



UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ

PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

ARIMATÉA ARAÚJO NUNES

***CONTRIBUIÇÃO PARA A ADAPTAÇÃO DA
COORDENAÇÃO DE ISOLAMENTO DE SISTEMAS
SOLIDAMENTE ATERRADOS PARA A UTILIZAÇÃO
PLENA DA BOBINA DE PETERSEN***

Tese submetida ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica como parte dos requisitos para obtenção do Título de Doutor em Ciências em Engenharia Elétrica.

Área de Concentração: Sistemas Elétricos de Potência

Orientador: Prof. Estácio Tavares Wanderley Neto, Dr.

Dezembro de 2017

Itajubá - MG

DEDICO ESTE TRABALHO A DEUS, AOS MEUS PAIS, MARIA DA CONCEIÇÃO E JOSÉ DE ARIMATEIA, AO MEU FILHO, BENÍCIO, A MINHA ESPOSA, NATHÁLIA, AS MINHAS IRMÃS, ANGELA, PATRÍCIA E RAQUEL, AS MINHAS SOBRINHAS, MARIA LUIZA E LINA, E AOS DEMAIS DA MINHA FAMÍLIA.

***DEDICO ESSE TRABALHO TAMBÉM AO PROF. MANUEL LUIZ
BARREIRA MARTINEZ (IN MEMORIAM), QUE FOI O PRINCIPAL
RESPONSÁVEL POR TODO ESTE TRABALHO, ALÉM DE SUA
ORIENTAÇÃO E AMIZADE.***

Agradecimentos

Ao meu pai, na medida do possível, que sempre lutou para que pudesse ter a formação necessária para alcançar os meus objetivos profissionais.

À minha mãe, que em todos os momentos, bons ou ruins, sempre me apoiou, confiando na minha competência, e acreditando em meus objetivos. Agradeço pelos ótimos momentos que sempre tive ao seu lado, principalmente agora, que sei valorizar ainda mais a mãe que tenho. Sempre te amarei mãe. Obrigado pelo amor incondicional que sempre teve por mim e por tudo mais que sempre fez e fará por mim!

Ao meu filho, Benício, que sempre me proporciona alegria, mesmo nos momentos difíceis, ele conseguia me alegrar e me fazer sorrir com seu jeito cativante e alegre. Só tenho a agradecer à Deus por te ter ao meu lado, sempre com as suas brincadeiras, me fazendo relaxar, mesmo quando achava impossível! Obrigado por tudo filho, te amo!

À Nathália, minha esposa, que sempre esteve ao meu lado, em todos os momentos, sejam eles bons ou ruins, me incentivando para mais esta conquista. Agradeço pela sua parceria, que tanto me deu forças, durante esta jornada, agradeço também pelo companheirismo, pelas alegrias que tanto me animaram, pela amizade que foi fundamental. Agradeço pelo seu amor, que foi o meu pilar durante todo este trajeto, que me deu forças para superar todas as dificuldades, que me incentivou, e me trouxe imensa felicidade. Agradeço por ser essa pessoa tão extraordinária em minha vida. Obrigado meu amor, você continua sendo tão importante para mim. Obrigado pelo seu amor. Te amo!

Às minhas irmãs, Angela, Patrícia e Raquel, pela paciência desde o princípio, pela confiança, pela parceria, pelos momentos de alegria e amor, pelo companheirismo, e por sempre estarem me dando apoio nas minhas decisões.

Às minhas sobrinhas, Lina e Maria Luiza, que sempre proporcionam bons momentos, me trazendo alegrias, pelo jeito carinhoso de ambas, e por serem tão amáveis comigo.

Ao meu cunhado, Roberto, que se tornou um grande amigo, obrigado pela amizade, pela presteza, sempre ajudando quando foi preciso, e pelos momentos de risadas.

Aos professores e funcionários da Universidade Federal de Campina Grande, pela oportunidade e formação em Engenharia Elétrica, onde alguns se tornaram inesquecíveis pelo conhecimento que me passaram, e pela amizade que proporcionaram.

Aos professores e funcionários da Universidade Federal de Itajubá, pela oportunidade e formação no Mestrado e Doutorado em Engenharia Elétrica. Obrigado por todos os momentos vividos nesta instituição.

Aos amigos do Laboratório de Alta Tensão – LAT-EFEI, pelo apoio, companheirismo e colaboração imprescindíveis, que tanto me ajudaram nesta conquista.

Aos amigos de infância, que sempre estiveram ajudando em todos os momentos, de todas as formas possíveis, mesmo distantes.

Aos amigos que colecionei na UFCG e na UNFEI, que mostraram inestimável amizade, sempre ajudando quando precisei.

Aos amigos que fiz em Itajubá, pelo apoio.

À todos os familiares, que sempre me apoiaram e me ajudaram enormemente.

Ao amigo e Professor Manuel Luiz Barreira Martinez (*in memoriam*), meu respeito e agradecimento pela orientação inestimável, pela compreensão, pela ajuda, pelas oportunidades oferecidas. Agradeço por todos os ensinamentos

passados durante todo o tempo que o conheci, que não foram poucos, pois sei que foram fundamentais para a minha formação profissional. Tenho certeza que os seus ensinamentos ajudaram demasiadamente para me tornar o profissional que sou hoje. Obrigado pela orientação durante boa parte desta jornada, que tenho certeza que foi imprescindível para o sucesso deste trabalho.

Ao amigo e Professor Estácio Tavares Wanderley Neto, que no decorrer desta jornada assumiu o posto de orientador. Agradeço por toda a orientação para a conclusão deste trabalho, se mostrando paciente com todas as dificuldades enfrentadas. Agradeço também por tornar possível essa formação.

Ao apoio financeiro no início deste trabalho da AES-Sul Distribuidora Gaúcha de Energia S.A.

Agradeço principalmente à Deus, pela força, saúde, disposição e tudo mais que não sou capaz de mensurar.

Muito obrigado a todos.

Resumo

O aterramento por meio de bobina ressonante é uma técnica amplamente utilizada pelas concessionárias de energia elétrica de diversos países europeus. Entretanto, esta é uma tecnologia recente no Brasil. Este tipo de aterramento traz inúmeros benefícios para a rede elétrica, em especial a continuidade do fornecimento mesmo sob falta monofásica e a minimização das correntes de falta. Isto se traduz em melhoria dos índices de qualidade das concessionárias e redução dos riscos materiais e pessoais. Este trabalho apresenta o processo inicial de implantação da bobina ressonante, bem como as adaptações que ocorreram em uma subestação da AES Sul, pioneira no Brasil neste tipo de aterramento em subestações. Esta implantação inicial partiu de sistema solidamente aterrado para um sistema com aterramento ressonante com atuação por 15 segundos durante uma falta monofásica. Em um segundo momento, realizou-se a adaptação para o sistema com aterramento ressonante com atuação por 8 horas ininterruptas sob a mesma condição de defeito. Desta maneira, partindo do conceito a respeito do sistema de aterramento ressonante, são mostrados os modos de operação possíveis de serem utilizados, os benefícios obtidos e as dificuldades encontradas, principalmente relacionadas à coordenação de isolamento durante as adaptações mencionadas. Ainda, foi desenvolvido um método alternativo para redução de custos para a substituição dos para-raios instalados no sistema, devido ao redimensionamento da coordenação de isolamento, apresentando-se uma solução viável técnica e economicamente. Por fim, é possível verificar que os benefícios trazidos por este sistema superam as dificuldades e custos inerentes a sua implementação. Este seria o primeiro passo para uma mudança positiva na concepção do aterramento em subestações no Brasil.

Palavras chave: Aterramento ressonante; Bobina de Petersen; Falta fase-terra; Sobretensão; Coordenação de isolamento; Distribuição de energia elétrica; Para-raios; Centelhador.

Abstract

Resonant coil grounding is a technique widely used by electric utilities in several European countries. However, this is a recent technology in Brazil. This type of grounding brings many benefits to the electrical grid, especially the continuity of supply, even under single phase fault and the minimization of fault currents. This translates into improvements in the quality indices of the electric utilities and reduction of material and personal risks. This research presents the initial process of implantation of the resonant coil, as well as the adaptations that occurred in a substation of AES Sul, pioneer in Brazil in this type of grounding in substations. This initial deployment started from a solidly grounded system to a system with resonant grounding with operation for 15 seconds during a single phase fault. In a second moment, the adaptation of the system with resonant grounding was performed for operation for 8 uninterrupted hours under the same fault condition. In this way, starting from the concept of the resonant grounding system, the possible modes of operation are shown, the benefits obtained and the difficulties found, mainly related to the insulation coordination during the mentioned adaptations. Also, an alternative method was developed to reduce costs for the replacement of the surge arresters installed in the system, due to the resizing of the insulation coordination, presenting a solution technically and economically feasible. Finally, it is possible to verify that the benefits brought by this system overcome the difficulties and costs inherent in its implementation. This would be the first step for a positive change in the conception of substation grounding in Brazil.

Key words: Resonant Grounding; Petersen coil; Phase-to-ground fault; Overvoltage; Isolation coordination; Power distribution, Surge arrester; Spark gap.

Sumário

Agradecimentos	III
Resumo	VI
Abstract	VII
Sumário	VIII
Lista de Figuras	XI
Lista de Tabelas	XIV
Lista de Nomenclatura e Simbologia	XV
Lista de Acrônimos e Abreviaturas	XIX
Capítulo 1 - Introdução	1
Capítulo 2 - Neutro Ressonante	4
2.1. Sistema de aterramento com bobina de Petersen	4
2.2. Utilização do Neutro Ressonante no Mundo	6
2.3. Situação no Brasil	10
2.4. Princípio de Funcionamento	11
2.5. Processo de Sintonia da Bobina de Petersen	15
2.6. Vantagens da Aplicação do Aterramento Ressonante	20
2.7. Problemas e Dificuldades com a Aplicação do Aterramento Ressonante	22
2.8. Comentários	23
Capítulo 3 - Modificação de Solidamente Aterrado para Ressonante Pleno	25
3.1. Operação do Neutro Ressonante	26
3.1.1. Modo temporário	32

3.1.2.	Modo permanente _____	33
3.2.	Características dos equipamentos da rede _____	34
3.2.1.	Cabos e mufas _____	35
3.2.2.	Isoladores _____	37
3.2.3.	TP e TC _____	38
3.2.4.	Para-raios _____	38
3.2.5.	Transformadores tipo MRT _____	39
3.3.	A Experiência da AES Sul em Canudos _____	40
3.3.1.	Instalação e operação em modo temporário _____	41
3.3.2.	Desequilíbrio da rede _____	42
3.3.3.	Cargas Monofásicas _____	44
3.3.4.	Retorno Financeiro _____	44
 Capítulo 4 - Discussão, Soluções e Recomendações Acerca das Modificações		
Necessárias para a Conversão do Sistema de Aterramento _____		46
4.1.	Cabos e mufas _____	47
4.1.1.	Descrição do ensaio _____	47
4.1.2.	Ensaio complementares _____	49
4.1.2.1.	Ensaio de Descargas Parciais _____	49
4.1.2.2.	Ensaio de Tangente Delta _____	50
4.1.3.	Resultados _____	50
4.2.	Isoladores _____	51
4.2.1.	Descrição dos ensaios _____	51
4.2.2.	Resultados dos Ensaio _____	54
4.2.2.1.	Ensaio Normalizados _____	54
4.2.2.2.	Ensaio Não Normalizados _____	55
4.2.2.2.1.	Comentários para os isoladores tipo pino _____	55
4.2.2.2.2.	Comentários para os isoladores tipo pilar _____	60
4.3.	TP e TC _____	60
4.3.1.	Análise da medição de potência ativa e reativa _____	61
4.3.2.	Cálculos _____	64
4.3.2.1.	Medição na saída da subestação _____	64
4.3.2.2.	Medição no fim do alimentador _____	67
4.3.3.	Comentários complementares _____	70
4.3.3.1.	Transformador de corrente _____	70

4.3.3.2.	Transformador de potencial _____	71
4.4.	Transformadores de potência tipo MRT _____	72
4.4.1.	Determinação do transformador isolador _____	73
4.5.	Para-raios _____	81
Capítulo 5 - Desenvolvimento do Centelhador _____		84
5.1.	Alternativas para Substituição dos Para-Raios do Sistema _____	84
5.2.	Soluções para utilização de para-raios em Canudos _____	85
5.2.1.	Simulações _____	85
5.2.1.1.	Para-raios com tensão nominal de 27 kV _____	87
5.2.1.2.	Utilização de centelhadores _____	89
5.2.1.3.	Proposta alternativa com utilização de centelhadores em série com para-raios _____	90
5.2.1.4.	Comentários acerca das simulações _____	92
5.3.	Protótipo Inicial _____	93
5.3.1.	Ensaio de Up and Down _____	93
5.3.2.	Tensão suportável no corpo isolante _____	97
5.4.	Desenvolvimento do produto final _____	98
5.4.1.	Ensaio de Suportabilidade dos Eletrodos Frente a Impulso de Corrente _____	101
5.4.2.	Ensaio de Tensão Suportável em Frequência Industrial Sob Chuva no Corpo Isolante _____	102
5.4.3.	Ensaio de Tensão Disruptiva de Impulso Atmosférico (Up and Down) _____	103
5.4.4.	Levantamento da Característica Tensão Disruptiva versus Tempo _____	104
5.4.5.	Catálogos Técnicos dos Protótipos _____	107
Capítulo 6 - Considerações Finais _____		109
Trabalhos Futuros _____		113
Contribuição Técnica _____		114
Referências Bibliográficas _____		116
ANEXO A _____		122
ANEXO B _____		123
ANEXO C _____		128

Lista de Figuras

Figura 1 - Bobina de Petersen instalada na subestação de Novo Hamburgo, propriedade da AES Sul [8].	5
Figura 2 - Visão histórica da metodologia de aterramento empregada na Europa.	7
Figura 3 - Evolução da metodologia de aterramento empregada na Europa.	8
Figura 4 - Panorama atual e tendência da metodologia de aterramento empregada na Europa.	9
Figura 5 - Representação do circuito na condição de defeito fase-terra com eliminação da corrente capacitiva.	11
Figura 6 - Diagrama fasorial do circuito ressonante durante uma falta fase-terra.	12
Figura 7 - Diagrama fasorial do circuito ressonante evidenciando as correntes resistivas resultantes.	13
Figura 8 - Representação do circuito na condição de defeito fase-terra com eliminação da corrente resistiva.	14
Figura 9 - Representação do circuito na condição de defeito fase-terra com eliminação da corrente resistiva.	15
Figura 10 - Representação do circuito utilizado para cálculo do valor da indutância da bobina.	15
Figura 11 - Esquema do reator e da bobina secundária com o banco de capacitores conectado.	17
Figura 12 - Modelo simulado no ATPDraw [®] para levantamento do ponto de sintonia.	18
Figura 13 - Arranjo do alimentador extraído do software ATPDraw [®] .	18
Figura 14 - Corrente na bobina em função da relação V_0/E_1 .	19
Figura 15 - Reatância da bobina em função da relação V_0/E_1 .	19
Figura 16 - Diagrama unifilar do alimentador de Canudos utilizado no modelo.	26
Figura 17 - Alimentador 01 modelado da SE de Canudos.	27
Figura 18 - Informações do alimentador modelado extraídas do ATPDraw [®] .	28
Figura 19 - Informações do alimentador modelado extraídas do ATPDraw [®] .	28
Figura 20 - Estrutura da rede tipo Normal (N) utilizada no alimentador.	29
Figura 21 - Sistema modelado no ATPDraw [®] .	30
Figura 22 - Oscilograma de tensão fase-terra no barramento da subestação.	31
Figura 23 - Oscilograma de tensão fase-fase no barramento da subestação.	31
Figura 24 - Aspectos construtivos de um cabo isolado.	35
Figura 25 - Aspectos construtivos de um terminal (mufila).	36
Figura 26 - Distância de isolamento (a) tipo pino e (b) tipo pilar.	37
Figura 27 - Diagrama unifilar de um transformador MRT.	39
Figura 28 - Esquema de ligação do ensaio dos cabos isolados.	48

<i>Figura 29 - (a) Isolador tipo pino e (b) Isolador tipo pilar, ambos classe de tensão 25 kV.</i>	<i>54</i>
<i>Figura 30 - Isolador tipo pino partido após ensaio</i>	<i>57</i>
<i>Figura 31 - Isolador tipo pino partido após ensaio</i>	<i>58</i>
<i>Figura 32 - Isolador tipo pino partido após ensaio (250 μS/cm; 2 mm/min; 15 min).</i>	<i>59</i>
<i>Figura 33 - Isoladores tipo pino partidos após ensaio</i>	<i>59</i>
<i>Figura 34 - Sistema simulado no ATPDraw.</i>	<i>61</i>
<i>Figura 35 - Informações do alimentador modelado extraídas do ATPDraw®.</i>	<i>62</i>
<i>Figura 36 - Informações do alimentador modelado extraídas do ATPDraw®.</i>	<i>62</i>
<i>Figura 37 - Oscilogramas das tensões fase-terra (a) antes da falta (b) durante da falta.</i>	<i>63</i>
<i>Figura 38 - Oscilogramas das correntes de linha (a) antes da falta (b) durante da falta.</i>	<i>64</i>
<i>Figura 39 - Medição na saída da Subestação: oscilogramas das tensões e correntes de linha para as três fases (a, c, e) antes da falta (b, d, f) durante da falta.</i>	<i>65</i>
<i>Figura 40 - Medição no fim do alimentador: oscilogramas das tensões e correntes de linha para as três fases (a, c, e) antes da falta (b, d, f) durante da falta.</i>	<i>68</i>
<i>Figura 41 - Alimentador utilizado como modelo para obtenção do transformador isolador.</i>	<i>76</i>
<i>Figura 42 - Simplificação dos alimentadores MRT.</i>	<i>77</i>
<i>Figura 43 - Característica Demanda [kW] x Energia [kWh]</i>	<i>78</i>
<i>Figura 44 - Curva TOV típica para um para-raios de distribuição.</i>	<i>83</i>
<i>Figura 45 - Diagrama unifilar do sistema simulado.</i>	<i>86</i>
<i>Figura 46 - Curva característica para 27 kV extraída do software ATPDraw®.</i>	<i>87</i>
<i>Figura 47 - Curvas de tensão no TR-1 para simulação com para-raios.</i>	<i>88</i>
<i>Figura 48 - Curvas de tensão no TR-2 para simulação com para-raios.</i>	<i>88</i>
<i>Figura 49 - Curvas de tensão no TR-1 para simulação com centelhadores.</i>	<i>89</i>
<i>Figura 50 - Curvas de tensão no TR-2 para simulação com centelhadores.</i>	<i>89</i>
<i>Figura 51 - Curva característica para 21 kV extraída do software ATPDraw®.</i>	<i>91</i>
<i>Figura 52 - Curvas de tensão no TR-1 para simulação com centelhadores em série com para-raios.</i>	<i>91</i>
<i>Figura 53 - Curvas de tensão no TR-2 para simulação com centelhadores em série com para-raios.</i>	<i>92</i>
<i>Figura 54 - (a) Centelhador com eletrodo “redondo” e (b) eletrodos ampliados.</i>	<i>94</i>
<i>Figura 55 - (a) Centelhador com eletrodo “paralelo” e (b) eletrodos ampliados.</i>	<i>95</i>
<i>Figura 56 - (a) Centelhador com eletrodo “misto” e (b) eletrodos ampliados.</i>	<i>95</i>
<i>Figura 57 - (a) e (b) Centelhador em série com para-raios.</i>	<i>96</i>
<i>Figura 58 - Projeto final do centelhador.</i>	<i>98</i>
<i>Figura 59 - (a) Centelhador com eletrodos na vertical e (b) eletrodos inclinados em 45°.</i>	<i>99</i>
<i>Figura 60 - Centelhador desenvolvido pela empresa Balteau.</i>	<i>100</i>
<i>Figura 61 - (a) Isolador composto para ancoragem. (b) Centelhador desenvolvido pela empresa Santana.</i>	<i>101</i>

<i>Figura 62 - Característica para o centelhador da Orteng contemplando os ensaios com os 5 para-raios, para a polaridade positiva.</i>	<i>105</i>
<i>Figura 63 - Característica para o protótipo 01 contemplando os ensaios com os 5 para-raios, para a polaridade negativa.</i>	<i>106</i>
<i>Figura 64 - Característica para o protótipo 02 contemplando os ensaios com os 5 para-raios, para a polaridade positiva.</i>	<i>107</i>
<i>Figura 65 - Característica para o protótipo 02 contemplando os ensaios com os 5 para-raios, para a polaridade negativa.</i>	<i>107</i>
<i>Figura 66 - Catálogos técnicos. (a) Orteng. (b) Santana.</i>	<i>108</i>
<i>Figura 67 - Curvas para o centelhador Orteng em série com o para-raios Balestro de 21 kV. (a) Polaridade Positiva. (b) Polaridade Negativa.</i>	<i>123</i>
<i>Figura 68 - Curvas para o centelhador Orteng em série com o para-raios Delmar de 21 kV. (a) Polaridade Positiva. (b) Polaridade Negativa.</i>	<i>123</i>
<i>Figura 69 - Curvas para o centelhador Orteng em série com o para-raios Polim ABB de 22,5 kV. (a) Polaridade Positiva. (b) Polaridade Negativa.</i>	<i>124</i>
<i>Figura 70 - Curvas para o centelhador Orteng em série com o para-raios Balestro de 24 kV. (a) Polaridade Positiva. (b) Polaridade Negativa.</i>	<i>124</i>
<i>Figura 71 - Curvas para o centelhador Orteng em série com o para-raios Kee de 24 kV. (a) Polaridade Positiva. (b) Polaridade Negativa.</i>	<i>125</i>
<i>Figura 72 - Curvas para o centelhador Santana em série com o para-raios Balestro de 21 kV. (a) Polaridade Positiva. (b) Polaridade Negativa.</i>	<i>125</i>
<i>Figura 73 - Curvas para o centelhador Santana em série com o para-raios Delmar de 21 kV. (a) Polaridade Positiva. (b) Polaridade Negativa.</i>	<i>126</i>
<i>Figura 74 - Curvas para o centelhador Santana em série com o para-raios Polim ABB de 22,5 kV. (a) Polaridade Positiva. (b) Polaridade Negativa.</i>	<i>126</i>
<i>Figura 75 - Curvas para o centelhador Santana em série com o para-raios Balestro de 24 kV. (a) Polaridade Positiva. (b) Polaridade Negativa.</i>	<i>127</i>
<i>Figura 76 - Curvas para o centelhador Santana em série com o para-raios Kee de 24 kV. (a) Polaridade Positiva. (b) Polaridade Negativa.</i>	<i>127</i>

Lista de Tabelas

Tabela 1 - Resultados dos ensaios de descargas parciais. _____	49
Tabela 2 - Resultado dos ensaios de tangente delta. _____	50
Tabela 3 - Valores obtidos para pressão, temperatura e tensão aplicada. _____	55
Tabela 4 - Resultados para o ensaio normalizado. _____	55
Tabela 5 - Resultados para o ensaio não normalizado para isolador tipo pino. _____	56
Tabela 6 - Informações da carga conectada em delta. _____	62
Tabela 7 - Cálculo da potência para a medição na saída da subestação. _____	66
Tabela 8 - Cálculo da potência para a medição no fim do alimentador. _____	69
Tabela 9 - Resumo dos valores obtidos da simulação para a potência ativa trifásica. _____	69
Tabela 10 - Resumo dos valores obtidos da simulação para a potência reativa trifásica. _____	70
Tabela 11 - Fatores de sobretensão para transformadores de potencial. _____	71
Tabela 12 - Fatores de diversidades obtidos estatisticamente. _____	75
Tabela 13- Consumo dos transformadores de T1 a T24. _____	77
Tabela 14 - Demanda máxima calculada para os transformadores de T1 a T24 _____	79
Tabela 15 - Resultado para a demanda máxima não coincidente. _____	80
Tabela 16 - Resultado para a potência nominal dos transformadores T11, T12 e T13 _____	80
Tabela 17 - Transformadores isoladores escolhidos. _____	81
Tabela 18 - Descargas disruptivas para diferentes configurações de centelhador/para-raios. _____	97
Tabela 19 - Resultados dos ensaios de tensão suportável sob chuva. _____	98
Tabela 20 - Resultados para o ensaio suportabilidade dos eletrodos frente a impulso de corrente. ____	102
Tabela 21 - Condições atmosféricas para o ensaio de tensão suportável sob chuva para os centelhadores. _____	103
Tabela 22 - Resultados para o ensaio de Up and Down nos centelhadores. _____	104

Lista de Nomenclatura e Simbologia

ΔU - Degrau de tensão;

ω - Frequência em radianos por segundo;

Ω - Ohms;

$\Omega.m$ - Ohms-metro;

$^{\circ}$ - Grau;

$^{\circ}C$ - Graus Celsius;

$\%$ - Porcentagem;

μs - Microsegundo;

$\mu S/cm$ - Microsiemens por centímetro;

$1\emptyset$ - Monofásico;

A - Ampère;

a - Relação de transformação

AT - Alta tensão;

BT - Baixa tensão;

C_1 - Capacitância entre fase 1 e terra;

C_2 - Capacitância entre fase 2 e terra;

C_3 - Capacitância entre fase 3 e terra;

C_F - Capacitância entre fase e terra;

$\cos \theta$ - Fator de potência da carga;

d - amortecimento da rede;

D_{MAX} - Demanda máxima em kW;

D_M - Demanda Máxima em kW;

DM_{N-C} - Demanda máxima não coincidente, em kW;

D_p - Distância isoladora interna entre fase e terra;

D_{TI} - Potência nominal do transformador isolador em kW;

E_C - Energia em kWh;

F_{DV} - Fator de diversidade;

$f_{req. init.}$ - Frequência padrão em que os parâmetros da linha serão calculados

GND - Ponto de aterramento;

$Horiz$ - Distância horizontal, em metros, a partir do centro do feixe de uma linha de referência escolhida;

Hz - Hertz;

I - Corrente em Ampères;

I_C - Corrente capacitiva que surge no ponto de falta;

I_{C1} - Corrente capacitiva oriunda da fase L_1 (Acoplamento capacitivo entre fase e terra);

I_{C2} - Corrente capacitiva oriunda da fase L_2 (Acoplamento capacitivo entre fase e terra);

I_F - Corrente de falta;

I_{INV} - Corrente injetada pelo sistema inversor;

I_L - corrente indutiva injetada no sistema pela bobina de Petersen;

I_N - Corrente no neutro do transformador;

I_R - Corrente de falta resistiva resultante igual à resultante das componentes resistivas das duas fases sãs, I_{R1} e I_{R2} ;

I_{R1} - Corrente resistiva entre fase e terra, devido à resistência R_1 ;

I_{R2} - Corrente resistiva entre fase e terra, devido à resistência R_2 ;

k - Fator de assimetria;

kA - Quiloampère;

km - Quilômetro;

kV - Quilovolt;

kVA - Quilovoltampere;

kV_{RMS} - Quilovolt RMS;

kW - Quilowatt;

kWh - Quilowatt-hora;

L - Indutância da bobina de Petersen;

L_1 - Fase 1 (A);

L_2 - Fase 2 (B);

L_3 - Fase 3 (C);

Length - Comprimento das linhas;

mbar - Milibar;

mm - Milímetro;

mm/min - Milímetro por minuto;

mmHg - Milímetro de mercúrio;

ms - Milissegundo;

N - Ponto de neutro do transformador;

n - Série de aplicações de tensão de mesma forma e valor de crista para diferentes níveis de tensão

NT - Número de transformadores por grupo;

P_(mbar) - Pressão em mbar;

p.u. - por unidade;

pC - Picocoulomb;

P_{fase} - Potência ativa por fase em Watts;

Ph.no. - Número da fase;

R - Resistência em ohms;

R₁ - Resistência entre fase 1 e terra;

R₂ - Resistência entre fase 2 e terra;

R₃ - Resistência entre fase 3 e terra;

Q_f - Potência reativa por fase em VAR;

r_{amor} - Resistência de amortecimento referida ao secundário;

R_{amor} - Resistência de amortecimento;

React - Reatância para corrente alternada da linha em ohm/km;

Resis - Resistência à corrente alternada na frequência inicial;

Rho - Resistividade do solo em ohms-metro para uma terra homogênea (Teoria de Carson)

R_{in} - Raio interno do condutor;

R_{out} - Raio externo do condutor;

s - segundo;

T1 - Transformador 1;

T24 - Transformador 24;

T_{amb} - Temperatura do ambiente em °C;

TI1 - Transformador isolador 1;

TI2 - Transformador isolador 2;

TI3 - Transformador isolador 3;

TR-1 - Transformador 1;

TR-2 - Transformador 2;

U_c - Tensão de operação contínua;

u_{ENmax} - Deslocamento máximo do neutro;

U_i - Nível de tensão;

U_r - Tensão nominal do equipamento;

V_{50%} - Nível de tensão em que, estatisticamente, existe a probabilidade de 50% de ocorrer a falha de isolamento;

V_d - Tensão corrigida em kV;

V_{do} - Tensão de ensaio sem correção em kV;

V_f - Tensão de fase;

V_{fase} - Tensão por fase em Volts;

V_{F-N} - Tensão entre fase e neutro;

V_{mid} - Altura vertical no meio do vão, em metros.

V_{tower} - Altura vertical do feixe na torre, em metros;

X/R - Relação da impedância sobre a resistência;

X_{IND} - Reatância indutiva em ohms;

X_L - Reatância da bobina de Petersen;

Lista de Acrônimos e Abreviaturas

AES Sul - AES Sul Distribuidora Gaúcha de Energia S.A.;

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica;

CAA - Cabo de Alumínio com Alma de aço;

CNPT - Condições Normais de Temperatura e Pressão;

DEC - Duração equivalente de interrupção por unidade consumidora, expressa em horas e centésimos de hora;

DIC - Duração de Interrupção Individual por Unidade Consumidora ou por Ponto de Conexão;

DMIC - Duração máxima de interrupção contínua por unidade consumidora ou por ponto de conexão;

EPR - Etileno-propileno;

FEC - Frequência equivalente de interrupção por unidade consumidora, expressa em número de interrupções e centésimos do número de interrupções;

FIC - Frequência de Interrupção Individual por Unidade Consumidora ou por Ponto de Conexão;

IEC - International Electrotechnical Commission;

INPE - Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais;

LAT-EFEI - Laboratório de Alta Tensão, da Universidade Federal de Itajubá

LCC - *Line/Cable Constants*;

MRT - Monofilar com Retorno por Terra;

NBI - Nível Básico de Isolamento;

P&D - Pesquisa e Desenvolvimento;

PRODIST - Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional;

PVC - Policloreto de Vinila;

RMS - Root mean square;

SE - Subestação;

TC - Transformador de corrente;

TOV - Temporary over voltage (sobretensão temporária);

TP - Transformador de potencial;

TVR - Tubo de alívio de campo elétrico;

XLPE - Polietileno reticulado.

Capítulo 1 - Introdução

O aterramento ressonante, por meio da bobina de Petersen conectada ao neutro dos transformadores de subestações, é uma técnica muito utilizada por concessionárias de energia elétrica em diversos países europeus, porém representa uma tecnologia recente no Brasil [1]. Estas bobinas são usadas em sistemas trifásicos não aterrados para limitar as correntes durante as faltas monofásicas para terra. Isso pode resultar na auto extinção natural do arco elétrico, evitando interrupções de fornecimento para os consumidores [2]. Ainda, sistemas que utilizam o aterramento ressonante proporcionam o suprimento de energia para os consumidores, mesmo durante uma falta monofásica, desde que tenham cargas ligadas com tensão de linha. Ainda, este sistema de aterramento limita a corrente de falta a níveis seguros.

Contudo, durante uma falta, as tensões nas fases sãs aumentam em $\sqrt{3}$ vezes, ou seja, a tensão de fase chega ao nível de tensão de linha, considerando um curto franco. Assim, para que seja possível a operação do aterramento ressonante durante uma falta permanente, é necessário um redimensionamento da coordenação de isolamento, de modo que os equipamentos da rede possam suportar, de forma ininterrupta, este nível de tensão durante a permanência da falta. De tal modo, o sistema pode operar continuamente sob condição de falta.

Atualmente existem sistemas implantados e previstos para serem implantados. Ressalta-se que o primeiro sistema de distribuição com aterramento ressonante no Brasil foi instalado na Subestação de Canudos, em 2010, pertencente à AES Sul Distribuidora Gaúcha de Energia S.A., sendo que após a instalação deste, a AES Sul ampliou este sistema para outras subestações. Todos os sistemas foram originalmente projetados com neutro solidamente aterrado. Para que esses sistemas possam operar continuamente (8 horas ininterruptas) sob condição de falta fase-terra, ou seja, com

sobretensões nas fases sãs, usando a bobina de Petersen, é necessária uma avaliação para realizar um redimensionamento em alguns equipamentos, como isoladores, para-raios, cabos isolados, implicando em custos extras para a concessionária.

Neste contexto, este trabalho que é apresentado foi resultado de um estudo frente a um P&D intitulado “Análises de Adaptações nos Sistemas de Isolamento Padrão Visando Operação no Conceito Pleno de Aterramento de Subestações Através de Sistema Neutro Ressonante” sob código 0396-019/2009 junto a ANEEL [3]. Este projeto de P&D foi finalizado, cuja entidade executora foi o Laboratório de Alta Tensão – LAT-EFEI, da Universidade Federal de Itajubá, cujo suporte financeiro provinha da AES Sul Distribuidora Gaúcha de Energia S.A.

Desta maneira, este trabalho apresenta um estudo realizado sobre a implantação do neutro ressonante, com o auxílio de simulações, visando análise da ressonância, análise das sobretensões que ocorrem durante a operação deste sistema e alterações necessárias no sistema para que possa haver a mudança de concepção de solidamente aterrado para aterramento ressonante. Ainda, foi avaliada a mudança de um sistema com atuação do aterramento ressonante por 15 segundos, supondo faltas temporárias, para a atuação por 8 horas ininterruptas, supondo faltas permanentes. Estes detalhes, bem como o princípio de atuação destes dois modos de operação serão apresentados no decorrer desta tese. Com todas estas questões, pretende-se mostrar os benefícios associados a este sistema que possam favorecer a sua adoção, sobretudo em áreas nas quais as redes de distribuição aéreas são predominantes e suscetíveis a um grande número de falhas intermitentes, bem como descargas atmosféricas, assim como causadoras de sérios incidentes envolvendo danos a vidas humanas.

Os capítulos a seguir descrevem o trabalho desenvolvido.

O Capítulo 2 aborda os conceitos básicos do aterramento ressonante.

O Capítulo 3 descreve os modos de operação do aterramento ressonante, bem como as modificações necessárias para mudar a concepção de solidamente aterrado para o tipo de aterramento objeto desta tese.

O Capítulo 4 aborda as discussões, soluções e recomendações para conversão de sistema solidamente aterrado para aterramento ressonante, descrevendo os ensaios e equipamentos analisados para viabilizar esta conversão.

O Capítulo 5 mostra o desenvolvimento de um centelhador, para ser conectado em série com o para-raios. Esta solução foi pensada para evitar que os para-raios do sistema fossem substituídos, devido à sobretensão de 1,73 p.u.. Assim, com o desenvolvimento deste equipamento, foi possível obter uma solução viável técnica e financeiramente, como pode ser visto neste capítulo.

O Capítulo 6 aborda as considerações finais deste trabalho realizado.

Capítulo 2 - Neutro Ressonante

Conforme comentado anteriormente, o aterramento ressonante é uma tecnologia amplamente empregada em diversos países europeus, segundo [4], porém representa uma tecnologia recente para o sistema brasileiro.

Os Sistemas com aterramento ressonante permitem suprir os consumidores mesmo durante uma falta monofásica, como também limitar a corrente de defeito a níveis seguros.

Este capítulo trata das principais informações acerca do aterramento por neutro ressonante como seu princípio de funcionamento e sintonia da bobina de Petersen, vantagens e alguns dos problemas que surgem com a sua aplicação.

2.1. Sistema de aterramento com bobina de Petersen

Durante a ocorrência de uma falta monofásica, o condutor de aterramento, de baixa impedância, fecha um circuito formado pelo condutor em falta, fonte e terra, permitindo a circulação de uma elevada corrente de falta (na ordem de quiloampères), isto, considerando um sistema no qual o neutro do transformador da subestação encontra-se solidamente aterrado.

Ao remover o condutor de terra, tem-se um sistema com neutro isolado. Neste caso, não há mais um caminho de baixa impedância permitindo a circulação de uma elevada corrente de falta. Entretanto, considerando-se o acoplamento capacitivo existente entre a linha de distribuição e a terra, verifica-se a formação de um circuito capaz de alimentar a corrente de falta. Por se tratar de um acoplamento de alta impedância, esta corrente é reduzida a algumas dezenas de ampères, níveis reduzidos, porém ainda apresentando riscos de acidentes graves. Ao mesmo tempo, o ponto de neutro, sem nenhuma conexão

física direta com a terra, perde sua referência, elevando sua tensão e deslocando o diagrama fasorial de tensões da rede.

O sistema de aterramento ressonante é realizado através da conexão da bobina ao neutro do transformador da subestação. Esta bobina é um reator, de alta impedância, sintonizado com a capacitância fase-terra total da rede na qual esteja instalado [5, 6], de modo a eliminar o efeito do acoplamento capacitivo. Assim, na ocorrência de um defeito monofásico, circulará uma corrente de baixa amplitude pelo ponto de falta, propiciando a auto extinção do arco elétrico [7]. Ainda, devido a capacitância do sistema ser variável, como em redes cuja topologia pode ser alterada, é necessário que a bobina também seja variável, permitindo a sintonia em diversas situações em que a rede se encontre.

Este sistema de aterramento utiliza uma bobina, como dito anteriormente, que recebeu o nome de bobina de Petersen, em homenagem ao responsável pelo seu desenvolvimento [5]. Este sistema também é chamado de sistema de aterramento ressonante, ou ainda sistema neutralizador de faltas à terra, como também sistema com bobina de supressão de arco.

A Figura 1 mostra uma foto desta bobina.



Figura 1 - Bobina de Petersen instalada na subestação de Novo Hamburgo, propriedade da AES Sul [8].

O efeito do acoplamento capacitivo pode ser eliminado através da injeção, no ponto de falta, de uma corrente de mesmo módulo e sentido contrário da corrente que alimenta a falta através do acoplamento capacitivo das fases sãs [9]. A corrente indutiva aparece naturalmente, como resultado da variação da tensão no neutro, ao qual está ligado ao reator. No decorrer deste capítulo têm-se os princípios de funcionamento deste sistema.

2.2. Utilização do Neutro Ressonante no Mundo

A aplicação da bobina de Petersen conectada ao neutro dos transformadores dos sistemas de distribuição tem sido uma metodologia amplamente empregada pelas concessionárias de energia elétrica em vários países europeus, porém inovadora no Brasil e em boa parte dos países fora da Europa [10].

O principal objetivo desta tecnologia é aprimorar o desempenho dos sistemas de distribuição, como confiabilidade e segurança. A partir deste objetivo, diversos países pelo mundo modificaram ou vêm modificando a metodologia de aterramento para alcançar o aprimoramento comentado acima.

Alguns países, tais como Grécia, Itália e Países Nórdicos por muito tempo utilizaram sistema de distribuição com neutro isolado. Entretanto, países como Espanha Inglaterra e Holanda, em geral, faziam uso de aterramento sólido em seus sistemas de distribuição, ou até mesmo aterramento através de impedância de baixo valor [1]. Contudo a Alemanha vem utilizando o neutro ressoante em seu sistema desde a descoberta da tecnologia em 1916, por Waldemar Petersen. Ainda, os países do leste europeu obtiveram amplo conhecimento na utilização desta tecnologia. Entretanto, considerando os países que não compõem a Europa, a China é o país com maior crescimento na aplicação desta tecnologia [11].

Desta maneira, a Figura 2 apresenta um resumo do que foi comentado na região europeia, quanto a utilização das metodologias de aterramento, mostrando uma visão histórica.



Fonte: Adaptado de [1].

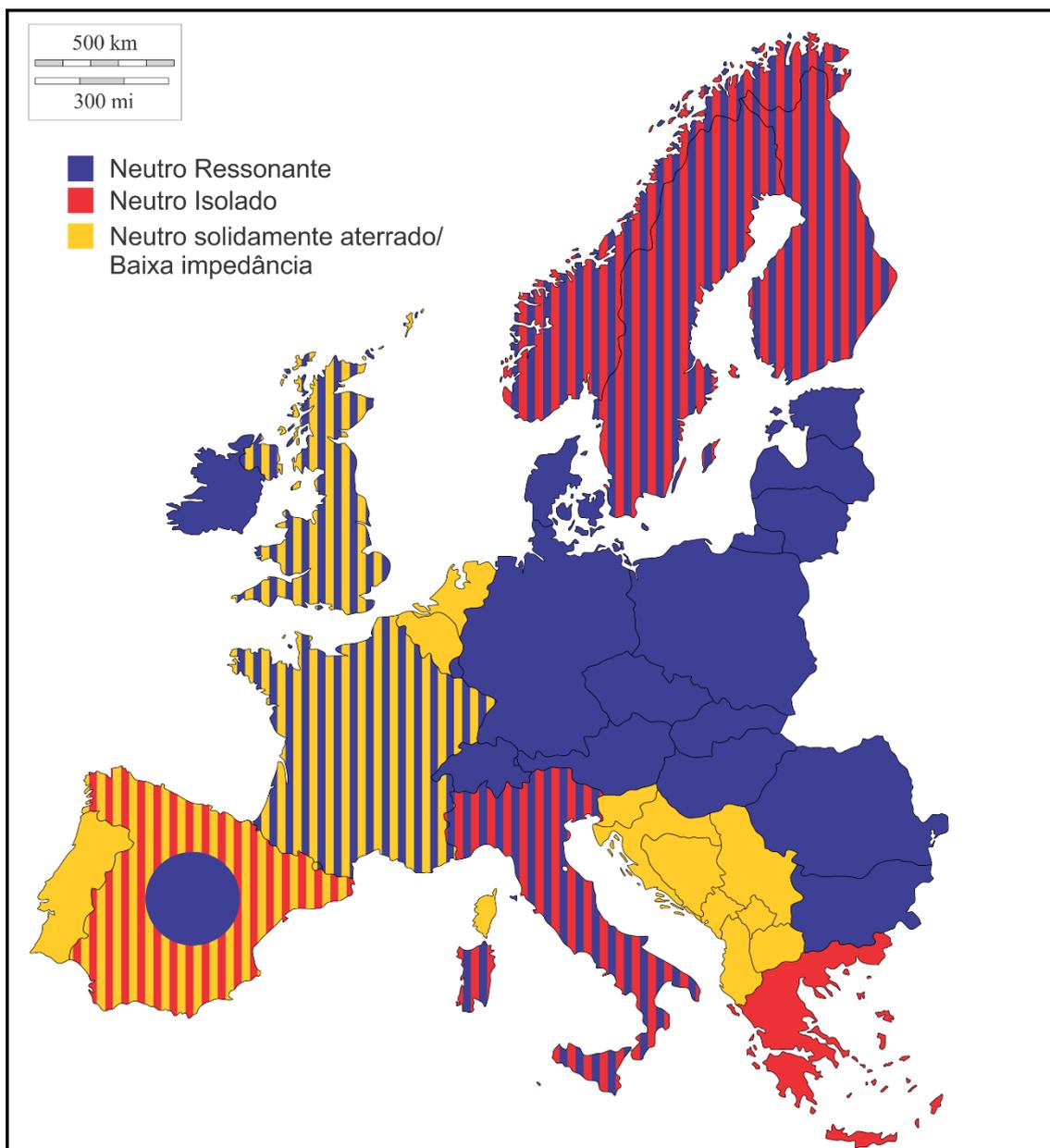
Figura 2 - Visão histórica da metodologia de aterramento empregada na Europa.

Da mesma maneira, a Figura 3 mostra a evolução da metodologia de aterramento empregada na Europa, bem como a Figura 4 mostra o panorama atual e tendência.



Fonte: Adaptado de [1].

Figura 3 - Evolução da metodologia de aterramento empregada na Europa.



Fonte: Adaptado de [1].

Figura 4 - Panorama atual e tendência da metodologia de aterramento empregada na Europa.

Desta maneira, percebe-se que esta tecnologia vem ganhando cada vez mais espaço e sendo cada vez mais utilizado na Europa e em todo mundo. Onde diversos países europeus vêm ampliando a sua utilização, trocando seus antigos métodos de aterramento para o aterramento ressonante.

2.3. Situação no Brasil

O aterramento ressonante é uma tecnologia amplamente utilizada em países europeus, como mencionado, entretanto considerada recente no Brasil [12], tendo em vista que até poucos anos, poucas concessionárias detinham tal tecnologia. Uma das concessionárias que demonstraram interesse neste tipo de aterramento foi a AES Sul Distribuidora de Energia S.A., que atua no sul do Brasil.

A AES Sul realizou um estudo em 2007, com o intuito de otimizar a confiabilidade do sistema, bem como aspectos relacionados à segurança. Partindo deste estudo, a concessionária analisou as tecnologias disponíveis no mercado, e verificou o potencial, em se tratando de confiabilidade e segurança, para as redes de média tensão, considerando-se o aterramento por meio da bobina de Petersen. Assim, inicialmente foi desenvolvido um projeto na subestação de Canudos, município de Novo Hamburgo, RS. Este sistema foi energizado em 2010, com atuação do aterramento ressonante por um período de 15 segundos. Após este tempo o sistema de by-pass seria acionado, implicando na desconexão do aterramento ressonante, bem como no retorno do sistema solidamente aterrado [13]. A experiência da AES Sul pode ser vista mais adiante no item 3.3.

A SE de Canudos, como dito anteriormente foi concebida para operação durante falta transitória, ou seja, 15 segundos, com aterramento ressonante. Então a AES Sul, resolveu modificar o sistema para que todas as vantagens desta tecnologia pudessem ser utilizadas, ou seja, a intenção seria que a SE de Canudos pudesse operar sob falta por um período de 8 horas ininterruptas. Desta maneira, ainda, em 2010, a AES Sul em parceria com a Universidade Federal de Itajubá, desenvolveu um Projeto de Pesquisa e Desenvolvimento, P&D, cujo título era “Análises de Adaptações nos Sistemas de Isolamento Padrão Visando Operação no Conceito Pleno de Aterramento de Subestações Através de Sistema Neutro Ressonante” [3]. Este tipo de instalação em redes de média tensão nas distribuidoras brasileiras era algo inovador, na época. Esta

parceria originou uma pesquisa que resultou nesta tese de doutorado. Todo o trabalho desenvolvido será apresentado a seguir, no decorrer deste documento.

Ainda, no decorrer da pesquisa, o sistema de aterramento ressonante foi ampliado para três outras subestações da AES Sul [13].

2.4. Princípio de Funcionamento

O sistema de aterramento ressonante tem como objetivo eliminar a corrente de falta através da injeção de correção, em decorrência da sintonia. Esta corrente fornecida é indutiva, com magnitude igual à magnitude da corrente capacitiva do sistema, porém defasada de 180° , resultando, assim, na anulação da corrente capacitiva de defeito.

A Figura 5 apresenta o diagrama do circuito onde têm-se um defeito monofásico. Pode-se notar que a injeção da corrente indutiva pela bobina de Petersen, I_L , visando a eliminação da corrente capacitiva que surge no ponto de falta, I_C , corrente esta que deve ser igual à soma das correntes capacitivas, I_{C1} e I_{C2} , oriundas das outras duas fases sãs.

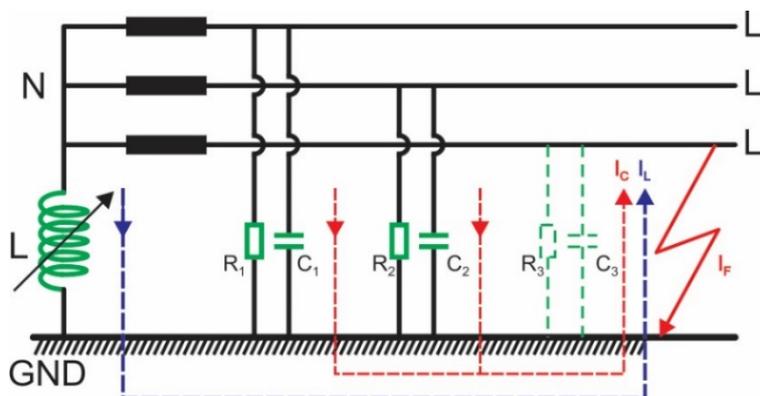


Figura 5 - Representação do circuito na condição de defeito fase-terra com eliminação da corrente capacitiva.

Durante uma falta monofásica, como apresentado na Figura 5, as tensões de linha nas fases sãs não se alteram, conforme diagrama fasorial exibido na Figura 6. Entretanto, existe um problema que está relacionado ao deslocamento

do neutro, que será de 100%, resultando no surgimento de um nível de tensão fase-terra no neutro do transformador, ou seja, o potencial do neutro não será mais igual ao potencial da terra, como se verifica na condição de operação normal. Pode-se verificar também que as fases são submetidas a uma elevação de tensão de $\sqrt{3}$ vezes, ou seja, as tensões fase-terra das fases são passadas a ter nível de fase-fase.

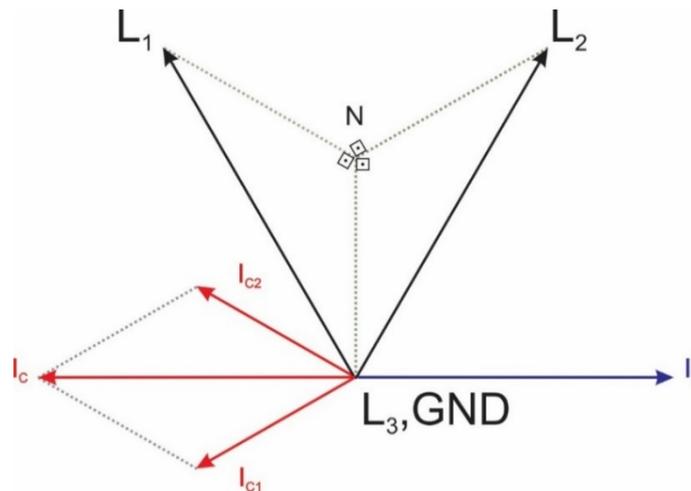


Figura 6 - Diagrama fasorial do circuito ressonante durante uma falta fase-terra.

Desta maneira, de acordo com o exposto anteriormente para uma condição de falta monofásica, se o objetivo for que o sistema opere continuamente mesmo sob condição de falta, deve-se tomar precauções com a coordenação de isolamento do sistema, para que o sistema como um todo suporte o nível de tensão 1,73 p.u. para as tensões de fase nas fases sãs. Em contrapartida, caso não seja de interesse da concessionária a continuidade da operação do sistema, não será necessária a isolação para este nível de tensão, porque o desligamento será efetuado quando surgir uma falta permanente.

Para que o aterramento ressonante atue adequadamente, é necessário que a bobina esteja em perfeita sintonia com o acoplamento capacitivo da rede (permitindo-se uma pequena tolerância de desvio). Para isto o reator apresenta impedância variável, de modo a acompanhar possíveis variações na capacitância da rede. Estas variações podem ser resultantes de desligamentos intencionais de trechos de alimentadores ou consumidores, bem como por

acidentes, falhas de equipamentos ou mesmo de fenômenos naturais, implicando na mudança de topologia da rede.

Dessa forma, é necessário um processo de sintonia contínuo para que a reatância da bobina compense adequadamente a capacitância da linha. Uma possível configuração é a utilização da bobina em paralelo com um banco de capacitores, onde se tem que a bobina é fixa, chaveando apenas o banco de capacitores. Desta maneira, com o chaveamento do banco, pode-se controlar a impedância reativa do conjunto, banco de capacitores e bobina, que será vista pelo sistema.

A ressonância, possível de ser obtida com a bobina de Petersen, permite a eliminação da corrente de falta capacitiva, restando apenas uma pequena corrente, de algumas unidades de ampères, com característica resistiva. Esta corrente é resultado, principalmente da existência de correntes na superfície em elementos da rede como os isoladores, assim como de uma pequena contribuição da bobina, a qual não é puramente indutiva. A Figura 7 apresenta o diagrama fasorial durante uma falta fase-terra no qual pode-se ver as correntes capacitivas (I_C), resistivas (I_R) e a corrente fornecida pela bobina (I_L), de magnitude igual à da corrente capacitiva, porém defasada de 180° . Pode-se concluir também, que a corrente de falta resultante será igual à resultante das componentes resistivas das duas fases sãs.

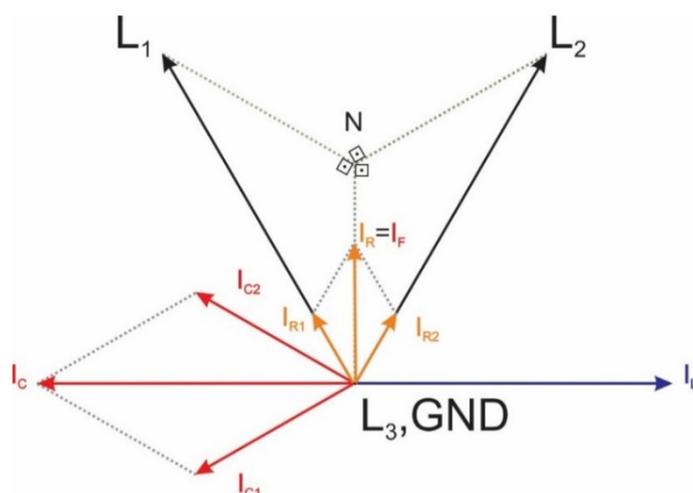


Figura 7 - Diagrama fasorial do circuito ressonante evidenciando as correntes resistivas resultantes.

Assim, apenas a componente resistiva, estimada em cerca de 10% da corrente capacitiva, continua a alimentar a falha. Neste caso, sistemas modernos, usando sistema inversor, também podem injetar uma corrente com a mesma amplitude e fase oposta no ponto neutro, compensando a corrente resistiva [14, 15]. Na prática, uma combinação perfeita geralmente não é possível, mantendo uma corrente de falha residual na ordem de alguns miliampères.

A Figura 8 mostra o esquema de circuito durante uma falta monofásica, assim como na Figura 5. Porém na Figura 8 tem-se a adição do sistema inversor para compensação da componente resistiva da corrente de falta.

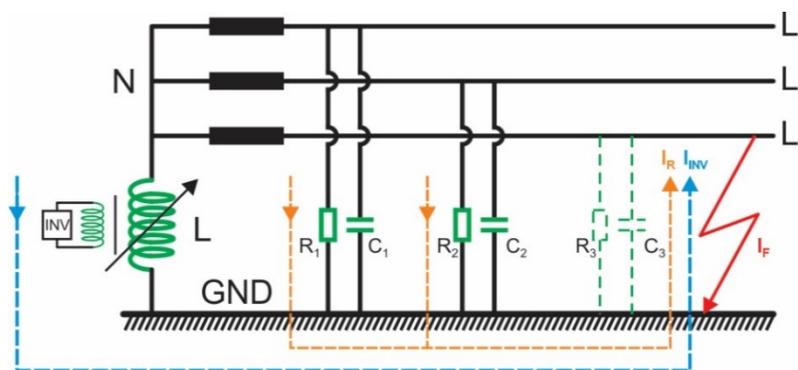


Figura 8 - Representação do circuito na condição de defeito fase-terra com eliminação da corrente resistiva.

A Figura 9 apresenta o diagrama fasorial durante uma falta fase-terra no qual se pode ver as correntes capacitivas (I_C), resistivas (I_R), a corrente fornecida pela bobina (I_L), de magnitude igual à da corrente capacitiva, porém defasada de 180° , e a corrente fornecida pelo sistema inversor (I_{INV}), de magnitude igual à da corrente resistiva, porém defasada de 180° . Pode-se concluir também, que a corrente de falta resultante será igual à resultante das componentes resistivas das duas fases sãs.

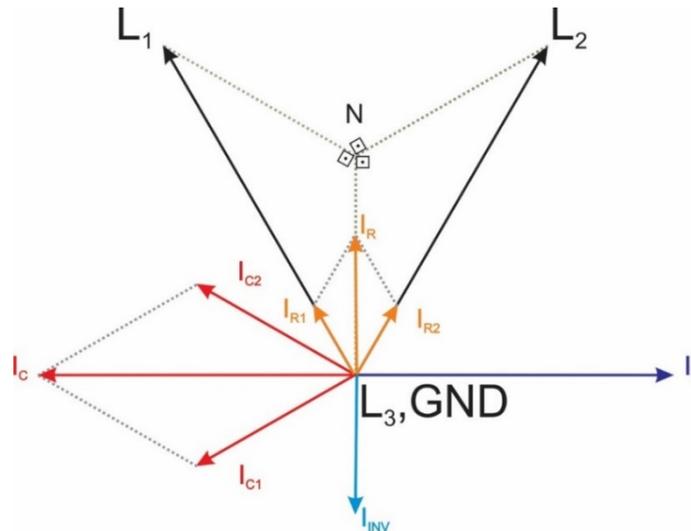


Figura 9 - Representação do circuito na condição de defeito fase-terra com eliminação da corrente resistiva.

2.5. Processo de Sintonia da Bobina de Petersen

Para que a corrente de falta seja eliminada, é necessário que o sistema de aterramento esteja sintonizado com a rede. Em outras palavras, a indutância da bobina de Petersen deve estar ajustada para compensar o acoplamento capacitivo da rede [5].

O cálculo da bobina é realizado de maneira simples. A partir da Figura 10 é possível iniciar a análise para o cálculo da indutância da bobina.

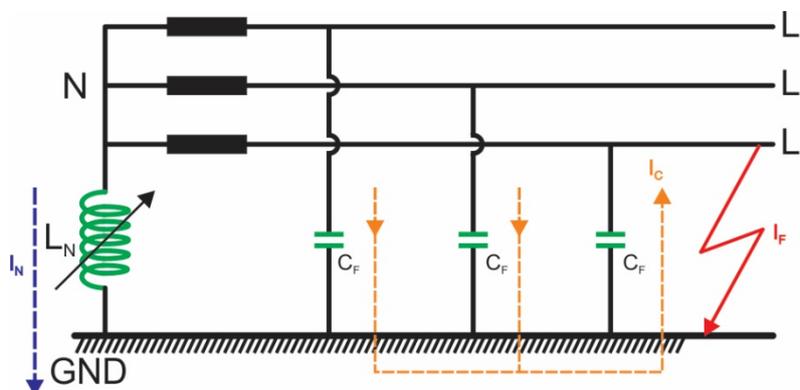


Figura 10 - Representação do circuito utilizado para cálculo do valor da indutância da bobina.

Inicialmente parte-se do cálculo da corrente no neutro, I_N , conforme equação (01), onde V_{F-N} é a tensão fase-neutro; X_L é a reatância da bobina e L é indutância da bobina.

$$I_N = \frac{V_{F-N}}{X_L} = \frac{V_{F-N}}{\omega L} \quad (01)$$

Ainda, a corrente capacitiva total I_C pode ser encontrada através da equação (02), onde X_C é a reatância capacitiva por fase e C_F é capacitância por fase:

$$I_C = \frac{V_{F-N}}{\sum X_C} = V_{F-N} \sum C_F \omega \quad (02)$$

Assim, a condição para que a corrente de falta I_F seja nula é $I_F = I_C$:

$$\begin{aligned} \frac{V_{F-N}}{\omega L} &= V_{F-N} \sum C_F \omega \\ \omega L &= \frac{1}{\sum C_F \omega} \\ L &= \frac{1}{\omega^2 \sum C_F} \end{aligned} \quad (03)$$

Assim, a bobina pode ser calculada pela equação (03), conforme [1,5].

A bobina de Petersen pode ser controlada por um sistema de microprocessador e pode ser ajustada rapidamente ao estado perto da ressonância para extinguir o arco de falha [16,17]. Para isso, é necessário um monitoramento contínuo de modo a ajustar a reatância do aterramento de acordo com variações que possam ocorrer na rede.

O valor da indutância vista pelo sistema pode ser alterado através do chaveamento de um banco de capacitores conectado à uma bobina no

secundário do reator, como se pode ver na Figura 11. Outra possibilidade é construir a bobina como um reator com núcleo móvel, de modo que mudanças no entreferro do núcleo alteram o valor da reatância da bobina.

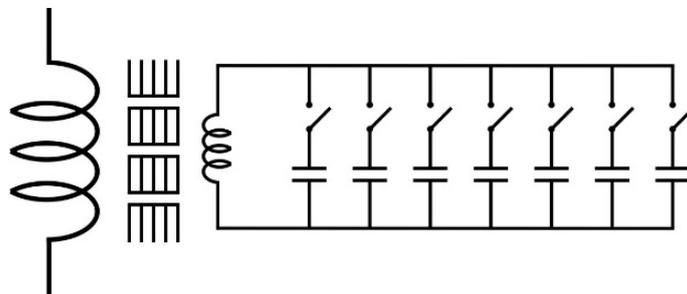


Figura 11 - Esquema do reator e da bobina secundária com o banco de capacitores conectado.

Quanto aos parâmetros para a sintonia, parte-se da corrente de falta, onde se pode fazer uma observação, tendo em vista que em sistemas de distribuição que utilizam este tipo de aterramento ou o neutro isolado, esta corrente não varia sua intensidade com a localização da falta, ou seja, independentemente do ponto onde ocorre o defeito, a magnitude da corrente será a mesma. Isto acontece devido o valor da impedância de sequência zero do sistema ser infinitamente maior que a impedância de sequência positiva e negativa para este tipo de aterramento. A variação do ponto de falta influencia apenas nas impedâncias de sequência positiva e negativa do sistema, visto que estas impedâncias podem ser consideradas desprezíveis ao se comparar com a impedância de sequência zero. Assim, pode-se considerar então que o ponto onde ocorre a falta fase-terra também não tem nenhuma influência no valor da corrente de defeito [1]. Desta maneira, isto permite omitir as impedâncias de sequência positiva e negativa do circuito equivalente, para faltas monofásicas, sem perda de precisão significativa [18].

O ponto de sintonia pode ser analisado também através das características: da corrente na bobina em função da relação V_0/E_1 ; e da reatância da bobina em função da relação V_0/E_1 , V_0 é a tensão no neutro e E_1 é a tensão de fase. Desta maneira, uma alternativa para levantar a característica é através de um modelo simulado no ATPDraw®, ver Figura 12.

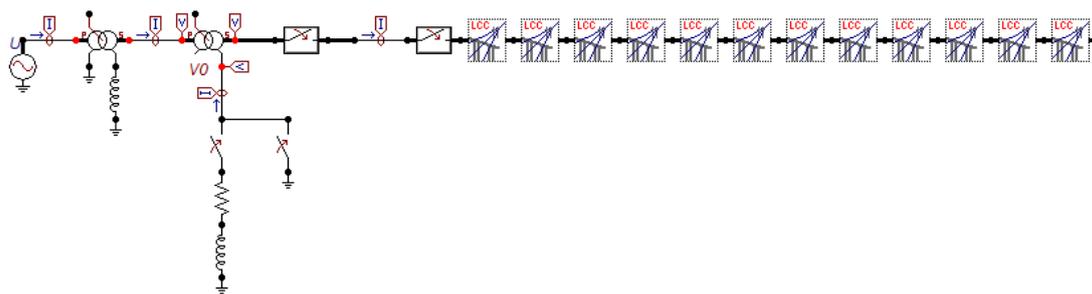


Figura 12 - Modelo simulado no ATPDraw® para levantamento do ponto de sintonia.

Desta forma, para a simulação foi utilizado um alimentador com 40 km, trifásico, com cabos 1/0 CAA, modelo Bergeron, com arranjo do alimentador conforme Figura 13. Na subestação tem-se um transformador abaixador de 69 kV para 23 kV, com a bobina de Petersen conectada no neutro do secundário deste transformador.

#	Ph.no.	Rin [cm]	Rout [cm]	Rresis [ohm/km DC]	Horiz [m]	Vtower [m]	Vmid [m]
1	1	0.169	0.505	0.696	0.9	10	9
2	2	0.169	0.505	0.696	0.3	10	9
3	3	0.169	0.505	0.696	-0.9	10	9

Figura 13 - Arranjo do alimentador extraído do software ATPDraw®.

De posse do modelo pronto e compilado, foi possível levantar a característica, conforme Figura 14. Assim, partiu-se da definição de valores de reatância, e definindo-se valores da resistência da bobina, levando-se em consideração a relação X/R como sendo de 20, tendo em vista ser uma relação coerente com as relações observadas nos principais produtos disponíveis no mercado. Assim, para cada valor de impedância da bobina (ponto do gráfico), X e R , mediu-se a corrente nesta bobina, para levantar a característica da Figura 14.

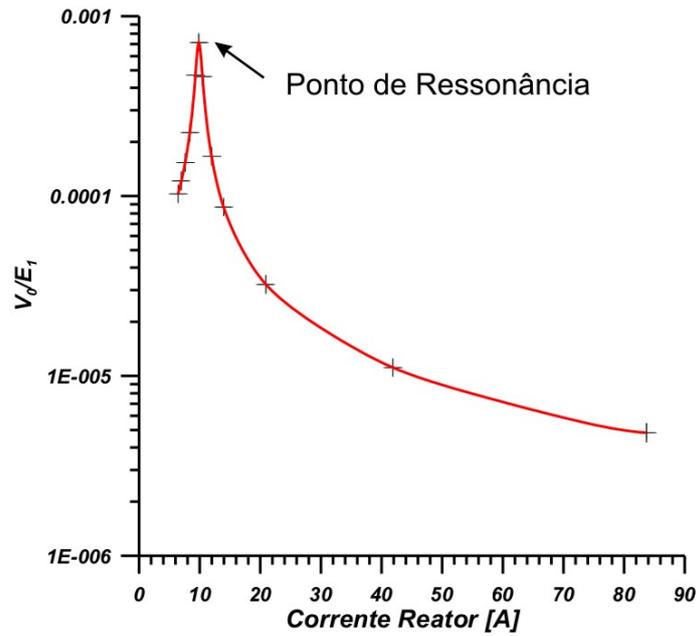


Figura 14 - Corrente na bobina em função da relação V_0/E_1 .

De maneira semelhante ao adotado na Figura 14, mediu-se a tensão no neutro do transformador para cada valor de impedância da bobina. Assim foi possível também levantar uma curva da reatância da bobina em função da relação V_0/E_1 , como pode ser visto na Figura 15.

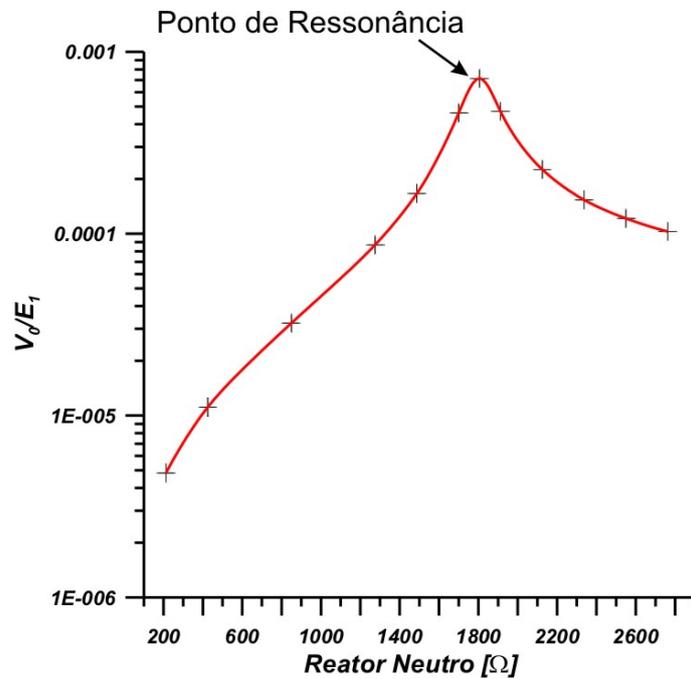


Figura 15 - Reatância da bobina em função da relação V_0/E_1 .

Através destas curvas, Figura 14 e Figura 15, observa-se o ponto de ressonância, indicando o ajuste adequado para a bobina.

Caso a sintonia não ocorra 100%, ou seja, a reatância indutiva da bobina não for igual a reatância capacitiva do sistema o sistema está fora de sintonia, ou melhor, ele pode estar sobrecompensado ou subcompensado, dependendo da relação entre a indutância e a capacitância. Na prática, não se consegue um sistema perfeitamente sintonizado em função da limitação dos equipamentos, entretanto, tolerâncias de até 10% não são prejudiciais à operação do sistema. Quanto as limitações, a bobina deve ser provida de derivações, taps, que permitam um ajuste no seu valor ôhmico, para ajustar a indutância da bobina a capacitância da rede. Assim, barreiras mecânicas, como velocidade, encontradas pelo motor e engrenagens responsáveis por este ajuste, estão ligadas a limitação mencionada. Ainda, outra maneira de variar a impedância indutiva é através da conexão com capacitância fixas, para obter uma impedância resultante ideal para anular o efeito capacitivo da rede. Entretanto, como temos uma capacitância fixa, existem degraus de variação da bobina, impossibilitando na maioria dos casos, um ajuste preciso de 100%. Isso também ocorre na outra limitação mencionada.

2.6. Vantagens da Aplicação do Aterramento Ressonante

Durante uma falta monofásica, a corrente de falta é eliminada pela atuação da bobina de Petersen, como dito anteriormente. Levando-se em consideração que aproximadamente 78% das faltas em uma rede de distribuição são fase-terra [19], a eliminação desta corrente de falta pode evitar um elevado número de desligamentos da rede. Assim, as principais vantagens estão relacionadas à confiabilidade e segurança [20, 21]. Contudo, a seguir tem-se um resumo das vantagens da aplicação do sistema ressonante:

- a) No caso da confiabilidade, evitam-se as interrupções devidas a falhas entre fase e terra. Isso é especialmente interessante quando se considera que cerca de 80% dos eventos entre fase e terra nas linhas de distribuição são transitórios [20, 22, 23, 24, 25]. A legislação brasileira relativa à operação de sistemas elétricos estabelece a qualidade do serviço de abastecimento principalmente de acordo com o número e a duração dos desligamentos, penalizando as empresas, de acordo com o PRODIST da ANEEL [26]. Desta maneira, isto se traduz na possibilidade da continuidade do fornecimento do serviço durante um defeito monofásico. No caso da SE de Canudos o objetivo era de 8 horas de fornecimento ininterrupto. Abaixo têm-se os índices utilizados pela ANEEL para a avaliar as concessionárias e elaborar o ranking de qualidade.
- i. *DEC* = duração equivalente de interrupção por unidade consumidora, expressa em horas e centésimos de hora;
 - ii. *FEC* = frequência equivalente de interrupção por unidade consumidora, expressa em número de interrupções e centésimos do número de interrupções;
- b) Devido à eliminação da corrente de falta, as interferências nas redes de telefonia serão reduzidas, em consequência da redução dos efeitos eletromagnéticos [1];
- c) Com a redução nos desligamentos, devido à atuação do aterramento ressonante, o número de deslocamentos para manutenções na rede também tende a reduzir;
- d) Autoextinção dos arcos devido ao atraso no restabelecimento da tensão fase-terra;
- e) As tensões de linha permanecem constantes para os consumidores, ou seja, os consumidores que tiverem cargas conectadas entre fases não sofreriam com faltas monofásicas;

- f) O aterramento ressonante propicia, no caso dos para-raios a resistores não lineares com centelhadores, a eliminação da corrente subsequente, que também contribui para a operação de fusíveis e religadores, que atuariam demasiadamente devido a estas correntes [1];
- g) Devido ao nível de corrente praticamente nulo, haverá uma redução do *stress* do aterramento das subestações se comparado as redes com neutro solidamente aterrado;
- h) Melhoria da segurança nas redes de distribuição, pela eliminação das tensões de toque, passo e transferida, provocadas por defeitos fase-terra;
- i) Redução das interferências com outros cabos e fios ligados à terra;

2.7. Problemas e Dificuldades com a Aplicação do Aterramento Ressonante

Este tipo de aterramento, além de vantagens, apresenta alguns problemas ou dificuldades com a sua aplicação. Estas serão comentadas abaixo:

- a) A utilização da bobina de Petersen necessita que durante um defeito monofásico, a sintonia entre a capacitância do sistema e a indutância da bobina seja mantida. Em redes cuja topologia pode ser alterada é necessário que a bobina disponha de método de variação contínuo da sintonia, isto devendo ser associado a uma medição também contínua da corrente capacitiva. Todavia, em redes com comprimento fixo, esta condição não representa nenhuma dificuldade;
- b) Como comentado anteriormente, durante um defeito fase-terra, a tensão nas fases sãs, sobem de $\sqrt{3}$, ou seja, sobem para 1,73 p.u.. Para operação temporária do aterramento, por exemplo 15 s, a isolação do sistema de distribuição suporta sem restrições.

Entretanto, caso a operação do aterramento ressonante seja permanente, ou seja, por 8 horas ininterruptas como se pretendia na SE de Canudos, pode haver restrições na suportabilidade de cabos isolados e equipamentos. Este problema diz respeito à coordenação de isolamento do sistema para a aplicação da bobina de Petersen por um período prolongado, conforme mencionado anteriormente. Assim, este problema foi o objeto principal da pesquisa que será detalhada no decorrer desta tese de doutorado.

- c) Ainda, devido às sobretensões nas fases sãs, este tipo de aterramento não é recomendado para cargas monofásicas, tendo em vista que os ramais monofásicos, no caso de falta, poderiam estar conectados a uma fase com nível de tensão de 1,73 pu, até por um período de 8 horas ininterruptas, o que seria inviável tecnicamente. Desta maneira, tal consumidor seria desconectado da rede para preservar a integridade do seu sistema, até que a falta fosse desconectada. Assim, este tipo de consumidor não desfrutaria dos benefícios e vantagens que um aterramento ressoante poderia trazer. Além disso, os transformadores monofásicos conectados de fase a terra, comuns nas redes rurais [27], não seriam permitidos nos alimentadores, pois seriam uma fonte de corrente para um ponto defeituoso.

2.8. Comentários

Para uma rede com aterramento sólido, ou com aterramento ressonante atuante por no máximo 15 segundos, como é o caso da SE de Canudos, comentada anteriormente, é necessária a análise da coordenação de isolamento, e como foi dito, este foi o objetivo desta pesquisa. Para tanto, verificou-se que alguns equipamentos da rede deveriam ser minuciosamente analisados, sendo eles: cabos e muflas, isoladores, transformadores de

potencial e corrente, para-raios e transformadores tipo MRT. Desta forma, no decorrer desta tese, toda a análise destes equipamentos será detalhada.

Capítulo 3 - Modificação de Solidamente Aterrado para Ressonante Pleno

Conforme visto no Capítulo 2, a utilização do aterramento por meio da bobina de Petersen, provoca o surgimento de sobretensões nas fases sãs da rede, durante uma falta monofásica. Estas sobretensões perduram enquanto o sistema ressonante estiver atuando e têm impacto direto sobre a isolação da rede elétrica.

Em função das sobretensões, a instalação do sistema ressonante deve ser planejada, principalmente quanto à sua operação, de forma a apresentar o menor impacto ou risco possível, permitindo tempos de atuação que resultam em sobretensões temporárias ou permanentes, de acordo com o dimensionamento da rede.

Neste capítulo serão apresentados os modos de operação do sistema ressonante, seus impactos sobre a isolação da rede e as modificações necessárias para que uma rede, originalmente apresentando sistema solidamente aterrado, possa operar satisfatoriamente após a modificação para aterramento ressonante. Será apresentada ainda a experiência inicial da AES Sul com esta tecnologia.

este modelo foi utilizado para inúmeras simulações, como cálculo de capacitância da rede. Assim, também foi utilizado para as simulações que serão descritas a seguir.

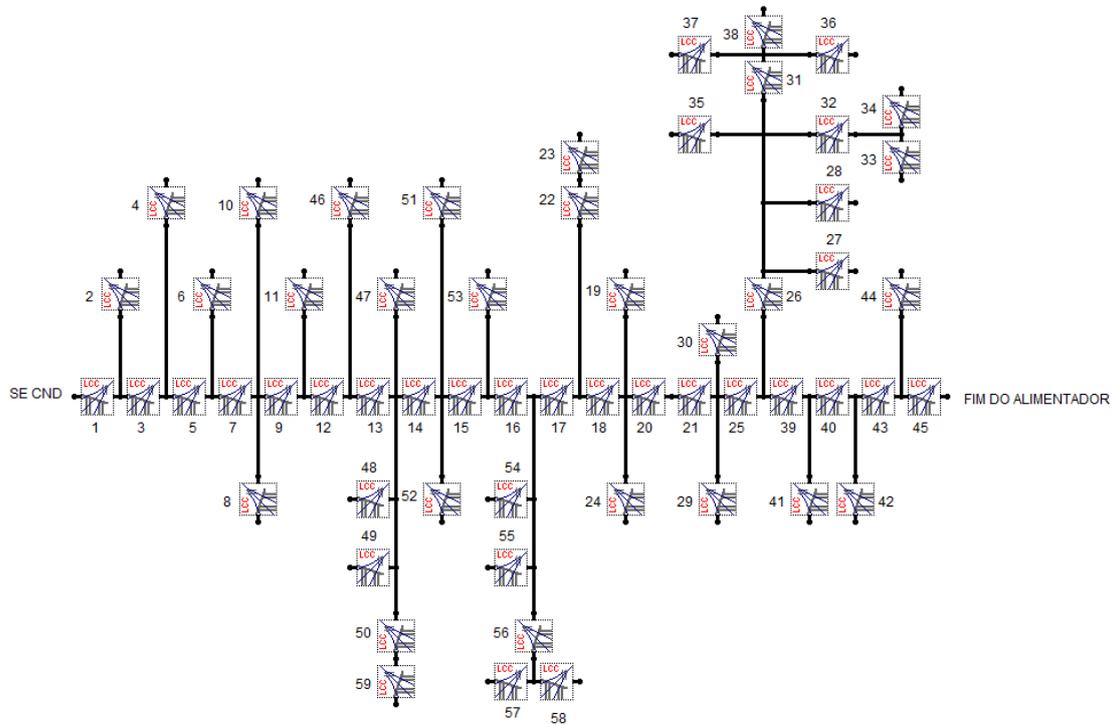


Figura 17 - Alimentador 01 modelado da SE de Canudos.

Os blocos foram modelados através do módulo *Line/Cable Constants* (LCC) do software ATPDraw, onde são simulados cabos e linhas, com as informações que podem ser vistas na Figura 18 e na Figura 19. O elemento LCC baseia-se na inserção dos parâmetros geométricos do sistema e as características dos materiais utilizados. Assim, a partir destes dados, o LCC calcula os parâmetros elétricos das linhas e cabos.

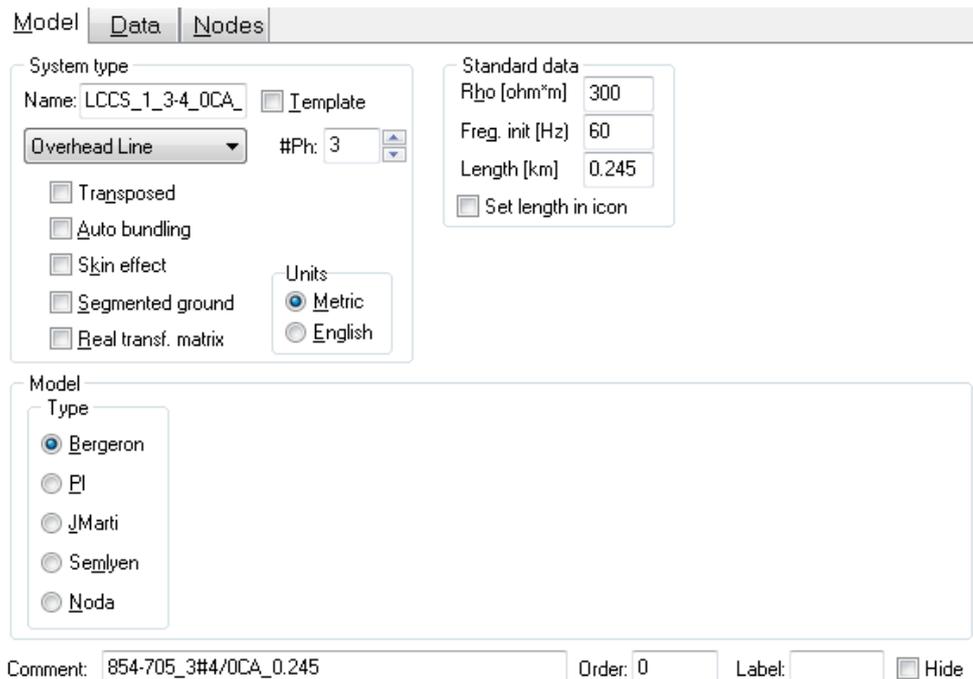


Figura 18 - Informações do alimentador modelado extraídas do ATPDraw®.

	Ph.no.	React	Rout	Resis	Horiz	Vtower	Vmid
#		[ohm/km AC]	[cm]	[ohm/km AC]	[m]	[m]	[m]
1	1	0.40243	0.6629	0.2977	0.9	9	8.5
2	2	0.40243	0.6629	0.2977	0.3	9	8.5
3	3	0.40243	0.6629	0.2977	-0.9	9	8.5

Figura 19 - Informações do alimentador modelado extraídas do ATPDraw®.

Pode-se ver na Figura 18 que foram definidos os parâmetros: *Overhead Line* (linha aérea); *Rho* para 300 ohm.m, que corresponde a resistividade do solo em ohms-metro para uma terra homogênea (Teoria de Carson); *Freq. init.* para 60 Hz, que indica a frequência padrão em que os parâmetros da linha serão calculados; *Length* para 0,245 km, que corresponde ao comprimento das linhas; e o modelo para *Bergeron*. Na Figura 19 têm-se os valores apresentados para: *Ph.no.*, que indica o número da fase; *React*, onde é especificada a reatância para corrente alternada da linha em ohm/km; *Rout*, que é o raio externo do condutor; *Resis*, que corresponde a resistência a corrente alternada na frequência inicial;

$Horiz$, que é distância horizontal, em metros, a partir do centro do feixe de uma linha de referência escolhida; V_{tower} , que é Altura vertical do feixe na torre, em metros; e V_{mid} , que é altura vertical no meio do vão, em metros.

Ressalta-se que as informações mostradas na Figura 18 e Figura 19 são referentes a apenas um tipo de bloco. Ainda, todas as informações técnicas necessárias foram obtidas de [28]. No entanto, foram criados 59 tipos de blocos, onde diferenciam no tipo de cabo e no comprimento da linha. Os códigos dos blocos estão relacionados aos nós presentes no diagrama unifilar mostrado na Figura 16. Desta forma, todas as informações dos blocos estão presentes no Anexo A.

A estrutura da rede utilizada para todos os blocos foi Normal (N), conforme Figura 20.

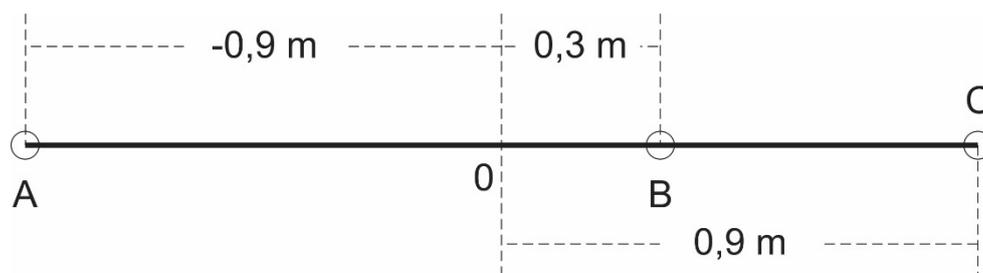


Figura 20 - Estrutura da rede tipo Normal (N) utilizada no alimentador.

Toda a rede de distribuição foi representada considerando diferentes ramos de alimentadores e características dos condutores de acordo com dados fornecidos pela AES Sul.

Assim, o sistema foi modelado no ATPDraw[®], conforme a Figura 21

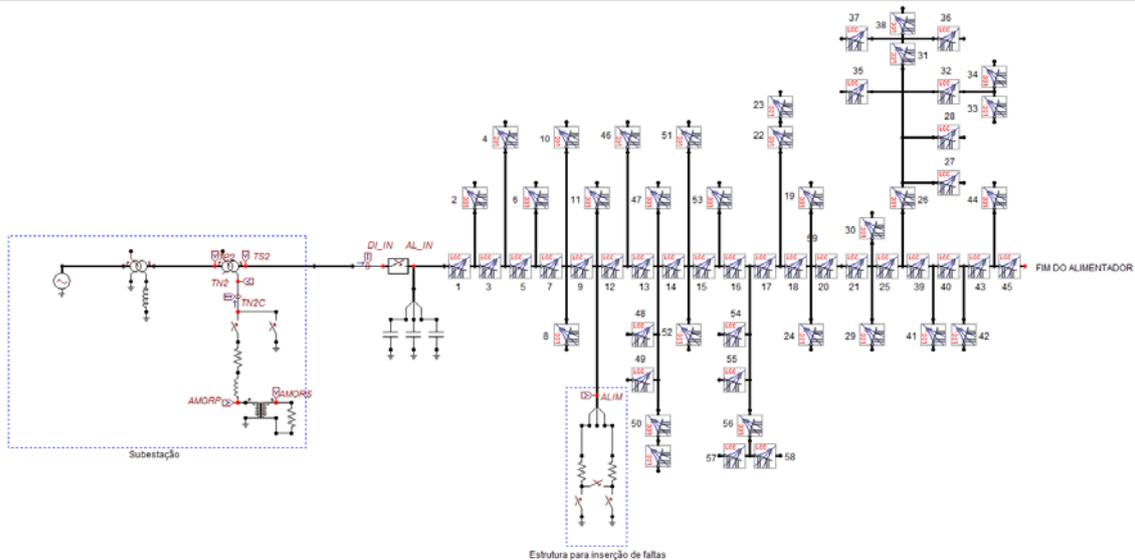


Figura 21 - Sistema modelado no ATPDraw®.

A tensão de operação do sistema é 23 kV (fase-fase) e a medição da tensão fase-terra foi realizada no barramento de saída da subestação.

A simulação teve duração de 300 ms, e foi dividida em dois momentos. No primeiro período, 150 ms iniciais, têm-se o sistema em condições normais. Nos 150 ms restantes da simulação, aplicou-se uma falta fase-terra de baixa impedância na região central do alimentador.

Na Figura 22, tem-se um oscilograma obtido com a simulação, onde se percebe a sobretensão nas fases sãs, como também a tensão tendendo a zero na fase com defeito. Percebe-se que as tensões fase-terra sobem para o nível fase-fase, tendo em vista que o nível de tensão de pico na fase B eleva-se para 32,588 kV, o que equivale a 23,043 kV_{RMS}, como pode-se ver no quadro de medições presente no oscilograma.

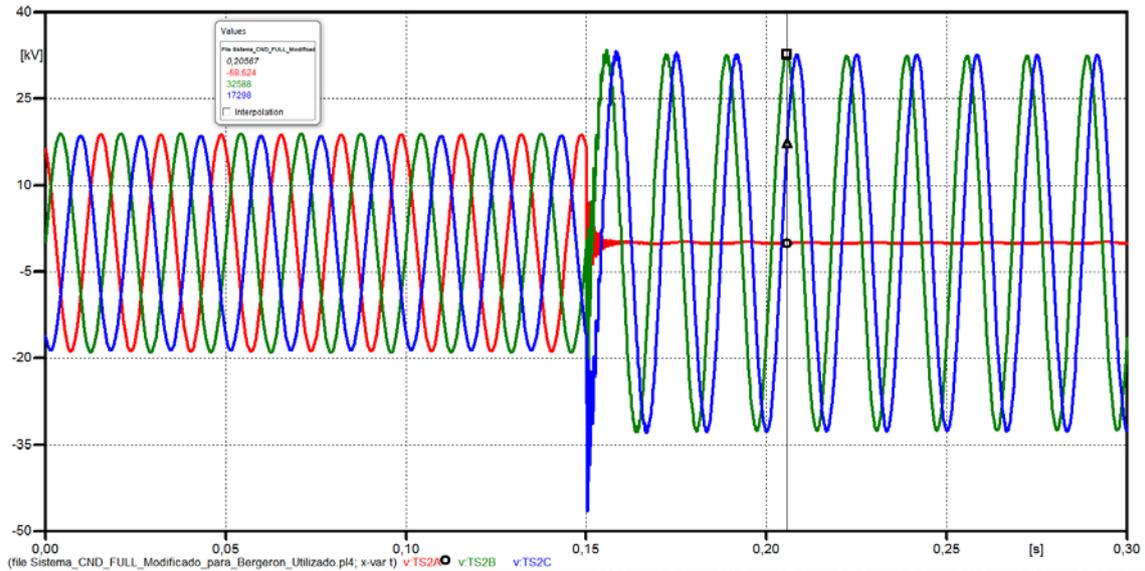


Figura 22 - Oscilograma de tensão fase-terra no barramento da subestação.

A Figura 23 mostra um oscilograma para as tensões entre fases do sistema, durante todo o período analisado. Percebe-se que, como esperado no sistema ressonante, as tensões fase-fase permanecem inalteradas durante o defeito monofásico. Entretanto, pode-se ver que ocorre apenas um breve transitório no início da falta. Este transitório é oriundo da alteração súbita nas condições operacionais do sistema, devido a condição de falta [29].

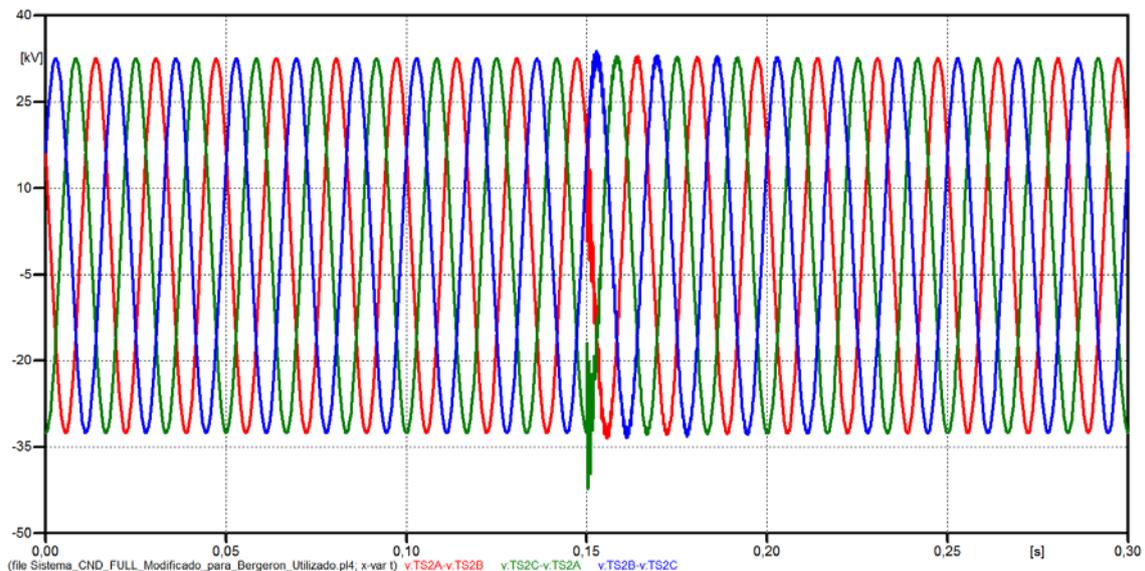


Figura 23 - Oscilograma de tensão fase-fase no barramento da subestação.

Como comentado anteriormente, esta condição de sobretensão, ocorre para um sistema ressonante. Porém, para um sistema solidamente aterrado, haveria uma queda de tensão, durante uma falta fase-terra, resultando em um alto valor de corrente circulando pelo ponto de falta, alimentada pelo condutor de aterramento [18, 30].

Ainda, conforme discutido antes, durante uma falta monofásica franca para terra, as tensões nas duas fases sãs são elevadas para 1,73 p.u. Isto ocorre devido ao deslocamento do neutro em relação ao referencial de terra. Assim, em um sistema solidamente aterrado, em função do dimensionamento inicial dos equipamentos, o modo de operação adotado é o temporário, assim, não permitindo a utilização plena do neutro, entretanto sendo bastante útil para evitar desligamentos por faltas intermitentes. A seguir será apresentado o modo temporário, bem como o modo permanente, que possibilita a utilização plena do neutro ressonante.

3.1.1. Modo temporário

Neste modo o sistema opera durante determinado tempo sob falta, antes que a proteção atue, ocasionando o desligamento do alimentador. Este modo de operação foi selecionado para a subestação de Canudos, devido a coordenação de isolamento não ter sido redimensionada.

Neste tipo de operação, durante um defeito monofásico, o sistema ressonante opera no máximo por 15 segundos. Posteriormente a este período, por meio de uma chave by-pass, o sistema de aterramento ressonante é substituído pelo sistema solidamente aterrado. Como consequência, isto acarreta em correntes de falta elevadas que sensibilizam a proteção, desligando o sistema. Caso a falta tenha sido extinta, ou seja, seja uma falta intermitente, após a primeira tentativa de religamento, o aterramento ressonante é reestabelecido.

O modo temporário apresenta como vantagens principais o menor custo e o menor tempo de instalação. Entretanto, este procedimento é eficiente apenas

para a ocorrência de faltas intermitentes, tais como o contato rápido com galhos de árvores, bem como descargas atmosféricas. Considera-se que estes tipos de faltas são as mais frequentes e têm uma duração muito curta [19, 31]. Assim, se os componentes da rede são adequados para suportar as sobretensões associadas durante, pelo menos, 15 segundos, não haverá riscos significativos relativos ao não redimensionamento da isolação da rede. De acordo com [32, 33], para uma rede com classe de isolamento de 24 kV, a exemplo da SE de Canudos, a tensão de frequência fundamental de curta duração normalizada é de 50 kV, que deve ser uma tensão senoidal com frequência entre 58 Hz e 62 Hz e com duração máxima de 60 segundos. Assim, percebe-se que os equipamentos, atendendo ao normativo vigente, devem suportar uma tensão de até 50 kV, por 60 segundos, conforme dito acima, todavia, isto não seria problema para uma operação no modo temporário, tendo em vista que o sistema ressonante operaria por no máximo 15 segundos, e sobretensão sobre tais equipamentos, considerando uma fase, seria a tensão máxima de tensão de operação entre fases, 23 kV, no caso da SE de Canudos.

Para defeitos de longa duração, ou seja, permanentes, é imprescindível o desligamento do trecho sob falta, preservando a integridade dos elementos da rede, principalmente isoladores e para-raios.

3.1.2. Modo permanente

No modo de operação permanente, o sistema continua suprindo energia para os consumidores, durante a condição de falta, sem a necessidade da atuação do sistema de proteção. Desta maneira, o sistema pode operar sob falta durante horas, até que o defeito seja extinto ou até que seja feita uma intervenção, sendo de extrema utilidade principalmente para redes onde existem trechos rurais, em áreas industriais, ou até mesmo de difícil acesso.

Para a subestação de Canudos foi planejada a instalação de uma bobina de Petersen em modo de operação permanente. Neste caso, foi necessário realizar estudo com a finalidade de redimensionar a coordenação de isolamento,

sendo este ponto importante para ser levado em consideração para a modificação do sistema. Isoladores, para-raios, buchas de transformadores e cabos isolados devem suportar uma sobretensão de 1,73 p.u. por tempo indeterminado. O plano foi que pudesse operar durante 8 horas ininterruptas, durante uma condição de falta monofásica. Este tempo foi determinado pela própria AES Sul, pelo seu setor de planejamento, que julgou ser suficiente.

A vantagem desse tipo de operação é a possibilidade de se evitar o desligamento do sistema, mesmo que ocorram faltas permanentes. Neste caso existe tempo hábil para localização da falta, planejamento da manutenção e coordenação do desligamento com os consumidores que serão afetados.

Como desvantagem significativa, têm-se os custos extras com a coordenação de isolamento, os quais podem elevar em até 4 vezes o investimento inicial e o tempo necessário para substituição destes elementos.

A AES Sul vinha desenvolvendo pesquisas, em parceria com o Laboratório de Alta Tensão, da Universidade Federal de Itajubá, com o objetivo de operar o sistema de Canudos no modo permanente, minimizando os custos relativos às mudanças na coordenação de isolamento. Um exemplo de resultado a ser implantado está no desenvolvimento de centelhadores específicos para aplicação nos para-raios existentes na rede, conforme será detalhado no decorrer desta tese.

3.2. Características dos equipamentos da rede

Como comentado, a operação do sistema de aterramento ressonante apresenta impacto sobre a isolação da rede elétrica, havendo a necessidade de adequar, individualmente, cada um dos principais equipamentos do sistema de distribuição primário para operação plena do sistema ressonante. Isto representa custos extras, porém resulta também na melhoria dos índices de qualidade e redução dos riscos materiais e humanos. Assim, o objetivo é a busca de alternativas que reduzam o custo de implementação do sistema ressonante, mantendo o bom desempenho da rede.

3.2.1. Cabos e mufas

Os cabos e mufas existentes precisam ter a sua suportabilidade avaliada frente a uma condição de sobretensão nas fases sãs, em consequência de uma falta fase-terra. Estes equipamentos estão presentes nas unidades consumidoras, normalmente fazendo a ligação através da rede subterrânea entre a rede de distribuição primária e grandes consumidores industriais, em condomínios fechados ou em áreas centrais ou históricas, onde as redes subterrâneas substituem as redes aéreas.

Na Figura 24, pode-se ver os aspectos construtivos dos cabos isolados.

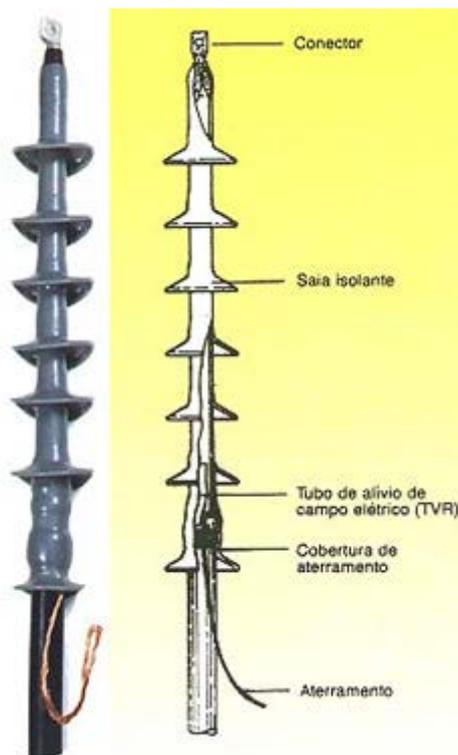


Fonte: Catálogo de Cabos de Média Tensão 3,6 kV-35 kV da Induscabos – Condutores Elétricos [34].

1. **Condutor:** De cobre ou alumínio.
2. **Blindagem do condutor:** Camada de material condutor não metálico (semicondutor) termofixo, para uniformizar a distribuição de campo elétrico no condutor.
3. **Isolação:** como exemplo têm-se o Etilenopropileno (EPR).
4. **Blindagem da isolação:** Camada de material condutor não metálico (semicondutor) em íntimo contato com a isolação, tornando o campo elétrico radial e uniforme. Constituída por material de fácil remoção à temperatura ambiente.
5. **Blindagem metálica:** Constituída por fios de cobre, aplicados helicoidalmente sobre a blindagem da isolação.
6. **Separador:** Fita não higroscópica de poliéster, aplicada em hélice cobrindo 100 % do cabo. Esta característica construtiva não é utilizada por todos os fabricantes.
7. **Cobertura:** Camada para proteção, sendo composta por exemplo por Policloreto de Vinila (PVC-ST2).

Figura 24 - Aspectos construtivos de um cabo isolado.

Estes cabos necessitam ainda de uma terminação especial, normalmente denominada mufla, caracterizada por um sistema de alívio de campo em função das mudanças da isolação no terminal do cabo. Normalmente os terminais são compostos por: conector, saia isolante, tubo de alívio de campo elétrico, cobertura para aterramento, e terminal para aterramento, como pode ser visto na Figura 25.



Fonte: site da MD Policabos [35].

Figura 25 - Aspectos construtivos de um terminal (mufla).

O principal impacto das sobretensões temporárias em cabos isolados é a perfuração da camada isolante, a ruptura através das muflas, o aumento do nível de descargas parciais e a aceleração do envelhecimento. Deste modo, faz-se necessário avaliar quais os impactos de uma sobretensão associada à operação plena do neutro ressonante, por 8 horas ininterruptas, que se pode ter sobre a integridade e vida útil dos cabos e muflas.

3.2.2. Isoladores

Para linhas aéreas com condutores nus, isoladores são os principais componentes para fornecer isolamento adequado entre as fases e componentes conectados à terra.

As redes de média tensão brasileiras são construídas com dois tipos de isoladores: tipo pino e tipo pilar.

Os isoladores de pino são os mais difundidos nas redes brasileiras, uma vez que apresentam um custo menor. No entanto, em geral, o seu desempenho não é satisfatório no caso de sobretensões contínuas. Eles apresentam uma cavidade no núcleo, para fixar os pinos aterrados para mantê-los constantemente fixos. Isso os torna mais frágeis e propensos a falhas.

Os isoladores tipo pilar, por outro lado, são mais caros, mas apresentam um desempenho de suportabilidade superior, resistindo às sobretensões de longa duração, uma vez que apresentam uma estrutura de isolamento com distância isoladora interna entre fase e terra (D_p) superior ao tipo pino e apenas uma ligação de um pino reduzida na sua base. Este volume de material isolante entre o cabo condutor e o ponto de aterramento tornam o isolador mais robusto e imune à falhas como a perfuração. A Figura 26 mostra uma comparação entre as estruturas de isoladores de pino (a) e pilar (b), indicando a distância D_p .



Figura 26 - Distância de isolamento (a) tipo pino e (b) tipo pilar.

3.2.3. TP e TC

Os transformadores para instrumentos, potencial e corrente, são utilizados para proteção dos sistemas, promovendo a atuação de relés de sinalização ou proteção durante a ocorrência de sobretensões, subtensões ou sobrecorrentes, além de fornecerem os valores de tensão e corrente necessários para o processamento da energia fornecida aos consumidores para efeitos de faturamento.

Desta maneira, devido à importância destes equipamentos ao sistema, estes devem ser analisados quanto à suportabilidade frente a uma sobretensão, resultante de um defeito monofásico. Ainda, deve ser analisada, no decorrer deste defeito, se a capacidade de realização da medição das variáveis, para fins de faturamento, permanecerá inalterada.

Além disso, em condições normais de operação, deve ser avaliado o impacto que as conexões destes equipamentos apresentam sobre o sistema ressonante. Isto porque, como mencionado no Capítulo 2, a presença de cargas monofásicas pode impactar negativamente a operação da bobina de Petersen.

3.2.4. Para-raios

Os para-raios de distribuição estão presentes sempre que há um transformador na rede, tendo em vista que a sua função é proteger estes equipamentos contra surtos de tensão que se propagam pelo alimentador, impondo limites para níveis seguros, considerando o Nível Básico de Isolamento (NBI) do equipamento [36]. Em função de sua caracterização como uma impedância variável dependente da tensão, os para-raios, que em condições normais, conduzem correntes da ordem de microampères, durante uma sobretensão podem conduzir corrente da ordem de dezenas de ampères. Como resultado, há o risco de avalanche térmica que culmina com a destruição ou desconexão do para-raios.

Para suportar a condição de sobretensão durante a atuação do sistema ressonante, para-raios de óxido de zinco devem ser superdimensionados, para que estes não sejam danificados por uma avalanche térmica durante a falha. Entretanto, este sobredimensionamento traz um risco aos transformadores, pois resulta na elevação das tensões residuais durante a ocorrência de uma sobretensão transitória.

Considerando que o Brasil é um dos países com maior frequência de descargas atmosféricas, segundo o Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais (INPE) [37], e também que as redes de média tensão brasileiras geralmente apresentam um conjunto de para-raios para cada transformador instalado, este aspecto, custos x tensão residual, deve ser cuidadosamente analisado.

3.2.5. Transformadores tipo MRT

As redes rurais brasileiras costumam utilizar sistema monofásico com retorno pela terra (MRT). Portanto, transformadores monofásicos com um terminal de alta tensão conectado à terra, ver Figura 27, são utilizados nestes tipos de redes. Este é um arranjo comum e o baixo custo da configuração, principalmente em áreas remotas, torna-se extremamente interessante, técnica e economicamente, para as concessionárias.

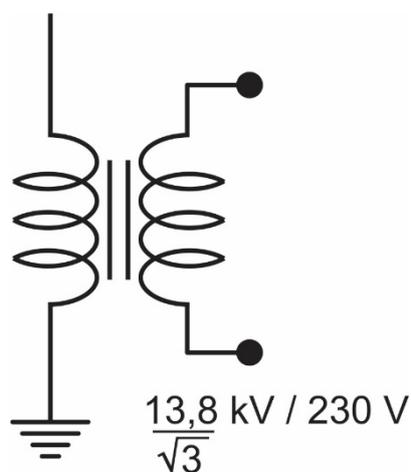


Figura 27 - Diagrama unifilar de um transformador MRT.

Para estas redes, os transformadores apresentam apenas uma bucha de alta tensão, e o tanque do transformador é utilizado como o ponto de ligação do circuito de retorno para a terra, evitando-se a necessidade de um segundo fio (fase ou fio neutro) para atuar como um caminho de retorno. No entanto, um dos requisitos de um sistema ressonante é que não existam redes monofásicas, evitando assim desequilíbrio demasiado e dificuldade na compensação capacitiva, ou seja, na sintonia da bobina. Além disso, considerando o sistema MRT tradicional, uma sobretensão associada à atuação do sistema ressonante poderá ser transferida ao consumidor, resultando em prejuízos financeiros.

Dessa forma, faz-se necessária a análise de alternativas que permitam a utilização de forma segura do sistema MRT nas redes rurais, mesmo com a utilização do aterramento ressonante. Desta maneira, as alternativas mencionadas serão apresentadas no item 4.4.

3.3. A Experiência da AES Sul em Canudos

A implementação do sistema ressonante em Canudos foi motivada por aspectos como segurança operacional, dificuldade de acesso a alguns alimentadores e elevados índices de *FEC* e *DEC*. Neste caso específico, a substituição de um sistema solidamente aterrado já existente, fez necessária uma série de estudos prévios para viabilizar a mudança da filosofia de aterramento:

- a) Levantamento dos tipos e comprimentos dos condutores utilizados para cálculo das capacitâncias da rede e dimensionamento da bobina;
- b) Definição do modo de operação, temporário ou permanente;
- c) No caso do modo temporário, avaliação da coordenação de isolamento existente;

- d) No caso do modo permanente, projeto do redimensionamento da coordenação de isolamento;
- e) Treinamento da equipe de trabalho para atuação diante da nova filosofia de aterramento.

Todos estes aspectos foram considerados para estudos de simulação, realização de ensaios de suportabilidade e vida útil e proposição de alternativas que viabilizassem a implementação do sistema ressonante a um custo reduzido, mas de maneira tecnicamente segura.

A primeira etapa da implantação do sistema ressonante envolveu a operação em modo temporário, sem modificações nos componentes da rede ou alteração na coordenação de isolamento, tendo em vista que não existia ramais monofásicos ligados à subestação de Canudos. A segunda etapa, envolveu a mudança para o sistema permanente, considerando a possibilidade de operação contínua com falta durante 8 horas. Ambas as etapas são descritas seguir.

3.3.1. Instalação e operação em modo temporário

A opção pelo modo temporário significa que, a princípio, não devem existir custos elevados em relação à coordenação de isolamento, ou seja, toda a infraestrutura atual deverá ser utilizada. Entretanto, mesmo este tipo de operação requer cuidados especiais ao se considerar a existência de isolamentos degradados, no fim de sua vida útil.

No caso da SE Canudos, para a qual se optou inicialmente pelo modo temporário, a etapa de comissionamento do neutro ressonante permitiu detectar inúmeros elementos da rede na iminência de falha, principalmente isoladores e para-raios, resultando na substituição imediata de 185 unidades de para-raios.

O comissionamento permitiu operar manualmente o sistema ressonante e inversor de corrente de modo a controlar as sobretensões individualmente para cada fase da rede. Dessa forma, a elevação gradativa de tensão, através da injeção de corrente para deslocar o neutro, acompanhada da inspeção ao longo

dos alimentadores permitiu localizar estes pontos frágeis na rede, antes que o sistema ressonante fosse colocado em plena operação.

3.3.2. Desequilíbrio da rede

As redes de distribuição no Brasil normalmente não utilizam transposição em suas fases. Isto gera um desequilíbrio em relação às capacitâncias fase-fase para cada uma das fases. Como resultado, tem-se que a tensão no neutro, em condição de equilíbrio, é diferente de zero.

No caso particular de Canudos, foi necessário encontrar soluções para o excessivo desequilíbrio da rede, que impacta na atuação do sistema ressonante. A consequência principal deste desequilíbrio é o deslocamento demasiado do neutro, o qual não deve superar 0,1 p.u. da tensão de fase em condições de regime permanente. Se o desequilíbrio for superior a 0,1 p.u., o sistema de controle e monitoramento do aterramento ressonante interpretará este deslocamento como uma falta de alta impedância. Como resultado do deslocamento, as tensões fase-terra não são iguais, e o sistema opera permanentemente com sobretensão em uma ou duas fases.

Na SE Canudos, o desequilíbrio da rede provocava um deslocamento natural do neutro de 0,35 p.u. A solução para este problema foi a inserção de um resistor de amortecimento o qual, em paralelo com a bobina ressonante, reduz o desequilíbrio. Neste caso, a inserção de um resistor de amortecimento reduziu o deslocamento natural do neutro para 0,085 p.u.

A corrente que circula pelo neutro, apesar de poder apresentar pequenas amplitudes, ao passar pela impedância de aterramento, pode resultar em níveis de tensões elevados, devido a bobina de Petersen ter uma alta impedância, pode ocorrer um deslocamento do neutro, causando desbalanço. Desta maneira, o resistor elevado de amortecimento cria um divisor de corrente, com o objetivo de obter um caminho de baixa impedância com o circuito ressonante formado pela Bobina de Petersen e as capacitâncias para a terra da rede.

Ainda, para se calcular o resistor de amortecimento, inicialmente obtém-se o amortecimento da rede, d , de acordo com a equação (04), onde k é o fator de assimetria, que corresponde ao nível de “desbalanço” da rede, e u_{ENmax} é o deslocamento máximo desejado.

$$d = \frac{k}{u_{ENmax}} \quad (04)$$

De posse do nível de amortecimento da rede, pode-se calcular a parcela resistiva total da corrente de falta que circulará no resistor de amortecimento, I_R , onde I_C que corresponde a parcela capacitiva total desta corrente, conforme a equação (05).

$$I_R = d \times I_C \quad (05)$$

Desta forma, de acordo com a equação (06), pode-se calcular a resistência de amortecimento, R_{amor} , onde V_f corresponde a tensão de fase do sistema.

$$R_{amor} = \frac{V_f}{I_R} \quad (06)$$

Por fim, devido ao alto valor da resistência, e ao nível de isolamento requerido, pode ser interessante conectar a resistência através de um transformador abaixador, AT/BT. Sendo assim, pode-se calcular a resistência de amortecimento para conexão no secundário, r_{amor} , através da equação (07), onde a é a relação de transformação.

$$r_{amor} = \frac{R}{a^2} \quad (07)$$

3.3.3. Cargas Monofásicas

Um desafio encontrado para a instalação do sistema ressonante foi a remoção de qualquer carga monofásica. Este tipo de carga deve ser evitado à medida que aumenta o desequilíbrio entre as fases, intensificando o deslocamento natural do neutro.

As cargas conectadas aos alimentadores devem ser, exclusivamente, fase-fase, sendo necessárias buscas para detectar consumidores com transformadores conectados entre fase-terra.

3.3.4. Retorno Financeiro

O sistema, composto pela bobina ressonante e inversor de corrente, deve melhorar sensivelmente os índices relacionados à frequência de desligamentos, considerando-se que a maioria (cerca de 80%) das faltas no sistema de distribuição são monofásicas e temporárias [19, 24, 31].

Assim que instalado, não foi possível realizar um levantamento a respeito da melhoria destes índices, considerando-se ainda o período de comissionamento e ajustes do sistema. Mas, como um bom indicativo, pode-se considerar um levantamento interno no qual o valor de penalidades relacionadas aos índices *DEC*, *FEC*, *DIC*, *FIC* e *DMIC*, entre 2007 e 2009, correspondem a cerca de 200% do investimento necessário para a instalação de um neutro ressonante no modo temporário, ou 85% do investimento para instalação no modo permanente. Entretanto, para que não haja generalização, é conveniente indicar que este levantamento considera não apenas faltas monofásicas que seriam evitadas pelo sistema ressonante.

Todavia, mais importante que os índices de qualidade são as melhorias relacionadas à segurança, já que a redução das correntes de falta evita o risco de incêndios, danos materiais e reduz o número de danos a pessoas.

No próximo capítulo serão apresentados os estudos e as soluções propostas para alterações na isolação da rede, a fim de se reduzir o custo de

instalação do sistema ressonante, sem afetar a sua operação ou a segurança da rede.

Capítulo 4 - Discussão, Soluções e Recomendações Acerca das Modificações Necessárias para a Conversão do Sistema de Aterramento

Como comentado anteriormente, existem adaptações que são necessárias para que uma rede com sistema de aterramento ressonante possa operar continuamente sob falta permanente. No caso da Subestação de Canudos, foram avaliados:

- a) Cabos e mufas;
- b) Isoladores;
- c) TP e TC;
- d) Para-raios;
- e) Transformadores de potência tipo MRT.

A avaliação foi realizada através de simulações no software ATPDraw[®], bem como por meio de diversos ensaios efetivados com base no normativo vigente na época e na referência [38].

4.1. Cabos e muflas

Para que o sistema ressonante possa operar de forma permanente durante um defeito fase-terra, é necessário que os cabos e muflas suportem o nível de tensão de 1,73 pu, durante o defeito mencionado, por um período de no mínimo 8 horas. Para tanto, foram realizados alguns ensaios, conforme a IEC 60502-2 [39].

Estes ensaios consideram ciclos de operação de 8 horas com aplicação de tensão e temperatura máxima de aquecimento, acompanhados de ensaios de avaliação da isolação, conforme item a seguir.

4.1.1. Descrição do ensaio

No ensaio proposto foram avaliados dois cabos isolados, um novo e outro usado, ambos os cabos com 12 metros de comprimento. Ainda foi utilizado um cabo testemunha, de 2 metros de comprimento, para que pudesse ser realizada a medição de temperatura, no caso de 90 °C. Os cabos eram isolados, XLPE, classe 15 kV, seção de 70 mm². O cabo usado foi envelhecido através de ensaio de ciclo térmico, segundo a IEC 60502-2 [39]. Foram utilizadas amostras com classe 15 kV, devido serem as únicas disponíveis no Laboratório de Alta Tensão na ocasião. Entretanto o objetivo era avaliar a suportabilidade e degradação frente a uma sobretensão de 1,73 p.u., de modo que se esperam resultados semelhantes aos que seriam obtidos se fossem utilizadas amostras da classe 25 kV.

A utilização das duas amostras de cabos visa verificar o comportamento destes diante da situação descrita, sobretensão de 1,73 pu, no que diz respeito aos cabos já existentes na rede atual, simulado pelo cabo usado, e a utilização de novos cabos no sistema.

Os cabos operaram em condições nominais de corrente, e segundo a IEC 60502-2 [39], implicando em uma temperatura de 90 °C no condutor. No circuito,

foram aplicados dois níveis de tensão, 13,8 kV e 8 kV, tensão entre fases e tensão entre fase e terra, respectivamente. A tensão de 8 kV simulou a tensão de operação do sistema, considerando a tensão em uma fase do sistema; já a tensão de 13,8 kV simulou a sobretensão de 1,73 p.u. nas fases sãs durante uma falta monofásica.

A mudança dos níveis de tensão foi realizada em um ciclo de 24 horas, no qual foi aplicado 8 kV durante 16 horas, e 13,8 kV durante as 8 horas restantes. A aplicação de 13,8 kV durante 8 horas teve por objetivo simular a atuação do neutro ressonante durante uma falta monofásica por 8 horas fornecendo energia para os consumidores continuamente.

O esquema de ligação do ensaio está mostrado na Figura 28.

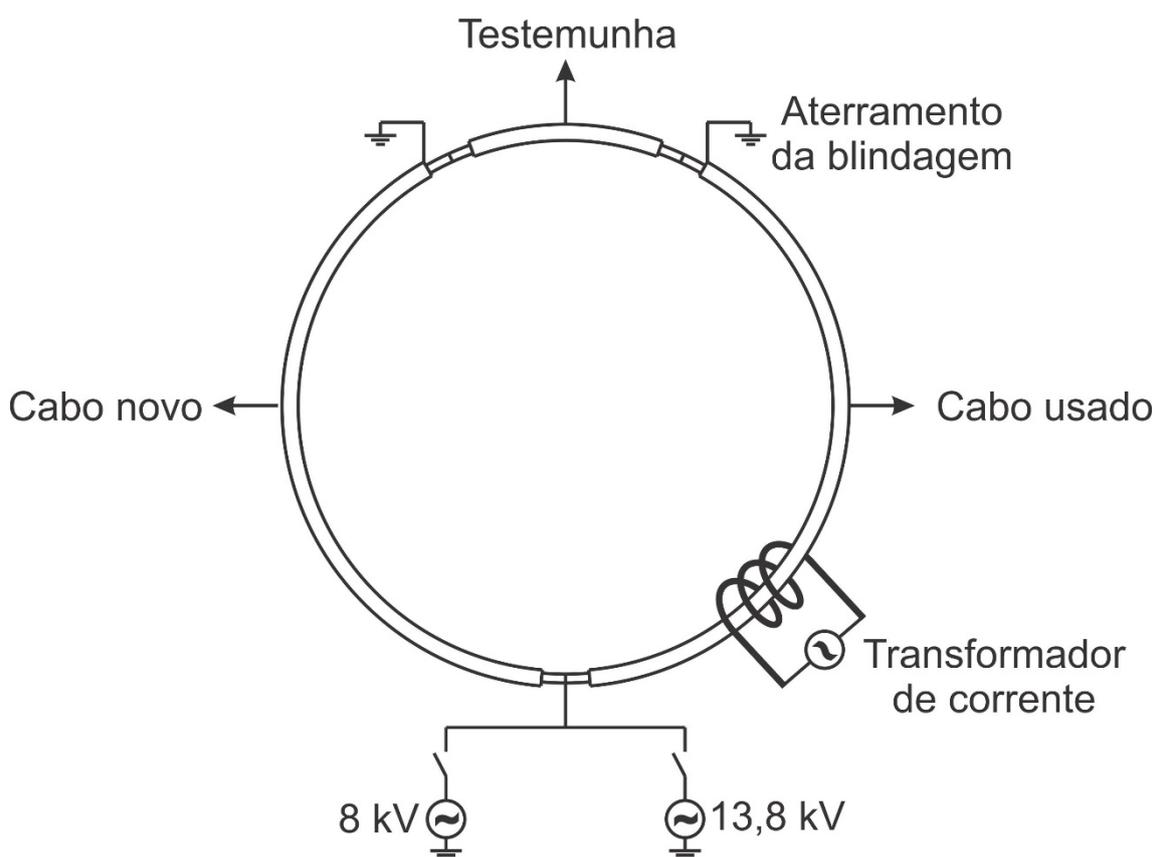


Figura 28 - Esquema de ligação do ensaio dos cabos isolados.

4.1.2. Ensaios complementares

Com a finalidade de se mensurar as condições do cabo antes e após o ensaio, foram realizados dois tipos de ensaios secundários: descargas parciais e tangente delta. Estes ensaios foram aplicados antes do início, após 15 dias decorridos, e após o término do ensaio principal, conforme a IEC 60502-2 [39]. Estes ensaios serão detalhados a seguir.

4.1.2.1. Ensaio de Descargas Parciais

O ensaio de descargas parciais foi realizado da seguinte maneira: foi aplicada uma tensão entre o condutor e a blindagem da isolação, elevando-a gradualmente até atingir o valor da tensão de exploração, 23 kV, e em seguida esta foi decrescida até o valor da tensão de medição, 19 kV. Desta maneira, iniciou-se a medição utilizando-se como referência para nível de descarga, o valor de 10 pC. Na Tabela 1 pode-se ver os resultados para o ensaio de descargas parciais.

Tabela 1 - Resultados dos ensaios de descargas parciais.

Cabos	Período do ensaio	Nível de descarga
Novo	1º dia	<10 pC
	15º dia	<10 pC
	30º dia	<10 pC
Velho	1º dia	<10 pC
	15º dia	<10 pC
	30º dia	<10 pC

4.1.2.2. Ensaio de Tangente Delta

Este ensaio foi realizado em três níveis de tensão, 6 kV, 13 kV e 26 kV. Em cada nível de tensão a tangente delta foi verificada com auxílio de uma ponte de Schering. Na Tabela 2 pode-se ver os valores obtidos de tangente delta para os ensaios.

Tabela 2 - Resultado dos ensaios de tangente delta.

Cabos	Período do ensaio	Valores medidos		
		6 kV	13 kV	26 kV
Novo	1º dia	0,0005	0,0005	0,0007
	15º dia	0,0005	0,0006	0,0011
	30º dia	0,0005	0,0005	0,0009
Velho	1º dia	0,0009	0,0010	0,0015
	15º dia	0,0010	0,0010	0,0011
	30º dia	0,0010	0,0010	0,0013

4.1.3. Resultados

Nos ensaios de ciclo térmico não foram verificadas falhas da isolação, seja através da perfuração da isolação, seja pelas muflas.

De acordo com os resultados obtidos para os ensaios de descargas parciais, bem como de tangente delta, percebeu-se que não houve grande degradação do cabo, ou seja, este encontrou-se funcionando perfeitamente ao final do ciclo de 30 dias, tanto para o cabo novo, quanto para o cabo velho.

4.2. Isoladores

Semelhante aos cabos, os isoladores precisam suportar a sobretensão de 1,73 pu durante a atuação do sistema ressonante para um defeito monofásico. Assim, foram realizados alguns ensaios para verificar esta suportabilidade, bem como foram realizadas algumas simulações para serem analisadas situações de solicitações diversas que os isoladores pudessem sofrer.

4.2.1. Descrição dos ensaios

Os ensaios de suportabilidade consideram condições de aplicação de tensão em frequência industrial, sob chuva, seguindo duas metodologias distintas:

- a) Segundo a Norma IEC 60060-1 [40];
- b) Não normalizado.

A realização do ensaio normalizado tinha como objetivo verificar se os equipamentos que seriam utilizados na rede da AES Sul, na qual estava instalado o sistema ressonante, atendiam aos requisitos da IEC 60060-1 [40]. Desta maneira, o ensaio normalizado consistia em aplicar tensão de 50 kV, corrigida para levar em conta os efeitos da pressão atmosférica local, sob chuva com precipitação de 1,0 a 2,0 mm/min para as componentes verticais e horizontais. A resistividade da água utilizada nos ensaios foi de $100 \pm 15 \Omega.m$ (onde $100 \Omega.m = 100 \mu S/cm$). A temperatura do ambiente, como também a pressão e a umidade foram medidas e registradas no momento do ensaio.

Os ensaios não normalizados foram realizados para verificar o desempenho dos isoladores sob uma condição compatível com as solicitações de tensão existentes em campo em termos de amplitude e tempo quando de uma falta fase-terra nas fases sãs de uma rede ressonante. A condutividade

d'água, de 100 e 250 $\mu\text{S}/\text{cm}$, correspondem ao valor normalizado, IEC 60060-1 [40], e 2,5 vezes este padrão, respectivamente. A condutividade de 100 $\mu\text{S}/\text{cm}$, normalizada, tinha como objetivo simular uma poluição comum, já a condutividade de 250 $\mu\text{S}/\text{cm}$ tinha como objetivo simular uma poluição mais severa. Os níveis de precipitação escolhidos se encontram relacionados com padrões para chuva normal (1,0 mm/min), média (2,0 mm/min) e elevada (5,0 mm/min), conforme adotado em parte das publicações e normalizações internacionais.

Para todos os ensaios a tensão aplicada foi de (1,1 x 23,1) kV sem correção, ou seja, 25,4 kV. Esta tensão corresponde à máxima sobretensão esperada durante a falta, com aterramento ressonante, adicionado um fator de segurança de 10%. Assim, o ensaio não normalizado seguiu o seguinte roteiro:

- a) Tipo 1 (Ensaio com condutividade d'água de aproximadamente 100 $\mu\text{S}/\text{cm}$ - Padrão):
 - a.1) Tipo 1.1 (Ensaio com precipitação padrão - 1,0 mm/min):
 - a.1.1) Tempo de duração 1 minuto ou até o tempo para falha;
 - a.1.2) Tempo de duração 15 minutos ou até o tempo para falha;
 - a.2) Tipo 1.2 (Ensaio com precipitação média - 2,0 mm/min):
 - a.2.1) Tempo de duração 1 minuto ou até o tempo para falha;
 - a.2.2) Tempo de duração 15 minutos ou até o tempo para falha;
 - a.3) Tipo 1.3 (Ensaio com precipitação elevada - 5,0 mm/min):
 - a.3.1) Tempo de duração 1 minuto ou até o tempo para falha;
 - a.3.2) Tempo de duração 15 minutos ou até o tempo para falha;

- b) Tipo 2 (Ensaio com condutividade d'água de aproximadamente 250 $\mu\text{S/cm}$):
 - a.4) Tipo 2.1 (Ensaio com precipitação padrão - 1,0 mm/min):
 - a.4.1) Tempo de duração 1 minuto ou até o tempo para falha;
 - a.4.2) Tempo de duração 15 minutos ou até o tempo para falha;
 - a.5) Tipo 2.2 (Ensaio com precipitação média - 2,0 mm/min):
 - a.5.1) Tempo de duração 1 minuto ou até o tempo para falha;
 - a.5.2) Tempo de duração 15 minutos ou até o tempo para falha;
 - a.6) Tipo 2.3 (Ensaio com precipitação elevada - 5,0 mm/min):
 - a.6.1) Tempo de duração 1 minuto ou até o tempo para falha;
 - a.6.2) Tempo de duração 15 minutos ou até o tempo para falha;

As sequências de ensaios, normalizados e não normalizados, foram aplicadas a 48 isoladores, sendo 24 tipo pino e 24 tipo pilar, ver Figura 29 (a) e Figura 29 (b), respectivamente.



(a)



(b)

Figura 29 - (a) Isolador tipo pino e (b) Isolador tipo pilar, ambos classe de tensão 25 kV.

4.2.2. Resultados dos Ensaios

4.2.2.1. Ensaios Normalizados

Estes ensaios foram realizados segundo a IEC 60060-1 [40]. Desta maneira, foram anotados os valores para pressão, temperatura do ambiente para o cálculo da tensão corrigida, V_d , conforme equação (08) a ser aplicada, onde V_{do} é tensão de ensaio sem correção em kV (50 kV), P é a pressão em mbar e T é a temperatura em °C. Os ensaios foram realizados em dois dias consecutivos, uma vez que os parâmetros atmosféricos variaram em valores distintos para os dois dias em questão, como pode ser visto na Tabela 3.

$$V_d = \frac{0,289 \times P_{mbar}}{273 + T_{amb}} V_{do} \quad (08)$$

Tabela 3 - Valores obtidos para pressão, temperatura e tensão aplicada.

Dia	Temperatura (°C)	Pressão (mbar)	V_d (kV)
1º dia	19,0	940,0	46,5
2º dia	20,4	939,0	46,2

A Tabela 4 mostra os resultados dos ensaios normalizados realizados nos isoladores tipo pino e pilar.

Tabela 4 - Resultados para o ensaio normalizado.

Tipo de isolador	Ensaiaados	Aprovados	Reprovados	
			Quant.	Duração do ensaio (s)
Pino	12	0	12	10-22
Pilar	24	24	-	-

No caso dos isoladores tipo pino, 10 amostras, durante o ensaio, não chegaram a atingir V_d , ou seja, ocorreu uma descarga disruptiva antes que este valor, patamar limite de tensão para o ensaio, fosse alcançado. Para as outras duas amostras reprovadas, o patamar de tensão foi atingido, porém tiveram duração de 10 e 22 segundos. Para o isolador tipo pilar, não houve reprovação, ou seja, os isoladores atenderam aos requisitos dos ensaios normalizados.

4.2.2.2. *Ensaio Não Normalizados*

4.2.2.2.1. *Comentários para os isoladores tipo pino*

Os resultados da aplicação destes ensaios são mostrados na Tabela 5.

Tabela 5 - Resultados para o ensaio não normalizado para isolador tipo pino.

Tipo de ensaio	Cond. ($\mu\text{S}/\text{cm}$)	Precipitação (mm/min)	Duração (min)	Pressão (mmHg)	Temp. ($^{\circ}\text{C}$)	Umidade do Ar (%)	Ensaiaados	Aprovados	Reprovados	
									Quant.	Duração do Ensaio (min)
1.1.1	100	1,0	1	-	-	-	-	-	-	-
1.1.2			15	-	-	-	-	-	-	-
1.2.1	100	2,0	1	701,0	21,0	47,0	24	24	-	-
1.2.2			15	701,0	21,0	47,0	24	24	-	-
1.3.1	100	5,0	1	704,0	17,0	68,0	24	24	-	-
1.3.2			15	704,0	17,0	68,0	24	24	-	-
2.1.1	250	1,0	1	705,0	20,4	48,0	23	23	-	-
2.1.2			15	705,0	20,4	48,0	23	22	1	14
2.2.1	250	2,0	1	705,0	20,4	48,0	22	22	-	-
2.2.2			15	705,0	20,4	48,0	22	21	1	11
2.3.1	250	5,0	1	705,0	20,4	48,0	22	22	-	-
2.3.2			15	705,0	20,4	48,0	22	16	6	13-8-10-3-7-5

O ensaio para precipitação 1,0 mm/min, e condutividade de 100 $\mu\text{S}/\text{cm}$ não foi realizado uma vez que o ensaio com precipitação de 2,0 mm/min foi realizado antecipadamente e todos isoladores foram aprovados nesta condição, que é mais crítica.

Os isoladores tipo pino foram aprovados em todos os ensaios com condutividade de 100 $\mu\text{S}/\text{cm}$.

Para a condição de condutividade de 250 $\mu\text{S}/\text{cm}$, os ensaios sob precipitação de 5,0 mm/min foram realizados antecipadamente, se caso todos os isoladores fossem aprovados, isto implicaria em não realização dos ensaios com 1,0 e 2,0 mm/min. Porém, neste ensaio com duração de 15 min, o terceiro isolador ensaiado partiu-se aos 13 min, podendo ser visto na Figura 30, devido ao choque térmico decorrente das sucessivas formações de arcos elétricos



**Figura 30 - Isolador tipo pino partido após ensaio
250 $\mu\text{S}/\text{cm}$ – 5 mm/min - 15 minutos.**

Após o problema ocorrido com o isolador mostrado na figura anterior, decidiu-se parar com os ensaios com precipitação de 5 mm/min e iniciar os ensaios com precipitação de 1 mm/min. Assim, como um dos isoladores de pino foi danificado durante a primeira sequência de ensaio, o ensaio com 1 mm/min

foi realizado com 23 amostras. Sob a precipitação de 1 mm/min com duração de 15 min, uma das amostras suportou apenas 14 min antes de se partir, ver Figura 31.



**Figura 31 - Isolador tipo pino partido após ensaio
250 μ S/cm – 1 mm/min - 15 minutos.**

Para a realização do ensaio com 2 mm/min, restaram apenas 22 peças. Neste ensaio, apenas um isolador não suportou a aplicação de tensão com duração de 15 min, partindo-se aos 11 minutos, ver Figura 32.

No ensaio com precipitação de 5 mm/min, 6 isoladores não suportaram a aplicação de tensão com duração de 15 minutos, sendo um destes o responsável pela redução dos níveis de precipitação comentado anteriormente, 3 destes sofreram danos mecânicos e 3 falhas dielétricas.

A Figura 33 mostra (a) um isolador que suportou 8 minutos de tensão aplicada e (b) outro isolador que suportou 3 minutos, ambos partidos. Os 3 isoladores reprovados que não se partiram suportaram aplicações com duração de 10, 7 e 5 minutos.



Figura 32 - Isolador tipo pino partido após ensaio (250 μ S/cm; 2 mm/min; 15 min).



5 mm/min;250 μ S/cm; 15 minutos.

Ensaio durou 8 minutos

(a)



5 mm/min;250 μ S/cm; 15 minutos.

Ensaio durou 3 minutos

(b)

Figura 33 - Isoladores tipo pino partidos após ensaio
250 μ S/cm; 5 mm/min; 15 minutos.

Outro ensaio complementar, não normalizado, foi realizado para a verificação da capacidade de operação do isolador tipo pino em condições distintas das descritas anteriormente. Estas condições são similares às solicitações de tensão nas fases sãs durante falta monofásica sob chuva, em uma rede com neutro ressonante, com serviço contínuo de 8 horas. Desta forma,

o ensaio foi realizado com precipitação de 2 mm/min, tensão de 25,4 kV (1,1 x 23,1 kV) sem correção, duração de 8 horas, e condutividade de 75 μ S/cm. Este ensaio simula uma condição de chuva em regiões de baixa poluição. Assim, foram ensaiados dois isoladores, sendo estes aprovados.

4.2.2.2.2. *Comentários para os isoladores tipo pilar*

Os isoladores tipo pilar foram aprovados em todos os ensaios não normalizados, com aplicação de tensão com amplitude de 1,1 p.u. do valor fase – fase, sob várias condutividades e taxas de precipitação. Deste modo, eles são considerados uma boa opção para aplicação na rede da SE de Canudos e outras previstas para operarem com o sistema neutro ressonante de forma permanente da AES Sul.

4.3. TP e TC

Um ponto importante para que as modificações sejam realizadas sem falhas diz respeito aos transformadores para instrumentos, ou seja, transformador de potencial e de corrente.

Desta maneira, tratando-se destes equipamentos, uma questão extremamente importante estaria relacionada à medição de potência ativa e reativa, antes e durante uma falta monofásica, visto que nesta condição a tensão de fase-terra do sistema será incrementada em 73% (nível fase-fase), ou seja, $\sqrt{3}$ vezes a tensão antes do defeito (nível fase-terra). Assim, decidiu-se realizar esta análise afim de afirmar ou não se as potências ativa e reativa medidas permaneceriam inalteradas, antes e depois da falta.

4.3.1. Análise da medição de potência ativa e reativa

Esta análise iniciou-se através de uma simulação no software ATPDraw®. Para tanto, foi utilizado um alimentador genérico com extensão de 24 km modelado no software mencionado. A tensão de operação do sistema é 24,2 kV. As medições, tensão e corrente, foram realizadas após o alimentador, próximo à carga. O sistema simulado possui: aterramento ressonante, alimentador não transposto e carga em delta simulando cargas desequilibradas.

A simulação teve duração total de 1 s, onde nos primeiros 500 ms têm-se o sistema em condições normais. Nos 500 ms restantes da simulação, aplicou-se um curto franco fase-terra na fase C na saída da subestação. Na Figura 34 pode-se ver o esquema do sistema simulado no ATPDraw®.

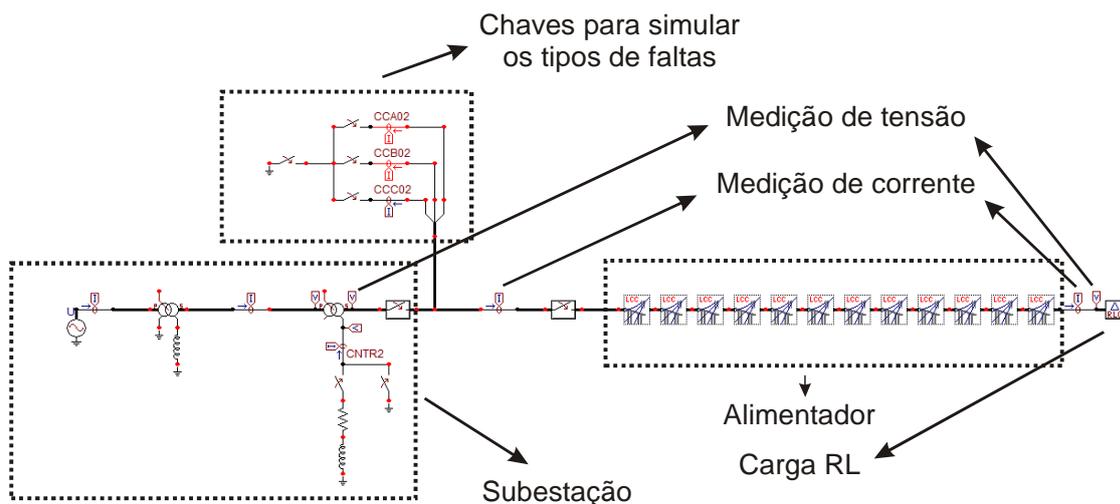


Figura 34 - Sistema simulado no ATPDraw.

O alimentador é composto por 12 blocos de 2 km, onde podem ser vistas, na Figura 35 e na Figura 36, todas as informações utilizadas para modelar o alimentador. Ressalta-se que foram utilizados vários blocos idênticos, pois este alimentador foi utilizado para outras simulações, onde foram inseridos ramos para simular faltas.

Model Data Nodes							
#	Ph.no.	React [ohm/km AC]	Rout [cm]	Resis [ohm/km AC]	Horiz [m]	Vtower [m]	Vmid [m]
1	1	1.2	0.25	0.1	-1.25	10	8
2	2	1.2	0.25	0.1	0	10	8
3	3	1.2	0.25	0.1	1.25	10	8

Figura 35 - Informações do alimentador modelado extraídas do ATPDraw®.

Model Data Nodes

System type
Name: LCCS_2km Template

Overhead Line #Ph: 3

Transposed
 Auto bundling
 Skin effect
 Segmented ground
 Real transf. matrix

Units
 Metric
 English

Standard data
Rho [ohm*m] 300
Freg. init [Hz] 60
Length [km] 2
 Set length in icon

Model Type
 Bergeron
 PI
 JMarti
 Semlyen
 Noda

Comment: Order: 0 Label: Hide

Figura 36 - Informações do alimentador modelado extraídas do ATPDraw®.

Ainda, a carga utilizada para a simulação, conectada em delta, pode ser vista na Tabela 6.

Tabela 6 - Informações da carga conectada em delta.

Fase	R (kΩ)	X _{IND} (kΩ)
A	4,0	2,0
B	5,0	3,0
C	2,0	1,0

Desta maneira, após realizar a modelagem do sistema, foi possível realizar a simulação. Assim, na Figura 37 têm-se os oscilogramas das tensões fase-terra com a medição realizada na carga: (a) antes da falta e (b) durante da falta.

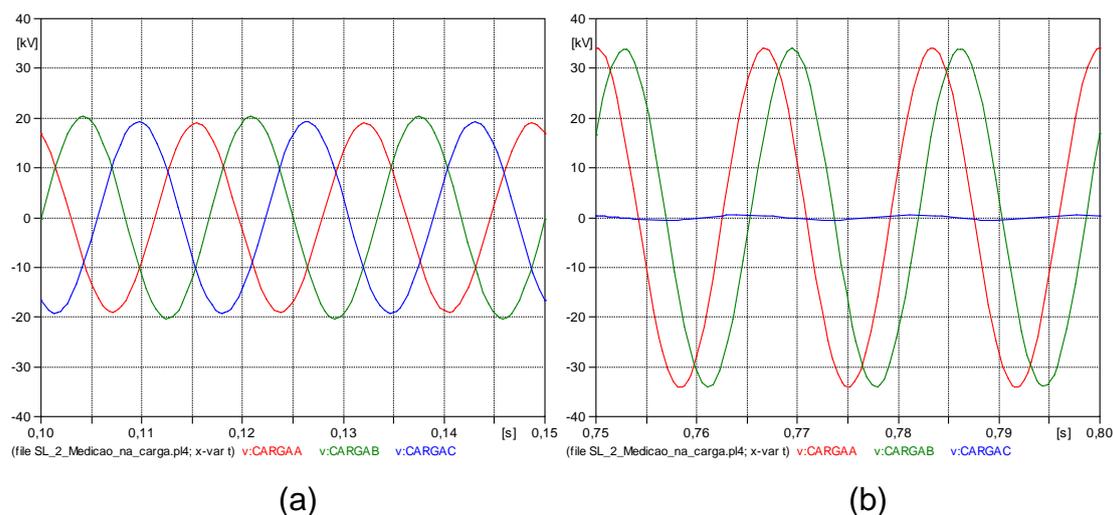


Figura 37 - Oscilogramas das tensões fase-terra (a) antes da falta (b) durante da falta.

Na Figura 38 têm-se os oscilogramas das correntes de linha com a medição realizada na carga: (a) antes da falta e (b) durante da falta. Percebe-se que as correntes continuam as mesmas durante a falta, devido as tensões entre fases permanecerem as mesmas e aos consumidores estarem conectados entre fases.

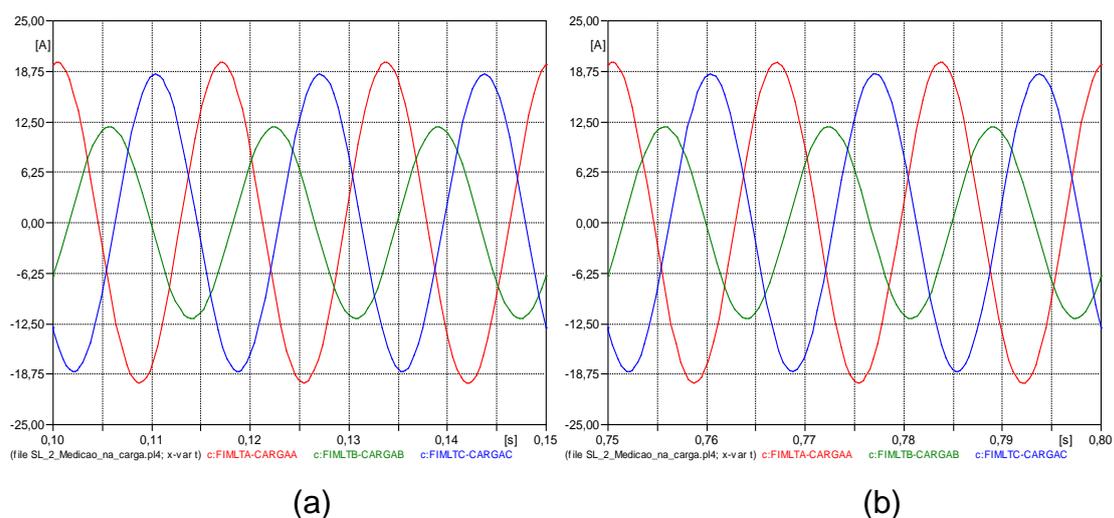


Figura 38 - Oscilogramas das correntes de linha (a) antes da falta (b) durante da falta.

4.3.2. Cálculos

4.3.2.1. Medição na saída da subestação

Os cálculos foram realizados por fase, considerando as equações (09) e (10):

$$P_{fase} = V_{fase} \times I \times \cos \theta \quad (09)$$

$$Q_{fase} = V_{fase} \times I \times \sin \theta \quad (10)$$

Na Figura 39 pode-se ver os oscilogramas de corrente (verde) e tensão (em vermelho), por fase: (a) antes e (b) depois da falta, para a fase A; (c) antes e (d) depois da falta, para a fase B; e (e) antes e (f) depois da falta, para a fase C. Nos gráficos apresentados, a escala da corrente foi multiplicada por 1000 para que pudesse ser visualizada no mesmo gráfico da tensão.

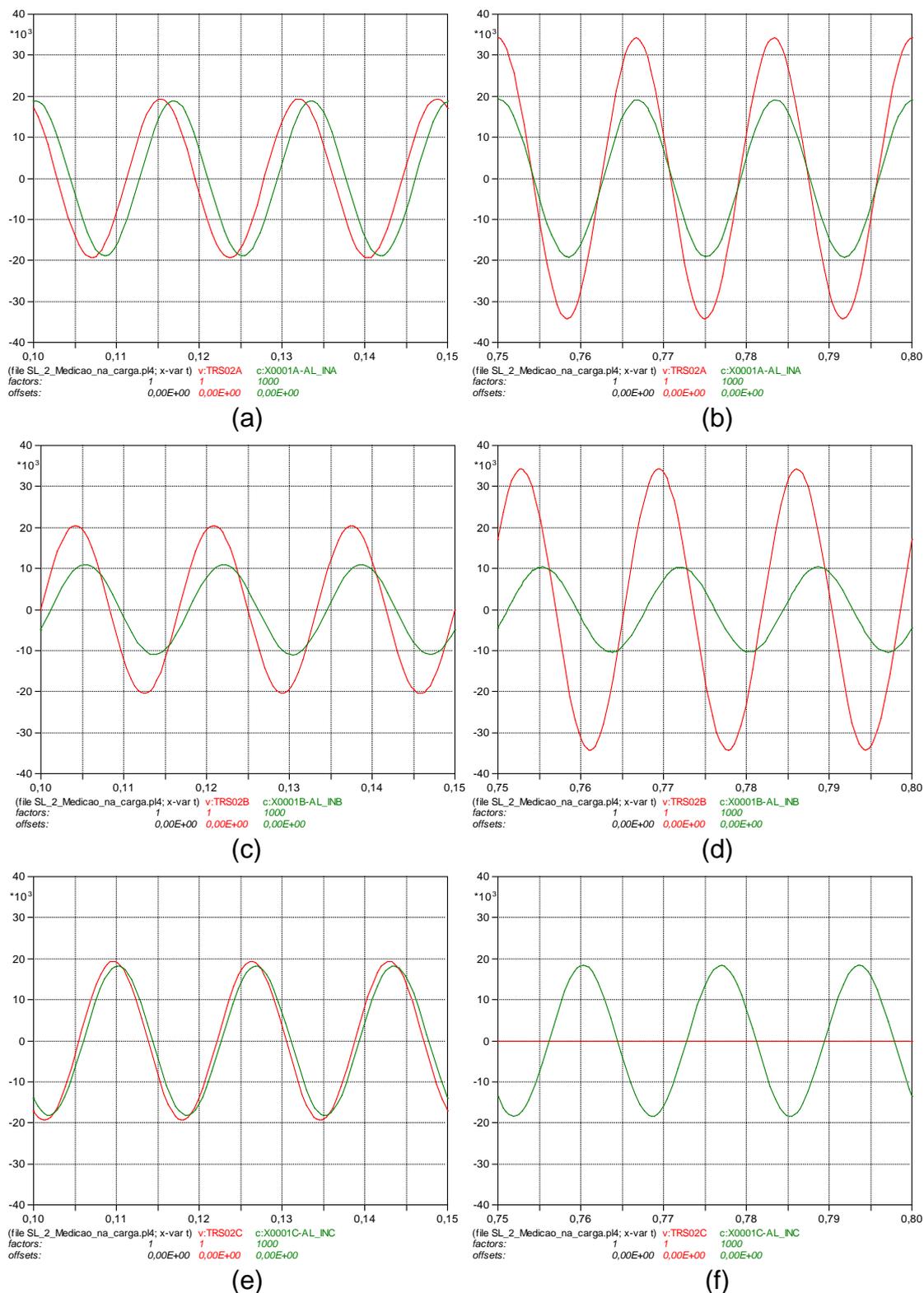


Figura 39 - Medição na saída da Subestação: oscilogramas das tensões e correntes de linha para as três fases (a, c, e) antes da falta (b, d, f) durante da falta.

Nos gráficos mostrados, foi possível perceber que todos apresentaram a tensão adiantada da corrente. Isso pode ser visualizado melhor nas informações apresentadas na Tabela 7, obtidas a partir dos gráficos da figura anterior.

Tabela 7 - Cálculo da potência para a medição na saída da subestação.

		Antes da Falta		Durante a Falta	
		Tensão	Corrente	Tensão	Corrente
Fase A	Valor Pico	19,7 kV	18,9 A	34,2 kV	19,2 A
	Valor RMS	13,7 kV	13,3 A	24,2 kV	13,6 A
	Defasamento	32,8°		3,2°	
	Potência Reativa	99,0 kVAr		18,5 kVAr	
	Potência Ativa	153,4 kW		327,0 kW	
Fase B	Valor Pico	20,5 kV	11,0 A	34,2 kV	10,4 A
	Valor RMS	14,5 kV	7,8 A	24,2 kV	7,3 A
	Defasamento	26,1°		56,9°	
	Potência Reativa	49,7 kVAr		147,1 kVAr	
	Potência Ativa	101,4 kW		99,5 kW	
Fase C	Valor Pico	19,4 kV	18,2 A		
	Valor RMS	13,7 kV	12,9 A		
	Defasamento	12,1°			
	Potência Reativa	37,0 kVAr		0	
	Potência Ativa	172,4 kW		0	
Potência Reativa Trifásica		185,7 kVAr		165,6 kVAr	
Potência Ativa Trifásica		427,2 kW		426,5 kW	

Assim, com um erro de 0,17%, resultante da resolução do software e leitura dos valores de tensão e corrente a partir dos gráficos, pode-se concluir que o consumo de potência ativa permaneceu o mesmo antes e durante a falta. Desta maneira, pode-se concluir que a medição de potência ativa poderá ser realizada na saída da subestação. Entretanto, a medição de potência reativa apresentou um erro de 10,78%, decorrente da existência das correntes capacitivas da rede para a terra, que são modificadas durante a condição de falta e somam-se à corrente medida pelos Transformadores de corrente. Assim,

verifica-se que não é possível realizar a medição da potência reativa na subestação. Ressalta-se que este resultado foi obtido com simulações, devendo ser aprofundado com a devida necessidade.

4.3.2.2. Medição no fim do alimentador

Os cálculos para a medição no fim do alimentador foram realizados da mesma maneira que no item 4.3.2.1.

Assim como na Figura 39, na Figura 40 pode-se ver os oscilogramas de tensão (em vermelho) e corrente (verde) para cada fase: (a) antes e (b) depois da falta, para a fase A; (c) antes e (d) depois da falta, para a fase B; e (e) antes e (f) depois da falta, para a fase C. Da mesma maneira, a escala da corrente foi multiplicada por 1000.

Com exceção do gráfico (f), todos apresentaram a tensão adiantada da corrente. Isso pode ser visualizado melhor nas informações apresentadas na Tabela 8, obtidas a partir dos gráficos mostrados.

Assim, considerando um erro de 0,17%, percebe-se que o consumo de potência ativa permaneceu o mesmo antes e durante a falta, não havendo restrições na medição, desde que a medição seja realizada no consumidor. Todavia, para a potência reativa, obteve-se um erro de 0,3%. Ainda, ressalta-se que todos os valores obtidos de potência foram extraídos do arquivo *LIS-file* do ATPDraw®, bem como confrontados com os gráficos obtidos. Este arquivo contém os resultados obtidos pelo ATPDraw®.

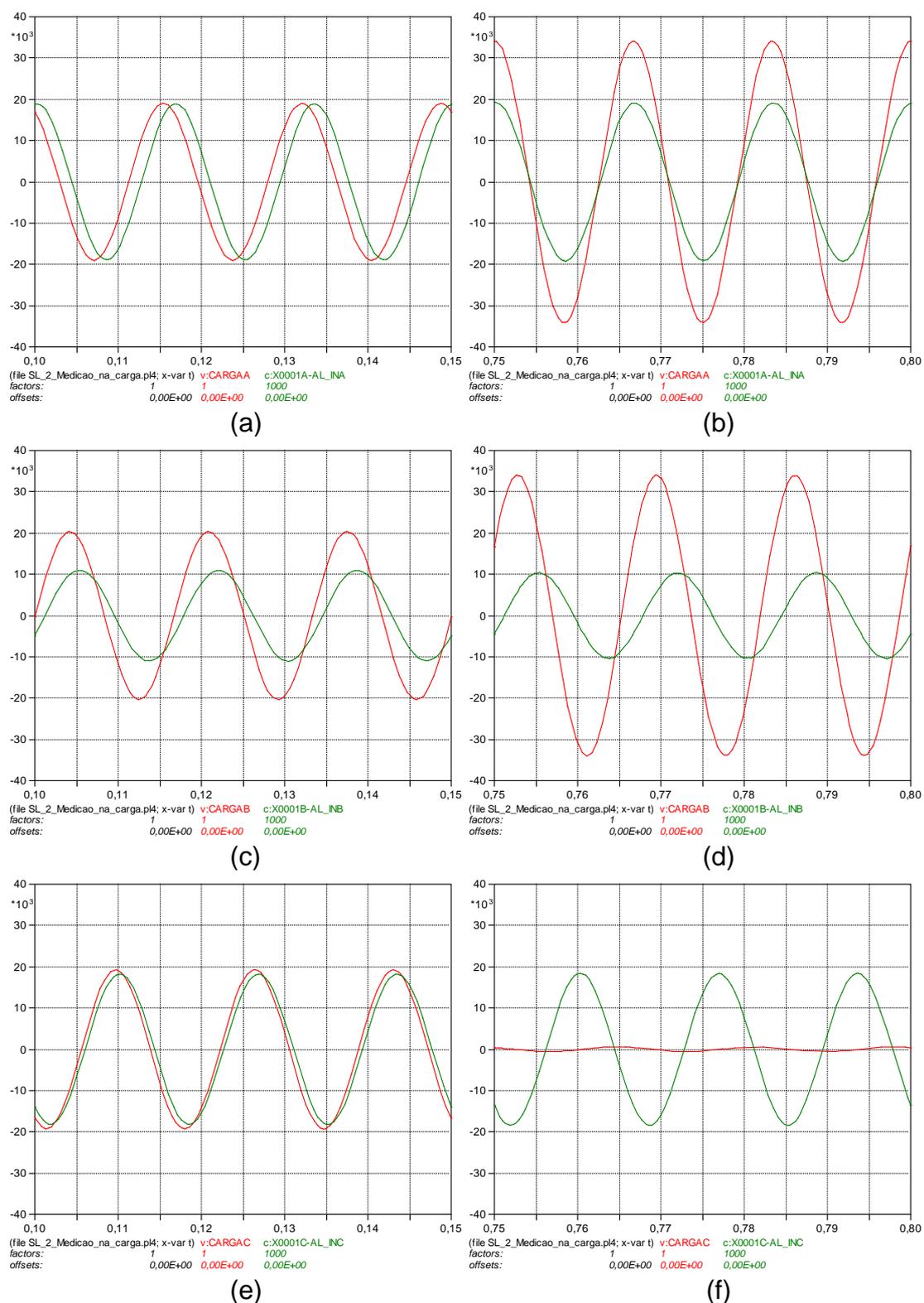


Figura 40 - Medição no fim do alimentador: oscilogramas das tensões e correntes de linha para as três fases (a, c, e) antes da falta (b, d, f) durante da falta.

Tabela 8 - Cálculo da potência para a medição no fim do alimentador.

		Antes da Falta		Durante a Falta	
		Tensão	Corrente	Tensão	Corrente
Fase A	Valor Pico	19,0 kV	19,8 A	34,1 kV	19,8 A
	Valor RMS	13,4 kV	14,0 A	24,1 kV	14,0 A
	Defasamento	35,6°		7,1°	
	Potência Reativa	109,7 kVAr		41,8 kVAr	
	Potência Ativa	153,0 kW		335,5 kW	
Fase B	Valor Pico	20,3 kV	11,9 A	33,9 kV	11,7 A
	Valor RMS	14,4 kV	8,4 A	24,0 kV	8,4 A
	Defasamento	32,6°		63,5°	
	Potência Reativa	64,9 kVAr		179,6 kVAr	
	Potência Ativa	101,4 kW		90,4 kW	
Fase C	Valor Pico	19,2 kV	18,4 A		
	Valor RMS	13,6 kV	13,0 A		
	Defasamento	15,1°			
	Potência Reativa	46,1 kVAr		0	
	Potência Ativa	170,7 kW		0	
Potência Reativa Trifásica		220, 7 kVAr		221,4 kVAr	
Potência Ativa Trifásica		425,1 kW		425,9 kW	

De acordo com a Tabela 9, para a potência ativa trifásica, esta pode ser medida tanto na saída da subestação, como no final do alimentador, ou seja, no consumidor.

Tabela 9 - Resumo dos valores obtidos da simulação para a potência ativa trifásica.

Potência Ativa Trifásica			
Medição	Antes da Falta	Durante a Falta	Erro
Saída da Subestação	427,2 kW	426,5 kW	0,17 %
Final do Alimentador	425,1 kW	425,9 kW	0,17 %

Quanto à potência reativa trifásica, de acordo com a Tabela 10, recomenda-se apenas realizar a medição junto à carga. Assim, faz-se necessário um estudo detalhado para mitigar tal problema.

Tabela 10 - Resumo dos valores obtidos da simulação para a potência reativa trifásica.

Potência Ativa Trifásica			
Medição	Antes da Falta	Durante a Falta	Erro
Saída da Subestação	185,7 kVAr	165,6 kVAr	10,78 %
Final do Alimentador	220,7 kVAr	221,4 kVAr	0,30 %

4.3.3. Comentários complementares

Além da medição de potência, também foi analisado o comportamento dos transformadores de corrente e potencial, no que diz respeito à saturação e ao nível de isolamento, frente a uma sobretensão sustentada de 8 horas ininterruptas, oriunda de uma falta monofásica em um sistema com aterramento ressonante.

4.3.3.1. Transformador de corrente

Com relação aos transformadores de corrente, estes não apresentariam problemas quanto à saturação, tendo em vista que, durante uma falta monofásica, em um sistema com aterramento por bobina de Petersen, apesar das sobretensões de 1,73 p.u., as correntes de linhas permaneceriam as mesmas, ou seja, as correntes que circulariam no primário do TC seriam as mesmas, antes e durante a falta. Entretanto, a suportabilidade da isolação para as sobretensões ininterruptas de até 8 horas deve ser redimensionada.

4.3.3.2. Transformador de potencial

Os transformadores de potencial podem ser separados por grupos de ligação, conforme [41]:

- a) Grupo de ligação 1: Entre fases.
- b) Grupo de ligação 2: Entre fase e terra, de um sistema com neutro eficazmente aterrado;
- c) Grupo de ligação 3a: Entre fase e terra de um sistema de neutro não eficazmente aterrado, com remoção automática da falha;
- d) Grupo de ligação 3b: Entre fase e terra de um sistema com neutro eficazmente aterrado, sem remoção automática da falha.

Os grupos de ligação apresentados acima, têm os seus respectivos fatores de sobretensão associados. Estes fatores estão relacionados ao valor máximo da tensão que o transformador de potencial (TP) pode tolerar. Ainda, de acordo com a IEC 61869-3/2011 [41] os valores são referidos para uma sobretensão contínua, e de 30 segundos de duração. Na Tabela 11 são mostrados os valores citados.

Tabela 11 - Fatores de sobretensão para transformadores de potencial.

Grupo de ligação	Fator de sobretensão	
	Contínuo	30 s
1	1,2	1,2
2	1,2	1,5
3a	1,2	1,9
3b	1,2	1,9 (contínuo)

A utilização do transformador de potencial, com ligação entre fase e terra, mesmo sendo do grupo 3b, não é recomendada para um sistema com aterramento ressonante, tendo em vista que estes TPs suportariam a sobretensão, em termos de nível de isolamento, mas não estariam livres da saturação, ou seja, necessitaria de um novo projeto do núcleo para prevenir a saturação. Contudo, TP's são recomendados se forem dimensionados para serem conectados entre fases, ou seja, pertencente ao grupo de ligação 1, tendo em vista que durante uma falta monofásica, no sistema estudado, as tensões entre fases não sofrerão alterações.

4.4. Transformadores de potência tipo MRT

Como comentado anteriormente, um dos requisitos de um sistema ressonante é que não existam redes monofásicas, neste caso MRT, impedindo que haja um desequilíbrio acentuado, bem como na dificuldade na compensação capacitiva, ou seja, na sintonia da bobina.

Ainda, pelo fato de um dos terminais da bobina de alta tensão ser aterrado, durante a ocorrência de defeitos fase-terra no alimentador principal, estes pontos de aterramento existentes na rede MRT são capazes de contribuir para a corrente de falta.

Para contornar este problema, existem basicamente duas soluções. A primeira diz respeito à substituição dos transformadores tipo MRT, com apenas uma bucha na média tensão, para transformadores com duas buchas (ligação entre fases), ou seja, de forma geral isto significa a necessidade da reformulação da rede, inserindo toda a infraestrutura para a inserção de mais um cabo, como isoladores, postes, dispositivos de disjunção ou seccionamento, além de outros componentes da rede. Isto pode representar um elevado custo para implantação, bem como manutenção, no caso de se tratar de redes com comprimento elevado. Assim é necessário realizar uma análise de viabilidade técnica/econômica para a tomada de decisão.

Desta maneira, os pontos de aterramento da rede MRT seriam eliminados restando somente o ponto de aterramento ressonante do transformador localizado na subestação. Portanto, a corrente injetada pelo aterramento ressonante será capaz de anular em um curto intervalo de tempo a corrente de falta fase-terra.

A segunda opção é utilizar transformadores de isolamento para energizar as redes MRT, ou seja, estes transformadores seriam inseridos no início dos alimentadores MRT, e seriam conectados entre as fases no enrolamento primário. Assim, eles são projetados com duas buchas no enrolamento primário e uma única bucha com conexão fase a terra no enrolamento secundário, e conseqüentemente, deve ter uma relação de transformação de primário para secundário de 23100:13336, considerando o nível de tensão das redes estudadas.

Apesar de reduzir drasticamente o investimento com a segunda opção, e trazer benefícios como redução de pontos de manutenção, esta opção isolará a rede MRT do alimentador principal, ou seja, o aterramento ressonante não será capaz de atuar em faltas que venham a surgir na rede MRT. Assim, os benefícios do aterramento ressonante serão restringidos ao trecho do alimentador entre a subestação e o transformador isolador. Ainda, percebe-se que o transformador isolador poderá ter uma potência significativa, tendo em vista que ele será responsável por toda uma ramificação de uma rede MRT, e isto pode elevar o custo de fabricação do equipamento.

4.4.1. Determinação do transformador isolador

Como comentado anteriormente, é necessário o dimensionamento do transformador, para que sejam isoladas as redes MRT do restante do sistema trifásico, devido aos problemas mencionados. Assim, para o correto dimensionamento do transformador isolador, é necessário o levantamento da curva de carga diária no ponto onde este equipamento seria instalado.

Entretanto, esta medição pode gerar custo demasiado, além de deslocamento de equipe especializada e disponibilidade de equipamentos específicos. Para resolver esta questão, foi elaborada uma metodologia estatística que definiu o fator de diversidade de carga, que servirá para o correto dimensionamento do transformador isolador.

O fator de diversidade tem como premissa calcular, a partir dos valores de demandas máximas individuais, a máxima demanda diversificada de um grupo de consumidores. Este fator foi calculado de forma estatística, com base em medições fornecidas pela AES Sul, que foram realizadas em seus transformadores instalados em áreas rurais, locais que predominam as redes MRT. O banco de dados fornecido consistia em medições diárias de transformadores de 5 kVA, 10 kVA e 15 kVA com registros realizados a cada 15 minutos. Foram disponibilizadas as leituras de 10, 30 e 29 transformadores de 5 kVA, 10 kVA e 15 kVA, respectivamente. As potências representam o sistema de distribuição rural da AES Sul, considerado aproximadamente 3.000 transformadores de 5 kVA, 14.000 unidades de 10 kVA e 3.500 unidades de 15 kVA. Isto implica que não há proporção na quantidade de medições realizadas, com a quantidade de equipamentos instalados em campo, considerando a potência. Esta questão pode causar desvios no resultado. Desta forma, isto foi resolvido com um sorteio estatístico, como será descrito adiante.

O fator de diversidade foi obtido com base em um sorteio aleatório de transformadores a partir dos dados disponíveis, fornecidos pela AES Sul, com probabilidade de escolha das potências disponíveis semelhante à proporção dos transformadores instalados em campo. Assim, foram formados grupos de 5, 10 e 15 transformadores selecionados aleatoriamente entre as medições pertencentes ao banco de dados fornecido pela AES Sul. Estes grupos foram obtidos, sem repetição, a partir de um sorteio de um grande volume de grupos, e contêm medições das três potências disponíveis. A potência do transformador foi obtida como base na proporção encontrada em campo. Após a obtenção das amostras, o fator de diversidade pode então ser calculado grupo a grupo.

Por fim, realizou-se o mesmo procedimento mencionado para a obtenção de grupos de 3 até 47 transformadores, como se pode ver na Tabela 12, onde NT é o número de transformadores por grupo; F_{DV} é o fator de diversidade; e $Desvio$ é o desvio padrão calculado.

Tabela 12 - Fatores de diversidades obtidos estatisticamente.

NT	F_{DV}	F_{DV}⁻¹	Desvio	NT	F_{DV}	F_{DV}⁻¹	Desvio
3	1,31	0,76	0,11	26	1,70	0,59	0,07
4	1,39	0,72	0,10	27	1,70	0,59	0,04
5	1,45	0,69	0,09	28	1,71	0,59	0,04
6	1,49	0,67	0,09	29	1,71	0,59	0,04
7	1,52	0,66	0,08	30	1,71	0,59	0,04
8	1,55	0,64	0,08	31	1,71	0,58	0,04
9	1,57	0,64	0,08	32	1,71	0,58	0,04
10	1,59	0,63	0,07	33	1,71	0,58	0,04
11	1,60	0,62	0,07	34	1,71	0,58	0,04
12	1,62	0,62	0,07	35	1,71	0,58	0,04
13	1,63	0,62	0,07	36	1,72	0,58	0,04
14	1,64	0,61	0,06	37	1,72	0,58	0,04
15	1,65	0,61	0,06	38	1,72	0,58	0,04
16	1,65	0,60	0,06	39	1,72	0,58	0,04
17	1,66	0,60	0,06	40	1,72	0,58	0,03
18	1,67	0,60	0,06	41	1,72	0,58	0,03
19	1,67	0,60	0,06	42	1,72	0,58	0,03
20	1,68	0,60	0,05	43	1,72	0,58	0,03
21	1,68	0,60	0,05	44	1,72	0,58	0,03
22	1,69	0,59	0,05	45	1,72	0,58	0,03
23	1,69	0,59	0,05	46	1,72	0,58	0,03
24	1,69	0,59	0,05	47	1,72	0,58	0,03
25	1,70	0,59	0,05				

A escolha do transformador isolador foi obtida a partir de um alimentador modelo, apresentado na Figura 41, onde os trechos em vermelho representam os alimentadores MRT, que foram analisados. Os transformadores isoladores,

TI1, TI2 e TI3, a serem dimensionados e posteriormente instalados estão representados por triângulos verdes.

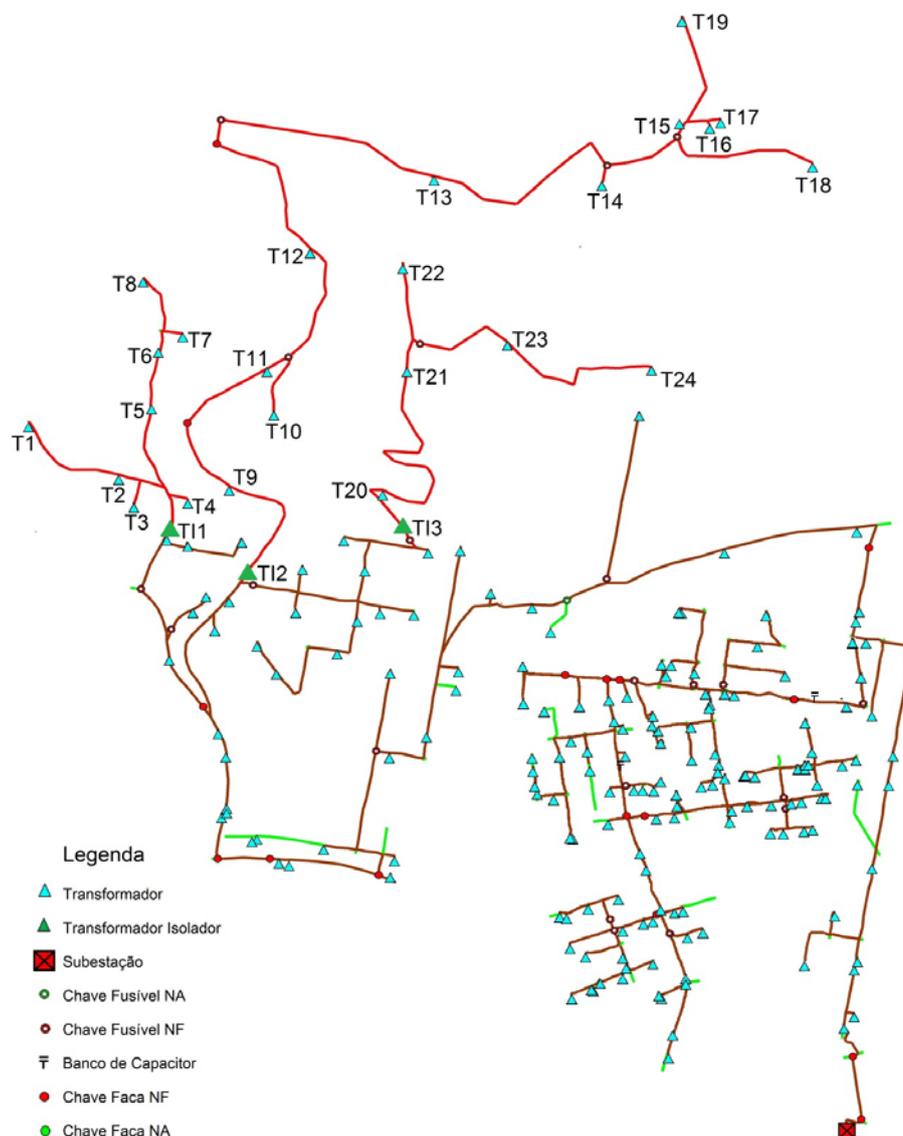


Figura 41 - Alimentador utilizado como modelo para obtenção do transformador isolador.

Na Figura 42 têm-se a simplificação dos alimentadores MRT para uma melhor compreensão do caso estudado.

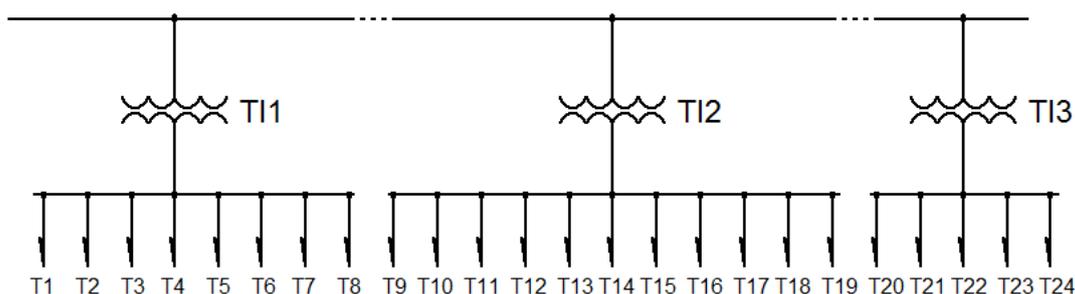


Figura 42 - Simplificação dos alimentadores MRT.

Os dados de consumo, em kWh, dos transformadores T1 a T24, de um determinado mês, necessários para o dimensionamento dos transformadores isoladores, foram obtidos estatisticamente a partir do mesmo banco de dados utilizado. Assim, os dados de consumo são mostrados na Tabela 13.

Tabela 13- Consumo dos transformadores de T1 a T24.

Trafo Isolador	Trafo 1Ø	Consumo (kWh)	Trafo Isolador	Trafo 1Ø	Consumo (kWh)
T11	T1	398,0	T12	T13	557,0
	T2	828,0		T14	660,0
	T3	660,0		T15	419,0
	T4	419,0		T16	21,0
	T5	29,0		T17	656,0
	T6	1840,0		T18	1001,0
	T7	1164,0		T19	4937,0
	T8	1293,0		T20	244,0
T12	T9	398,0	T13	T21	300,0
	T10	186,0		T22	161,0
	T11	697,0		T23	107,0
	T12	828,0		T24	1723,0

A Figura 43 foi desenvolvida pela análise das medições existentes no banco de dados, extrapolando-se as medições para serem equivalentes a 30 dias de consumo.

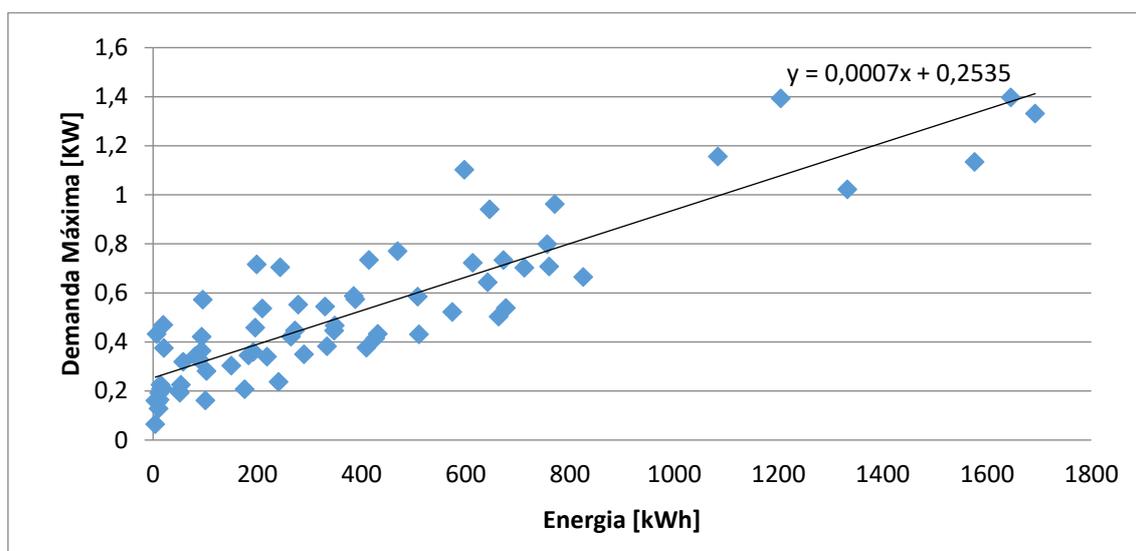


Figura 43 - Característica Demanda [kW] x Energia [kWh]

Após a aquisição do gráfico acima, a linha de tendência mostrada neste gráfico foi obtida, representada pela equação (11), onde D_M é Demanda Máxima, em kW, a cada 15 minutos para o período de 24 horas; e E_C é a energia, em kWh.

$$D_M = 0,0007E_C + 0,2535 \quad (11)$$

Através da equação (11), pode-se determinar a potência de cada transformador, bem como a demanda de cada trecho de alimentador. Desta maneira, obtêm-se a demanda máxima para os transformadores T1 a T24, como se pode ver na Tabela 14.

De acordo com os resultados adquiridos e apresentados na Tabela 14, pôde-se calcular a Demanda Máxima Não Coincidente, em kW, para os transformadores isoladores TI1, TI2 e TI3, conforme a Tabela 15. Esta Demanda foi obtida pela somatória das demandas máximas de cada transformador conectados ao respectivo alimentador.

Tabela 14 - Demanda máxima calculada para os transformadores de T1 a T24

Trafo Isolador	Trafo 1Ø	Consumo (kWh)	D. Max. (kW)	Trafo Isolador	Trafo 1Ø	Consumo (kWh)	D. Max. (kW)
T11	T1	398,0	0,53	T12	T13	557,0	0,53
	T2	828,0	0,83		T14	660,0	0,83
	T3	660,0	0,72		T15	419,0	0,72
	T4	419,0	0,55		T16	21,0	0,55
	T5	29,0	0,27		T17	656,0	0,27
	T6	1840,0	1,54		T18	1001,0	1,54
	T7	1164,0	1,07		T19	4937,0	1,07
	T8	1293,0	1,16		T20	244,0	1,16
T12	T9	398,0	0,53	T13	T21	300,0	0,53
	T10	186,0	0,38		T22	161,0	0,38
	T11	697,0	0,74		T23	107,0	0,74
	T12	828,0	0,83		T24	1723,0	0,83

Levando-se em consideração os valores de fator de diversidade, mostrados na Tabela 12, bem como os valores de Demanda máxima Não Coincidente, Tabela 15, por fim utilizando-se de um valor de fator de potência de 0,92, pode-se calcular a Demanda Máxima Não Coincidente, em kVA, para os transformadores isoladores T11 a T13, através da equação (12), com resultados na Tabela 16. Desta maneira obteve-se a potência nominal para os transformadores isoladores estudados.

$$D_{TI} = \frac{DM_{N-C}}{F_{DV} \times \cos \theta} \quad (12)$$

Tabela 15 - Resultado para a demanda máxima não coincidente.

Trafo Isolador	Trafo 1Ø	D. Max. (kW)	DM _{N-C} (kW)	Trafo Isolador	Trafo 1Ø	D. Max. (kW)	DM _{N-C} (kW)
TI1	T1	0,53	6,70	TI2	T13	0,53	8,00
	T2	0,83			T14	0,83	
	T3	0,72			T15	0,72	
	T4	0,55			T16	0,55	
	T5	0,27			T17	0,27	
	T6	1,54			T18	1,54	
	T7	1,07			T19	1,07	
	T8	1,16			T20	1,16	
TI2	T9	0,53	3,70	TI3	T21	0,53	3,70
	T10	0,38			T22	0,38	
	T11	0,74			T23	0,74	
	T12	0,83			T24	0,83	

Tabela 16 - Resultado para a potência nominal dos transformadores TI1, TI2 e TI3

Trafo Isol.	Trafo 1Ø	D. Max. (kW)	DM _{N-C} (kW)	Pot. Nominal (kVA)	Trafo Isol.	Trafo 1Ø	D. Max. (kW)	DM _{N-C} (kW)	Pot. Nominal (kVA)
TI1	T1	0,53	6,70	4,70	TI2	T13	0,53	8,00	5,40
	T2	0,83				T14	0,83		
	T3	0,72				T15	0,72		
	T4	0,55				T16	0,55		
	T5	0,27				T17	0,27		
	T6	1,54				T18	1,54		
	T7	1,07				T19	1,07		
	T8	1,16				T20	1,16		
TI2	T9	0,53	3,70	2,70	TI3	T21	0,53	3,70	2,70
	T10	0,38				T22	0,38		
	T11	0,74				T23	0,74		
	T12	0,83				T24	0,83		

Por fim, pode-se selecionar os transformadores isoladores, conforme Tabela 17.

Tabela 17 - Transformadores isoladores escolhidos.

Transformador	Potência nominal adotada	Carregamento calculado (p.u.)
T11	5 kVA	0,94
T12	5 kVA	1,08
T13	5 kVA	0,54

De acordo com os valores apresentados acima, escolheu-se o transformador de 5 kVA para o T12, tendo em vista que uma sobrecarga de 8% está dentro dos limites aceitáveis. Para o transformador T13, adotou-se a potência de 5 kVA, mesmo com um carregamento baixo, 54%, devido esta potência ser a menor praticável em termos comerciais, bem como ser normatizada. Ainda, é importante enfatizar que a potência escolhida para os transformadores isoladores é específica para o caso estudado, ou seja, para as condições em que se encontravam a SE de Canudos, AES SUL, na época da análise.

Desta maneira, pode-se concluir que este método se mostrou extremamente satisfatório para o dimensionamento do transformador isolador, sem que haja um ônus demasiado para as concessionárias, ainda apresentado valores de ordem técnica dentro do esperado.

4.5. Para-raios

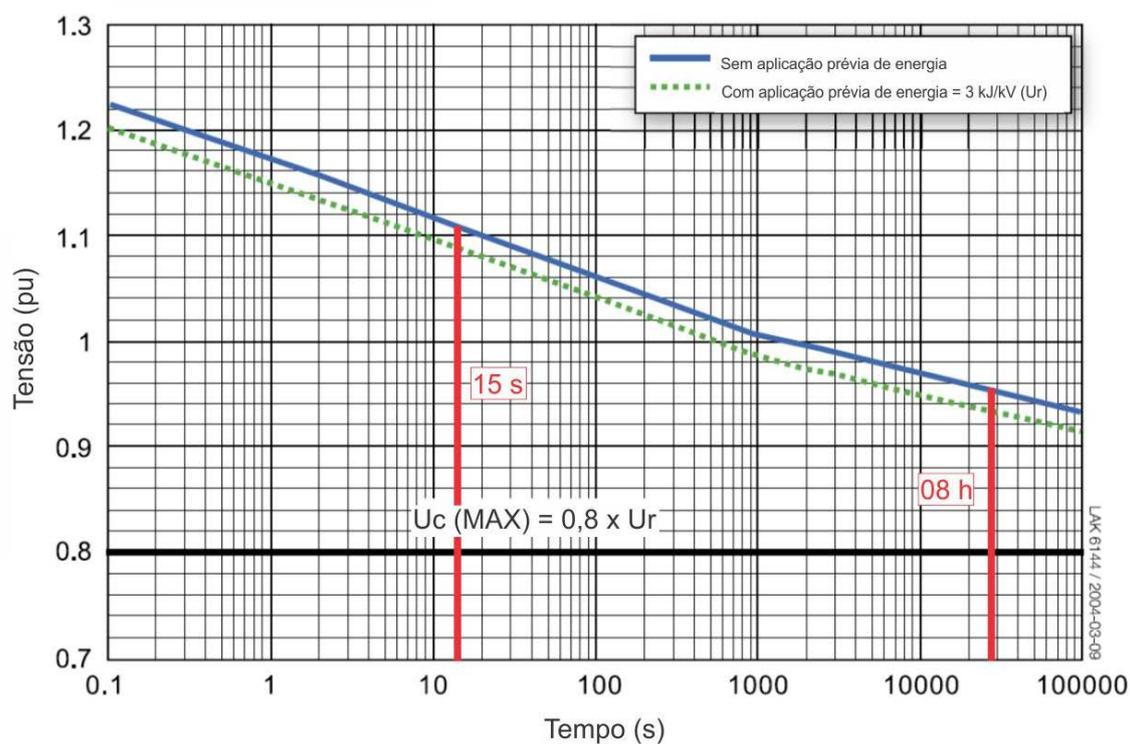
Como comentado anteriormente, para o sistema de Canudos, os para-raios seriam substituídos, gerando um custo aproximado de R\$ 300.000,00 (trezentos mil reais). O redimensionamento representa um custo necessário para a empresa, visto que tal substituição é indispensável. Estes custos estão

relacionados apenas ao próprio custo do equipamento, havendo ainda o custo da mão de obra para a sua substituição.

Em Canudos, o sistema opera com tensão nominal de 23 kV fase-fase. Durante uma falta monofásica, as tensões nas fases sãs, antes 13,3 kV, podem subir para o nível fase-fase. Deste modo, é necessário um redimensionamento dos para-raios para que o sistema possa suprir energia continuamente durante uma falta. Caso contrário, haverá a circulação de correntes de fuga elevadas, degradando o para-raios e comprometendo o seu desempenho. Assim, o redimensionamento dos para-raios deverá ser para uma condição mais severa de solicitação de isolamento, que seria para a tensão fase-fase e não mais para a tensão fase-terra. Os para-raios existentes no sistema da SE de Canudos possuíam tensão nominal de 18 kV, 21 kV e 24 kV, os quais poderiam ser substituídos por para-raios com tensão nominal de 27 kV. Idealmente, para-raios de 30 kV são os indicados, porém a utilização destes pode resultar em tensões residuais críticas [42].

Um dos principais parâmetros de um para-raios para ser analisado é a TOV (do inglês Temporary Over Voltage, ou seja, sobretensão temporária), que é a sobretensão temporária que o para-raios pode suportar por determinado tempo sem que haja danos. Na Figura 44, têm-se uma curva típica TOV para um para-raios de distribuição, onde U_r é tensão nominal do equipamento e U_c é a tensão de operação contínua (definida pela IEC - *International Electrotechnical Commission*).

Pode-se perceber que para uma sobretensão de 1,73 p.u., os para-raios que estariam instalados na rede da SE de Canudos, não suportariam uma sobretensão por 8 horas ininterruptas, oriunda de uma falta monofásica em uma rede com aterramento ressonante. Desta maneira, verifica-se a necessidade de substituição dos para-raios existentes ou uso de alternativas que evitem a sobretensão sobre ele, para assim, adequar a coordenação de isolamento para a situação acima.



Fonte: ABB. TOV capability and protective characteristics for surge arresters type PEXLIM [43].

Figura 44 - Curva TOV típica para um para-raios de distribuição.

No próximo capítulo será abordado o tema da substituição dos para-raios de forma detalhada, devido ter se tornado um dos principais assuntos desta pesquisa, tanto pela verificação da necessidade de substituição do para-raios, quanto pelas soluções criadas, estudadas e desenvolvidas.

Capítulo 5 - Desenvolvimento do Centelhador

Dentre as alterações propostas para adaptação da rede solidamente aterrada, os para-raios necessitaram do desenvolvimento de um acessório específico, a fim de permitir a utilização mediante sobretensões associadas à utilização do sistema ressonante.

Neste capítulo são apresentadas as alternativas possíveis assim como uma proposta que evita a substituição dos para-raios, prolongando a sua vida útil.

5.1. Alternativas para Substituição dos Para-Raios do Sistema

Diante das análises e ensaios realizados, pode-se concluir que o para-raios é o principal equipamento que necessitaria ser substituído no sistema de Canudos, pois equipamentos como isoladores e cabos isolados já foram verificados frente a uma sobretensão sustentada. Ressalta-se que, a afirmação anterior é verdadeira caso os isoladores sejam tipo pilar.

Conforme discutido anteriormente, a modificação para operação permanente do neutro ressonante requer um redimensionamento da coordenação de isolamento, que implica em um custo necessário para a empresa, visto que é indispensável a substituição dos para-raios existentes.

Neste caso, os custos estão relacionados à mão de obra para substituição, bem como o custo do próprio equipamento. Assim, tem-se um investimento da ordem de R\$ 300.000,00 (trezentos mil reais), visto que deverão

ser adquiridas 2.000 unidades do equipamento. Uma proposta alternativa, considerando a instalação de centelhadores em série com para-raios, pode reduzir o custo de substituição dos para-raios para cerca de R\$ 70.000,00 (setenta mil reais), como será detalhado adiante.

5.2. Soluções para utilização de para-raios em Canudos

Diante dos problemas elencados, três soluções foram avaliadas:

- a) Para-raios com maior tensão nominal, 27 kV;
- b) Utilização de centelhadores;
- c) Utilização de para-raios em série com centelhadores.

5.2.1. Simulações

Com o intuito de se verificar as características de proteção do sistema, para as soluções citadas, foram realizadas diversas simulações no software ATPDraw[®]. Para tanto, partiu-se de um diagrama unifilar fornecido pela AES Sul, e modelado, como foi apresentado na Figura 17.

A partir do alimentador modelado foram inseridos os componentes que seriam analisados, como: transformadores, centelhadores e os para-raios.

Como comentado, foram realizadas diversas simulações, onde foram aplicados surtos em diversos locais do alimentador, e simulados um a um, porém para esta análise, é suficiente apresentar apenas uma situação de surto, tendo em vista que os resultados são consistentes, bem como ao demasiado volume de informações que seriam inseridas.

Um diagrama unifilar, do alimentador de Canudos modelado no software ATP, foi elaborado para um melhor entendimento da análise proposta, como se pode ver na Figura 45. Na simulação foi considerado um surto atmosférico induzido no barramento de 23 kV da subestação, assim como os seus efeitos sobre dois transformadores posicionados em ramificações próximas à subestação (denominados por TR-1 e TR-2). A caixa em vermelho, Figura 45, simboliza a proteção dos transformadores, para a qual foram consideradas as três soluções propostas.

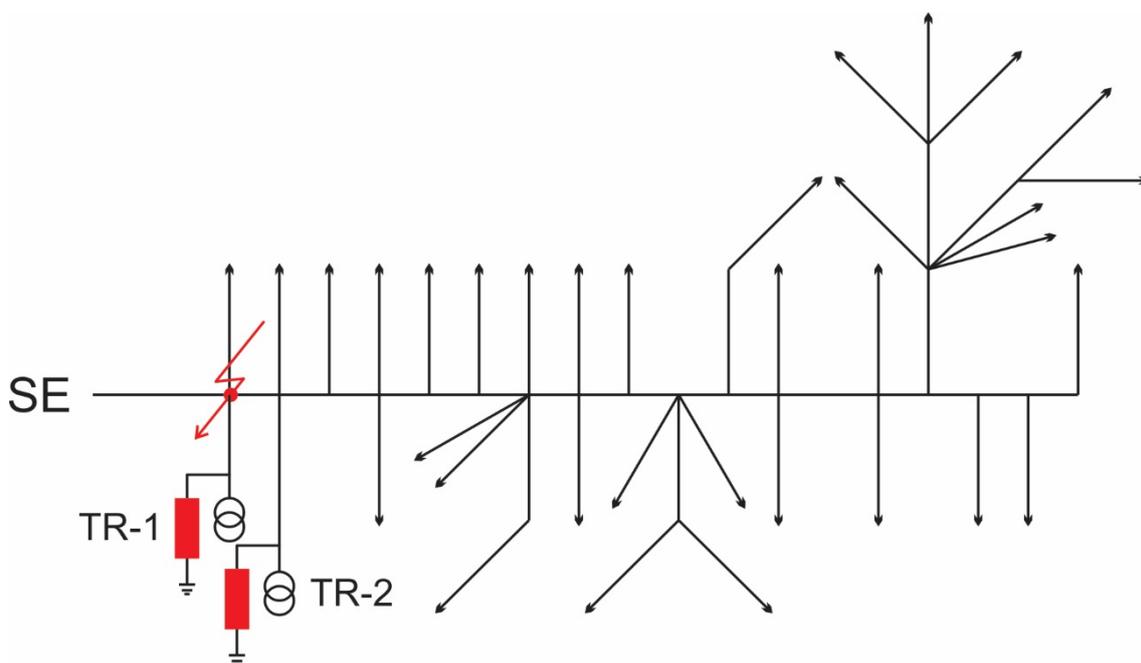


Figura 45 - Diagrama unifilar do sistema simulado.

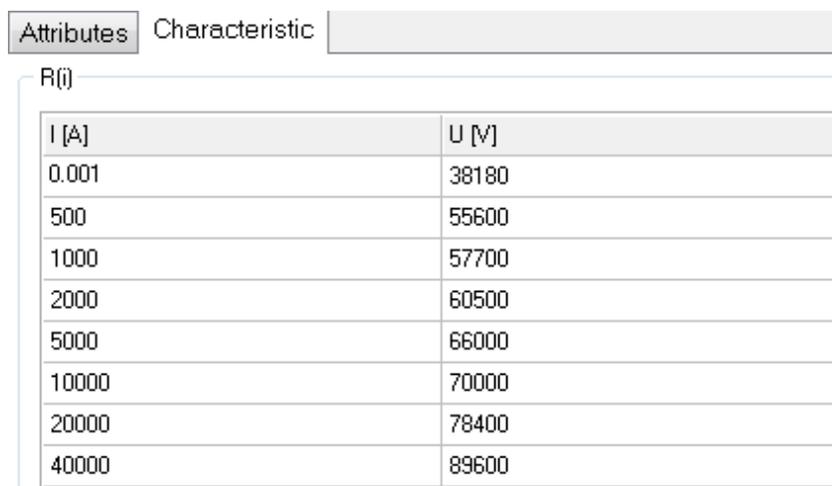
A modelagem foi feita utilizando os parâmetros consagrados via software ATPDraw[®]: a rede, por modelo Bergeron sem transposição de fases; os transformadores, pelo equivalente em alta frequência, os centelhadores são modelados por meio de chaves controladas por tensão, os para-raios, pelo levantamento da curva característica. Para o surto induzido, considerou-se a taxa de crescimento do impulso padronizado, resultando em um tempo de frente de 1,2 μ s, valor de pico de 300 kV [44]. O surto tem duração de 100 μ s e o período de análise da simulação é de 200 μ s. Todas as simulações foram

realizadas com um surto no início do alimentador. Para as simulações, considerou-se também como sendo de 150 kV o NBI dos transformadores.

Ainda, para todos os oscilogramas que mostram as grandezas para as 3 fases, têm-se vermelho para a fase A, verde para a fase B e azul para a fase C.

5.2.1.1. Para-raios com tensão nominal de 27 kV

A simulação com para-raios utilizou um equipamento com tensão nominal de 27 kV. As informações para a composição da curva característica, ver Figura 46, foram obtidas do catálogo da ABB [45].



I [A]	U [V]
0.001	38180
500	55600
1000	57700
2000	60500
5000	66000
10000	70000
20000	78400
40000	89600

Figura 46 - Curva característica para 27 kV extraída do software ATPDraw®.

A partir da modelagem dos para-raios de 27 kV, foi possível realizar a simulação, obtendo-se os oscilogramas das tensões nos terminais dos transformadores TR-1 e TR-2, que podem ser vistos na Figura 47 e na Figura 48 respectivamente, utilizando-se apenas os para-raios mencionados como proteção.

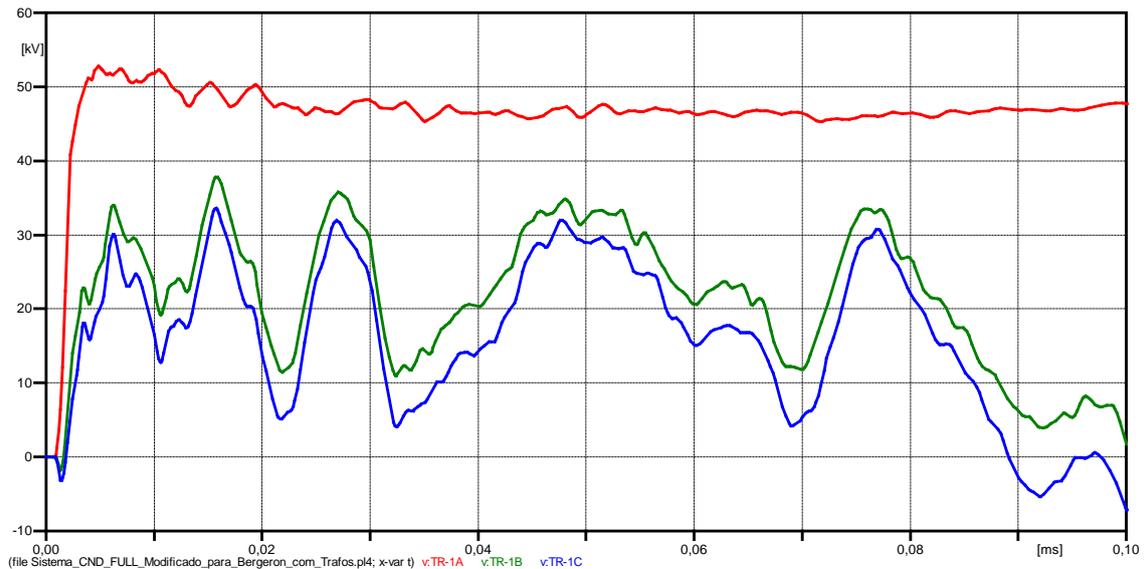


Figura 47 - Curvas de tensão no TR-1 para simulação com para-raios.

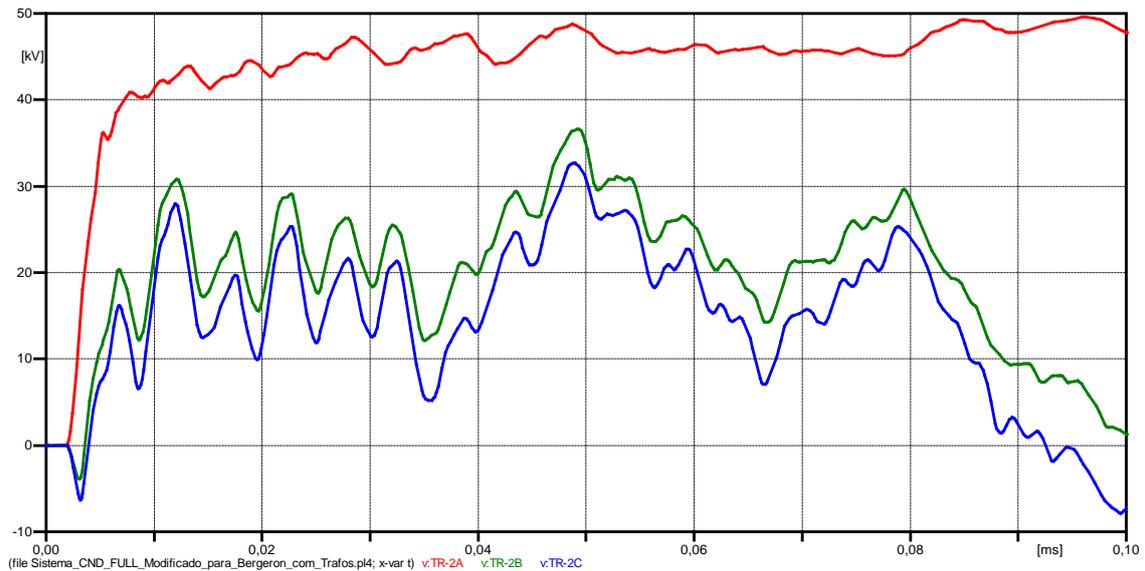


Figura 48 - Curvas de tensão no TR-2 para simulação com para-raios.

Percebe-se na Figura 47 que o para-raios da fase A atuou, limitando a tensão nesta fase. Os para-raios das duas outras fases não atuaram. Na Figura 48 pode-se ver atuação do para-raios, sendo que a sobretensão da fase A foi limitada pela proteção do TR-1. As proteções das outras duas fases do TR-2 também não atuaram.

5.2.1.2. Utilização de centelhadores

A Figura 49 e a Figura 50 exibem os oscilogramas das tensões nos terminais do TR-1 e TR-2, respectivamente, utilizando-se como proteção apenas os centelhadores. Os centelhadores, conforme mencionado anteriormente, foi modelado através de chaves controladas por tensão.

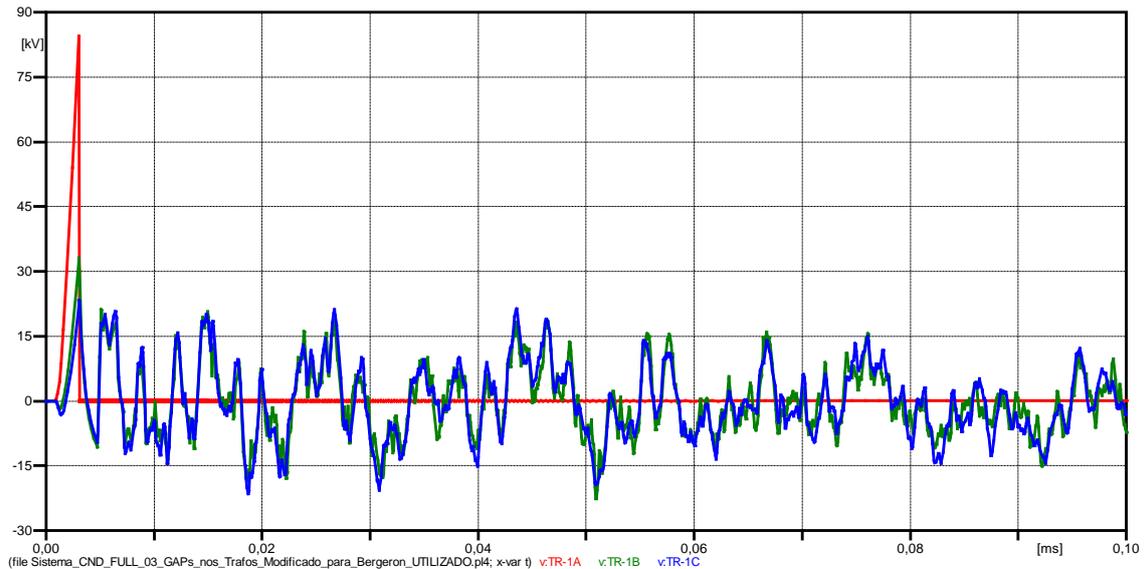


Figura 49 - Curvas de tensão no TR-1 para simulação com centelhadores.

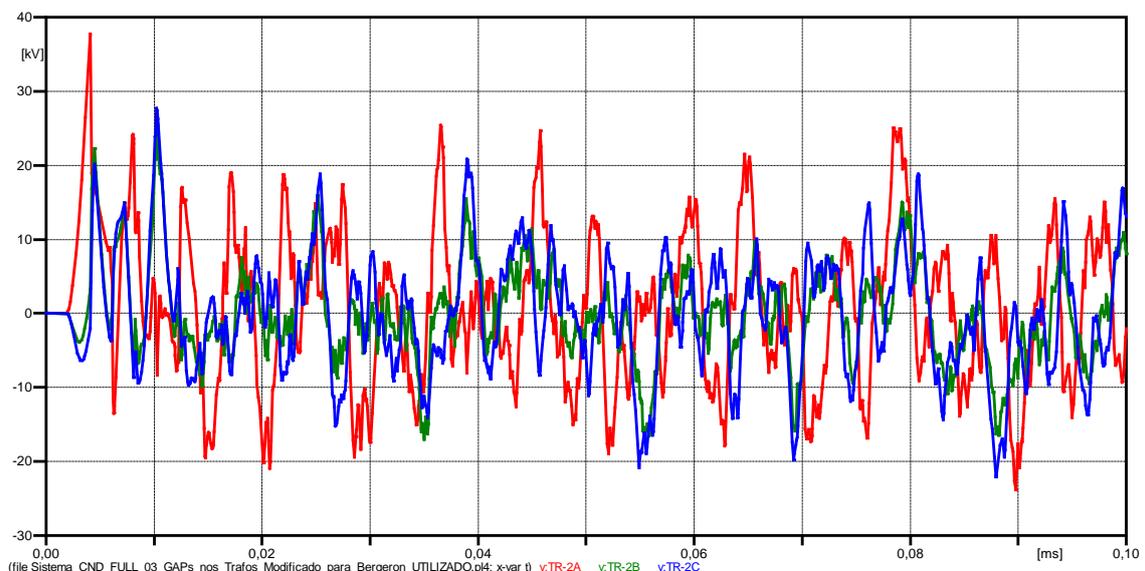


Figura 50 - Curvas de tensão no TR-2 para simulação com centelhadores.

A proteção da fase A atuou, reduzindo instantaneamente o nível da tensão para próximo de zero, como pode-se ver na Figura 49. As tensões resultantes nas fases não afetadas, foram reduzidas a baixos valores, devido à indução através da fase A, isto quando comparados ao nível de tensão destas fases com a proteção com para-raios, mostrado anteriormente.

Este tipo de proteção, apesar de efetivo, é prejudicial ao transformador, visto que o comportamento da curva de tensão equivale ao de um impulso cortado. Além disso, seu comportamento é considerado demasiadamente aleatório, sendo demasiadamente dependente das condições ambientais, como umidade e intempéries.

Assim como aconteceu na Figura 48, aconteceu de maneira semelhante na Figura 50, ou seja, nenhum dos centelhadores atuou, ou seja, a tensão da fase A foi limitada pela proteção do TR-1. A proteção das outras duas fases do TR-2 não foi solicitada.

Pode-se ver que as tensões nas duas fases sãs estão com valores reduzidos, se comparadas aos níveis de tensão mostrados na Figura 48. Isto se deve ao fato da tensão na fase A apresentar um nível reduzido, induzindo uma tensão de menor valor nas outras duas fases.

5.2.1.3. Proposta alternativa com utilização de centelhadores em série com para-raios

Na simulação com para-raios em série com centelhador foi utilizado um para-raios com tensão nominal de 21 kV, tendo em vista que eram estes tipos de equipamentos que estavam disponíveis na rede de Canudos, conforme mencionado anteriormente. Da mesma maneira da modelagem do para-raios de 27 kV, foi realizada para a tensão nominal de 21 kV, obtendo-se as informações do catálogo da ABB [45]. Assim, as informações para a composição da curva característica para 21 kV, podem ser vistas na Figura 51.

Attributes		Characteristic
R(i)		
I [A]	U [V]	
0.001	29700	
500	43200	
1000	44900	
2000	47000	
5000	51300	
10000	54400	
20000	61000	
40000	69700	

Figura 51 - Curva característica para 21 kV extraída do software ATPDraw®.

Os oscilogramas das tensões nos terminais do TR-1 e TR-2, que podem ser vistos na Figura 52 e Figura 53, respectivamente, mostram a proteção sendo executada por centelhadores em série com os para-raios atualmente instalados no sistema.

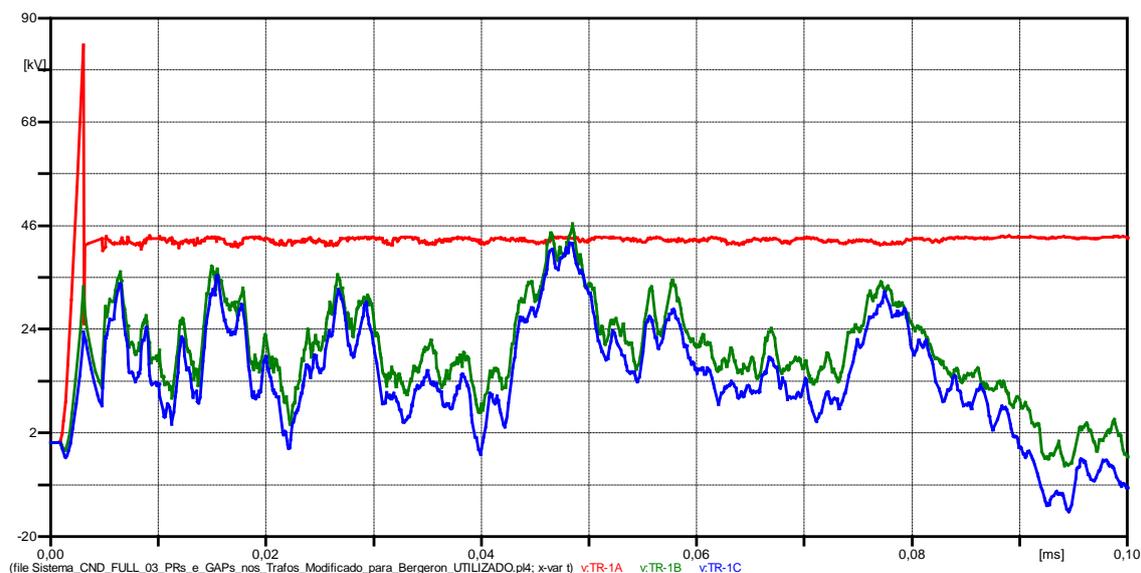


Figura 52 - Curvas de tensão no TR-1 para simulação com centelhadores em série com para-raios.

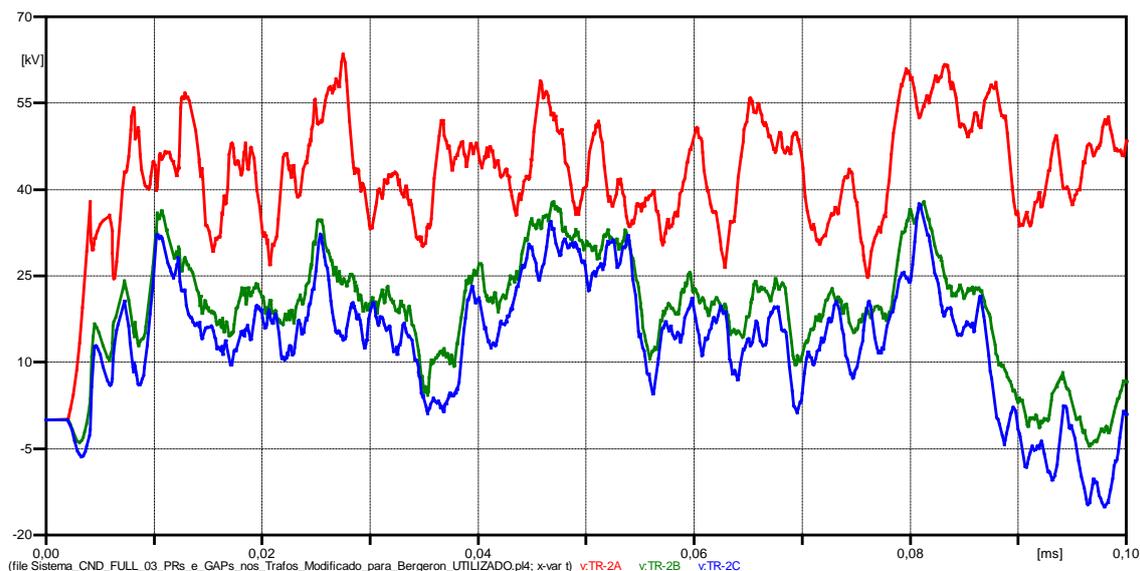


Figura 53 - Curvas de tensão no TR-2 para simulação com centelhadores em série com para-raios.

Na Figura 52 pode-se ver que a proteção da fase A atuou, Assim como na Figura 49, porém a queda brusca de tensão, devido à atuação do centelhador, foi reduzida com a atuação do para-raios em série com este centelhador. Isto se traduz na redução de possíveis danos ao transformador. Percebeu-se novamente que as proteções nas duas outras fases não atuaram.

Verificou-se na Figura 53 que as proteções nas três fases não atuaram, devido à proteção na fase A do transformador TR-1 já ter limitado o nível da tensão. Os níveis de tensão nas duas outras fases são também são baixos o suficiente para a não atuação da proteção.

5.2.1.4. Comentários acerca das simulações

Os resultados das simulações indicam a viabilidade técnica da utilização de centelhadores em série com os para-raios existentes na rede, mesmo estando estes subdimensionados (analisando-os de forma separada) para a operação em condição de falta.

Percebeu-se nas simulações que o nível de proteção é mantido sem provocar solicitação dielétrica excessiva, ou seja, aquecimento e degradação. Isto porque nos para-raios não haverá corrente de fuga, tendo em vista a

interrupção do caminho da corrente pelo centelhador, seja em condição de regime permanente, seja durante a ocorrência de sobretensões resultantes do sistema ressonante. Neste caso, o para-raios opera apenas durante a ocorrência de surtos com níveis de tensão elevados o suficiente para provocar ruptura no centelhador série. Com isso, além da redução de custos, uma vantagem adicional desta alternativa é o prolongamento da vida útil do para-raios.

Uma das desvantagens relacionadas à utilização de centelhadores em série com para-raios é a queda de tensão súbita. Isso resulta em queda de tensão similar a um impulso cortado aplicado nos enrolamentos do transformador, conforme Figura 52. Neste caso, não há a queda súbita da tensão para zero, mas uma queda parcial, para a tensão residual do para-raios [46]. De acordo com os requisitos de [40] para ensaios impulsivos, isso não deve ser um problema se comparada a utilização apenas de centelhadores.

5.3. Protótipo Inicial

Após inúmeras simulações, foi possível demonstrar que a utilização de centelhadores em série com para-raios, existentes na rede de média tensão, seria a melhor solução que apresentaria viabilidade técnica e econômica, caso seja comparada com a substituição destes para-raios existentes por para-raios com maior tensão nominal, no caso 27 kV.

De acordo com todas as informações obtidas até esta fase da pesquisa, decidiu-se realizar ensaios para a validação técnica na prática.

5.3.1. Ensaio de *Up and Down*

De posse das informações obtidas com as simulações, um centelhador adequado foi desenvolvido de acordo com os requisitos existentes em padrões para para-raios, como [47], para a realização dos ensaios. Inicialmente, realizaram-se ensaios de “*Up and Down*”, também chamado de “acréscimos e

decréscimos”. Durante o ensaio de *Up and Down* é realizada uma série de n aplicações de tensão de mesma forma e valor de crista para diferentes níveis de tensão U_i [40]. Este nível de tensão U_i deve ser reduzido ou incrementado, para cada série de aplicações de tensão, em relação ao nível anterior, de um degrau de tensão ΔU , tendo em vista o resultado do ensaio da série de aplicações antecedentes. Desta maneira, foram seguidos os métodos de ensaio e de análise, conforme [40].

Os ensaios foram realizados considerando diferentes distâncias entre os eletrodos. O espaçamento apropriado seria o que resultasse em uma tensão de ruptura de 76,4 kV ($27 \times 2\sqrt{2}$, onde 27 kV é a tensão nominal do para-raios que deveria ser utilizado [48]), considerando o centelhador em série com o para-raios. Os ensaios de descarga disruptiva foram realizados com impulso de polaridade positiva e negativa, e com uma série de 35 impulsos para cada uma das 3 amostras. A diferença entre as amostras diz respeito ao tipo de eletrodo: eletrodo “redondo”, com eletrodo “paralelo”, e com eletrodo “misto”. Estas nomenclaturas (“redondo”, “paralelo” e “misto”) foram atribuídas para facilitar a identificação. Na Figura 54 pode-se ver a imagem do centelhador com eletrodo tipo “redondo”.

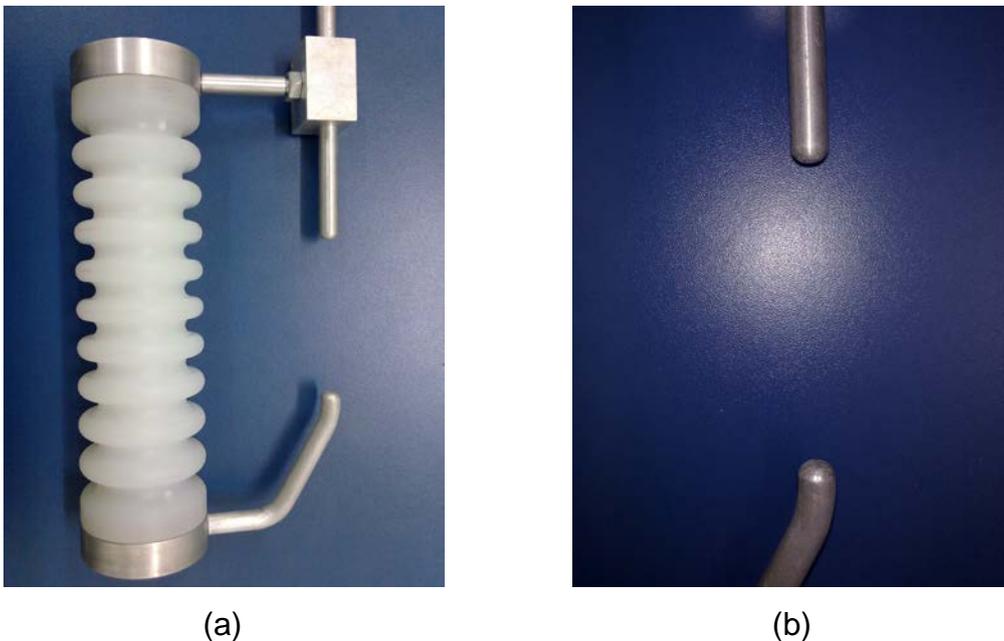
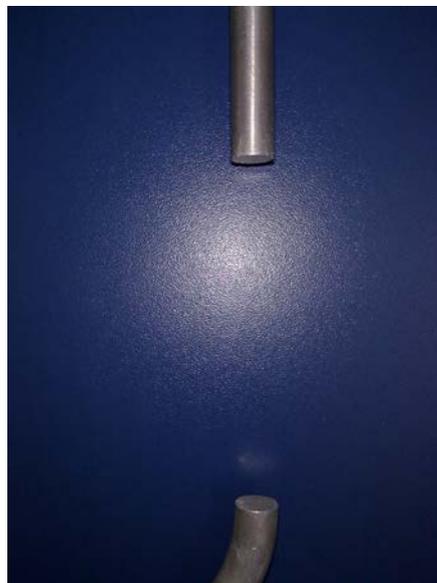


Figura 54 - (a) Centelhador com eletrodo “redondo” e (b) eletrodos ampliados.

Na Figura 55 e na Figura 56 podem ser vistas as imagens dos centelhadores com eletrodo tipo “paralelo” e tipo “misto”, respectivamente.



(a)



(b)

Figura 55 - (a) Centelhador com eletrodo “paralelo” e (b) eletrodos ampliados.



(a)



(b)

Figura 56 - (a) Centelhador com eletrodo “misto” e (b) eletrodos ampliados.

Os centelhadores foram ensaiados com um para-raios em série, ver Figura 57, ou seja, esta configuração permite utilizar três conjuntos de centelhador em série com para-raios, um conjunto para cada fase.

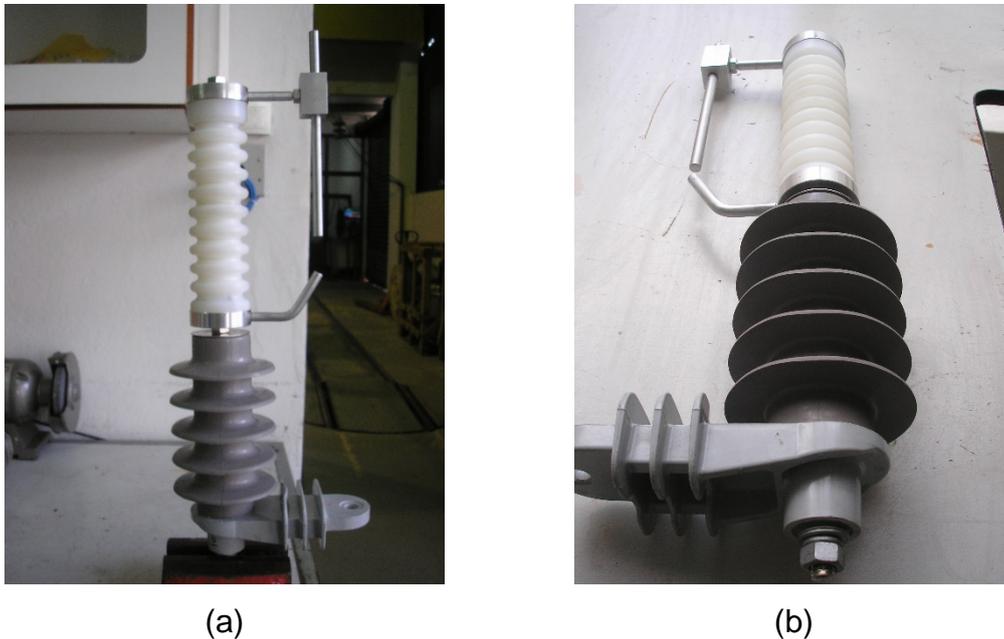


Figura 57 - (a) e (b) Centelhador em série com para-raios.

Para a execução destes ensaios, foram utilizados para-raios de quatro fabricantes diferentes, com as seguintes tensões nominais, 21, 22,5 e 24 kV.

Os resultados dos ensaios para a probabilidade de 50% de acontecer a descarga, podem ser vistos na Tabela 18, conforme metodologia descrita em [40], considerando os 4 fabricantes de para-raios. Estes ensaios foram realizados com pressão de 698 mmHg, temperatura de 30,1°C e umidade relativa do ar de 38%. Assim, observou-se que uma distância de 7,5 cm resulta em tensões de ruptura próximas do valor esperado, 76,4 kV.

Uma análise dos resultados indicou que os eletrodos com geometria plana e esférica apresentaram um melhor resultado, tendo em vista que os valores para as descargas disruptivas com polaridades positivas e negativas ficaram mais próximos, entre si, para as duas configurações. Percebeu-se ainda que devido a assimetria nos eletrodos, conseqüentemente no campo elétrico,

ocorreu a formação de campos específicos, resultando na mudança da polaridade mais crítica [49].

Tabela 18 - Descargas disruptivas para diferentes configurações de centelhador/para-raios.

Geometria dos eletrodos	Tensão disruptiva com polaridade positiva (kV)	Tensão disruptiva com polaridade negativa (kV)
Plano	84,7	74,9
Esférico	73,1	79,5
Assimétrico	87,3	71,1

5.3.2. Tensão suportável no corpo isolante

Após ser determinado o espaçamento entre os eletrodos do centelhador, realizaram-se novos ensaios de tensão suportável sob chuva, em 60 Hz, para determinar o comprimento/distância de escoamento do corpo isolante do centelhador. Para o ensaio mencionado, inicialmente a tensão é incrementada até que aconteça a descarga disruptiva, anotando-se este valor da tensão de descarga, sendo repetido 20 vezes, com a descarga devendo ser superior a 36 kV (tensão fase-fase vezes 1,5) [48]. Antes de iniciar os ensaios, decidiu-se reduzir a distância de escoamento em 4,5 cm, para reduzir a altura do equipamento, ou seja, a distância de escoamento foi reduzida de 42,5 cm para 38 cm. A Tabela 19 apresenta os resultados dos ensaios.

De acordo com a Tabela 19, percebe-se que as tensões de descarga disruptiva não ultrapassaram o valor mínimo de 36 kV, ou seja, é possível utilizar a distância de escoamento de 38 cm inicial do centelhador. Por fim, dentre os tipos de eletrodos analisados, plano e esférico, decidiu-se utilizar, além da distância de 7,5 cm entre os eletrodos, a geometria plana dos eletrodos (por apresentar custo reduzido e desempenho similar à geometria esférica).

Tabela 19 - Resultados dos ensaios de tensão suportável sob chuva.

Série de 20 aplicações no centelhador em série com para-raios									
Centelhador com eletrodo “esférico” – Tensão de descarga (kV)									
40,0	38,0	37,5	37,7	37,7	39,0	38,6	38,4	39,0	39,7
37,9	38,5	37,8	39,0	39,5	38,5	39,6	38,3	37,7	38,3
Centelhador com eletrodo “plano” – Tensão de descarga (kV)									
38,9	39,1	39,4	38,9	40,5	40,1	39,8	38,9	39,6	40,3
39,4	40,0	39,5	39,4	40,7	38,7	40,2	39,7	39,8	39,0

5.4. Desenvolvimento do produto final

A diferença entre o projeto do centelhador inicial e o final está na altura do corpo isolante que diminuiu e no diâmetro da seção circular do mesmo que aumentou, bem como nos eletrodos que estavam alinhados na vertical, como se pode ver na Figura 55, e inclinado de 45°, na Figura 58, com o objetivo de evitar a formação de uma lâmina de água entre os eletrodos durante forte chuva, como se pode ver na Figura 59.

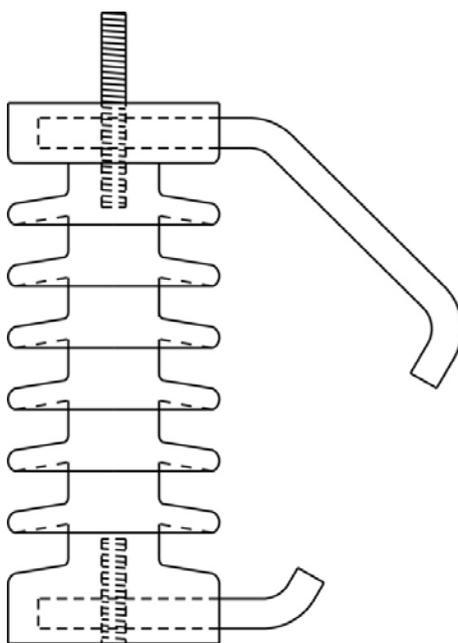


Figura 58 - Projeto final do centelhador.

A mudança no layout dos eletrodos teve como objetivo evitar o escoamento de água durante uma chuva, do eletrodo superior direto para o eletrodo inferior propiciando a formação do arco. A Figura 59 (a) mostra o modo de gotejamento observado no primeiro protótipo de centelhador, de modo direto e contínuo do eletrodo superior para o eletrodo inferior. Na Figura 59 (b), ao se inclinar os eletrodos em 45° , o gotejamento é desviado do eletrodo inferior, dificultando a formação de um escoamento contínuo e subsequente arco elétrico.

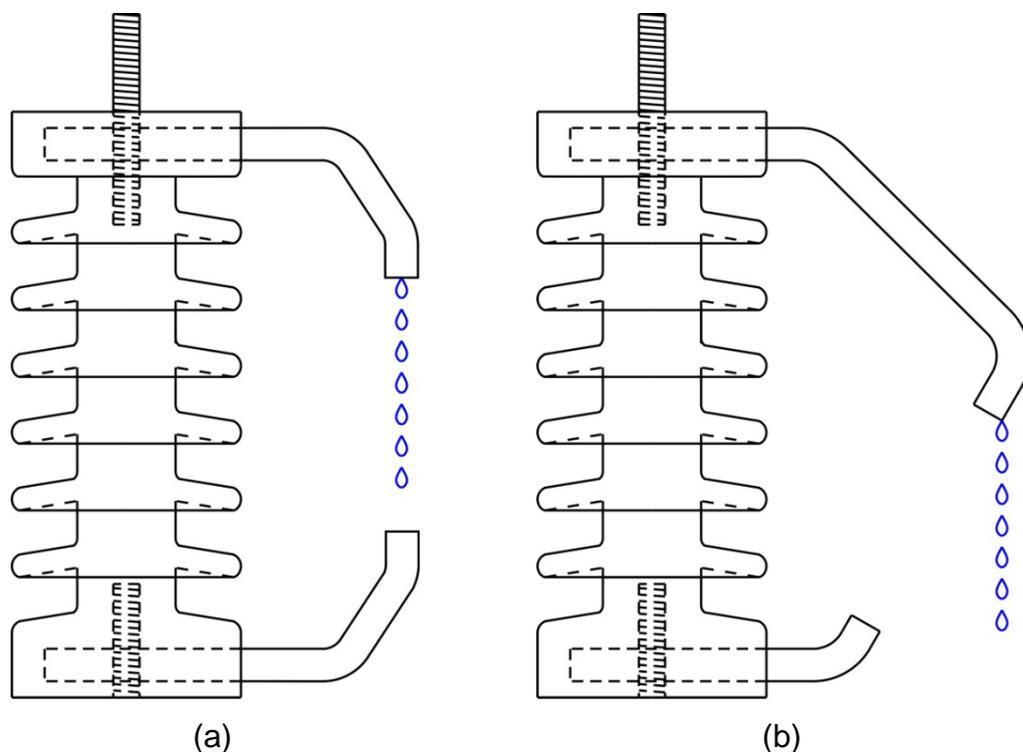


Figura 59 - (a) Centelhador com eletrodos na vertical e (b) eletrodos inclinados em 45° .

Na Figura 60, têm-se um centelhador projetado pela empresa Balteau Produtos Elétricos, pertencente ao grupo Orteng, que apresentou distância de escoamento de 35,5 cm, distância de 7,5 cm entre os eletrodos e geometria plana dos eletrodos. Este centelhador com o corpo desenvolvido em resina epóxi e eletrodos em alumínio, deverá ter custo elevado, em relação ao tipo de equipamento, devido ao processo fabril.



Figura 60 - Centelhador desenvolvido pela empresa Balteau.

Em razão do exposto no parágrafo anterior, decidiu-se desenvolver um novo projeto, partindo-se de um equipamento já existente, um isolador composto para ancoragem, ver Figura 61. Assim, em parceria com a empresa PPC Santana, resolveu-se desenvolver outro equipamento, a partir do isolador composto, ver Figura 61 (b), para que se tenha ampla concorrência entre as empresas, como também se tenha opção de escolha pela AES Sul.

Portanto, foram realizados vários ensaios para avaliar os dois equipamentos desenvolvidos: Suportabilidade dos eletrodos frente a impulso de corrente, tensão suportável em frequência industrial sob chuva (para o corpo isolante) e tensão disruptiva a impulso atmosférico (*Up and Down* e obtenção da característica Tensão Disruptiva versus Tempo).

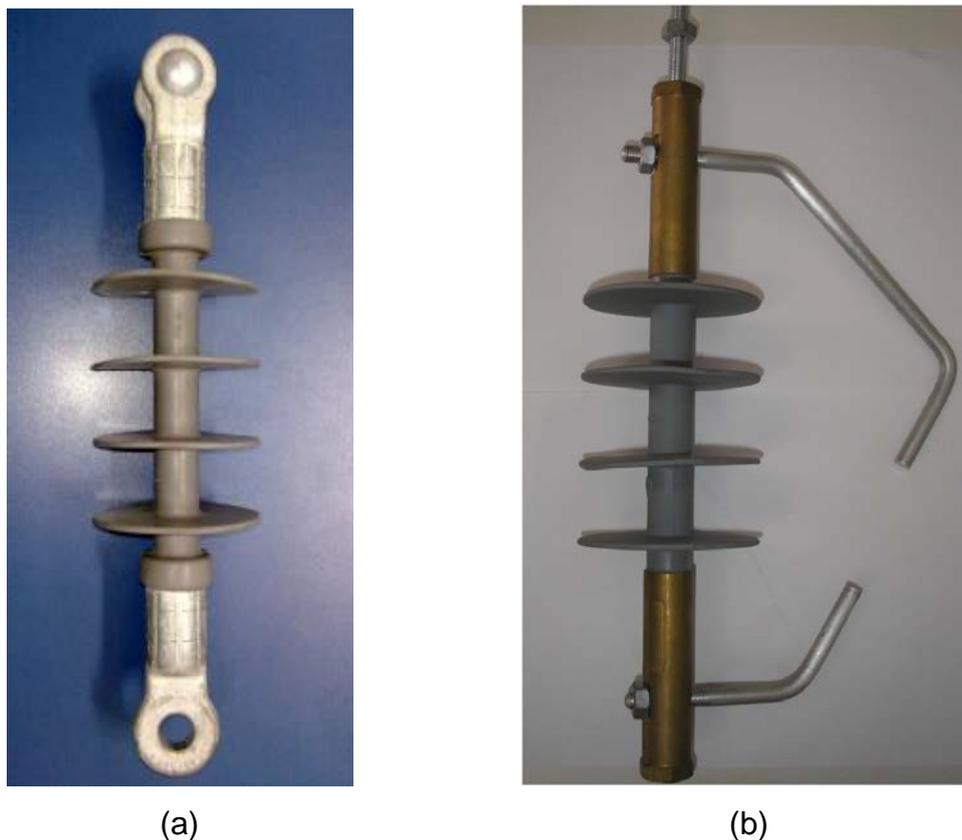


Figura 61 - (a) Isolador composto para ancoragem. (b) Centelhador desenvolvido pela empresa Santana.

5.4.1. Ensaio de Suportabilidade dos Eletrodos Frente a Impulso de Corrente

O ensaio de suportabilidade para impulsos de corrente teve como objetivo analisar a capacidade dos eletrodos de tolerar impulsos atmosféricos de corrente, verificando se o alumínio seria um material adequado para a sua fabricação. Para tanto, foram realizados 5 impulsos de 100 kA (4/10 μ s), condição considerada extremamente severa, em relação ao histórico brasileiro de descargas atmosféricas em redes de distribuição.

Para se verificar a integridade do equipamento após a aplicação dos impulsos de corrente, decidiu-se realizar uma análise comparativa entre o estado inicial e final dos eletrodos. Para tanto, foram realizados ensaios de *Up and Down*

(conforme descrito anteriormente) antes e depois da sequência de impulsos. Portanto, pode-se ver os resultados na Tabela 20.

Tabela 20 - Resultados para o ensaio suportabilidade dos eletrodos frente a impulso de corrente.

<i>Up and Down - V_{50%}</i>		
Polaridade	Antes	Depois
Positiva	80,6	81,1
Negativa	73,6	75,1

Percebe-se que a tensão $V_{50\%}$ apresentou um pequeno acréscimo no estado final, para ambas as polaridades, se comparado ao estado inicial. Isto pode ser explicado pelas possíveis deformações sofridas nos eletrodos, que criaram imperfeições nas áreas planas, e conseqüentemente zonas desfavoráveis para a formação do arco.

5.4.2. Ensaio de Tensão Suportável em Frequência Industrial Sob Chuva no Corpo Isolante

A verificação da suportabilidade do corpo isolante do centelhador foi possível através deste ensaio. Deste modo, considerou-se o valor de tensão suportável como sendo 34 kV, conforme [32, 33], correspondente à classe de tensão 15 kV. Foi adotado 15 kV, devido os dois equipamentos apresentarem isolamento para este nível de tensão, pois não será necessário um corpo com nível de isolamento superior, devido o centelhador operar em conjunto com o para-raios, ou seja, em série com este. Assim o corpo isolante poderá ser considerado como sendo único, até que haja a atuação do centelhador.

Para a execução do ensaio, o valor de tensão foi corrigido considerando as condições atmosféricas, citadas na Tabela 21.

Tabela 21 - Condições atmosféricas para o ensaio de tensão suportável sob chuva para os centelhadores.

Valor especificado de tensão suportável (CNPT)	Temperatura medida	Pressão medida	Valor corrigido de tensão suportável
34,0 kV	26,1°	697,0 mmHg	30,5 kV

O centelhador foi ensaiado sob uma precipitação entre 1 e 2 mm/min com resistividade de 99 Ω .m. Os protótipos suportaram a tensão corrigida de 30,5 kV durante 1 minuto.

5.4.3. Ensaio de Tensão Disruptiva de Impulso Atmosférico (*Up and Down*)

O ensaio de *Up and Down* foi realizado com séries de 35 aplicações de impulsos, polaridade positiva e negativa, em cinco amostras de para-raios (21, 22,5 e 24 kV tensão nominal), conforme metodologia detalhada anteriormente nesta tese, bem como na IEC 60060-1 [40]. Os valores obtidos foram corrigidos considerando-se as condições atmosféricas na ocasião do ensaio. Desta maneira, os resultados para os centelhadores desenvolvidos são apresentados na Tabela 22.

Os resultados estavam dentro do esperado, de acordo com o valor de referência de 76,4 kV ($27 \times 2\sqrt{2}$), considerando o centelhador em série com o para-raios.

Tabela 22 - Resultados para o ensaio de *Up and Down* nos centelhadores.

Fabricantes dos Para- raios	Tensão Nominal do Para-raios	Polaridade	Tensão de ruptura $V_{50\%}$ (kV)	
			Centelhador Orteng	Centelhador Santana
01	21,0 kV	Positiva	78,4	94,7
		Negativa	87,1	79,4
02		Positiva	74,5	87,4
		Negativa	80,6	78,3
03	22,5 kV	Positiva	78,6	98,7
		Negativa	84,7	86,0
01	24,0 kV	Positiva	88,7	95,0
		Negativa	93,2	74,5
05		Positiva	66,7	91,7
		Negativa	83,3	77,4

5.4.4. Levantamento da Característica Tensão Disruptiva versus Tempo

O levantamento da característica da tensão disruptiva versus tempo foi realizada com base em [50]. Assim, foram obtidas 10 curvas para cada protótipo de cada centelhador, sendo 5 para cada polaridade, utilizando todos os para-raios mencionados no item anterior.

Após a obtenção da tensão $V_{50\%}$, adquirida no ensaio de *Up and Down*, calculou-se o valor desta de 80%, e executou-se o ensaio com 10 impulsos neste valor de tensão e foi analisado se ocorria ruptura ou não. Nos casos em que houve a ruptura, o tempo para tal foi registrado. Prosseguindo, o valor de 80% foi incrementado em 5%, ou seja, 85% da tensão de $V_{50\%}$ foi aplicada, seguindo os mesmos passos descritos anteriormente. Desta maneira, incrementou-se o valor da tensão de $V_{50\%}$ até chegar ao valor de 150%, com degraus de 5%, aplicando-se um total de 150 impulsos para cada tipo de para-raios. Portanto,

para desenvolver a característica, obteve-se, dos oscilogramas de cada disrupção, um ponto que relaciona a tensão disruptiva e o tempo para a disrupção em ambas as polaridades.

Todas as características obtidas apresentam os limites inferior e superior. O limite inferior indica os valores mínimos de tensão para o qual o conjunto irá operar, garantido que não haverá atuação para sobretensões permanentes no sistema. O limite superior indica os valores máximos de atuação para o conjunto centelhador e para-raios, ou seja, é a garantia que o conjunto irá atuar para as tensões máximas, representadas na curva superior, nos seus respectivos tempos, protegendo o transformador contra níveis de tensão iguais ou superior ao NBI do mesmo, sendo de 150 kV para sistemas da AES Sul. Portanto, o conjunto irá atuar apenas para surtos com valores compreendidos pelos limites inferior e superior.

A característica, limite superior e inferior, polaridade positiva, para o centelhador da Orteng, contemplando os pontos obtidos nos ensaios com os 5 para-raios, pode ser vista na Figura 62.

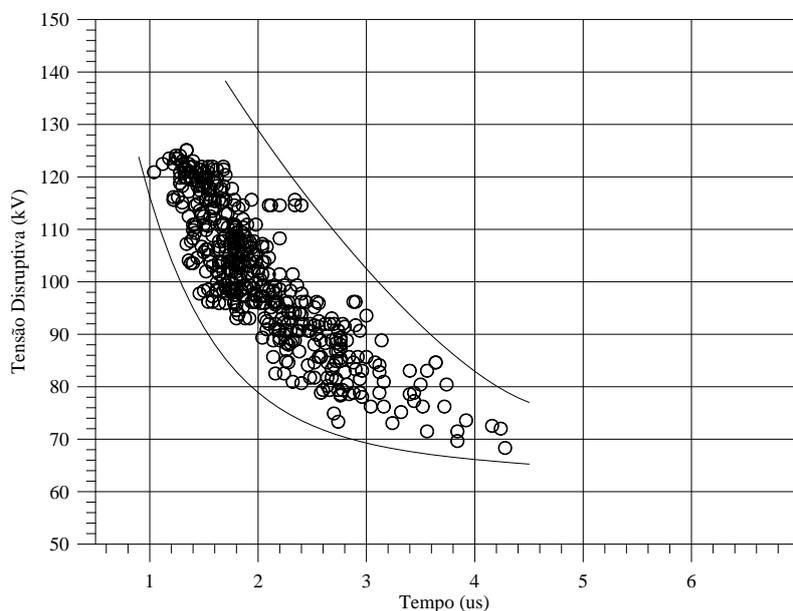


Figura 62 - Característica para o centelhador da Orteng contemplando os ensaios com os 5 para-raios, para a polaridade positiva.

A característica para a polaridade negativa, centelhador da empresa Orteng, foi obtida de maneira semelhante à figura anterior, e pode ser vista na Figura 63.

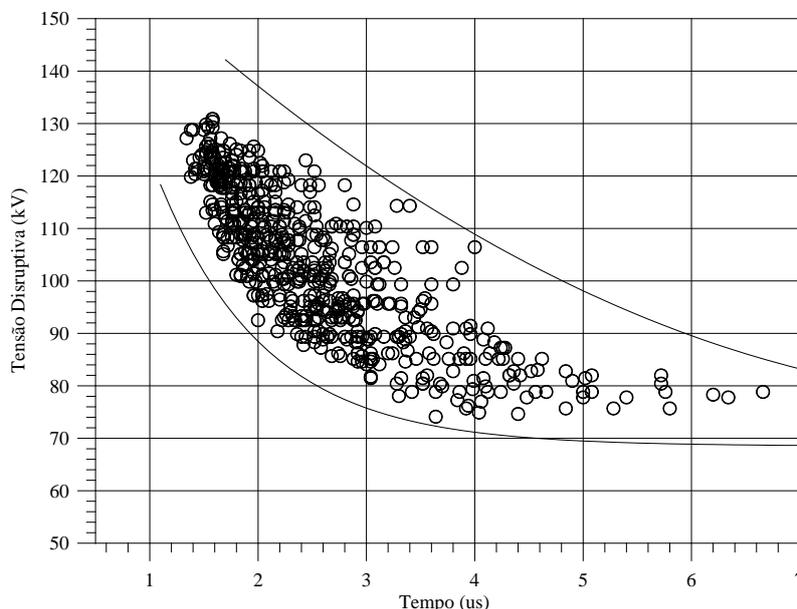


Figura 63 - Característica para o protótipo 01 contemplando os ensaios com os 5 parâmetros, para a polaridade negativa.

Na Figura 64 e na Figura 65 têm-se as características para a polaridade positiva e negativa, respectivamente, para o centelhador da empresa Santana.

No Anexo B, podem ser vistos todos os gráficos obtidos com todos os pontos, para os dois centelhadores, Orteng e Santana.

Após analisar as características obtidas para os dois centelhadores desenvolvidos, Orteng e Santana, percebeu-se que, há atuação em tempo hábil e em níveis seguros de sobretensão. Os ensaios apresentaram valores esperados para os dois equipamentos, tendo assim, o desempenho desejado do centelhador, não sendo necessário qualquer ajuste. Ressalta-se que os valores foram analisados com base em um NBI de 150 kV. Caso seja necessário que o conjunto atue para uma condição mais crítica, ou seja, NBI 125 kV, novos estudos deverão ser realizados para redução do espaçamento entre os eletrodos. Assim recomenda-se este caso para um estudo futuro.

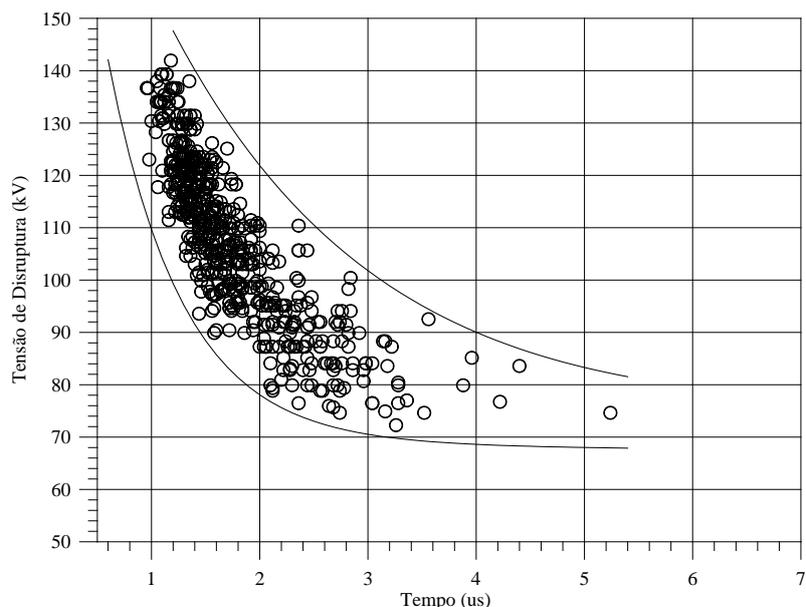


Figura 64 - Característica para o protótipo 02 contemplando os ensaios com os 5 parâmetros, para a polaridade positiva.

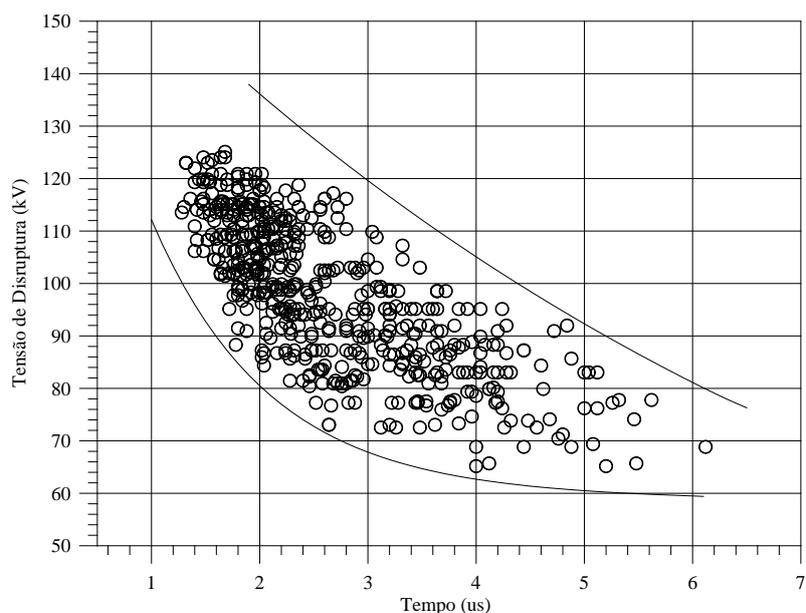


Figura 65 - Característica para o protótipo 02 contemplando os ensaios com os 5 parâmetros, para a polaridade negativa.

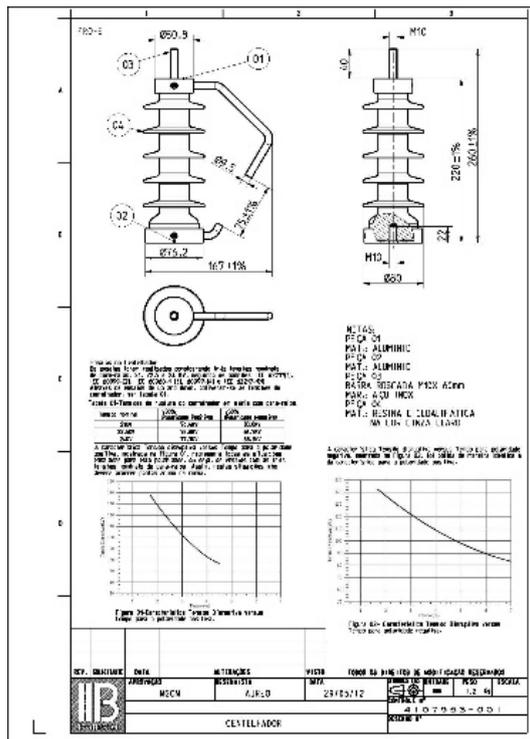
5.4.5. Catálogos Técnicos dos Protótipos

A última etapa foi a elaboração dos catálogos técnicos, por parte dos dois fabricantes dos protótipos.

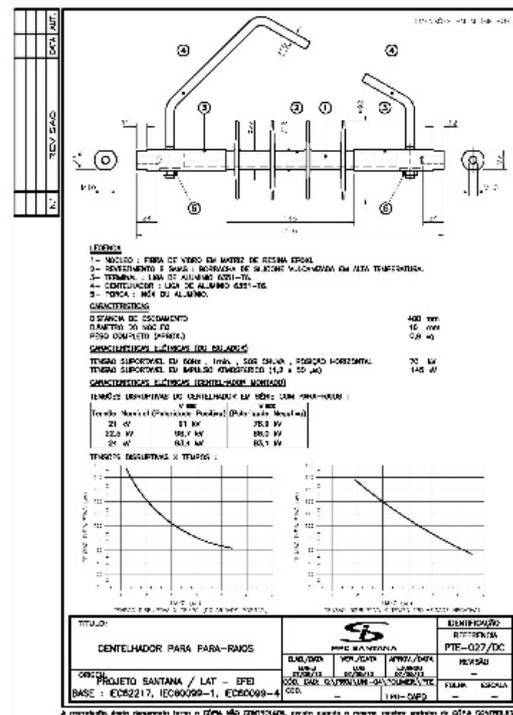
Os catálogos contêm as seguintes informações:

- a) Dimensões;
- b) Peso;
- c) Material utilizado;
- d) Tensão suportável do isolador sob chuva (Referente à Classe 15 kV);
- e) Tensão de ruptura do centelhador (*up and down*);
- f) Característica Tensão disruptiva versus Tempo até ruptura;

Os catálogos técnicos dos fabricantes, Orteng e Santana, podem ser vistos na Figura 66 (a) e (b), respectivamente. No Anexo C têm-se os catálogos ampliados para consulta.



(a)



(b)

Figura 66 - Catálogos técnicos. (a) Orteng. (b) Santana.

Capítulo 6 - Considerações Finais

Como apresentado nesta tese, o aterramento ressonante possibilita aos sistemas que o utilizam, uma operação durante faltas monofásicas, através da eliminação das elevadas correntes de curto-circuito, reduzindo os desligamentos do sistema por estes motivos, desde que as cargas estejam energizadas com tensão de linha. Em contrapartida, têm-se as sobretensões nas fases sãs do sistema devido a esta operação. Estas sobretensões são da ordem de 1,73 pu, e assim, devido a tais sobretensões faz-se necessário redimensionar a coordenação de isolamento do sistema para que alguns equipamentos da rede suportem esse nível de tensão. Esse redimensionamento é necessário caso seja de interesse da concessionária que o sistema opere continuamente com uma falta fase-terra em curso. Caso necessite apenas da eliminação de defeitos transitórios, o sistema deve ser aterrado solidamente após certo instante, reduzindo o tempo que o sistema ficaria sujeito a tal sobretensão.

Inicialmente pode-se verificar que os isoladores tipo pilar não apresentaram problemas para suportar todos os ensaios, tanto os ensaios padronizados conforme a IEC 60060-1 [40], quanto os ensaios não padronizados, descritos no Capítulo 4. Desta maneira, mostraram-se como sendo uma boa opção para utilização na rede da SE de Canudos, pois atendem aos requisitos para a implantação em modo de operação permanente do neutro ressonante.

Ainda, percebeu-se no ensaio de ciclo térmico, que tanto para o cabo novo, quanto para o cabo usado, que não houveram falhas na isolação. Do mesmo modo, os ensaios de tangente delta e descargas parciais apresentaram resultados indicando que não houve degradação significativa nos cabos. Desta maneira, verificou-se que os cabos isolados podem ser utilizados em um

aterramento ressonante, tendo em vista que podem suportar a sobretensão durante uma falta monofásica, por um período de 8 horas ininterruptas.

Com relação aos transformadores de instrumentos, têm-se algumas considerações. Inicialmente para os transformadores de correntes, TC, não há perda de exatidão na medição, tendo em vista que a corrente nas fases sãs não será afetada. Entretanto, deve-se verificar a suportabilidade da isolação para as sobretensões ininterruptas de até 8 horas. No caso dos transformadores de potencial, TP, recomenda-se utilizar o grupo de ligação 1, ou seja, com a ligação dos TPs entre fases. Assim, como não há alteração do valor das tensões de linha, durante uma falta monofásica, os TP's não sofreriam com sobretensão, impedindo, inclusive, problemas com saturação. Outra questão de extrema importância estaria relacionada à medição de potência, antes e durante uma falta monofásica. Com relação à medição de potência ativa trifásica, percebeu-se que permanece constante antes e durante uma falta fase terra, tanto com medição na subestação, quanto na carga. Todavia, para a medição de potência reativa trifásica, percebeu-se que permaneceu constante apenas a medição na carga, com erro de 0,3%. A medição na subestação apresentou erro de 10,78%, que pode ser explicado pela existência das correntes capacitivas da rede para a terra, que são alteradas durante a falta e somam-se à corrente medida pelos TC's. Por fim, concluiu-se que os transformadores de instrumentos podem ser utilizados para rede ressonante, cuja operação seja por 8 horas ininterruptas, durante uma falta monofásica, desde que observadas as ressalvas apresentadas.

Para as redes MRT, percebeu-se que seria mais viável utilizar transformadores para isolar as redes MRT. Estes transformadores inseridos no início dos alimentadores teriam conexões entre fases no primário, e no secundário uma única bucha com conexão fase a terra, possuindo uma relação de transformação de 23100:13336, no caso da rede da SE de Canudos. Esta solução apresenta custo baixo, além de trazer benefícios como poucos de pontos de manutenção, se comparada a outros tipos de rede. Entretanto, devido a rede estar isolada, a atuação do aterramento ressonante será impedida em faltas que venham a surgir na rede MRT. Outra vantagem desta solução está no

dimensionamento do transformador isolador, que conforme apresentado no Capítulo 4 percebe-se que não terá uma potência significativa, baseado nos dados fornecidos pela concessionária AES Sul. Isto se traduz em um equipamento com custo de aquisição e manutenção inferior.

Em se tratando dos para-raios, a solução ideal seria a aquisição de para-raios de 27 kV para substituir os equipamentos existentes. Mesmo sendo a melhor solução técnica, representa um elevado custo, sendo na ordem de R\$ 300.000,00 (trezentos mil reais). Analisando-se a solução de utilizar para-raios existentes da rede em série com centelhadores, após as simulações realizadas, percebeu-se que seria a melhor opção, sendo viável técnica e financeiramente, visto que o custo para aquisição de centelhadores para atuação em série com os para-raios existentes podem ser da ordem de 30% do custo para aquisição dos para-raios com tensão nominal de 27 kV. Assim, diante desta análise, decidiu prosseguir com esta última solução. Portanto, a partir dos diversos ensaios realizados, pôde-se desenvolver dois produtos a partir de dois fabricantes distintos. Pode-se perceber que os dois modelos apresentaram resultados esperados, considerando NBI de 150 kV. Por fim, os dois modelos foram apresentados à AES Sul, após todo o processo de validação através de ensaios, e a confecção dos catálogos, conforme apresentado nos anexos.

Destaca-se que o emprego da bobina de Petersen como sendo a tecnologia para o aterramento do sistema têm-se mostrado viável mesmo considerando-se os custos agregados ao redimensionamento da coordenação de isolamento, apresentando vantagens e benefícios, independente das soluções alternativas para a coordenação de isolamento, isto porque o sistema neutro ressonante apresenta impactos diretos na redução do número de desligamentos, melhoria nos índices de qualidade, redução do número de acidentes envolvendo faltas à terra e, conseqüentemente, redução do número de indenizações relacionadas a estes acidentes. Ainda, no Brasil, isso é de interesse para as concessionárias, ao se considerar a extensão das redes de distribuição aéreas existentes, mesmo em grandes centros urbanos, favorecendo a ocorrência de graves incidentes. Contudo, sabe-se que é uma quebra de paradigma, além de um trabalho criterioso de coordenação de

isolamento e treinamento de equipe, a implementação deste tipo de aterramento em sistemas de distribuição brasileiros onde já existe a utilização o aterramento por baixa impedância.

Por fim, foi apresentado um conjunto de análises e propostas que podem ser aplicados para qualquer rede de distribuição, tendo como objetivo a coordenação de isolamento, analisando os principais equipamentos da rede e seus problemas para a utilização em rede com aterramento ressonante. Assim, concluiu-se que as principais dificuldades estão atreladas a possibilidade de utilização de alguns equipamentos existentes, como TC, TP, para-raios e isoladores, além de redes MRT, no que diz respeito a suportabilidade da sobretensão por período prolongado, que implica diretamente na segurança, confiabilidade, além do faturamento de energia. Outra dificuldade importante está relacionada aos custos envolvidos na adequação da rede, com compra de equipamento e mão de obra. Entretanto, percebeu-se que é possível contornar essas dificuldades com soluções viáveis técnica e economicamente, sendo possível até mesmo, em alguns casos, utilizar os equipamentos existentes da rede, proporcionando economia para a concessionária, com aquisição de equipamentos e mão de obra, evitando modificações demasiadas para a adequação da rede. Portanto, as soluções técnicas apresentadas se tornam imprescindíveis para as concessionárias que pretendem modificar a filosofia de aterramento sólido para ressonante, que além de tudo, poderão reduzir drasticamente os custos com implantação.

Trabalhos Futuros

Para trabalhos futuros, sugerem-se as seguintes pesquisas:

1. Como foi dito no decorrer deste trabalho, não é possível utilizar redes MRT em redes com aterramento ressonante, sendo necessária a adequação da infraestrutura desde tipo de rede para que seja implementado um segundo condutor, onde todos os transformadores possam ser conectados com o primário entre duas fases; ou utilizar um transformador isolador para separar a rede MRT, e evitar que haja cargas monofásicas sensíveis ao aterramento ressonante. Desta maneira, sugere-se que haja um estudo para avaliar possíveis soluções para a utilização de cargas monofásicas em redes com aterramento ressonante, para evitar problemas com redes MRT, bem como os diversos problemas relatados com cargas monofásicas em geral.
2. Realização de estudo detalhado para mitigar os erros encontrados na simulação realizada para medição de potência reativa trifásica, onde apresentou erro de 10,78% na medição junto à subestação.
3. Sugere-se ainda que seja desenvolvido uma pesquisa para projetar e fabricar um transformador de potencial, que apresente viabilidade técnica e econômica, para que seja conectado entre fase e terra em uma rede com aterramento ressonante. Assim, este TP deverá suportar a sobretensão, durante uma falta monofásica, e principalmente não saturar durante este evento, podendo assim, ser utilizado para medição para faturamento.

Contribuição Técnica

Contribuição na forma de artigos publicados:

1. NUNES, A. A., WANDERLEY NETO, E. T., MARTINEZ, M. L. B., de OLIVEIRA, H. R. P. M. e UCHÔA, J. I. L. "Resonant Grounding Networks: A New Perspective for the Utilization of MOSA with Series Spark Gaps". XI International Symposium on Lightning Protection. XI SIPDA. October, 2011. Fortaleza, Brazil.
2. NUNES, A. A., MARTINEZ, M. L. B., WANDERLEY NETO, E. T., DINIZ, A. M. M., NÓBREGA, A. M., SALUSTIANO, R., de OLIVEIRA, H. R. P. M. e UCHÔA, J. I. L. "Aplicação da Bobina de Petersen em Sistemas de Distribuição Visando Segurança e Estabilidade Através da Eliminação da Corrente de Falta". Electrical Power Transmission and Distribution Live Line Works and Safety Tension in Facilities Maintenance Without AT (V Cites). Salta, Argentina. Agosto, 2011.
3. WANDERLEY NETO, E. T., NUNES, A. A., LOPES, G. P., MARTINEZ, M. L. B. e GOSENHEIMER, E. "Centelhador Série Externo: Extensão da Vida Útil do Para-raios e Redução das Tensões Residuais Sobre os Transformadores em Redes Ressonantes". In: XV Encuentro Iberoamericano del CIGRÉ - ERIAC. Foz do Iguaçu, Paraná, 2013.
4. NUNES, A. A., MARTINEZ, M. L. B., WANDERLEY NETO, E. T., DINIZ, A. M. M., NOBREGA, A. M. e UCHÔA, J. I. L. "Emprego de Centelhadores em Série com Para-raios como Nova Forma de Proteção em Sistemas com Aterramento Ressonante". In: IV Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos. Goiânia, Goiás, 2012.

5. MARTINEZ, M. L. B., WANDERLEY NETO, E. T., e NUNES, A. A. “Externally Gapped Distribution Arresters to Solve TOV Issues”. In: 2013 INMR World Congress. Vancouver, 2013.

Referências Bibliográficas

1. CAMPOS JÚNIOR, I. G. “Aterramento do Ponto Neutro das Redes de Distribuição Através de Bobina Ressonante”. Dissertação de Mestrado. Universidade Federal de Itajubá, 2009.
2. MARTINEZ, M. L. B., WANDERLEY NETO, E. T., NUNES, A. A. “Externally Gapped Distribution Arresters to Solve TOV Issues”. 2013 INMR World Congress. Vancouver, Canada, 2013.
3. Relatório Final - P&D ANEEL PD-0396-0019/2010. Análises de Adaptações nos Sistemas de Isolamento Padrão Visando Operação no Conceito Pleno de Aterramento de Subestações através de Sistema Neutro Ressonante. Itajubá, 2014.
4. MORAES, J. C. Limitação de Correntes de Falta Fase-Terra por meio do Ajuste de Bobina de Petersen em Neutro de Transformadores de Potência. Dissertação de Mestrado. Universidade de Brasília, 2009.
5. WILLIAM, R. and WATERS, M. Neutral Grounding in High Voltage Transmission. Elsevier Publishing Company, London, 1956.
6. CONWELL, R. N. and EVANS R. D. “The Petersen Earth Coil”. 10th Midwinter Convention of the A.I.E.E., New York, February 15-17, 1922.
7. TEIXEIRA, F. B., PAULINO, J. O. S. e ÁVILA, F. A. “Estudo da migração para o aterramento ressonante nas redes de distribuição brasileiras”. IV Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos, SBSE. 2012.
8. SILVEIRA, M., FIGUEIREDO, C., MELLO, G. e MACHADO, S. Resonant Grounding Project – More Reliability and Safety in the Overhead MV systems. AES Congress on Innovation, Technical Excellence and Sustainable Practices. 2013.
9. IEEE Std 142. Recommended Practice for Grounding of Industrial and Commercial Power Systems. 1991.

10. NUNES, A. A., MARTINEZ, M. L. B., WANDERLEY NETO, E. T., DINIZ, A. M. M., NÓBREGA, A. M., SALUSTIANO, R., de OLIVEIRA, H. R. P. M. e UCHÔA, J. I. L. “Aplicação da Bobina de Petersen em Sistemas de Distribuição Visando Segurança e Estabilidade Através da Eliminação da Corrente de Falta”. *Electrical Power Transmission and Distribution Live Line Works and Safety Tension in Facilities Maintenance Without AT (V Cittes)*. Salta, Argentina. Agosto, 2011.
11. TEIXEIRA, F. B. “Estudo da Aplicação do Aterramento Ressonante em Redes de Distribuição com Ramais Monofásicos e Bifásicos”. Dissertação de Mestrado. Universidade Federal de Minas Gerais. Março, 2012.
12. NUNES, A. A., MARTINEZ, M. L. B., WANDERLEY NETO, E. T., DINIZ, A. M. M., NOBREGA, A. M. e UCHÔA, J. I. L. Emprego de Centelhadores em Série com Para-raios como Nova Forma de Proteção em Sistemas com Aterramento Ressonante. In: IV Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos. Goiânia, Goiás. 2012.
13. SILVEIRA, M. S., TELLES, P., COMASSETTO, L., MACHADO, S. R. D, MELLO, G. e FIGUEIREDO, C. E. C. Projeto Neutro Ressonante AES Sul. XXI Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica. SENDI 2014.08 a 13 de novembro, Santos, SP. Brasil.
14. WEN, W., YAN, L., ZENG, X., FAN, B. and GUERRERO, J. M. “Principle and Design of a Single-Phase Inverter-Based Grounding System for Neutral-to-Ground Voltage Compensation in Distribution Networks”. *IEEE Transactions on Industrial electronics*. Vol. 64, No. 2, February 2017.
15. WINTER, K. “THE RCC Ground Fault Neutralizer - A Novel Smart Grid Protection”. *International Conference on Electricity Distribution, CIDEL*. Buenos Aires, Argentine. 22-24 September 2014.
16. LIN, X., HUANG, J., KE S. “Faulty Feeder Detection and Fault Self-Extinguishing by Adaptive Petersen Coil Control”. *IEEE Transactions on Power Delivery*. Vol. 26, No. 2, April 2011.
17. WINTER, K. “THE RCC Ground Fault Neutralizer - A Novel Scheme for Fast Earth-Fault Protection”. *18th International Conference on Electricity Distribution, CIRED*. Turin, 6-9 June 2005.

18. ROBERTS, J., ALTUVE, H. J. e HOU, D. “Análise dos Métodos de Proteção Contra Falhas à Terra nos Sistemas da Distribuição Aterrados, não Aterrados e Compensados”. Schweitzer Engineering Laboratories, Inc – SEL, 2001.
19. MAMEDE FILHO, J. e MAMEDE, D. R. Proteção de Sistemas Elétricos de Potência, Editora LTC. Rio de Janeiro. 2011.
20. LAVORIN, R., HOU, D., ALTUVE, H. J., FISCHER, N., CALERO, F. “Selecting Directional Elements for Impedance-Grounded Distribution Systems”. 34th Annual Western Protective Relay Conference. Spokane, Washington. October 16–18, 2007.
21. WINTER, K., SILVEIRA, M. “The RCC Ground Fault Neutralizer: First Brazilian Pilot Installation”. PAC World Conference Latin America. Florianópolis, Brazil. November 21-23, 2012.
22. HÄNNINEN, S. “Single phase earth faults in high impedance grounded networks: Characteristics, indication and location”. Dissertation for the degree of Doctor of Technology. Espoo 2001. Technical Research Centre of Finland, VTT Publications 453.
23. XUE, Y. D., XU, B. Y., WANG, Z. H. “The fault location technology using transient signals for single phase earth fault in non-solidly earthed network”. 22nd International Conference on Electricity Distribution, CIRED. Stockholm, 10-13 June 2013. Paper 0953.
24. COPEL - COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA. Manuais de Instruções Técnicas. Curitiba, 2004.
25. ÁVILA, A. F., ARAÚJO, A. E. A., CARDOSO, E. N., PAULINO, J. O. S. e COSTA, P. F. “Aterramento do Neutro dos Transformadores de subestações de Distribuição de 138 kV – Um Estudo de Engenharia”. Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica – SNPTEE. Outubro, 2007. Rio de Janeiro, RJ.
26. AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, ANEEL. “Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST”. Módulo 8 – Qualidade da Energia Elétrica.
27. HOSSEINZADEH, N., MAYER, J. E. and WOLFS, P.J. “Rural Single Wire Earth Return distribution networks – Associated problems and cost-effective

- solutions”. International Journal of Electrical Power & Energy Systems. Volume 33, Issue 2, February 2011, Pages 159–170.
28. FUCHS, R. D. “Transmissão de Energia Elétrica: Linhas Aéreas”. Teoria das Linhas em Regime Permanente. Volume 2. Livros Técnicos e Científicos. 1977.
29. ARRUDA, E. F. “Análise de Distúrbios Relacionados com a Qualidade da Energia Elétrica Utilizando a Transformada Wavelet”. Dissertação de Mestrado. São Carlos, SP. 2003.
30. AZEVEDO, J. W. C. Análise tridimensional de sistema de aterramento. Dissertação de Mestrado. 1978.
31. KINDERMANN, GERALDO. “Curto Circuito”. Editora Sagra-DC Luzzato, 1 edição. Porto Alegre, 1992.
32. ABNT. NBR 6939. Coordenação do isolamento - Procedimento. 2000.
33. INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION, IEC. “IEC 60071-1. Insulation co-ordination - Part 1: Definitions, principles and rules”. 2011.
34. INDUSCABOS – CONDUTORES ELÉTRICOS. Catálogo de Cabos de Média Tensão 3,6 kV-35 kV.
35. MD POLICABOS. Muflas, Terminação/Terminal. Disponível em: <http://www.mdpolicabos.com.br/cabos_terminacao.asp>. Acesso em: 15 de junho de 2017.
36. WANDERLEY NETO, E. T., NUNES, A. A., LOPES, G. P., MARTINEZ, M. L. B. e GOSENHEIMER, E. “Centelhador Série Externo: Extensão da Vida Útil do Para-raios e Redução das Tensões Residuais Sobre os Transformadores em Redes Ressonantes”. In: XV Encuentro Iberoamericano del CIGRÉ - ERIAC, 2013, Foz do Iguaçu, Paraná. XV Encuentro Iberoamericano del CIGRÉ - ERIAC, 2013.
37. Portal Brasil. Brasil é líder mundial na incidência de raios por ano. Disponível em: <<http://www.brasil.gov.br/meio-ambiente/2016/10/brasil-e-lider-mundial-na-incidencia-de-raios-por-ano>>. Acesso em: 21 jun. 2017.
38. KUFFEL, E., ZAENGL, W. S. and KUFFEL, J. “High Voltage Engineering: Fundamentals”. Second edition. Published by Butterworth-Heinemann. 2000.

39. INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION, IEC. “IEC 60502-2: Power cables with extruded insulation and their accessories for rated voltages from 1 kV ($U_m = 1,2$ kV) up to 30 kV ($U_m = 36$ kV) - Part 2: Cables for rated voltages from 6 kV ($U_m = 7,2$ kV) up to 30 kV ($U_m = 36$ kV)”. 2014.
40. INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION, IEC. IEC 60060-1 Ed. 3.0: “High-voltage test techniques - Part 1: General definitions and test requirements”. 2008.
41. INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION, IEC. “IEC 61869-3 Ed. 1.0: Instrument transformers – Part 3: Additional requirements for inductive voltage transformers”. 2011.
42. MARTINEZ, M. L. B., SALLES, C., FIGUEIRA, A. D., OLIVEIRA, H. R. P. M. OLING, R. and VIOLIN, A. “Analysis of Distribution Class 25 kV under Directed Lightning Stokes or lightning Induced”. Proceedings of The 17th CIRED - International Conference on Electricity Distribution. Barcelona, 2003.
43. ABB. “TOV capability and protective characteristics for surge arresters type EXLIM and PEXLIM”. 1HSM 9543 13-01en Edition 2, 2004-11. Technical information.
44. SILVA NETO, A. “Tensões induzidas por descargas atmosféricas em redes de distribuição de baixa tensão”. Dissertação de Mestrado. Escola Politécnica da Universidade de São Paulo. São Paulo. 2004.
45. ABB. “Zinc Oxide Surge Arrester PEXLIM R Buyer’s Guide”. Surge Arresters. Technical information.
46. WANDERLEY NETO, E. T., NUNES, A. A., MARTINEZ, M. L. B., OLIVEIRA, H. R. P. M., UCHÔA, J. I L. “Resonant Grounding Networks: A New Perspective for the Utilization of MOSA with Series Spark Gaps”. XI International Symposium on Lightning Protection, SIPDA. Fortaleza, Brazil, 2011.
47. IEEE. “IEEE Std C62.11a - Metal-Oxide Surge Arresters for AC Power Circuits (>1 kV) - Amendment 1: Short-Circuit Tests for Station, Intermediate, and Distribution Arresters”. 2008.

48. INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION, IEC. IEC 60099-1: "Surge Arresters – Part 1: Non-linear resistor type gapped surge arrester for a.c. systems". 1999.
49. FARIA, G. H. "Estudo do comportamento da isolação de chaves fusíveis de média tensão frente à ocorrência de surtos não padronizados". Trabalho final de graduação. Laboratório de Alta Tensão. Universidade Federal de Itajubá. Junho, 2015.
50. ABNT. NBR 5309. Para-raios de resistor não-linear a carboneto de silício (SiC) para circuitos de potência de corrente alternada - Método de ensaio. 1991.

ANEXO A

Códigos	Códigos dos nós		Tipo de cabo	Comprimento (km)
	Início do trecho	Final do trecho		
1	854	705	3#4/OCA	0,245
2	705/715	682/680	3#2CA	0,255
3	795	716	3#4/OCA	0,295
4	716	666	3#6CC	0,620
5	716	722	3#4/OCA	0,240
6	722	652/667/662/633	3#2CA	0,348
7	722	651	3#4/OCA	0,288
8	651	789	3#6CC	0,665
9	726	656	3#4/OCA	0,283
10	661	847	3#4CA	0,799
11	733	672	3#4CA	0,302
12	872/705	736/683	3#4/OCAA	0,300
13	736	739	3#4/OCAA	0,244
14	739/710	710/748	3#4/OCAA	0,642
15	710	712	3#4/OCA	1,024
16	712	751	3#4/OCA	0,420
17	751	774	3#4/OCAA	0,456
18	774	757	3#4/OCAA	0,329
19	757	498	3#4CA	0,288
20	515	760	3#4/OCAA	0,255
21	760	NHA-180	3#4/OCAA	0,318
22	700	785	3#4/OCA	0,636
23	912	499	3#4CA	0,782
24	497	796	3#2CA	0,430
25	788/891	820/849	3#4/OCA	0,419
26	766/820	529/NHA-183	3#6CC	0,609
27	887	569	3#4CA	0,266
28	864	593	3#2CA	0,343
29	768	772	3#4CA	0,451
30	760	520	3#4CA	0,222
31	823	825	3#4CA	0,361
32	823	833	3#2CA	0,343
33	834	557	3#2CA	0,222
34	529/833	572/545	3#2CA	0,393
35	823	597	3#2CA	0,390
36	824	599	3#4CA	0,358
37	825	588	3#2CA	0,284
38	825	544	3#4CA	0,477
39	820	817	3#4/OCA	0,340
40	817	811	3#4/OCA	0,258
41	816	614	3#2CA	0,420
42	817	604	3#6CC	0,400
43	811	806	3#4/OCA	0,407
44	811	621	3#4CA	0,442
45	806	802	3#4/OCA	0,225
46	735	637	3#2CA	0,457
47	737	668	3#2CA	0,330
48	739	514	3#2CA	0,500
49	739	671	3#2CA	0,304
50	736/742	791/860	3#4CA	0,584
51	747	562	3#4CA	0,296
52	861	845	3#2CA	0,251
53	712	556	3#2CA	0,635
54	751	503	3#4CA	0,399
55	752	535	3#6CC	0,365
56	752	749	3#4/OCAA	0,245
57	749/809	496/616	3#2CA	0,342
58	752/749/774/757/743	504/513/700/515/551	3#4/OCA	0,480
59	860/856	587/689	3#2CAA	0,224

ANEXO B

Pode-se ver os pontos obtidos em todos os ensaios com o centelhador da empresa Orteng, entre a Figura 67 e a Figura 71.

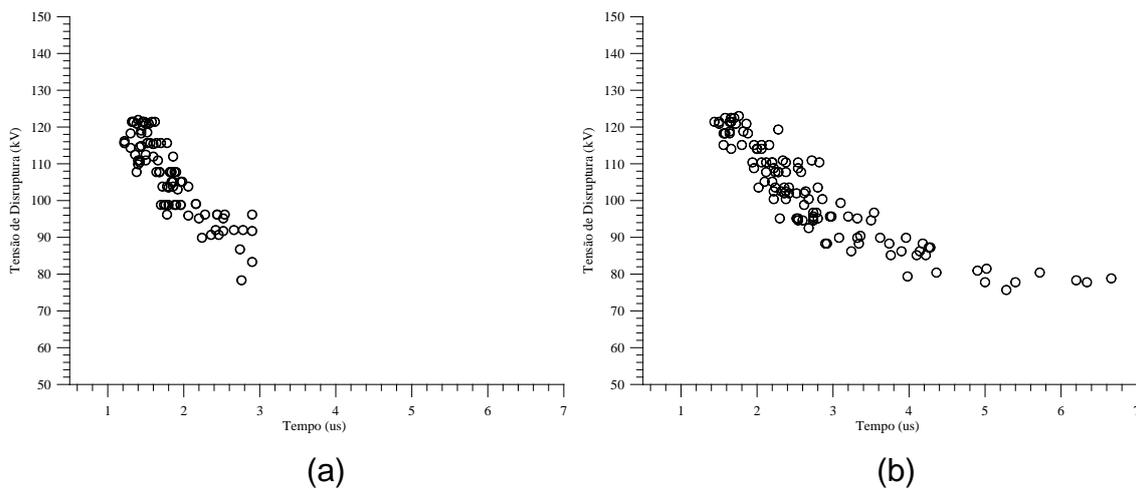


Figura 67 - Curvas para o centelhador Orteng em série com o para-raios Balestro de 21 kV. (a) Polaridade Positiva. (b) Polaridade Negativa.

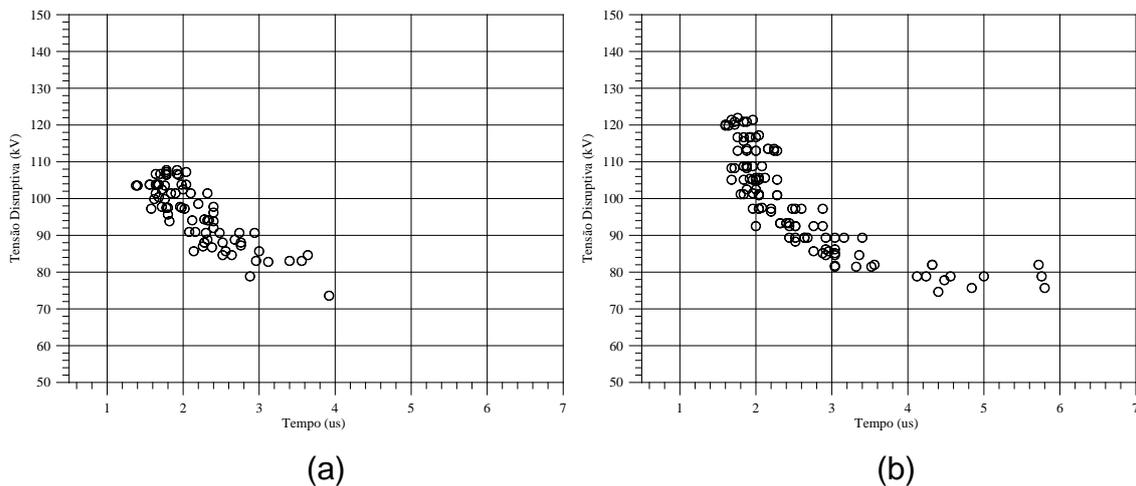


Figura 68 - Curvas para o centelhador Orteng em série com o para-raios Delmar de 21 kV. (a) Polaridade Positiva. (b) Polaridade Negativa.

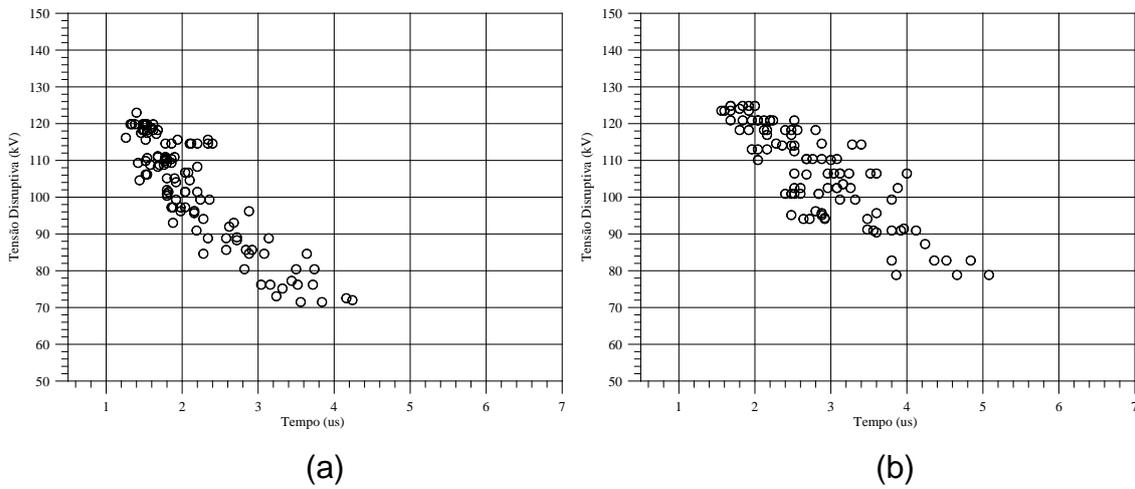


Figura 69 - Curvas para o centelhador Orteng em série com o para-raios Polim ABB de 22,5 kV. (a) Polaridade Positiva. (b) Polaridade Negativa.

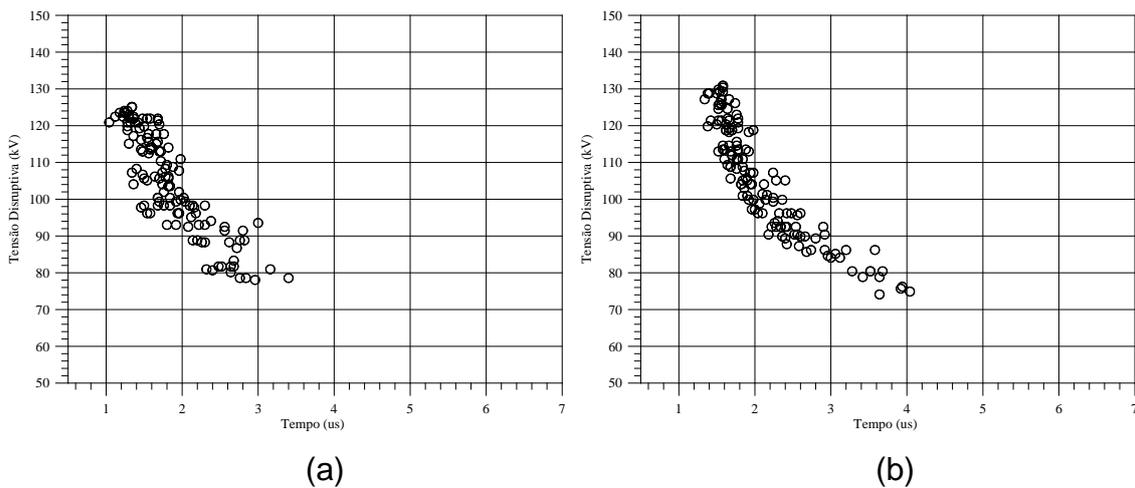


Figura 70 - Curvas para o centelhador Orteng em série com o para-raios Balestro de 24 kV. (a) Polaridade Positiva. (b) Polaridade Negativa.

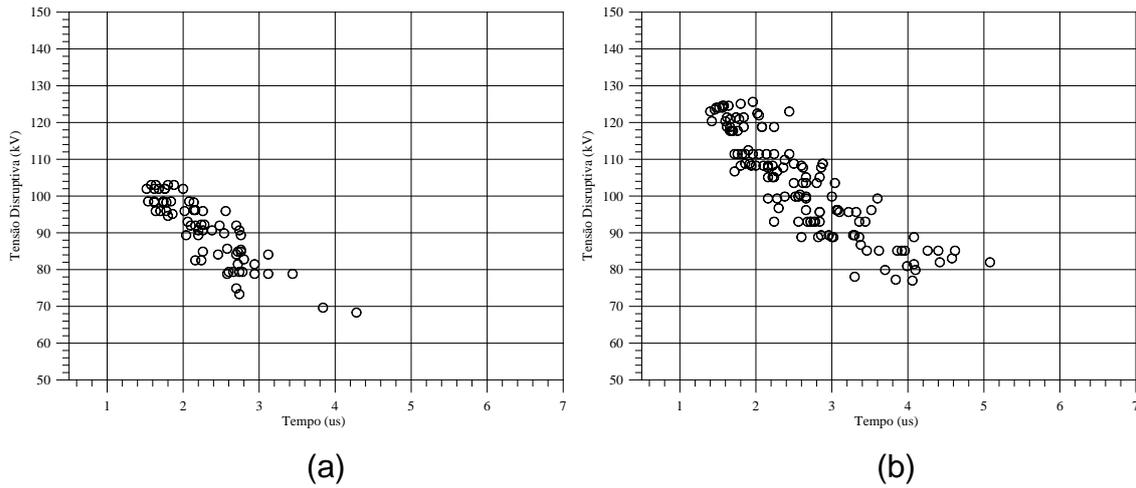


Figura 71 - Curvas para o centelhador Orteng em série com o para-raios Kee de 24 kV. (a) Polaridade Positiva. (b) Polaridade Negativa.

Pode-se ver os pontos obtidos em todos os ensaios com o centelhador da empresa Santana, entre a Figura 72 e a Figura 76.

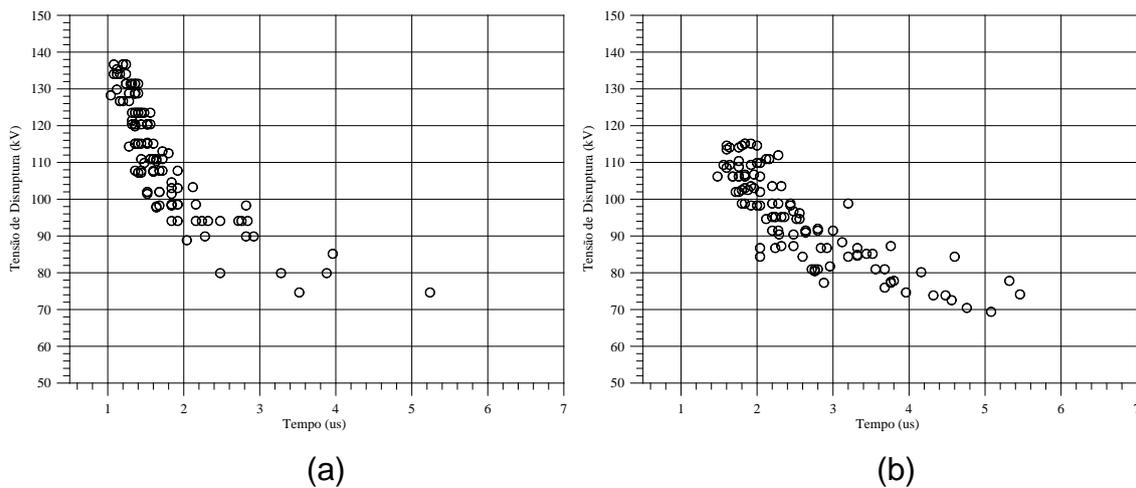


Figura 72 - Curvas para o centelhador Santana em série com o para-raios Balestro de 21 kV. (a) Polaridade Positiva. (b) Polaridade Negativa.

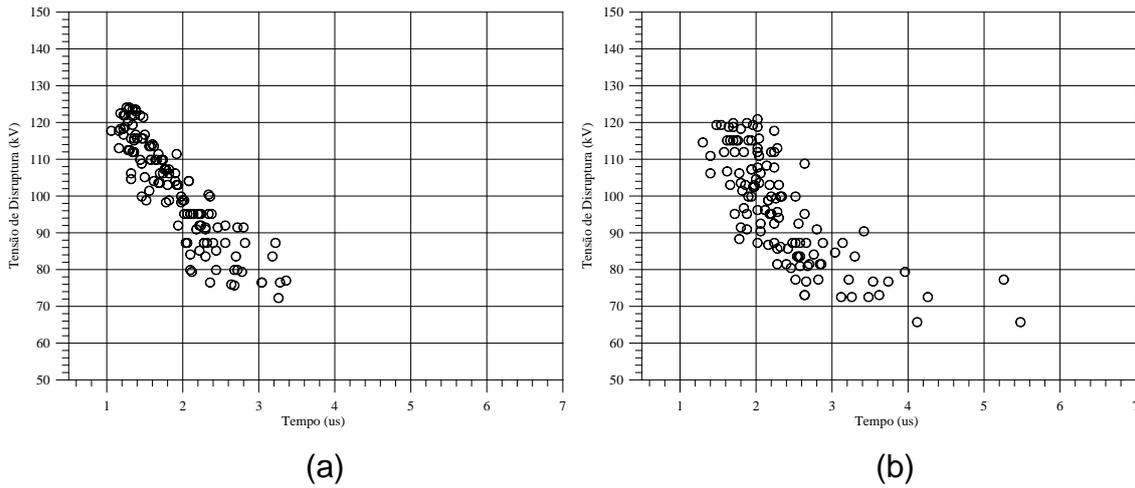


Figura 73 - Curvas para o centelhador Santana em série com o para-raios Delmar de 21 kV. (a) Polaridade Positiva. (b) Polaridade Negativa.

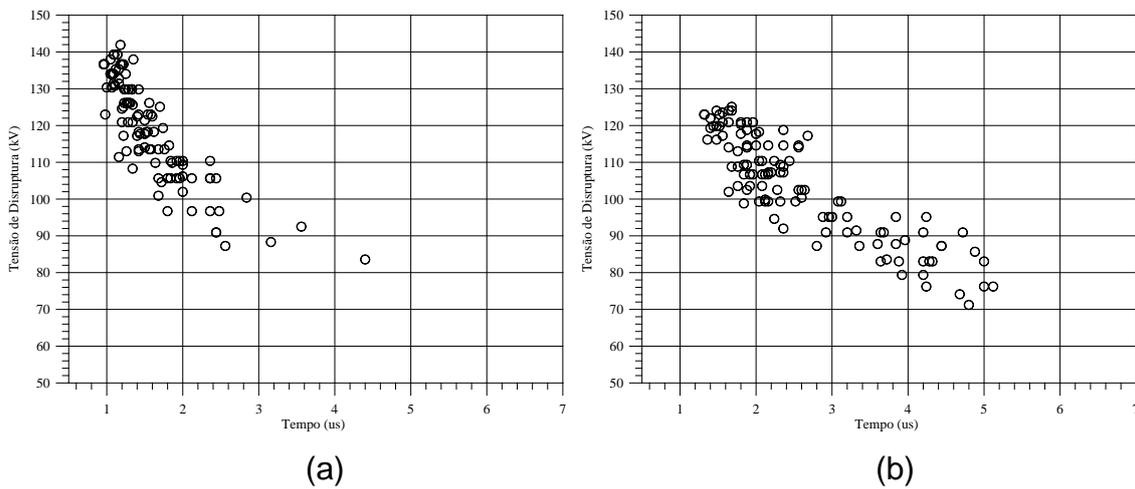


Figura 74 - Curvas para o centelhador Santana em série com o para-raios Polim ABB de 22,5 kV. (a) Polaridade Positiva. (b) Polaridade Negativa.

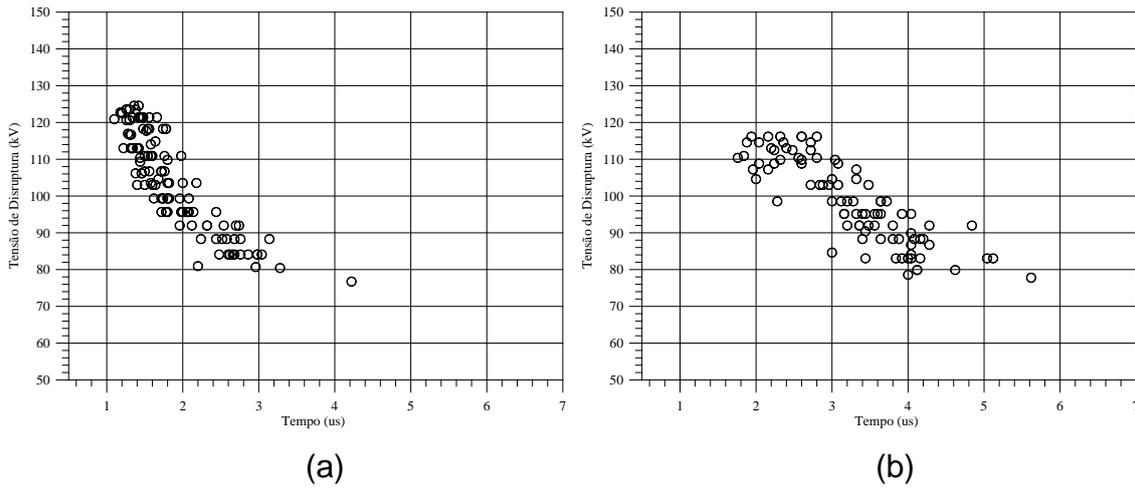


Figura 75 - Curvas para o centelhador Santana em série com o para-raios Balestro de 24 kV. (a) Polaridade Positiva. (b) Polaridade Negativa.

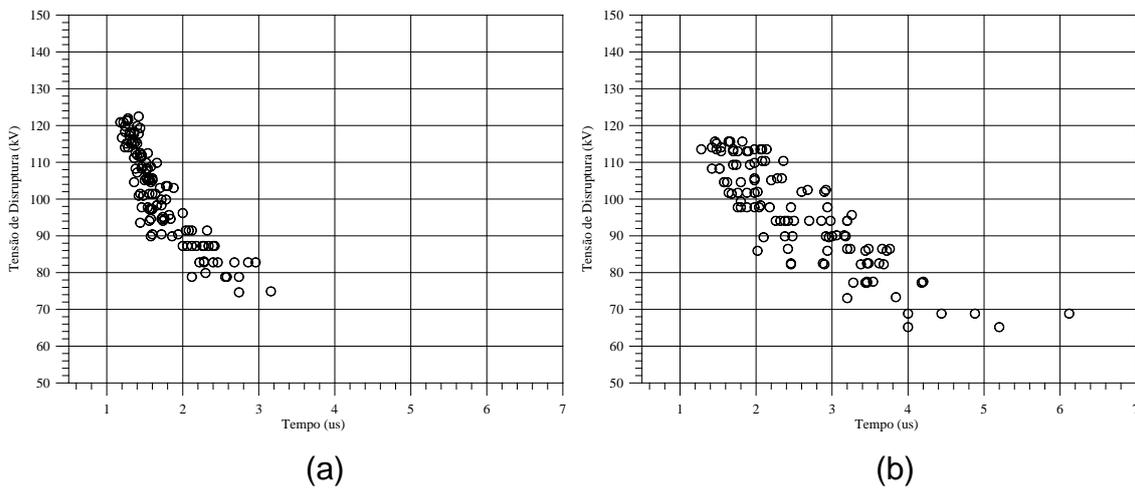


Figura 76 - Curvas para o centelhador Santana em série com o para-raios Kee de 24 kV. (a) Polaridade Positiva. (b) Polaridade Negativa.

ANEXO C

	1	2	3																														
A																																	
B																																	
C	<p>Ensaio do Centelhador Os ensaios foram realizados considerando três tensões nominais de para-raios, 21, 22.5 e 24 KV, segundo os padrões: IEC 62217(1), IEC 60099-(2), IEC 60060-1 (3), 60099-(4) e IEC 62217-(1). Através de ensaios de up and down, obtiveram-se as tensões do centelhador, ver tabela 01.</p> <p>Tabela 01-Tensões de ruptura do centelhador em série com para-raios.</p> <table border="1" style="margin-left: auto; margin-right: auto;"> <thead> <tr> <th>Tensão Nominal</th> <th>V50% (Polaridade Positiva)</th> <th>V50% (Polaridade Negativa)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>21KV</td> <td>76.4KV</td> <td>83.8KV</td> </tr> <tr> <td>22.5KV</td> <td>78.6KV</td> <td>84.7KV</td> </tr> <tr> <td>24KV</td> <td>77.7KV</td> <td>88.2KV</td> </tr> </tbody> </table> <p>A característica Tensão disruptiva versus Tempo para a polaridade positiva, mostrada na Figura 01, representa todas as situações ensaiadas para esta polaridade, ou seja, os ensaios com as três tensões nominais de para-raios. Assim, nestas situações não deverá ocorrer pontos acima da curva.</p>		Tensão Nominal	V50% (Polaridade Positiva)	V50% (Polaridade Negativa)	21KV	76.4KV	83.8KV	22.5KV	78.6KV	84.7KV	24KV	77.7KV	88.2KV	<p>NOTAS: PEÇA 01 MAT.: ALUMINIO PEÇA 02 MAT.: ALUMINIO PEÇA 03 BARRA ROSCADA M10X 60mm MAR.: AÇO INOX PEÇA 04 MAT.: RESINA CICLOALIFÁTICA NA COR CINZA CLARO</p> <p>A característica Tensão disruptiva versus Tempo para polaridade negativa, mostrada na Figura 02, foi obtida de maneira idêntica à da característica para a polaridade positiva.</p>																		
Tensão Nominal	V50% (Polaridade Positiva)	V50% (Polaridade Negativa)																															
21KV	76.4KV	83.8KV																															
22.5KV	78.6KV	84.7KV																															
24KV	77.7KV	88.2KV																															
D	<p>Figura 01- Característica Tensão Disruptiva versus Tempo para a polaridade positiva.</p>		<p>Figura 02- Característica Tensão Disruptiva versus Tempo para polaridade negativa.</p>																														
<table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr> <td style="width: 15%;"></td> </tr> <tr> <td>REV.</td> <td>SOLICITANTE</td> <td>DATA</td> <td>ALTERAÇÕES</td> <td>VISTO</td> <td>TODOS OS DIREITOS DE MODIFICAÇÃO RESERVADOS</td> </tr> <tr> <td colspan="2"> </td> <td>APROVAÇÃO</td> <td>DESENHISTA</td> <td>DATA</td> <td></td> </tr> <tr> <td colspan="2"></td> <td>MGCM</td> <td>AUREO</td> <td>29/05/12</td> <td></td> </tr> <tr> <td colspan="4" style="text-align: center;">CENTELHADOR</td> <td> </td> <td> UNIDADE mm PESO 1,2 Kg ESCALA CONTROLE Nº 4107953-001 DESENHO Nº </td> </tr> </table>										REV.	SOLICITANTE	DATA	ALTERAÇÕES	VISTO	TODOS OS DIREITOS DE MODIFICAÇÃO RESERVADOS			APROVAÇÃO	DESENHISTA	DATA				MGCM	AUREO	29/05/12		CENTELHADOR					UNIDADE mm PESO 1,2 Kg ESCALA CONTROLE Nº 4107953-001 DESENHO Nº
REV.	SOLICITANTE	DATA	ALTERAÇÕES	VISTO	TODOS OS DIREITOS DE MODIFICAÇÃO RESERVADOS																												
		APROVAÇÃO	DESENHISTA	DATA																													
		MGCM	AUREO	29/05/12																													
CENTELHADOR					UNIDADE mm PESO 1,2 Kg ESCALA CONTROLE Nº 4107953-001 DESENHO Nº																												

