linha PRE Jarú

N_L Total	Sem ionização			Com ionização		
	$NIDD_{torre}$	$NIDD_{condutor}$	$NIDD_{total}$	$NIDD_{torre}$	$NIDD_{condutor}$	$NIDD_{total}$
193	114	77	191	113	77	190
(232)	(137)	(93)	(230)	(135)	(93)	(228)

Na Tabela 5.20 estima-se um valor médio de 193 descargas atmosféricas diretas por ano sobre a LT AQJR. Comparando-se esse resultado com os números estimados de interrupções provocados por aquela parcela de descargas atmosféricas que provocaram disrupção na cadeia de isoladores do PRE Jaru, consta-se que quase todas as descargas atmosféricas diretas provocam interrupção da linha PRE Jaru. Verifica-se ainda que nessa linha o efeito da ionização do solo contribui com a redução no número total de descargas diretas com possibilidade de causar desligamento (NIDD), embora a diferença seja mínima, de 191 para 190. De qualquer forma, esses resultados combinam com os valores das correntes críticas, cujos valores são maiores quando se considera a ionização do solo. Vale ressaltar ainda que os valores das correntes críticas de disrupção na cadeia de isoladores são comparativamente bem inferiores ao valor médio considerado para a corrente da descarga atmosférica (45 kA).

Uma vez que os valores de NIDD dos dois PRE's foram referenciados ao comprimento padrão de 100 km de linha, indicados nas Tabelas 5.18 e 5.20, constata-se que o $NIDD_{total}$ do PRE Jaru, igual a 228 interrupções/100km/ano, é menor que o resultado apresentado pelo PRE Itapuã, cujo $NIDD_{total}$ é igual a 237 interrupções/100km/ano (sem OPGW). Essa diferença em favor do PRE Jaru se deve ao pequeno efeito da ionização do solo e à menor altura das torres, ou seja, metade das torres da LT SMAQ, que contém a linha PRE Jaru, foi considerada com altura igual a 30 m.

Tem sido mencionado neste trabalho que o PRE Jaru entrou em operação no dia 30/12/1995, e foi retirado de operação no dia 14/11/2000. Entretanto, no escopo do levantamento de seu desempenho operacional é considerado o período de 01/01/1996 a 14/11/2000, totalizando 4,875 anos de operação. Desse modo, a estimativa do número total de descargas diretas sobre a LT AQJR, assim como o número total de descargas diretas com possibilidade de provocar interrupção na linha PRE Jaru, é equivalente a:

- ❖ $N_{L(4,875 \text{ anos})} = 941$ descargas atmosféricas diretas;

- ❖ $NIDD_{(4,875 \text{ anos})} = 926$ interrupções.

Por fim, na Tabela 5.21 é apresentado o resumo do número total estimado de interrupções das linhas PRE Itapuã e Jaru em consequência de descargas atmosféricas diretas na LT SMAQ e na LT AQJR.

Tabela 5.21 - Estimativa do número total de interrupções no Sistema PRE de Rondônia, causadas por descargas diretas

LT SMAQ Linha PRE Itapuã NIDD (período de 10,28 anos)	LT AQJR Linha PRE Jaru NIDD (período de 4,875 anos)	NIDD Total
1.702	926	2.628

5.5.7 Efeito das Descargas Indiretas no PRE Rondônia

Nas simulações preliminares realizadas na Seção 5.4, foi demonstrado que podem ocorrer interrupções na linha PRE devido às sobretensões induzidas por descargas atmosféricas indiretas nas proximidades da LT SMAQ e LT AQJR. A propósito, sendo a tensão induzida proporcional à altura do condutor, verifica-se que a linha PRE é bem mais propensa a distúrbios decorrentes de descargas indiretas que uma linha típica de 34,5 kV. Portanto, a partir destas considerações preliminares, é feito em seguida a apresentação da metodologia empregada para estimativa do número de interrupções causadas por descargas indiretas.

5.5.7.1 Método Utilizado para Estimativa das Interrupções por Descargas Indiretas

As tensões induzidas por descargas indiretas são resultantes da combinação de grande número de parâmetros, razão pela qual se faz necessário adotar algumas simplificações, as quais sempre devem estar embasadas em resultados experimentais. Isso posto, e tomando-se por base Piantini et al. (2009), o procedimento utilizado neste trabalho para a estimativa das interrupções consiste, primeiramente, em se considerar cada descarga atmosférica como um evento composto pela primeira descarga de retorno (“return stroke”) e pela segunda descarga, ou descarga de retorno subsequente (“subsequent return stroke”). Os eventos são analisados variando-se a amplitude da corrente da descarga de retorno (I_{rs}) desde 2 kA até 200 kA, com passos de 1,5 kA.

O valor de crista da corrente de descarga subsequente (I_{ss}) é considerado equivalente a 36 % de I_{rs} , com limite de 40 kA, o qual tem baixa probabilidade de ser excedido. As velocidades de propagação da corrente ao longo do canal para a primeira descarga de retorno e para a descarga subsequente são de 30 % e de 60 % da velocidade da luz no vácuo, respectivamente. Esses são valores típicos de velocidade, como apresentados em Rakov (2001). Em cada situação, o tempo de frente da onda de corrente (t_f) é determinado a partir da relação entre seu valor de crista e a sua taxa máxima de variação no tempo ($TanG$). Tanto para a primeira descarga de retorno, quanto para as descargas subsequentes são utilizados os valores com 50 % de probabilidade de serem excedidos. Desse modo, com base em Schroeder (2001), são adotados os seguintes valores para $TanG$:

- primeira descarga de retorno: $TanG = 19,4 \text{ kA}/\mu\text{s}$;
- descarga de retorno subsequente: $TanG = 29,9 \text{ kA}/\mu\text{s}$.

A corrente de descarga é representada através de uma forma de onda triangular, com tempo até a crista igual ao tempo de frente e tempo até o meio valor, na cauda, igual a 80 μs . É considerado o valor típico de 4 km para o comprimento do canal de descarga. O cálculo da probabilidade de determinada amplitude de corrente da primeira descarga ser excedida é realizado com o emprego da Equação (5.9).

Utilizando-se o ERM, apresentado na Seção 5.4, são calculados para cada evento as distâncias limites $d(I_{rs})$ e $d(I_{ss})$ a partir das quais a amplitude da tensão induzida (U_i) não atinge valor superior à tensão de descarga disruptiva da linha. A distância limite $d(I)$ associada ao evento é definida como a maior dentre $d(I_{rs})$ e $d(I_{ss})$, de modo que, se a descarga ocorrer a uma distância inferior a $d(I)$ em relação à linha, a tensão induzida atingirá amplitude superior à tensão de descarga disruptiva.

A cada evento também está associada uma distância crítica, a qual depende da corrente I da descarga e da altura h do condutor mais elevado ($d_c(I,h)$), de modo que uma corrente de amplitude I não ocorre a uma distância inferior a $d_c(I,h)$ em relação à linha. Se a distância prospectiva entre a linha e o ponto onde incidiria a descarga, na ausência da mesma, for inferior a $d_c(I,h)$, então a descarga é atraída para a linha, configurando uma descarga direta. O valor de $d_c(I,h)$ para cada evento é determinado a partir da corrente I . Vale ressaltar que a

distância crítica $dc(I,h)$ aqui adotada corresponde ao raio de atração Ra determinado conforme a Equação (5.35), apresentada na Subsecção 5.5.3, ou seja:

$$Ra = \sqrt{r_s^2 - (r_g - h)^2},$$

onde r_s e r_g representam as distâncias de atração do condutor e do solo, respectivamente. Neste trabalho, r_s é determinado pela Equação (5.31) e r_g pela Equação (5.30), considerando-se o fator $K_{sg} = 1$, conforme indicado na Tabela 5.12. Como resultado, tem-se:

$$r_g = r_s = 10.I^{0,65} \quad (5.49).$$

No caso da altura h , ela se refere à altura média dos condutores da linha PRE, determinada de acordo com a Equação (5.34). Em seguida é apresentada a Figura 5.53, com a representação da distância máxima $d(I)$ e da distância crítica $dc(I,h)$ sendo $dc(I,h)$, como já mencionado, igual a Ra .

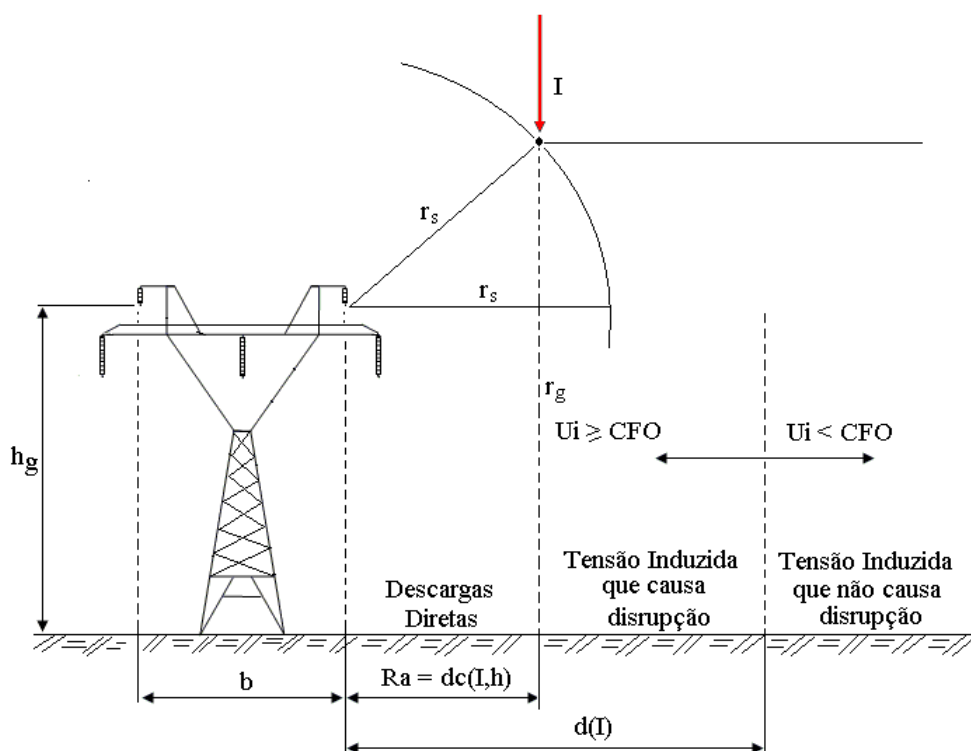


Figura 5.53 Espaços de abrangência da distância máxima $d(I)$ e distância crítica $dc(I,h)$

Nas simulações, o plano de terra foi admitido como um plano perfeitamente condutor. A linha foi considerada sem perdas e as torres foram representadas por circuitos RL (resistor-

indutor). O procedimento para determinação dos valores dos parâmetros R e L, apresentados por Anderson (1987), assegura que:

- no caso de uma descarga direta no topo da torre, representada pelo circuito RL, os valores inicial e final da tensão no ponto atingido são iguais àqueles correspondentes ao caso em que a torre é simulada por meio de uma linha de transmissão, isto é, levando-se em conta a propagação das ondas através da mesma;
- a área sob a curva tensão x tempo calculada em resposta a um degrau de corrente incidente no topo da torre quando a mesma é representada pelo circuito RL é igual à área sob a curva no caso em que a torre é simulada por meio de uma linha de transmissão.

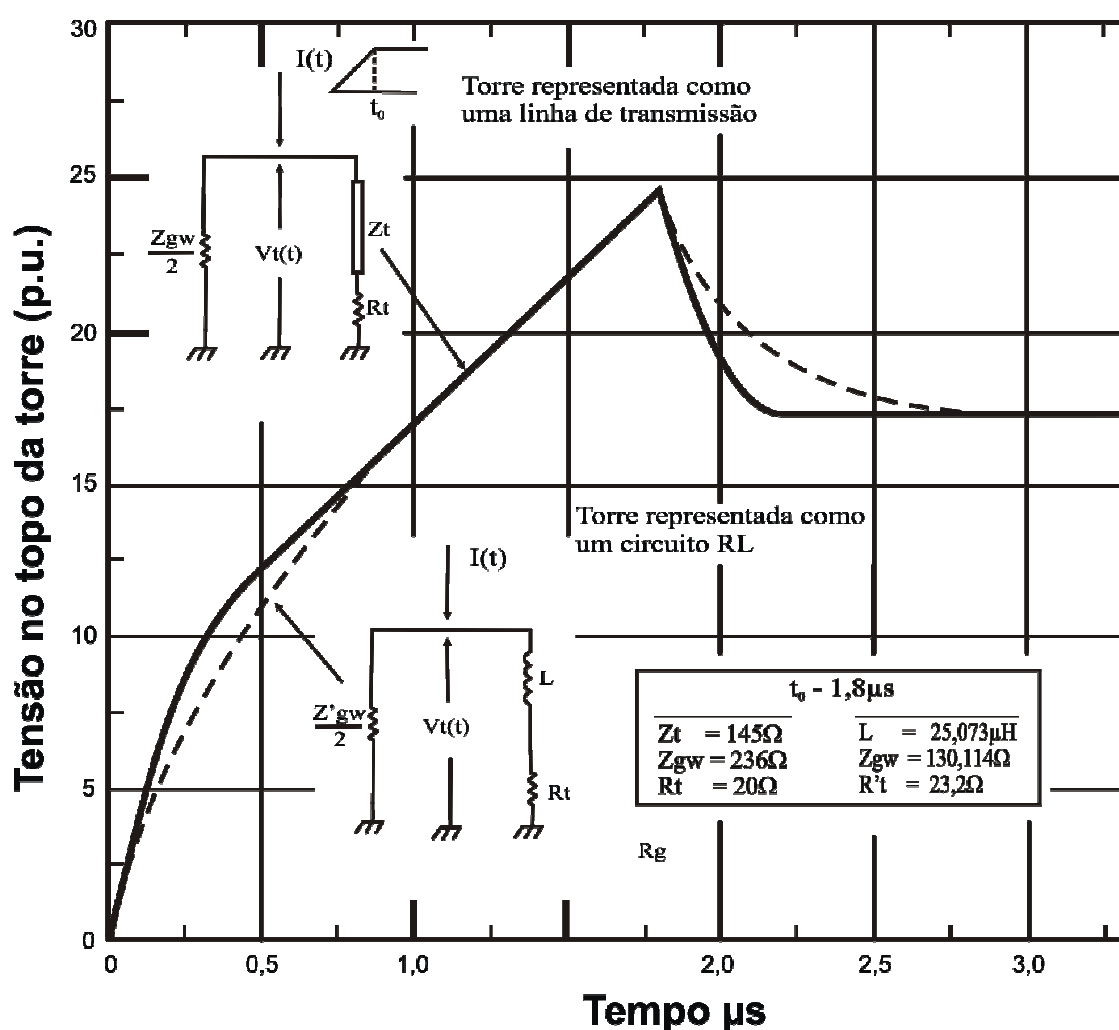


Figura 5.54 Tensões no topo da torre calculadas para dois circuitos equivalentes distintos

Fonte: Figura adaptada de Anderson (1987, p.572)

A título de ilustração, na Figura 5.54 são comparadas as tensões no topo de uma torre atingida por uma descarga atmosférica com corrente de forma de onda trapezoidal e tempo de frente igual a $1,8 \mu\text{s}$. Os parâmetros Z_{gw} e Z_t correspondem, respectivamente, às impedâncias de surto do cabo guarda e da torre (quando representada por meio de uma linha de transmissão), ao passo que R_t corresponde à resistência de terra (resistência de pé de torre). Por sua vez, os parâmetros Z'_{gw} , L e R'_t , relativos à representação através do circuito RL, são obtidos de acordo com o procedimento apresentado por Anderson, (1987). Verifica-se que a aproximação adotada é bastante razoável para a situação considerada.

Vale ressaltar que a forma de simular a torre é importante no caso da LT SMAQ, pois a partir de 2006 a linha passou a operar com o cabo OPGW. Esse cabo, conectado diretamente às torres, provoca redução das tensões induzidas nos condutores PRE em função da corrente que flui para terra e do acoplamento entre os condutores, semelhante ao efeito de um cabo para-raios em uma linha de distribuição de energia. Assim, o modo de representação da torre pode afetar as correntes para terra e, conseqüentemente, as tensões induzidas nos condutores da linha PRE. Em Piantini (2008), Piantini e Janiszewski (1994) e Yokoyama (2007) podem ser obtidas informações a respeito da redução das amplitudes das tensões induzidas por descargas indiretas em linhas de distribuição de energia equipadas com cabos para-raios.

A estimativa do número médio anual de interrupções ocasionadas por descargas indiretas por 100 km de linha foi feita considerando-se a distribuição de frequência cumulativa de correntes de descargas com amplitudes entre 2 kA e 200 kA obtida pela CEMIG (SCHROEDER, 2001) e a densidade anual de descargas para terra (N_g). Essa estimativa corresponde justamente ao número médio anual de vezes em que a tensão induzida entre os terminais da cadeia de isoladores ultrapassa o valor da tensão crítica de descarga disruptiva (CFO). Cumpre salientar que o número de interrupções é diretamente proporcional a N_g , o que mostra a importância do conhecimento desse parâmetro.

No caso da LT SMAQ, no trecho contendo a linha PRE Itapuã, as simulações foram realizadas considerando-se as seguintes situações:

- sem o cabo OPGW: período de 22/09/1997 a 31/12/2005, totalizando 8,28 anos;
- com cabo OPGW: período de 2006 a 2007, totalizando 2 anos;
- altura média dos condutores: 21,5 m (cabos PRE) E 20 m (cabo OPGW);
- CFO: 275 kV (polaridade positiva, condições típicas de Rondônia).

Os cálculos foram realizados considerando-se duas situações extremas: a descarga ocorrendo em frente a uma torre (caso mais crítico), ou equidistante a duas torres, sendo que em todas as situações a tensão foi calculada entre os terminais do isolador mais próximo ao local de incidência da descarga. A estimativa do número médio anual de vezes em que as tensões induzidas atingem valores superiores à CFO foi feita considerando-se a média desses dois valores. Quando se considerou o caso em que a linha tinha o cabo OPGW instalado, as simulações foram efetuadas admitindo-se os seguintes valores para a resistência de terra: 10Ω , 18Ω e 32Ω . A escolha desses valores está baseada nos resultados das medições de resistência de terra efetuadas ao longo da LT SMAQ (trecho PRE Itapuã), cujos resultados estão indicados na Fig. 5.51. Adotou-se também como premissa, que as descargas incidiram sempre do lado da linha onde se encontra a fase mais afastada do cabo OPGW. Essa é a situação mais crítica, pois as tensões induzidas nos condutores PRE nessa condição são superiores às induzidas quando a descarga incide à mesma distância da linha, porém do lado oposto da mesma, ou seja, mais próxima à fase situada à menor distância do cabo OPGW.

A determinação dos parâmetros para representação da torre foi feita a partir de $Z_{gw} = 526,3 \Omega$ e $Z_t = 150 \Omega$, resultando nos seguintes valores:

$$\text{Caso a: } R_t = 10 \Omega \left\{ \begin{array}{l} Z'_{gw} = 191,1 \Omega; \\ R't = 11 \Omega; \\ L' = 19 \mu\text{H}. \end{array} \right.$$

$$\text{Caso b: } R_t = 18 \Omega \left\{ \begin{array}{l} Z'_{gw} = 191,1 \Omega; \\ R't = 20 \Omega; \\ L' = 21 \mu\text{H}. \end{array} \right.$$

$$\text{Caso c: } R_t = 32 \Omega \left\{ \begin{array}{l} Z'_{gw} = 191,1 \Omega; \\ R't = 41 \Omega; \\ L' = 26 \mu\text{H}. \end{array} \right.$$

Embora a indutância varie em função da resistência de terra, as simulações referentes às três situações foram realizadas admitindo-se para L' o valor correspondente ao Caso b

(21 μH). Tal aproximação resulta, tanto para o Caso a como para o Caso c, em diferenças praticamente desprezíveis nas tensões induzidas em relação àquelas calculadas considerando-se os valores de L' indicados (19 μH e 26 μH , respectivamente).

Para simulação da LT AQJR, que possui o cabo PRE em toda a sua extensão, foi considerada a divisão da linha em dois trechos de mesmo comprimento, sendo que no primeiro a altura das torres é de 33 m e no segundo 30 m. As alturas médias dos condutores nesses dois trechos são iguais a 21,5 m e a 19,5 m, respectivamente. O valor da CFO (polaridade positiva, condições típicas de Rondônia) é de 275 kV.

A paisagem predominante por onde passam as linhas com cabos PRE é caracterizada por pastagens, com pouca ocorrência de árvores próximas com alturas superiores às das torres. Desse modo, nas simulações é considerado o caso de campo aberto, ou seja, ausência de objetos altos nas imediações da linha. O número total de casos simulados, compreendendo as duas linhas, foi igual a 340.800.

5.5.7.2 Resultados Obtidos

Em seguida é apresentada a estimativa do número de interrupções por descargas indiretas (NIDI), correspondente ao número médio anual de vezes em que as tensões induzidas ultrapassam o valor da CFO das cadeias de isoladores da linha PRE Itapuã e linha PRE Jaru. Os resultados são apresentados admitindo-se que a densidade média anual de descargas nas regiões onde se situam as duas linhas é igual a 10 descargas / km^2 . Contudo, as estimativas apresentadas podem ser facilmente relacionadas a outros valores de N_g , uma vez que o desempenho da linha é diretamente proporcional a este parâmetro.

Na Tabela 5.22 são apresentados os resultados correspondentes à linha PRE Itapuã considerando-se o período de 8,28 anos, antes da instalação do cabo OPGW e mais o período de 2 anos, após a instalação do cabo OPGW. Para fins de comparação, no caso da presença do cabo OPGW, os resultados são apresentados considerando-se os três valores de resistência de terra mencionados anteriormente. Os valores anuais entre parêntesis estão referenciados à extensão de 100 km de linha.

Tabela 5.22 - Estimativa do número médio de vezes em que as tensões induzidas na linha PRE Itapuã ultrapassam o valor da CFO.

NIDI Anuais				NIDI Totais			
Sem OPGW	Com OPGW			Sem OPGW (8,28 anos)	Com OPGW (2 anos)		
	Rt = 10 Ω	Rt = 18 Ω	Rt = 32 Ω		Rt = 10 Ω	Rt = 18 Ω	Rt = 32 Ω
61 (87)	37 (53)	33 (47)	25 (36)	505	74	66	50

No universo dos valores de resistência de terra medidos ao longo da LT SMAQ, a maior parte está concentrada entre 10 Ω e 20 Ω. Em apenas cerca de 10 % dos casos o valor de 32 Ω é excedido. Assim, considerando que a variação da resistência de terra na faixa considerada não provoca diferenças significativas entre as estimativas do número total de vezes em que as tensões induzidas ultrapassam o valor da CFO, adotou-se o valor correspondente à resistência de terra de 18 Ω como o mais representativo para a LT SMAQ (trecho entre a UHE Samuel e Itapuã). Isso significa, de acordo com a metodologia adotada e o período de 10,28 anos considerado, que em 571 ocasiões (505 + 66) as tensões induzidas por descargas atmosféricas indiretas atingiram valores superiores à CFO da linha PRE.

No que diz respeito à linha PRE Jaru, vale salientar que a mesma não operou com o cabo OPGW, ou seja, no período em que o Sistema PRE Jaru esteve em operação, a LT AQJR não tinha nenhum condutor aterrado. Consequentemente o desempenho da linha PRE frente a descargas indiretas praticamente independe dos valores de resistência de terra dos contrapesos das torres. Assim, o número médio anual de vezes em que as tensões induzidas na linha PRE Jaru ultrapassaram a CFO são os seguintes:

- NIDI nos trechos com torres de altura igual a 33 m: 36 interrupções/ano;
- NIDI nos trechos com torres de altura igual a 30 m: 28 interrupções/ano;
- NIDI da linha PRE Jaru: 64 interrupções/ano, ou 76 interrupções/100km/ano.

Comparativamente, o NIDI do PRE Jaru, na base de 100 km de linha, é menor que o apresentado pelo PRE Itapuã, sem o cabo OPGW, com NIDI = 87 interrupções/100km/ano. Essa diferença, favorável ao PRE Jaru, está relacionada ao efeito da ionização do solo e à

menor altura das torres da LT AQJR, que contém a linha PRE Jaru, pois metade das torres foi considerada nos cálculos como tendo altura igual a 30 m.

Esses resultados indicam um total de 64 possíveis interrupções/ano estimadas de acordo com a metodologia adotada. Multiplicando-se esse valor pelo período em que o Sistema PRE Jaru esteve em operação, igual a 4,875 anos, obtém-se um total de 312 interrupções atribuídas às tensões induzidas por descargas atmosféricas próximas à linha. Finalmente, a estimativa total do número de vezes em que as tensões induzidas nas linhas PRE Itapuã e Jaru ultrapassaram o valor da CFO e, conseqüentemente, provocaram interrupções no Sistema PRE Rondônia, está resumida na Tabela 5.23.

Tabela 5.23 - Estimativa do número total de interrupções no Sistema PRE de Rondônia, causadas por descargas indiretas

LT SMAQ Linha PRE Itapuã	LT AQJR Linha PRE Jaru	NIDI Total
NIDI (período de 10,28 anos)	NIDI (período de 4,875 anos)	
571	312	883

Na Subseção seguinte é feita a análise global dos efeitos das descargas atmosféricas sobre o Sistema PRE.

5.5.8 Efeitos das Descargas Diretas e Indiretas sobre o PRE

A estimativa total do número médio de interrupções provocadas por descargas atmosféricas diretas e próximas à LT SMAQ e LTAQJR, nos trechos com cabos para-raios isolados e energizados, foi realizada a partir dos procedimentos metodológicos detalhados nas subseções anteriores. Todavia, cumpre esclarecer, que em ambos os casos considerou-se a trajetória vertical da corrente prospectiva de descarga, terreno plano, aberto e sem objetos altos nas proximidades e densidade de descargas atmosféricas na região considerada (Ng) igual a 10 descargas/km²/ano.

No que diz respeito às estimativas de interrupções resultantes de tensões induzidas por descargas atmosféricas próximas, denominadas ao longo deste trabalho de descargas indiretas, deve-se ressaltar que a modelagem do fenômeno é uma tarefa complexa. Neste sentido, foi adotado a premissa de solo condutor perfeito, aproximação esta que pode conduzir, segundo Borghetti et al. (2000), Ishii et al. (1994), Nucci e Rachidi (1999), a valores de tensões induzidas inferiores àqueles correspondentes às situações onde se considera o efeito da resistividade do solo. Entretanto, devido a recente instalação do cabo OPGW, que implicou no aterramento de todas as torres envolvidas, as resistências de terra dessas respectivas torres foram consideradas nos cálculos da tensão induzida, cujo valor mais representativo é igual a 18Ω . Feito as considerações preliminares, na Tabela 5.24 são reunidos os resultados das estimativas anuais do número médio de vezes que as descargas diretas e indiretas provocaram interrupção no Sistema PRE Itapuã.

Tabela 5.24 - Estimativas do número médio anual de interrupções da linha PRE Itapuã

Tipo de Descarga	Classificação da Interrupção	Sem OPGW	Com OPGW
Direta	NIDD	166	164
Indireta	NIDI	61	33
TOTAL		227	197

A Tabela 5.24 mostra o efeito do cabo OPGW na redução do número médio anual de interrupções estimadas, com ênfase para sua influência em relação às descargas indiretas. Ou seja, a tensão induzida com possibilidade de causar disrupção entre os eletrodos do centelhador da cadeia de isoladores do PRE é significativamente reduzida quando se considera a presença do cabo OPGW.

No geral, são 227 interrupções estimadas contra 197, sem e com o cabo OPGW, respectivamente. Portanto, há uma redução de 30 interrupções por ano em função da presença do cabo OPGW. Multiplicando-se esses resultados pelo período de anos de operação, equivalente a 10,28 anos, obtém-se o número médio total de interrupções, mostrados na Tabela 5.25.

Tabela 5.25 - Estimativas do número médio de interrupções na linha PRE Itapuã, no período de 10,28 anos

Tipo de Descarga	Classificação da Interrupção	Sem OPGW (8,28 anos)	Com OPGW (2 anos)	TOTAL
Direta	NIDD	1.377	328	1.705
Indireta	NIDI	505	66	571
TOTAL		1.822	394	2.276

De acordo com a Tabela 5.25, em 10,28 anos de operação do PRE Itapuã é estimado um total de 2.276 interrupções por descargas atmosféricas. Cerca de 25 % deste total está relacionada àquelas descargas que, incidindo próxima à LT SMAQ, induziram um valor de tensão superior à CFO da cadeia de isoladores da linha PRE Itapuã, provocando sua interrupção. A título de comparação, se não fosse instalado o cabo OPGW, o número total estimado de interrupções por descargas indiretas seria maior quase 10 %. Esses resultados confirmam o importante papel desempenhado pelo cabo OPGW (pelo fato de estar aterrado) na redução das tensões induzidas por descargas atmosféricas.

No caso da LT AQJR, o cabo OPGW foi instalado quando o PRE Jaru já havia sido retirado de operação. Assim, os resultados apresentados em seguida não contemplam a alternativa com cabo OPGW. A menos desse fato, da mesma forma como foi feita pra a linha PRE Itapuã, em seguida é apresentada a Tabela 5.26 contendo as estimativas anuais dos números médios de interrupções da linha PRE Jaru provocadas por descargas atmosféricas diretas sobre, ou próximas à LT AQJR.

Tabela 5.26 - Estimativas do número médio anual de interrupções da linha PRE Jaru

Tipo de Descarga	Classificação da Interrupção	TOTAL
Direta	NIDD	190
Indireta	NIDI	64
TOTAL		254

Comparando-se o número total anual de interrupções estimado para a linha PRE Jaru, igual a 254 interrupções, com o total estimado para a linha PRE Itapuã sem o cabo OPGW,

percebe-se que, a proporção de interrupções por descargas indiretas é maior, equivalente a quase 27 %, contra aproximadamente 25 % no caso da linha PRE Jaru. Embora as linhas tenham parâmetros diferentes, como é o caso da altura das torres e comprimento, fica evidente que o melhor resultado para a linha PRE Itapuã está relacionado à presença do cabo OPGW.

De modo semelhante aos procedimentos adotados anteriormente, multiplicando-se os valores médios anuais de interrupções por descargas diretas e indiretas pelo tempo em que o sistema PRE Jaru esteve em operação, equivalente a 4,875 anos, obtém-se os resultados mostrados na Tabela 5.27.

Tabela 5.27 - Estimativas do número médio de interrupções da linha PRE Jaru, no período de 4,875 anos

Tipo de Descarga	Classificação da Interrupção	TOTAL
Direta	NIDD	926
Indireta	NIDI	312
TOTAL		1.238

De acordo com a Tabela 5.27, em média 1.238 vezes houve disrupção entre os eletrodos do centelhador da cadeia de isoladores da linha PRE Jaru, tendo as interrupções por descargas indiretas uma participação ligeiramente acima de 25 %. Visando oferecer uma visão global de todas as interrupções no sistema PRE de Rondônia, as estimativas totais das linhas PRE Itapuã e Jaru são agrupadas na Tabela 5.28.

Tabela 5.28 - Estimativa global do número médio de interrupções no Sistema PRE de Rondônia

Tipo de Descarga	Classificação das Interrupções	LT SMAQ Linha PRE Itapuã (período de 10,28 anos)	LT AQJR Linha PRE Jaru (período de 4,875 anos)	TOTAL
Direta	NIDD	1.705	926	2.631
Indireta	NIDI	571	312	883
TOTAL		2.276	1.238	3.514

Os dados mostrados na Tabela 5.28 são resultantes dos procedimentos metodológicos empregados para estimar o número médio de interrupções no Sistema PRE de Rondônia,

provocadas por descargas atmosféricas sobre e próximas às linhas SMAQ e AQJR. Assim, constata-se, que de uma maneira geral, cerca de 75 % das interrupções estão associadas às descargas diretas sobre a linha e cerca de 25% estão relacionadas a descargas indiretas. Vale ressaltar que as estimativas médias totais são expressivamente superiores aos resultados verificados a partir dos registros operacionais do sistema PRE Rondônia, cujos dados estão resumidos nas Tabelas 4.3 e 4.8. Essas diferenças são analisadas, após a comparação do desempenho frente a descargas atmosféricas da linha PRE em relação à linha convencional de 34,5 kV.

5.5.9 Desempenho de Linha Convencional em 34,5 kV Frente a Descargas Atmosféricas e Comparação com o PRE

As linhas de média tensão convencionais são as que mais se assemelham com a Tecnologia PRE, tornando assim as alternativas mais prováveis de serem comparadas no âmbito de um estudo de viabilidade técnica e econômica. A utilização de linhas trifásicas em 34,5 kV para atender pequenas cidades faz parte da realidade da CERON. Assim, qual o seu desempenho frente a descargas atmosféricas em comparação com a linha PRE? Para responder a essa questão, é adotada a premissa de que, no lugar da linha PRE Itapuã é instalada uma LT 34,5 kV.

O condutor utilizado para determinação do NIDD e NIDI da LT 34,5 kV é o cabo de alumínio com alma de aço, 107 mm^2 (4/0 CAA), código Penguim, diâmetro igual a 14,31 mm. Esse cabo possui características elétricas semelhantes ao cabo Auk utilizado no PRE. O isolador de pino é de porcelana, com tensão crítica de descarga CFO = 200 kV. Cumpre ainda salientar, que a linha é desprovida da instalação de para-raios, ou qualquer outro cabo aterrado.

De acordo com a Figura 5.55, mostrada a seguir, as linhas 34,5 kV típicas da CERON são compostas por postes de concreto duplo T com 11m de comprimento, cruzetas de madeira de 2,40 m e a montagem das suspensões simples é do tipo normal (estrutura tipo N).

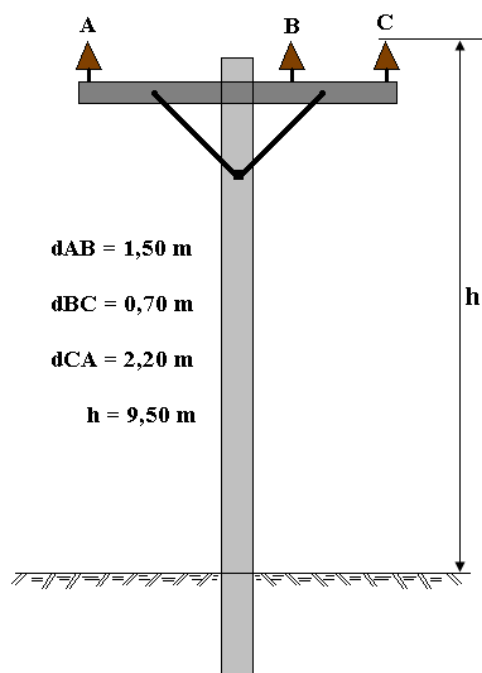


Figura 5.55 Estrutura típica de LT 34,5 kV utilizada pela CERON

Passando-se ao cálculo do NIDD, o primeiro passo é determinar a área de exposição da linha (A_e), por meio da Equação (5.43), cujos dados de entrada são:

$b = d_{CA} = 2,20$ m (distância entre as fases externas da linha);

$L = 70$ km (a mesma extensão da linha PRE Itapuã);

$h = 9,50$ m (altura, no poste, entre o cabo condutor e o solo).

Substituindo o valor de $A_e = 7,72$ km² e de $N_g = 10$ descargas/km²/ano na Equação (5.44), tem-se como resultado um número médio de descargas atmosféricas diretas, representado por $N_L = 77$ descargas. Para obtenção do NIDD é empregada a Equação (5.45), cuja expressão, aqui reescrita, é dada por: $NIDD = N_L \cdot P(I_c)$. A probabilidade da corrente crítica de ruptura do isolador ser excedida, $P(I_c)$, bem como o cálculo de I_c , são determinados pelas Equações (5.9) e (5.11), também reescritas da seguinte forma:

$$P(I_c) = \frac{1}{1 + \left(\frac{I_c}{45}\right)^{4,7}} \quad e \quad I_c = \frac{2 \cdot CFO}{Z_s}$$

Admitindo-se que a descarga atmosférica atinja a fase A, de acordo com Anderson (1987), a relação entre a tensão e a corrente de surto é igual à impedância própria da respectiva fase, determinada pela Equação (5.12) seguinte expressão:

$$Z_{11} = 60 \cdot \ln \frac{4 \cdot h}{D},$$

onde:

h = altura do condutor da respectiva fase ao solo, expresso em metros (m)

D = diâmetro efetivo do condutor, expresso em metros (m)

Substituindo na Equação (5.12) os valores de $h = 9,50$ m e $D = 0,01431$ m, tem-se como resultado $Z_{11} = 473 \Omega$. Este valor corresponde ao valor de Z_s . Dessa forma, substituindo-o na Equação (5.11), bem como o valor da tensão crítica de ruptura do isolador, com CFO = 200kV, é obtido um valor de corrente crítica $I_c = 0,85$ kA. Substituindo este valor na Equação (5.9) tem-se como resultado $P(0,85) = 0,99999$, que significa a possibilidade de mais de 99,99 % da corrente crítica ser excedida.

Adotando-se como premissa uma isolação para a LT 34,5 kV que resulta em valor de tensão crítica de descarga igual ao máximo valor medido para a cadeia de isoladores da linha PRE, ou seja, CFO = 275 kV, obtém-se um valor de corrente crítica $I_c = 1,16$ kA, cuja probabilidade de ser excedida é praticamente a mesma que no caso anterior. Assim, em ambos os casos, praticamente todas as descargas diretas sobre a LT 34,5 kV provocarão descargas disruptivas. Finalmente, substituindo-se na Equação (5.45) os valores de N_L e $P(I_c)$ obtém se como resultado:

- NIDD = 77 interrupções/ano, ou
- NIDD = 110 interrupções/100km/ano.

Os procedimentos para determinar o número de interrupções provocadas por descargas atmosféricas próximas à LT 34,5 kV, definidas nesta tese por NIDI, são semelhantes àqueles utilizados para a estimativa do NIDI da linha PRE. Porém, cumpre ressaltar, que nas simulações realizadas com o ERM (PIANTINI; JANISZEWSKI, 1998, 2003, 2004), o plano de terra foi admitido como condutor perfeito. Também são apresentados resultados para o caso do solo com resistividade igual a 1.000 $\Omega \cdot m$, utilizando os dados apresentados por Borghetti et al. (2007), os quais foram obtidos por meio de simulações com o programa

“Lightning-Induced OverVoltage” (LIOV), cuja validade foi demonstrada por Piantini et al. (2007). De acordo com os dados apresentados no início desta Subseção, a linha trifásica e sem condutor neutro foi considerada sem perdas.

Portanto, sendo a linha desprovida do condutor neutro e a distância entre os postes da linha em média tensão relativamente pequena (comparativamente em relação aos vãos da LT 230 kV, por exemplo), as diferenças entre as tensões calculadas no poste e no meio do vão não são significativas. Por conseguinte, os cálculos foram efetuados partindo-se da premissa que a descarga ocorre em frente a um poste. Em todas as situações, a tensão foi calculada entre os terminais do isolador mais próximo ao local de incidência da descarga. Vale ressaltar, que sendo a distância entre fases muito menor que a distância entre cada uma delas e o local de incidência da descarga atmosférica, as tensões induzidas nas três fases são aproximadamente iguais.

As simulações foram realizadas considerando-se dois valores de tensão crítica de descarga, ou seja, CFO = 200 kV e CFO = 275 kV. Assim, como no caso das linhas PRE, localizadas em regiões dominadas por pastagens e, conseqüentemente, com pouca ocorrência de árvores altas em suas proximidades, nas simulações foi considerado o caso de campo aberto, ou seja, não foram considerados objetos altos nas imediações da linha. Por fim, o número total de casos simulados foi igual a 68.160, cujos resultados estão apresentados na Tabela 5.29.

Tabela 5.29 - NIDI médio anual estimado para a LT 34,5 kV. Os valores entre parêntesis representam o NIDI por 100 km de linha

Resistividade do Solo	NIDI [CFO = 200 kV]	NIDI [CFO = 275 kV]
0 Ω.m (solo ideal)	3,5	0,0
	(5,0)	(0,0)
1.000 Ω.m	70,0	31,5
	(100,0)	(45,0)

A Tabela 5.29 apresenta a estimativa do número médio anual de vezes em que as tensões induzidas na linha 34,5 kV ultrapassam o valor da tensão crítica de descarga, indicadas por CFO, resultando em interrupções por descargas atmosféricas indiretas. Constata-se que as tensões induzidas variam com a resistividade do solo. Por conseguinte, o

NIDI varia significativamente quando se considera a resistividade do solo igual a 1.000 Ω .m. Verifica-se ainda, que para CFO = 275 kV, as tensões induzidas não atingem valores suficientes para provocar disrupção se o solo é considerado condutor perfeito. Porém, se a resistividade do solo é considerada, em mais de 31 vezes a tensão induzida alcança valor superior a 275 kV, resultando em interrupções. Como era de se esperar, com o aumento da CFO, o número de interrupções é menor. Por fim, cumpre salientar, que na obtenção desses resultados, também foi utilizado o valor médio de $N_g = 10$ descargas/km²/ano. Nesse particular, vale ressaltar que as estimativas apresentadas podem ser facilmente relacionadas a outros valores de N_g , uma vez que o desempenho da linha é diretamente proporcional a este parâmetro. Na sequência, é apresentado na Tabela 5.30 o resumo do número médio anual de todas as interrupções estimadas para a linha 34,5 kV, advindas de descargas diretas e indiretas.

Tabela 5.30 - NIDD e NIDI médio anual estimado para a LT 34,5 kV. Os valores entre parêntesis estão referidos à extensão de 100 km de linha

CFO	NIDD	NIDI		TOTAL	
		0 Ω .m (solo ideal)	1.000 Ω .m	0 Ω .m (solo ideal)	1.000 Ω .m
200 kV	77,0	3,5	70,0	80,5	147,0
	(110,0)	(5,0)	(100,0)	(115,0)	(210,0)
275 kV	77,0	0,0	31,5	77,0	108,5
	(110,0)	(0,0)	(45,0)	(110,0)	(155,0)

A Tabela 5.30 mostra que o NIDD independe do valor de resistividade do solo considerada, ou seja, esse parâmetro não é considerado na metodologia de cálculo. Ao contrário, as tensões induzidas por descargas indiretas são significativamente influenciadas, a depender da consideração de solo perfeito ou não. De outra forma, o NIDI é maior quando se considera a resistividade do solo, neste caso, considerada igual a 1.000 Ω .m. As demais considerações são semelhantes às que foram feitas no parágrafo anterior.

Como já mencionado, se a localidade de Itapuã do Oeste não fosse atendida através da Tecnologia PRE, a opção para substituir a geração térmica, certamente, seria a linha de média tensão em 34,5 kV. Nesse sentido, visando comparar o desempenho de ambas as tecnologias frente a descargas atmosféricas, são apresentadas na Tabela 5.31 as interrupções médias anuais por descargas atmosféricas, estimadas para o PRE e para a LT 34,5 kV.

Tabela 5.31 - Desempenho comparativo entre o PRE e LT 34,5 kV frente a descargas atmosféricas

Classificação	PRE Itapuã		LT 34,5 kV			
			CFO = 200 kV		CFO = 275 kV	
	sem OPGW	com OPGW	0,0 Ω .m	1.000,0 Ω .m	0,0 Ω .m	1.000,0 Ω .m
NIDD	166,0	164,0	77,0	77,0	77,0	77,0
NIDI	61,0	33,0	3,5	70,0	0,0	31,5
TOTAL	227,0	197,0	80,5	147,0	77,0	108,5

De acordo com a Tabela 5.31, quando se observa separadamente o NIDD e o NIDI, importantes considerações devem ser feitas. Assim, em relação ao NIDD, no PRE, a introdução do OPGW implica em uma ligeira redução nas interrupções advindas de descargas atmosféricas diretas, ao passo que na LT 34,5 kV, em qualquer das condições adotadas não há alteração no NIDD. Comparando-se as duas tecnologias, o NIDD maior do PRE é explicado pela altura das torres da LT 230 kV em relação à altura dos postes da LT 34,5 kV, visto que, as estruturas com maior altura são mais propensas a serem atingidas por descargas atmosféricas (IEEE, 2004), sendo tal assertiva prevista na Equação (5.43). No caso do PRE Itapuã, foi considerada a altura média das torres igual a 33 m, contra 9,5 m de altura dos postes da LT 34,5 kV.

A LT 34,5 kV com a CFO = 200 kV e resistividade do solo igual a 1.000 Ω .m apresenta o NIDI maior em qualquer situação do PRE, ou seja, sem, ou com o cabo OPGW. Com a CFO = 275 kV, a LT 34,5 kV e o PRE apresentam desempenho frente às descargas atmosféricas indiretas praticamente iguais. É interessante observar que a consideração da resistividade na estimativa do NIDD da LT 34,5 kV resultou em tensões induzidas mais elevadas, ultrapassando a CFO da isolamento da linha de média tensão e, conseqüentemente, provocando interrupção. De forma oposta, no PRE com cabo OPGW, são consideradas as resistências de pé de torre, mas estas têm o efeito de reduzir a tensão resultante nos cabos da linha PRE, visto que, a tensão induzida no cabo OPGW atua em oposição ao crescimento da tensão induzida nos cabos PRE.

Comparativamente, o PRE apresenta maior número de interrupções por descargas atmosféricas em relação a LT 34,5 kV. Entretanto, se o desempenho do PRE frente a descargas atmosféricas é inferior ao de uma LT 34,5 kV, seu desempenho é muito melhor em

relação a outros fatores como abalroamento, queimadas e animais sobre a instalação. Esses aspectos são analisados nas Subseções posteriores deste Capítulo, onde na comparação geral de DEC e FEC entre as duas alternativas, o desempenho do PRE é melhor, especialmente no que diz respeito ao DEC. Ou seja, as saídas do PRE são mais frequentes nos períodos de chuva, mas seu retorno à operação é feito em um tempo muito menor comparativamente ao tempo necessário para localizar e corrigir uma falha na LT 34,5 kV.

5.5.10 Comparação entre as Interrupções Verificadas e Estimadas

As interrupções verificadas no Sistema PRE de Rondônia estão apresentadas no Capítulo 4, através das Tabelas 4.3 e 4.8, sendo designadas pelo índice operacional FEC¹⁷. De acordo com a metodologia adotada na classificação das interrupções, as ocorrências relacionadas às descargas diretas ou indiretas sobre o PRE foram agrupadas no código 4.1, classificadas como interrupções de origem interna não-programadas.

Cumprе salientar, que descargas atmosféricas incidindo em qualquer trecho da linha, entre a UHE Samuel e Ji-Paraná, podem provocar interrupções no Sistema PRE. Se a incidência da descarga for sobre, ou nas proximidades da LT SMAQ, no trecho com cabos para-raios energizados, e também na LT AQJR, cujos cabos para-raios foram isolados e energizados em toda sua extensão, duas situações são possíveis. A primeira diz respeito tão somente à Tecnologia PRE, quando a corrente de descarga é maior que a corrente crítica da cadeia de isoladores da linha PRE. A segunda diz respeito à saída da LT 230 kV, quando o surto de tensão resultante na cadeia de isoladores dos condutores fase ultrapassa sua capacidade de isolação. Ressalte-se, que a incidência de descargas atmosféricas fora dos trechos com cabos para-raios, capaz de resultar em disrupção sobre a cadeia de isoladores da LT 230 kV (ocorrências de “flashover” ou “backflashover”), também pode provocar interrupção no Sistema PRE. Ou seja, mesmo não havendo nenhum problema no Sistema PRE, se a LT sair de operação, necessariamente a linha PRE é desenergizada. Essa condição, apresentada nos Capítulos 2 e 3, tem como objetivo evitar a possibilidade de ressonância em linhas paralelas, caracterizada pela LT 230 kV desenergizada e a linha PRE energizada.

¹⁷ Como mencionado no Cap. 4, quando ocorre uma interrupção no Sistema PRE todos os consumidores são atingidos. Desse modo, o índice operacional FEC é igual ao número de interrupções percebido por cada consumidor.

Assim, as interrupções totais do Sistema PRE por descargas atmosféricas são resultantes das ocorrências de origem interna, como aquelas devidas exclusivamente ao desempenho operacional da Tecnologia PRE, e ocorrências de origem externa, relacionadas à saída da LT 230 kV. Adicionalmente, é certo que parte das interrupções classificadas como desconhecidas (código 4.8), também pode ter sido provocada por descargas atmosféricas. Portanto, para se fazer a comparação entre as interrupções, o primeiro passo é identificar o montante das interrupções verificadas no Sistema PRE relacionadas às descargas atmosféricas, a partir daqui designada de NIV. Por oportuno, o número de interrupções estimadas também é designado a partir daqui por NIE, resultante da seguinte equação:

$$NIE = NIDD + NIDI \quad (5.50)$$

Uma vez feita a qualificação do NIV e NIE, o passo seguinte é a análise dos resultados visando identificar quais são os fatores que determinam as diferenças entre o montante das interrupções por descargas atmosféricas verificadas na prática operacional do Sistema PRE de Rondônia e o montante das interrupções estimadas.

5.5.10.1 Interrupções Verificadas no Sistema PRE devido a Descargas Atmosféricas

Como indicado na Tabela 4.8, no período de 22/09/1997 a 31/12/2007 foram verificadas 1.719 interrupções no Sistema PRE Itapuã, das quais 444 são relacionadas às saídas da linha PRE por descargas atmosféricas (código 4.1). Outras 74 interrupções dizem respeito às saídas não-programadas da LT 230 kV (código 2.2). Essas ocorrências foram separadas em dois grupos. No primeiro foram agrupadas as saídas provocadas por descargas atmosféricas e, no segundo, as outras causas, como rejeição de carga, ou avaria em alguma das usinas que compõem o parque gerador hidrotérmico em Porto Velho, falha de equipamentos, falha de proteção, falha humana, e interferência acidental. Especificamente, as saídas por descargas atmosféricas da LT 230 kV são mostradas na Figura 5.56, a seguir.

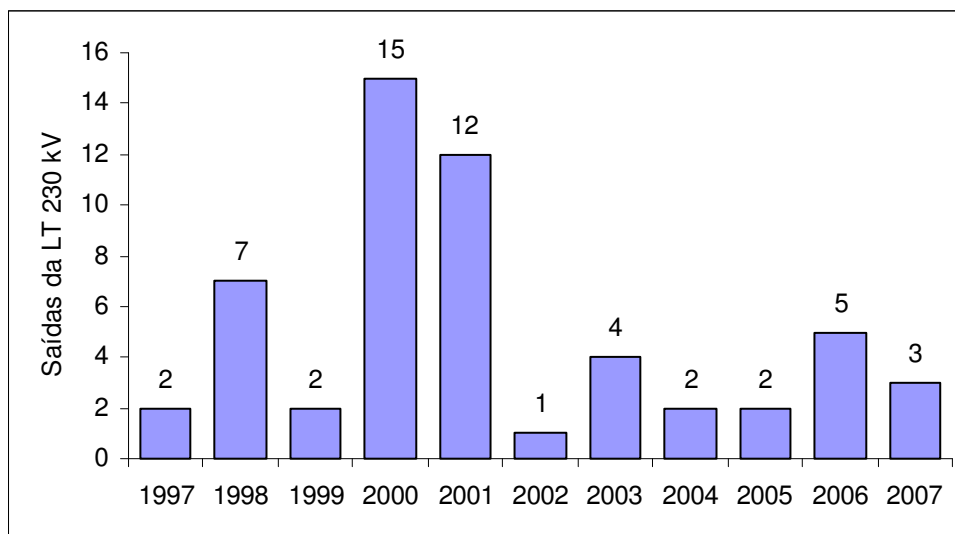


Figura 5.56 Interrupções no Sistema PRE Itapuã devido a saídas da LT 230 kV provocadas por descargas atmosféricas entre a UHE Samuel e Ji-Paraná. Os dados de 1997 são a partir de 22 de setembro

De acordo com a Figura 5.56, no período considerado de operação do PRE Itapuã, um total de 55 interrupções estão relacionadas às descargas atmosféricas, cujo valor resultante da tensão de impulso sobre a cadeia de isoladores do 230 kV ($NBI = 1.350$ kV), foi maior que sua capacidade de isolação oferecida para esse tipo de tensão transiente. Tendo-se por objetivo o conhecimento das saídas por descargas atmosféricas somente nos trechos com cabos para-raios energizados, a alternativa aqui utilizada foi correlacionar o total das saídas com os 316 km da LT 230 kV entre a UHE Samuel e Ji-Paraná. Dessa forma, para os 70 km de linha entre a UHE Samuel e Itapuã obteve-se o equivalente a 12 ocorrências, que por sua vez, resultaram no mesmo número de interrupções no Sistema PRE Itapuã.

Adicionalmente, há certo número de interrupções do Sistema PRE Itapuã provocado por descargas atmosféricas que, seguramente, está embutido no conjunto das interrupções desconhecidas (código 4.8). Portanto, na falta de melhor critério, neste trabalho é considerado que um terço desse tipo de interrupção está associado às descargas atmosféricas. Assim, do total de 131 interrupções desconhecidas, aproximadamente 44 são atribuídas às descargas atmosféricas. Finalmente, computando-se todas as interrupções verificadas, resultante de descargas atmosféricas, chega-se a um total de 500 interrupções no período de 10,28 anos. Pelo que foi exposto, o NIV é resultante da seguinte Equação:

$$NIV = NIV_{(4.1)} + NIV_{(4.8. (1/3))} + NIV_{(2.2.2)} \quad (5.51),$$

onde:

$NIV_{(4.1)}$ = Número de interrupções de origem interna não-programadas, verificadas no Sistema PRE;

$NIV_{(4.8. (1/3))}$ = Número de interrupções de origem interna desconhecida, verificadas no Sistema PRE, cuja terça parte é atribuída às descargas atmosféricas;

$NIV_{(2.2.2)}$ = Número de interrupções de origem externa, resultante de descargas atmosféricas sobre a LT 230 kV nos trechos com cabos para-raios isolados e energizados.

Por fim, o número de interrupções por descargas atmosféricas verificadas (NIV), bem como do o número de interrupções por descargas atmosféricas estimadas (NIE), são apresentadas na Tabela 5.32.

Tabela 5.32 – Resumo das interrupções por descargas atmosféricas verificadas e estimadas - PRE Itapuã

Classificação	Sem OPGW (8,28 anos)	Com OPGW (2 anos)	Média Anual	Total (10,28 anos)
NIV	423	77	49	500
NIE	1.822	394	221	2.276

Os dados apresentados na Tabela 5.32 mostram uma significativa diferença entre as interrupções por descargas atmosféricas verificadas e estimadas para o Sistema PRE Itapuã. Ou seja, as estimativas do número médio de interrupções (NIE) por descargas atmosféricas resultaram cerca de 4,5 vezes maior que o número de interrupções por descargas atmosféricas verificadas (NIV) na prática operacional do Sistema PRE Itapuã. Contudo, é preciso salientar que esses resultados são oriundos de métodos diferentes.

Assim, as interrupções verificadas são eventos de natureza discreta, onde cada interrupção é dotada de características únicas, associadas, principalmente, às circunstâncias operacionais daquele momento específico, seguido de todas as providências operacionais para retorno da instalação à operação. Portanto, a cada interrupção está associado um determinado tempo para retorno da instalação à operação, podendo, nesse intervalo, ocorrer várias descargas atmosféricas ao longo da linha 230 kV com possibilidade de provocar interrupção no Sistema PRE Itapuã. Obviamente, essas possibilidades não são computadas no conjunto

das interrupções verificadas. Ao contrário, na metodologia utilizada para cálculo do NIE, todas as descargas atmosféricas sobre e nas proximidades da LT SMAQ são analisadas, tendo-se como premissa $N_g = 10$ descargas/km²/ano.

A Tabela 5.32 também permite concluir que o NIV anual é menor para a situação da linha com a presença do cabo OPGW. Esse efeito do cabo OPGW também é captado na metodologia de cálculo do valor estimado, ou seja, o NIE nos dois anos de operação com cabo OPGW também resultou em um valor médio anual comparativamente menor em relação ao período de 8,28 anos.

Na sequência, e de acordo com a Tab. 4.3 apresentada no Cap. 4, no período de 1996 a 14/11 de 2000 foram verificadas 602 saídas de operação do Sistema PRE Jarú. Uma significativa parcela dessas ocorrências, igual a 246, diz respeito às descargas atmosféricas incidentes sobre, ou nas proximidades da LT AQJR (código 4.1), com corrente de descarga superior à corrente crítica de ruptura da cadeia de isoladores da linha PRE Jarú. Outra parcela menor, contida no montante das saídas não-programadas da LT 230 kV (código 2.2), também são atribuídas às descargas atmosféricas, conforme ilustrado no gráfico da Fig. 5.57.

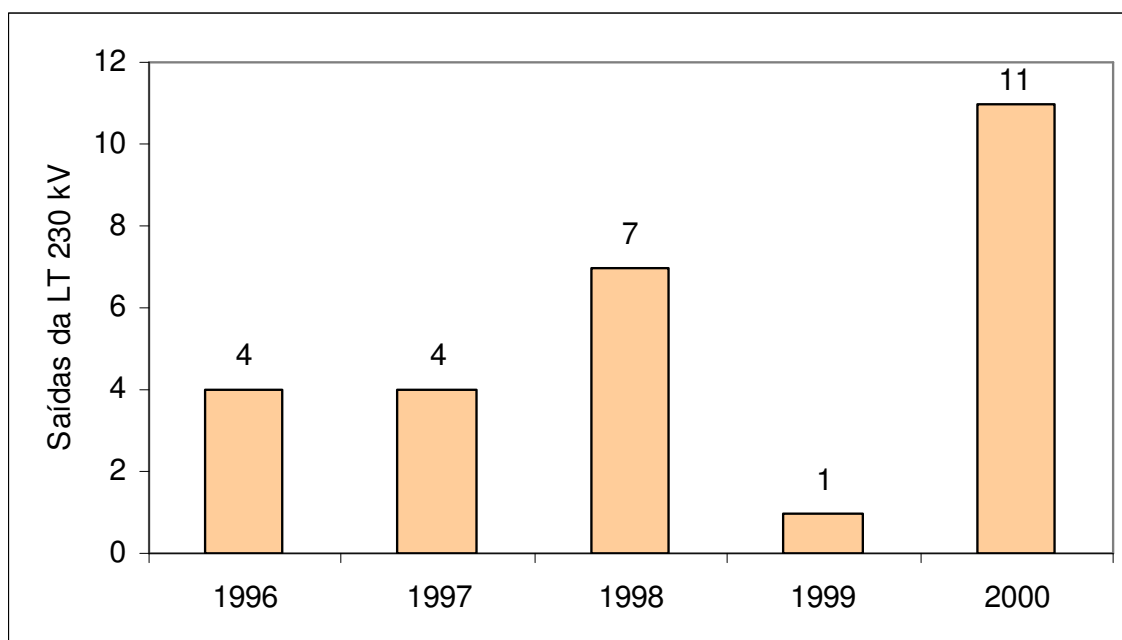


Figura 5.57 Interrupções no Sistema PRE Jarú devido a saídas da LT 230 kV provocadas por descargas atmosféricas entre a UHE Samuel e Ji-Paraná. Os dados de 2000 cobrem o período até 14 de novembro

Durante todo período de operação do PRE Jaru, foram registradas 43 saídas não-programadas da LT 230 kV, das quais 27 foram provocadas por descargas atmosféricas¹⁸, como indicado na Figura 5.57. Para discriminar somente a parcela sobre o trecho correspondente a LT AQJR, com extensão aproximada de 84 km, o procedimento adotado foi o mesmo daquele da Subseção anterior, resultando em 7 interrupções. Adicionalmente, de acordo com a premissa adotada anteriormente, no conjunto das interrupções cujas causas não foram identificadas (código 4.8), cerca de 7 interrupções foram em consequência de descargas atmosféricas incidentes sobre, ou nas proximidades da LT AQJR.

Por fim, adicionando-se todas as interrupções verificadas no PRE Jaru provocadas por descargas atmosféricas no período de estudo aqui considerado, obtém-se o número total de interrupções verificadas (NIV) igual a 260 interrupções. Esse resultado conduz a um valor médio anual em torno de 54 interrupções. Vale repetir, que o número de interrupções estimadas (NIE), associadas às descargas atmosféricas, é igual a 1.238, que igualmente resulta em um valor médio anual de 254 interrupções. Um resumo das interrupções verificadas e estimadas, é apresentado na Tabela 5.33.

Tabela 5.33 - Resumo das interrupções por descargas atmosféricas verificadas e estimadas - PRE Jaru

Classificação	Média Anual	Total (4,875 anos)
NIV	54	260
NIE	254	1.238

Comparativamente, o número de interrupções por descargas atmosféricas estimadas (NIE), é quase cinco vezes maior que o número de interrupções por descargas atmosféricas verificado (NIV), resultante da prática operacional do PRE Jaru. Algumas das razões que explicam essas diferenças foram comentadas na Subseção anterior. Com o mesmo propósito, na Subseção seguinte é feita uma análise mais detalhada sobre estes aspectos.

¹⁸ No dia 12/04/1999 a LT 230 kV saiu de operação pela atuação do relé 67N. Porém, antes da atuação desse relé, o PRE Jaru foi desligado pela ação do relé de sobrecorrente instantâneo, fases A e B (50A/B), associado ao conjunto de proteção do Sistema PRE Jaru. Em consequência, essa interrupção foi computada como sendo de origem interna (código 4.1), causada por descarga atmosférica. Esse é o motivo pelo qual o número de interrupções da LT 230 kV registrado para o PRE Jaru em 1999 é igual a um, enquanto para o PRE Itapuã, no mesmo ano, são computadas duas interrupções.

5.5.10.2 Análise das Diferenças entre NIE e NIV

A cada interrupção nos sistemas de suprimento de energia elétrica está associado um determinado tempo, que vai do início da interrupção até o retorno à operação. Esse lapso de tempo é definido como tempo de restabelecimento. Tomando-se como referência o Sistema PRE Itapuã, cuja operação da subestação supridora é feita pelos mesmos operadores da UHE Samuel, o tempo de restabelecimento é composto dos seguintes tempos:

- a) tempo para conhecimento da falha: O conhecimento da falha, ou da interrupção, é caracterizado pelo disparo do relé anunciador com respectivo alarme sonoro. Feito o registro do horário de início da ocorrência, o operador da UHE Samuel entra em contato com o Centro de Operação Regional (COR), da ELETRONORTE. Imediatamente o COR estabelece contato com o Centro de Operação de Sistemas (COS), da CERON;
- b) tempo de preparação: Este é o tempo utilizado para comunicação entre o COS e o escritório da CERON em Itapuã do Oeste, visando obter informações sobre a causa da falha. Também neste período, o operador da UHE Samuel se prepara para fazer o deslocamento até a subestação supridora do PRE. Esse tempo é semelhante ao tempo de preparação, definido pela ANEEL, através da Resolução 520, de 17 de setembro de 2002. (ANEEL, 2002).
- c) tempo de deslocamento: Nesse período o operador se desloca da sala de operação da UHE Samuel até a sala de relés da Subestação 230 kV, onde está o painel de comando, medição e proteção da subestação PRE. O percurso, que possui uma extensão aproximada de 1.000 m, é feito de carro, envolve uma parada para abertura do portão da SE 230 kV e, em alguns casos, da porta da sala de operação. Esse tempo foi medido, resultando em um valor médio de 02m30s (dois minutos e trinta segundos). De forma simultânea, em Itapuã é feito o deslocamento até a subestação distribuidora para verificar alguma anormalidade;
- d) tempo de localização da falha: Este é o tempo necessário para o operador, no painel do PRE em Samuel, fazer o desbloqueio do relé 86, cessar a atuação do relé anunciador, verificar a relação de relés de proteção atuados, fazer a reposição dos

mesmos e anotar quais foram as unidades que atuaram. Ato contínuo, essas informações são repassadas, via rádio, para a sala de operação e em seguida para o COR. Simultaneamente, em Itapuã é feita a verificação na subestação, rede de distribuição e linha rural, cujo resultado é informado ao COS;

- e) tempo de reparo da falha: Esse é o tempo gasto para a correção da falha. Quase sempre a falha está relacionada ao curto-circuito entre a fase submetida a surto de tensão por descarga atmosférica e o solo (por disrupção entre os eletrodos do centelhador da cadeia de isoladores do PRE). Em Itapuã do Oeste, se foi detectado falha na rede ou linha rural, este tempo é utilizado para manobras de chave para isolar o alimentador, ou o trecho defeituoso, visando garantir o imediato restabelecimento do sistema. De outra forma, se a falha é de algum componente do Sistema PRE, há um alongamento do tempo, até a solução da causa da falha;



Figura 5.58 Operação de abertura da chave de aterramento rápido na subestação do PRE, em Samuel, para permitir que a linha PRE seja reenergizada

- f) tempo de manobras de reenergização: Este tempo consiste na comunicação entre COS e COD, visando autorizar o retorno do sistema à operação. Para colocar o sistema novamente em operação, primeiro o operador em Samuel desloca-se até a subestação do PRE para fazer a abertura da chave de aterramento rápido, conforme ilustrado na Figura 5.58. Após essa manobra, é feita a comunicação via rádio com a

sala de operação da UHE Samuel, para informar que a o sistema está liberado para reenergização. O retorno à operação é feito através do fechamento do disjuntor SMDJ2-03.

A soma do tempo de restabelecimento de cada interrupção, dividido pela respectiva quantidade de ocorrências, ou número de interrupções verificadas no período sob análise, resulta no tempo médio de restabelecimento (TMR), conforme expressão:

$$\text{TMR} = \frac{\sum_{i=1}^{\text{NI}} \text{TR}_{(i)}}{\text{NI}} \quad (5.52),$$

onde:

TMR = tempo médio de restabelecimento;

$\text{TR}_{(i)}$ = tempo de restabelecimento associada à interrupção (i);

NI = número total de interrupções considerado.

Cumprе salientar, que no caso particular do PRE de Rondônia, em que cada interrupção atinge todo o conjunto de consumidores atendido, o numerador e denominador da Equação (5.52) são equivalentes ao DEC e FEC, respectivamente. Desse modo, utilizando-se na referida Equação os valores totais (indicados por totais gerais) das Tabelas 4.3 e 4.8, obtêm-se os seguintes valores de TMR:

- $\text{TMR}_{(\text{geral} - \text{PRE Jaru})} = (370,54/602) = 0,62$ horas, ou 37 minutos;
- $\text{TMR}_{(\text{geral} - \text{PRE Itapuã})} = (1.208,51/1.719) = 0,70$ horas, ou 42 minutos.

Portanto, os tempos médios de restabelecimento acima indicados correspondem aos intervalos médios de tempo em que o PRE fica fora de operação após cada interrupção, seja de origem externa ou origem interna, programada ou não-programada. Durante esse período, pode ocorrer uma grande quantidade de descargas atmosféricas, variando durante os meses com menor ou maior atividade de raios na região. Nesse sentido, a partir de dados coletados pela rede BLDN, instalada em Rondônia, Faria (2002) verificou que no período de outubro/99 a março/2000 houve uma grande incidência de descargas atmosféricas na Região, sendo registradas aproximadamente 1.753.000 ocorrências, com uma média mensal de 292.200 descargas atmosféricas nuvem-solo. Para evitar contaminação entre descargas atmosféricas

intra-nuvem e nuvem-solo, Faria utilizou como critério a exclusão dos dados de descargas nuvem-solo positivos com intensidade de corrente menor que 15 kA.¹⁹

Utilizando dados da mesma rede, porém cobrindo um período de 5 anos, ou seja, de 2000 a 2004, Albrecht (2008) observou que a atividade elétrica das tempestades no Estado de Rondônia aumenta consideravelmente entre os meses de setembro e novembro, onde a média do número total de descargas atmosféricas nuvem-solo, passa de $1,8 \times 10^4$ em agosto, para $7,4 \times 10^4$ em setembro e $1,5 \times 10^5$ em outubro. Para evitar contaminação dos dados por descargas intra-nuvem, a intensidade mínima do pico de corrente usada foi de 10 kA. O comportamento das descargas atmosféricas, em cada mês, no período de 2000 a 2004, é mostrado na Figura 5.59.

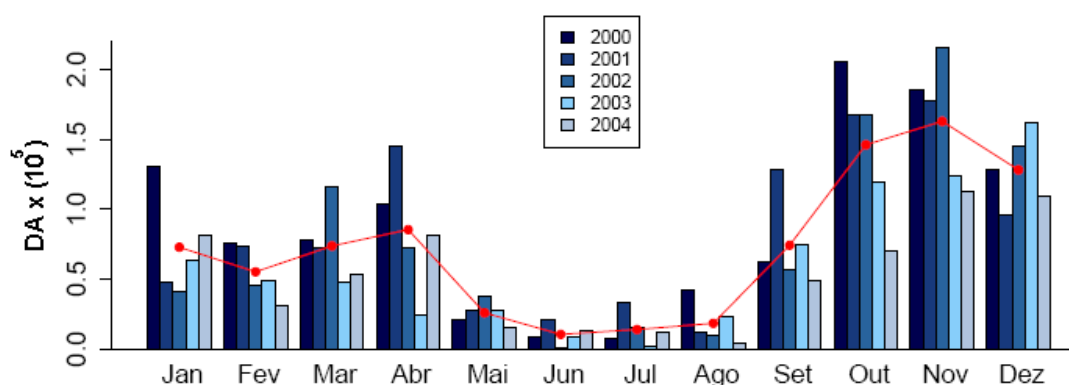


Figura 5.59 Distribuição mensal do número total de descargas atmosféricas (DA) no Estado de Rondônia. A linha vermelha indica a média mensal de todos os anos
Fonte: (ALBRECHT, 2008, p.36)

Sobre a distribuição horária das descargas atmosféricas, Faria (2002) constatou que a máxima atividade de descargas atmosféricas nuvem-solo na região de Rondônia é entre as 15h00 e 17h00. Na análise feita por Albrecht (2008) sobre 5.329 nuvens observadas no período de 16 de setembro a 07 de novembro de 2002, constatou-se que apenas 1.140 apresentaram atividades de descargas elétricas nuvem-solo, com alta atividade entre 12h00 e 21h00. No período de 16 de setembro a 4 de outubro, caracterizado no estudo de Albrecht como período seco, também foi observado alta atividade de descargas nuvem-solo entre 00h00 e 05h00.

¹⁹ Segundo Faria (2002), todas as descargas atmosféricas nuvem-solo negativos detectados pelo sistema foram considerados, independente da intensidade de corrente, pelo fato desse tipo de ocorrência não apresentar contaminação pelas descargas intra-nuvem.

A partir dos resultados apresentados por Albrecht (2008) e Faria (2002), observa-se que as descargas atmosféricas têm sua maior ocorrência no período da tarde, resultados que, em certa medida, combinam com as informações gerais de Pinto Júnior e Almeida Pinto (1996), segundo os quais, as nuvens de tempestades tem sua máxima ocorrência entre 16h00 e 18h00. Como os sistemas elétricos aéreos são significativamente afetados por esses eventos naturais, seu reflexo no período da tarde é confirmado pelos registros das ocorrências no Sistema PRE de Rondônia. A título de exemplo, tomando-se como referência o PRE Itapuã, 65,9% das interrupções ocorreram no intervalo horário das 12h00 e 00h00.

No que diz respeito ao tempo de duração das tempestades, a máxima atividade de descargas atmosféricas pode permanecer por aproximadamente 7 horas. (FARIA, 2002). Segundo Albrecht (2008), no universo das 1.140 nuvens com atividades elétricas, citadas anteriormente, 351 apresentaram tempo de vida menor que 30 minutos; 447 apresentaram tempo de vida entre 30 e 60 minutos; 251 tempestades apresentaram tempo de vida entre 60 e 120 minutos; uma parcela menor, igual a 91 tempestades, apresentou tempo de vida maior que 120 minutos.

Como visto através da exposição feita ao longo desta Subseção, durante o período de tempo em que o Sistema PRE fica fora de operação podem ocorrer várias descargas atmosféricas com possibilidade de causar interrupção. Neste ponto, vale ressaltar, que a metodologia de cálculo de NIDD e NIDI (com $N_g = 10$ descargas/km²/ano), considera todas as descargas incidentes sobre determinada área equivalente da LT. Desse modo, fica evidente que o número de interrupções verificados na prática operacional do Sistema PRE de Rondônia deve ser bem menor que o estimado, o que concorda com os resultados obtidos. Porém, é possível estabelecer alguma relação entre os resultados verificados e estimados? Essa resposta exige cautela e remete a algumas análises, desenvolvidas em seguida.

Até aqui, tem-se admitido que a aplicação da metodologia mostrada no Capítulo 4 resultou na identificação correta de todas as interrupções do Sistema PRE, especialmente aquelas associadas às descargas atmosféricas. Visando confirmar esse pressuposto, os valores totais do NIV mostrados nas Tabelas 5.32 e 5.33 foram organizados dentro de cada mês do período de estudo, como indicado na Tabela 5.34.

Tabela 5.34 - Valor médio mensal do número de interrupções verificadas (NIV) no período, causadas por descargas atmosféricas no Sistema PRE de Rondônia

Mês	PRE ITAPUÃ			PRE JARU		
	Período	Qtd. Meses	NIV Médio	Período	Qtd. Meses	NIV Médio
Jan	1998 a 2007	10	5,07	1996 a 2000	5	4,60
Fev	1998 a 2007	10	4,76	1996 a 2000	5	4,94
Mar	1998 a 2007	10	4,93	1996 a 2000	5	3,71
Abr	1998 a 2007	10	3,87	1996 a 2000	5	6,07
Mai	1998 a 2007	10	2,79	1996 a 2000	5	3,13
Jun	1998 a 2007	10	0,86	1996 a 2000	5	0,94
Jul	1998 a 2007	10	1,06	1996 a 2000	5	0,94
Ago	1998 a 2007	10	1,76	1996 a 2000	5	2,74
Set	22/09/1997 a 2007	10,3	4,57	1996 a 2000	5	3,20
Out	1997 a 2007	11	7,59	1996 a 2000	5	5,60
Nov	1997 a 2007	11	6,04	1996 a 14/11/2000	4,47	9,48
Dez	1997 a 2007	11	5,71	1996 a 1999	4	8,69
TOTAL 1		123,3	49,00	TOTAL 2	58,47	54,00

Com base nos dados das colunas do NIV médio, são apresentados os gráficos da Figuras 5.60, onde se pode verificar que a distribuição mensal das interrupções tem grande semelhança com a distribuição mensal do número de descargas atmosféricas no Estado de Rondônia, mostrado na Figuras 5.59. Ou seja, verifica-se que nos quatro meses iniciais do ano e nos quatro meses finais, ocorre maior número de descargas atmosféricas e, por conseguinte, maior número de interrupções, com acentuada frequência nos meses de outubro a dezembro.

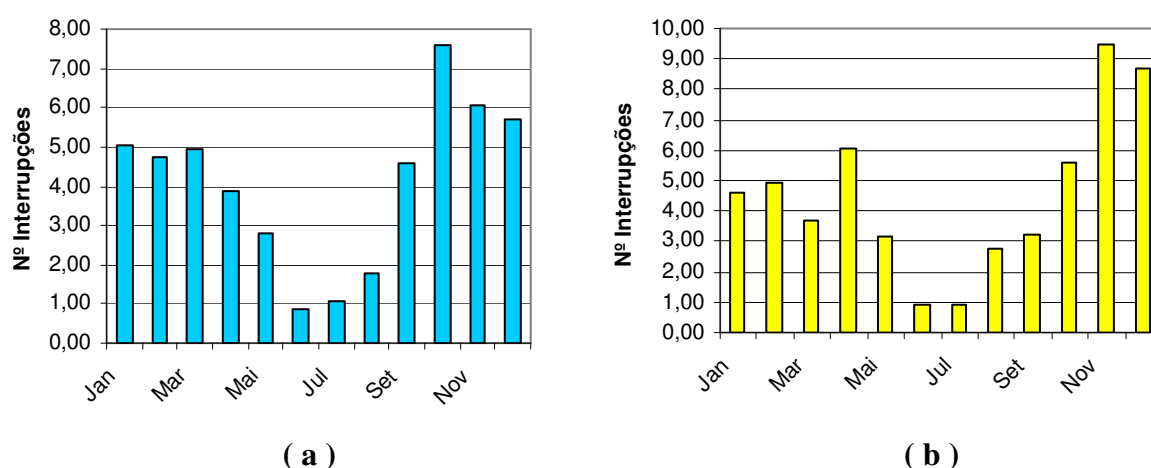


Figura 5.60 Distribuição mensal do número médio de interrupções por descargas atmosféricas verificadas no Sistema PRE de Rondônia

(a) PRE Itapuã; (b) PRE Jaru

Além das semelhanças de comportamento, comentado anteriormente, qual é o grau de correlação entre o número de interrupções verificadas, NIV e os demais dados ambientais da região relacionados às descargas atmosféricas? Essa questão é analisada adotando-se como critério a correlação linear simples (baseada na equação da reta), envolvendo duas variáveis. Neste caso, a variável dependente, ou predita, é o NIV, representada pela letra Y, e a variável independente, ou preditora, relacionada ao número de descargas atmosféricas detectadas pela rede BLDN, índices cerâmicos registradas pela estação de superfície de Porto Velho, é representada pela variável X. Também são consideradas nas análises de correlação, como variáveis independentes, as precipitações verificadas na região.

A propósito, o coeficiente de correlação, designado aqui de R, mede o grau de relacionamento entre as variáveis dependente e independente em função do tipo de equação adotada. A interpretação dos valores de R, que pode variar entre -1 e +1, é feita de acordo com a caracterização sugerida por Moreira (1998), que classifica, em termos absolutos, como muito baixa a correlação entre 0 e 0,2. Entre 0,2 e 0,4, e de 0,4 a 0,6, a correlação é tida como baixa e média respectivamente. Valores de R nos intervalos de 0,6 a 0,8 e entre 0,8 e 1,0 são indicados como correlação alta e muito alta, respectivamente. Também é utilizado nas análises o índice de determinação, equivalente ao quadrado de R e, portanto, representado por R^2 . Este índice é interpretado como sendo a proporção da variação do NIV explicada pelas variações na variável preditora.

Feito os devidos esclarecimentos, as correlações mencionadas em seguida dizem respeito ao PRE Itapuã, a menos do especificado diferente. Assim, ao se correlacionar o NIV total deste sistema PRE com o número total de descargas atmosféricas nuvem-solo sobre o Estado de Rondônia, registradas pela rede BLDN no período de 2000 a 2004 (ALBRECHT, 2008), foram obtidos elevados coeficientes de correlação para os dados agrupados anualmente ou totalizados por mês. O melhor resultado foi obtido relacionando-se os valores anuais, resultando em um coeficiente de correlação linear $R = +0,943$ e respectivo índice de determinação $R^2 = 0,889$, indicando com isto, que aproximadamente 90 % do número de interrupções verificadas são explicados pelas descargas atmosféricas registradas no referido período.

A partir dos dados referentes aos dias e horas de trovoadas ano, registradas pela Base Aérea de Porto Velho, foram feitas correlações com os dados disponíveis para os anos de

1998 a 2005. Em relação ao número de dias de trovoadas ano (Td), o melhor resultado foi obtido relacionando-se os dados totalizados por mês, sendo obtidos $R = 0,977$ e $R^2 = 0,954$. Este resultado indica que mais de 95 % das variações no NIV são explicadas pelo índice cerâmico Td registrado em Porto Velho. Em relação ao número de horas trovoadas por dia no ano, Th, os índices de correlação obtidos são próximos daqueles obtidos em relação a Td.

Outras correlações também são feitas tomando-se como referência os dados de chuva (precipitação). No que diz respeito à precipitação, há registros de longas séries históricas, ao contrário do que acontece em relação a dados disponíveis de descargas atmosféricas na região. Assim, tomando-se como referência Albrecht (2008), Almeida et al. (2007), Faria (2002), Fernandes (2005) e Rocha et al.(2007), admite-se aqui a hipótese de que há uma significativa relação entre os sistemas precipitantes da Região Amazônica com as atividades de eletrificação de nuvens e, conseqüente ocorrências de descargas atmosféricas. Desse modo, e considerando que o Sistema PRE Itapuã está mais próximo de Porto Velho, é feita a correlação do NIV, com a precipitação total em Porto Velho, referente ao período de 1961 a 1990 (BRASIL, 1992), sendo ambos os dados totalizados por mês. Como resultado, obteve-se um coeficiente de correlação $R = +0,702$ e, conseqüentemente, um índice de determinação $R^2 = 0,493$.

Visando confirmar se há ou não uma significativa relação linear entre o NIV e a referida série histórica de precipitação em Porto Velho, os índices de correlação e determinação foram submetidos a um teste de hipóteses, conforme método descrito por Triola (2008). De acordo com esse método, que utiliza a distribuição *t* de Student, como estatística de teste, para um nível de significância $\alpha = 0,05$, foi confirmado que há evidências suficientes sobre a existência de relação linear entre as variáveis. Assim, pode-se concluir que há alta correlação linear em relação ao valor do índice de correlação, embora menos da metade das variações do NIV, representadas por R^2 , são explicadas pelas variações nos dados de precipitação analisados.

Cumprе ressaltar, que exceto os dados obtidos através da rede BLDN, conforme apresentado por Albrecht (2008), não há dados reais de descargas atmosféricas na região onde se encontra operando o PRE Itapuã, razão pela qual foram utilizados os registros de precipitação e índices cerâmicos verificados em Porto Velho. Para tanto, admitiu-se a hipótese de que as variáveis ambientais ao longo do PRE Itapuã têm comportamentos

semelhantes. Isso foi confirmado na correlação com a série histórica de precipitações, onde se constatou alta correlação entre os dados. De qualquer forma, as correlações apresentadas confirmam a coerência entre os registros de interrupções por descargas atmosféricas, representados pelo NIV, e os dados ambientais relacionados com o fenômeno.

Em relação ao PRE Jaru, devido a ausência de dados referente a descargas atmosféricas durante seu período de operação, compreendido entre 1996 a 14/11/2000, o NIV total mensal deste período é correlacionado com as precipitações anuais referentes ao mesmo período de operação do PRE Jaru. Esses dados foram registrados pela Comissão Executiva do Plano da Lavoura Cacaueira (CEPLAC), em Ouro Preto do Oeste, distante 135 km de Ariquemes (início da linha PRE) e 45 km de Jaru (CEPLAC, 2000, 2005, 2007). Como resultado, são obtidos $R = +0,833$ e $R^2 = 0,695$. Ou seja, há uma alta correlação entre os dados, de forma que, aproximadamente 70 % das variações do NIV são explicadas pelas variações nas precipitações mensais totais do período considerado.

Enfim, pelo que foi demonstrado, o NIV resultante da metodologia utilizada para identificação e classificação das interrupções por descargas atmosféricas segue um padrão bem próximo da situação real, não obstante a falta de dados para maior fundamentação desta análise. Com efeito, uma vez superada essa fase, o passo seguinte é analisar, com mais detalhes, a relação entre NIV e NIE.

Nas Subseções anteriores foram calculados os números estimados de interrupções por descargas atmosféricas no Sistema PRE de Rondônia, resultando em 221 e 254 interrupções/ano para o PRE Itapuã e PRE Jaru, respectivamente. Esses dados totais podem ser distribuídos em cada mês do ano, segundo a característica sazonal de ocorrência de descargas atmosféricas. Visto que as variações do NIV, direta ou indiretamente, têm boa correlação com as ocorrências de descargas atmosféricas, seu comportamento mensal durante todo período de operação do PRE Itapuã e PRE Jaru, conforme Tabela 5.34, fornece, para cada mês, um fator de proporcionalidade, que multiplicado pelo NIE, resulta na sua distribuição mensal com as mesmas características do NIV, como mostra a Figura 5.59. A título de exemplo, para o PRE Itapuã, o fator de proporcionalidade do mês de janeiro, indicado na Tab. 5.34, é igual a $5,07/49,00 = 0,10$. Multiplicando-se este resultado pelo NIE anual, igual a 221, obtém-se o número de interrupções estimado para o mês de janeiro, igual a $0,10 \times 221 = 22,1$ interrupções. Repetindo este procedimento para os outros meses foi

possível obter a distribuição mensal das interrupções estimadas, a partir da qual foi construído o gráfico do NIE com as mesmas características do NIV, como indicado na Figura 5.61.

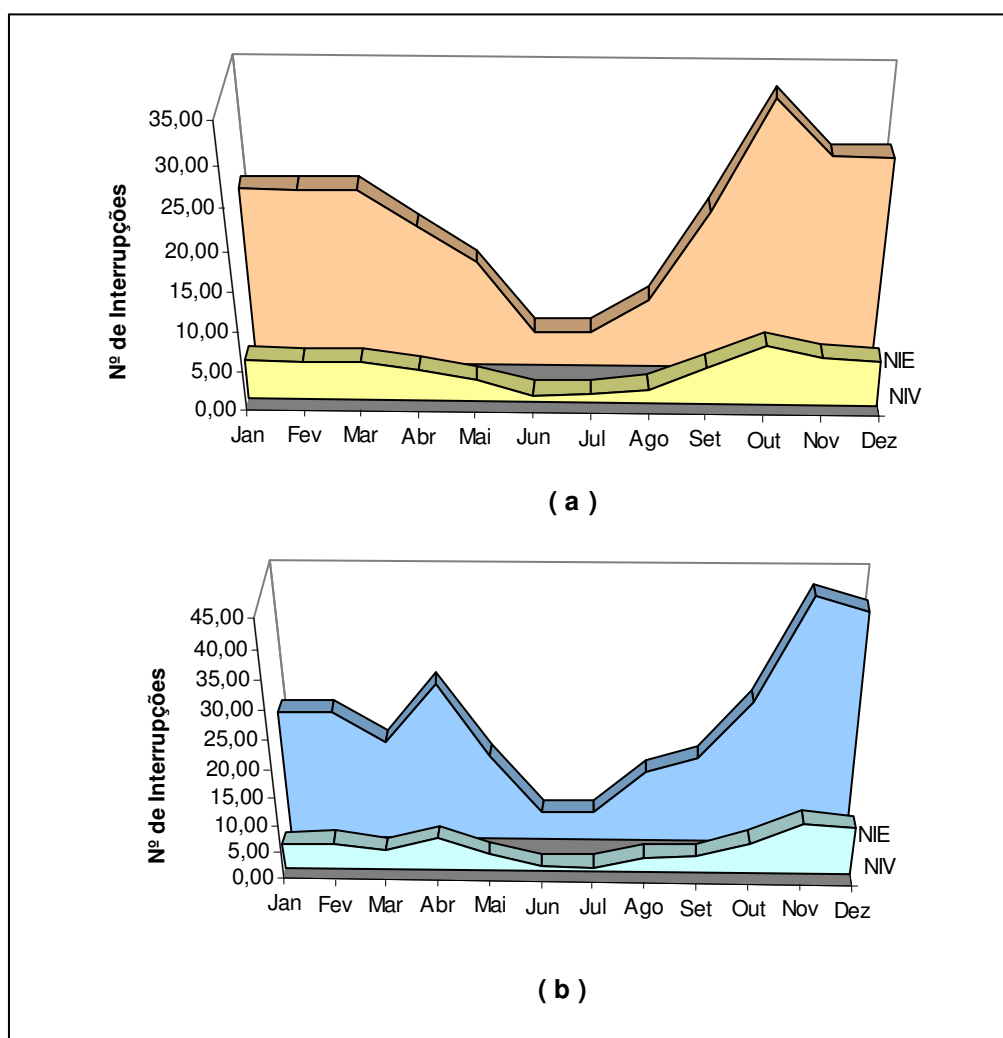


Figura 5.61 Comparação entre o NIV e NIE do Sistema PRE de Rondônia

(a) NIV e NIE do PRE Itapuã; (b) NIV e NIE do PRE Jaru

A Figura 5.61 ilustra, sobretudo, as diferenças quantitativas entre NIV e NIE. Tanto para o PRE Itapuã, quanto para o PRE Jaru, as relações entre os números de interrupções anuais por descargas atmosféricas são equivalentes a 4,5 (221/49) e 4,7 (254/54), respectivamente. Estes números são bastante próximos, de forma que, sem descaracterizar estes resultados, é possível estabelecer um valor médio representativo de todo Sistema PRE, dado pela relação:

$$\text{NIE} = 4,6 \text{ NIV} \quad (5.53).$$

A Equação (5.53) traz embutida todas as características geométricas e elétricas da LT 230 kV com PRE e respectivo cabo OPGW, além das características próprias do meio ambiente onde está instalado este sistema elétrico, com destaque para a ocorrência de descargas atmosféricas, uma vez que elas são determinantes na relação entre NIE e NIV. Entretanto, a carência de medições, específicas e com precisão, sobre as características das descargas atmosféricas na região, cobrindo séries históricas acima de 10 anos, introduz incertezas nos resultados obtidos. Um exemplo ilustrativo é o caso do Ng. Como visto na Subseção 5.5.1, baseado no que se tem disponível para a região, o Ng apresenta variações que vão de 3,8 a 23 descargas/km²/ano.

Também, é interessante observar, que a cada interrupção verificada no Sistema PRE por descarga atmosférica está associada uma trovoadas. Assim, igualando-se o NIV anual ao número de trovoadas, obtém-se através da Equação (5.3), $Ng = 3,0$ descargas/km²/ano para o PRE Itapuã e $Ng = 3,3$ descargas/km²/ano para o PRE Jarú. Tomando-se por base a discussão feita sobre o tempo em que o PRE fica fora de operação após a ocorrência de uma interrupção, os valores verificados de Ng indicam que o número de descargas atmosféricas na região de instalação do PRE é bem superior ao verificado. Portanto, a consideração de $Ng = 10$ descargas/km²/ano, é uma premissa adotada nesta tese que certamente converge para o valor mais provável, apesar de sua incerteza.

Outras incertezas dizem respeito às características das descargas atmosféricas associadas à amplitude do pico de corrente e de sua forma de onda, a partir da qual são definidos vários parâmetros, como previamente apresentado na Seção 5.1. Vale ressaltar, que o estudo original da distribuição de frequência da amplitude do pico de corrente de descargas atmosféricas nuvem-solo negativas, medidas em estruturas com altura menor que 60 m, foi baseado em dados obtidos de várias partes do Mundo, como Austrália, Estados Unidos, África do Sul, Suíça e mais alguns países da Europa (CIGRÉ, 1991; HILEMAN, 1999). Ou seja, as condições ambientais desses países (como clima, relevo, características das tempestades, localização em relação a linha do Equador, etc.), são diferentes em relação ao Brasil. Esse é o primeiro motivo pelo qual é utilizado nesta tese a Equação 5.9, resultante da adaptação da curva estatística log-normal, obtida a partir das medições feitas no Morro do Cachimbo, em Minas Gerais.

O segundo motivo é uma complementação do primeiro, e tem como referência o trabalho de Faria (2002), cujo objetivo foi fazer um estudo comparativo da atividade e características das descargas atmosféricas nas regiões de Rondônia e Sudeste. Na realização deste estudo foram utilizados dados dos sensores de solo que compõem a rede “Brazil Lightning Detection Network” (BLDN), instalada em Rondônia, e a rede de detecção da Companhia Energética de Minas Gerais (CEMIG), denominada de Sistema de Localização de Tempestades (SLT). Também foram utilizados os dados do sensor “Lightning Imaging Sensor” (LIS), acoplado ao satélite “Tropical Rainfall Measuring Mission” (TRMM). As redes BLDN e SLT detectam descargas atmosféricas do tipo nuvem-solo, enquanto o LIS detecta todos os tipos de descargas atmosféricas. Enfim, de acordo com esse estudo, as intensidades de correntes médias encontradas para as descargas atmosféricas nuvem-solo negativas foram muito semelhantes para a Região de Rondônia e Sudeste.

A rigor, não se pode assegurar que as características das descargas elétricas em Rondônia, de forma particular ao longo da linha PRE, sejam iguais às oriundas das medições feitas em Minas Gerais. Adicionalmente, também devem ser consideradas as incertezas embutidas nos resultados das medições realizadas na Estação do Morro do Cachimbo, como por exemplo, as simplificações adotadas na representação do canal da descarga atmosférica (SCHROEDER, 2001).

As incertezas na relação NIE/NIV podem ser significativamente reduzidas através da instalação de religadores automáticos no Sistema PRE. Com essa medida, é certo que o número de interrupções por descargas atmosféricas será maior, porém, o tempo de restabelecimento reduzirá substancialmente. Juntando esta alternativa com a instalação de contadores de descargas ao longo da LT 230 kV, ter-se-á como resultado o conhecimento sobre as descargas atmosféricas no local de interesse combinado com uma resposta mais rápida da instalação quando atingida por descarga atmosférica. Essas duas alternativas estão relacionadas no Capítulo 6 como sugestões para futuros trabalhos de pesquisa sobre a Tecnologia PRE.

Toda discussão apresentada até aqui visa responder à pergunta sobre a possibilidade de estabelecimento de alguma relação entre as interrupções por descargas atmosféricas estimadas e verificadas. Essa relação foi estabelecida, conforme indicado pela Equação (5.53) e, como visto, ela é intermediada por uma constante $k = 4,6$. Apesar das incertezas contidas nesta

Equação, ela se constitui numa importante referência para futuros projetos da Tecnologia PRE, onde as características ambientais forem semelhantes às de Rondônia e, da mesma forma, considerando-se as mesmas características geométricas e elétricas da LT aqui estudada. Visto desta forma, ela preenche uma lacuna, dado à inexistência de qualquer referência neste sentido para planejamento e aplicação desta tecnologia.

5.6 Discussão sobre Índices de Desempenho Operacional para o Sistema PRE de Rondônia

Diferentes índices são utilizados pelo setor elétrico visando o estabelecimento de metas de qualidade no fornecimento de energia elétrica, sendo a continuidade do fornecimento um dos aspectos mais sensíveis para o consumidor final. Desse modo, boa parte das metas de qualidade adotadas como referência para as tomadas de decisão no âmbito do planejamento, operação e manutenção, tem sua origem nos índices operativos (ELETROBRAS/CODI, 1982), aqui denominados de índices operacionais, cujos conceitos estão relacionados às interrupções no fornecimento de energia elétrica.

Até aqui, foram definidos os índices operacionais DEC, FEC e TMR. Nesta Seção, estes índices são detalhados e novos índices são discutidos. Análises comparativas de desempenho operacional são feitas, bem como a verificação dos índices frente às exigências dos órgãos de regulação e fiscalização, correspondente ao extinto Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica (DNAEE) e atual Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL).

Uma extensa discussão é feita tomando-se como referência o número de interrupções de origem interna causadas por descargas atmosféricas (NIDA). Neste caso, busca-se comprovar que as descargas atmosféricas têm impacto significativo e praticamente determinam o desempenho operacional da Tecnologia PRE. Por fim, os dados das interrupções do PRE Itapuã e PRE Jaru, categorizados em termos dos índices operacionais DEC e FEC, são somados e extraídos a média, obtendo-se, dessa forma, valores médios mensais característicos do Sistema PRE como um todo. Esses índices, considerados como índices operacionais de referência são apresentados em tabelas, organizados por mês, por trimestre e por ano.

5.6.1 Índices Operacionais Verificados no Sistema PRE Itapua

Os dados para determinação dos índices operacionais do Sistema PRE Itapua foram obtidos a partir dos registros diários feitos no livro de operação da UHE Samuel e, adicionalmente, no livro específico para registro de ocorrências no PRE. Também foram utilizados os registros feitos pelo COS da CERON e demais relatórios sobre a operação do PRE. O resumo de todas as interrupções verificadas no sistema elétrico contendo o PRE Itapua é apresentado na Tabela 5.35.

Tabela 5.35 - DEC e FEC totais do sistema elétrico contendo o PRE Itapua, referente ao período de 22/09/1997 a 2007

CÓDIGO	CLASSIFICAÇÃO DAS INTERRUPÇÕES	DEC	FEC
INTERRUPÇÕES DE ORIGEM EXTERNA			
1	Programadas		
1.1	RD – CERON	41,49	21
1.2	LT 230 kV – ELN	10,83	4
1.3	UHE e SE 230 kV – ELN	79,94	55
	Subtotal 1	132,26	80
2	Não-Programadas		
2.1	RD – CERON	448,54	835
2.2	LT 230 kV – ELN	104,98	74
2.3	UHE e SE 230 kV – ELN	79,28	71
	Subtotal 2	632,8	980
TOTAL 1		765,06	1060
INTERRUPÇÕES DE ORIGEM INTERNA			
3	Programadas		
3.1	Alteração/Adequações	43,31	14
3.2	Manutenção	34,51	17
3.3	Não-classificada	4,64	3
	Subtotal 3	82,46	34
4	Não-Programadas		
4.1	Descargas Atmosféricas	163,75	444
4.2	Terceiros	6,50	3
4.3	Falha humana	6,43	7
4.4	Próprias do sistema	1,02	1
4.5	Falha de comp.	120,10	24
4.6	Outro órgão/Cia	2,18	9
4.7	Outros eventos	7,35	6
4.8	Desconhecidas	53,66	131
	Subtotal 4	360,99	625
TOTAL 2		443,45	659
TOTAL GERAL		1.208,51	1.719

No período de 10,28 anos, o sistema elétrico contendo o PRE Itapuã apresentou DEC equivalente a 1.208,51 horas e FEC igual a 1.719 interrupções. Como neste trabalho o objeto de estudo é a Tecnologia PRE, o ponto de interesse, neste primeiro momento, diz respeito ao desempenho operacional do Sistema PRE Itapuã, representado pelos índices de continuidade resultantes das interrupções de origem interna. De acordo com a Tabela 5.35, o DEC e FEC do PRE Itapuã, no período considerado, totalizam 443,45 horas e 659 interrupções, que resultam nos seguintes valores médios anuais:

a) DEC e FEC médio anual do Sistema PRE Itapuã

$$DEC_{(anual)} = (443,45 \text{ horas} / 10,28 \text{ anos}) = 43,14 \text{ horas/ano};$$

$$FEC_{(anual)} = (659 \text{ interrupções} / 10,28 \text{ anos}) = 64,10 \text{ interrupções/ano}.$$

Como discutido no Cap. 4, as interrupções no Sistema PRE atingem todos os consumidores da localidade atendida, de forma que, nas Equações (4.1) e (4.3), a quantidade de consumidores atingidos (C_a) é igual ao número de consumidores do conjunto considerado (C_c). Essa simplificação faz com que o índice de continuidade DEC seja igual ao somatório do tempo de duração de cada interrupção no período. Da mesma forma, o índice de continuidade FEC torna-se igual ao somatório de todas as interrupções do período considerado. Em consequência, os indicadores de continuidade individuais definidos pela ANEEL como duração das interrupções por unidade consumidora considerada (DIC) e frequência de interrupções por unidade consumidora considerada (FIC) são iguais ao DEC e FEC, uma vez que:

$$DIC = \sum_{i=1}^n t(i) \quad (5.54),$$

e

$$FIC = n \quad (5.55),$$

onde:

(i) = índice de interrupção da unidade consumidora, no período de apuração, variando de 1 a n.

t(i) = tempo de duração da interrupção (i) da unidade consumidora considerada, no período de apuração;

n = número de interrupções totais da unidade consumidora considerada, no período de apuração.

b) Tempo médio de restabelecimento - TMR

Levando-se em conta que o tempo de duração da interrupção é igual ao tempo de restabelecimento (TR), a Equação (4.2) pode ser reescrita da seguinte forma:

$$DEC = \sum_{i=1}^n TR_{(i)} \quad (5.56)$$

Da mesma forma, se \underline{n} é igual ao somatório das interrupções (i) verificadas no intervalo de tempo considerado, ele é igual ao número de interrupções totais no respectivo período (NI), o que permite reescrever a Equação (4.4) da seguinte forma:

$$FEC = NI \quad (5.57)$$

Por fim, substituindo as Equações (5.59) e (5.60) na Equação (5.52), é possível o cálculo do tempo médio de restabelecimento em função dos índices de continuidade DEC e FEC, ou seja:

$$TMR = \frac{DEC}{FEC} \quad (5.58)$$

De acordo com a equação acima, o tempo de restabelecimento anual do Sistema PRE Itapuã é o seguinte:

$$TMR_{(PRE\ Itapuã)} = (43,14/64,10) = 0,67 \text{ hora/interrupção/ano.}$$

c) Taxa de falhas – TF

Foi mencionado no Cap. 4 que as interrupções também são consideradas como falhas do componente Sistema PRE. Desse modo, o número de interrupções totais verificadas (NI), que por sua vez coincide com o índice FEC, é igual ao número de falhas. Conceituado dessa forma, outro importante índice para avaliação do desempenho operacional diz respeito à taxa de falhas (TF) do componente, em falhas/unidade/ano, falhas/km/ano, ou falhas/100km/ano.

Cumprе esclarecer, que na indicação de falhas do Sistema PRE por quilômetro são consideradas todas as falhas, ou seja, as falhas ocorridas na linha PRE e nas subestações supridora e distribuidora. Este mesmo procedimento é adotado em relação à tecnologia convencional representada pela linha de média tensão em 34,5 kV. Ou seja, também neste caso são consideradas as falhas na linha e nas respectivas subestações. Contudo, a taxa de falhas relacionadas apenas às descargas atmosféricas é feita considerando-se somente a linha PRE, composta pelos cabos para-raios da LT 230 kV e respectivas linhas de conexão com as subestações.

Feitas as considerações acima, a taxa de falhas do Sistema PRE Itapuã em relação à extensão total da linha PRE, compreendendo os 70 km de cabos para-raios mais 2,6 km de linhas de conexão com as subestações, é a seguinte:

$$TF = (64,10 / 72,6) = 0,88 \text{ falha/km/ano,}$$

ou

$$TF_{(100 \text{ km})} = 88,00 \text{ falhas/100km/ano.}$$

As principais causadoras de interrupções no Sistema PRE são as descargas atmosféricas. Assim, designando por NIDA o número de interrupções de origem interna associadas às descargas atmosféricas (código 4.1), a taxa de falhas é a seguinte:

$$TF_{(NIDA)} = [(444 \text{ falhas} / 10,28 \text{ anos}) / 72,6 \text{ km}] = 0,59 \text{ falha/km/ano, ou}$$

$$TF_{(NIDA/100 \text{ km})} = 59,00 \text{ falhas/100km/ano.}$$

d) Confiabilidade por consumidor - Cpc

A forma de quantificar o tempo de disponibilidade no fornecimento de energia ao consumidor é através do índice confiabilidade por consumidor (Cpc), expresso pela seguinte equação:

$$C_{pc} = 1 - \frac{DEC}{T} \quad (5.59),$$

onde:

T = período de tempo considerado, expresso na mesma unidade de tempo adotada para o índice DEC

Portanto, o índice de confiabilidade por consumidor do Sistema PRE Itapuã, considerando sua entrada em operação às 22h13min do dia 22/09/1997, até as 24h00 do dia 31/12/2007, é o seguinte:

$$C_{pc}_{(PRE \text{ Itapuã})} = 1 - \left(\frac{443,45 \text{ horas}}{90.049,78 \text{ horas}} \right) = 0,9951$$

5.6.2 Índices Operacionais Verificados no Sistema PRE Jaru

Por ter sido a primeira experiência da ELETRONORTE e da CERON com a Tecnologia PRE, além dos operadores da ELETRONORTE em Ariquemes, também a CERON manteve equipe de operadores na localidade de Jaru, resultando em maior confiabilidade nos registros de dados e informações sobre a operação do PRE. Assim, no período equivalente a 4,875 anos, o sistema elétrico contendo o PRE Jaru apresentou DEC igual a 370,54 horas e FEC igual a 602 interrupções. Neste contexto, as interrupções de origem interna, que dizem respeito exclusivamente ao Sistema PRE Jaru, totalizaram 143,65 horas e 318 interrupções, respectivamente. Enfim, todos os registros de interrupções no PRE Jaru foram interpretados e classificados de acordo com os procedimentos metodológicos descritos no Cap. 4. Uma síntese dessas interrupções, verificadas no período de 1996 a 14/11/2000, é apresentada na Tabela 5.36, a partir da qual são obtidos os índices operacionais DEC e FEC do Sistema PRE Jaru.

Tabela 5.36 - DEC e FEC totais do sistema elétrico contendo o PRE Jaru, referente ao período de 1996 a 14/11/2000

CÓDIGO	CLASSIFICAÇÃO DAS INTERRUPTÕES	DEC	FEC
INTERRUPTÕES DE ORIGEM EXTERNA			
1	Programadas		
1.1	RD – CERON	37,79	20
1.2	LT 230 kV – ELN	2,67	1
1.3	UHE e SE 230 kV – ELN	42,03	20
	Subtotal 1	82,49	41
2	Não-Programadas		
2.1	RD – CERON	84,82	181
2.2	LT 230 kV – ELN	33,78	43
2.3	UHE e SE 230 kV – ELN	25,8	19
	Subtotal 2	144,4	243
TOTAL 1		226,89	284
INTERRUPTÕES DE ORIGEM INTERNA			
3	Programadas		
3.1	Alteração/Adequações	4,50	6
3.2	Manutenção	12,08	11
3.3	Não-classificada	1,00	1
	Subtotal 3	17,58	18
4	Não-Programadas		
4.1	Descargas Atmosféricas	90,15	246
4.2	Terceiros	6,67	3
4.3	Falha humana	0,23	1
4.4	Próprias do sist.	0,65	2
4.5	Falha de comp.	21,35	26
4.6	Outro órgão/Cia	0,00	0
4.7	Outros eventos	0,00	0
4.8	Desconhecidas	7,02	22
	Subtotal 4	126,07	300
TOTAL 2		143,65	318
TOTAL GERAL		370,54	602

Com base nos resultados apresentado na Tabela 5.36, os índices DEC e FEC anuais do Sistema PRE Jaru são:

- **DEC e FEC médio anual do Sistema PRE Jaru**

- $DEC_{(anual)} = (143,65 \text{ horas} / 4,875 \text{ anos}) = 29,47 \text{ horas/ano};$
- $FEC_{(anual)} = (318 \text{ interrupções} / 4,875 \text{ anos}) = 65,23 \text{ interrupções/ano}.$

Baseados nos mesmos procedimentos adotados na Subseção anterior, a seguir são apresentados os demais índices de desempenho operacional do Sistema PRE Jaru, quais sejam:

- **Tempo médio de restabelecimento**

- $TMR_{(PRE\ Jaru)} = (143,65 \text{ horas} / 318 \text{ interrupções}) = 0,45 \text{ hora/interrupção/ano};$

- **Taxa de Falhas**

Considerando-se a extensão da linha PRE Jaru sobre as torres da LT 230 kV, com extensão de 84 km, mais as linhas de derivação com extensão de 2 km, a taxa de falhas associada ao total de 86 km é a seguinte:

- $TF = (65,23 / 86) = 0,76 \text{ falha/km/ano},$

ou

- $TF_{(100\ km)} = 76,00 \text{ falhas/100km/ano}.$

No que diz respeito às saídas de operação da linha PRE Jaru por descargas atmosféricas, classificadas como de origem interna (código 4.1) e com NIDA totalizadas em 246 interrupções, a taxa de falhas é a seguinte:

- $TF_{(NIDA)} = [(246 \text{ falhas} / 4,875 \text{ anos}) / 86 \text{ km}] = 0,59 \text{ falha/km/ano},$

ou,

- $TF_{(NIDA/100km)} = 59,00 \text{ falhas/100km/ano}.$

- **Confiabilidade por Consumidor - Cpc**

A forma de quantificar o tempo de disponibilidade no fornecimento de energia ao consumidor é através do índice confiabilidade por consumidor, cujo resultado durante os 4,875 anos de operação do PRE Jaru é igual a:

$$Cpc_{(PRE\ Jaru)} = 1 - \left(\frac{143,65 \text{ horas}}{42.736,37 \text{ horas}} \right) = 0,9966$$

5.6.3 Análise dos Índices Operacionais do Sistema PRE de Rondônia

A Tecnologia PRE no esquema trifásico, que compõe o Sistema PRE de Rondônia, tem particularidades com relação direta no seu desempenho, como é o caso das interrupções provocadas por descargas atmosféricas diretas ou nas proximidades da LT 230 kV através de disrupções no centelhador da cadeia de isoladores da linha PRE. Também é uma particularidade inerente ao projeto do referido sistema a operação da chave de aterramento rápido, cuja finalidade é aterrar a linha PRE toda vez que ocorre uma interrupção. A manobra dessa chave produz um alongamento no tempo de restabelecimento, em função da necessidade de abri-la antes de autorizar a reenergização do sistema.

Há ainda situações particulares associadas a cada instalação, como a distância da subestação até a sala de operação, bem como a forma como é feita a alimentação da subestação supridora (fonte). Esses são os parâmetros que independem de outras variáveis, como por exemplo, a decisão gerencial de dotar determinada instalação de operadores, com a finalidade exclusiva de operar o Sistema PRE. Com efeito, os índices de desempenho operacional agrupados na Tabela 5.37 reproduzem toda a realidade operacional das instalações que compõem o Sistema PRE de Rondônia, cabendo, portanto, uma análise mais detalhada.

Tabela 5.37 - Índices de desempenho operacional do Sistema PRE de Rondônia

ÍNDICES OPERACIONAIS	PRE ITAPUÃ	PRE JARU
DEC	43,14 horas/ano	29,47 horas/ano
FEC	64,10 interrupções/ano	65,23 interrupções/ano
TMR	0,67 hora interrupção/ano	0,45 hora interrupção/ano
TF	0,88 falha/km/ano	0,76 falha/km/ano
TF_(100 km)	88,00 falhas/100km/ano	76,00 falhas/100km/ano
TF_(NIDA)	0,59 falha/km/ano	0,59 falha/km/ano
TF_(NIDA/100 km)	59,00 falhas/100km/ano	59,00 falhas/100km/ano
Cpc	0,9951	0,9966

O desempenho operacional do sistema é determinado, sobretudo, pelo evento interrupção. Assim, os índices operacionais que se relacionam mais diretamente com esse evento são o FEC e TF. O mesmo não corre em relação aos índices DEC, TMR e Cpc, visto que estes dependem da variável tempo de restabelecimento (TR), cuja composição, além das

particularidades da Tecnologia PRE, depende da infra-estrutura operacional alocada para cada instalação. Sobre este aspecto, cumpre ressaltar que o Sistema PRE Jaru, durante o tempo em que esteve em operação, contou com equipes de operadores disponíveis tanto na subestação supridora, em Ariquemes, como na subestação distribuidora, em Jaru. De forma diferente, o Sistema PRE Itapuã, que se encontra em operação, não possui equipes de operadores alocadas para operar a subestação distribuidora em Itapuã do Oeste. Em consequência, seus índices DEC, TMR e Cpc são maiores que aqueles resultantes da operação do Sistema PRE Jaru.

Outro aspecto a ser observado diz respeito às taxas de falhas relacionadas ao NIDA. A igualdade dessas taxas verificadas no PRE Itapuã e Jaru, cujas linhas possuem extensões diferentes, revela maior atividade de raios na região entre a UHE Samuel e Itapuã. Esta constatação está condizente com a densidade espacial de descargas atmosféricas nuvem-solo mostrada na Figura 5.39. Por fim, além da análise aqui desenvolvida, os índices operacionais do Sistema PRE de Rondônia atendem às exigências do Agente Regulador do Setor Elétrico?

Em relação a este aspecto, vale ressaltar que por ocasião da implantação do PRE em Rondônia as metas relacionadas à duração equivalente de interrupção por consumidor do conjunto considerado (DEC) e frequência equivalente de interrupção por consumidor do conjunto considerado (FEC) eram estabelecidas através da Portaria 046/78 do extinto DNAEE. As disposições desse instrumento normativo, expressa no Artigo 15, Inciso I, não se aplicam a áreas com menos de 5.000 consumidores supridas por sistemas isolados. Neste sentido, vale ressaltar que o PRE Jaru foi um sistema isolado e atendeu a metade da população da localidade, bem inferior a 5.000 consumidores, pois a outra parte era atendida por UTE.

No caso da localidade de Itapuã do Oeste, quando o PRE foi colocado em operação, em setembro de 1997, o fornecimento de energia era para 873 consumidores, evoluindo para 2.553 em dezembro de 2007, conforme dados do Boletim Estatístico 1997 (CERON, 1998a), e informações colhidas junto à Comissão Especial de Assuntos Regulatórios, Mercado e Tarifa da CERON (informação pessoal)²⁰. Como o PRE Itapuã é um sistema isolado, ele também foi contemplado pelo Inciso I do referido artigo.

²⁰ CERON. **Acompanhamento do nº de clientes e energia faturada dos exercícios de 2000 a 2008**. Comissão especial de assuntos regulatórios, mercado e tarifa – CRMT. Mensagem recebida de Cabral@ceron.com.br em 15 jan. 2009.

A Portaria 046/78 do DNAEE foi substituída pela Resolução 024/2000 da ANEEL, contendo importantes modificações e introduzindo novos índices, como duração das interrupções por unidade consumidora considerada (DIC), expresso em horas e centésimos de hora, e frequência de interrupções por unidade consumidora considerada (FIC), expressa em número de interrupções. (ANEEL, 2003). Especificamente, todas as saídas do Sistema PRE Itapuã atingem todos os consumidores, significando com isso que os índices DEC e FEC são iguais ao DIC e FIC. De acordo com a Resolução 024/2000, as metas de variação de DEC e FEC maiores que 45 devem cumprir os seguintes limites máximos²¹:

- DIC e FIC anuais: 108 horas e 87 interrupções, respectivamente;
- DIC e FIC trimestrais: 54 horas e 44 interrupções, respectivamente;
- DIC e FIC mensais: 36 horas e 29 interrupções, respectivamente.

Pelo exposto, os índices operacionais do PRE Itapuã, referentes aos anos de 2006 e 2007, atendem às exigências contidas na Resolução Normativa 186/2005 (ANEEL, 2005), exceto no que diz respeito ao DIC mensal obtido no mês de novembro de 2006 e, por conseguinte, ao DIC trimestral do último trimestre do mesmo ano. Contudo, há considerações sobre esse fato.

O longo tempo de retorno do Sistema PRE Itapuã em novembro de 2006 está associado à ocorrência registrada no dia 05/11, com início às 14h10min. De acordo com a descrição dos operadores da UHE Samuel, uma descarga atmosférica atingiu uma torre de telecomunicações distante aproximadamente 200 m da subestação supridora do PRE e a 42 m do condutor aéreo de conexão da terceira fase do Sistema PRE com a malha de terra independente. Em consequência, a bucha da fase B, lado de 34,5 kV do transformador elevador da subestação supridora do PRE Itapuã, foi danificada. A referida bucha foi substituída e o sistema retornou à operação no dia 07/11, às 14h04min. Embora esse tempo tenha sido computado neste estudo, vale ressaltar que parte da comunidade local foi atendida através de uma linha rural (linha Triunfo), também alimentada através da barra de 13,8 kV do serviço auxiliar da UHE Samuel.

²¹ As metas consideradas são aquelas relacionadas na Tabela 5 da Resolução 024/2000, cuja validade começou a partir de janeiro de 2004.

Portanto, pelo que foi demonstrado até aqui, a menos do fato abordado acima, os índices operacionais da Tecnologia PRE estão dentro dos limites estipulados pelo Agente Regulador do Setor Elétrico.

Apesar de atenderem aos padrões do Órgão Regulador, os índices operacionais do Sistema PRE de Rondônia são díspares em relação às outras tecnologias convencionais capazes de também promover o suprimento de energia elétrica às localidades de Itapuã do Oeste e Jaru?

Visando subsidiar a análise comparativa dos índices operacionais do PRE em relação a outras alternativas tecnológicas inicialmente adotadas para fornecimento de energia elétrica às localidades, como as usinas térmicas compostas por grupos geradores diesel, na Tabela 5.38 são apresentados os índices operacionais de todo sistema elétrico contendo o Sistema PRE de Rondônia.

Tabela 5.38 - Índices de desempenho operacional de todo sistema elétrico contendo o PRE Rondônia

ÍNDICES OPERACIONAIS	SISTEMA TOTAL PRE ITAPUÃ	SISTEMA TOTAL PRE JARU
DEC (horas/ano)	117,56	76,01
FEC (interrupções/ano)	167,22	123,49
TMR (hora/interrupção/ano)	0,70	0,62
TF (falhas/km/ano)	2,30	1,44
TF (falhas/100km/ano)	230,00	144,00
Cpc	0,9866	0,9913

Os resultados apresentados na Tabela 5.38 para a localidade de Itapuã do Oeste englobam os índices operacionais da UHE Samuel e subestação elevadora 13,8/230 kV, LT 230 kV, Rede de Distribuição e o Sistema PRE Itapuã. No caso de Jaru, o sistema elétrico total também engloba a UHE Samuel, Subestação, LT 230 kV, Rede de Distribuição, Subestação 230/69/13,8 kV de Ariquemes e o Sistema PRE Jaru. Como discutido no Cap. 4, as interrupções de origem externa têm participação significativa no resultado final percebido pelo consumidor. Mas esse resultado não é consequência da Tecnologia PRE. Ao contrário, se ao invés do Sistema PRE fosse instalado um sistema convencional associado à LT 34,5 kV (linha e subestações), mantidos os mesmos índices de origem externa, o desempenho final seria inferior ao apresentado pelo PRE, exceto quanto à frequência de interrupções, como discutido a seguir.

Antes da implantação dos Sistemas PRE Itapuã e Jaru, o fornecimento de energia elétrica em cada localidade era feito através de usinas térmicas (UTE) compostas por grupos geradores diesel. Visando comparar o desempenho operacional dessas usinas com o Sistema PRE, seus índices operacionais foram determinados tendo como referência, para o caso da UTE de Itapuã do Oeste, os registros operacionais de dezembro de 1996 a setembro de 1997²². No caso de Jaru, pela ausência dos livros de operação da UTE da localidade²³, foram utilizados os registros operacionais da UTE de Guajará-Mirim²⁴, referentes aos anos de 1998 e 1999, cujo parque gerador era semelhante ao parque gerador de Jaru.

Adicionalmente, se as localidades de Itapuã e Jaru não fossem atendidas pela Tecnologia PRE, provavelmente a alternativa escolhida seria a construção de linha em 34,5 kV. Desse modo, também se estudou o desempenho dessas linhas em regiões próximas. Com relação aos resultados globais da CERON relacionados ao DEC e FEC mostrados nas Figuras 5.62 e 5.63, eles foram obtidos utilizando-se a série histórica dos períodos de 1996 a 1997 (ANEEL, 2009) e de 1998 a 2007, segundo (CERON, 2003b, 2005b, 2009). Por fim, os índices operacionais do Sistema PRE Rondônia, usinas térmicas de Itapuã e Jaru, LT 34,5 kV, mais os índices globais da CERON, são apresentados na Tabela 5.39.

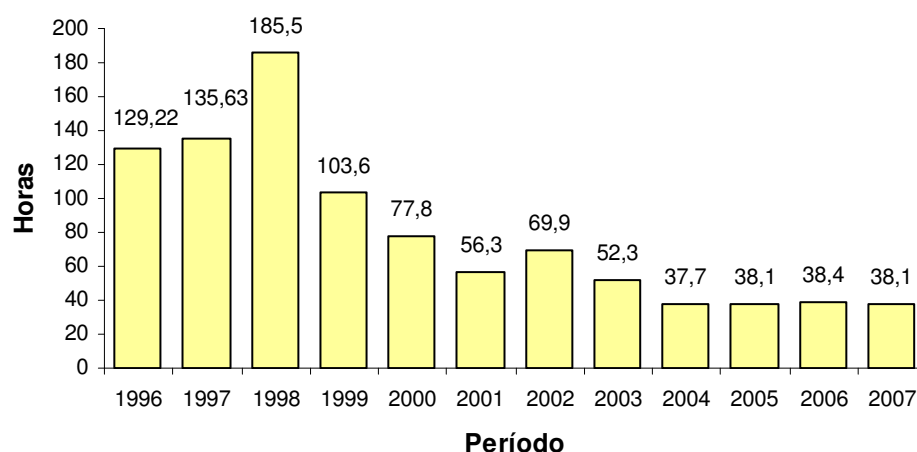


Figura 5.62 Série histórica do índice operacional DEC da CERON

²² Esse período foi limitado em função da disponibilidade dos livros com registros operacionais da UTE. Ou seja, somente foram localizados os livros referentes ao período de 12/1996 a 09/1997.

²³ O efeito da preparação da CERON para privatização culminou com a demissão de dois terços de seu quadro de pessoal, sendo que a maioria trabalhava com a geração térmica. Em consequência, os registros operacionais das usinas foram perdidos e/ou extraviados, como foi o caso da UTE Jaru.

²⁴ A UTE Guajará-Mirim foi desativada em maio de 2002.

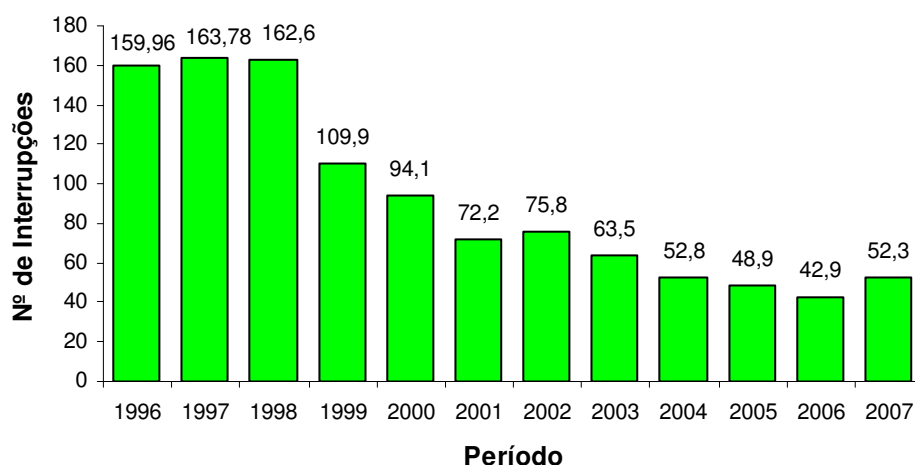


Figura 5.63 Série histórica do índice operacional FEC da CERON

Tabela 5.39 - Índices operacionais comparativos

ÍNDICES OPERACIONAIS	PRE ITAPUÃ	PRE JARU	UTE ITAPUÃ	UTE JARU	LT 34,5 kV	CERON
DEC (horas/ano)	43,14	29,47	341,64	305,34	82,14	80,21
FEC (interrupções/ano)	64,10	65,23	168,00	190,02	57,04	91,56
TMR (hora/interrupção/ano)	0,67	0,45	2,03	1,61	1,44	0,88
TF (falhas/km/ano)	0,88	0,76	xxx	xxx	0,62	xxx
Cpc	0,9951	0,9966	0,9610	0,9651	0,9906	0,9908

Comparativamente, os índices operacionais do PRE são significativamente melhores em relação aos índices das Usinas Térmicas compostas por grupos geradores diesel. É certo que, neste caso, a comparação mais adequada deve ser em relação aos índices operacionais totais, mostrados na Tabela 5.38. Mesmo assim, os índices operacionais do sistema total são melhores que aqueles apresentados pelas UTE's. Esses resultados mostram que a instalação da Tecnologia PRE em substituição à geração diesel foi, sobretudo, uma decisão acertada.

A alternativa convencional mais semelhante com a Tecnologia PRE é, sem dúvida, o sistema de média tensão em 34,5 kV, composto pelas respectivas subestações e a linha aérea. Como visto na Tabela 5.39, a LT 34,5 kV apresenta o DEC bem superior aos índices da Tecnologia PRE. Em contrapartida, o índice FEC da linha de média tensão convencional é menor. Esses dois fatos revelam que, embora a LT 34,5 kV tenha frequência de saídas menor que o PRE, tais ocorrências demandam o deslocamento de equipes de manutenção para localização e correção da falha, alongando o tempo de restabelecimento e, conseqüentemente,

aumentando os índices operacionais DEC, TMR e Cpc. De maneira oposta, como a maioria das falhas do Sistema PRE é advinda de descargas atmosféricas, a prática operacional deste sistema resulta em tempo de restabelecimento menor, repercutindo em índices DEC, TMR e Cpc menores que aqueles da LT 34,5 kV.

Em relação aos índices globais da CERON, vale ressaltar que seu sistema elétrico ainda possui várias localidades atendidas através de UTE's compostas por grupos geradores diesel, além de outras localidades com características semelhantes a Itapuã e Jarú, mas que no entanto apresentam índices de desempenho operacional bem piores em relação ao Sistema PRE. Assim, no aspecto comparativo, o desempenho operacional do Sistema PRE de Rondônia apresenta resultados que não são díspares em relação às outras alternativas convencionais usualmente adotadas pela CERON. Ao contrário, seu desempenho é bem superior ao das UTE's, é praticamente equivalente ao de uma LT 34,5 kV e, na comparação com os valores globais da CERON, seus índices operacionais são bem melhores.

Por fim, uma vez verificado que o desempenho operacional do Sistema PRE de Rondônia não apresenta resultados díspares em relação às outras alternativas, será possível o estabelecimento de índices operacionais característicos baseados nos períodos de operação aqui estudados? Essa discussão é feita na Subseção seguinte.

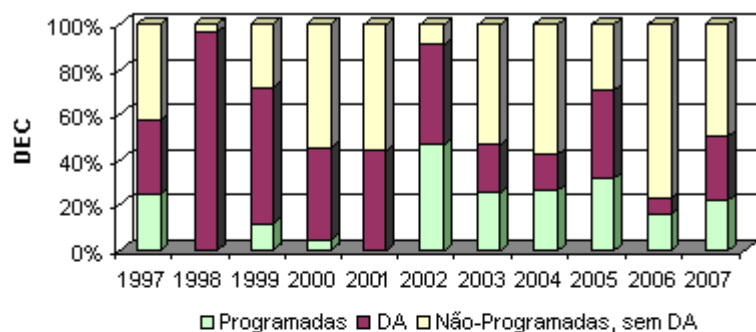
5.6.4 Índices Operacionais Característicos – Índices de Referência

Como visto até aqui, os índices operacionais têm sido obtidos a partir de valores médios representativos de mais de 15 anos de operação do Sistema PRE de Rondônia. Com efeito, esses resultados trazem embutidas determinadas características, cuja identificação somente é possível a partir de análises mais detalhadas sobre o comportamento da instalação dentro de cada mês e ano do período de estudo.

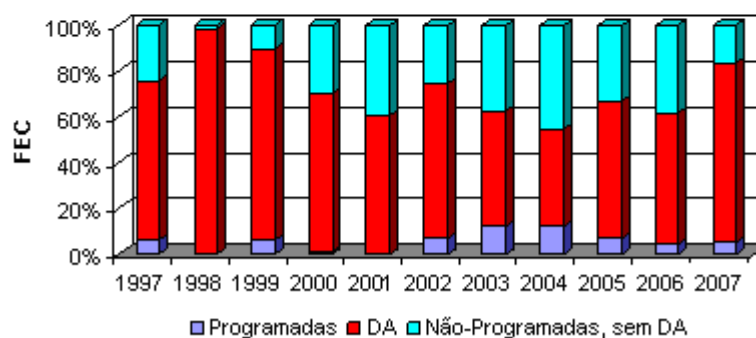
Por exemplo, os dados globais de DEC e FEC da CERON são muito elevados no período de 1996 a 1999, o que se deve em grande parte ao fato de que, nesse período, ainda havia muitas localidades abastecidas através de UTE's. Nos anos seguintes, precisamente no período de 2004 a 2007, o DEC e FEC médios são iguais a 37,64 horas/ano e 48,56

interrupções/ano, respectivamente. Esses valores, bem menores que as médias do período entre 1996 a 2007, devem-se, em parte, à redução do número de UTE's e, conseqüentemente, maior número de localidades atendidas a partir do sistema de transmissão associado à UHE Samuel. Ou seja, essas variações têm relação com as decisões gerenciais da empresa. Outras características são determinadas por fatores ambientais. Justamente nesse aspecto, têm sido demonstradas ao longo desta tese que o desempenho do Sistema PRE de Rondônia é bastante sensível às descargas atmosféricas. Esse aspecto, que revela o impacto das descargas atmosféricas sobre o desempenho operacional da Tecnologia PRE, é mostrado nos gráficos da Figura 5.64.

A série histórica representada pelos índices DEC e FEC do PRE Itapuã mostrada nas Figuras 5.62a e 5.62b indica que as relações entre DEC e FEC das interrupções programadas têm a mesma característica das demais instalações elétricas, determinadas por poucas interrupções e longos tempos de restabelecimento. A elevada proporção do índice DEC devido a interrupções programadas verificada em 2002 está associada aos trabalhos de ampliação na subestação distribuidora do PRE em Itapuã do Oeste.



(a)



(b)

Figura 5.64 Características dos índices DEC e FEC do Sistema PRE Itapuã

a) Características anuais do índice operacional DEC; b) Características anuais do índice operacional

FEC

Em 2004 é registrado o menor número de interrupções por descargas atmosféricas. Inversamente, neste mesmo ano é registrado o maior número de interrupções não-programadas, sem descargas atmosféricas associadas, sobretudo a causas desconhecidas (código 4.8). Em 2006, o DEC e FEC relacionados a descargas atmosféricas resultaram no menor tempo médio de restabelecimento de toda a série histórica. Neste referido ano, o DEC associado às interrupções não-programadas, sem descargas, é o maior de toda a série, devido a uma falha no transformador da subestação distribuidora em Itapuã, ocorrida no mês de abril. Por fim, verifica-se através da Figura 5.64b que a proporção de interrupções causadas por descargas atmosféricas é maior que as demais em quase todos os anos. A exceção ocorre somente no ano de 2004, com 22 interrupções por descargas e 23 distribuídas entre as demais causas de interrupções não-programadas. De qualquer forma, pode-se constatar que as interrupções por descargas atmosféricas determinam o comportamento operacional do PRE Itapuã. Com o mesmo objetivo, a seguir é apresentada a Figura 5.65, referente às proporções de DEC FEC verificados no Sistema PRE de Jarú.

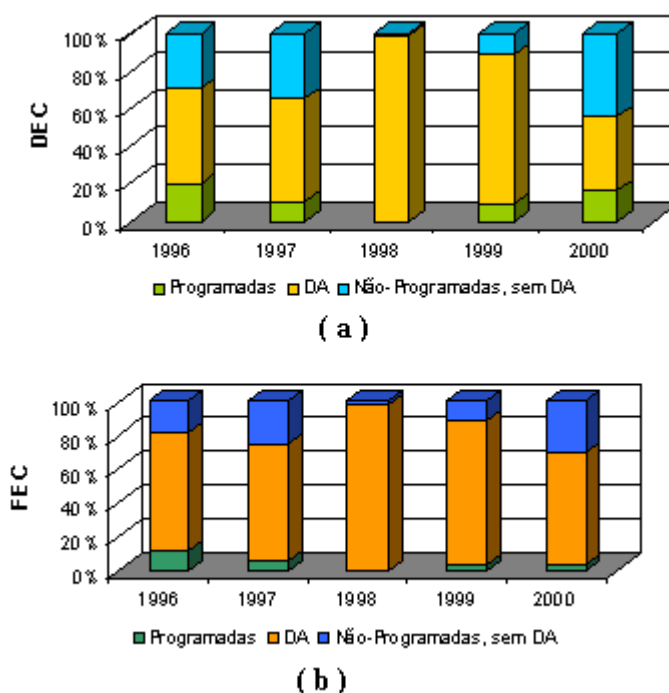


Figura 5.65 Características dos índices DEC e FEC do Sistema PRE Jarú

a) Características anuais do índice operacional DEC; b) Características anuais do índice operacional FEC

O comportamento do Sistema PRE Jarú, mostrado através das Figuras 5.65a e 5.65b, embora seja resultante de uma série histórica bem menor, é semelhante àquele apresentado

pelo Sistema PRE Itapuã. Esse fato confirma que as características operacionais do PRE Jaru, também são determinadas pelas descargas atmosféricas.

As descargas atmosféricas têm uma relação direta com o ciclo de chuvas associadas às tempestades, que por sua vez varia ao longo dos meses do ano. Desse modo, visando identificar sua influência no comportamento mensal do Sistema PRE de Rondônia, as interrupções dos períodos aqui estudados foram totalizadas por cada mês do ano. Ou seja, no caso do PRE Itapuã, no período de setembro/1997 a dezembro/2007, foram repetidos 10 meses de janeiro, 10 meses de fevereiro e assim sucessivamente, até setembro. Como o PRE Itapuã começou a operar no dia 22/09/1997, são repetidos 10,30 meses de setembro e os meses de outubro a dezembro são repetidos 11 vezes. Pelo exposto, na Figura 5.66 são apresentadas as interrupções de origem interna, ou seja, as interrupções que dizem respeito apenas ao desempenho operacional do PRE Itapuã, totalizadas dentro de cada mês do ano.

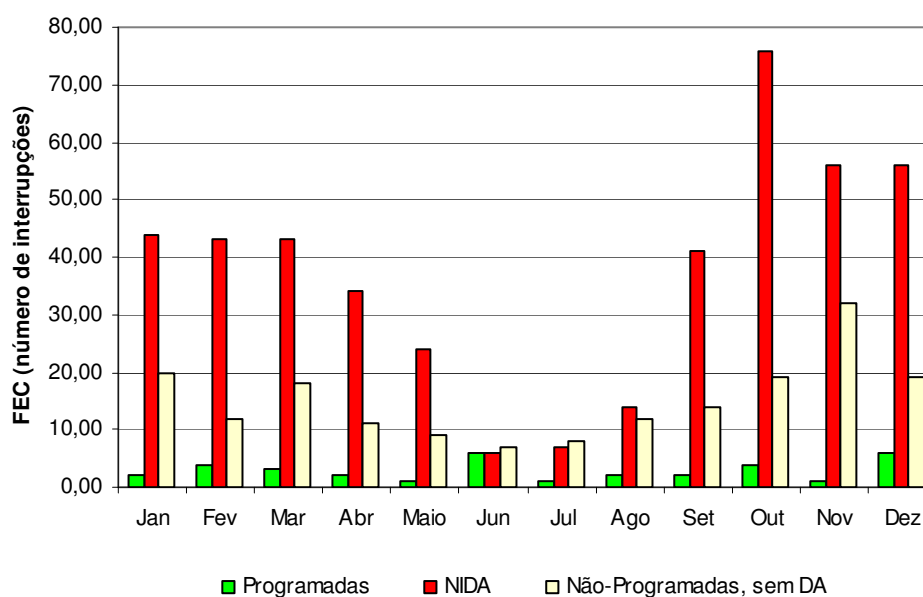


Figura 5.66 Características mensais do FEC associado ao PRE Itapuã, referente ao período de 22/09/1997 a 2007

A Figura 5.66, além de colocar em evidência a maior participação do NIDA em relação às demais causas de interrupções, também mostra o seu comportamento totalizado em cada mês, caracterizando seu aspecto sazonal durante o ano. Verifica-se maior concentração do NIDA nos meses de outubro, novembro e dezembro, com máximo em outubro.

Em relação às interrupções não-programadas sem descargas atmosféricas, como visto na Tab. 5.35, a maior parte é composta por interrupções de origem desconhecida, código 4.8,

em cuja composição pode estar contido certo NIDA, conforme premissa adotada na Seção 5.5 Essa discussão mais uma vez evidencia, que o comportamento do PRE Itapuã é caracterizado pela incidência de descargas atmosféricas na região.

De acordo com os dados apresentados na Tabela 5.34, no período de operação do PRE Jaru considerado neste estudo, os meses de janeiro a outubro são repetidos 5 vezes. Como a instalação foi desativada em 14 de novembro de 2000, são repetidos 4,47 meses de novembro e 4 meses de dezembro. Todas as interrupções de origem interna são totalizadas em cada um dos meses, possibilitando visualizar o comportamento mensal do PRE Jaru, mostrado na Figura 5.67. Observa-se de imediato, através do NIDA, que as descargas atmosféricas definem as características do desempenho operacional do PRE Jaru, com ocorrência máxima identificada durante o mês de novembro, ao invés de outubro, como verificado no PRE Itapuã. Esse aspecto pode ser atribuído ao menor período de operação de um sistema em relação ao outro.

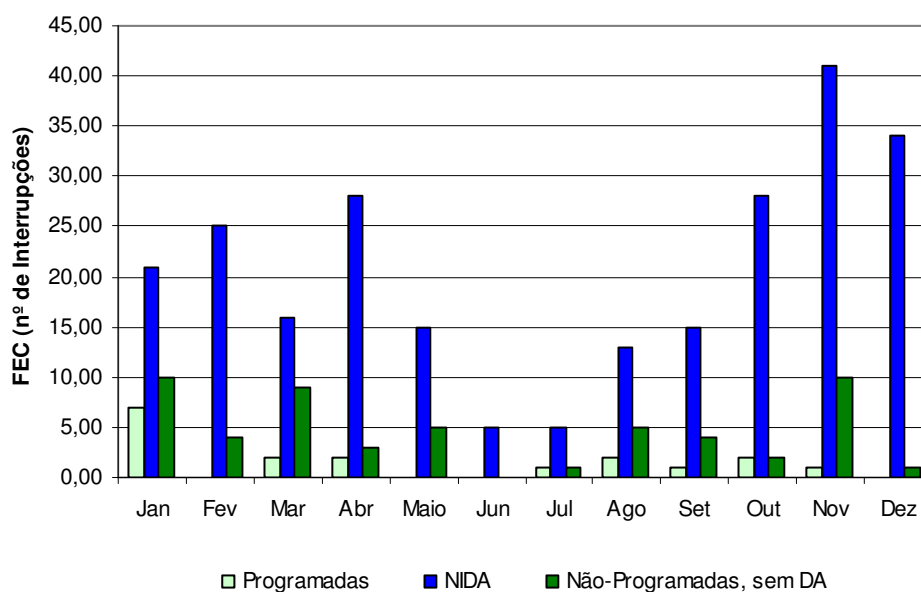


Figura 5.67 Características mensais do FEC associado ao PRE Jaru, referente ao período de 1996 a 14/11/2000

Com relação às interrupções programadas, há maior ocorrência no mês de janeiro, em razão das alterações e adequações que foram feitas no primeiro mês de operação do PRE Jaru. No conjunto das demais interrupções de origem interna não-programadas, a maior parcela também é das interrupções de origem desconhecida, código 4.8, com possibilidade de que uma parte delas tenha como causa as descargas atmosféricas. Com efeito, o comportamento do PRE Jaru é determinado pelas descargas atmosféricas.

As semelhanças no comportamento das duas instalações PRE indicam a possibilidade de estabelecimento de índices operacionais característicos capazes de representar todo Sistema PRE. Visando alcançar este objetivo, nos parágrafos seguintes são apresentados os procedimentos e respectivos resultados.

No primeiro passo, os dados das interrupções de origem interna, que dizem respeito somente ao desempenho operacional do PRE Itapuã e PRE Jaru, são somados e totalizados em cada mês, conforme Tabelas 5.40 e 5.41.

Tabela 5.40 - DEC e FEC do PRE Itapuã totalizados mensalmente. A quantidade de meses do período é indicada pela letra n

Código	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	
	n = 10	n = 10	n = 10	n = 10	n = 10	n = 10	n = 10	n = 10	n = 10,3	n = 11	n = 11	n = 11	
DEC	3 Interrupções Programadas												
	3.1	1,43	4,63	2,88	0,38	5,08	12,45	5,18	0,00	9,22	0,00	1,13	0,93
	3.2	0,00	2,93	0,00	4,48	0,00	7,75	0,00	4,93	0,00	8,80	0,00	5,62
	3.3	0,00	0,00	3,38	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,08	1,18	0,00	0,00
	Sbt. 1	1,43	7,56	6,26	4,86	5,08	20,20	5,18	4,93	9,30	9,98	1,13	6,55
	4 Interrupções Não-Programadas												
	4.1	15,60	16,74	19,14	15,43	7,96	2,81	3,19	3,18	15,61	26,40	15,91	21,78
	4.2	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,35	0,65	5,50
	4.3	0,00	0,30	0,00	0,00	0,00	0,97	0,00	0,18	4,83	0,15	0,00	0,00
	4.4	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,02
	4.5	4,67	1,75	15,22	17,32	0,00	0,00	0,00	13,58	0,80	5,24	58,52	3,00
	4.6	0,37	0,00	0,07	0,13	0,00	0,00	0,00	0,00	1,15	0,18	0,28	0,00
	4.7	1,95	4,93	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,47	0,00
	4.8	4,79	2,06	5,05	1,88	3,63	1,42	2,95	6,04	3,34	5,49	6,28	10,73
	Sbt. 2	27,38	25,78	39,48	34,76	11,59	5,20	6,14	22,98	25,73	37,81	82,11	42,03
Total	28,81	33,34	45,74	39,62	16,67	25,40	11,32	27,91	35,03	47,79	83,24	48,58	
FEC	3 Interrupções Programadas												
	3.1	2,00	2,00	2,00	1,00	1,00	2,00	1,00	0,00	1,00	0,00	1,00	1,00
	3.2	0,00	2,00	0,00	1,00	0,00	4,00	0,00	2,00	0,00	3,00	0,00	5,00
	3.3	0,00	0,00	1,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,00	1,00	0,00	0,00
	Sbt. 1	2,00	4,00	3,00	2,00	1,00	6,00	1,00	2,00	2,00	4,00	1,00	6,00
	4 Interrupções Não-Programadas												
	4.1	44,00	43,00	43,00	34,00	24,00	6,00	7,00	14,00	41,00	76,00	56,00	56,00
	4.2	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,00	1,00	1,00
	4.3	0,00	1,00	0,00	0,00	0,00	2,00	0,00	1,00	2,00	1,00	0,00	0,00
	4.4	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,00
	4.5	1,00	1,00	4,00	2,00	0,00	0,00	0,00	3,00	1,00	2,00	7,00	3,00
	4.6	2,00	0,00	1,00	1,00	0,00	0,00	0,00	0,00	2,00	2,00	1,00	0,00
	4.7	3,00	2,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,00	0,00
	4.8	14,00	8,00	13,00	8,00	9,00	5,00	8,00	8,00	9,00	13,00	22,00	14,00
	Sbt. 2	64,00	55,00	61,00	45,00	33,00	13,00	15,00	26,00	55,00	95,00	88,00	75,00
Total	66,00	59,00	64,00	47,00	34,00	19,00	16,00	28,00	57,00	99,00	89,00	81,00	

Tabela 5.41 - DEC e FEC do PRE Jaru totalizados mensalmente. A quantidade de meses do período é indicada pela letra n

Código	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
	n = 5	n = 5	n = 5	n = 5	n = 5	n = 5	n = 5	n = 5	n = 5	n = 5	n = 4,5	n = 4
3	Interrupções Programadas											
3.1	4,50	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3.2	0,28	0,00	1,62	3,43	0,00	0,00	0,47	3,20	1,18	1,70	0,20	0,00
3.3	0,00	0,00	1,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Sbt. 1	4,78	0,00	2,62	3,43	0,00	0,00	0,47	3,20	1,18	1,70	0,20	0,00
4	Interrupções Não-Programadas											
4.1	8,23	8,35	6,89	9,46	4,34	1,37	1,89	5,34	4,71	13,89	14,40	11,28
4.2	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	6,32	0,00	0,00	0,35
4.3	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,23	0,00	0,00	0,00	0,00
4.4	0,50	0,00	0,15	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4.5	3,30	3,59	2,42	0,33	7,56	0,00	1,00	0,72	0,45	0,25	1,73	0,00
4.6	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4.7	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4.8	1,13	0,00	1,90	0,68	0,90	0,00	0,00	0,95	0,32	0,47	0,67	0,00
Sbt. 2	13,16	11,94	11,36	10,47	12,80	1,37	2,89	7,24	11,80	14,61	16,80	11,63
Total	17,94	11,94	13,98	13,90	12,80	1,37	3,36	10,44	12,98	16,31	17,00	11,63
3	Interrupções Programadas											
3.1	6,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3.2	1,00	0,00	1,00	2,00	0,00	0,00	1,00	2,00	1,00	2,00	1,00	0,00
3.3	0,00	0,00	1,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Sbt. 1	7,00	0,00	2,00	2,00	0,00	0,00	1,00	2,00	1,00	2,00	1,00	0,00
4	Interrupções Não-Programadas											
4.1	21,00	25,00	16,00	28,00	15,00	5,00	5,00	13,00	15,00	28,00	41,00	34,00
4.2	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	2,00	0,00	0,00	1,00
4.3	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4.4	1,00	0,00	1,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4.5	5,00	4,00	2,00	1,00	2,00	0,00	1,00	1,00	1,00	1,00	8,00	0,00
4.6	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4.7	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4.8	4,00	0,00	6,00	2,00	3,00	0,00	0,00	3,00	1,00	1,00	2,00	0,00
Sbt. 2	31,00	29,00	25,00	31,00	20,00	5,00	6,00	18,00	19,00	30,00	51,00	35,00
Total	38,00	29,00	27,00	33,00	20,00	5,00	7,00	20,00	20,00	32,00	52,00	35,00

Com base nas interrupções código 4.1, as Tabelas 5.40 e 5.41 indicam, por exemplo, que nos 10 meses de janeiro verificados durante o período de operação do PRE Itapuã, e nos 5 meses de janeiro verificados durante a operação do PRE Jaru, ocorreram 44 e 21 interrupções por descargas atmosféricas (FEC = 44,00 e 21,00), respectivamente. As referidas interrupções levaram as duas instalações PRE a ficar fora de operação por 15,60 horas e 8,23 horas (DEC = 15,60 e 8,23), respectivamente.

No segundo passo, é extraída a média aritmética dos índices DEC e FEC mensais de cada instalação PRE. Até este ponto, tem-se como resultado os valores médios mensais de DEC e FEC representativos de cada instalação PRE.

No terceiro passo, os valores médios mensais de DEC e FEC representativos de cada PRE são somados, e em seguida, são extraídas as médias aritméticas, resultando nos índices médios mensais representativos do Sistema PRE Rondônia, e a partir daqui, denominados de índices operacionais de referência. Esses índices, mais o TMR são organizados por trimestres e apresentados nas Tabelas 5.42 a 5.45.

Tabela 5.42 – DEC, FEC e TMR de referência do PRE de Rondônia – 1º trimestre

Código	Janeiro			Fevereiro			Março			Total Trimestral		
	DEC	FEC	TMR	DEC	FEC	TMR	DEC	FEC	TMR	DEC	FEC	TMR
3	Interrupções Programadas											
3.1	0,52	0,70	0,75	0,23	0,10	2,32	0,14	0,10	1,44	0,90	0,90	1,00
3.2	0,03	0,10	0,28	0,15	0,10	1,47	0,16	0,10	1,62	0,34	0,30	1,12
3.3	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,27	0,15	1,79	0,27	0,15	1,79
Subtotal 3	0,55	0,80	0,69	0,38	0,20	1,89	0,58	0,35	1,64	1,50	1,35	1,11
4	Interrupções Não-Programadas											
4.1	1,60	4,30	0,37	1,67	4,65	0,36	1,65	3,75	0,44	4,92	12,70	0,39
4.2	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4.3	0,00	0,00	0,00	0,02	0,05	0,30	0,00	0,00	0,00	0,02	0,05	0,00
4.4	0,05	0,10	0,50	0,00	0,00	0,00	0,02	0,10	0,15	0,07	0,20	0,33
4.5	0,56	0,55	1,02	0,45	0,45	0,99	1,00	0,40	2,51	2,01	1,40	1,44
4.6	0,02	0,10	0,19	0,00	0,00	0,00	0,00	0,05	0,07	0,02	0,15	0,15
4.7	0,10	0,15	0,65	0,25	0,10	2,47	0,00	0,00	0,00	0,34	0,25	1,38
4.8	0,35	1,10	0,32	0,10	0,40	0,26	0,44	1,25	0,35	0,90	2,75	0,33
Subtotal 4	2,69	6,30	0,43	2,48	5,65	0,44	3,11	5,55	0,56	8,28	17,50	0,47
Total	3,23	7,10	0,46	2,86	5,85	0,49	3,69	5,90	0,62	9,78	18,85	0,52

Tabela 5.43 – DEC, FEC e TMR de referência do PRE de Rondônia – 2º trimestre

Código	Abril			Maio			Junho			Total Trimestral		
	DEC	FEC	TMR	DEC	FEC	TMR	DEC	FEC	TMR	DEC	FEC	TMR
3	Interrupções Programadas											
3.1	0,02	0,05	0,38	0,25	0,05	5,08	0,62	0,10	6,23	0,90	0,20	4,48
3.2	0,57	0,25	2,27	0,00	0,00	0,00	0,39	0,20	1,94	0,95	0,45	2,12
3.3	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Subtotal 3	0,59	0,30	1,95	0,25	0,05	5,08	1,01	0,30	3,37	1,85	0,65	2,85
4	Interrupções Não-Programadas											
4.1	1,72	4,50	0,38	0,83	2,70	0,31	0,28	0,80	0,35	2,83	8,00	0,35
4.2	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4.3	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,05	0,10	0,49	0,05	0,10	0,49
4.4	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4.5	0,90	0,20	4,50	0,76	0,20	3,78	0,00	0,00	0,00	1,66	0,40	4,14
4.6	0,01	0,05	0,13	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01	0,05	0,13
4.7	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4.8	0,16	0,60	0,27	0,27	0,75	0,36	0,07	0,25	0,28	0,50	1,60	0,32
Subtotal 4	2,79	5,35	0,52	1,86	3,65	0,51	0,40	1,15	0,35	5,04	10,15	0,50
Total	3,37	5,65	0,60	2,11	3,70	0,57	1,41	1,45	0,97	6,89	10,80	0,64

Tabela 5.44 – DEC, FEC e TMR de referência do PRE de Rondônia – 3º trimestre

Código	Julho			Agosto			Setembro			Total Trimestral		
	DEC	FEC	TMR	DEC	FEC	TMR	DEC	FEC	TMR	DEC	FEC	TMR
3	Interrupções Programadas											
3.1	0,26	0,05	5,18	0,00	0,00	0,00	0,45	0,05	9,22	0,71	0,10	7,17
3.2	0,05	0,10	0,47	0,57	0,30	1,89	0,12	0,10	1,18	0,73	0,50	1,46
3.3	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,05	0,08	0,00	0,05	0,08
Subtotal 3	0,31	0,15	2,04	0,57	0,30	1,89	0,57	0,20	2,89	1,44	0,65	2,23
4	Interrupções Não-Programadas											
4.1	0,35	0,85	0,41	0,69	2,00	0,35	1,23	3,49	0,35	2,27	6,34	0,36
4.2	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,63	0,20	3,16	0,63	0,20	3,16
4.3	0,00	0,00	0,00	0,03	0,15	0,21	0,23	0,10	2,42	0,27	0,25	1,08
4.4	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4.5	0,10	0,10	1,00	0,75	0,25	3,00	0,08	0,15	0,56	0,93	0,50	1,88
4.6	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,06	0,10	0,58	0,06	0,10	0,58
4.7	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4.8	0,15	0,40	0,37	0,40	0,70	0,57	0,19	0,54	0,36	0,74	1,64	0,45
Subtotal 4	0,60	1,35	0,44	1,87	3,10	0,60	2,43	4,57	0,53	4,90	9,02	0,54
Total	0,90	1,50	0,60	2,44	3,40	0,72	3,00	4,77	0,63	6,34	9,67	0,66

Tabela 5.45 – DEC, FEC e TMR de referência do PRE de Rondônia – 4º trimestre

Código	Outubro			Novembro			Dezembro			Total Trimestral		
	DEC	FEC	TMR	DEC	FEC	TMR	DEC	FEC	TMR	DEC	FEC	TMR
3	Interrupções Programadas											
3.1	0,00	0,00	0,00	0,05	0,05	0,00	0,04	0,05	0,93	0,09	0,09	1,03
3.2	0,57	0,34	1,69	0,02	0,11	0,00	0,26	0,23	1,12	0,85	0,68	1,26
3.3	0,05	0,05	1,18	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,05	0,05	1,18
Subtotal 3	0,62	0,38	1,63	0,07	0,16	0,47	0,30	0,27	1,09	1,00	0,81	1,23
4	Interrupções Não-Programadas											
4.1	2,59	6,25	0,41	2,33	7,13	0,33	2,40	6,80	0,35	7,32	20,18	0,36
4.2	0,02	0,05	0,35	0,03	0,05	0,65	0,29	0,17	1,72	0,34	0,26	1,30
4.3	0,01	0,05	0,15	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01	0,05	0,15
4.4	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,05	0,05	1,02	0,05	0,05	1,02
4.5	0,26	0,19	1,38	2,85	1,21	2,35	0,14	0,14	1,00	3,25	1,54	2,11
4.6	0,01	0,09	0,09	0,01	0,05	0,28	0,00	0,00	0,00	0,02	0,14	0,15
4.7	0,00	0,00	0,00	0,02	0,05	0,47	0,00	0,00	0,00	0,02	0,05	0,47
4.8	0,30	0,69	0,43	0,36	1,22	0,29	0,49	0,64	0,77	1,14	2,55	0,45
Subtotal 4	3,18	7,32	0,43	5,61	9,70	0,58	3,36	7,78	0,43	12,16	24,81	0,49
Total	3,80	7,70	0,49	5,69	9,86	0,58	3,66	8,06	0,45	13,15	25,62	0,51

A partir dos dados apresentados nas Tabelas 5.42 a 5.45, foram também obtidos os índices de referência DEC, FEC e TMR anuais, como mostra a Tabela 5.46.

Tabela 5.46 - DEC, FEC e TMR anuais – Valores de referência do PRE de Rondônia

Código	DEC (horas/ano)	FEC (interrupções/ano)	TMR (horas/interrupção/ano)
3	Ocorrências Programadas		
3.1	2,59	1,29	2,01
3.2	2,87	1,93	1,49
3.3	0,33	0,24	1,34
Subtotal 3	5,79	3,46	4,84
4	Ocorrências Não-Programadas		
4.1	17,34	47,22	0,37
4.2	0,97	0,46	2,11
4.3	0,34	0,44	0,76
4.4	0,11	0,25	0,45
4.5	7,86	3,84	2,05
4.6	0,11	0,43	0,24
4.7	0,37	0,30	1,24
4.8	3,29	8,54	0,38
Subtotal 4	30,37	61,48	0,49
Total	36,16	64,94	0,56

Os índices operacionais anuais de referência apresentados na Tabela 5.46 são semelhantes às médias aritméticas dos índices DEC, FEC e TMR anuais das duas instalações PRE. Em consequência, a taxa de falhas e a confiabilidade por consumidor também são praticamente iguais às respectivas médias aritméticas. Os índices operacionais anuais de referência, representativos do Sistema PRE de Rondônia, são então os seguintes:

- DEC = 36,16 horas/ano;
- FEC = 64,94 interrupções/ano;
- TMR = 0,56 hora/interrupção/ano;
- TF = 0,82 falha/km/ano;
- $TF_{(NIDA)} = 0,60$ falha/km/ano;
- Cpc = 0,9959.

É importante salientar que os índices operacionais de referência obtidos são resultantes de mais de 180 meses de efetiva operação do Sistema PRE de Rondônia, podendo, portanto ser utilizados com segurança para estimar o desempenho futuro da instalação. Também podem ser utilizados em futuros projetos PRE suportados por linhas de transmissão com as mesmas características da LT 230 kV, devendo-se nesse caso, evidentemente, levar em consideração eventuais diferenças entre as densidades de descarga para terra das duas regiões.

A propósito, para suprir suas necessidades de expansão, melhorias ou reformas em seus sistemas, as empresas do setor elétrico, através de suas áreas de engenharia e planejamento, têm como procedimento padrão o estudo prévio de viabilidade técnica e econômica das alternativas disponíveis. Entre os componentes fundamentais deste tipo de análise estão os índices de desempenho operacional verificados nas suas instalações. A prática usual consiste em utilizar os registros históricos de índices como o DEC, FEC TMR e outros. Desse modo, a utilização dos índices operacionais de referência resultantes de longa série histórica de desempenho do PRE se enquadra na lógica desta prática.

Assim, os índices operacionais de referência obtidos estão inseridos no objetivo de subsidiar a análise de viabilidade técnica e econômica da Tecnologia PRE para tornar possível sua inclusão no rol das demais alternativas sob análise. Por esse motivo, a construção de processos metodológicos e consequente obtenção de índices de desempenho operacionais para a Tecnologia PRE, além de inéditos, fazem parte dos resultados mais significativos alcançados nesta Tese.

CAPÍTULO 6

CONCLUSÕES E SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS

O tema da universalização da energia elétrica é tratado neste trabalho como um desafio tecnológico tendo como objeto de estudo a tecnologia cabos para-raios energizados (PRE) implantada no Estado de Rondônia. Visando alcançar os objetivos propostos, foram analisados o desempenho operacional do Sistema PRE Jaru, no período de 1996 a 14/11/2000, e o desempenho operacional do PRE Itapuã, de 22/09/1997 a 2007, totalizando mais de 15 anos em termos de experiência operacional. Também foram realizadas análises econômicas sobre as vantagens de utilização da Tecnologia PRE em substituição às usinas térmicas nas duas localidades. Além disso, uma extensa análise sobre o impacto das descargas atmosféricas sobre o desempenho da Tecnologia PRE foi realizada, culminando com uma discussão sobre índices operacionais para o PRE. As conclusões e contribuições mais significativas deste trabalho, assim como as sugestões para trabalhos futuros, são apresentadas neste capítulo.

6.1 Principais Conclusões

Uma vez que a terceira fase da Tecnologia PRE no esquema trifásico é o solo, atenção especial foi dada à realização de medições no sistema de aterramento. Assim, em relação ao Sistema PRE Itapuã, os maiores valores de resistência de terra (R_t) medidos na subestação supridora e malha de terra independente foram iguais a $0,11 \Omega$ e $1,38 \Omega$, respectivamente. Com relação às tensões de toque (U_t) e de passo (U_p), estas não podem exceder a 50V. O maior valor medido foi de tensão de toque, igual a 2,82 V para uma corrente de carga injetada na malha igual a 48 A. Esses resultados, combinados com as reduzidas correntes de circulação para a malha independente permitiram a desativação da referida malha.

No contrapeso da torre 164, onde é feita a derivação para Itapuã do Oeste, o maior valor de R_t medido foi igual a $15,5 \Omega$, por ocasião do comissionamento, realizado em setembro de 1997. Como referência, o valor calculado de R_t é igual a $7,7 \Omega$ e $R_{\text{máx}} = 18,6 \Omega$. Portanto o valor medido no comissionamento foi aceito por ser inferior ao valor de R_t relacionado ao limite térmico da malha. Após o comissionamento, todos os valores medidos têm sido inferiores, em função da acomodação natural do solo, melhorando o contato com o condutor de aterramento. Em relação às tensões de toque e de passo, o maior valor medido corresponde a $U_t = 27,3 \text{ V}$, quando simultaneamente foi registrada uma corrente de retorno pelo solo igual a $15,2 \text{ A}$.

Na subestação distribuidora, o maior valor de R_t medido foi igual a $33,1 \Omega$, verificado por ocasião do comissionamento. Nas medições seguintes, até outubro de 2008, o maior valor medido foi igual a $14,0 \Omega$, sendo o valor previsto em projeto igual a $42,5 \Omega$. Sobre as tensões de toque e passo, o maior valor medido corresponde a $U_t = 24,6 \text{ V}$ para uma corrente de retorno para a malha da subestação igual a $45,2 \text{ A}$. Esse resultado foi obtido com o contrapeso da torre 164 fora de operação.

Alguns valores de tensão de toque que excederam o limite de 50 V foram medidos na cerca de arame liso que corta transversalmente a faixa de servidão, distante cerca de 150 m da torre 164, e na cerca de arame liso do terreno onde está localizada a subestação distribuidora do PRE em Itapuã. Entretanto, os valores díspares foram em função de mau contato nas conexões do aterramento dessas cercas. Em todas as vezes que tal situação foi constatada, depois de corrigido o problema de conexão os valores medidos ficaram bem abaixo de 50 V .

No que diz respeito ao PRE Jaru, as medições foram realizadas até 1998, quando a instalação foi intensamente demandada. A partir de 1998, a ELETRONORTE passou a atender parte da demanda de Jaru através do terciário do transformador da subestação $230/69/13,8 \text{ kV}$, em construção na época. Como exposto no Capítulo 2, todos os valores medidos das tensões de passo e toque foram inferiores ao limite máximo de 50 V previsto em projeto.

A Tecnologia PRE no esquema trifásico impõe a necessidade de compensação da impedância longitudinal e transversal visando equalizar a impedância dos cabos para-raios

com a fase cujo condutor é o solo. Devido à dificuldade de se conseguir uma compensação exata, ocorre o desequilíbrio das tensões, dado pela relação V_2/V_1 , ou V_0/V_1 em porcentagem. Esse desequilíbrio se acentua com o aumento de carga do PRE. Tanto em Jarú como em Itapuã, medições de tensão foram realizadas em locais previamente definidos, sendo encontrados valores máximos de desequilíbrio iguais a 1,28 % e 1,35 %, respectivamente. Este é um bom resultado, considerando que o limite máximo recomendado em norma é igual a 2%.

No que diz respeito à capacidade de carregamento do PRE, em Jarú foi possível atender carga até 4.300 kVA, com fator de potência igual a 0,94. Quanto ao PRE Itapuã, tem sido registrada demanda máxima até 4.500 kVA, com fator de potência igual a 0,82. Nas análises feitas sobre a queda de tensão para diferentes módulos de carga e respectivos fatores de potência, foi verificado que a capacidade de carregamento do PRE é ligeiramente superior à de um sistema convencional equivalente representado pela LT 34,5 kV sem compensação. Com efeito, isso se deve à contribuição da tensão induzida pela LT 230 kV sobre os condutores do PRE.

O uso dos cabos para-raios para adicionalmente transportar energia elétrica coloca a continuidade no fornecimento como uma das questões de maior relevância na análise de viabilidade da Tecnologia PRE. Neste sentido, tomando-se como referência o PRE Itapuã, é surpreendente constatar que mais de 60 % das interrupções são de origem externa, ou seja, não dizem respeito ao desempenho do Sistema PRE, avaliado a partir das interrupções de origem interna. Portanto, analisando-se apenas as interrupções de origem interna, mais de 70 % das interrupções verificadas no Sistema PRE de Rondônia foram provocadas por descargas atmosféricas. Este resultado mostra claramente que o comportamento da Tecnologia PRE é basicamente determinado pelas ocorrências de descargas atmosféricas. Outra parcela considerável das interrupções de origem interna, quase 16 %, foi classificada como sendo de origem desconhecida. Estimou-se que um terço desse total também está relacionado às descargas atmosféricas.

Visto que as descargas atmosféricas são as principais causadoras de interrupções, extensiva análise foi desenvolvida visando descobrir como elas atuam sobre o Sistema PRE. Para alcançar este objetivo, foram realizadas medições de resistência de terra nos contrapesos das torres, medições de resistividade do solo e ensaios na cadeia de isoladores do PRE.

Simulações foram realizadas utilizando-se os programas computacionais ATPDraw, ERM e CDEGS, para cálculo do número de interrupções por descargas diretas, número de interrupções por descargas indiretas, estratificação do solo e cálculo de resistência de terra, respectivamente. As seguintes conclusões são resultantes dessa análise:

- os valores das correntes críticas, acima das quais ocorre disrupção entre os eletrodos do centelhador da cadeia de isoladores rígidos do PRE, de maneira geral são bem inferiores quando comparados com o valor de corrente de descarga de 45 kA, cuja probabilidade de ser excedida é de 50 % segundo medições realizadas no Morro do Cachimbo. Em consequência, de acordo com a metodologia de cálculo adotada, quase todas as descargas atmosféricas diretas impactam o Sistema PRE, provocando interrupções;
- os valores de correntes críticas mais elevados, resultantes de descargas diretas na torre, estão associados a R_t menores;
- descargas diretas nos cabos PRE resultam nos menores valores das correntes críticas e praticamente independem da R_t . O valor é ainda menor quando se considera a ausência do cabo OPGW. Portanto, a Tecnologia PRE fica mais sujeita a sofrer interrupções quando a descarga atmosférica atinge diretamente os condutores;
- a consideração da ionização do solo praticamente não altera os resultados das correntes críticas da cadeia de isoladores da linha PRE Itapuã, cujo valor de resistividade do solo representativo do trecho entre a UHE Samuel e Itapuã do Oeste é igual a 5.700 Ω .m. Por outro lado, nas simulações feitas na LT AQJR associada à linha PRE Jarú, o efeito da ionização do solo é bastante significativo. Nesse caso, a resistividade do solo representativa do trecho entre Ariquemes e Jarú é igual a 1.700 Ω .m. Com efeito, verifica-se que para uma mesma corrente de descarga, no solo com menor resistividade a resposta do sistema de aterramento da torre resulta em menor valor da resistência de terra considerando a ionização (R_i). Apesar do NIDD ser muito pouco influenciado pela introdução de R_i no processo de cálculo, sem dúvida este é mais um aspecto que permite concluir sobre o melhor desempenho da Tecnologia PRE frente a descargas atmosféricas em regiões com solo de menor resistividade;

- na LT SMAQ, associada à linha PRE Itapuã, a presença do cabo OPGW contribui com pequena redução no número de interrupções por descargas diretas, NIDD. Em relação às descargas indiretas, o cabo OPGW tem efeito importante em termos de redução das amplitudes das tensões induzidas nos condutores PRE. Além disso, quanto maior o valor da R_t , maior é esse efeito e portanto, menor o número de descargas indiretas, NIDI;
- o número estimado de interrupções por descargas atmosféricas, NIE, do Sistema PRE de Rondônia, considerando $N_g = 10$ descargas/km²/ano, totalizou 3.514 interrupções no período de estudo considerado, dos quais 25 % estão relacionados a interrupções provocadas por descargas atmosféricas indiretas. Ou seja, devido à altura dos condutores PRE em relação ao solo, é significativo o número de interrupções causadas devido às sobretensões induzidas;
- comparativamente, o Sistema PRE apresenta maior NIDD e NIDI que a linha de média tensão convencional representada pela LT 34,5 kV. Essa constatação se deve à maior altura dos cabos PRE em relação à altura dos cabos nos postes da linha convencional.

Uma das práticas usuais adotadas pelas empresas de energia elétrica consiste na utilização das séries históricas dos índices operacionais DEC, FEC e outros para análise de viabilidade técnica e econômica das alternativas para melhoria ou expansão de seus sistemas elétricos. Neste sentido, tomando-se como referência a longa série histórica, superior a 180 meses, resultante da experiência verificada na prática operacional do Sistema PRE de Rondônia, foram propostos índices operacionais de referência, que podem ser utilizados no planejamento da expansão da Tecnologia PRE.

Comparativamente, os índices operacionais médios anuais do Sistema PRE, conforme Tabela 5.39, indicam desempenho operacional bem superior ao das usinas térmicas à base de grupos geradores diesel existentes nas localidades de Jaru e Itapuã antes da implantação da Tecnologia PRE. Na comparação com LT 34,5 kV, o PRE apresenta menor DEC e maior FEC. Ou seja, as interrupções do PRE são mais frequentes, porém o retorno à operação é feito com maior rapidez, visto que a maioria das interrupções é em consequência de descargas

atmosféricas. Isso resulta em procedimentos padronizados na atividade de restabelecimento do sistema. Ao contrário, as interrupções da LT 34,5 kV quase sempre demandam tempos prolongados para localização e reparo da falha. Essas diferenças são expressas através do tempo médio de restabelecimento. Enquanto o TMR do PRE Itapuã é equivalente a pouco mais de 40 minutos e o TMR do PRE Jaru é igual a 27 minutos, o TMR da LT 34,5 kV é aproximadamente igual a 01h26min. Mesmo na comparação com os índices operacionais médios da CERON, referentes ao período entre 1996 a 2007, o PRE apresenta resultados melhores. Esse aspecto revela que os índices DEC e FEC, considerados na comparação, não são díspares no contexto da Empresa.

Quanto ao atendimento das exigências do agente regulador, concernentes ao cumprimento das metas estabelecidas para os índices DEC, FEC e mais recentemente DIC e FIC, os índices operacionais do Sistema PRE, no período aqui estudado, mantiveram-se dentro dos limites estipulados para as respectivas localidades atendidas.

A realização desta pesquisa permitiu avaliar, também sob o ponto de vista econômico e ambiental, o quanto foi acertada a decisão de implantar a Tecnologia PRE nas localidades de Jaru e Itapuã do Oeste, ou seja:

- no período estudado, deixou-se de queimar mais de 80 milhões de litros de óleo diesel, cuja economia, somente com esta rubrica, foi equivalente a mais de 180 milhões de reais. Comparando-se esse valor com o custo do investimento feito na implantação das duas instalações do PRE, elas foram pagas mais de 60 vezes;
- além da economia por deixar de queimar óleo diesel, o PRE Jaru permitiu à ELETRONORTE postergar por dois anos a construção de uma subestação 230/69/13,8 kV. No caso da CERON, foi postergado o investimento em uma subestação 69/34,5/13,8 kV por cinco anos;
- se a substituição das usinas térmicas fosse através de um sistema convencional em 34,5 kV, envolvendo a linha e respectivas subestações, o investimento seria 80 % maior em relação ao Sistema PRE. A diferença está relacionada ao custo bem menor associada a parte aérea, isto é, a linha PRE, que por usar as torres da LT 230 kV, é quase 10 vezes inferior ao custo de uma LT 34,5 kV construída na região;

- a opção pelo PRE ao invés de uma LT 34,5 kV convencional evitou a realização de mais desmatamentos para abertura da faixa de servidão da linha.

Outras conclusões sobre a implantação da Tecnologia PRE em Rondônia são relacionadas a seguir:

- a isolação dos cabos para-raios no escopo da implantação da Tecnologia PRE em Rondônia exigiu modificações na cabeça da torre. Por conseguinte, o ângulo de blindagem dos cabos PRE em relação aos condutores foi reduzido, contribuindo, dessa feita, para um melhor desempenho da LT 230 kV em relação às descargas atmosféricas;
- os resultados práticos obtidos da operação do Sistema PRE de Rondônia no período de 1996 a 2007 comprovam que a isolação e energização dos cabos para-raios em alguns trechos da LT 230 kV entre a UHE Samuel e Ji-Paraná, não introduziu qualquer anormalidade no desempenho da linha. Conclui-se, portanto, que a Tecnologia PRE não deteriora o desempenho operacional da LT 230 kV.

Em síntese, de acordo com os objetivos propostos, as principais contribuições deste trabalho são:

1. comprovação do bom desempenho do sistema de aterramento da Tecnologia PRE, dentro dos parâmetros técnicos e de segurança previstos em projeto;
2. comprovação dos índices de qualidade no fornecimento de energia elétrica no que diz respeito à queda de tensão e desequilíbrio de tensão, cujos valores estão dentro dos padrões de qualidade do órgão normativo;
3. comprovação dos índices de continuidade DEC, FEC, DIC e FIC dentro das exigências dos órgãos reguladores;
4. análise do comportamento do Sistema PRE Rondônia frente a descargas atmosféricas diretas e indiretas, permitindo com isso identificar os fatores que

contribuem com maior peso na ocorrência de interrupções por descargas atmosféricas. Cumpre destacar que este trabalho abordou, pela primeira vez, a questão das sobretensões induzidas por descargas atmosféricas indiretas em uma linha de distribuição com as características da linha PRE, tendo sido demonstrada a maior susceptibilidade do sistema ao fenômeno em razão da altura mais elevada dos condutores em relação a uma linha de distribuição convencional. Os resultados apresentados ilustram claramente o modo como as tensões induzidas podem afetar o desempenho da linha ao excederem a tensão disruptiva crítica das cadeias de isoladores. As simulações para cálculo de tensões induzidas foram realizadas utilizando-se o ERM, modelo já consolidado e de validade comprovada por meio de diversas comparações entre resultados teóricos e experimentais;

5. procedimentos metodológicos para cálculo do NIDD e NIDI da Tecnologia PRE no esquema trifásico, com descrição detalhada, visando possibilitar a repetição desses procedimentos por ocasião do planejamento e projeto de futuras instalações PRE;
6. estabelecimento de relações entre os números de interrupções calculados e verificados, como resultado do uso de ferramentas de simulações de validade comprovada e de resultados operacionais advindos de mais de 180 meses de experiência operacional com a Tecnologia PRE;
7. análise comparativa do desempenho frente a descargas atmosféricas diretas e indiretas, da Tecnologia PRE e da linha convencional de 34,5 kV;
8. comprovação de que a operação do Sistema PRE não deteriora o desempenho da LT 230 kV frente a descargas atmosféricas ou a qualquer outra causa. Ao contrário, em relação às descargas atmosféricas, a introdução do PRE melhora o desempenho da linha devido à redução no ângulo de blindagem, resultante das modificações na cabeça das torres para isolação e energização dos cabos para-raios;

9. obtenção de índices operacionais de referência para modelagem de viabilidade técnica e econômica de futuros sistemas PRE em Rondônia, ou em outras regiões e sistemas elétricos com características semelhantes ao analisado nesta tese.

Todas as contribuições deste trabalho são inéditas, tendo em vista: 1) que a experiência com a Tecnologia PRE em Rondônia é uma realidade única no Brasil; 2) o tempo de experiência operacional considerado no estudo.

Por fim, a partir das contribuições deste trabalho de pesquisa, espera-se que este tipo de alternativa tecnológica venha a ser utilizada como importante instrumento de política pública voltada a promover a universalização da energia elétrica. De outra forma, espera-se que a Tecnologia PRE passe a fazer parte das alternativas tecnológicas a serem adotadas para fornecimento de energia elétrica a pequenas comunidades ou pequenas cargas localizadas próximas aos corredores das linhas de transmissão, cujo atendimento através de meios convencionais é proibitivo sob o ponto de vista econômico. Com essas motivações, em seguida são apresentadas sugestões para trabalhos futuros.

6.2 Sugestões para Trabalhos Futuros

Neste trabalho foi realizada a análise de viabilidade da Tecnologia PRE no esquema trifásico explorando os aspectos de seu desempenho técnico, operacional e econômico. Este objetivo foi alcançado a partir do levantamento, análise e classificação das interrupções, articulado com uma extensiva análise sobre o comportamento da tecnologia frente às descargas atmosféricas. Contudo, há outros aspectos a serem pesquisados e que podem contribuir ainda mais com o desenvolvimento e melhoria da Tecnologia PRE. Neste sentido, são feitas as seguintes sugestões:

1. a maioria das interrupções do Sistema PRE tem como causa as descargas atmosféricas. Todas as vezes que acontece uma interrupção, faz-se necessário o deslocamento de operadores até o pátio da subestação para abrir a chave de aterramento rápido e liberar o sistema para reenergização. Todos esses procedimentos alongam o tempo de

restabelecimento e de retorno do fornecimento de energia elétrica ao consumidor final. Com efeito, a maioria desses procedimentos operacionais pode ser eliminada através da instalação de religadores automáticos. Isto demanda pesquisa visando analisar qual o comportamento do Sistema PRE e do Sistema 230 kV quando submetido a essa condição operacional. De outra forma, qual o comportamento do Sistema PRE e 230 kV com a implantação de religamento automático?

2. a amplitude das tensões impulsivas, especialmente aquelas resultantes de tensões induzidas por descargas atmosféricas próximas à LT, pode ser substancialmente reduzida através da instalação de para-raios. Os resultados desse tipo de pesquisa podem contribuir significativamente com a redução no número de interrupções da Tecnologia PRE em decorrência de descargas atmosféricas. Porém, essa alternativa é viável economicamente? Além dos aspectos técnicos a serem analisados, este é um dos desafios desta sugestão de pesquisa;
3. Praticamente todas as descargas atmosféricas que incidem diretamente sobre a linha provocam interrupção no Sistema PRE em decorrência dos baixos valores de corrente crítica da cadeia de isoladores. Aumentando-se o espaçamento entre os eletrodos do centelhador da cadeia de isoladores também aumentará a corrente crítica, e da mesma forma a CFO. Como resultado, haverá redução no número de interrupções do PRE. Contudo, o aumento no espaçamento dos eletrodos comprometerá o desempenho da LT 230 kV?
4. Como discutido neste trabalho, uma das maiores dificuldades na interpretação das diferenças entre os números de interrupções estimadas e observadas reside nas incertezas relacionadas às informações disponíveis sobre a densidade de descargas atmosféricas na área onde o sistema PRE está localizado. Sugere-se, portanto, a instalação de contadores de descargas ao longo da LT 230 kV para obtenção da densidade das descargas atmosféricas na região, tendo em vista a aplicação dessa informação em futuras pesquisas de avaliação do desempenho da Tecnologia PRE.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABB; MARTE. **Dimensionamento do sistema de aterramento do sistema elétrico de atendimento às pequenas cargas via cabos para-raios energizados - PRE de Rondônia.** [S.l], 1994. MTE - ABB. 001.08/94

ABB; MARTE. **Dimensionamento do sistema de aterramento do sistema elétrico de atendimento às pequenas cargas via cabos para-raios energizados - PRE de Rondônia: Parte III - Dimensionamento das malhas de terra independentes das subestações distribuidoras.** [S.l].1995. Relatório final consolidado - MTE - ABB. 001.08/94. Rev. 17/02/1995

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA . Resolução nº 520, de 17 de setembro de 2002. Estabelece os procedimentos de registro e apuração dos indicadores relativos às ocorrências emergenciais. **Diário Oficial da União**, Brasília, 19 set. 2002. Seção 1, v.139, n. 182, p.76.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Resolução nº 024, de 27 de janeiro de 2000. Estabelece as disposições relativas à continuidade da distribuição de energia elétrica às unidades consumidoras. Republicado no **Diário Oficial da União** de 13.03.2003. Brasília, 13 mar. 2003.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. Resolução normativa nº 186, de 6 de dezembro de 2005. Estabelece as metas de continuidade dos serviços de distribuição de energia elétrica, nos seus aspectos de duração equivalente de interrupção por unidade consumidora – DEC e frequência equivalente de interrupção por unidade consumidora – FEC, para os conjuntos de unidades consumidoras da área de concessão das Centrais Elétricas de Rondônia S/A – CERON. Publicado no **Diário Oficial da União** de 19.12.2005. Brasília, 19 dez. 2005.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. **Evolução do desempenho do indicador de qualidade global.** Região Norte. Estado de Rondônia. CERON. Indicador de qualidade anual. Disponível em: <http://cfx.aneel.gov.br/VisualizarGraficos.asp?Empresa=CERON&Periodo=An>>. Acesso em: 24 jul. 2009.

AGRAWAL, A. K.; PRICE, H. J.; GURBAXANI, S. H. Transient response of multiconductor transmission lines excited by a nonuniform electromagnetic field. **IEEE Transaction on Electromagnetic Compatibility**, v. 22, n. 2, p.119-129. May 1980.

ALBRECHT, Rachel Ifanger. **Eletrificação dos sistemas precipitantes na região Amazônica**: processos físicos e dinâmicos do desenvolvimento de tempestades. São Paulo, 2008. 197f. Tese (Doutorado em Ciências) – Instituto de Astronomia, Geofísica e Ciências Atmosféricas – Departamento de Ciências Atmosféricas. Universidade de São Paulo, São Paulo, 2008.

ALMEIDA, Arthur da Costa et al. Lightning characteristics associated to severe rainfall events, around Belém-PA-Brazil. In: INTERNATIONAL SYMPOSIUM ON LIGHTNING PROTECTION, 9. 2007, Foz do Iguaçu, Brazil. **SIPDA. Proceedings.** São Paulo, IEE/USP, 2007, p.57-60.

ANDERSON, J. G. Lightning performance of transmission lines. In: **Transmission Line Reference Book: 345 kV and Above**. 2.ed. Palo Alto, California, USA, Electric Power Research (EPRI), 1987. Cap. 12, p.545-597.

ANDERSON, R. B.; ERIKSSON, A. J. A summary of lightning parameter for engineering applications. In: INTERNATIONAL CONFERENCE ON LARGE HIGH VOLTAGE ELECTRICAL SYSTEMS . Paris: CIGRÉ, 1980. (**WG 33-06**).

ANDRADE, Maria Margarida de. **Como preparar trabalhos para cursos de pós-graduação**: noções práticas. São Paulo:Atlas, 1995. 118p.

ARAÚJO, Antônio E. A. de; NEVES, Washington L. A. **Cálculo de transitórios eletromagnéticos em sistemas de energia**. Belo Horizonte: UFMG, 2005.

ARAUJO, Dalva de Souza. **Desenvolvimento de um terminal ótico para cabos OPGW energizados (OPPW) para classe de tensão até 72,5 kV**. Itajubá, 2001. 80f. Dissertação (Mestrado em Ciências em Engenharia Elétrica). Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Itajubá. Itajubá, 2001.

ARMSTRONG, H. R.; WHITEHEAD, Edwin R. Field and analytical studies of transmission line shielding. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems**. v. PAS-87, n. 1, p.270-281, Jan. 1968.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR 5049**: isoladores de porcelana ou vidro para linhas aéreas e subestações de alta tensão: ensaios. Rio de Janeiro, 1985.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR 6936**: técnicas de ensaios elétricos de alta tensão. Rio de Janeiro, 1992.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR 15123**: isoladores para linhas aéreas com tensões nominais acima de 1.000 V. Rio de Janeiro, 2004.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR 5419**: proteção de estruturas contra descargas atmosféricas. 2ed. Rio de Janeiro, 2005.

BANCO CENTRAL DO BRASIL. **Taxas de câmbio**: cotações de fechamento do dólar dos EUA no período de 01/12/2007 a 31/12/2007. Disponível em: <<http://www4.bcb.gov.br/pec/taxas/port/PtaxRPesq.asp?idpai=TXCOTACAO>>. Acesso em: 28 de dezembro de 2009.

BECERRA, M.; COORAY, V.; SILVA NETO, A.; PIANTINI, A. Lightning attachment to power transmission lines – on the validity of the electrogeometric model. In: INTERNATIONAL CONFERENCE ON LIGHTNING PROTECTION, 29, 2008, Uppsala. **Proceedings. ICLP**. Uppsala, 2008. p.6a-1/1 – 6a-1/11.

BERGER, K.; ANDERSON, R. B.; KRÖNINGER H. Parameter of lightning flashes. **ELECTRA**, n. 41, p. 23-37, Jul. 1975.

BOLDUC, Leonard; BRISSETE, Yves; BEAUDIN, Denis; PAGÉ, Daniel; BÉRUBÉ, André. Overhead-ground-wire power supply: regulation by IVACE. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v.19, n.1, p.393-99, Jan. 2004.

BORGHETTI, A.; NUCCI, C. A.; PAOLONE, M.; RACHIDI, F. Characterization of the response of an overhead line to lightning electromagnetic fields. In: INTERNATIONAL CONFERENCE ON LIGHTNING PROTECTION, 25, 2000, Rhodes. **Proceedings. ICLP**. Rhodes, 2000. p.223-228.

BORGHETTI, A.; NUCCI, C. A.; PAOLONE, M. An improved procedure for the assessment of overhead line indirect lightning performance and its comparison with the IEEE Std. 1410 method. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 22, n. 1, p. 684-692, Jan. 2007.

BRASIL Ministério da Agricultura e Reforma Agrária. Secretaria Nacional de Irrigação. Departamento Nacional de Meteorologia. **Normais climatológicas (1961-1990)**. Estação Porto Velho. Brasília, 1992.

BRASIL. Ministério da Defesa. Comando da Aeronáutica. Quarto Centro Integrado de Defesa Aérea e Controle de Tráfego Aéreo. **Trovoadas registradas pela Estação Meteorológica de Superfície de Porto Velho, no período de 2000 a 2005**. Manaus, 2006.

BROWN, Gordon W.; WHITEHEAD, Edwin R. Field and analytical studies of transmission line shielding: Parte II. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems**. v. PAS-88, n. 5, p.617-626, May. 1969.

CARVALHO, Thaís Ohara de; SILVA NETO, Acácio; OBASE, Paulo Futoshi; RAMOS, José Ezequiel; PIANTINI, Alexandre. **Avaliação do desempenho do sistema PRE com relação a descargas atmosféricas diretas (resultados parciais) e caracterização elétrica do solo do Estado de Rondônia**. RELATÓRIO QUADRIMESTRAL. CERON / RQ 001 / CICLO 2 /OR. São Paulo, jan. 2008.

CENTRAIS ELÉTRICAS DE RONDÔNIA. **Boletim Estatístico 1987**. Porto Velho: CERON, 1988.

_____. **Boletim Estatístico 1989**. Porto Velho: CERON, 1990.

_____. **Boletim Estatístico 1992**. Porto Velho: CERON, 1993.

_____. **Boletim Estatístico 1994**. Porto Velho: CERON, 1995.

_____. **Relatório anual da operação – ano 1995**. Porto Velho: CERON, 1996.

_____. **Boletim Estatístico 1995**. Porto Velho: CERON, 1997a.

_____. **Boletim Estatístico 1996**. Porto Velho: CERON, 1997b.

_____. **Relatório de Gestão 1997**. Porto Velho: CERON, mar., 1998a.

_____. **Boletim Estatístico 1997**. Porto Velho: CERON 1998b.

_____. **Relatório mensal: produção e transmissão**. Porto Velho: CERON, dez., 1998c.

_____. **Boletim Estatístico 1998**. Porto Velho: CERON, 1999a.

_____. **Relatório mensal: transmissão, distribuição e operação**. Porto Velho: CERON, dez., 1999b.

_____. **Boletim Estatístico 1999**. Porto Velho: CERON, 2000a.

_____. **Relatório mensal:** transmissão, geração e distribuição. Porto Velho: CERON, dez., 2000b.

_____. **Boletim Estatístico 2000.** Porto Velho: CERON, 2001.

_____. **Relatório anual da operação – ano 2001.** Porto Velho: CERON, 2002. 1 CD-ROM

_____. **Relatório anual da operação – ano 2002.** Porto Velho: CERON, 2003a. 1 CD-ROM

_____. **Relatório anual 2002.** Porto Velho: CERON, 2003b.

_____. **Relatório anual da operação – ano 2003.** Porto Velho: CERON, 2004. 1 CD-ROM

_____. **Relatório anual da operação – ano 2004.** Porto Velho: CERON, 2005a. 1 CD-ROM

_____. **Relatório anual 2004.** Porto Velho: CERON, 2005b.

_____. **Relatório anual da operação – ano 2005.** Porto Velho: CERON, 2006. 1 CD-ROM

_____. **Relatório anual da operação – ano 2006.** Porto Velho CERON, 2007a. 1 CD-ROM

_____. **Sistema de óleo diesel:** planilha de demonstrativo anual de preço médio unitário com ICMS. Porto Velho CERON, 2007b.

_____. **Relatório anual da operação – ano 2007.** Porto Velho: CERON, 2008. 1 CD-ROM

_____. **Relatório da administração 2008.** Porto Velho: CERON, 2009.

CHOWDHURI, P. Response of overhead lines of finite length to nearby lightning strokes. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 6, n. 1, p.343-351, Jan. 1991.

COMISSÃO EXECUTIVA DO PLANO DA LAVOURA CACAUEIRA . Superintendência Regional da Amazônia . Núcleo de Pesquisa em Ouro Preto do Oeste . **Dados climáticos mensais:** de 1995 a 1999 . Porto Velho: CEPLAC/ SUPOC/ NUPEX-OP, 2000.

COMISSÃO EXECUTIVA DO PLANO DA LAVOURA CACAUEIRA . **Dados climáticos mensais:** de 2000 a 2004. Porto Velho: CEPLAC, 2005.

COMISSÃO EXECUTIVA DO PLANO DA LAVOURA CACAUEIRA . **Dados climáticos mensais:** de 2005 a 2006. Porto Velho: CEPLAC , 2007.

CONSEIL INTERNATIONAL DES GRANDS RÉSEAUX ÉLECTRIQUES. **Guide to procedures for estimating the lightning performance of transmission lines.** . Paris: CIGRÉ , 1991. Working Group 01 (Lightning) of Study Committee 33 (Overvoltages and Insulation Co-ordination).

COORAY, V. Calculating lightning-induced overvoltages in power lines: a comparison of two coupling models. **IEEE Transactions on Electromagnetic Compatibiliry**, v.36, n. 3, p. 179-182, Aug. 1994.

COORAY, Vernon; RAKOV, Vladimir; THEETHAYI, Nelson. **The lightning striking distance – Revisited.** In: JOURNAL OF ELECTROSTATICS. Elsevier, ScienceDirect. n.65, p.296-306, 2007. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com> >. Acesso em: 07 abr. 2009.

CRUZ, Antônio Marcelo Tavares; RAMOS, José Ezequiel; PIRES, Valdemir Aparecido; D'AJUZ, Ary. Experiência operativa da tecnologia de pára-raios energizados na linha de 230 kV do sistema de Rondônia. In: SEMINÁRIO INTEGRADO DE MANUTENÇÃO, OPERAÇÃO E ADMINISTRAÇÃO, 4, 1996, Belém. **Anais. SIMOPA.** Belém, 1996. p. 74-81.

D'AJUZ, Ary; OLIVEIRA JÚNIOR, Hélio Pessoa. Principais tecnologias não convencionais para alimentação de pequenas cargas ao longo de linhas de transmissão. In: SIMPÓSIO DE ESPECIALISTAS EM PLANEJAMENTO DA OPERAÇÃO E EXPANSÃO ELÉTRICA, 3, 1992, Belo Horizonte. **Anais. SEPOPE.** Belo Horizonte, 1992.

D'AJUZ, Ary; MARTINEZ, Manuel L. B. Linhas de transmissão com cabos pára-raios OPGW energizados. **IEEE – ELECTRON.** p.21-24, Dez. 1993.

D'AJUZ, Ary; MARTINEZ, Manuel L. B.; ARAUJO, Ana Maria R.; TAKAI, Mário Noboru; SGANZERLA, Flávio; O. JÚNIOR, Hélio P.; FONSECA, Cláudio S.; GUIMARÃES, R. P.; MENDES, Eloisa R. Energized overhead ground wires – OHGWs: the pioneer brazilian application. In: SIMPOSIUM OF SPECIALISTS IN ELECTRIC OPERATIONAL AND EXPANSION PLANNING, 4, 1994. Foz do Iguaçu. **Anais. SEPOPE.** Foz do Iguaçu, 1994.

D'AJUZ, Ary; ROSE, Eber Hávila; MARTINEZ, Manuel L. B.; PINTO, Wanderley S.; ARAÚJO, Marcos C.; TAKAI, Mário N.; OLIVEIRA JÚNIOR, Hélio Pessoa de; PIRES, Valdemir A.; CURSINO, Edmilson. Implantação de cabos pára-raios energizados em linhas de 230 kV do Sistema de Rondônia. In: SEMINÁRIO NACIONAL DE PRODUÇÃO E TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, 12, 1995, Florianópolis. **Anais. SNPTEE**. Grupo XI: Sobretensão, coordenação de isolamento e interferências - GSI. Florianópolis, 1995.

D'AJUZ, Ary; BLANCO, A. F. Pazo; LAGE, Marcos M.; MARTINEZ, Manoel L. B.; RAMOS, José Ezequiel; PIRES, Valdemir Aparecido; CRUZ, Antônio Marcelo Tavares. Implantação de cabos pára-raios energizados: projeto, comissionamento e experiência operativa. In: SEMINÁRIO NACIONAL DE PRODUÇÃO E TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, 14, 1997, Belém. **Anais. SNPTEE**. Belém, 1997. Grupo VIII: Subestações (GSU). 1 CD-ROM

D'AJUZ, Ary; ROSE, Eber Hávila; MARTINEZ, Manuel L. B.; PINTO, Wanderley S.; ARAÚJO, Marcos C.; TAKAI, Mário N.; OLIVEIRA JÚNIOR, Hélio Pessoa de; PIRES, Valdemir A.; TAVARES, Antônio Marcelo. Estudos elétricos necessários para a implantação da tecnologia de cabos pára-raios energizados. In: ENCONTRO REGIONAL IBERO-AMERICANO DA CIGRÉ, 8, 1999, Ciudad del Este, Paraguay. **Proceedings. ERLAC**. Ciudad Del Este, Paraguay, 1999.

DARVENIZA, M.; VLASTOS, A. E. The generalized integration method for predicting for non-standard wave shapes – a theoretical basis. **IEEE Transactions on Electrical Insulation**. v. 23, n. 3, p.373-381. Jun. 1988.

DELLERA, L.; GARBAGNATI, E. Lightning stroke simulation by means of the leader progression model. Parte I: Description of the model and evaluation of exposure of free-standing structures. **IEEE Transactions on Power Delivery**. v.5, n.4, p. 2009-2022. Nov. 1990.

DEPARTAMENTO NACIONAL DE ÁGUAS E ENERGIA ELÉTRICA. Portaria nº 046, de 17 de abril de 1978. Estabelece as disposições relativas à continuidade de serviço a serem observadas pelos concessionários de serviço público de eletricidade no fornecimento de energia elétrica a seus consumidores. In: ELETROBRAS. CODI. **Desempenho de sistemas de distribuição**. Rio de Janeiro, Campus, 1982. Col. Distribuição de energia elétrica, v.3

ELETROBRAS. CODI. **Planejamento de sistemas de distribuição**. Rio de Janeiro, Campus, 1982. (Coleção. distribuição de energia elétrica; v.1.)

ELETROBRAS. CODI. **Desempenho de sistemas de distribuição**. Rio de Janeiro, Campus, 1982. (Coleção. distribuição de energia elétrica; v.3.)

ELETRONORTE. **LT 230 kV Samuel/Ariquemes**: lista de construção. Brasília, 1993.

ELETRONORTE. **LT 230 kV Ariquemes/Ji-Paraná**: lista de construção. Brasília, 1994.

ELETRONORTE. **Alimentação de pequenas cargas através de energização de cabos pára-raios**: estudos de regime permanente e consolidação dos dados.. Brasília, abr. 1995. EPL-RE-4.002/95.

ELETRONORTE/ORON. **Sistema computadorizado de gestão de equipamentos**: subsistema controle de equipamentos. Porto Velho, 1995.

ELETRONORTE. Instalação de sistema de aterramento em estrutura de linha de transmissão. Instrução Técnica de Manutenção. Brasília, jan.1997. ITML LT0.22 – Rev. 03.

ERIKSSON, A. J. The incidence of lightning strikes to power lines, **IEEE Trans. Power Delivery**, v. 2, p. 859-870, Jul. 1987a.

ERIKSSON, A. J. An improved electrogeometric model for transmission line shielding analysis, **IEEE Trans. Power Delivery**, v. 2, p. 871-886, Jul. 1987b.

FARIA, Heloisa Helena. **Estudo comparativo da atividade e características dos relâmpagos nas regiões de Rondônia e Sudeste, no período de outubro de 1999 a março de 2000**. São José dos Campos, 2002. 224f. Tese (Doutorado em Geofísica Espacial). Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais, São José dos Campos, 2002.

FERNANDES, José Henrique Machado; MACHADO, Vanderlei Guimarães. In: SEMINÁRIO INTERNACIONAL DE INOVAÇÕES EM LINHAS DE TRANSMISSÃO. 1999, Rio de Janeiro: abr. 1999. **CIGRÉ – SC 22**.

FONSECA, Cláudio dos Santos. Sobretensões atmosféricas. In: D'AJUZ, Ary et al. **Transitórios elétricos e coordenação de isolamento**: aplicação em sistemas de potência de alta tensão. Rio de Janeiro, EDUFF, 1986. Cap. 4, p.53-68.

GATTA F.M; ILICETO F.; LAURIA, S. Lightning performance of HV transmission lines with insulated shield wire(s) energized at MV: analysis and field experience. In: SYMPOSIUM ON BEHAVIOUR OF ELECTRICAL EQUIPMENT AND COMPONENTS IN TROPICAL ENVIRONMENT, 2001, Cairns, **Proceedings**. CIGRÉ. Cairns, 2001. Paper n. 100-07, Sep. 2001.

GILMAN, D. W.; WHITEHEAD, Edwin R. The mechanism of lightning flashover on high voltage and extra high voltage transmission lines. **Electra**. n. 27, p.65-96, 1973.

GREENWOOD, Allan. **Electrical transients in power systems**. 2.ed. New York, John Wiley & Sons, 1991.

GUEDES, Vitor Tadeu. Redução de sobretensões em cadeias de isoladores da linha de transmissão 230 kV Samuel / Ji-Paraná. In: PAINEL INTEGRADO DA QUALIDADE (PIQ) 9, 2003, Porto Velho. **Anais**. Porto Velho, 2003. 1 CD-ROM

HILEMAN, Andrew A. **Insulation coordination for power systems**. Boca Raton, Taylor & Francis, 1999. Florida, USA.

ILICETO, F.; CINIEMI, E.; CASELY-HAYFORD, L. **Long lightly loaded HV transmission lines to expand electrification of developing countries: applications in Ghana**. Paris: CIGRÉ, 1984. paper 37-11 .

IEEE WORKING GROUP ON LIGHTNING PERFORMANCE OF TRANSMISSION LINES. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems**. v. PAS-104, n. 4, p.919-932. Apr. 1985.

ILICETO, F.; CINIEMI, E.; CASELY-HAYFORD, L.; DOKYI, G. New concepts on MV distribution from insulated shield wires of HV lines: operation results or an experimental system and applications in Ghana. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v.4, n.4, p.2130-44, Oct. 1989.

ILICETO F., CINIEMI E., GATTA F.M. Rural electrification of developing countries using the insulated shield wires of HV lines. New design, criteria and Operation Experience. Paris: CIGRÉ, 1994. paper 37/38-03.

ILICETO F.; GATTA F.M.; DOKYI, G. O. Three-phase and single-phase electrification in developing countries using the insulated shield wires of HV lines energized at MV operation experience in Ghana. In: INTERNATIONAL CONFERENCE ON POWER SYSTEMS OPERATION AND PLANNING, 4, 2000, Accra, Ghana. **Proceedings. ICPOST** Accra, Jul/Aug., 2000. Paper n. 20-2E01.

ILICETO F.; GATTA F.M.; MASATO, P.; SYSOULATH, H. **Rural electrification in developing countries with the shield wire scheme: applications in Laos**. Paris: CIGRÉ, 2004. Paper C6-301.

ILICETO F.; GATTA F.M.; LAURIA, S.; DEBEBE M.; HUSSEN, M. Rural electrification in Ethiopia with the shield wire scheme. In: INTERNATIONAL CONFERENCE ON ELETRICITY DISTRIBUTION, 18, 2005. Turim. **Proceedings. CIREN**. Turim, Jun., 2005.

INSTITUTO BRASILEIRO DE GEOGRAFIA E ESTATÍSTICA .Cidades@. **Itapuã do Oeste**; contagem da população 2007. Disponível em: <http://www.ibge.gov.br/cidadesat/extras/perfil.php?codmun=110110&r=2>>. Acesso em: 14 jan. 2009.

INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS. **IEEE 1159**: IEEE recommended practice for monitoring electric power quality. New York, 1995.

INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS. **IEEE 1243**: IEEE guide for improving the lightning performance of transmission lines. New York, 1997.

INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS. **IEEE 1410** : IEEE guide for improving the lightning performance of electric power overhead distribution line.

ISHII, M.; MICHISHITA, K.; HONGO, Y.; OGUME, S. Lightning-induced voltage on an overhead wire dependent on ground conductivity. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 9, n. 1, p. 109-118. Jan. 1994.

ISOLADORES SANTANA. Laboratório de Alta Tensão. Ensaio de tensão de descarga sob impulso atmosférico 1,2/50 μ s. Objeto ensaiado: Isolador de porcelana rígido para cabo para-raios com centelhador – referência: DCV 32352. São Paulo, 1994. Relatório de ensaio nº016/94.

KINDERMANN, Geraldo; CAMPAGNOLO, Jorge Mário. **Aterramento elétrico**. Porto Alegre: Sagra, 1991.

KOLOKOLOV, V. P.; PAVLOVA, G. P. Relation between some thunderstorm parameter. In: **Trudy GGO**. Studies in atmospheric electricity. Gidrometeoizdat, Leningrad, , 1972. n. 277 (English translation, Jerusalem, 1974, pp.33-5).

LEON, José Aurélio Moreno. **Sistemas de aterramento**. 4. ed. São Paulo, ERICO do Brasil, 1982,

LIEW, A. C.; MAR, S. C., Extension of the Chowdhuri - Gross model for lightning induced voltage on overhead lines. **IEEE Transaction on Power Systems**, v. 1, n. 2, p.240-247, Apr. 1986.

LIMA, Antônio G. G.; PILLOTO, Luis A. S.; ALVES, José E. R.; WATANABE, Edson H. Transmissão de energia em corrente contínua modulada em alta tensão. In: SEMINÁRIO NACIONAL DE PRODUÇÃO E TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, 11, 1991, Rio de Janeiro. **Anais. SNPTEE**. Rio de Janeiro, 1991. Grupo IV: Análise e técnicas de sistemas de potência -GAT.

MACGORMAN, D. R.; AIER, M. W.; RUST, W. D. **Lightning strike density for the contiguous United States from thunderstorm duration records**. Washington, 1984. 44p. NUREG/CR-3759. Office the Nuclear Regulatory Research, US Nuclear Regulatory Commission

MARTINEZ, Juan. A.; CASTRO-ARANDA, Ferley. Lightning performance analysis of overhead transmission lines using EMTP. **IEEE Transactions on Power Delivery**.v.20, n. 3, p. 2200-2210, Jul. 2005.

MICHISHITA, K.; ISHII, M. Theoretical comparison of Agrawal's and Rusck's field-to-line coupling models for calculation of lightning-induced voltage on an overhead wire, **IEEEJ Trans. PE**, Vol. 117, No. 9, Sep. 1997, pp. 1315-1316.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. **Plano decenal de expansão de energia elétrica: 2006-2015**. Brasília: MME:EPE, 2006, 76p.

MONTALVÃO, Edmundo; D'AJUZ, Ary; ROSE, Eber Hávila; SOUZA PINTO, Wanderley de; CURSINO, A. Edmilson; RAMOS, José Ezequiel. Estudos de proteção de para-raios energizados (PRE); um sistema pioneiro no Brasil. In: SEMINÁRIO TÉCNICO DE PROTEÇÃO E CONTROLE, 5, 1995, Curitiba. **Anais. STPC**. Curitiba, 1995.

MORAIS, Paulo Roberto Callegaro. **Mapa hidrológico do Estado de Rondônia**. Porto Velho: CPRM – Serviço Geológico do Brasil, Residência de Porto Velho, 1998.

MOREIRA, Daniel Augusto. **Administração da produção e operações**. 3ed. São Paulo, Pioneira, 1998.

MOUSA, Abdul M.; SRIVASTAVA, K. D. The implications of electrogeometric model regarding effect of height of structure on the median amplitude of collected lightning strokes. **IEEE Transactions on Power Delivery**. v. 4, n. 2, p.1450-1460. Apr. 1989.

MOUSA, Abdul M.; SRIVASTAVA, K. D. Modelling of Power lines in lightning incidence calculations. **IEEE Transactions on Power Delivery**. v. 5, n. 1, p.303-310. Jan. 1990.

NUCCI, C. A.; BORGHETTI, A.; PIANTINI, A.; JANISZEWSKI, J. M. Lightning-induced voltages on distribution overhead lines: comparison between experimental results from a reduced-scale model and most recent approaches. In: INTERNATIONAL CONFERENCE ON LIGHTNING PROTECTION, 24, 1998, Birmingham. **Proceedings. ICLP**. Birmingham, 1998. p.314-320.

NUCCI, C. A.; RACHIDI, F. Lightning induced overvoltages. **IEEE Transmission and Distribution Conference**, Panel Session “Distribution Line Protection”, New Orleans, Apr. 1999.

OBASE, Paulo Futoshi; PIANTINI, Alexandre; CARVALHO, Thaís Ohara de; SILVA NETO, Acácio; RAMOS, José Ezequiel. **Avaliação do desempenho técnico e operacional da tecnologia PRE no Estado de Rondônia – resultados preliminares (ano 1)**.. São Paulo, ago. 2007. RELATÓRIO FINAL. CERON / RF 001 / OR.

OLIVEIRA JÚNIOR, Hélio Pessoa; MAIA, Marcelo J. A.; ESMERALDO, Paulo C. V. Transmissão da Amazônia: suprimento de pequenas cargas a partir dos troncos de transmissão em corrente alternada. In: SEMINÁRIO NACIONAL DE PRODUÇÃO E TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, 11, 1991, Rio de Janeiro. **Anais. SNPTEE**. Rio de Janeiro, 1991. Grupo IV: Análise e técnicas de sistemas de potência – GAT.

ORELLANA, Ernesto. **Prospeccion geolétrica en corriente continua**. Madrid, Paraninfo, 1972.

PIANTINI, Alexandre. **Contribuição ao estudo das tensões induzidas em linhas de distribuição por descargas atmosféricas indiretas**. São Paulo, 1991. 212f.. Dissertação (Mestrado em Engenharia). Escola Politécnica da Universidade de São Paulo. São Paulo, 1991.

PIANTINI, Alexandre. **Tensões induzidas por descargas atmosféricas indiretas em linhas aéreas, rurais e urbanas, considerando diferentes métodos de proteção: modelagens teórica e experimental e aplicação ao cálculo de interrupções**. São Paulo, 1997. 316f.. Tese (Doutorado em Engenharia). Escola Politécnica da Universidade de São Paulo. São Paulo, 1997.

PIANTINI, A. Lightning protection of overhead power distribution lines (invited lecture). In: INTERNATIONAL CONFERENCE ON LIGHTNING PROTECTION, 29, 2008, Uppsala. **Proceedings. ICLP**. Uppsala, . 2008. p.323-328.

PIANTINI, A.; JANISZEWSKI, J. M. An experimental study of lightning induced voltages by means of a scale model. In: : INTERNATIONAL CONFERENCE ON LIGHTNING PROTECTION, 21, 1992, Berlin. **Proceedings. ICLP**. Berlin: VDE, 1992. p. 4.08/195-199.

PIANTINI, A.; JANISZEWSKI, J. M. Lightning induced voltages on overhead lines – the effect of ground wires. In: INTERNATIONAL CONFERENCE ON LIGHTNING PROTECTION, 22, 1994, Budapest. **Proceedings. ICLP**. Budapest, 1994. p.R3b/1-R3b/5.

PIANTINI, A.; JANISZEWSKI, J. M. Analysis of three different theories for computation of induced voltages on distribution lines due to nearby lightning. In: INTERNATIONAL CONFERENCE ON ELECTRICITY DISTRIBUTION , Buenos Aires, 1996a. **Proceedings. CIRED**. Buenos Aires, Dec. 1996a. p.127-132.

PIANTINI, A.; JANISZEWSKI, J. M. The influence of the upward leader on lightning induced voltages. In: INTERNATIONAL CONFERENCE ON LIGHTNING PROTECTION, 23, 1996b, Florence. **Proceedings . ICLP**. Florence, 1996b. v. 1, p.352-357.

PIANTINI, A.; JANISZEWSKI, J. M. Induced voltages on distribution lines due to lightning discharges on nearby metallic structures. **IEEE Transactions on Magnetics**, v.34, n.5, p.2799 - 2802, Sep.1998.

PIANTINI, A.; JANISZEWSKI, J. M. The Extended Rusck Model for calculating induced voltages on overhead lines. In: INTERNATIONAL SYMPOSIUM ON LIGHTNING PROTECTION, 7, 2003, Curitiba. **Proceedings. SIPDA**. São Paulo: IEE/USP, 2003. p.151-155.

PIANTINI, A.; JANISZEWSKI, J. M. An improved model for lightning induced voltages calculations. In: IEEE/PES TRANSMISSION & DISTRIBUTION CONFERENCE AND EXPOSITION, LATIN AMERICA, 2004, São Paulo. **Proceedings. IEEE/PES T&D**. São Paulo, Nov. 2004. 1 CD-ROM

PIANTINI, A.; JANISZEWSKI, J. M.; BORGHETTI, A.; NUCCI, C. A.; PAOLONE, M. A Scale Model for the Study of the LEMP Response of Complex Power Distribution Networks, **IEEE Transactions on Power Delivery**, Vol. 22, No. 1, pp. 710-720, Jan. 2007.

PIANTINI, A.; JANISZEWSKI, J. M. Lightning-Induced voltages on overhead lines – application of the Extended Rusck Model. **IEEE Transactions on electromagnetic compatibility**, v.51, n.3, p. 548-558, Aug. 2009.

PIANTINI, Alexandre; SILVA NETO, Acácio; OBASE, Paulo Futoshi; RAMOS, José Ezequiel; BORGES, Paulo R. de Oliveira. **Índices típicos de desempenho operacional do sistema PRE**. RELATÓRIO QUADRIMESTRAL. CERON PRE / RQ 002 / CICLO 3 / OR. São Paulo, maio 2009.

PINTO JÚNIOR, Osmar; ALMEIDA PINTO, Iara R. Cardoso de. **Relâmpagos**. São Paulo, Brasiliense, 1996.

PINTO JÚNIOR, Osmar; ALMEIDA PINTO, Iara R. Cardoso de. **Tempestades e relâmpagos no Brasil**. São José dos Campos: INPE, 2000.

PINTO JÚNIOR, Osmar. **A arte da guerra contra os raios**. São Paulo: Oficina de Textos, 2005.

PINTO JR. Osmar; PINTO, Iara R. C. A.; NACCARATO, Kleber P.; FERRAZ, Evandro de C.; CAMPOS, Diovane R. de; HOLZWORTH, Roberto H. Lightning activity in Brazil in 2005 and 2006 based on the world wide lightning location network (WWLLN). In: INTERNATIONAL SYMPOSIUM ON LIGHTNING PROTECTION, 9. 2007, Foz do Iguaçu, Brazil. **Proceedings. SIPDA**. São Paulo, IEE/USP, 2007. p.96-99.

PINTO JR, O.; NACCARATO, K. P.; CAMPINHO, C. A new methodology to estimate cloud-to-ground lightning flash density in Brazil to support performance analyses of electrical systems. In: INTERNATIONAL CONFERENCE ON GROUNDING AND EARTHING & 3rd INTERNATIONAL CONFERENCE ON LIGHTNING PHYSICS AND EFFECTS.. **Proceedings. GROUND'2008 & 3rd LPE**. Florianópolis, 2008. 1 CD-ROM

QUADROS, Marcos Luiz do Espírito Santo; RIZZOTTO, José Gilmar, orgs. **Geologia e recursos minerais do Estado de Rondônia**: sistema de informações geográficas – SIG: texto explicativo do mapa geológico e de recursos minerais do Estado de Rondônia, escala 1:1.000.000 Porto Velho: CPRM, 2007. .. 1CD-ROM.

RAKOV, V. A. Lightning parameters important for lightning protection. In: INTERNATIONAL SYMPOSIUM ON LIGHTNING PROTECTION, 6. 2001, Santos, Brazil. **Proceedings. SIPDA**. São Paulo, IEE/USP, 2001. p.393-412.

RAKOV, Vladimir A.; UMAN, Martin A. **Lightning**: physics and effects. Cambridge: Cambridge University Press, 2003.

RAKOV, V. A. Engineering models of the lightning return stroke (Invited Lecture). In: INTERNATIONAL SYMPOSIUM ON LIGHTNING PROTECTION, 7, 2003, Curitiba. **Proceedings. SIPDA**. São Paulo, IEE/USP, 2003. p.511- 530.

RAKOV, V. A. Lightning phenomenology and parameters important for lightning protections (Lecture I). In: INTERNATIONAL SYMPOSIUM ON LIGHTNING PROTECTION, 9, 2007, Foz do Iguaçu. **Proceedings. SIPDA**. São Paulo, IEE/USP, 2007. p.541- 564.

RAMOS, José Ezequiel. **Avaliação técnico-econômica da tecnologia de cabos pára-raios energizados – PRE, em Rondônia**: Caso particular do PRE Jarú. Porto Velho, 2000. 452f. Dissertação (Mestrado em Engenharia de Produção). Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Produção da Universidade Federal de Santa Catarina. Florianópolis, 2000.

RAMOS, José Ezequiel; D'AJUZ, Ary, CRUZ, A. M. T.; PIRES V. A. Operational and economic appraisal of shield wire line – SWL: the case study of SWL Jarú. In: IEEE/PES TRANSMISSION & DISTRIBUTION CONFERENCE AND EXPOSITION, LATIN AMERICA. 2002, São Paulo. **Proceedings. IEEE/PES T&D**. São Paulo, 2002. 1 CD-ROM.

RAMOS, José Ezequiel; D'AJUZ, Ary; PIRES V. A. Providing small electricity charges using the shield wire line technology. In: IEEE/PES TRANSMISSION & DISTRIBUTION CONFERENCE AND EXPOSITION, LATIN AMERICA. 2004, São Paulo. **Proceedings. IEEE/PES T&D**. São Paulo, 2004. 1 CD-ROM.

RAMOS, José Ezequiel; PIANTINI, Alexandre; D'AJUZ, Ary; PIRES, Valdemir Aparecido. Resultados operacionais da tecnologia pára-raios energizados – PRE, implantada em Rondônia. In: CONGRESO INTERNACIONAL DE DISTRIBUCION ELECTRICA, 2006 Buenos Aires. **Anais. CIDEL** Buenos Aires, 2006. 1 CD-ROM.

RAMOS, José Ezequiel; PIANTINI, Alexandre; D'AJUZ, Ary; PIRES, Valdemir Aparecido. Experiences with the energized shield wire line technology in Brazil. In: INTERNATIONAL SYMPOSIUM ON LIGHTNING PROTECTION, 9, 2007, Foz do Iguaçu. **Proceedings. SIPDA**. São Paulo, IEE/USP, 2007. p. 323- 328.

RIZK, Farouk A. M. Modeling of transmission line exposure to direct lightning strokes. **IEEE Transactions on Power Delivery**. v. 5, n. 4, p.1983-1987. Nov. 1990.

RIZZOTTO, José Gilmar. Evolução geológica. In: QUADROS, Marcos Luiz do Espírito Santo; RIZZOTTO, José Gilmar, (Org). **Geologia e recursos minerais do Estado de Rondônia**: sistema de informações geográficas – SIG: texto explicativo do mapa geológico e de recursos minerais do Estado de Rondônia., escala 1.1.000.000 Porto Velho: CPRM, 2007. 1 CD-ROM.

ROCHA, Brigida Ramati Pereira da et al. Lightning characteristics time distribution over four locations in Eastern Amazônia. In: INTERNATIONAL SYMPOSIUM ON LIGHTNING PROTECTION, 9. 2007, Foz do Iguaçu, Brazil. **Proceedings. SIPDA**. São Paulo, IEE/USP, 2007. p.31-34.

ROMERO, Fábio. **Avaliação do comportamento dos campos eletromagnéticos gerados por descargas atmosféricas nuvem-terra**. São Paulo, 2007. 153f.. Dissertação (Mestrado) – Programa Interunidades de Pós-Graduação em Energia da Universidade de São Paulo. São Paulo, 2007.

RONDÔNIA. Secretaria de Estado do Desenvolvimento Ambiental. **Boletim climatológico de Rondônia, ano 1999**. Porto Velho: SEDAM, 2000.

_____. **Boletim climatológico de Rondônia, ano 2000**. Porto Velho, 2001.

_____. **Boletim climatológico de Rondônia, ano 2001**. Porto Velho, 2002.

_____. **Boletim climatológico de Rondônia, ano 2002**. Porto Velho, 2003.

_____. **Boletim climatológico de Rondônia, ano 2003**. Porto Velho, 2005a.

_____. **Boletim climatológico de Rondônia, ano 2004**. Porto Velho, 2005b.

_____. **Boletim climatológico de Rondônia, ano 2005**. Porto Velho, 2007a.

_____. **Boletim climatológico de Rondônia, ano 2006**. Porto Velho, 2007b.

ROSE, Eber Hávila. **Alimentação de pequenas cargas ao longo de linhas de transmissão por meio de para-raios energizados**. Itajubá, 1997. 188f. Dissertação (Mestrado em Ciências em Engenharia Elétrica). Escola Federal de Engenharia de Itajubá – EFEI. Itajubá, 1997.

RUSCK, S. Induced lightning over-voltages on power-transmission lines with special reference to the overvoltage protection of low-voltage networks. **Transactions of the Royal Institute of Technology**, n. 120, p.1-118, 1958.

SCANDOLARA, Jaime, org. **Geologia e recursos minerais do Estado de Rondônia**: texto explicativo e mapa geológico do Estado de Rondônia, escala 1:1.000.000. Brasília, CPRM, 1999. . 1 CD-ROM

SCHROEDER, M. A. O. **Modelo eletromagnético para descontaminação de ondas de corrente de descargas atmosféricas**: aplicação às medidas da Estação do Morro do Cachimbo. Belo Horizonte, 2001, 232f. Tese (Doutorado) – Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica (PPGEE), da Universidade Federal de Minas Gerais. Belo Horizonte, 2001.

SERVIÇO REGIONAL DE PROTEÇÃO AO VÔO DE MANAUS. Destacamento de Proteção ao Vôo de Porto Velho. **Dados estatísticos de trovoadas relativos ao aeródromo de Porto Velho, no período de 1996 a 1999.** Porto Velho, 2000.

SILVA, Sandro Pohl da; PIANTINI, Alexandre; DE FRANCO, Jorge Luiz; GONÇALVES, Jonas. Lightning performance studies for a 13.8 kV distribution network. In: INTERNATIONAL SYMPOSIUM ON LIGHTNING PROTECTION – SIPDA, 7. Curitiba, Nov. 2003. **Proceeding. SIPDA.** São Paulo, IEE/USP, 2003. p. 137-143.

SILVA NETO, Acácio; PIANTINI, Alexandre; OBASE, Paulo Futoshi; CARVALHO, Thaís Ohara de; RAMOS, José Ezequiel. **Avaliação do desempenho do sistema PRE devido a descargas atmosféricas diretas e caracterização do solo do Estado de Rondônia (ano 2).** RELATÓRIO FINAL. CERON / RF CICLO 2 / OR. São Paulo, ago. 2008.

SOCIEDADE BRASILEIRA DE ELETRIFICAÇÃO. Centrais Elétricas do Norte do Brasil. Sistema de Transmissão Acre-Rondônia. Linha de Transmissão de 230 kV. Estrutura de suspensão simples tipo S21 – Para-Raios Energizados. Número do desenho do fornecedor: T - 38838. Número do desenho ELETRONORTE: SAF – 800 – 065/4130 - R1. Belo Horizonte, 1992. Escalas: 1:5 e 1:15.

SOUZA, Renato Barros C. de. Transmissão da Amazônia - Alimentação de pequenas cargas ao longo de troncos em corrente contínua. In: SEMINÁRIO NACIONAL DE PRODUÇÃO E TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, 11, 1991, Rio de Janeiro. **Anais. SNPTEE.** Rio de Janeiro, 1991. Grupo IV: Análise e técnicas de sistemas de potência - GAT

SOUZA, Rubens César Rodrigues; DERZI, Silva Rodrigues; CORREIA, José de Castro. Barreiras e facilitadores para a produção e difusão de tecnologias de energias renováveis na região amazônica. **Revista Brasileira de Energia.** Itajubá: SBPE, 2004. v.10, n.1, p. 99-115. 2º semestre de 2004.

TRIGINELLI, Wagner A. C.; CARVALHO, André M.; DINIZ, José Henrique; CHERCHIGLIA, Luiz Carlos L. Descargas atmosféricas: principais parâmetros aplicáveis a estudos de engenharia. In: INTERNATIONAL SYMPOSIUM ON LIGHTNING PROTECTION , 3, 1994, São Paulo. **Proceeding. SIPDA.** São Paulo: IEE/USP. p. 1.1-1.14.

TRIOLA, Mario F. **Introdução à estatística.** 10.ed. Rio de Janeiro, LTC, 2008.

UMAN, M. A.; MCLAIN, D. K. Magnetic field of the lightning return stroke. **Journal of Geophysical Research**, v.74, p. 6899-6910, 1969.

UMAN, Martin A. **All about lightning.** New York, Dover, 1986.

UMAN, Martin A. **The lightning discharge**. 2.ed. Mineola, New York, Dover, 2001

VISACRO, Silvério Filho. **Aterramentos elétricos: conceitos básicos, técnicas de medição e instrumentação, filosofias de proteção**. São Paulo, Artliber, 2002.

VISACRO, Silvério Filho. **Descargas atmosféricas: uma abordagem de engenharia**. São Paulo, Artliber, 2005.

WHITEHEAD, E. R. Survey of the lightning performance of EHV transmission lines. **Electra**. n. 33, 1974.

WHITEHEAD, E. D. Protection of transmission lines. In: GOLDE, R. **Lightning**. London, Academic Press, v. 2, cap. 22, 1977.

YOKOYAMA, S.; MIYAKE, K.; MITANI, H. Simultaneous measurement of lightning induced voltages with associated stroke currents. **IEEE Transaction on Power Apparatus and Systems**, v. 102, n. 8, p.2420-2427, Aug. 1983.

YOKOYAMA, S.; MIYAKE, K.; MITANI, H. Advanced observations of lightning induced voltage on power distribution lines. **IEEE Transaction on Power Delivery**, vol. 1, n. 2, p.129-139, Apr. 1986.

YOKOYAMA, Shigeru. Designing concept on lightning protection of overhead power distribution line. (invited lecture). In: INTERNATIONAL SYMPOSIUM ON LIGHTNING PROTECTION, 9. 2007, Foz do Iguaçu, Brazil. **Proceedings. SIPDA**. São Paulo, IEE/USP, 2007. p.647-662.

ZANETTA JÚNIOR, Luiz Cera. **Transitórios eletromagnéticos em sistemas de potência**. São Paulo: Edusp, 2003.

ANEXO

METODOLOGIA DE CÁLCULO DO DESEQUILÍBRIO DE TENSÃO

Prof. Francesco Iliceto

Cálculo a partir de equações que utilizam valores medidos por multímetro

$$V_{ab} = 19.217,65 \text{ V}; \quad V_{bc} = 18.909,81 \text{ V}; \quad V_{ca} = 19.077,40 \text{ V}.$$

$$X = \frac{(V_{bc}^2 - V_{ca}^2 + V_{ab}^2)}{2 \cdot V_{ab}} \quad X = 9,443 \cdot 10^3;$$

$$H = \sqrt{V_{bc}^2 - X^2} \quad H = 1,638 \cdot 10^4;$$

$$T_x = -(V_{ab} - X) \quad T_x = -9,774 \cdot 10^3;$$

$$T_y = H \quad T_y = 1,638 \cdot 10^4;$$

$$D_x = -X \quad D_x = -9,443 \cdot 10^3;$$

$$D_y = -H \quad D_y = -1,638 \cdot 10^4.$$

$$I_x = V_{ab} \cdot \frac{D_x}{2} + D_y \cdot \frac{\sqrt{3}}{2} - \frac{T_x}{2} - T_y \cdot \frac{\sqrt{3}}{2} \quad I_x = 450,053;$$

$$I_y = -D_x \cdot \frac{\sqrt{3}}{2} - \frac{D_y}{2} + T_x \cdot \frac{\sqrt{3}}{2} - \frac{T_y}{2} \quad I_y = -286,89;$$

$$P_x = V_{ab} \cdot \frac{D_x}{2} - D_y \cdot \frac{\sqrt{3}}{2} - \frac{T_x}{2} + T_y \cdot \frac{\sqrt{3}}{2} \quad P_x = 5,72 \cdot 10^4;$$

$$P_y = D_x \cdot \frac{\sqrt{3}}{2} - \frac{D_y}{2} - T_x \cdot \frac{\sqrt{3}}{2} - \frac{T_y}{2} \quad P_y = 286,89;$$

$$V_1 = \frac{1}{3} \cdot \sqrt{P_x^2 + P_y^2} \quad V_1 = 1,907 \cdot 10^4;$$

$$V_2 = \frac{1}{3} \cdot \sqrt{I_x^2 + I_y^2} \quad V_2 = 177,906;$$

$$\frac{V_2}{V_1} = 0,933\% .$$