



PROTEÇÃO DE PERDA DE SINCRONISMO – APLICAÇÃO E AVALIAÇÃO NO
SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL BRASILEIRO

Thiago Fernandes Neri

Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica, COPPE, da Universidade Federal do Rio de Janeiro, como parte dos requisitos necessários à obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica.

Orientadores: Sebastião Ércules Melo de Oliveira

Antonio Carlos Siqueira de Lima

Rio de Janeiro

Junho de 2015

PROTEÇÃO DE PERDA DE SINCRONISMO – APLICAÇÃO E AVALIAÇÃO NO
SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL BRASILEIRO

Thiago Fernandes Neri

DISSERTAÇÃO SUBMETIDA AO CORPO DOCENTE DO INSTITUTO ALBERTO
LUIZ COIMBRA DE PÓS-GRADUAÇÃO E PESQUISA DE ENGENHARIA (COPPE)
DA UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO COMO PARTE DOS
REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE MESTRE EM
CIÊNCIAS EM ENGENHARIA ELÉTRICA.

Examinada por:

Prof. Sebastião Ércules Melo de Oliveira, D.Sc.

Prof. Antonio Carlos Siqueira de Lima, D.Sc.

Prof. Marco Antonio Macciola Rodrigues, D.Sc.

Prof. Ricardo Mota Henriques, D.Sc.

RIO DE JANEIRO, RJ - BRASIL

JUNHO DE 2015

Neri, Thiago Fernandes

Proteção de Perda de Sincronismo – Aplicação e Avaliação no Sistema Interligado Nacional Brasileiro/Thiago Fernandes Neri – Rio de Janeiro: UFRJ/COPPE, 2015.

XVIII, 171p.: il.; 29,7 cm.

Orientadores: Sebastião Ércules Melo de Oliveira
Antonio Carlos Siqueira de Lima

Dissertação (mestrado) – UFRJ/ COPPE/ Programa de Engenharia Elétrica, 2015.

Referências Bibliográficas: p. 162 - 165

1. Proteção de Perda de Sincronismo 2. Interligações Sistêmicas 3. Sistema Interligado Nacional I. Oliveira, Sebastião Ércules Melo de *et al* . II. Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE, Programa de Engenharia Elétrica. III. Título.

Dedico esta tese a Deus por me amparar nos momentos difíceis, me dar força interior para superar as dificuldades e me suprir em todas as necessidades através da alegria, saúde e paz.

AGRADECIMENTOS

A Deus, pela sua presença constante na minha vida, sem que eu precise pedir, pelo auxílio nas minhas escolhas e me confortar nas horas difíceis.

A minha esposa Lívia, pelo incentivo, amor, compreensão e encorajamento durante a elaboração da dissertação.

Ao meu futuro filho Lucas, que Deus me concederá em outubro deste ano.

Aos meus pais, Marlene e Lidinei, que sempre me apoiaram e confiaram no meu sucesso profissional.

A meu irmão Marcel e a minha tia Ângela, pela amizade e compreensão e aos meus avós Ladislau (*in memorian*), Jurema (*in memorian*), Gabriel (*in memorian*), e Adelaide (*in memorian*), por colaborarem na minha educação me tornando a pessoa que sou hoje.

Aos meus orientadores, Sebastião Ércules Melo de Oliveira e Antonio Carlos Siqueira de Lima, pelo ensino, apoio, estímulo, competência e, sobretudo, pela confiança e contribuição decisiva na execução deste trabalho.

Aos professores Sebastião Ércules Melo de Oliveira, Antonio Carlos Siqueira de Lima, Marco Antônio Macciola Rodrigues e Ricardo Mota Henriques por se disponibilizarem a participar da Banca Examinadora.

Ao ONS pelo incentivo de realização do mestrado, me proporcionando a oportunidade ímpar de realização deste curso.

Aos meus colegas de trabalho do ONS, Antônio Felipe da Cunha de Aquino e Joana Magda Reis, pelo apoio técnico na elucidação de inúmeras dúvidas e pelas reuniões e debates realizados sobre o tema.

Aos docentes da UFRJ pela experiência acadêmica transmitida que é de extrema importância para o crescimento profissional.

A todos os colegas da pós-graduação pelo convívio.

Resumo da Dissertação apresentada à COPPE/UFRJ como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Mestre em Ciências (M.Sc.)

PROTEÇÃO DE PERDA DE SINCRONISMO – APLICAÇÃO E AVALIAÇÃO NO SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL BRASILEIRO

Thiago Fernandes Neri

Junho/2015

Orientadores: Sebastião Ércules Melo de Oliveira

Antonio Carlos Siqueira de Lima

Programa: Engenharia Elétrica

Este trabalho tem como objetivo a realização de estudo sobre o desempenho da Proteção de Perda de Sincronismo – PPS, aplicado ao Sistema Interligado Nacional – SIN. Inicialmente, apresentam-se aspectos teóricos e práticos sobre as filosofias de ajustes e os requisitos mínimos dessa proteção conforme definidos nos Procedimentos de Rede do Sistema Elétrico Brasileiro – SEB referente a esta proteção. Para a avaliação do desempenho dessa proteção consideram-se dois casos reais, onde é possível observar o comportamento desta proteção no Sistema Elétrico Brasileiro. Para exemplificar o cálculo do ajuste dos parâmetros do relé foi utilizado o seu respectivo manual, onde é necessária a aplicação de equivalentes de barra. Para ilustrar os ajustes dos parâmetros do relé foi utilizado o programa MATLAB.

Para a realização das simulações foram escolhidos dois casos reais ocorridos no SIN. Estes casos foram analisados através dos programas computacionais ANAREDE e ANATEM, ambos disponibilizados pelo CEPEL.

Abstract of Dissertation presented to COPPE/UFRJ as a partial fulfillment of the requirements for the degree of Master of Science (M.Sc.)

OUT OF STEP PROTECTION – APPLICATION AND EVALUATION AT THE
BRAZILIAN NATIONAL INTERCONNECTED SYSTEM

Thiago Fernandes Neri

June/2015

Advisors: Sebastião Ércules Melo de Oliveira

Antonio Carlos Siqueira de Lima

Department: Electrical Engineering

This paper aims to present a detailed study on the performance of systemic protection – Out-of-step. Initially, theoretical and practical aspects of the philosophies of adjustments regarding this protection and the minimum requirements of this protection as defined in the Brazilian Electrical System Procedures are presented. To evaluate the performance of protection two real cases are considered, where simulations show the behavior of this protection in the Brazilian Electric Power System. For the adjustment of the relay settings, busbar equivalents were used, following the recommendation of the manufacturer's manual; the adjustment was aided by the MATLAB program.

For carrying out the simulations two real cases occurred in SIN (National Interconnected System) were chosen. The computer programs ANAREDE and ANATEM both offered by CEPEL, were used.

SUMÁRIO

CAPÍTULO I INTRODUÇÃO.....	1
I.1 Aspectos Introdutórios.....	1
I.2 Motivação	3
I.3 Objetivo	3
I.4 Revisão Bibliográfica	5
I.5 Estrutura do Texto	8
CAPÍTULO II SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO.....	10
II.1 Descrição do Modelo Organizacional do Setor Elétrico Brasileiro	10
II.2 Descrição do Sistema Interligado Nacional	15
II.3 Interligações Regionais.....	20
II.3.1 Interligação Sul – Sudeste/Centro-Oeste.....	22
II.3.2 Interligação Acre/Rondônia – Sudeste/Centro-Oeste	24
II.3.3 Interligação Norte – Sudeste/Centro-Oeste.....	24
II.3.4 Interligação Nordeste – Sudeste/Centro-Oeste	25
II.3.5 Interligação Norte – Nordeste	26
II.4 Interligações dos Sistemas Isolados ao SIN	27
II.4.1 Interligação Tucuruí – Macapá – Manaus.....	27
II.4.2 Interligação Manaus – Boa Vista	29
II.5 Interligações com Países Fronteiriços ao Brasil.....	29
II.5.1 Interligação com a Venezuela	30
CAPÍTULO III ASPECTOS TEÓRICOS PARA OSCILAÇÕES DE POTÊNCIA E PERDA DE SINCRONISMO	31
III.1 Estabilidade de Sistema Elétrico de Potência.....	31
III.1.1 Transferência de Potência entre Duas Fontes Equivalentes.....	33
III.1.2 Critério de Áreas Iguais.....	35
III.2 Relés e Sistemas de Proteção.....	37
III.2.1 Relé de Distância.....	38
III.2.2 Proteção de Sistemas de Transmissão com Relés de Distância	41
III.3 Proteção por Oscilações de Potência e Perda de Sincronismo	43
III.3.1 Distinção entre Oscilação de Potência e Perda de Sincronismo	44

III.3.2	Impedância Medida pelo Relé Durante Oscilações de Potência	46
III.3.3	Métodos de Detecção de Oscilações de Potência e Perda de Sincronismo.....	50
III.3.3.1	Método das Características Concêntricas.....	51
III.3.3.2	Método com <i>Blinder</i> Simples ou Duplo.....	53
III.3.3.3	Método Rdot.....	54
III.3.3.4	Método Cálculo da Impedância Contínua.....	57
III.3.3.5	Método da Taxa de Variação da Amplitude da Tensão no Centro Elétrico....	58
III.3.3.6	Método Baseado em Sincrofasores	62
III.3.4	Filosofias de Bloqueio das Proteções de Distância por Oscilação de Potência – OSB e Função de Disparo por Perda de Sincronismo – OST	63
III.3.4.1	Bloqueio das Proteções de Distância por Oscilação – OSB.....	63
III.3.4.2	Função de Disparo de Perda de Sincronismo – OST	67
III.3.5	Considerações quanto aos Ajustes dos Temporizadores OSBD e OSTD	70
III.3.6	Cuidados a serem tomados quanto aos Ajustes dos Temporizadores OSBD e OSTD	76
III.3.7	Efeito de Oscilações de Potência nos Relés de Distância	79
III.4	Comportamento da Proteção de Distância para Falhas Durante Oscilações	80
III.4.1	Lógica UBOSB para Falhas Assimétricas Durante Oscilações no Sistema	80
III.4.2	Lógica UBOSB para Falhas Trifásicas Durante Oscilações no Sistema	81
III.5	Recursos dos Relés de Proteção de Diversos Fabricantes para Detecção de Oscilações.....	82
III.5.1	Método Fabricante ABB	82
III.5.2	Método Fabricante Siemens.....	83
III.5.3	Método Fabricante Alstom/Schneider.....	86
III.5.4	Método Fabricante Schweitzer.....	88
CAPÍTULO IV APLICAÇÃO DE PROTEÇÃO DE PERDA DE SINCRONISMO NO SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL		89
IV.1	Proteções de Perda de Sincronismo em atividade no SIN.....	89
IV.2	Casos reais de ocorrências no Sistema Interligado Nacional com atuação da Proteção de Perda de Sincronismo	91

IV.3	Estatística de Desligamentos com Natureza Elétrica “Oscilação de Potência” nas Interligações do SIN no período de 2010 a 2013	102
IV.4	Ajustes da Proteção de Perda de Sincronismo nas interligações do SIN	104
IV.4.1	Interligação Nordeste – Sudeste/Centro-Oeste	105
IV.4.2	Interligação Norte – Sudeste/Centro-Oeste.....	106
IV.4.3	Interligação Acre/Rondônia – Sudeste/Centro-Oeste	107
IV.4.4	Interligação Sul – Sudeste/Centro-Oeste.....	108
IV.4.5	Interligação Norte – Nordeste	110
IV.5	Modelo de Ajuste dos Parâmetros do relé SEL-421 para Atuação de Proteção de Perda de Sincronismo	112
IV.5.1	Construção do Diagrama RX	114
IV.5.2	Cálculo Teórico dos Parâmetros do Relé SEL 421	118
IV.6	Simulações Realizadas no ANATEM, com Atuação da Proteção de Perda de Sincronismo no Sistema de 230 kV Acre – Rondônia	132
IV.6.1	Cenário I - Sistema Acre – Rondônia Importador (Racro) em Carga Média	134
IV.6.2	Cenário II - Sistema Acre – Rondônia Exportador (Facro) em Carga Média	147
CAPÍTULO V CONCLUSÕES		158
V.1	Sugestões de Trabalhos Futuros	160
V.2	Contribuições.....	161
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS		162
APÊNDICE A – INTERLIGAÇÕES COM PAÍSES FRONTEIRIÇOS AO BRASIL E INTERLIGAÇÕES NO MUNDO.....		166

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura II-1 – Mapeamento Organizacional do Setor Elétrico Brasileiro, [13].	14
Figura II-2 – Configuração do SIN – Sistema de Transmissão 2013/2015, [14].	16
Figura II-3 – Estrutura da capacidade instalada no SIN, [14].	17
Figura II-4 – Interligações Regionais.	22
Figura II-5 – Interligação Sul – Sudeste/ Centro-Oeste, [16].	23
Figura II-6 – Interligação Acre/Rondônia – Sudeste/Centro-Oeste, [16].	24
Figura II-7 – Interligação Norte – Sudeste/Centro-Oeste, [16].	25
Figura II-8 – Interligação Nordeste – Sudeste/Centro-Oeste, [16].	26
Figura II-9 – Interligação Norte – Nordeste, [16].	27
Figura II-10 – Interligação Tucuruí-Macapá-Manaus.	28
Figura II-11 – Interligação Manaus – Boa Vista.	29
Figura II-12 – Interligação Brasil – Venezuela.	30
Figura III-1 – Sistema com duas fontes interligadas por uma linha de transmissão.	33
Figura III-2 – Curva da relação entre ângulo e potência, [4].	34
Figura III-3 – Sistema Transitoriamente Estável $A1=A2$, [4].	36
Figura III-4 – Sistema Transitoriamente Instável $A1>A2$, [4].	36
Figura III-5 – Esquema unifilar do relé 21.	39
Figura III-6 – Características de operação no plano R-X.	40
Figura III-7 – Esquemas de proteção de linhas de transmissão com relés de distância.	42
Figura III-8 – Tensão e corrente durante a perda de sincronismo, [4].	44
Figura III-9 – Distinção entre oscilação e perda de sincronismo.	45
Figura III-10 – Sistema com duas fontes interligadas por uma linha de transmissão.	46
Figura III-11 – Lugar geométrico percorrido pela impedância medida e ilustração do desempenho de um relé de distância tipo mho , que opera quando o ponto P ultrapassa o limite T.	48
Figura III-12 – Trajetória da impedância para diferentes valores de K.	49
Figura III-13 – Formas de elementos de medição de impedância, [11].	52
Figura III-14 – Esquema <i>blinder</i> duplo, [11].	53
Figura III-15 – Plano dR/dt x R, [11].	54
Figura III-16 – Característica da aceleração da resistência, [11].	56

Figura III-17 – Comportamento da inclinação da <i>switching line</i>	57
Figura III-18 – Detecção de oscilação de potência com cálculo da impedância contínua, [11].	58
Figura III-19 – Diagrama de fasor de tensão para um sistema com duas fontes, [11].	59
Figura III-20 – $V\cos\varphi$ é a projeção da tensão local V_S e I é a corrente local, [11].	60
Figura III-21 – Lugar geométrico percorrido pela impedância medida pelo relé de distância, [4].	65
Figura III-22 – Caso com Z_L elevado em comparação a Z_S e Z_R	66
Figura III-23 – <i>Load encroachment</i> de relés modernos.	67
Figura III-24 – Lugar geométrico percorrido pela impedância medida no relé de distância, [4].	68
Figura III-25 – <i>Trip-On-Way-In e Trip-On-Way-Out</i>	70
Figura III-26 – Lógica de contatos da função de bloqueio.	71
Figura III-27 – Lógica de contatos da função de disparo paralelo.	72
Figura III-28 – Lógica de contatos da função de disparo em série.	72
Figura III-29 – Análise da PPS em uma linha.	73
Figura III-30 – Aplicação teórica para a determinação do OSTD e OSBD.	75
Figura III-31 – Ajustes das características internas e externas.	76
Figura III-32 – Lógica de contatos relé Schweitzer.	77
Figura III-33 – Ajustes das características internas com margem de segurança.	77
Figura III-34 – Definição das características da PPS.	78
Figura III-35 – Lógica de contatos da função unblocking para faltas assimétricas.	81
Figura III-36 – Lógica de contatos da função unblocking para faltas trifásicas.	82
Figura III-37 – Característica de Detecção de Oscilação de Potência, [22].	83
Figura III-38 – Característica da detecção de oscilação de potência para um polígono, [23].	84
Figura III-39 – Vetor Impedância durante Oscilação de Potência, [23].	85
Figura III-40 – Trip na entrada do Polígono Característico, [24].	87
Figura III-41 – <i>Trip</i> na saída do Polígono Característico, [24].	87
Figura IV-1 – Visão em tempo real dos dados coletados pelas PMU do projeto MedFasee, [27].	91

Figura IV-2 – Registros de Frequência e tensão da SE São João do Piauí, [28].....	93
Figura IV-3 – Frequência elétrica no sistema Acre – Rondônia e Coletora Porto Velho 500 kV, [29].....	95
Figura IV-4 – Registros de Frequência do Sistema de Medição Fasorial, [30].....	97
Figura IV-5 – Registros Oscilográficos do curto circuito na LT 500 kV Bom Jesus da Lapa – Rio das Éguas e na LT 500 kV Presidente Dutra – Boa Esperança, [30].....	98
Figura IV-6 – Registros de Medição Fasorial de Frequência no SIN.[31].....	100
Figura IV-7 – Projeto piloto (ONS-Alstom/Psymetrix) para o uso dos dados de medição sincronizada de fasores em tempo real.	102
Figura IV-8 – Estatística de desligamentos com natureza elétrica “Oscilação de potência”.	104
Figura IV-9 – Ajuste da PPS no terminal de B.J. Lapa II.	105
Figura IV-10 – Ajuste da PPS nos terminais de Miracema, Gurupi, Serra da Mesa e Serra da Mesa 2.....	106
Figura IV-11 – Ajuste da PPS no terminal de Ji-Paraná.	107
Figura IV-12 – Ajuste da PPS nos terminais de Cascavel Oeste, Assis e Ivaiporã.....	109
Figura IV-13 – Ajuste da PPS nos terminais de Presidente Dutra e Ribeiro Gonçalves....	111
Figura IV-14 – Sistema 500 kV com aplicação do relé SEL421 no lado supridor, [33]....	113
Figura IV-15 – Sistema equivalentado calculado pelo ANAFAS.....	114
Figura IV-16 – Diagrama RX – LT 500 kV Barras S – Barra R no terminal da Barra S... 118	
Figura IV-17 – Relé SEL-421 Schweitzer.....	118
Figura IV-18 - Parâmetros de Ajustes da Característica OOS, [33].....	121
Figura IV-19 – Trajetória da impedância para a determinação do ajuste do OSBD, [33].	125
Figura IV-20 – Características para a determinação do ajuste do OSTD, [33].	127
Figura IV-21 – Características do relé SEL-421 para PPS.....	130
Figura IV-22 – Características da PPS na Barra S para o relé SEL-421.	131
Figura IV-23 – Mapa do Sistema Acre – Rondônia.	133
Figura IV-24 – Condições iniciais para a área de análise da perturbação para o cenário I - ANAREDE.	135
Figura IV-25 – Área de análise da perturbação para o cenário I.....	136

Figura IV-26 – Excursões angulares das unidades geradoras de Jauru, Guaporé, Samuel, Dardanelos e Termonorte II com referência a Itumbiara.	137
Figura IV-27 – Registro de frequência elétrica nas unidades geradoras de Jauru, Guaporé, Samuel, Dardanelos e Termonorte II.....	138
Figura IV-28 – Registros de tensões nos barramentos da área Acre-Rondônia.	138
Figura IV-29 – Comportamento dos fluxos de potência ativos nos principais circuitos de 230 kV do sistema Acre – Rondônia.	139
Figura IV-30 – Trajetórias das impedâncias vista pelo relé no terminal de Ji-Paraná no trecho Ji-Paraná – Pimenta Bueno para os dois circuitos.....	141
Figura IV-31 – Excursões angulares das unidades geradoras de Jauru, Guaporé e Dardanelos com referência a Itumbiara.....	142
Figura IV-32 – Excursões angulares das unidades geradoras de Samuel e Termonorte II com referência a Itumbiara.	143
Figura IV-33 – Registro de frequência elétrica nas unidades geradoras de Jauru, Dardanelos e Guaporé.....	143
Figura IV-34 – Registros de tensões nos barramentos da área Acre-Rondônia.	145
Figura IV-35 – Potência Reativa no CE de Vilhena.....	146
Figura IV-36 – Condições iniciais para a área de análise da perturbação para o cenário II - ANAREDE.	148
Figura IV-37 – Área de Análise da Perturbação para o cenário II.	149
Figura IV-38 – Excursões angulares das unidades geradoras de Jauru, Guaporé, Samuel, Dardanelos e Termonorte II com referência a Itumbiara.	150
Figura IV-39 – Registro de frequência elétrica nas unidades geradoras de Jauru, Guaporé, Samuel, Dardanelos e Termonorte II.....	151
Figura IV-40 – Registros de tensões nos barramentos da área Acre – Rondônia.	151
Figura IV-41 – Comportamento dos fluxos de potência ativos nos principais circuitos de 230 kV do sistema Acre – Rondônia.	152
Figura IV-42 Trajetórias das impedâncias vista pelo relé no terminal de Ji-Paraná no trecho Ji-Paraná – Pimenta para os dois circuitos	154
Figura IV-43 – Excursões angulares das unidades geradoras de Jauru, Guaporé e Dardanelos com referência a Itumbiara.....	155

Figura IV-44 – Excursões angulares das unidades geradoras de Samuel e Termonorte II com referência a Itumbiara.	156
Figura IV-45 – Registro de frequência elétrica nas unidades geradoras de Jauru, Guaporé, Samuel, Dardanelos e Termonorte II.....	156
Figura IV-46 – Registros de tensões nos barramentos da área Acre – Rondônia.	157
Figura A-1– Conversora Uruguaiana.	166
Figura A-2 – Conversora Garabi.	167
Figura A-3 – Conversora Riviera.	168
Figura A-4 – Conversora Acaray.	169

ÍNDICE DE TABELAS

Tabela II-1– Extensão das Linhas de Transmissão do SIN - Km, [15].	19
Tabela II-2– Capacidade de Transformação – MVA, [15].	19
Tabela III-1– Critérios de medição da trajetória do vetor impedância.	86
Tabela IV-1– Estatística de desligamentos com natureza elétrica “Oscilação de potência”.	103
Tabela IV-2 – Ajustes implantados atualmente no terminal de B.J. Lapa II.	106
Tabela IV-3 – Ajustes implantados atualmente nos terminais de Miracema, Gurupi, Serra da Mesa e Serra da Mesa 2.	107
Tabela IV-4 – Ajustes implantados atualmente no terminal de Ji-Paraná.	108
Tabela IV-5 – Ajustes implantados atualmente nos terminais de Cascavel Oeste, Assis e Ivaiporã.	109
Tabela IV-6 – Ajustes implantados atualmente nos terminais de Presidente Dutra e Ribeiro Gonçalves.	112
Tabela IV-7 – Níveis de curtos-circuitos (Caso BR1212A.ANA).	113
Tabela IV-8– Dados de impedância das fontes e linha do Sistema da Figura IV-15.	115
Tabela IV-9– Dados de impedância de transferência da Figura IV-15.	116
Tabela IV-10– Características elétricas do sistema.	119
Tabela IV-11– Valores de ajustes do relé SEL-421.	131
Tabela IV-12– Instalações da Área Acre – Rondônia 230 kV, [36].	133
Tabela IV-13 – Grandezas da Área Acre-Rondônia 230 kV, [36].	134
Tabela IV-14 – Caracterização dos períodos de carga na área 230 kV Acre-Rondônia, [36].	134
Tabela IV-15 – Os ajustes do ERAC para o bloco Acre – Rondônia, [39].	144

ÍNDICE DE ABREVIATURAS

ACL	Ambiente de Contratação Livre
ACR	Ambiente de Contratação Regulada
ANAFAS	Software computacional de Análise de Falhas Simultâneas
ANAREDE	Software Computacional de Análise de Redes
ANATEM	Software Computacional de Análise de Transitórios Eletromecânicos
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
APOL	Faixa de detecção de faltas para o relé 7SA6
CCEE	Câmara Comercialização de Energia Elétrica
CEPEL	Centro de Pesquisas de Energia Elétrica
CMSE	Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico
CNOS	Centro Nacional de Operação do Sistema
CNPE	Conselho Nacional de Política Energética
COSR-NCO	Centro Regional de Operação Norte/Centro-Oeste
COSR-NE	Centro Regional de Operação Nordeste
DFR	Digital Fault Recording
DNAEE	Departamento de Águas e Energia Elétrica
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
GCOI	Grupo Coordenador para Operação Interligada
MAE	Mercado Atacadista de Energia
MATLAB	Linguagem computacional para visualização e programação
MME	Ministério de Minas e Energia

ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
OSB	Out of Step Blocking
OSBD	Temporizador OSB (Out of step blocking time)
OST	Out of Step Tripping
OSTD	Temporizador OST (Out of step tripping time)
PEN	Plano da Operação Energética do Brasil
PMU	Phasor Measurement Unit
PPOL	Intervalo de medição da oscilação de potência para o relé 7SA6
PPS	Proteção de Perda de Sincronismo
PSD	Power Swing Detection
PSS	Power System Stabilizers
RAP	Relatório de Análise da Perturbação
RNE	Recebimento de Fluxo de Potência pela Região Nordeste
RESEB	Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro
SEP	Sistemas Elétricos de Potência
SIPER	Sistema Integrado de Cadastramento de Perturbações
SIL	Surge Impedance Loading
SIN	Sistema Elétrico Interligado Nacional
TOWI	Trip-On-Way-In
TOWO	Trip-On-Way-Out
UBD	Unblocking Delay
UBOSBD	Unblock of Out-of-step Blocking
UCTE	Union for the Cordination of Transmsission of Electricity
UKTSOA	United Kingdom TSO Association

CAPÍTULO I INTRODUÇÃO

I.1 Aspectos Introdutórios

Os Sistemas Elétricos de Potência – SEP são grandes sistemas de energia que englobam a geração, transmissão e distribuição de energia elétrica. Hoje em dia, os sistemas elétricos de potência possuem as maiores e mais complexas máquinas já construídas pelo homem, o que exige técnicas e estudos cada vez mais precisos e refinados para construir, manter e operar esses sistemas. Além disso, os SEP estão expostos a condições adversas e imprevisíveis, que podem levar a situações de falha ou má operação, causando transtornos e problemas a todos que dependem do suprimento de energia elétrica.

Os SEP estão sujeitos a uma gama de perturbações que vão desde as variações de carga lentas e contínuas até os impactos súbitos resultantes de curtos-circuitos, perda de um gerador de grande porte ou de blocos de geração e as manobras de circuitos. Os SEP precisam se adaptar permanentemente a estas condições de variabilidade, continuando a operar satisfatoriamente dentro de limites desejáveis de tensão e frequência.

As perturbações no sistema podem resultar em mudanças repentinas na tensão e frequência e, conseqüentemente, na redistribuição dos fluxos de potência elétrica. Tipicamente, as perturbações que levam à perda de sincronismo acontecem quando os sistemas estão altamente carregados e ocorrem contingências múltiplas em um curto período de tempo, causando oscilações entre os sistemas interligados, afundamentos de tensões e instabilidades de tensão e/ou angular.

A operação de forma coordenada do Sistema Interligado Nacional, aproveitando-se das diversidades observadas entre regiões, no que tange à hidrologia e ao comportamento da carga, proporciona maior disponibilidade de energia do que a obtida na operação de cada subsistema isoladamente. Tradicionalmente, o SIN tem sido dividido em quatro subsistemas: Sul (Rio Grande do Sul, Santa Catarina e Paraná), Sudeste/Centro-Oeste (Espírito Santo, Rio de Janeiro, Minas Gerais, São Paulo, Goiás, Distrito Federal, Mato Grosso, Mato Grosso do Sul, Acre e Rondônia), Norte (Pará, Tocantins, Maranhão, parte

do Amazonas e Amapá e a partir de 2014, parte de Roraima) e Nordeste (PiauÍ, Ceará, Rio Grande do Norte, Paraíba, Pernambuco, Alagoas, Sergipe e Bahia.). Todos estes subsistemas operam de forma interligada, tornando bastante complexa a análise de desempenho da rede elétrica nacional.

Nas interligações entre os subsistemas surgem modos de oscilação que devem ser controlados para evitar problemas de sincronismo. Quando ocorre um problema em uma determinada área que venha causar a perda de sincronismo com outra, a interligação com a área não afetada deve ser desligada o mais rapidamente possível, para evitar a propagação do problema. Para esta finalidade, as interligações entre os subsistemas são dotadas de Proteção de Perda de Sincronismo.

Deste modo, é imprescindível que, para manter a segurança e a integridade do SIN quando este for submetido a fenômenos que provoquem instabilidade, as PPS estejam ajustadas de maneira precisa e confiável, isolando o defeito e preservando cargas.

Para o Sistema Elétrico Brasileiro, as responsabilidades de especificações e ajustes, bem como os requisitos mínimos das PPS, estão fixadas em documentos de caráter normativos elaborados pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico Brasileiro – ONS, com participação dos agentes e aprovados pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, que definem os procedimentos e os requisitos necessários à realização das atividades de planejamento da operação eletro-energética, administração da transmissão, programação e operação em tempo real no âmbito do SIN. Estes documentos são chamados de procedimentos de rede.

Nos procedimentos de rede, no Submódulo 2.6 – Requisitos mínimos para os sistemas de proteção e de telecomunicações, item 6.2.3 – Linhas de transmissão com tensão nominal igual ou superior a 345 kV, são definidos os requisitos mínimos de proteção necessários para o estudo apresentado nesta dissertação. No Submódulo 11.7 – Proteções de Caráter Sistêmico, item 5.1 – Responsabilidades do ONS, são citadas as obrigações do operador para elaborar, ajustar e implementar as proteções de caráter sistêmico.

I.2 Motivação

Os últimos blecautes ocorridos no SIN estão recebendo destaques pelo comportamento correto ou incorreto das atuações da PPS. A atuação incorreta da PPS para oscilações estáveis provocam desgaste de equipamentos por abertura desnecessária e diminuição da confiabilidade do sistema.

A PPS é de grande importância para evitar a ocorrência de grandes blecautes no sistema ou minimizar as consequências de grandes perturbações. Conforme verificado em diversas perturbações do SIN, tais como:

Perturbação de 06 de março de 2005 – Perturbação com início no bloqueio do Bipolo 2 (dois) do sistema de transmissão HVDC, rejeitando 2700 MW. Houve atuação do ERAC (interrompendo 2974 MW de cargas) e atuação da PPS da interligação Norte-Sul pondo fim no processo de degradação de tensão caracterizado pela perda de sincronismo do Norte-Nordeste com o Sul-Sudeste/Centro-oeste.

Perturbação de 10 de novembro de 2009 – Perturbação com início na perda do sistema de 765 kV rejeitando 5764 MW. Na sequência ocorreram outros desligamentos que culminaram com a interrupção de 24.436 MW de cargas do SIN, equivalente a 40% do total. Houve atuação da PPS da interligação Sul-Sudeste, preservando as cargas da região Sul.

Logo, existe grande interesse na melhoria do desempenho destas proteções instaladas no sistema. A partir de dados reais da operação e estudos aprofundados sobre as filosofias de ajustes das PPS, poderemos avaliar como este tipo de proteção se comporta durante distúrbios no sistema.

I.3 Objetivo

Nos últimos anos as perturbações de grande porte ocorridas no SIN, envolvendo as principais interligações do SEB, afetaram diretamente os consumidores de todas as regiões

do país. Estas perturbações recebem destaques pelo comportamento das atuações de proteção. Uma das proteções em destaque é a atuação da PPS.

Com o atual cenário de seca histórica principalmente nas regiões Sul, Sudeste, Centro Oeste e Nordeste e a região Norte vivendo cheias também históricas (Madeira e Rio Negro), torna-se prudente aumentar a conscientização, principalmente dos engenheiros recém-formados, sobre os impactos para o sistema de potência trazidos por oscilações de potência e perda de sincronismo e as complexidades envolvidas na aplicação de bloqueio de oscilação de potência e na proteção de perda de sincronismo.

Tendo como tema central a proteção de perda de sincronismo, surgiu o interesse, no presente trabalho, no estudo e análise do desempenho desta proteção, diante de perturbações reais ocorridas no sistema. Este estudo é de suma importância para a operação e planejamento do SIN, pois a partir das análises de atuação da PPS diante de defeitos no sistema é possível reduzir as perdas de carga em perturbações sistêmicas de grande porte e consequentemente afetar o menor número possível de usuários de energia elétrica.

A partir de dados reais da operação do Operador Nacional do Sistema, e com base em aspectos teóricos sobre as filosofias de ajustes da PPS, foi realizado um estudo de como este tipo de proteção se comporta e qual a sua real influência nas perturbações estudadas. O objetivo principal é demonstrar os aspectos teóricos e confrontá-los com a prática no tempo real do sistema. Adicionalmente, foram apresentados exemplos reais de ocorrências em que houve atuação da PPS no SIN.

Com a iniciativa de trazer neste trabalho, o conhecimento de como ajustar um relé de distância, foi ilustrado o cálculo do ajuste para os parâmetros do relé SEL-421 da Schweitzer. Este relé possui as funções de bloqueio por oscilação de potência e perda de sincronismo e é o responsável pela PPS em determinadas interligações do sistema. Conforme descrito no manual do relé, foi utilizado no cálculo dos parâmetros um sistema de potência composto por duas fontes equivalentes, uma representando o equivalente do sistema pelo lado do terminal supridor e a outra representando o equivalente do sistema pelo lado do terminal receptor, entre elas uma linha de transmissão em 500 kV.

Os programas computacionais ANAFAS, ANAREDE e ANATEM, disponibilizados pelo CEPEL, foram utilizados com a finalidade de calcular os equivalentes

dos subsistemas para cada terminal, avaliar o comportamento sob condições de fluxo de potência e apresentar o resultado do desempenho dinâmico do sistema diante de distúrbios. Para o ajuste do relé SEL-421 foi usado o programa MATLAB. Foram utilizados nas simulações os casos reais de curto-circuito, *flow* e dinâmico, disponibilizados pelo ONS.

As simulações realizadas neste trabalho têm como finalidade mostrar o comportamento da PPS na Interligação Acre – Rondônia para duas contingências reais ocorridas no sistema. Os resultados encontrados foram enviados a gerência do ONS, responsável pelos estudos de proteção e controle.

I.4 Revisão Bibliográfica

Para a execução desta dissertação foi realizada uma pesquisa bibliográfica importante no tema em análise. A seguir são citadas, em ordem cronológica, algumas das principais referências sobre proteção de perda de sincronismo, apresentando-se suas principais ideias e as pesquisas realizadas, com a finalidade de contextualizar o tema.

Na referência [1], do *AIEE Relay Subcommittee*, publicada em 1943, os autores descrevem brevemente fenômenos de oscilação de potência, os métodos de proteção que estão disponíveis para a proteção de perda de sincronismo localizada em usinas e em subestações de interligação, com ênfase na análise antes e após a perda de sincronismo, e uma seção de práticas e requisitos representativos dos sistemas das empresas do setor. É descrito um esquema utilizando o relé de sobrecorrente e o relé direcional de potência que devem operar juntamente com o relé de perda de excitação para detecção de perda de sincronismo.

Nos artigos [2], de autoria de Eyssen, em 1997, e Tziouvaras e Hou [3], em 2004, os autores discutem a filosofia e aplicação dos esquemas de perda de sincronismo (*out-of-step tripping* – OST) e de bloqueio de perda de sincronismo (*out-of-step blocking* – OSB). Além disso, são analisados os requisitos do desempenho dos relés de distância quando ocorrerem faltas em tais condições. Os esquemas OST devem ser aplicados em locais de rede adequadas para separar a rede durante um evento de perda de sincronismo e criar ilhas no

sistema, com geração equilibrada e demanda de carga que resultarão na manutenção do sincronismo. Como durante condições de perda de sincronismo e mesmo de oscilações estáveis de potência, as variáveis elétricas: tensão, corrente e potência exibem grandes variações e as proteções contra sobrecorrente, sobretensão e perda de excitação, entre outras, podem ser afetadas. Desta maneira, os esquemas de OST devem ser complementados com sistemas de OSB para bloquear elementos do relé propensos a operar durante oscilações de potência estáveis ou instáveis.

No artigo [4], de autoria de Tziouvaras e Hou, publicado em 2003, os autores apresentam os principais fundamentos e conceitos de estabilidade de sistemas elétricos e de proteção de perda de sincronismo. São abordados os princípios de funcionamento para medição da impedância vista pelo relé em um sistema com duas fontes, interligadas pelo sistema de transmissão e defasadas de um ângulo δ expresso em graus, a detecção e filosofias de perdas de sincronismo, fundamentos de aplicação (tipos de esquemas) e os principais avanços nos projetos das funções de proteção de *blocking* e *tripping*. Os autores examinam os requisitos de desempenho do relé de distância a sob o ângulo da experiência de uma empresa asiática.

No artigo [5], de auditoria de Andrew Klimek e Robert Baldwin, publicado na *7th Annual Fault and Disturbance Analysis Conference*, Abril de 2004 em Atlanta, são abordados a teoria de oscilação de potência e a forma de monitoramento e análise das oscilações através de dispositivos registradores avançados. O autor destaca os benefícios dos registradores de oscilações durante um blecaute ocorrido no sistema elétrico americano. São discutidos os desafios para os sistemas de potência americanos, assim como o comportamento da sociedade americana frente aos blecautes.

Em [6], de autoria de Xiangning Lin, Pei Liu e Shijie Cheng, os autores apresentam um método adicional para identificação de faltas durante oscilações rápidas de potência. O método é baseado no algoritmo de transformada ortonormal Wavelet. Através do método, faltas de alta resistência (300 ohms) durante oscilação de potência podem ser detectadas de forma eficazes. Este método não foi utilizado nesta dissertação, mas é citado como informação adicional na presente dissertação.

Em [7], de autoria de Paithankar, livro publicado em 1998, o autor apresenta a filosofia relativa à utilização de relés de proteção, os principais conceitos e equações aplicados à proteção de linhas de transmissão, como a proteção de sobrecorrente, proteção direcional e proteção de distância. Tópicos como transformadores de potencial e de corrente, proteção diferencial e proteção de equipamentos como geradores, transformadores e barramentos também são explorados por essa referência.

No artigo [8], de autoria de John Berdy, o autor descreve os relés e esquemas disponíveis para detecção de perda de sincronismo, discute sua aplicação em sistemas de potência atuais e destaca as dificuldades para obter a separação do sistema em pontos que fornecerão um equilíbrio de geração de carga em todas as condições transitórias.

Em [9], de autoria H.J Troskie e L.N. F de Villiers, os autores estudam o impacto de faltas com elevado intervalo de duração sobre os sistemas de potência de alta tensão. É verificado que, dependendo da localização de uma falta em um sistema de potência, pode ocorrer bloqueio desnecessário de relés de impedância, assim como a operação indesejável de certos relés de proteção durante oscilações provocadas por perturbações reais. A proteção de perda de sincronismo de uma máquina síncrona pode atuar indevidamente, com certa independência da composição da carga.

No artigo [10], de autoria de Paunescu, D.; Lazar, F. e Pavlov, B., os autores apresentam estudos concentrados no modo assíncrono de operação dos SEP. Esse modo é definido nas situações de excursões amplas de potências ativa e reativa, produzindo desvios maiores nas grandezas que normalmente caracterizam a operação do sistema. Foi apresentado, em 2004, um exemplo prático de aplicação da proteção de perda de sincronismo em um sistema de transmissão de 400 kV entre a Romênia e a Bulgária, através de dois pontos de vista: estudos de SEP e seleção dos parâmetros de ajuste da proteção.

Em [11], de Mcdonald, M.; Tziouvaras, D. A; Apostolov, A.; Benmouyal, G.; Brunello, G.; Buanno, A.; Darligton, A.; Elmore, W ; Fink, C.; Holbach, J.; Horton, R.; Johnson, G.; Kemp, P.; Kennedy, B.; Kim, C.H.; Khan, S.; Lowe, B.; Kobet, G.; Nagpal, M.; Plumtre, F.; Schroeder, M.; Turner, S, os autores esclarecem o uso adequado dos termos oscilação de potência e perda de sincronismo. O artigo apresenta ainda uma

breve discussão sobre esses fenômenos, indicando como eles afetam os relés de proteção nos sistemas de transmissão, o que justifica muitos dos métodos disponíveis utilizados para detectar oscilações de potência e condições de perda de sincronismo. São discutidas as aplicações de proteções contra oscilação de potência e riscos envolvidos. Este artigo fornece aspectos fundamentais dos relés de proteção contra oscilações de potência, para apoio aos engenheiros de proteção na aplicação adequada das funções OSB e OST. Por fim, os autores apresentam cálculos e ajustes da proteção, uma plotagem de simulação computacional de uma condição de oscilação e um exemplo de registro *Digital Fault Recording* – DFR – durante uma condição severa de oscilação de potência.

Em [12], de Ricardo Franco, Célia Sena, Glauco Taranto e Álvaro Giusto, publicado em maio de 2013, os autores apresentam dois esquemas de proteção para áreas amplas aplicados no sistema elétrico do Uruguai. O primeiro esquema depende apenas de sinais locais disponíveis para os relés de proteção de distância, enquanto o segundo baseia-se em medições sincrofásicas locais e remotas. O primeiro esquema baseado nas funções *out-of-step blocking* e *out-of-step tripping*. é de interesse para a presente dissertação. Os autores descrevem o desempenho da proteção de distância durante oscilações de potência através de um sistema com duas fontes equivalentes interligadas por um sistema de transmissão e os métodos de detecção de oscilação de potência, com abordagem similar à apresentada no artigo [4].

I.5 Estrutura do Texto

A dissertação está estruturada em cinco capítulos, incluindo esta introdução, além de um apêndice, da seguinte forma:

No capítulo 2 são apresentadas a evolução do modelo do setor elétrico brasileiro e a descrição da caracterização do SIN. Em seguida são contextualizadas as interligações regionais, responsáveis pela operação coordenada dos subsistemas do país e, por fim, as interligações fronteiriças com o Brasil.

No capítulo 3 inicialmente, são apresentados de maneira resumida, conceitos de estabilidade de potência. Posteriormente, são expostas definições sobre os sistemas de proteção e relés de proteção com ênfase em relés de distância para sistemas de transmissão. Em seguida, são apresentados conceitos básicos e definições no que diz respeito à proteção contra oscilações de potência e perda de sincronismo entre dois subsistemas. São apresentados diversos métodos utilizados para detecção de perda de sincronismo entre os sistemas, citando o método usualmente utilizado através da taxa de variação da impedância aparente medida utilizando dois elementos de medição de impedância concêntricos, juntamente com um dispositivo de tempo. São exibidas as características das oscilações de potência que variam em virtude de fatores como parâmetros do sistema de potência e de seus geradores, assim como pelas condições iniciais do evento e tempo de duração da falta. Por fim, são expostas as formas de cálculo para os temporizadores OST e OSB.

O quarto capítulo apresenta as localizações de PPS no SIN seguidas de exemplos de perturbações, de modo sintetizado, ocorridas no sistema nos últimos dois anos com atuação de PPS. Uma estatística de desligamentos causados por “Oscilação de potência” nas 5 (cinco) interligações do SIN nos últimos quatro anos é também discutida. Posteriormente, foram elucidados os ajustes dos parâmetros dos relés responsáveis pela PPS nas interligações Sul – Sudeste/Centro-Oeste, Acre/Rondônia – Sudeste/Centro-Oeste, Norte – Sudeste/Centro-Oeste, Nordeste – Sudeste/Centro-Oeste, Norte – Nordeste. Após foi mostrado, baseado no manual do elaborador do relé, o ajuste e a coordenação do relé SEL-421 do fabricante Schweitzer. Por fim, foi demonstrada através de simulações no programa computacional ANATEM a atuação da proteção de perda de sincronismo durante distúrbios reais ocorridos no sistema.

Por último, o capítulo 5 é destinado às conclusões da dissertação e sugestão de trabalhos para pesquisa futura.

O apêndice A ilustra as interligações com países fronteiriços ao Brasil e interligações no mundo.

CAPÍTULO II SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO

O Setor Elétrico Brasileiro é responsável pelo fornecimento da energia elétrica consumida em todo país. Este sistema é composto por usinas geradoras de energia, subestações, transformadores elevadores/abaixadores e linhas de transmissão e distribuição. Cada componente do sistema possui funções distintas e bem definidas. Os geradores transformam energia mecânica em energia elétrica e injetam a potência gerada na rede de transmissão. Compreende-se por transmissão a transferência de energia através de linhas, entre um centro gerador e um centro consumidor. A transmissão da energia é efetuada em tensões elevadas, caracterizando assim a necessidade dos transformadores. Pode-se caracterizar o sistema transmissão como sendo aquele que possui tensão igual ou superior a 230 kV e o sistema distribuição como sendo o que engloba tensões de 69 a 138 kV.

II.1 Descrição do Modelo Organizacional do Setor Elétrico Brasileiro

Os anos 90 congregaram as condições que poderiam colaborar para o agravamento de uma crise no setor elétrico, dado pelo esgotamento da capacidade de geração de energia elétrica das hidrelétricas existentes, falta de investimentos, escassez de recursos do governo para atender a esta necessidade, entre outros fatores. Por tudo isto, era necessário encontrar alternativas que ajudassem à expansão do setor com capitais privados, com a entrada de novos agentes e com novas formas de geração de energia.

O atual modelo nasceu em meados da década de 1990, quando o setor passou por um movimento de liberalização, depois de mais de cinquenta anos de controle estatal. A partir de um projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro – RESEB, o Ministério de Minas e Energia – MME preparou as mudanças institucionais e operacionais que culminaram no atual modelo do setor. Neste modelo, muitas empresas foram privatizadas e autarquias de caráter público e independente foram criadas, como é o caso da própria agência reguladora, a ANEEL.

A reforma determinou a cisão das companhias em geradoras, transmissoras e distribuidoras. As atividades de transmissão e distribuição continuam totalmente regulamentadas. Mas a produção das geradoras passou a ser negociada no mercado livre – ambiente no qual as partes compradora e vendedora acertam entre si as condições através de contratos bilaterais.

Além disso, foram constituídas na década de 90 novas entidades para atuar no novo ambiente institucional: além da ANEEL, o ONS e o Mercado Atacadista de Energia – MAE. A ANEEL sucedeu o departamento de Águas e Energia Elétrica – DNAEE, uma autarquia vinculada ao Ministério de Minas e Energia – MME.

A ANEEL, como agência reguladora, tem como missão, por meio da regulamentação e fiscalização, proporcionar condições favoráveis para que o mercado de energia elétrica se desenvolva com equilíbrio entre os agentes e em benefício da sociedade. Algumas de suas principais atribuições são: regular e fiscalizar a produção, transmissão, distribuição e comercialização de energia do sistema elétrico.

O ONS, entidade autônoma que substituiu o GCOI – Grupo Coordenador para Operação Interligada, subordinado à Eletrobrás, é o órgão responsável pela coordenação e controle da operação das instalações de geração e transmissão de energia elétrica do SIN, sob a fiscalização e regulação da ANEEL. Para o exercício de suas atribuições legais, o ONS realiza estudos e projeções com base em dados históricos, presentes e futuros, da oferta de energia elétrica e do mercado consumidor.

Já o MAE, foi criado como uma instituição autorregulada, ou seja, seus próprios agentes eram os responsáveis pela aprovação das regras deste mercado. No entanto, logo após o início de seu funcionamento em 2000, conflitos entre seus agentes e a ocorrência de uma grave crise de racionamento de energia elétrica paralisaram as operações do mercado atacadista e levaram à intervenção do regulador, eliminando-se a autorregulação. Após normalização do seu funcionamento, em um segundo momento, entre os anos de 2003 a 2009, o mercado atacadista passou a ser visto como uma câmara de comercialização, inclusive com a alteração da sua denominação social de MAE para Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE. A CCEE tem por finalidade viabilizar a comercialização de energia elétrica no mercado de energia brasileiro.

A partir de 2004, novos ajustes ao modelo foram feitos pelo governo com o intuito de reduzir os riscos de falta de energia e melhorar o monitoramento e controle do sistema. Os princípios que nortearam o modelo de 2004 foram: a segurança energética, a modicidade tarifária e a promoção da inserção social, em particular através dos programas de universalização. Destaca-se no novo modelo a criação de dois segmentos de mercado para operações de compra e venda de energia: o Ambiente de Contratação Regulada – ACR, entre agentes vendedores (geradoras) e agentes de distribuição, e o Ambiente de Contratação Livre – ACL, do qual participam geradoras, comercializadoras, importadores, exportadores e consumidores livres.

O modelo incorpora um conjunto de medidas a serem observadas pelos agentes, como a exigência de contratação da totalidade da demanda por parte das distribuidoras e dos consumidores livres, nova metodologia de cálculo do lastro para venda de geração, contratação de usinas hidrelétricas e termelétricas em proporções que assegurem melhor equilíbrio entre garantia e custo de suprimento, bem como o monitoramento permanente da continuidade e da segurança de suprimento, visando detectar desequilíbrios conjunturais entre oferta e demanda.

Em termos de modicidade tarifária, o modelo prevê a compra de energia elétrica pelas distribuidoras no ambiente regulado por meio de leilões – observado o critério de menor tarifa, objetivando a redução do custo de aquisição da energia elétrica a ser repassada para a tarifa dos consumidores cativos.

A inserção social procura promover a universalização do acesso e do uso do serviço de energia elétrica, criando condições para que os benefícios da eletricidade sejam disponibilizados aos cidadãos que ainda não contam com esse serviço, e garantir subsídio para os consumidores de baixa renda, de tal forma que estes possam arcar com os custos de seu consumo de energia elétrica. Exemplo: programa luz para todos.

Com a implantação do Novo Modelo do Setor Elétrico, em 2004, o Governo Federal, por meio das leis nº 10.847/2004 e 10.848/2004, manteve a formulação de políticas para o setor de energia elétrica com atribuição do Poder Executivo Federal, por meio do MME e com aconselhamento do Congresso Nacional e do Conselho Nacional de Política Energética – CNPE – órgão de assessoramento do Presidente da República para

formulação de políticas e diretrizes de energia. Os instrumentos legais criaram novos agentes. Um deles é a Empresa de Pesquisa Energética – EPE, vinculada ao MME e cuja função é prestar serviços na área de estudos e pesquisas destinadas a subsidiar o planejamento do setor energético.

Para acompanhar e avaliar permanentemente a continuidade e segurança do suprimento eletro-energético em todo o território nacional, além de sugerir as ações necessárias, foi instituído o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico – CMSE –, também ligado ao MME.

O modelo implantado em 2004 restringiu, mas não extinguiu o mercado livre que em 2008 respondia por cerca de 30% da energia elétrica negociada no país. Além disso, mantiveram inalteradas, porém, em permanente processo de aperfeiçoamento, as bases regulatórias da distribuição e transmissão.

Entretanto, um novo capítulo na história do setor elétrico iniciou-se com a Medida Provisória 579, de setembro de 2012. Nessa Medida Provisória – MP, posteriormente convertida na Lei 12.783/2013, empresas geradoras e transmissoras puderam renovar antecipadamente seus contratos de concessão desde que seus preços fossem regulados pela ANEEL. Principalmente devido à regulação dos preços das geradoras que aceitaram os termos da MP, observou-se significativa mudança no contexto institucional do setor elétrico: empresas geradoras que outrora atuavam em ambiente competitivo passaram a ter seus preços regulados, da mesma forma que já ocorria com as distribuidoras e transmissoras, consideradas monopólios naturais.

A Figura II-1 reproduz o mapeamento organizacional das instituições que compõem o setor elétrico nacional, obtida de [13].

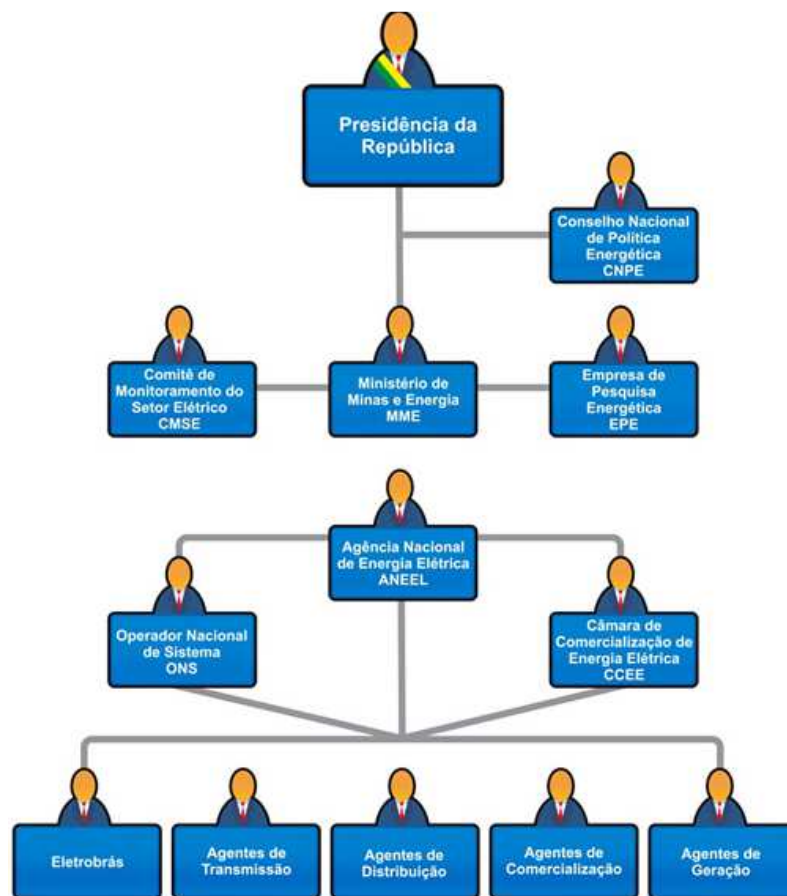


Figura II-1 – Mapeamento Organizacional do Setor Elétrico Brasileiro, [13].

De forma resumida, podemos dizer que o setor elétrico brasileiro é atualmente caracterizado por:

- Segregação das atividades de geração, transmissão e distribuição;
- Participação de empresas públicas e privadas;
- Planejamento e operação centralizados;
- Regulação da atividade de geração para empreendimentos antigos;
- Concorrência na atividade de geração para empreendimentos novos;
- Existência de consumidores cativos e livres;
- Livres negociações entre geradores, comercializadores e consumidores livres;

- Leilões regulados para contratação de energia para as distribuidoras, que fornecem energia aos consumidores cativos;
- Mecanismos de regulação contratuais para compartilhamento de ganhos de produtividade nos setores de transmissão e distribuição.

II.2 Descrição do Sistema Interligado Nacional

Com tamanho e características que permitem considerá-lo único em âmbito mundial, o sistema de produção e transmissão de energia elétrica do Brasil é um sistema hidrotérmico de grande porte, com forte predominância de usinas hidrelétricas e com múltiplos proprietários. O Sistema Interligado Nacional é formado pelas empresas das regiões Sul, Sudeste, Centro-Oeste, Nordeste e parte da região Norte. Apenas 1,7% da energia requerida pelo país encontram-se fora do SIN, em pequenos sistemas isolados localizados principalmente na região amazônica. A Figura II-2 ilustra, de forma esquemática, a configuração do SIN referente ao sistema de transmissão 2013/2015 indicando também instalações a serem implantadas no futuro imediato (obras já licitadas, em construção), obtida de [14].

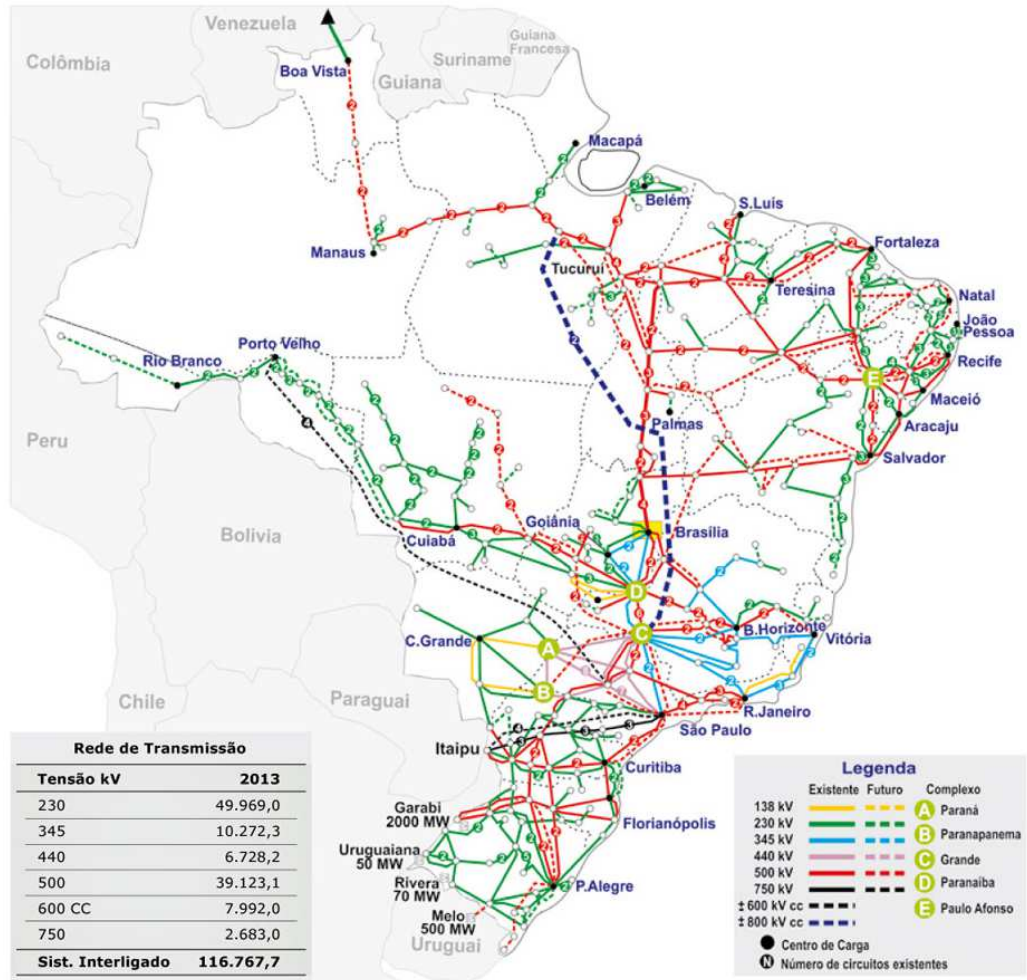


Figura II-2 – Configuração do SIN – Sistema de Transmissão 2013/2015, [14].

A estrutura da capacidade instalada no SIN, referente à 31/12/2013 esta apresentada na Figura II-3.

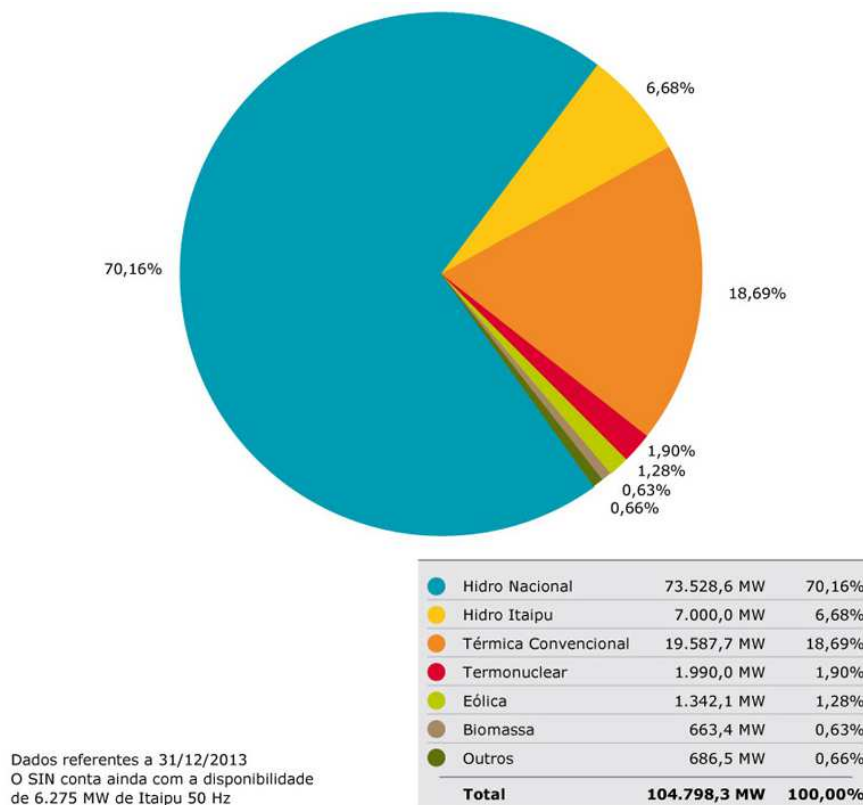


Figura II-3 – Estrutura da capacidade instalada no SIN, [14].

Segundo o Plano da Operação Energética do Brasil 2013/2017 – PEN 2013 – escrito pelo ONS em junho de 2013, a capacidade instalada do SIN deverá elevar-se de 114.951 MW, existentes em 31/12/2012, para 146.574 MW, em 31/12/2017. A hidroeletricidade continuará como a principal fonte de geração de energia, embora sua participação sofra uma redução percentual nos próximos cinco anos, passando de 89.521 MW (77,9%) do SIN para 107.495 MW (73,3% do SIN).

Destaca-se o significativo incremento da capacidade instalada das usinas eólicas, que passará de 1,5% da Matriz de Energia Elétrica (1.762 MW) para 5,8%, equivalente a 8.477 MW instalados ao final de 2017, sem considerar os leilões de energia nova que ocorreram em 2013 e 2014.

A rede básica de transmissão compreende as tensões de 230 kV, 345 kV, 440 kV, 500 kV, 600 kV C.C. e 765 kV. Integram a rede básica do SIN as instalações de transmissão que atendam aos seguintes critérios: linhas de transmissão, barramentos,

transformadores de potência e equipamentos de subestação em tensão igual ou superior a 230 kV; transformadores de potência com tensão primária igual ou superior a 230 kV e tensões secundária e terciária inferiores a 230 kV, bem como suas respectivas conexões.

A rede básica de transmissão permite a realização de transações bilaterais de energia, considerando-se a forte integração elétrica entre os submercados. Os aspectos financeiros são definidos pelos Procedimentos de Rede do ONS (transmissão) e pelas regras de contabilização e liquidação vigentes no ambiente da CCEE.

As principais funções da rede básica de transmissão são:

- Transmissão da energia gerada pelas usinas para os grandes centros de carga;
- Integração entre os diversos elementos do sistema elétrico para garantir estabilidade e confiabilidade à rede;
- Interligação entre as bacias hidráulicas e regiões com características hidrológicas heterogêneas de modo a otimizar o uso da água; e
- Integração energética com os países vizinhos como forma de otimizar os recursos e aumentar a confiabilidade do sistema.

A rede básica de transmissão atingiu em 2013 uma extensão de 106.443,7 km e uma capacidade de transformação de 288.346 MVA. Na Tabela II-1 são apresentados os dados comparativos das extensões das linhas de transmissão do SIN por nível de tensão no período de 2009 a 2013, obtida de [15].

Tabela II-1– Extensão das Linhas de Transmissão do SIN - Km, [15].

Extensão das Linhas de Transmissão do SIN - Km						
Tensão (KV)	2009	2010	2011	2012	2013	Var % 13/12
230	41.436,8	43.184,5	45.708,7	47.858,4	47.858,4	4,33
345	9.783,6	10.060,5	10.061,9	10.223,9	10.223,9	0,471
440	6.671,2	6.670,5	6.680,7	6.728,2	6.728,2	-
500	33.196,3	34.356,2	35.003,4	35.762,2	35.762,2	9,51
600 CC*	3.224,0	3.224,0	3.224,0	3.224,0	3.224,0	147,89
750	2.683,0	2.683,0	2.683,0	2.683,0	2.683,0	-
SIN	96.994,8	100.178,7	103.361,7	106.443,7	106.443,7	9,66

Os valores acima se referem à rede básica (instalações com tensão maior ou igual a 230 kV) mais os ativos de conexão de usinas e interligações internacionais ligados diretamente à rede básica. Observa-se um crescimento de 9,66% em relação a 2012, sendo adicionados aproximadamente 10289 km de novas linhas de transmissão.

(*) A extensão dos circuitos de 600 kV CC correspondem à extensão de cada bipolo, sendo que pode haver operação independente por polo.

A Tabela II-2 ilustra o crescimento da capacidade de transformação – MVA por nível de tensão no período de 2009 a 2013, obtida de [15].

Tabela II-2– Capacidade de Transformação – MVA, [15].

Capacidade de Transformação do SIN - MVA						
Tensão (KV)	2009	2010	2011	2012	2013	Var % 13/12
230	57.166,8	60.519,5	64.645,8	68.827,0	73.061,0	6,15
345	40.345,1	41.370,1	43.720,1	44.895,1	48.445,1	7,91
440	18.850,9	19.450,9	22.015,9	23.915,9	23.915,9	-
500	95.013,0	98.235,0	99.885,0	110.672,0	120.424,0	8,810
600 CC						
750	22.500,0	22.500,0	22.500,0	22.500,0	22.500,0	-
SIN	233.875,8	242.075,5	252.766,8	270.810,0	288.346,0	6,48

A tabela acima considera transformadores com nível de tensão maior ou igual a 230 kV, incluindo transformadores de compensadores síncronos e de compensadores estáticos, transformadores das estações conversoras de Foz do Iguaçu, de Ibiúna e Garabi, transformadores de banco de capacitores e filtros, não incluindo transformadores elevadores de usinas.

O atendimento energético no SIN e a operação da rede elétrica foram conduzidos em 2012 conforme os critérios de segurança e economicidade dos Procedimentos de Rede e, em situações específicas, de acordo com as diretrizes do CMSE e da ANEEL.

A operação do SIN é realizada de forma coordenada, aproveitando-se das diversidades hidrológicas existentes entre as bacias hidrográficas nacionais, e proporcionando maior disponibilidade de energia do que a operação de cada subsistema isoladamente. Para viabilizar a transferência de energia entre as bacias localizadas nas diferentes regiões geográficas do extenso território brasileiro, com a consequente otimização da geração de energia, são utilizadas as interligações regionais que serão descritas a seguir.

II.3 Interligações Regionais

Dois sistemas estão eletricamente interligados quando existe um elo de ligação entre eles, constituído por equipamentos e instalações de transmissão que permitem a transferência de blocos de energia entre os dois sistemas de regiões distintas. A amplitude e as direções do fluxo de energia nos elementos de transmissão são responsáveis pelo correto dimensionamento deste elo entre os sistemas.

O aumento da demanda de energia elétrica, a necessidade de maior confiabilidade dos sistemas, o inevitável crescimento dos Sistemas Elétricos de Potência, a política de redução de custos, dentre outros, têm levado a uma interligação cada vez maior entre os diversos sistemas de geração de energia existentes. A operação do sistema elétrico brasileiro de forma interligada proporciona uma série de vantagens, tais como:

- Ganho em energia mínima que permite uma operação contínua das plantas hidrelétricas em maior período de tempo;
- Minimização de riscos de interrupção no suprimento de energia, devido à manutenção de reservas energéticas para suportar períodos de baixa hidrologia;
- Manutenção de níveis adequados de confiabilidade da rede elétrica;
- Utilização de energia hidráulica disponível em outros pontos do sistema, de maneira a diminuir os custos operativos e reduzir os preços da energia elétrica para os consumidores;
- Uma adequada reprogramação da geração, ajustando-se a mesma às condições verificadas de demanda e hidrologia; e
- Outros usos dos reservatórios: navegabilidade, controle de cheias e irrigação.

Em contra partida aos benefícios apontados, as interligações podem originar alguns problemas técnicos ao sistema, tais como:

- Propagação de distúrbios (um distúrbio em determinado subsistema pode interferir na operação de outros subsistemas a ele interligado);
- Problemas de estabilidade (modificações da estrutura dos subsistemas interligados podem ocorrer refletindo em novas condições de distribuição de fluxo e perfil de tensão);
- Aumento do nível de curto-circuito (interligações em corrente alternada podem aumentar a potência de curto-circuito nos terminais da interligação e conseqüentemente superação de disjuntores já existentes).

O sistema interligado nacional é constituído atualmente das seguintes interligações regionais:

- Sul – Sudeste/Centro-Oeste
- Acre/Rondônia – Sudeste/Centro-Oeste
- Norte – Sudeste/Centro-Oeste (também conhecida como Norte – Sul)

- Nordeste – Sudeste/Centro-Oeste
- Norte – Nordeste

Na Figura II-4 está apresentada as interligações existentes entre as regiões do país.



Figura II-4 – Interligações Regionais.

II.3.1 Interligação Sul – Sudeste/Centro-Oeste

A interligação elétrica existente entre as regiões Sul e Sudeste/Centro-Oeste possibilita a otimização energética entre estas regiões aproveitando a diversidade hidrológica existente entre estes dois sistemas.

Essa interligação se caracteriza por contemplar diversos elos em diferentes níveis de tensão, acompanhando a fronteira sul-sudeste, isto é, estados do Paraná com São Paulo e

Mato Grosso do Sul. A interligação Sul – Sudeste/Centro-Oeste é apresentada na Figura II-5[16], é atualmente composta por:

- 9 (nove) circuitos de 765 kV, com aproximadamente 2.700km de extensão;
- 4 (quatro) circuitos de 500 kV, que interligam a subestação de Foz de Iguaçu ao sistema de 60 Hz da usina de Itaipu, somando 32 km;
- 3 (três) circuitos de 500/525 kV, entre as Áreas Região Sul e São Paulo, perfazendo um total aproximado de 780 km;
- 3 (três) circuitos de 230 kV, conectando a Área Paraná à Área São Paulo através de 380 km de LTs;
- 1 (um) circuito de 230 kV, com 226 km de extensão, que interliga as Áreas Mato Grosso do Sul e Paraná.

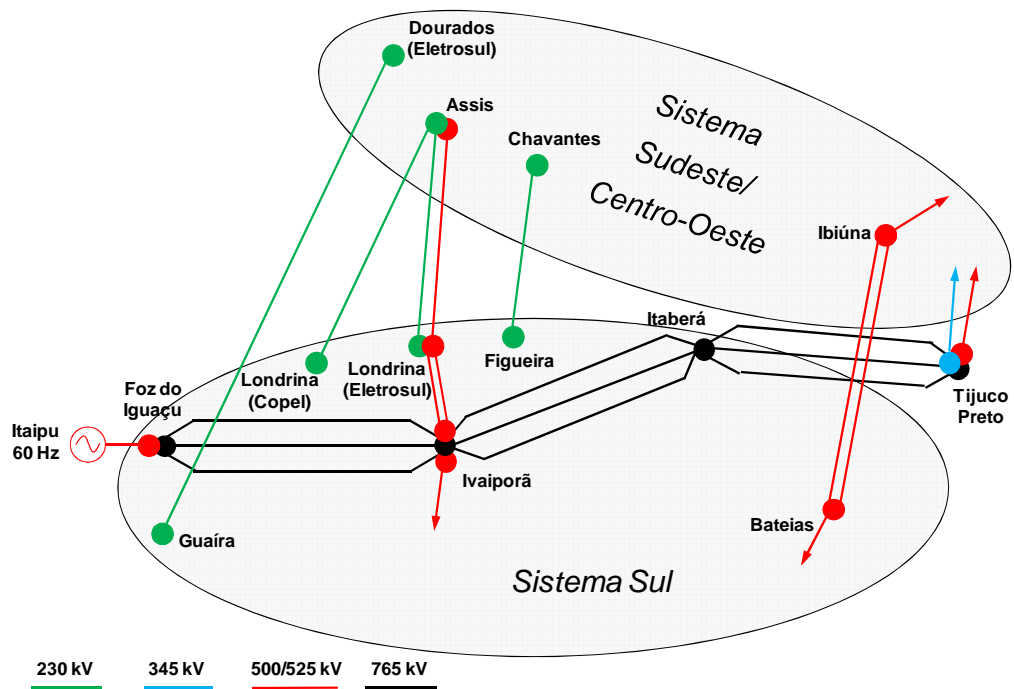


Figura II-5 – Interligação Sul – Sudeste/ Centro-Oeste, [16].

II.3.2 Interligação Acre/Rondônia – Sudeste/Centro-Oeste

Os sistemas elétricos dos estados do Acre e Rondônia passaram a integrar o SIN em Outubro de 2009, com a entrada em operação da interligação Acre/Rondônia – Sudeste/Centro-Oeste. As 18 (dezoito) linhas de transmissão de 230 kV que constituem a referida interligação, mostrada na Figura II-6[16], conectam os estados do Acre e Rondônia ao estado de Mato Grosso e somam cercam de 2.830 km de extensão.

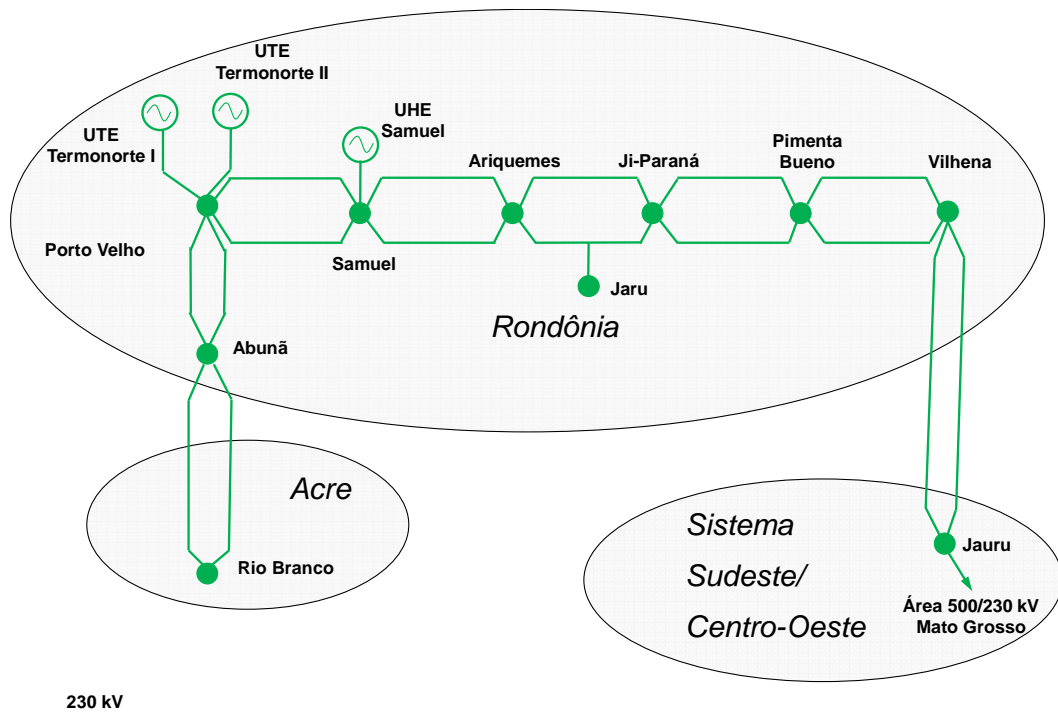


Figura II-6 – Interligação Acre/Rondônia – Sudeste/Centro-Oeste, [16].

II.3.3 Interligação Norte – Sudeste/Centro-Oeste

A interligação Norte – Sudeste/Centro-Oeste, também conhecida como Norte-Sul, é composta por 18 (dezoito) circuitos de 500 kV que interligam as subestações de Imperatriz (Maranhão) e Serra da Mesa (Goiás), sendo Colinas, Miracema e Gurupi as subestações

intermediárias, todas localizadas no estado de Tocantins. O referido sistema de 500 kV é constituído de aproximadamente 3.382 km de comprimento e é ilustrado na Figura II-7.

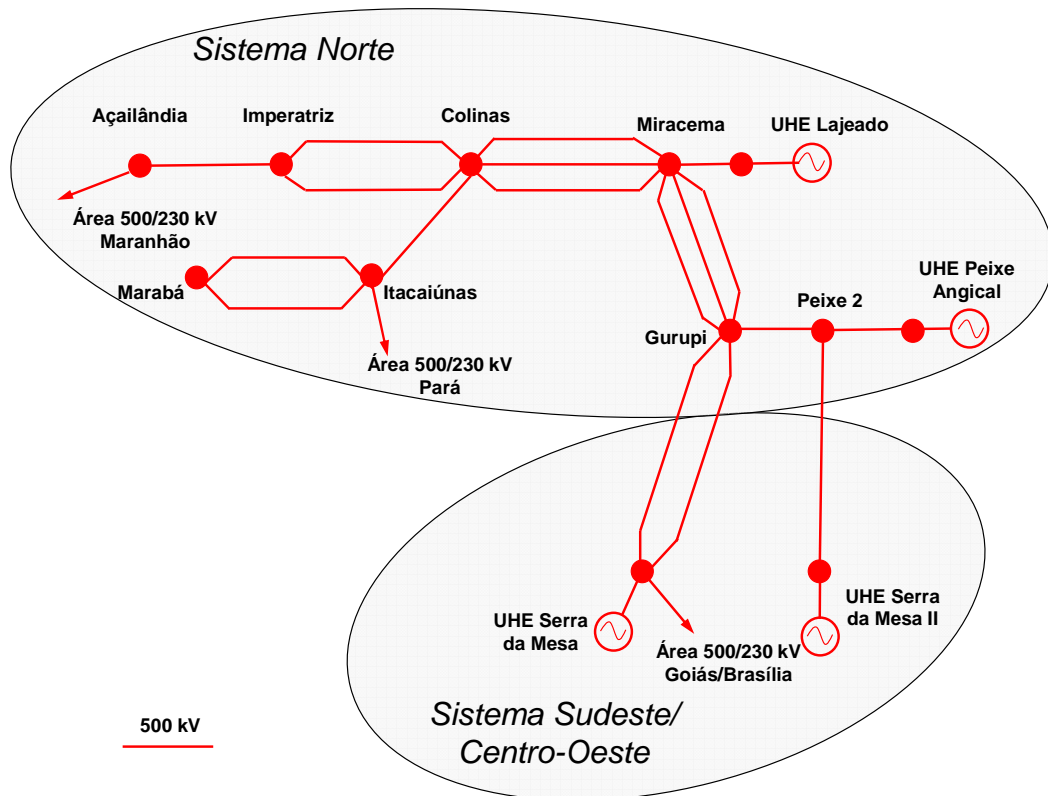


Figura II-7 – Interligação Norte – Sudeste/Centro-Oeste, [16].

II.3.4 Interligação Nordeste – Sudeste/Centro-Oeste

A interligação Nordeste – Sudeste/Centro-Oeste, apresentada na Figura II-8, possui 6 (seis) circuitos de 500 kV que totalizam cerca de 1.170 km de extensão.

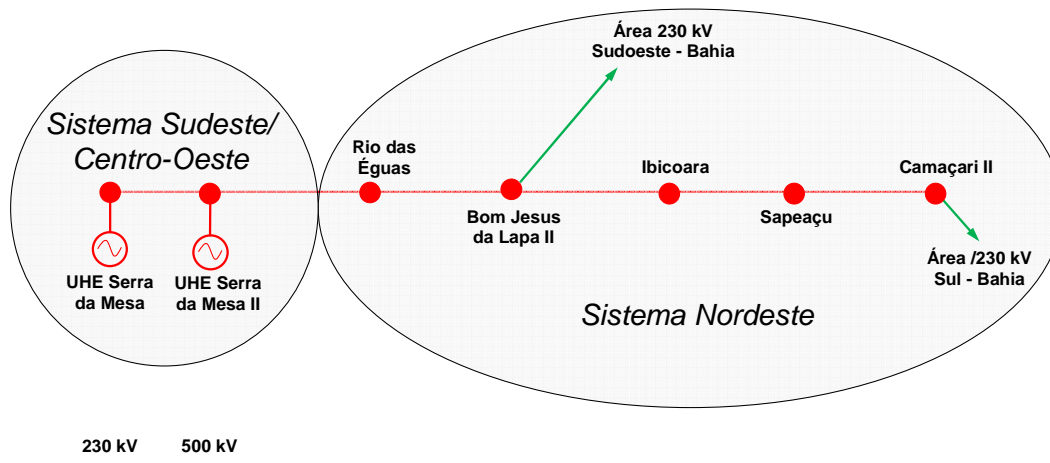


Figura II-8 – Interligação Nordeste – Sudeste/Centro-Oeste, [16].

II.3.5 Interligação Norte – Nordeste

A interligação Norte – Nordeste, por sua vez, possui 34 (trinta e quatro) circuitos de 500 kV, num total superior a 8.000 km de extensão. A Figura II-9, ilustra a referida interligação.

II.4.2 Interligação Manaus – Boa Vista

A entrada em operação da interligação estava prevista para janeiro de 2015. Este sistema de transmissão, além do papel de atendimento ao mercado de energia elétrica do estado de Roraima, permitirá o escoamento do excedente de energia dos futuros aproveitamentos hidrelétrico da bacia do Rio Branco.

A interligação contempla uma linha de transmissão em 500 kV, circuito duplo, Lechuga – Equador – Boa Vista, com extensão total de 716 km, licitada em 02 de setembro de 2011, no Leilão 004/2011.

O diagrama unifilar da interligação Manaus – Boa Vista encontra-se ilustrado na Figura II-11.

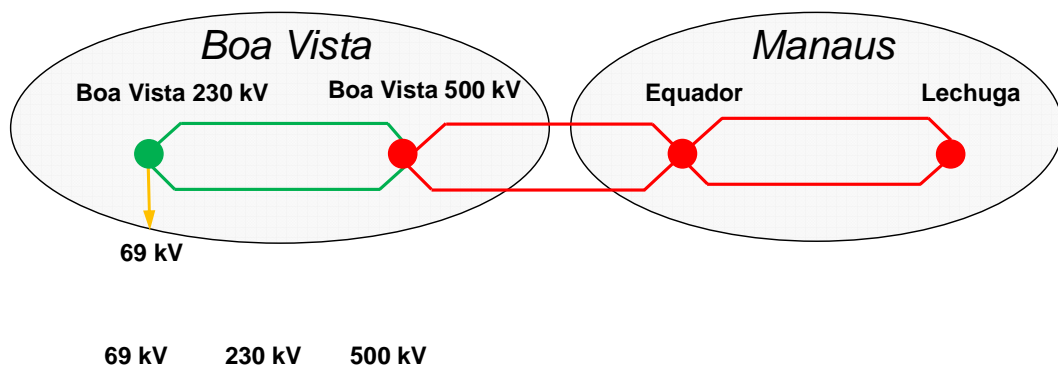


Figura II-11 – Interligação Manaus – Boa Vista.

II.5 Interligações com Países Fronteiriços ao Brasil

Para melhor aproveitamento de recursos energéticos, países vizinhos buscam normalmente a integração de seus sistemas de transmissão de energia elétrica a partir de interligações internacionais.

II.5.1 Interligação com a Venezuela

A interligação Brasil – Venezuela é realizada através de um sistema de transmissão em 230/400 kV, com cerca de 780 km, interligando a subestação de Boa Vista no Brasil à subestação de El Guri na Venezuela. A capacidade deste sistema é de 200 MW e encontra-se ilustrado na Figura II-12.

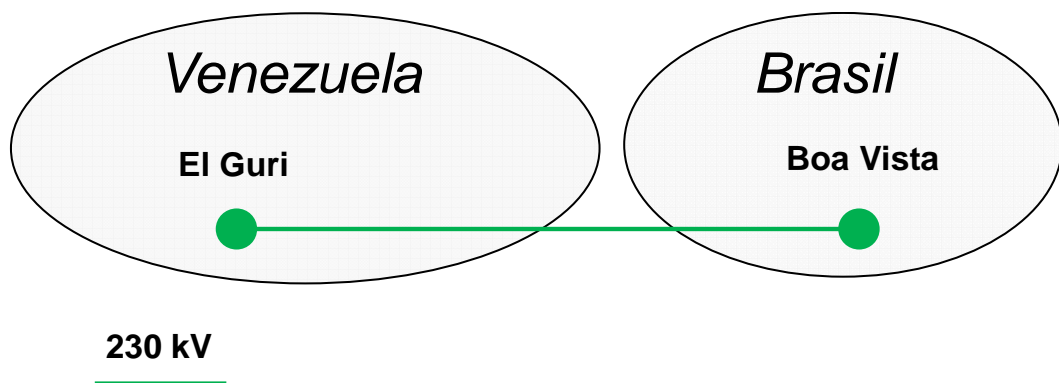


Figura II-12 – Interligação Brasil – Venezuela.

As outras interligações com países fronteiriços ao Brasil não apresentam problemas relacionados à perda de sincronismo, uma vez que estas interligações possuem conversor HVDC entre os dois sistemas.

A título de ilustração no Apêndice A, apresentam-se as interligações com países fronteiriços ao Brasil e as interligações de sistemas elétricos no mundo.

CAPÍTULO III ASPECTOS TEÓRICOS PARA OSCILAÇÕES DE POTÊNCIA E PERDA DE SINCRONISMO

Para que a confiabilidade do sistema seja adequada, é necessário um planejamento detalhado de sua operação, bem como o conhecimento profundo de seus meios de proteção e análise rápida das suas condições de estabilidade. A ocorrência de curto circuito, desligamento ou ainda religamento de linhas, podem resultar em severas oscilações de potência.

A filosofia básica de proteção contra oscilações de potência consiste em impedir desligamentos de linhas de transmissão durante a ocorrência de oscilações estáveis de potência, através de bloqueio adequado das unidades de medida de distância e de promover a separação de partes do sistema durante condições de perda de sincronismo.

O sincronismo pode ser mantido em cada grupo de geradores dos sistemas isolados, promovendo a separação em pontos selecionados do sistema de potência, que garanta um bom equilíbrio entre geração e carga. A capacidade do sistema em manter o sincronismo durante a perturbação depende principalmente da velocidade de eliminação da falta e do ângulo entre as fontes de tensão na condição pré-falta. A velocidade de eliminação da falta é fixada pelos dispositivos de proteção. No entanto, o deslocamento angular através do sistema depende da potência a ser transferida pela interligação e da impedância do sistema, condições sujeitas à variação com a mudança na condição operativa do sistema interligado. Uma ou ambas destas quantidades podem, portanto, servir como um alerta indicativo de possível perda de sincronismo, no caso de ocorrência de perturbações.

III.1 Estabilidade de Sistema Elétrico de Potência

A característica de estabilidade de um sistema de potência pode ser amplamente definida como a condição de um sistema permanecer em um estado estável de equilíbrio operacional também chamado estado estacionário, em condições normais de operação, e de

possuir a capacidade de recuperar um estado no mínimo aceitável de equilíbrio após ter sido submetido a uma ou mais perturbações.

Os sistemas de potência em condições de estado estacionário operam muito perto de sua frequência nominal e com equilíbrio entre a potência ativa gerada e consumida e entre o conjugado mecânico de entrada e o conjugado de saída de cada gerador. Todas as máquinas síncronas conectadas ao sistema de potência operam dinamicamente em torno de uma velocidade média denominada velocidade síncrona. Os reguladores de velocidade do gerador mantêm a velocidade da máquina exatamente em seu valor nominal 60 (sessenta) Hz.

Se o sistema é perturbado, este equilíbrio é perturbado, resultando em aceleração ou desaceleração dos rotores das máquinas síncronas. Se um gerador funciona mais rápido do que o outro, a posição angular do seu rotor em relação ao da máquina mais lenta irá avançar. A diferença angular resultante transfere parte da carga da máquina lenta para a máquina mais rápida, dependendo da relação de ângulo x potência. Isto tende a reduzir a diferença de velocidade e, portanto, a separação angular. Um aumento na separação angular é acompanhado por uma diminuição na transferência de potência por desequilíbrio no conjugado sustentado.

A perda de sincronismo entre as estações geradoras ou entre sistemas de potência é geralmente causada por algum distúrbio transitório, como uma falta na linha de transmissão ou uma mudança súbita de carga e pode ocorrer entre um gerador e o resto do sistema, ou entre grupos de geradores. Estas grandes perturbações do sistema causam, dinamicamente, oscilações severas nos ângulos do rotor da máquina e nos fluxos de potência.

De forma resumida os distúrbios podem ser classificados como: estáveis ou instáveis. No distúrbio estável, o SEP retorna a uma nova condição de equilíbrio e no distúrbio instável as proteções devem operar satisfatoriamente. Caso contrário, grandes prejuízos podem existir, na forma de blecautes e defeitos nos equipamentos do sistema.

III.1.1 Transferência de Potência entre Duas Fontes Equivalentes

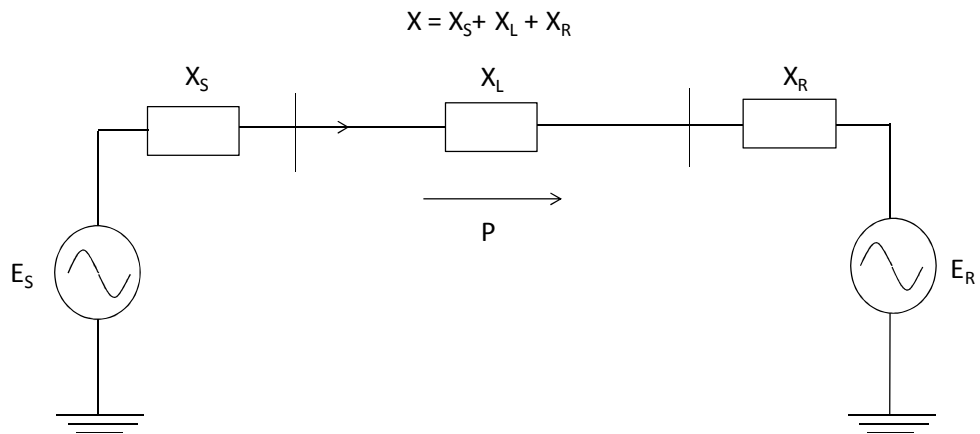


Figura III-1 – Sistema com duas fontes interligadas por uma linha de transmissão.

Na Figura III-1, é bem conhecido que a potência elétrica ativa, P , transferida entre os dois geradores pode ser expressa através da equação (3.1):

$$P = \frac{E_S * E_R}{X} * \text{Sen}\delta \quad (3.1)$$

onde:

E_S = amplitude da tensão na fonte supridora, suposta constante [V];

E_R = amplitude da tensão na fonte receptora, suposta constante [V];

δ = diferença angular entre duas fontes [rad];

X = reatância total do sistema de transmissão entre as duas fontes dadas [Ω].

Considerando:

$$P_{\text{máx}} = \frac{E_S * E_R}{X} \quad (3.2)$$

Obtém-se:

$$P = P_{\text{máx}} * \text{Sen} \delta \quad (3.3)$$

Desta forma, a relação potência x ângulo ($P \times \delta$) pode ser descrita através de uma curva de potência x ângulo, como mostrado na Figura III-2.

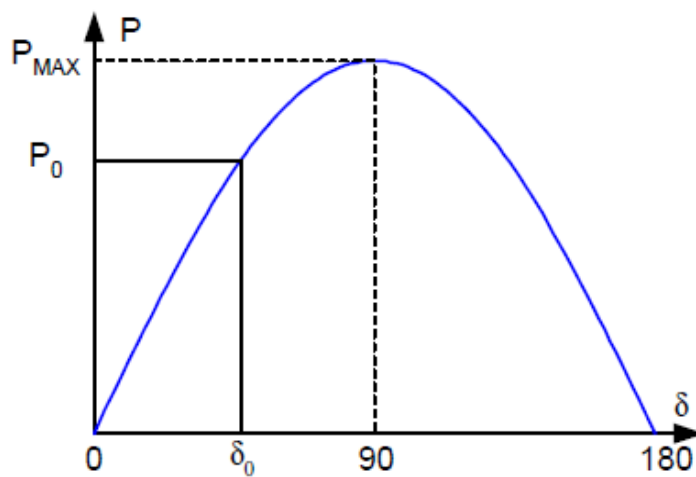


Figura III-2 – Curva da relação entre ângulo e potência, [4].

A potência ativa transferida é nula se o $\delta = 0^\circ$. A partir de $\delta = 0^\circ$, a potência ativa transferida aumenta conforme δ aumenta. A potência transferida entre as duas fontes alcança o valor máximo P_{MAX} quando $\delta = 90^\circ$. Após este ponto, ainda aumentando δ , irá resultar numa diminuição da transferência de potência e que atinge novamente o valor de zero quando $\delta = 180^\circ$. Durante as operações normais de um sistema de geração, sem perdas, a potência mecânica P_0 é convertida para a mesma quantidade de potência elétrica P transferida através do sistema de transmissão.

III.1.2 Critério de Áreas Iguais

Durante as operações normais de um gerador, à produção de potência elétrica do gerador corresponde um conjugado elétrico que equilibra o conjugado mecânico aplicado ao eixo do rotor do gerador. Por isso, o rotor do gerador funciona a uma velocidade constante em razão deste equilíbrio entre conjugados elétrico e mecânico. Quando uma falta reduz a quantidade de transmissão de potência, o conjugado elétrico que se opõe ao conjugado mecânico também é diminuído. Se a potência mecânica não é reduzida, ou mesmo se é levemente reduzida, durante o período de falta, o rotor do gerador vai acelerar com um excedente líquido de conjugado de aceleração.

Considere o sistema de potência das duas fontes da Figura III-1, operando, inicialmente, em um ponto de equilíbrio δ_0 e transferindo potência elétrica $P = P_0$. No seguimento a uma falta, a potência de saída é reduzida a P_F , o rotor do gerador começa a acelerar e o ângulo de carga δ começa a aumentar. No instante que a proteção atua e a falta é eliminada a diferença angular atinge δ_c , e, então, passa a existir um conjugado de desaceleração agindo sobre o rotor porque a potência elétrica P_C sob o ângulo δ_c resulta maior do que a entrada de energia mecânica P_0 . No entanto, devido à inércia do rotor somada às dos outros elementos girantes acoplados, o ângulo não começa a voltar para δ_0 imediatamente. Em vez disso, o ângulo continua a aumentar a δ_F quando a energia perdida durante a desaceleração na área 2 é igual à energia adquirida durante a aceleração na área 1 ($A_1=A_2$).

Se δ_F é menor do que δ_L , o sistema eletromecânico é caracterizado de transitoriamente estável, como mostrado na Figura III-3, com efeito sincronizante suficiente, e de forma que a diferença angular entre as duas fontes vai convergir para um ponto de equilíbrio final, eventualmente no mesmo ponto inicial δ_0 . No entanto, se a área 2 resulta menor do que a área 1 no momento em que o ângulo de carga atinge δ_L , então este ângulo δ vai aumentar ainda mais, resultando em potência elétrica menor do que a entrada de potência mecânica. Portanto, o rotor irá acelerar e, novamente δ vai continuar aumentando além da recuperação. Este é um cenário transitoriamente instável, ilustrado na Figura III-4 ($A_1>A_2$). Quando uma condição instável existe no sistema de potência, o rotor

do gerador equivalente de um lado do sistema vai girar a uma velocidade diferente da do outro gerador equivalente do outro lado do sistema.

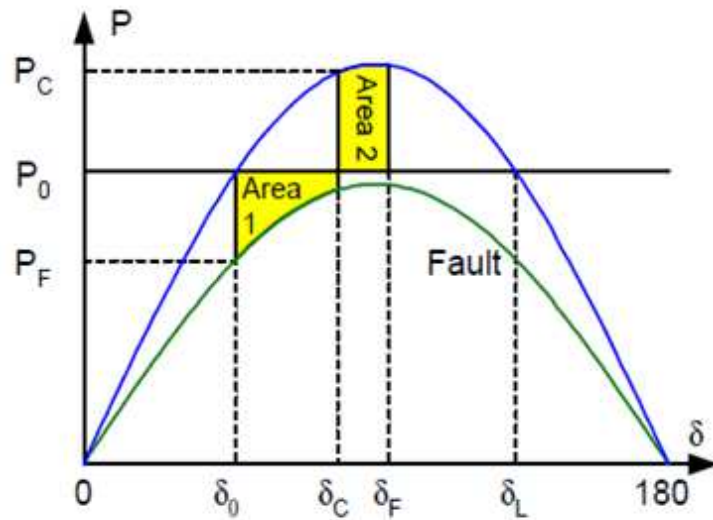


Figura III-3 – Sistema Transitoriamente Estável $A_1=A_2$, [4].

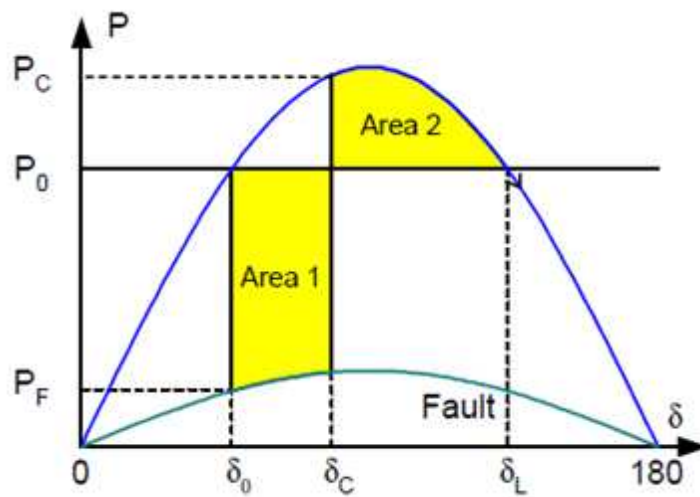


Figura III-4 – Sistema Transitoriamente Instável $A_1>A_2$, [4].

III.2 Relés e Sistemas de Proteção

Em um sistema elétrico de potência podem ocorrer falhas ou regimes anormais de funcionamento de seus vários elementos, provocando avarias nos equipamentos, bem como interrupções de fornecimento de energia aos consumidores.

O curto circuito destaca-se como a falha mais frequente e perigosa e que provoca grandes sobrecorrentes e subtensão em vários pontos do sistema. Em consequência, podem ocorrer avarias em equipamentos por sobreaquecimento e a operação normal dos consumidores e o sincronismo dos geradores serem afetados.

As faltas e condições anormais geralmente são ocasionadas pela violação dos limites nominais de operação dos seus componentes - com desvios de amplitude, da frequência e das formas de onda das grandezas pertinentes e amplificação de suas componentes harmônicas ou por desequilíbrio entre carga e geração disponíveis.

Os relés de proteção são responsáveis por detectar anormalidades no sistema elétrico e enviar comandos de acionamentos para os disjuntores, que, conseqüentemente, irão isolar parte do sistema ou o equipamento sob defeito.

Um relé pode consistir de diversas unidades, cada uma respondendo a uma entrada especificada, com a combinação das unidades proporcionando a característica de operação desejada.

Os sistemas de proteção são conjuntos de relés e dispositivos de proteção, outros dispositivos afins, equipamentos de teleproteção, circuitos de corrente alternada e corrente contínua, circuitos de comando e sinalização, disjuntores e outros elementos que, associados, têm por finalidade proteger componentes ou partes do sistema elétrico de potência quando da existência de condições anormais, indesejáveis ou intoleráveis. O módulo 11 (onze) do Procedimento de Rede [17], estabelece os requisitos mínimos para os sistemas de proteção.

A função da proteção é:

- Detectar a existência de faltas ou condições anormais no sistema;

- Determinar a localização desta falta ou condição anormal;
- Enviar os comandos necessários aos disjuntores com a finalidade de isolar o elemento defeituoso e sinalizar (de forma visual e/ou auditiva, para que os operadores possam ser informados da situação).

Para realizar suas funções, os sistemas de proteção devem possuir as seguintes características básicas funcionais:

Confiabilidade e Segurança – devem operar corretamente sempre que for necessário e não operar indevidamente em condições normais de operação;

Sensibilidade – devem responder às anormalidades com menor margem possível de tolerância, devem possuir a habilidade de distinguir entre alterações normais no sistema (energização de transformadores ou aumento de carga) e anomalias causadas por curto circuito;

Seletividade – devem operar apenas para defeitos na zona protegida, isolando a menor parte possível do sistema que esta sob falta do resto dele;

Velocidade – devem produzir o isolamento da parte do sistema ou do equipamento sob defeito no menor tempo possível.

Para proteção de linhas de transmissão, têm-se várias funções disponíveis, todas com real aplicabilidade, entre elas: relé de sobrecorrente (50/51), relé direcional de sobrecorrente (67), relé de distância (21), relé diferencial (87), relé de sobretensão (59) e teleproteção (87,21 e 67). Para as proteções de perda de sincronismo, proteção de interesse maior para a presente dissertação, utiliza-se o relé de distância tipo mho. O próximo item apresenta fundamentação básica sobre os relés de distância.

III.2.1 Relé de Distância

Relés de distância são relés que operam quando a impedância da linha medida, desde o relé até o ponto de defeito, for menor que o ajuste do relé. A proteção de distância

mede a impedância de sequência positiva da malha de falta por meio do quociente da medida de tensão e da medida de corrente (V/I).

A vantagem do uso dos relés de distância é que o método da impedância fornece um excelente modo de obter seletividade e coordenação. O número da função ANSI – *American National Standards Institute* – para o relé de distância é 21. A polarização é feita por tensão e corrente, amostradas das saídas dos transformadores de potencial – TP – e transformadores de corrente – TC, respectivamente, depois do devido processamento. A Figura III-5 apresenta o esquema unifilar do relé 21.

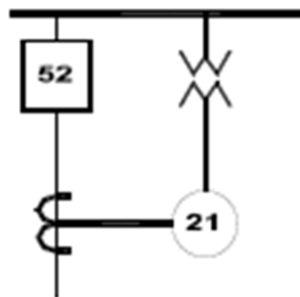
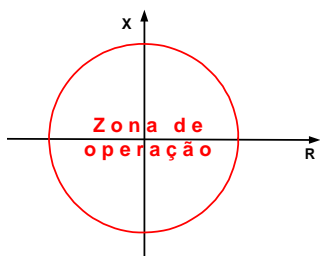


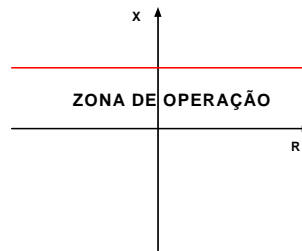
Figura III-5 – Esquema unifilar do relé 21.

O valor de Z_R (impedância medida pelo relé) pode ser representado no gráfico complexo, com o eixo real na horizontal representando sua componente resistiva e o eixo imaginário na vertical representando sua componente reativa. O módulo de Z_R pode ser plotado em função de Φ_R (ângulo entre V_R e I_R). Este gráfico complexo é conhecido como plano R-X. Além disso, este plano permite representar os componentes do sistema, o ponto de operação e as características de operação dos relés, facilitando ajustes e análise da proteção.

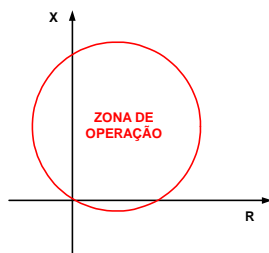
Existem diferentes formas características de operação dos relés de distância no plano R-X, alguns deles são mostrados na Figura III-6.



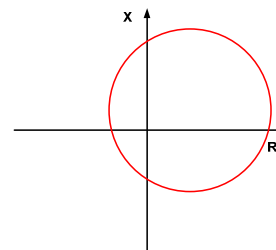
(a) Tipo Impedância



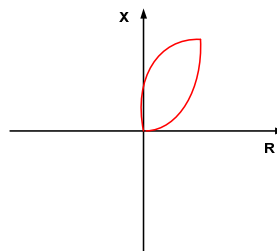
(b) Tipo Reatância



(c) Tipo Mho ou Admitância



(d) Tipo Mho Modificado



(e) Tipo Lente

Figura III-6 – Características de operação no plano R-X.

A característica de operação do relé de impedância (a) é um círculo com centro na origem. Este tipo de relé possui apenas um parâmetro de ajuste: a impedância Z_N que é o raio do círculo. A região interna do círculo é considerada a região de *trip* para o disjuntor. É considerado um relé de característica de atuação não direcional, isto é, detectam curtos circuitos em ambas as direções e sua zona de atuação se dá em todos os quadrantes.

A característica de operação do relé de reatância (b) é uma linha horizontal no plano R-X. A região de *trip* é paralela ao eixo R e ajustável para o eixo X, incluem o 3º e 4º

quadrante do plano. Seu parâmetro de ajuste é X_N (reatância). Assim como o relé de impedância simples é considerado um relé de característica de atuação não direcional.

A característica de operação do relé Mho ou admitância (c) é um círculo localizado no plano R-X. Seus parâmetros de ajustes são Z_N (diâmetro do círculo) e θ_N . Ao contrário dos relés citados acima, o relé MHO é considerado um relé de característica de atuação direcional, ou seja, detecta falta em apenas uma direção.

O relé de distância Mho modificado (d) não discrimina a direcionalidade, mas pode ter deslocada sua característica para o 1º quadrante do diagrama polar.

As características circulares podem ser transformadas em lenticulares (e).

Os relés de distância são aplicáveis à proteção de linhas de transmissão (inclusive linhas de subtransmissão) para faltas equilibradas ou desequilibradas (a maioria), entre fases e entre fase e terra, proteção de perda de sincronismo, proteção para perda de campo em unidades geradoras, proteção de retaguarda de unidades geradoras, e bloqueio para oscilações de potência.

Os relés de distância localizados em subestações posicionadas ao longo das linhas de interligação dos sistemas podem ficar expostos a oscilações de potência, uma vez que as impedâncias de carga podem, em determinadas condições, percorrer trajetórias que cruzem a região de operação deles e causar atuação indesejada, isto caso medidas preventivas não sejam tomadas.

A detecção da oscilação de potência é um recurso disponível nos relés de proteção digitais e podem tanto bloquear a atuação das funções de distância quanto liberar o comando de disparo do disjuntor da linha. Os recursos dos relés de proteção dos principais fabricantes e de sua ação em oscilações de potência são apresentados no item III.5.

III.2.2 Proteção de Sistemas de Transmissão com Relés de Distância

O submódulo 2.6 dos Procedimentos de Rede do ONS [18] estabelece os requisitos mínimos para os sistemas de proteção e de telecomunicações para as linhas de transmissão

que fazem parte da rede básica do SIN, divididas em linhas de transmissão com tensão nominal igual ou superior a 345 kV e linhas de transmissão com tensão nominal inferior a 345 kV.

Esse submódulo estabelece que para as linhas de transmissão sejam obrigatórias à aplicação de proteções principais e alternadas que devem ser implementadas como retaguarda local, ou seja, não podem depender das atuações de proteções de retaguarda remotas para a eliminação das faltas internas a elas.

As proteções principal e alternada devem ter função para proteção de perda de sincronismo (78) baseada na taxa de variação no tempo da impedância medida.

Na Figura III-7 é apresentada um esquema de proteção de linhas de transmissão com relés de distância. São definidas 3 (três) zonas de atuação para os relés, ajustadas da seguinte maneira:

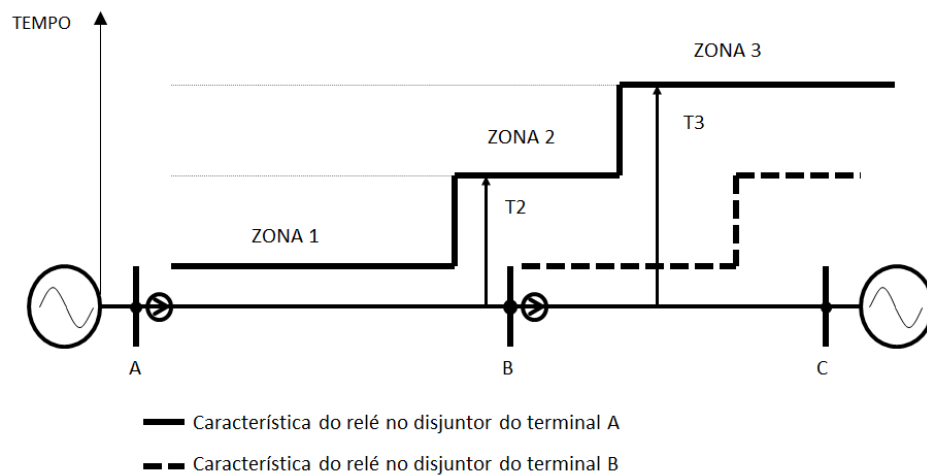


Figura III-7 – Esquemas de proteção de linhas de transmissão com relés de distância.

O relé responsável pela 1ª zona é ajustado para cerca de 80% a 90% da impedância de sequência positiva da linha AB. Não possui retardo de tempo intencional, logo opera de forma instantânea.

O relé da 2ª zona é ajustado para cobrir toda a linha de transmissão AB, o ajuste típico é de 120%. Este relé sobrealcança a linha AB e protege, aproximadamente, 40% da linha adjacente BC contra curtos circuitos. Ele possui temporização intencional entre 0,4 a 0,5 segundos.

O relé da 3ª zona fornece proteção total das zonas 1 e 2 e mais 25% da linha seguinte CD. A zona é temporizada com tempo de disparo entre 0,6 e 1 segundo.

III.3 Proteção por Oscilações de Potência e Perda de Sincronismo

A resposta do sistema de potência para uma perturbação depende tanto do estado operacional inicial do sistema e quanto da gravidade do distúrbio. Uma falha em um elemento crítico do sistema de potência seguido por seu isolamento por relés de proteção irá causar variações nos fluxos de potência, tensão de barramentos e na velocidade do rotor do gerador.

Dependendo da gravidade do distúrbio e das ações de relés de proteção e de outros controles do sistema de potência, o sistema pode permanecer estável, retornando a um novo estado de equilíbrio e experimentando o que é referido como uma oscilação de potência estável. Por outro lado, se o sistema é transitoriamente instável, isto irá causar grandes excursões nos ângulos entre rotores dos geradores, grandes oscilações de fluxo de potência, grandes flutuações de tensão e de corrente, e, eventualmente, podendo levar a uma perda de sincronismo entre os grupos de geradores ou entre sistemas de empresas vizinhas.

Quando duas áreas de um sistema de potência perdem o sincronismo, resultam grandes variações de tensão e correntes na interligação e nas vizinhanças da interligação entre elas. Quando as duas áreas estão em fase as tensões serão máximas e as correntes serão mínimas. Por outro lado, quando as duas áreas estão defasadas de 180°, as tensões serão mínimas e as correntes serão máximas. As grandes variações de tensão e de corrente no centro elétrico da oscilação são mostradas na Figura III-8.

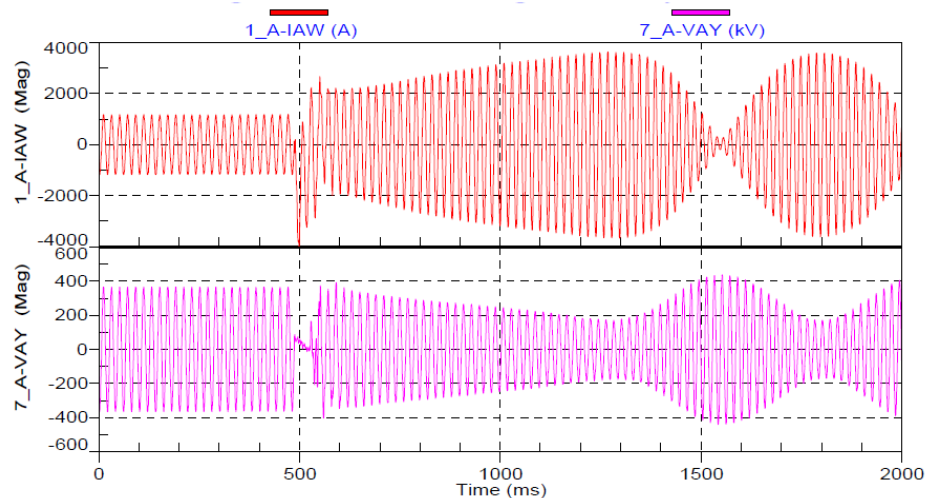


Figura III-8 – Tensão e corrente durante a perda de sincronismo, [4].

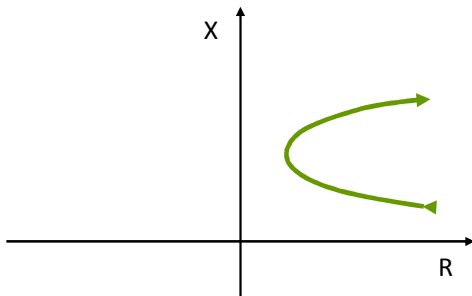
Como filosofia básica para proteção contra oscilações de potência, procura-se evitar desligamentos indevidos de qualquer elemento do sistema durante oscilações estáveis de potência a partir do bloqueio adequado das unidades de medida de distância e da promoção da separação de partes do sistema durante condições de perda de sincronismo. Tudo isto de forma a minimizar os efeitos da perturbação e preservar a integridade dos equipamentos. Os Submódulos do Procedimento de Rede do ONS abordados para especificações de PPS são os 2.6, [18] e 11.7,[19].

A função de disparo por perda de sincronismo é utilizada em diversos pontos do SIN tais como nas interligações Norte – Sudeste/Centro-Oeste, Nordeste – Sudeste/Centro-Oeste, Norte – Nordeste, Acre/Rondônia – Sudeste/Centro-Oeste e Sul – Sudeste/Centro-Oeste (tronco 765 kV).

III.3.1 Distinção entre Oscilação de Potência e Perda de Sincronismo

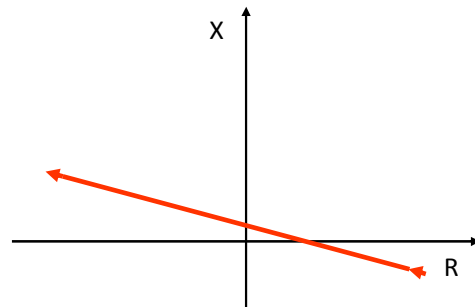
As variações dinâmicas do carregamento são fenômenos transitórios eletromecânicos que espelham o desempenho do sistema elétrico. A maneira mais fácil de visualizar estas variações se dá no diagrama R-X, no qual pode ser verificado o

comportamento do quociente V/I , conforme mostrado na Figura III-9. As oscilações são consideradas fenômenos que levam a estabilidade quando são amortecidas, ao contrário da perda de sincronismo que resulta da instabilidade, normalmente dos tipos transitória e dinâmica.



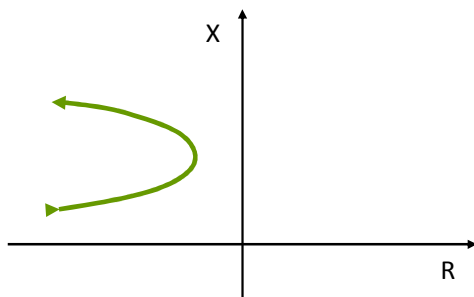
Oscilação:

Fenômeno Estável $\rightarrow Z=V/I$ não cruza o eixo vertical



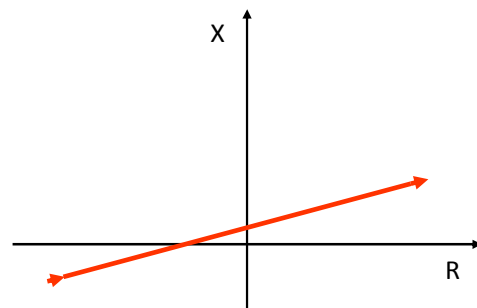
Perda de Sincronismo:

Fenômeno Instável $\rightarrow Z=V/I$ cruza o eixo vertical.



Oscilação:

Fenômeno Estável $\rightarrow Z=V/I$ não cruza o eixo vertical



Perda de Sincronismo:

Fenômeno Instável $\rightarrow Z=V/I$ cruza o eixo vertical.

Figura III-9 – Distinção entre oscilação e perda de sincronismo.

Segundo o artigo [11], oscilação de potência é definida como uma variação do fluxo de potência trifásico que ocorre quando o ângulo de rotor de um determinado gerador resulta atrasado ou avançado excessivamente em relação à fase do ângulo de rotor de outro gerador em resposta a alterações na grandeza e direção da carga, a desligamento de linha, à perda de geração, a defeitos e a outras perturbações do sistema.

III.3.2 Impedância Medida pelo Relé Durante Oscilações de Potência

Após eliminação de um curto-circuito, o sistema elétrico é submetido a oscilações que correspondem à transição para um novo ponto de operação. Eventualmente, tal situação pode degenerar em perda de sincronismo.

Pode-se dizer que a função da proteção de distância tende a interpretar as oscilações de potência e as perdas de sincronismo como variações dinâmicas do carregamento da linha protegida.

A dedução que se segue é clássica na análise do comportamento da função de distância, de bloqueio por oscilação de potência e perda de sincronismo, [20].

Considerando o sistema mostrado na Figura III-10, no qual duas fontes estão interligadas por uma linha de transmissão e defasadas por δ .

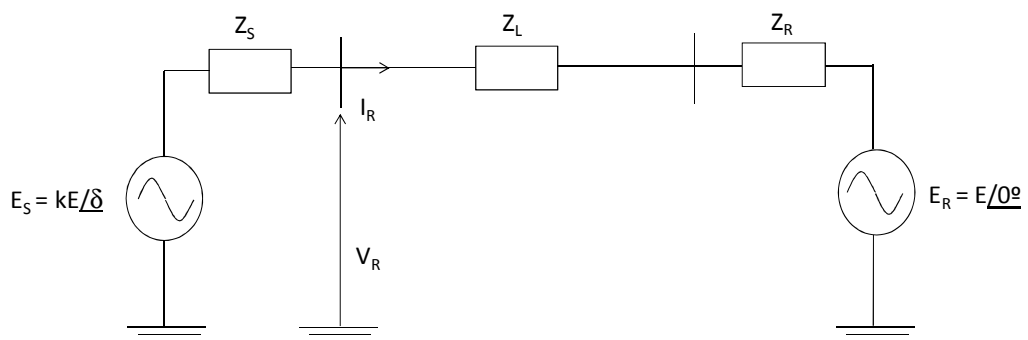


Figura III-10 – Sistema com duas fontes interligadas por uma linha de transmissão.

A impedância Z medida pelo um relé colocado na linha, do lado da fonte supridora, é dada por:

$$Z = \frac{V_R}{I_R} \quad (3.4)$$

onde:

$$I_R = \frac{E_S - E_R}{Z_S + Z_L + Z_R} \quad (3.5)$$

I_R = amplitude da corrente medida pelo relé [A]

$$V_R = E_S - I_R * Z_S = E_S - \frac{E_S - E_R}{Z_S + Z_L + Z_R} * Z_S \quad (3.6)$$

V_R = amplitude da tensão medida pelo relé [V]

Logo:

$$Z = \frac{V_R}{I_R} = \frac{E_S}{E_S - E_R} * (Z_S + Z_L + Z_R) - Z_S \quad (3.7)$$

Aplicando as restrições $E_S = K * E / \delta$ e $E_R = E / 0^\circ$, considerando amplitudes iguais das tensões $E_S = E_R$, logo valor de $k=1$, e realizando operações trigonométricas simples, chegaremos à seguinte expressão para a impedância (Z) medida pelo relé:

$$Z = \frac{Z_S + Z_L + Z_R}{2} * \left[1 - j \cot g \left(\frac{\delta}{2} \right) \right] - Z_S \quad (3.8)$$

Existe uma representação geométrica para a equação (3.8) descrita anteriormente. A Figura III-11 mostra o lugar geométrico de Z em função de δ num diagrama R-X, durante uma oscilação de potência.

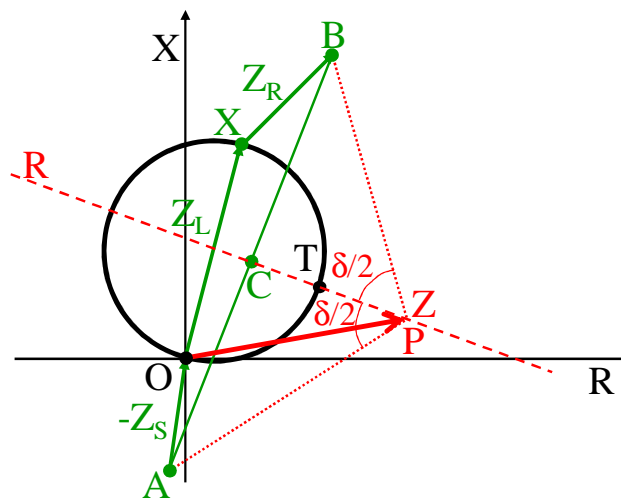


Figura III-11 – Lugar geométrico percorrido pela impedância medida e ilustração do desempenho de um relé de distância tipo mho, que opera quando o ponto P ultrapassa o limite T.

onde:

$$\overline{BC} = \overline{AC} = \frac{AB}{2} = \frac{Z_S + Z_L + Z_R}{2} \quad (3.9)$$

$$\overline{OP} = \overline{OA} + \overline{AC} + \overline{CP} = Z \quad (3.10)$$

A trajetória da impedância medida pelo relé durante uma oscilação de potência quando o ângulo entre as duas fontes de tensões varia, corresponde à mediatriz da impedância total do sistema entre A e B. O deslocamento da extremidade P de Z sobre a reta R permite a visualização da variação do ângulo δ entre as tensões das fontes.

O ponto C é o chamado centro elétrico do sistema. Quando o ângulo δ atinge 180° a impedância vista pelo relé se localiza exatamente no centro elétrico (meio da impedância total do sistema). A tensão neste ponto resulta nula, de forma que o logo o relé posicionado na barra de medição “verá” um curto trifásico, sob corrente máxima. Quando δ atinge 0° , a corrente I_R tem valor nulo, de forma que a impedância Z resulta infinita. A Figura III-11 ilustra estas variações de δ .

A trajetória da impedância durante uma oscilação de potência atravessará todas as zonas dos relés que protegem a linha, quando o centro elétrico cair no interior da linha.

Até aqui foi considerado $E_S = E_R$. Para as condições operativas em que $E_S \neq E_R$, logo $k \neq 1$, pode ser demonstrado que a trajetória da impedância corresponderá a círculos com seus centros na extensão da linha de impedância AB, como pode ser visto na Figura III-12.

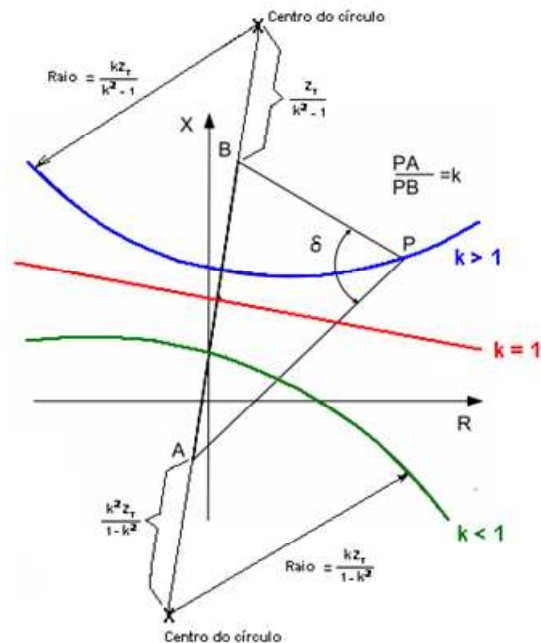


Figura III-12 – Trajetória da impedância para diferentes valores de K.

Para $E_S > E_R$, ou seja, $k > 1$, o centro elétrico localiza-se acima do centro de impedância e para $E_S < E_R$, ou seja, $k < 1$, o centro elétrico localiza-se abaixo do centro de impedância.

III.3.3 Métodos de Detecção de Oscilações de Potência e Perda de Sincronismo

Esta seção discute uma série de métodos de detecção de oscilação de potência utilizados para funções OSB e OST. Ela abrange os métodos tradicionais de detecção para OSB e OST, aqueles com base na taxa de variação da impedância ou da resistência e os métodos utilizados mais recentes, como os baseados nas *Phasor Measurement Unit* – PMU.

Existem diversos métodos para detecção de oscilações de potência e perda de sincronismo. A seguir são citados alguns deles:

- Método das características concêntricas;
- Método com *blindings* simples ou duplo;
- Método Rdot;
- Método cálculo da impedância contínua;
- Método da taxa de variação da amplitude da tensão no centro elétrico;
- Método baseado em sincrofasores.

III.3.3.1 Método das Características Concêntricas

A distinção básica entre um fenômeno oscilatório e um defeito é que as variações de tensão e corrente durante uma oscilação são graduais, enquanto que no caso de defeito elas são bruscas.

Tanto os defeitos quanto as oscilações podem fazer com que a impedância de sequência positiva aparente entre na característica de operação de um relé de distância. No curto circuito a impedância aparente se move do valor pré-distúrbio para o seu valor em condições de defeito em um curtíssimo intervalo de tempo (alguns milissegundos). Nas oscilações eletromecânicas, a taxa de variação da impedância aparente de sequência positiva aparente é muito mais lenta e claramente relacionada à frequência da oscilação.

Portanto, a medida da impedância por si só não pode ser utilizada para distinguir uma condição de perda de sincronismo produzida por um defeito. O método fundamental para discriminar defeitos que resultem em oscilações de maior amplitude é observar a taxa de variação da impedância aparente medida.

Para medir a taxa de variação da impedância, o método de características concêntricas, estabelece dois elementos de medição de impedância concêntricos. Este método determina o tempo que a impedância aparente leva para cruzar uma região pré-determinada e o compara com dois ajuste de tempo, um referente a lógica de bloqueio (t_b) e outro com a lógica de disparo (t_d).

As formas destes elementos de medição de impedância são de vários tipos: círculos concêntricos mho , quadriláteros concêntricos, polígonos concêntricos, lentes concêntricas, *blindings* simples e duplos. Alguns deles encontram-se ilustrados na Figura III-13.

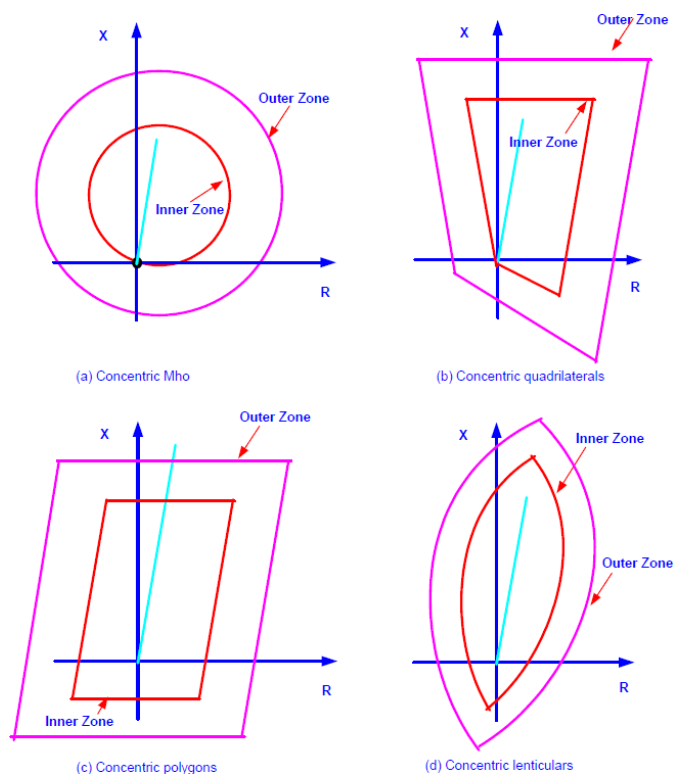


Figura III-13 – Formas de elementos de medição de impedância, [11].

Quando a impedância aparente cruzar a característica externa do relé, os temporizadores são inicializados. Ao cruzar a característica interna, os temporizadores são finalizados.

Se a impedância medida permanecer entre os dois elementos de medição de impedância acima de um determinado intervalo de tempo ajustado (t_b), fica caracterizada uma condição de oscilação de potência e o relé de distância é bloqueado. O relé permanece bloqueado até que a impedância saia do interior dos elementos de medição.

Por outro lado, se a impedância cruzar a região pré-determinada em um tempo (t_b) menor que o ajustado, fica caracterizado um curto-circuito e a proteção de distância da linha de transmissão não é bloqueada.

Se a impedância medida entrar na característica mais interna, após o t_d expirar e antes do t_b expirar, é identificada uma oscilação instável, e o sinal de disparo é comandado.

O ajuste da temporização pode ser feito em função da frequência de oscilação e da defasagem angular entre as barras dos terminais da linha, como definidos nos estudos elétricos.

III.3.3.2 Método com *Blinder* Simples ou Duplo

O Esquema *Blinder* Simples, utiliza um elemento mho e um conjunto de características de blinder. Os blinders são elementos que possuem característica linear no plano de impedâncias R–X.

Este esquema pode ser usado para restringir o disparo do relé de distância para cargas inicialmente fora dos blinders e para prevenir religamento automático de uma determinada linha para uma oscilação de potência instável detectada.

O Esquema *Blinder* Duplo possui dois conjuntos de *blind*ers, conforme ilustrado na Figura III-14.

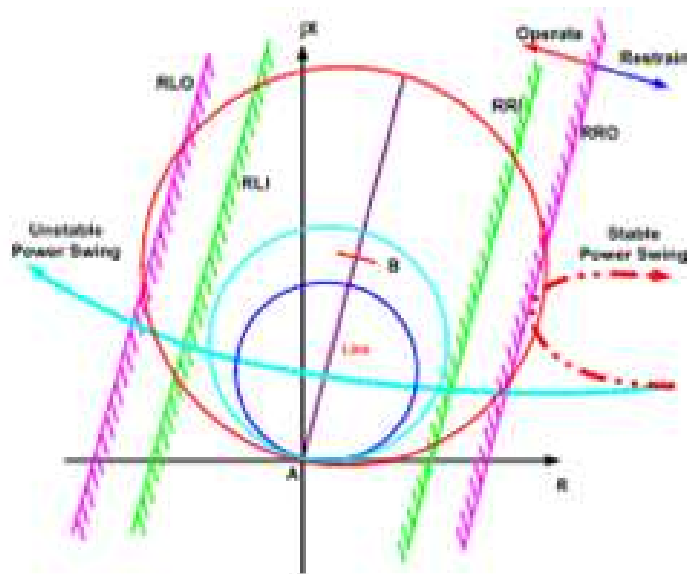


Figura III-14 – Esquema *blinder* duplo, [11].

O esquema baseia-se no mesmo princípio de medição do tempo necessário para um vetor de impedância percorrer um determinado intervalo ΔZ . A medição do tempo começa quando o vetor de impedância atravessa o *blinder* exterior (rosa) e cessa quando o *blinder* interior (verde) é atravessado. Se o tempo medido estiver acima do valor de Δt configurado, uma situação de oscilação de potência fica detectada. Caso contrário, uma falta é detectada.

III.3.3.3 Método Rdot

O esquema convencional de detecção de perda de sincronismo é aquele em que é dado um sinal de trip se a resistência vista pelo relé for inferior à resistência da característica interna (R_i) e se a taxa de variação da frequência ($\dot{R} = dR/dt$) for maior que um valor pré-estabelecido (\dot{R}_{ref}) que distingue uma oscilação instável de uma estável.

Aplicando no plano $dR/dt \times R$, ilustrado na Figura III-15 temos:

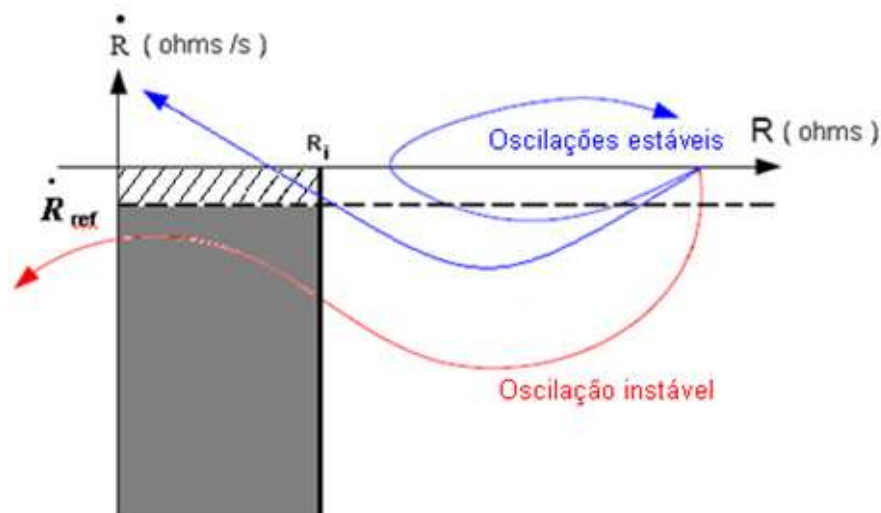


Figura III-15 – Plano $dR/dt \times R$, [11].

Neste plano, se for atingida a área sombreada, delimitada pela resistência da característica interna (R_i), um sinal de trip é emitido. Os pontos da área sombreada são caracterizados pela inequação convencional do relé OST:

$$R - R_i \leq 0 \quad (3.11)$$

Dentro da área hachurada, não haverá atuação devido à ação de bloqueio ($\dot{R}_{ref} = dR/dt$).

O problema deste esquema é que, quando a oscilação é muito rápida, podem ocorrer afundamentos de tensão muito graves, com a eventual perda descontrolada de cargas ou perda de sincronismo entre áreas do sistema, se a abertura do circuito não for efetuada rapidamente, antes que a tensão no centro elétrico atinja um valor mínimo. É para estas situações que é utilizado o esquema \dot{R} de detecção. Segundo [11], este esquema é utilizado na interligação em 500 kV chamada *Pacific Intertie*, entre as regiões Noroeste e Sudoeste do Estados Unidos.

Neste método é utilizado um relé de impedância igual aos utilizados nas PPS convencionais, ao qual é acrescida uma unidade de medida definida como taxa de variação da resistência ($dR/dt < \dot{R}$). Assim, este relé é capaz de fazer a detecção da taxa de variação da frequência, ou seja, avaliar a aceleração da resistência vista pelo relé na sua trajetória em direção ao centro elétrico e, se esta aceleração for superior a um valor pré-ajustado, efetuar o desligamento da linha antes que as tensões se degradem.

No plano $\dot{R} \times R$ esta aceleração máxima aparece como uma reta (chamada de *switching line*) inclinada em relação ao eixo horizontal, de modo que se a trajetória da impedância atravessá-la, atingindo a área sombreada, a abertura da linha é efetuada, como pode ser visto na Figura III-16.

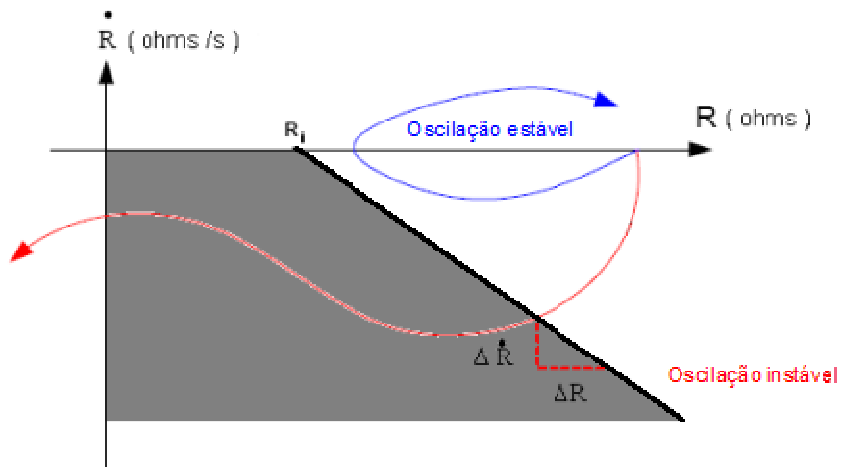


Figura III-16 – Característica da aceleração da resistência, [11].

A *switching line* é uma reta de coeficiente angular $A = \Delta \dot{R} / \Delta R$ e coeficiente linear $A * R_i$.

Os pontos na área sombreada (onde haverá atuação) são, portanto, caracterizados pela inequação:

$$\dot{R} \leq -(A * R + A * R_i)$$

$$\dot{R} + A * (R - R_i) \leq 0$$

$$(R - R_i) + \frac{\dot{R}}{A} \leq 0$$

$$(R - R_i) + T \dot{R} \leq 0 \tag{3.12}$$

onde:

$$T = \frac{\Delta R}{\Delta \dot{R}} \quad (3.13)$$

Verifica-se que T é a inclinação da *switching line*, através da qual é ajustada a máxima aceleração da resistência a partir da qual haverá atuação do relé. Quando $T = 0$ tem-se a PPS convencional.

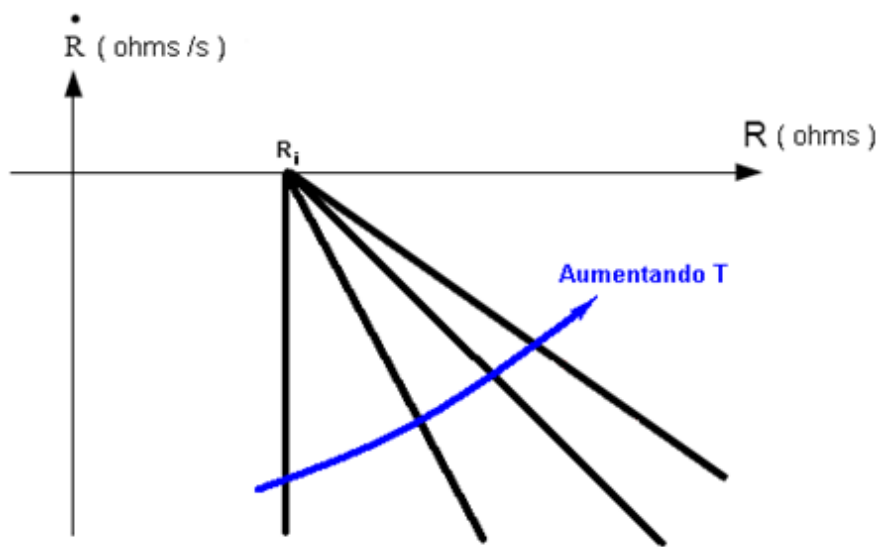


Figura III-17 – Comportamento da inclinação da *switching line*.

Se a taxa de variação da resistência (\dot{R}) é baixa, o desempenho da PPS $R\dot{d}$ é similar ao da PPS convencional. Já quando ocorrem elevadas taxas de variação da resistência, a separação é iniciada muito mais cedo.

III.3.3.4 Método Cálculo da Impedância Contínua

Neste esquema, a impedância visualizada no ponto de localização do relé pela Figura III-18 é calculada continuamente (por exemplo, a pequenos intervalos de até 5 ms), ou seja, a cada 5 ms o valor da impedância na etapa atual é comparada com o valor da

impedância na etapa anterior. Caso tenhamos um desvio, uma situação de oscilação é assumida, mas ainda não comprovada.

A próxima impedância que deve ser calculada 5 ms mais tarde a atual é prevista com base na diferença entre as impedâncias medidas anteriormente (extrapolação linear). Se a previsão estiver correta, é detectada uma condição de oscilação de potência.

A taxa de variação da resistência e sua aceleração são avaliadas a cada novo intervalo, sem necessidade de ajuste de janelas de medição (característica externa – característica interna), nem de temporizadores.

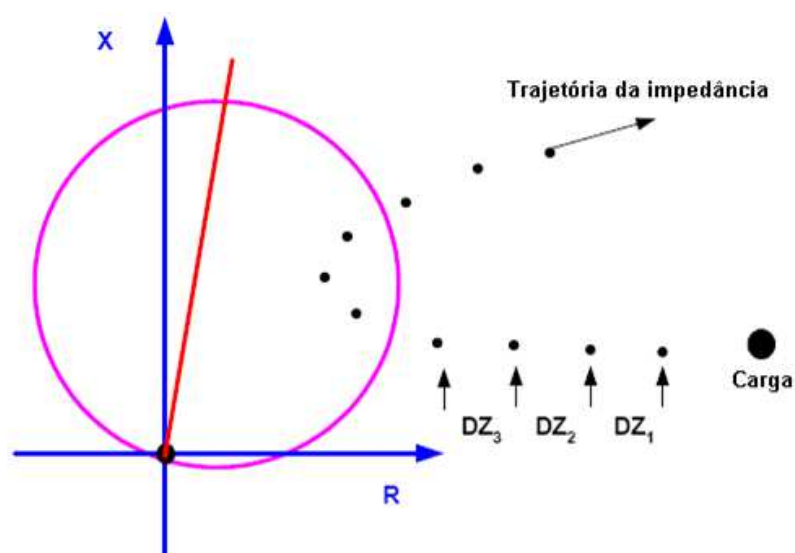


Figura III-18 – Detecção de oscilação de potência com cálculo da impedância contínua, [11].

III.3.3.5 Método da Taxa de Variação da Amplitude da Tensão no Centro Elétrico

A amplitude da tensão no centro elétrico (ATCE ou *SCV*) é definida como a tensão no ponto em que o valor da tensão ao longo de um sistema equivalente com duas fontes é mínimo, ou seja, quando o ângulo entre as duas fontes vale 180° . Quando um sistema de duas fontes perde a estabilidade e vai para uma situação de escorregamento contínuo entre as fontes referidas após algum distúrbio, a defasagem angular entre elas, $\delta(t)$, irá aumentar indefinidamente, em função do tempo.

A Figura III-19 ilustra o diagrama de fase das tensões em um sistema de duas fontes genéricas, impedâncias das fontes Z_{S1} e Z_{R1} , impedância de linha Z_{L1} com a SCV sendo indicada por seu fasor do ponto o para o ponto o' .

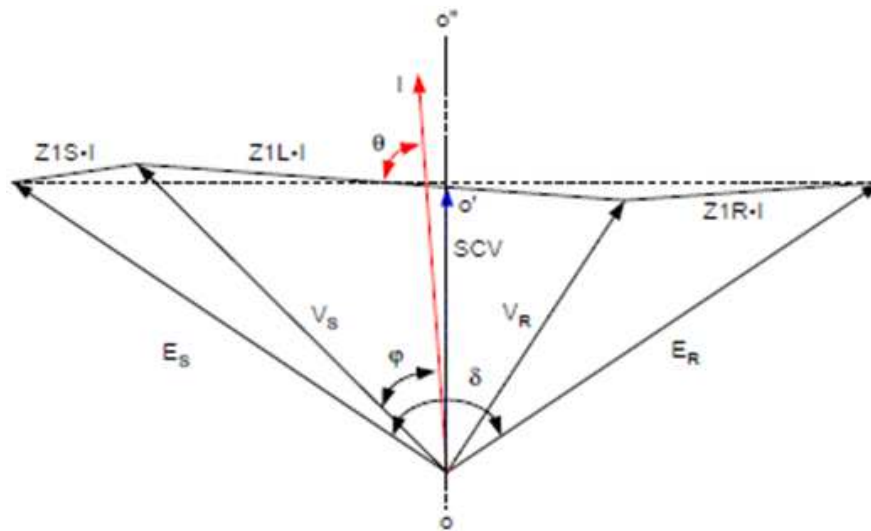


Figura III-19 – Diagrama de fasor de tensão para um sistema com duas fontes, [11].

Neste método, a taxa de variação da amplitude da tensão no centro elétrico é utilizada na detecção de oscilação de potência. Dessa forma, alguma diferença entre a amplitude da tensão real no centro elétrico do sistema e sua estimativa no local de medição terá pouco impacto na detecção da oscilação. Assim, pode-se assumir a relação mostrada na equação (3.14).

$$\varphi \approx \frac{\delta}{2} \quad (3.14)$$

Sendo V_S a tensão de fase lida e considerando que o ângulo de impedância do sistema, θ , se aproxima de 90° , uma aproximação da SCV pode ser obtida:

$$SCV \approx |V_S| \cdot \cos \varphi \quad (3.15)$$

onde:

SCV = amplitude da tensão no centro elétrico do sistema;

$|V_S|$ = amplitude da tensão de fase no ponto de medição;

φ = ângulo entre a tensão e corrente, medidas no ponto de instalação do relé.

Na Figura III-20 observa-se que $V \cos \varphi$ é uma projeção de V_S sobre o eixo da corrente, I . Caso o ângulo de impedância do sistema, denominado θ , esteja próximo a 90° , $V \cos \varphi$ aproxima a amplitude da tensão no centro de oscilação. No artigo [21], o autor introduziu pela primeira vez a quantidade de $V \cos \varphi$ para detecção de oscilação de potência.

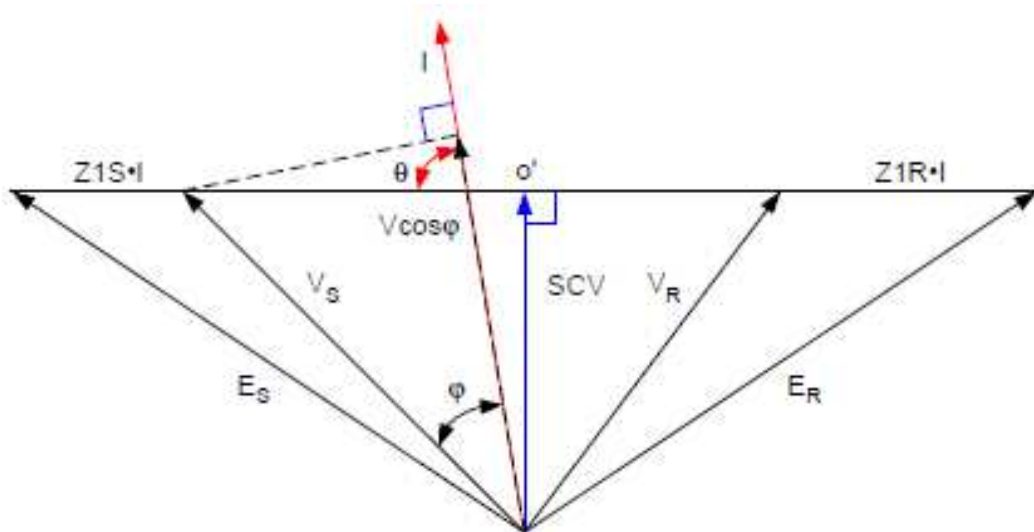


Figura III-20 – $V \cos \varphi$ é a projeção da tensão local V_S e I é a corrente local, [11].

Logo na equação (3.15), considerando a relação entre o SCV e a diferença angular entre as duas fontes do sistema, δ , pode ser simplificada para:

$$SCV1 = E_1 * \cos\left(\frac{\delta}{2}\right) \quad (3.16)$$

onde:

E_1 = amplitude da tensão da fonte E_S , também considerada igual à amplitude da tensão da fonte E_R ;

$SCV1$ = amplitude da tensão no centro elétrico do sistema.

Assim, o SCV tem valor máximo quando o ângulo entre as duas fontes for 0° e valor nulo quando o ângulo for 180° , conforme equação (3.16). Esta propriedade tem sido explorada para que se possa detectar oscilações de potência, olhando para a taxa de variação da tensão do centro de oscilação. A derivada de SCV1 em relação ao tempo torna-se então:

$$\frac{d(SCV1)}{dt} = -\frac{E_1}{2} * \operatorname{sen}\left(\frac{\delta}{2}\right) \frac{d\delta}{dt} \quad (3.17)$$

A equação (3.17), fornece a relação entre a taxa de variação das SCV e a frequência de escorregamento do sistema de duas máquinas, $d\delta/dt$.

A derivada da tensão SCV é independente das impedâncias da rede e atinge o seu máximo quando o ângulo entre as duas máquinas for $\delta=180^\circ$. Quando $\delta=0^\circ$, a taxa de variação de SCV também é zero.

Para o objetivo de detectar oscilações nos sistemas de potência, o método SCV tem as seguintes vantagens:

- Diferente dos outros métodos disponíveis para detecção de oscilações no sistema, o método da taxa de variação da amplitude da tensão no centro elétrico é independente das fontes remotas de tensão do sistema e da impedância da linha;

- A amplitude da SCV relaciona-se diretamente com δ . Por exemplo, se a grandeza da tensão medida no centro da oscilação é a metade da tensão nominal, então $\delta=120^\circ$, assumindo amplitudes iguais da fonte e um sistema homogêneo.

III.3.3.6 Método Baseado em Sincrofasores

As técnicas tradicionais para a detecção de oscilação de potência têm como base na determinação da trajetória da impedância no plano complexo. Para este método, os sincrofasores (medidores do ângulo de fase da tensão em tempo real nos barramentos) são utilizados. Esta medição do ângulo de fase da tensão em tempo real nas barras levou ao desenvolvimento de sistemas de proteção especiais e modernos para a detecção de oscilações.

Duas abordagens têm sido descritas para implementar a rede baseada em sincrofasores na aplicação de detecção de oscilações. A primeira ocorre durante uma perturbação, quando o novo ângulo de fase entre duas máquinas é calculado e o algoritmo de áreas iguais é implementado em tempo real para determinar se o novo ponto de operação é estável ou instável. A segunda abordagem consiste em medir os fasores de sequência positiva em duas ou mais localizações estratégicas nas barras.

A aplicação utiliza o modelo de variação no tempo do ângulo da fase da forma de onda suposta senoidal amortecida exponencialmente, através da equação (3.18).

$$\delta(t) = \delta_0 + A * e^{-\alpha t} * \text{sen}(wt + \beta) \quad (3.18)$$

onde:

δ_0 = diferença angular de fase inicial;

α = constante de amortecimento;

w = frequência angular da diferença de fase;

A = amplitude da oscilação.

III.3.4 Filosofias de Bloqueio das Proteções de Distância por Oscilação de Potência – OSB e Função de Disparo por Perda de Sincronismo – OST

III.3.4.1 Bloqueio das Proteções de Distância por Oscilação – OSB

Esta função detecta oscilações de potência e têm como objetivo principal bloquear as unidades de distância passíveis de atuar nestas condições.

A filosofia de proteção para bloqueio OSB é responsável por:

- Discriminar entre defeitos/faltas e oscilações de potência estáveis ou instáveis;
- Bloquear elementos do relé propensos a operar durante oscilações estáveis e/ou instáveis;
- Permitir que elementos do relé operassem durante falhas ou defeitos que evoluem durante uma condição de oscilação.

Como citado anteriormente, oscilações de potência estáveis ou instáveis podem causar operações indevidas das proteções, principalmente as proteções de distância (função 21 ANSI), aumentando a área de abrangência da perturbação e causando maiores danos ao sistema.

A proteção de distância, tradicionalmente utilizada em linhas de transmissão, identifica o curto-circuito por meio do cálculo da impedância aparente.

Esquemas convencionais OSB são baseados principalmente na medição da impedância de sequência positiva no local da instalação da proteção. Durante condições normais de funcionamento do sistema, a impedância medida é a impedância da carga e o

seu lugar geométrico se situa relativamente longe das características de proteção do relé de distância.

Quando ocorre uma falta, a impedância medida se move imediatamente do local da impedância de carga para o local que representa a falta no plano de impedância.

Durante uma oscilação de potência no sistema, a impedância medida move-se lentamente sobre o plano da impedância, e a taxa de variação da impedância é determinada pela frequência de deslizamento do sistema equivalente de duas fontes. Em alguns casos, as oscilações de potência fazem com que a impedância vista pelo relé de distância migre para o interior de sua região operacional, causando atuações indevidas da mesma. Neste caso o relé deve identificar a oscilação e bloquear o trip das funções de distância.

Os esquemas convencionais OSB usam a diferença entre a mudança da taxa de variação da impedância durante uma falta e durante uma oscilação de potência para diferenciar entre uma falta e uma oscilação. Para realizar esta diferenciação, se colocam tipicamente no plano de impedância duas características de impedância concêntricas separadas por impedância ΔZ e utiliza-se um temporizador Δt para determinar o tempo de duração do deslocamento da impedância medida entre as duas características. Se a impedância medida atravessar as características concêntricas antes de expirar o temporizador o relé declara o evento como sendo uma falta no sistema. Caso contrário, se o temporizador expirar antes da impedância atravessar ambas as características concêntricas, o relé classifica o evento como sendo uma oscilação de potência.

A Figura III-21 ilustra o lugar geométrico percorrido pela impedância medida no relé cruzando os *blindings* do relé de distância.

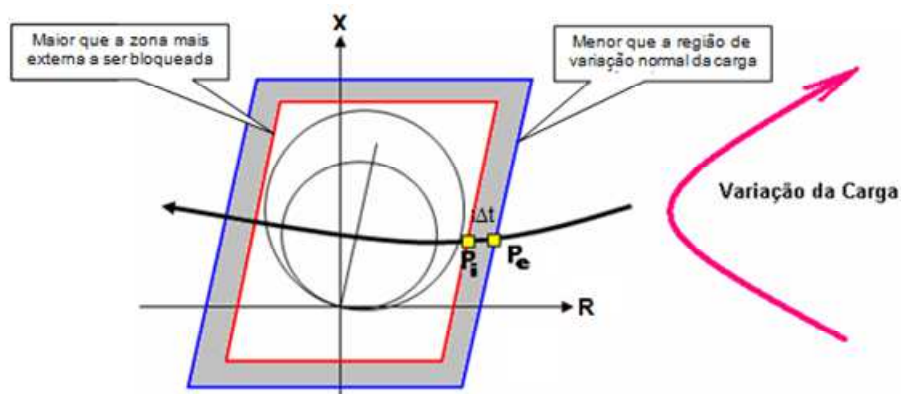


Figura III-21 – Lugar geométrico percorrido pela impedância medida pelo relé de distância, [4].

Para garantir um tempo suficiente para que seja efetuado o bloqueio dos elementos de distância em caso de oscilação, deve-se posicionar a característica interna da função de bloqueio (vermelho) por fora da maior zona de proteção a ser bloqueada. Somente as zonas cujos tempos de atuação são mais curtos que as oscilações de potência precisam ser bloqueadas. Normalmente a 1ª e a 2ª zona assistida por comunicação (teleproteção) são instantâneas. Portanto, a característica interna da função de bloqueio deve ser maior do que a região de alcance destas zonas.

A característica externa (azul) deve ser posicionada de modo que fique afastada da impedância da carga vista pelo relé para a máxima carga prevista, de modo a evitar a operação indevida da lógica de bloqueio em situações de variação normal da carga.

Caso o intervalo entre a sensibilização da característica externa e da interna seja superior ao tempo de discriminação definido, a atuação do relé 21 é inibida. Essa função é denominada função bloqueio por oscilação de potência.

Vimos que há 2 (dois) requisitos para a implantação da função bloqueio por oscilação: a característica interna da função de bloqueio deve ser posicionada por fora da maior zona de proteção a ser bloqueada (para garantir um tempo suficiente para que seja efetuado o bloqueio dos elementos de distância em caso de oscilação) e a característica externa deve ser posicionada de modo que fique afastada da impedância da carga vista pelo

relé para a máxima carga prevista (de modo a evitar a operação indevida da lógica de bloqueio em situações de variação normal da carga).

Ocorre que se a impedância da linha Z_L for relativamente maior (linha longa) que as impedâncias do sistema Z_S e Z_R , pode-se ter dificuldade em atender os dois requisitos. A Figura III-22 adiante ilustra este caso. O círculo representa a maior das zonas que deverá ser bloqueada e as características interna e externa da função de bloqueio são mostradas em vermelho e azul respectivamente.

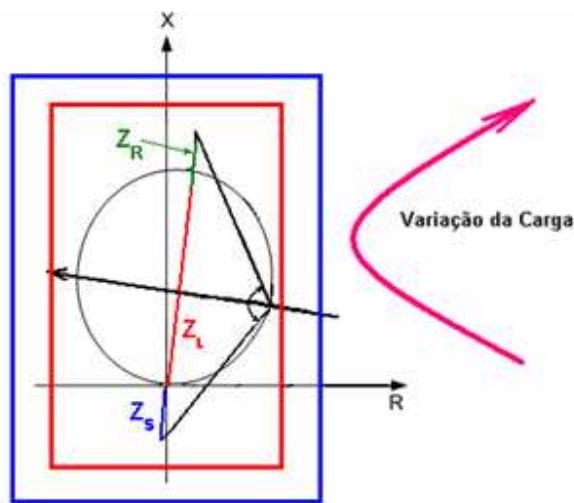


Figura III-22 – Caso com Z_L elevado em comparação a Z_S e Z_R .

Observe-se que, como é necessário posicionar a característica interna da função de bloqueio por fora da maior zona de proteção a ser bloqueada e ela é muito extensa, sobra pouco espaço para posicionar a característica externa, que deve ficar afastada da impedância da carga vista pelo relé para a máxima carga prevista. Este problema se agrava se a linha é altamente carregada, podendo a trajetória da impedância durante variações da carga levar ao bloqueio indevido da proteção de distância.

Para evitar este problema, os relés modernos utilizam elementos de “*load encroachment*” (representado pela região sombreada) que inibem o bloqueio da proteção de distância dentro de sua área de visão.

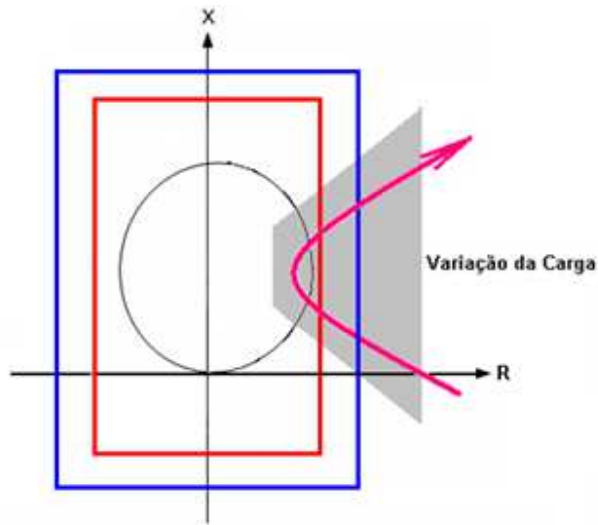


Figura III-23 – *Load encroachment* de relés modernos.

III.3.4.2 Função de Disparo de Perda de Sincronismo – OST

Caso ocorra uma perda de sincronismo, é imperativo que as áreas do sistema operacional sejam separadas imediatamente para evitar apagões de área ampla e danos aos equipamentos. Uma maneira eficaz e atenuante para conter tal perturbação é através do controle de ilhamento do sistema de potência usando sistemas de proteção para perda de sincronismo.

A separação do sistema nem sempre atinge o equilíbrio carga-geração desejado. Nos casos em que a carga da área separada está acima da geração local, é necessário aplicar algum tipo de esquema de rejeição de cargas não essenciais para evitar um blecaute total da área.

A filosofia de perda de sincronismo OST tem como principal função a divisão do sistema em locais predeterminados de forma a permitir o melhor equilíbrio entre geração e carga após um distúrbio.

As proteções de disparo por perda de sincronismo devem discriminar as oscilações estáveis das oscilações instáveis e providenciar os desligamentos necessários em casos de perda de sincronismo. A PPS deverá dar comando de abertura se a oscilação for instável,

com possível colapso nas áreas afetadas pela interligação e atuação descontrolada das proteções do sistema.

Para conseguir isso, os sistemas OST devem ser aplicados em locais de rede pré-selecionados, geralmente perto do centro elétrico da rede, e a separação da rede deve ocorrer nesses pontos para preservar um equilíbrio entre carga e geração. Muitos sistemas de relés são propensos a operar em diferentes locais do sistema de potência durante uma condição de oscilação provocando disparos indesejados. Portanto, os sistemas OST devem ser complementados com o sistema OSB para impedir as operações indesejáveis dos relés, evitando danos aos equipamentos e desligamento de grandes porções do sistema de potência e alcançando uma separação do sistema de maneira controlada.

Outro aspecto difícil dos esquemas OST consiste em determinar o instante adequado para emitir um sinal de disparo para o disjuntor visando evitar danos aos equipamentos e garantir a segurança das equipes técnicas.

A Figura III-24 ilustra o lugar geométrico percorrido pela impedância medida no relé cruzando pelos *blindings* do relé de distância.

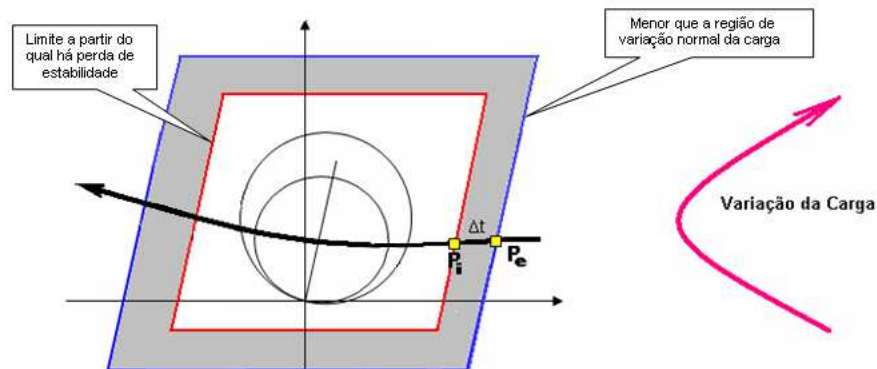


Figura III-24 – Lugar geométrico percorrido pela impedância medida no relé de distância, [4].

Para efetuar sua função, a PPS deve ter a sua característica interna (vermelho) posicionada no ponto da trajetória da oscilação a partir da qual o sistema não consegue mais recuperar a estabilidade para as diversas condições operativas e tipos de distúrbios que possam levar à perda de sincronismo. A característica externa (azul) deve ficar longe da

região de variação normal da carga, de modo a evitar a operação indevida da lógica em condições de carga elevada.

A lógica OST permite que a linha seja desligada na entrada da característica interna (filosofia TOWI – *Trip on the way in*) ou na saída (filosofia TOWO – *Trip on the way out*).

A função de disparo por oscilação pode ser ativada de duas formas diferentes:

- TOWI - *Trip-On-Way-In* – O relé envia o comando de disparo quando o temporizador expirar e a impedância aparente entrar na zona mais interna.
- TOWO - *Trip-On-Way-Out* – O relé envia o comando de disparo quando o temporizador expirar e a impedância aparente entrar e sair da zona mais interna.

TOWO é o meio mais comum de aplicar disparo contra oscilação desde que os disjuntores tenham comando de disparo e quando as duas fontes de tensão equivalentes estiverem perto de uma condição de fase. TOWO tem menor impacto sobre os disjuntores envolvidos porque a tensão de recuperação transitória que resulta da abertura em um ângulo menor entre os dois sistemas é mais favorável.

O reconhecimento da saída da zona interna na filosofia TOWO é feita pela inversão do sinal da resistência. Neste esquema, a proteção de distância deve permanecer bloqueada até que a trajetória da impedância saia da zona interna.

Em raras ocasiões, os requisitos de estabilidade do sistema são tais que TOWI é desejado.

Deve-se ter o cuidado em tais casos, uma vez que o comando de disparo para os circuitos dos disjuntores são emitidos quando as duas fontes de tensão equivalentes estiverem perto de uma condição defasada. Portanto, o usuário deve verificar com o fabricante do disjuntor se os mesmos são capazes de disparar para tal condição do sistema evitando danos aos equipamentos e garantindo a segurança do pessoal de campo.

As formas de ativação para funções de disparo encontram-se ilustradas na Figura III-25.

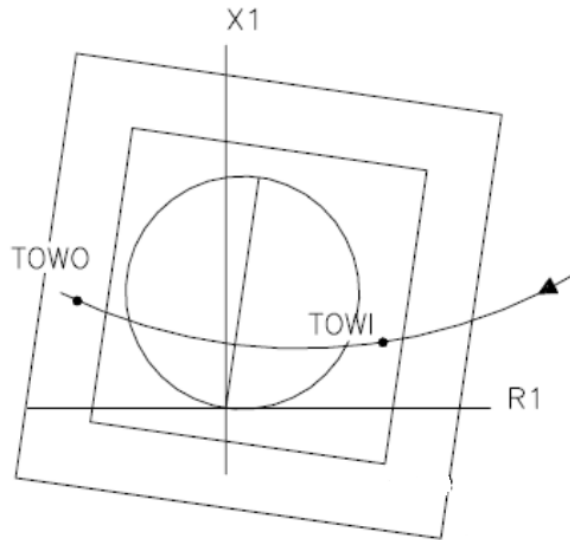


Figura III-25 – Trip-On-Way-In e Trip-On-Way-Out.

III.3.5 Considerações quanto aos Ajustes dos Temporizadores OSBD e OSTD

Quando o ponto da trajetória da impedância vista pelo relé entra na característica externa (ponto P_e) na Figura III-21, iniciam-se dois temporizadores: um que detecta as condições de bloqueio (OSBD) e outro que detecta as condições de disparo (OSTD).

O valor do OSBD deverá ser o tempo de viagem Δt entre as características interna e externa para a oscilação instável mais rápida verificada através de simulações em um programa de estabilidade eletromecânica, para as diversas condições operativas e tipos de distúrbios que possam levar à perda de sincronismo (que é definida por $f_{slip B}$).

Em caso de curto-circuito, Δt é inferior a OSBD e a própria proteção de distância da linha abrirá o circuito.



O diagrama ilustrado na Figura III-26 mostra esquematicamente, sob a forma de lógica de contatos, a função de bloqueio:

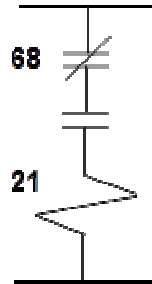


Figura III-26 – Lógica de contatos da função de bloqueio.

Se o tempo de permanência entre as características interna e externa Δt for maior que OSBD, ou seja, se o tempo OSBD expirar, trata-se de uma oscilação, pois a oscilação é um fenômeno mais lento que um curto-circuito. Então, o contato 68 abrirá, inibindo a atuação da proteção de distância.

O valor do OSTD deverá ser, portanto, o tempo de viagem Δt entre as características interna e externa para a oscilação estável mais rápida verificada através de simulações em um programa de estabilidade eletromecânica, para as diversas condições operativas e tipos de distúrbios que possam levar à perda de sincronismo (definida por $f_{slip T}$). É importante estar seguro que uma oscilação de potência estável nunca cruze a característica OSTD mais distante, visando evitar uma separação do sistema durante uma oscilação de potência estável da qual o sistema pode se recuperar.

Assim, se numa perturbação o intervalo Δt for menor que OSTD, tratar-se de uma oscilação estável; caso contrário, teremos uma oscilação instável e teremos comando de abertura das linhas de interligação.



O diagrama ilustrado na Figura III-27 mostra esquematicamente, sob a forma de lógica de contatos, a função de disparo:

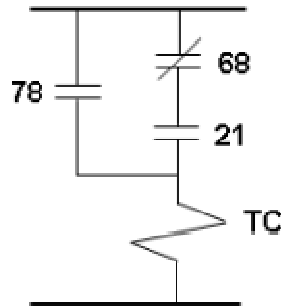


Figura III-27 – Lógica de contatos da função de disparo paralelo.

Se o tempo de permanência entre as características interna e externa Δt for maior que OSTD, identifica-se uma oscilação instável, logo o contato 78 deverá ser fechado. No caso de Δt maior que o OSBD, trata-se de uma oscilação, então o contato 68 deverá ser aberto.

Destaca-se que cada fabricante de relé utiliza uma forma de implementação. A Schweitzer, fabricante do relé estudado neste trabalho, implementa em seus relés uma lógica que é a “dual” da lógica apresentada na Figura III-27. Ao invés de utilizar uma lógica “OU” (contatos 78 e 68 em paralelo), ela utiliza uma lógica “E” (contatos 78 e 68 em série), conforme ilustrada na Figura III-28.

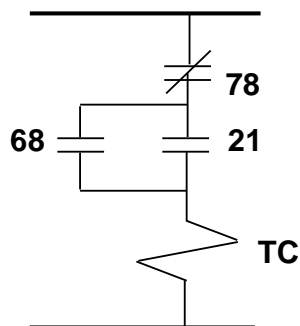


Figura III-28 – Lógica de contatos da função de disparo em série.

Se o tempo de permanência entre as características interna e externa Δt for maior que OSTD, identifica-se uma oscilação instável. Logo, o contato 68 deverá ser fechado e o contato 78 deverá ser aberto. De forma resumida, o contato 68 é fechado quando uma oscilação é caracterizada, mas o contato 78 só permite o trip se for verificado que a oscilação é instável.

Conclui-se que OSBD e OSTD são os tempos de viagem entre a característica interna e a característica externa da PPS nas condições limites de oscilação. OSTD é o limite entre a oscilação estável e a instável e OSBD é a fronteira entre o curto-circuito e a oscilação.

Observa-se que durante a oscilação, ao entrar na característica externa, o defasamento angular entre os sistemas é δ_e e que, ao passar pela característica interna, o defasamento é δ_i . A Figura III-29 apresenta estas definições.

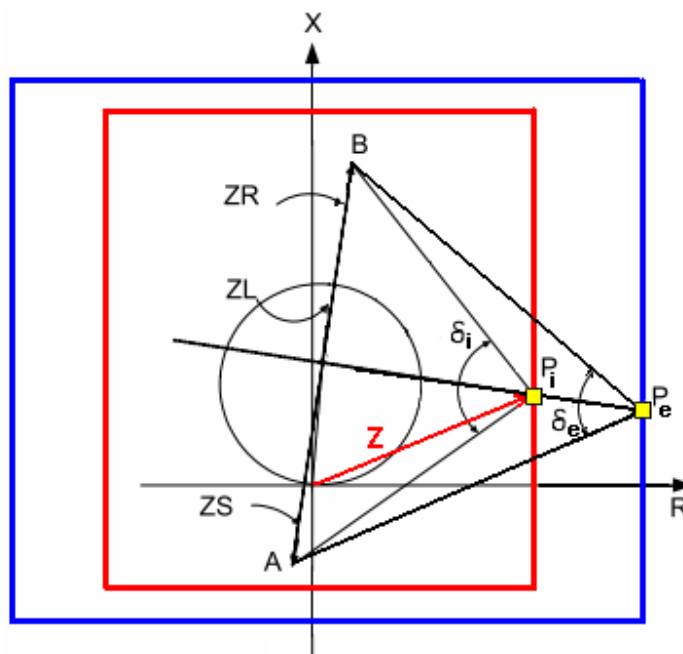


Figura III-29 – Análise da PPS em uma linha.

Como os sistemas estão oscilando com uma frequência de oscilação f_{slip} ciclos/s, o tempo de viagem Δt entre as características interna e externa é:

$$f_{\text{slip}} * 360^\circ \rightarrow 1s \quad (3.19)$$

$$\delta_i - \delta_e \rightarrow \Delta t \quad (3.20)$$

O que resulta em:

$$\Delta t = \frac{\delta_i - \delta_e}{360^\circ * f_{\text{slip}}} S \quad (3.21)$$

Se o relé for ajustado em ciclos da frequência do sistema, ao invés de segundos:

$$\Delta t = \frac{\delta_i - \delta_e}{360^\circ * f_{\text{slip}}} * 60\text{ciclos} \quad (3.22)$$

Assim, OSTD é o intervalo de tempo Δt obtido utilizando-se na equação (3.22) o valor de $f_{\text{slip T}}$ (a maior frequência de oscilação medida nas oscilações estáveis em todas as simulações realizadas). Por outro lado o OSBD é o Δt obtido utilizando-se nesta fórmula o valor de $f_{\text{slip B}}$ (a maior frequência de oscilação medida nas oscilações instáveis em todas as simulações realizadas).

A aplicação deste desenvolvimento teórico para a determinação de OSTD e OSBD é muito trabalhosa. Precisamos, em primeiro lugar, calcular os equivalentes dos sistemas em cada terminal da linha onde localiza-se a PPS. Para isto deve-se retirar a linha de interesse e anotar os valores das impedâncias calculadas através de um programa de curto-circuito: Z_S , Z_R e Z_{TR} (a impedância de transferência entre as barras). Reintroduzindo-se a linha teríamos o sistema de duas fontes equivalente ilustrado Figura III-30.

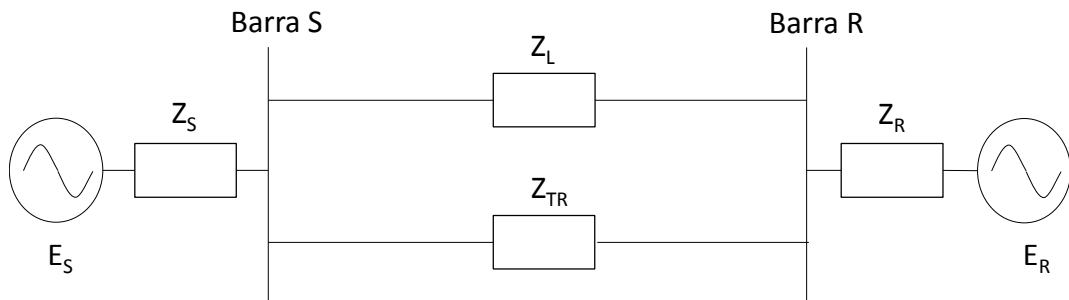


Figura III-30 – Aplicação teórica para a determinação do OSTD e OSBD.

Feito isto poderíamos calcular a impedância total entre as fontes:

$$Z_T = Z_S + Z_R + Z_{TR} // Z_L \quad (3.23)$$

Assim, é possível montar o diagrama RX, determinando a trajetória do centro elétrico (que, como vimos, passa no ponto médio de Z_T) e calcular os ângulos δ_i e δ_e . Levantando-se nos casos simulados os valores das frequências de oscilação $f_{\text{slip B}}$ e $f_{\text{slip T}}$, calculamos então, pela equação (3.22), os valores de OSTD e OSBD.

A grande dificuldade deste cálculo teórico reside no fato de que as impedâncias do sistema podem variar drasticamente em função do ponto de operação do sistema, da condição de carga (impedâncias das cargas e das fontes sincronizadas), do nível de alteração da rede, da severidade do distúrbio e das ações dos controladores de tensão e velocidade.

Por outro lado, este método teórico é útil para identificar de forma explícita se existe a possibilidade do centro elétrico passar por uma determinada linha, candidatando a como possível ponto para a instalação de uma PPS. Se Z_T for maior do que cada uma das impedâncias das fontes, então o centro elétrico cai na linha considerada. O OSB então necessariamente estará neste local e OST pode ou não ser aplicada neste local, sua presença dependendo da filosofia de proteção de cada empresa.

Na prática, a obtenção de OSTD e OSBD deve ser feita plotando-se no diagrama RX a trajetória da impedância para os dois casos limites (a oscilação estável e a oscilação instável com maiores frequências de oscilação) identificados em exaustivos estudos de

estabilidade e medindo-se diretamente os tempos de viagem, em cada caso, na janela entre a característica externa e a característica interna.

Conforme mostrado no item III.3.4.2, o ajuste da característica interna deve ser obtido através de simulações em um programa de estabilidade eletromecânica, para as diversas condições operativas e tipos de distúrbios que possam levar à perda de sincronismo, até encontrar-se o ponto da trajetória da oscilação a partir do qual o sistema não consegue mais manter a estabilidade e neste ponto deve ser medido o tempo de viagem entre a característica externa e a característica interna que definirá o ajuste do retardo OSTD, conforme mostrado na Figura III-31.

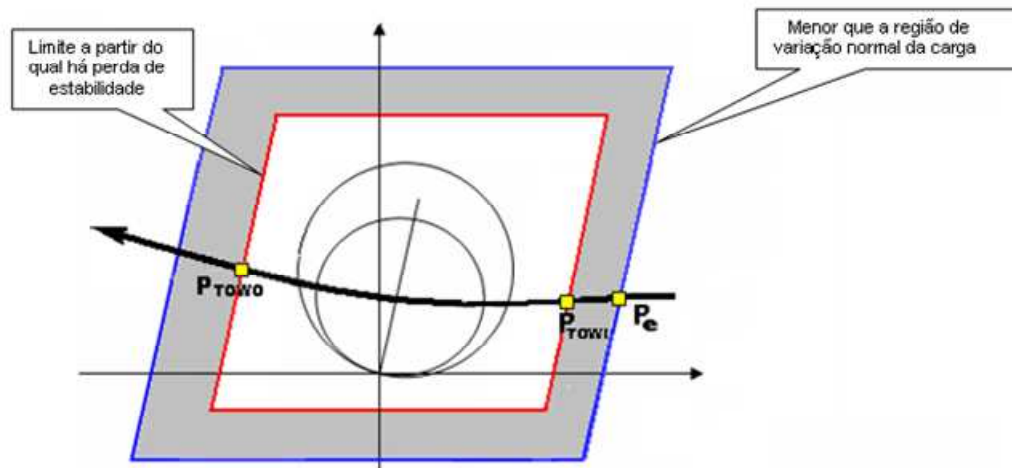


Figura III-31 – Ajustes das características internas e externas.

III.3.6 Cuidados a serem tomados quanto aos Ajustes dos Temporizadores OSBD e OSTD

Suponhamos agora que, efetuando algumas simulações, a oscilação estável limite que conseguimos identificar nos levou a ajustar o OSTD em 1s. O parâmetro OSBD foi ajustado em 25 ms. Digamos que venha a ocorrer uma contingência não prevista nas simulações em que o tempo de viagem entre as características seja de 800 ms e que o sistema permaneceu em sincronismo, ou seja, que o parâmetro OSTD tenha sido sobre

avaliado, ou seja, a contingência que havíamos identificado não era a contingência estável mais rápida. A PPS atuará corretamente?

Segundo a lógica de contatos da Figura III-32, observa-se que ao atingir a característica interna (800 ms após passar pela característica externa), o contato 78 ainda estará fechado (pois o tempo OSTD, ajustado em 1,0 s, ainda não terá expirado). Como o contato 68 estará fechado (pois OSBD, ajustado em 25 ms, já terá expirado), a PPS promoverá indevidamente a abertura da linha, já que não há perda de sincronismo.

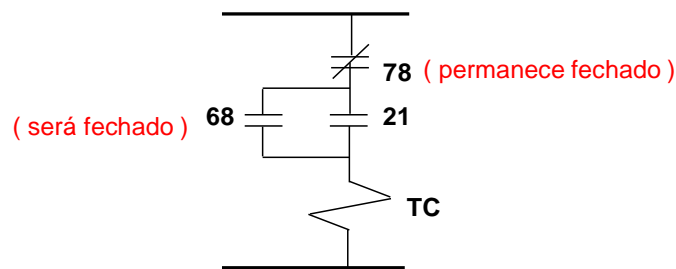


Figura III-32 – Lógica de contatos relé Schweitzer.

Verifica-se assim que, além de promover uma exaustiva pesquisa de condições de operação e de distúrbios para identificar a contingência estável mais rápida, deve-se aplicar uma pequena margem de segurança (reduzindo-se a característica interna em relação ao ajuste limite obtido nas simulações) para que a trajetória da impedância não toque na característica interna, de modo a cobrir contingências estáveis não previstas para as quais haveria a atuação indevida da PPS. A Figura III-33 ilustra a situação descrita acima.

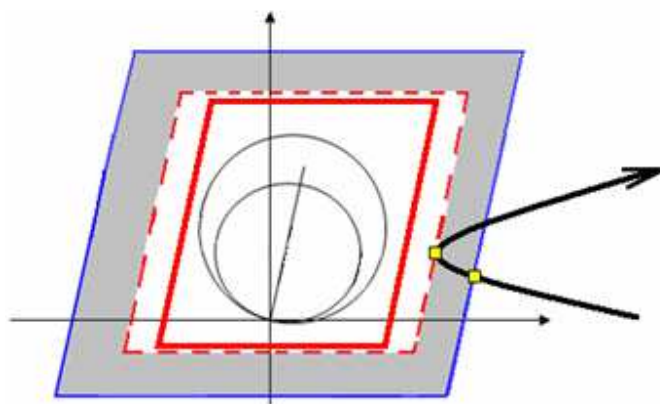


Figura III-33 – Ajustes das características internas com margem de segurança.

Outro ponto, já citado no item III.3.4.1, é a dificuldade que pode ser encontrada para a definição das características da PPS, quando a impedância da linha (Z_L) é relativamente maior em comparação com as impedâncias do sistema (Z_S e Z_R).

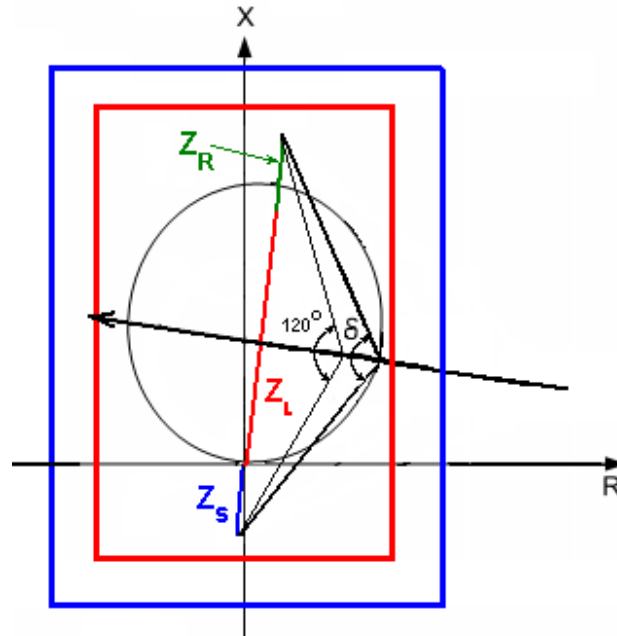


Figura III-34 – Definição das características da PPS.

Assumindo 120° como o defasamento limite para que o sistema seja estável (critério das áreas iguais), se ao entrar na característica da proteção de distância o defasamento angular δ , for menor do que 120° (ou seja, se for uma oscilação estável), ocorrerá à atuação indesejável da proteção de distância, pois esta é uma oscilação da qual o sistema iria se recuperar.

Portanto, quando a impedância da linha é muito grande frente às impedâncias do sistema, a característica interna da PPS não pode ser posicionada no ponto da trajetória da oscilação a partir da qual o sistema não consegue mais recuperar a estabilidade, como é feito normalmente. Se isto fosse feito, a característica interna da PPS ficaria dentro da zona de atuação da proteção de distância e ela poderia atuar para oscilações estáveis.

Neste, a característica interna da PPS deve ser posicionada externamente e próxima às zonas que se deseja bloquear. Os ajustes das temporizações de bloqueio OSBD e de

disparo OSTD são obtidos do mesmo modo (OSBD para discriminar o curto-circuito da oscilação instável e OSTD para discriminar a oscilação instável da estável).

III.3.7 Efeito de Oscilações de Potência nos Relés de Distância

A perda de sincronismo entre o sistema de potência e um gerador atinge os relés de linha de transmissão de várias maneiras. Os elementos do relé de distância podem operar durante uma oscilação de potência, estável ou instável, se a trajetória da impedância entrar na característica operacional do relé de distância. A sua operação depende do ajuste da zona e o tempo que leva para a trajetória da impedância atravessar a característica do relé.

Os relés de distância de fase medem a impedância de sequência positiva para faltas trifásicas e bifásicas. Conforme mencionado no item III.3.2, a impedância de sequência positiva medida em um terminal de linha, durante uma condição de oscilação, varia em função do ângulo de separação δ entre as duas tensões de origem do sistema equivalente.

Os relés de distância ajustados para zona 1, com nenhum tempo de retardo intencional, são mais propensos a operar durante uma oscilação de potência. Os ajustados para zona 2, por exemplo relés do sistema de bloqueio ou tipo permissivo, também estão propensos a operar. Os relés de distância ajustados na zona de *backup* não operam tipicamente durante uma oscilação, dependendo do ajuste de seu tempo de retardo e do tempo que leva para a trajetória da impedância atravessar a característica do relé.

A relação entre a memória de polarização e as tensões e correntes medidas do relé de distância desempenham o papel mais crítico na identificação de atuação ou não do relé de distancia durante oscilações. Alguns relés de distância modernos possuem um algoritmo de rastreamento de frequência para controlar a frequência do sistema. Segundo [17], as últimas tecnologias de relés de bloqueio para frequências de oscilação chegam até 7 Hz. Os relés sem rastreamento da frequência comparam a tensão e corrente da memória de polarização em relação às tensões e correntes medidas.

III.4 Comportamento da Proteção de Distância para Faltas Durante Oscilações

Muitas empresas de energia elétrica não possuem requisitos claros de desempenho para relés de distância durante oscilações de potência no sistema. O desempenho dos elementos de distância é rotineiramente isento de ser examinado em detalhes em condições de oscilação do sistema. Em alguns países onde as redes do sistema de potência são fracamente interligadas, existe uma necessidade das empresas realizarem estudos de diversos tipos de contingências, como por exemplo: faltas provenientes de curto-circuito durante oscilação do sistema de potência.

As faltas que ocorrem durante uma oscilação de potência devem ser detectadas e extintas com um alto grau de seletividade e confiabilidade. Para a análise de faltas durante oscilações de potência no sistema, é necessário o desbloqueio da função de bloqueio por oscilação do relé OSB. Esta função é chamada de UBOSB - *Unblock of Out-of-step Blocking*.

O objetivo do UBOSB é desfazer/desbloquear o bloqueio da proteção de distância efetuado pela função OSB, quando ocorrem oscilações estáveis que levem à ocorrência de defeitos. Embora a ocorrência de defeitos durante oscilações seja um evento de baixa probabilidade, a existência de ações contra tais defeitos é extremamente importante para garantir uma separação controlada do sistema e a operação contínua da porção remanescente do sistema.

A lógica de UBOSB deve considerar a natureza da falta que poderá ocorrer durante a oscilação, verificando a ocorrência de uma falta trifásica ou uma falta assimétrica.

III.4.1 Lógica UBOSB para Faltas Assimétricas Durante Oscilações no Sistema

Neste caso, utilizaremos um detector de nível de corrente de sequência negativa (50Q) que desfaz o bloqueio das proteções de distância. Tradicionalmente, as correntes de sequência negativa com algum tempo de atraso reiniciam a condição do OSB. Este intervalo de tempo é necessário para coordenar com outros dispositivos de proteção no caso

em que a falta seja externa à seção da linha protegida. O detector de corrente de sequência negativa dá partida em um temporizador. Depois de expirado o tempo UBD – *Unblocking Delay* – o bloqueio é desfeito, fechado o contato UBOSB. Na Figura III-35 o diagrama é apresentado sob a forma de lógica de contatos da função de *unblocking*.

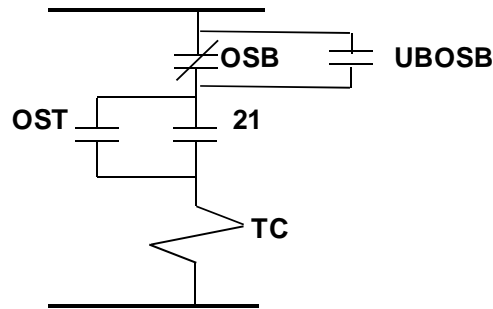


Figura III-35 – Lógica de contatos da função unblocking para faltas assimétricas.

III.4.2 Lógica UBOSB para Faltas Trifásicas Durante Oscilações no Sistema

Sabemos que oscilações de potência, da mesma forma que os curtos-circuitos trifásicos, são fenômenos equilibrados (compostos por tensões e correntes de sequência positiva). Assim, se uma oscilação evoluir para um curto trifásico, uma lógica típica de bloqueio por oscilação não conseguirá detectar que ocorreu um defeito.

O relé SEL-321-5 da Schweitzer, por exemplo, faz esta distinção com a utilização de 2 (dois) *blindings* internos, com alcance resistivo de 1 décimo da impedância de sequência positiva da linha, simetricamente dispostos em relação à característica da linha no diagrama RX. Assim, se a impedância de sequência positiva permanecer entre estes *blindings* por um tempo pré-determinado UBOSBD – *Unblock Out-of-step Block Delay* –, é desfeito o bloqueio das proteções de distância. O diagrama sob a forma de lógica de contatos da função de *unblocking* é apresentado na Figura III-36.

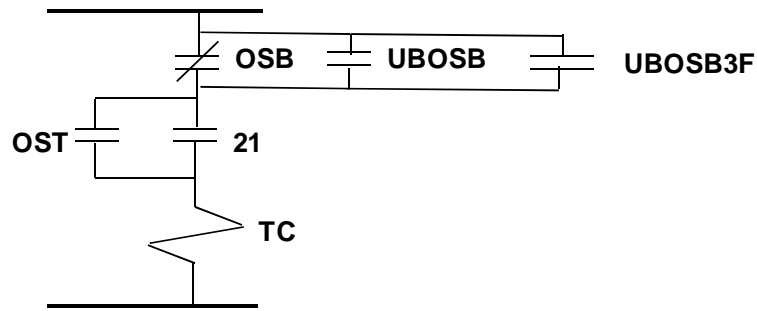


Figura III-36 – Lógica de contatos da função unblocking para faltas trifásicas.

III.5 Recursos dos Relés de Proteção de Diversos Fabricantes para Detecção de Oscilações

III.5.1 Método Fabricante ABB

O relé da ABB REL 670 utiliza a função *Power Swing Detection* – PSD, que detecta, com segurança, oscilações com períodos de tempo tão baixos como 200 ms, o que significa *slip* de frequência de até 10% da frequência nominal, ou seja :

Para relés que operem com frequência nominal de 60 Hz:

Sendo $f_{slip} = 10\% \text{ de } 60 \text{ Hz} = 6 \text{ Hz} \rightarrow P = 1 / f_s = 1 / 6 = 0,167 \text{ s} = 167 \text{ ms}$

Considerando o sistema mostrado na Figura III-10 e aplicando as equações dadas no item III.3.2, chegamos a Figura III-11 que corresponde ao lugar geométrico de ponto de carga através da linha pontilhada.

Com este princípio, o relé possui a característica para detecção de oscilação de potência ilustrada na Figura III-37.

Em locais particulares no sistema, dispositivos de *trip out of step* são também aplicados para dividir o sistema em redes ilhadas em localizações pré-selecionadas, quando a estabilidade do sistema (sincronismo) é perdida devido a oscilações de potência severas instáveis.

Para detectar uma oscilação de potência, a taxa de variação dos vetores de impedância é medida. A mensagem é disparada quando o vetor de impedância entra no intervalo de medição da oscilação de potência – PPOL – e outros critérios de detecção de oscilação de potência sejam atendidos. A faixa de detecção de faltas – APOL – é composta pela característica poligonal dos maiores valores ajustados para R e X de todas as zonas ativadas. A zona de oscilação de potência PPOL deve ser ajustada com uma distância mínima de $Z_{dif} = 5\Omega$ ($p/I_n = 1A$) ou 1Ω ($p/I_n = 5A$) em relação à zona de detecção de falta APOL. As características da detecção de oscilação de potência esta representada na Figura III-38.

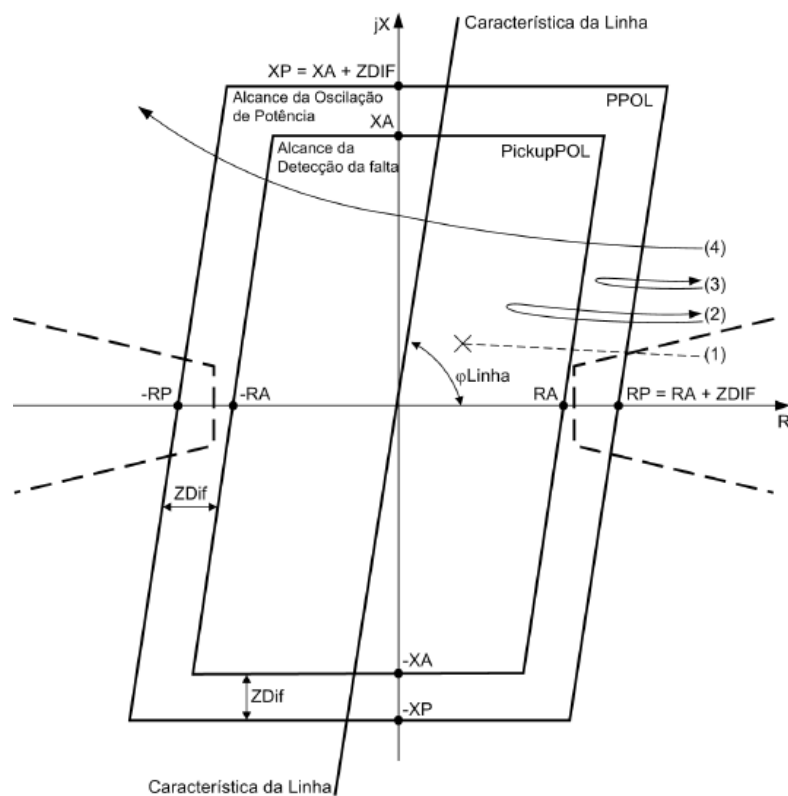


Figura III-38 – Característica da detecção de oscilação de potência para um polígono, [23].

No caso de um curto-circuito (1), o vetor de impedância muda abruptamente da condição de carga para a faixa de detecção de faltas. No entanto, no caso de uma oscilação de potência, o vetor de impedância aparente inicialmente entra na faixa oscilação de potência PPOL e só mais tarde entra no faixa de detecção de faltas APOL (2). Também é possível que um vetor de oscilação de potência entre na área da faixa de oscilação de potência, sem entrar novamente, em contato com a faixa de detecção de faltas (3). Se o vetor entrar no polígono de oscilação de potência e passar através dele deixando-o no lado oposto em seguida, caracteriza uma perda de sincronismo (4). A transferência de potência é instável.

A taxa de variação dos vetores de impedância é monitorada em intervalos de $\frac{1}{4}$ de ciclo. O vetor de impedância durante uma oscilação de potência pode ser ilustrado na Figura III-39.

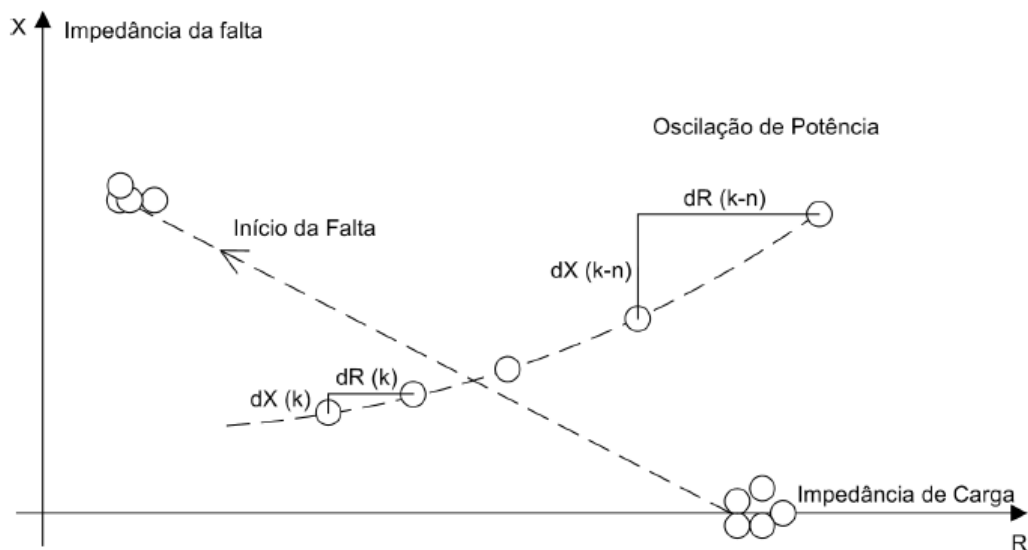


Figura III-39 – Vetor Impedância durante Oscilação de Potência, [23].

São utilizados quatro critérios de medição da trajetória do vetor impedância baseados na Figura III-39 e que se encontram representados na Tabela III-1.

Tabela III-1– Critérios de medição da trajetória do vetor impedância.

Continuidade da Trajetória	Os valores de R e X calculados precisam criar uma linha constante. Não deve haver um salto de um valor para o próximo.
Monotonia da Trajetória	A trajetória da impedância deve inicialmente não mudar a direção R.
Simetria da Trajetória	A trajetória de cada fase é avaliada. Se não existir falta, essas três trajetórias devem ser simétricas. Durante condições de abertura de um único pólo, as duas trajetórias remanescentes devem ser simétricas.
Estabilidade da Trajetória	Quando a trajetória da impedância invade PPOL durante uma condição de oscilação, o sistema precisa entrar na área de instabilidade de estado estacionário. Na Figura III-39 isso corresponde à metade inferior do círculo.

III.5.3 Método Fabricante Alstom/Schneider

O princípio de operação é similar aos demais fabricantes. O algoritmo de oscilação é baseado na medição da velocidade da impedância de sequência positiva ao passar pela região das características de polígonos. Assim que a impedância toca o polígono externo, o temporizador para bloqueio de zona de proteção do relé de distância é iniciado. Se o distúrbio levar menos do que o ajuste do temporizador desde a entrada da zona 6 até entrar na zona 5, o relé considera uma falta no sistema e não uma oscilação.

O temporizador de disparo para identificação de oscilações estáveis e instáveis pode ser dado na entrada (*Predictive OST trip*) ou na saída das características do polígono. Para o caso de trip na entrada, na Figura III-40, se a trajetória da impedância vista pelo relé entrar na característica interna antes de esgotar-se o tempo ajustado, ocorrerá uma oscilação instável e, conseqüentemente, é efetuado o *trip*.

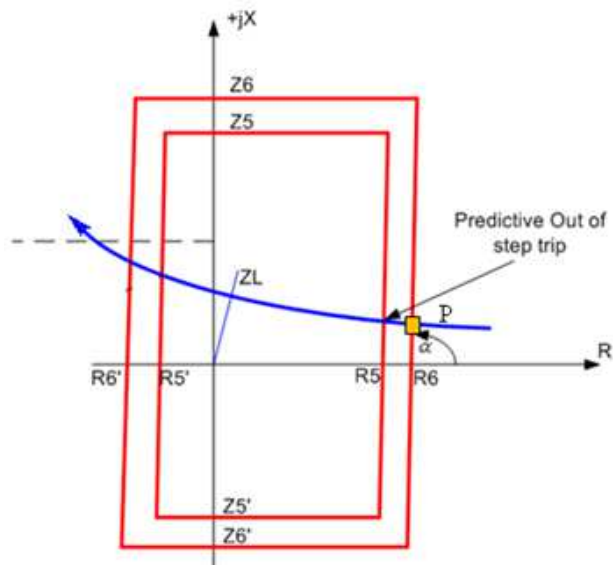


Figura III-40 – Trip na entrada do Polígono Característico, [24].

Para o caso de trip na saída, Figura III-41, a lógica tem sua ação baseada na inversão do sinal da resistência vista pelo relé na entrada e na saída de sua característica interna, para caracterizar a severidade da oscilação (se estável ou instável). Evidentemente, se a trajetória atravessou a característica da PPS, a oscilação é instável, independentemente da medição de tempo.

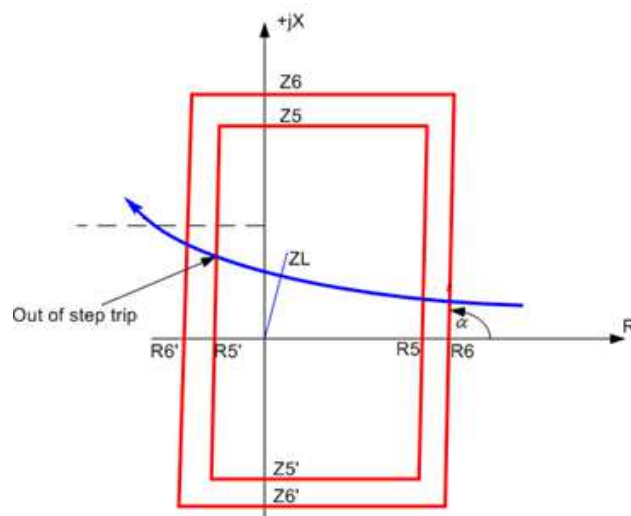


Figura III-41 – Trip na saída do Polígono Característico, [24].

III.5.4 Método Fabricante Schweitzer

Este método está descrito no item IV.5.2 deste trabalho de forma detalhada.

CAPÍTULO IV APLICAÇÃO DE PROTEÇÃO DE PERDA DE SINCRONISMO NO SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL

O objetivo desta seção é mostrar a importância da PPS no SIN. Foram descritos as localizações estratégicas do sistema onde existem atualmente PPS, 5 (cinco) casos reais de ocorrências no sistema com atuação da PPS. Foram elucidados uma estatística de desligamentos com natureza elétrica “Oscilação de potência” e os atuais ajustes em campo dos relés responsáveis pela PPS nas 5 (cinco) interligações do SIN. Por fim, foi exemplificado o ajuste do relé SEL-421 e ilustrados a importância da PPS através de simulações dinâmicas.

IV.1 Proteções de Perda de Sincronismo em atividade no SIN

As proteções de perda de sincronismo estão localizadas em pontos estratégicos do sistema definidos pelo ONS. Segundo informações das referências [25] e [26], atualmente existem proteções com esta função instaladas e em operação nas seguintes linhas de transmissão:

- LTs 765 kV Foz do Iguaçu – Ivaiporã, em ambos os terminais
- LTs 765 kV Ivaiporã – Itaberá, em ambos os terminais
- LTs 765 kV Itaberá – Tijuco Preto, em ambos os terminais
- LT 525 kV Cascavel Oeste – Foz do Iguaçu, em Cascavel Oeste
- LT 525 kV Londrina – Assis, em Assis
- LT 500 kV Bateias – Ibiúna, em Bateias
- LT 500 kV Bom Jesus da Lapa II – Rio das Éguas, em Bom Jesus da Lapa II
- LT 500 kV Gurupi – Miracema C1, em Gurupi
- LT 500 kV Gurupi – Miracema C2, em Gurupi

- LT 500 kV Gurupi – Miracema C3, em Gurupi
- LT 500 kV Gurupi – Serra da Mesa 2, em Serra da Mesa 2
- LT 500 kV Miracema – Colinas C1, em Miracema
- LT 500 kV Miracema – Colinas C2, em Miracema
- LT 500 kV Miracema – Colinas C3, em Miracema
- LT 500 kV Presidente Dutra – Boa Esperança, em Presidente Dutra
- LT 500 kV Presidente Dutra – Teresina II C1, em Presidente Dutra
- LT 500 kV Presidente Dutra – Teresina II C2, em Presidente Dutra
- LT 500 kV Presidente Dutra – Imperatriz C1, em ambos os terminais
- LT 500 kV Presidente Dutra – Imperatriz C2, em ambos os terminais
- LT 500 kV Ribeiro Gonçalves – Colinas C1, em Ribeiro Gonçalves
- LT 500 kV Ribeiro Gonçalves – Colinas C2, em Ribeiro Gonçalves
- LT 500 kV Serra da Mesa – Gurupi C1, em Serra da Mesa
- LT 500 kV Serra da Mesa – Gurupi C2, em Serra da Mesa
- LT 500 kV Teresina II – Sobral III, em Sobral III
- LT 230 kV Coelho Neto – Peritoró
- LT 230 kV Ji-Paraná – Pimenta Bueno C1, em Ji-Paraná
- LT 230 kV Ji-Paraná – Pimenta Bueno C2, em Ji-Paraná
- LT 230 kV Peritoró – Schin, em Peritoró
- LT 230 kV Teresina – Piripiri

Os Agentes devem ajustar as PPS em função de condições sistêmicas definidas pelo ONS e de acordo com as características e instruções de ajuste dos fabricantes dos relés.

IV.2 Casos reais de ocorrências no Sistema Interligado Nacional com atuação da Proteção de Perda de Sincronismo

O objetivo deste item do capítulo é mostrar casos de perturbações ocorridas no sistema, com atuação de PPS, apresentando os registros oscilográficos do relé, onde é possível observar exatamente como o relé interpretou o evento e como as suas unidades foram sensibilizadas e operadas. Também são ilustrados registros de sincrofases, conhecidos como PMU. Através do aplicativo Medfasee são obtidas informações sobre os fasores das três fases de tensão e de corrente, de sequência positiva e o valor da frequência em cada ponto de medição, atualizando os dados a cada 1 seg. A Figura IV-1 mostra onde há PMUs instaladas através do projeto Medfasee BT em operação.

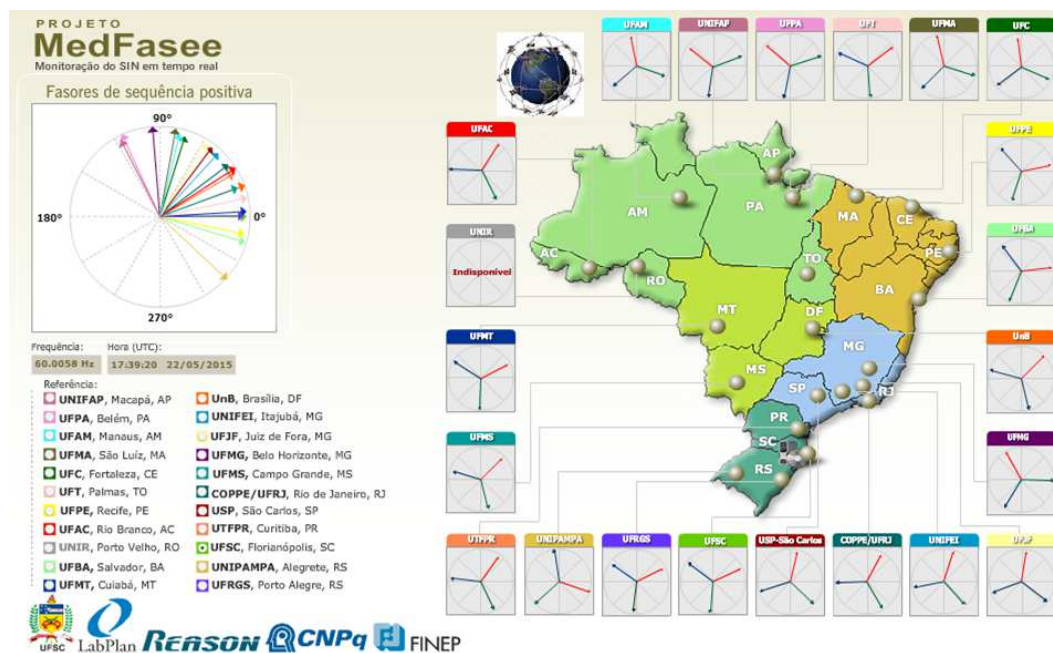


Figura IV-1 – Visão em tempo real dos dados coletados pelas PMU do projeto MedFasee, [27].

Foram selecionadas 5 (cinco) grandes perturbações no período de 2012 a 2014, onde é possível observar como a proteção em estudo se comportou.

Perturbação ocorrida no dia 22/09/2012 à 15h49min – Referência [28]

Às 15h49min do dia 22/09/2012, ocorreu um curto-circuito monofásico no vão do Reator nº 11 conectado ao barramento I de 500 kV da SE Imperatriz. A falta ocorreu entre os TCs de pedestal da proteção diferencial da Barra 1 e os TCs de bucha das proteções do referido reator, não permitindo a sensibilização destas proteções, pois se deu em trecho que estava sem cobertura de proteção.

Ocorreram os desligamentos automáticos dos circuitos conectados à barra de 500 kV da SE Imperatriz, da LT 500 kV Bom Jesus da Lapa II – Rio das Éguas, da LT 500 kV Miracema – Colinas C3.

Após os desligamentos automáticos citados, ocorreu a perda de sincronismo dos sistemas Norte e Nordeste em relação ao SIN, provocando a atuação correta da proteção de perda de sincronismo, no terminal da SE Miracema da LT 500 kV Miracema – Colinas C1 e a atuação correta da proteção de distância em zona 2 do C2.

Como consequência da abertura da interligação Norte – Sudeste/Centro-Oeste, houve atuação correta da lógica 1a e 1c2 do Esquema de Controle de Emergência – ECE – desta interligação. Com o mesmo objetivo de controle de sobretensões, foram desligadas outras LTs de 500 kV da interligação Norte – Sudeste/Centro-Oeste.

Com a separação das regiões Norte e Nordeste, que antes da perturbação recebiam cerca de 3.650 MW das regiões Sudeste, Centro-Oeste e Sul (Cenário Norte - Nordeste importador), verificou-se elevado déficit de energia nessas regiões, com consequente queda na frequência elétrica. Nas regiões Sul, Sudeste e Centro-Oeste verificou-se ligeira sobrefrequência em face do excedente de potência.

O controle da subfrequência nas regiões Norte e Nordeste se deu através da atuação de todos os cinco estágios do Esquema Regional de Alívio de Carga – ERAC –.

Houve rejeição de aproximadamente 2753 MW pela atuação do ERAC nos sistemas Norte e Nordeste.

A seguir são apresentados gráficos que ilustram a descrição desta perturbação.

A Figura IV-2 apresenta os registros de tensão e frequência na SE São João do Piauí caracterizando a abertura da interligação Norte – Sudeste/Centro-Oeste.

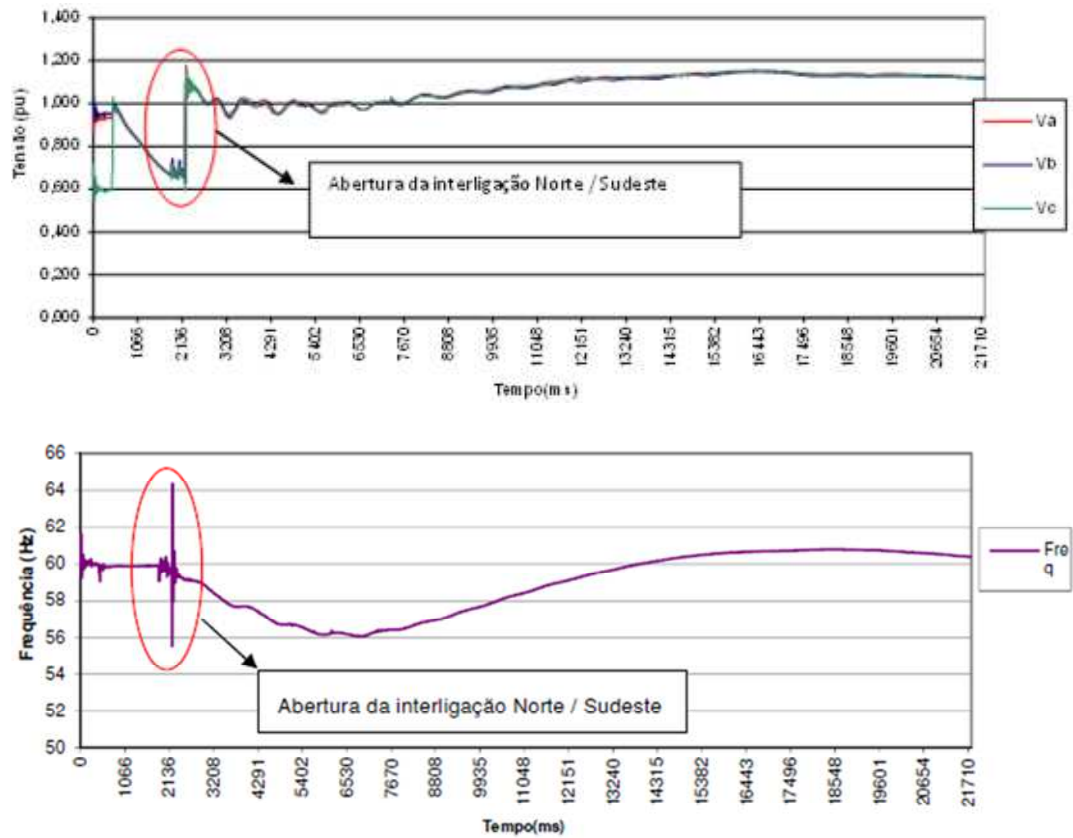


Figura IV-2 – Registros de Frequência e tensão da SE São João do Piauí, [28].

Perturbação ocorrida no dia 26/04/2014 à 13h53min – Referência [29]

Às 13h53min do dia 26/04/2014, durante a execução do desbloqueio do polo 1 (um) do Madeira, em que houve uma falha no controle do bipolo 1(um) gerando um comportamento anormal da ordem de corrente, traduzida a partir da ordem de potência de entrada para o desbloqueio. Este problema fez com que durante cerca de 2 segundos, o bipolo transmitisse uma potência da ordem de 1.000 MW, o que afetou a área 230 kV Acre – Rondônia.

Ocorreram em seguida, os desligamentos da LT 230 kV Pimenta Bueno – Ji-Paraná C1 e C2, Transformador TF13 500/230 kV – 465MVA da SE Coletora Porto Velho, unidades geradoras 1, 2, 3, 29, 30, 31, 39 e 40 da UHE Jirau, unidades geradoras 9, 10, 12, 13, 14 e 15 da UHE Santo Antônio, LT 500kV Santo Antônio – Coletora Porto Velho C3, LT 500 kV Jirau – Coletora Porto Velho C1.

Como o sistema Acre – Rondônia se encontrava exportador, o comportamento do bipolo refletiu como uma tomada de carga de aproximadamente 1.000 MW provocando inversão no sentido do fluxo do transformador TF13 500/230 kV da SE Coletora Porto Velho e da interligação, com conseqüente perda de sincronismo entre as máquinas da área 230 kV Acre – Rondônia e o SIN. Com isto, houve o desligamento automático das LTs 230 kV Pimenta Bueno – Ji-Paraná C1 e C2 por atuação da proteção de perda de sincronismo, cerca de 750 ms após o desbloqueio do polo 1 (um), abrindo a interligação 230 kV Acre – Rondônia. A atuação da proteção de perda de sincronismo no terminal de Ji-Paraná do circuito 2 comanda a abertura dos terminais locais dos circuitos 1 e 2. No circuito 1, é enviado sinal de transferência de disparo para o terminal de Pimenta Bueno.

As UHEs Jirau e Santo Antônio estavam operando com 8 e 6 unidades geradoras respectivamente, permaneceram suprindo a potência ativa solicitada pelo polo, fazendo com que a frequência elétrica nesta ilha caísse rapidamente. Foi observada uma frequência mínima de 55,5Hz, medida na barra de 500kV da SE Coletora Porto Velho. Este fato provocou o desligamento automático das unidades geradoras da UHE Jirau (UG1, UG2, UG3, UG29, UG30, UG31, UG39 e UG40) e da UHE Santo Antonio (UG9, UG10, UG12, UG13, UG14 e UG15) pela atuação da proteção de subfrequência, cujo ajuste está em 56 Hz.

Com a saída das unidades geradoras das UHEs Santo Antonio e Jirau, foram abertas manualmente a LT 500 kV Santo Antonio – Coletora Porto Velho C3 e a LT 500 kV Jirau – Coletora Porto Velho C1.

Do ponto de vista do terminal de Araraquara, o polo 1 realizou uma injeção de aproximadamente 1.000 MW. Com o desligamento das usinas do Rio Madeira, o elo reduziu potência após aproximadamente um segundo e na sequência bloqueou. Nesta área não foram identificados desligamentos adicionais (além daqueles associados ao sistema de

transmissão em corrente contínua) ou maiores consequências para a região sudeste em função desta ocorrência. A frequência elétrica nesta região permaneceu estável e sem excursões expressivas.

A perturbação também provocou a atuação do ERAC na ilha do Acre – Rondônia, onde a frequência atingiu o valor mínimo de 57,5 Hz, cortando cargas nos estados de Rondônia e Acre.

Foi observado que cerca de 19 (dezenove) minutos após a perturbação, houve o desligamento em emergência da unidade geradora UGST da Termonorte II, devido à oscilação.

A Figura IV-3 apresenta os registros de frequência no sistema Acre – Rondônia e Coletora Porto Velho 500 kV caracterizando a abertura da interligação pela PPS.

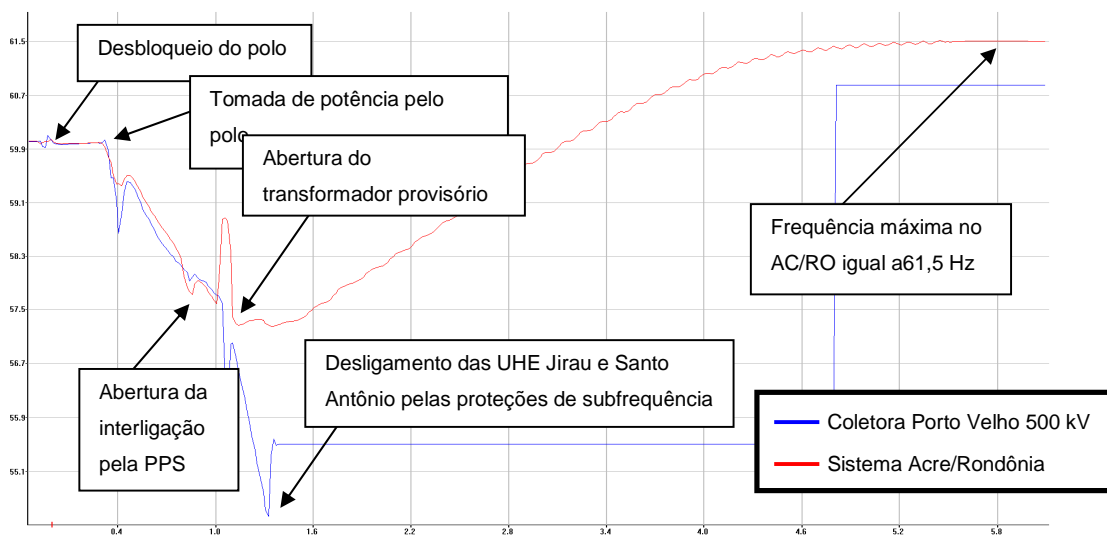


Figura IV-3 – Frequência elétrica no sistema Acre – Rondônia e Coletora Porto Velho 500 kV, [29].

Perturbação ocorrida no dia 28/08/2013 à 14h58min – Referência [30]

Às 14h58min ocorreu o desligamento automático da LT 500 kV Ribeiro Gonçalves – São João do Piauí C2, devido a uma falha bifásica, provocada por queimada na região, eliminada pelas atuações das proteções principal e alternada desse circuito.

Às 15h05min este circuito foi religado manualmente e às 15h06min ocorreu outro desligamento, novamente devido a uma falha bifásica, envolvendo as mesmas fases, provocada pela mesma queimada, eliminada pelas atuações das mesmas proteções. Às 15h07min, na sequência do desligamento da LT 500 kV Ribeiro Gonçalves – São João do Piauí C2, o ONS solicitou a sincronização de unidades geradoras na UHE Itapebi com o intuito de reduzir o intercâmbio para o Nordeste.

Às 15h08min ocorreu, também em função da mesma queimada, o desligamento automático da LT 500 kV Ribeiro Gonçalves – São João do Piauí C1, caracterizando a perda dos dois circuitos de 500 kV entre São João do Piauí e Ribeiro Gonçalves, já que o circuito 2 desta LT se encontrava desligado, em função da falha ocorrida às 15h06min.

Os desligamentos das LTs 500 kV Ribeiro Gonçalves – São João do Piauí C1 e C2 provocaram oscilações de potência entre o Nordeste e o restante do sistema interligado e na sequência os seguintes desligamentos automáticos:

LT 500 kV Bom Jesus da Lapa – Rio das Éguas, por atuação da proteção de perda de sincronismo localizada no terminal de Rio das Éguas, provocando a abertura da Interligação Nordeste – Sudeste/Centro-Oeste.

LT 500 kV Presidente Dutra – Boa Esperança, por atuação da proteção de perda de sincronismo PPS localizada no terminal de Presidente Dutra.

LTs 500 kV Presidente Dutra – Teresina II C1 e C2 e LT 500 kV Imperatriz – Presidente Dutra C2, por atuação da Lógica de Desligamento em função da atuação da proteção de perda de sincronismo PPS localizada no terminal de Presidente Dutra.

Estes desligamentos provocaram a abertura da interligação N/NE em 500 kV na SE Presidente Dutra; e na LT 230 kV Coelho Neto - Teresina por atuação da proteção de linha

no terminal de Coelho Neto, provocando a abertura da interligação Norte – Nordeste pelo sistema de 230 kV.

Em função dos desligamentos ocorridos houve a separação da região Nordeste do restante do SIN. Na região Nordeste, ocorreu um significativo desbalanço entre carga e geração.

A seguir são apresentados gráficos que ilustram a descrição desta perturbação. A Figura IV-4 caracteriza a perda de sincronismo entre as regiões.

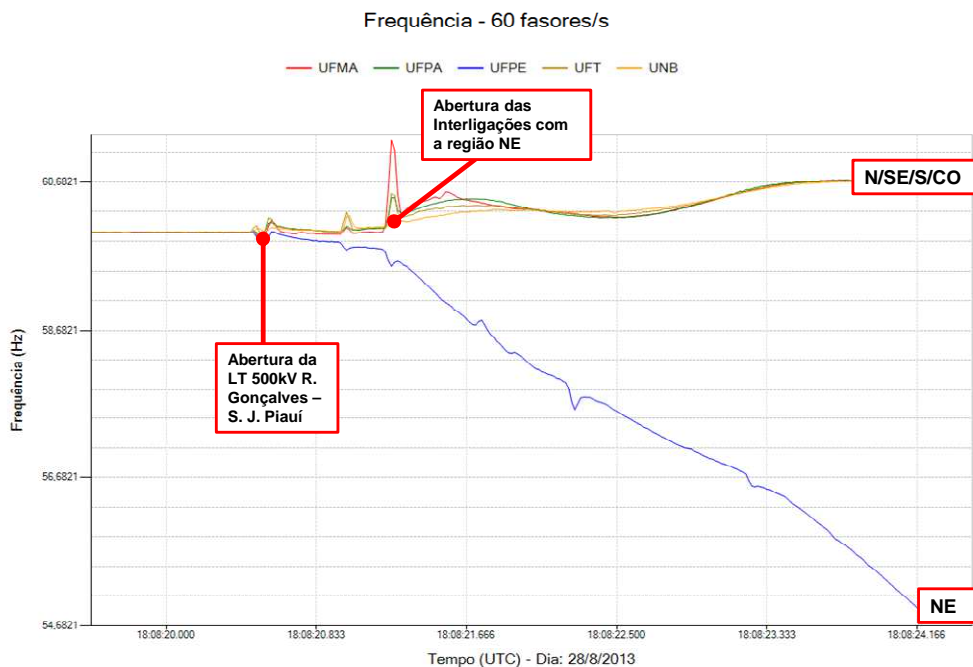


Figura IV-4 – Registros de Frequência do Sistema de Medição Fasorial, [30].

A Figura IV-5 ilustra o desligamento por atuação da proteção de perda de sincronismo (68OST) na LT 500 kV Bom Jesus da Lapa – Rio das Éguas e na LT 500 kV Presidente Dutra – Boa Esperança respectivamente.

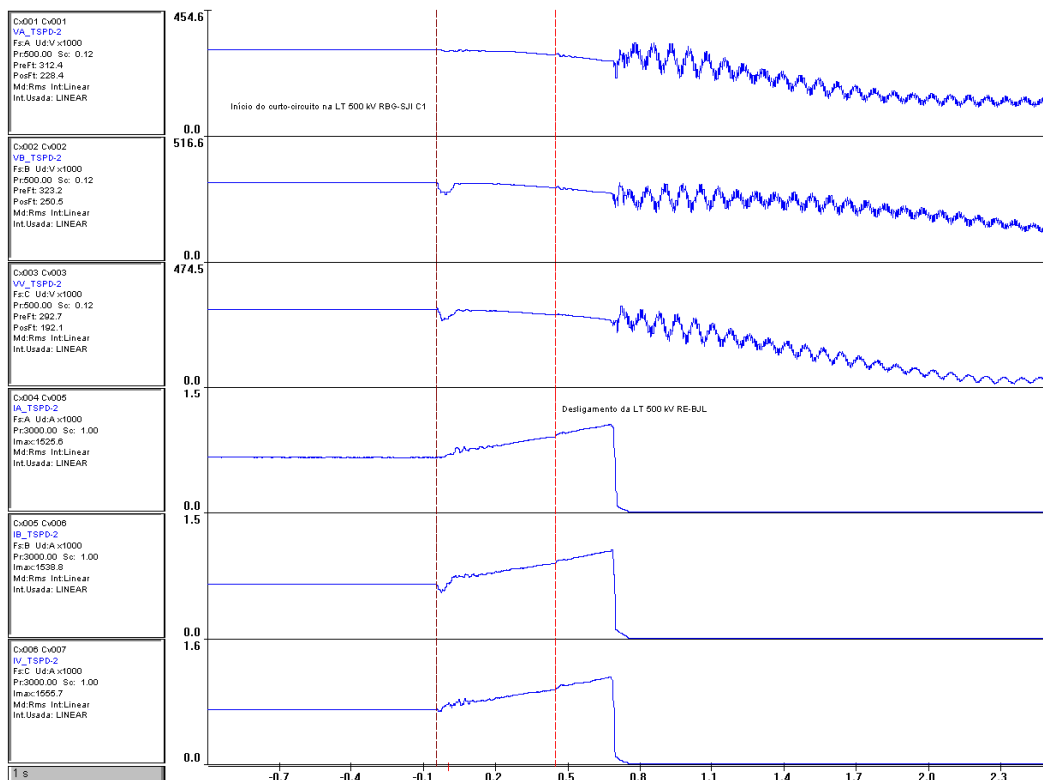
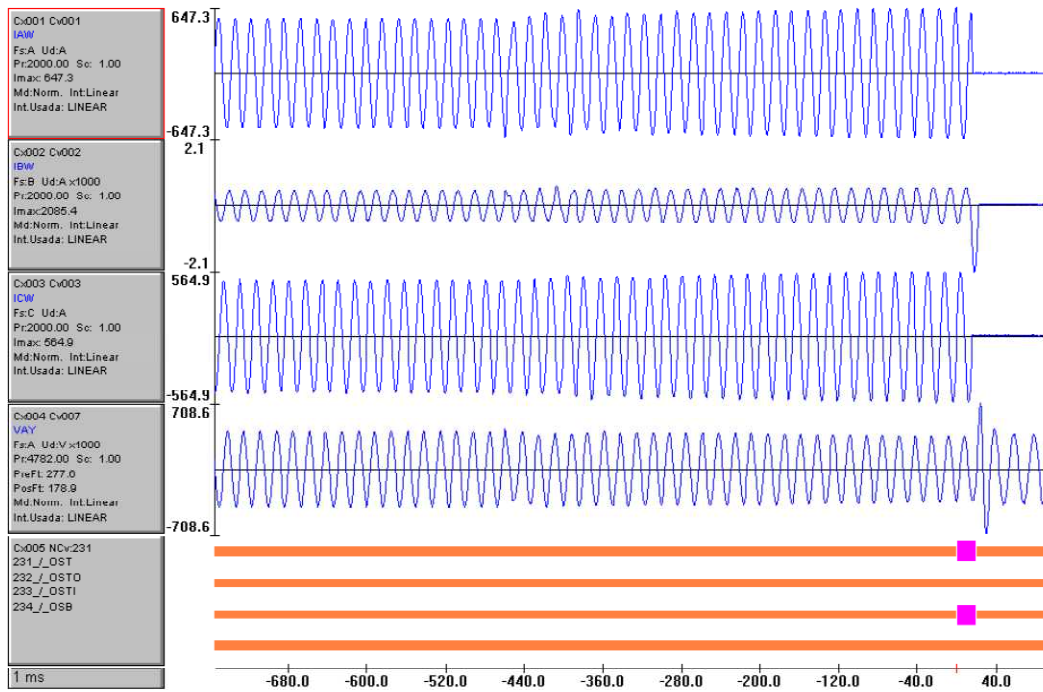


Figura IV-5 – Registros Oscilográficos do curto circuito na LT 500 kV Bom Jesus da Lapa – Rio das Éguas e na LT 500 kV Presidente Dutra – Boa Esperança, [30].

Perturbação ocorrida no dia 04/02/2014 à 14h03min – Referência [31]

Às 14h03min, ocorreu um curto-circuito monofásico na linha de transmissão de 500 kV Miracema – Colinas C3. Simultaneamente, ocorreu um curto-circuito bifásico-terra na linha de transmissão de 500 kV Miracema – Colinas C2.

Estes desligamentos configuraram a perda dupla de circuitos de 500 kV entre Miracema e Colinas e, considerando que o somatório dos fluxos nos três circuitos deste trecho, imediatamente antes dos distúrbios, estava acima de 3.200 MW, levaram ao acionamento da lógica de perda dupla do Sistema Especial de Proteção – SEP da Interligação Norte - Sudeste/Centro-Oeste, comandando o desligamento de quatro unidades geradoras na UHE Tucuruí, duas unidades geradoras na UHE Estreito e o desligamento da linha de transmissão de 500 kV Miracema – Colinas C1.

Com a abertura da Interligação Norte-Sudeste/Centro Oeste no trecho Miracema – Colinas, atuou a lógica do Sistema Especial de Proteção – SEP, agora para a perda total dessa Interligação, comandando o desligamento de dois Bancos de Capacitores na SE Samambaia 345 kV, além da LT 500 kV Samambaia – Serra da Mesa C3. A atuação dessa lógica também deveria ter provocado o desligamento imediato da LT 500 kV Serra da Mesa II - Rio das Éguas, separando fisicamente os sistemas Norte e Nordeste do restante do SIN, o que não ocorreu. Desta forma os sistemas permaneceram interligados por esta linha por cerca de 1,6 segundos, quando então ocorreu o seu desligamento.

Considerando a condição de operação do SIN antes da perturbação, em que as regiões Norte e Nordeste exportavam cerca de 3.100 MW para as regiões Sudeste, Centro-Oeste e Sul, valor este que corresponde ao fluxo no trecho Colinas – Miracema subtraído do fluxo na Interligação Sudeste-Nordeste (LT 500 kV Serra da Mesa II – Rio das Éguas), a abertura da Interligação Norte - Sudeste/Centro-Oeste provocou déficit de geração, com consequente subfrequência nas regiões importadoras e, superávit de geração e sobrefrequência nas regiões exportadoras.

Nas regiões SE, CO e Sul ocorreu desequilíbrio geração x carga provocando subfrequência, acarretando a atuação do 1º estágio do Esquema Regional de Alívio de Carga – ERAC nessas regiões.

entre os sistemas Norte-Nordeste e Sul-Sudeste/Centro-oeste, identificando os diferentes valores de frequências obtidos nas PMU de cada subsistema.

Perturbação ocorrida no dia 26/10/2012 à 00h14min – Referência [32]

Devido a uma falha na atuação da proteção da LT 500 kV Colinas / Imperatriz C2 quando da ocorrência de um curto-circuito no terminal da SE Colinas houve a separação das regiões Norte, Nordeste e Sul/Sudeste/Centro-oeste.

A Figura IV-7 expõe a utilização da interface para monitoração em tempo real dos dados de medição sincronizada de fasores do SIN, elaborada durante a realização do projeto piloto entre ONS/Alstom/Psymetrix, através do aplicativo *PhasorPoint*, utilizando os dados do Projeto MedFasee com o recurso *Island Replay*.

A tela principal mostra o monitoramento das PMU instaladas no SIN, onde podemos facilmente identificar, com auxílio do código de cores, a separação dos sistemas Norte-Nordeste e Sul-Sudeste/Centro-oeste, detectando a ocorrência de sub (azul) e sobre (vermelha) frequências, com rápida visualização das PMU pertencentes a cada ilha formada.

Ressalta-se que o aplicativo foi capaz de detectar a ocorrência da perturbação, do ilhamento do sistema e do desvio de frequência, informando estes eventos ao usuário através dos alarmes gerados no lado direito da tela (em vermelho).

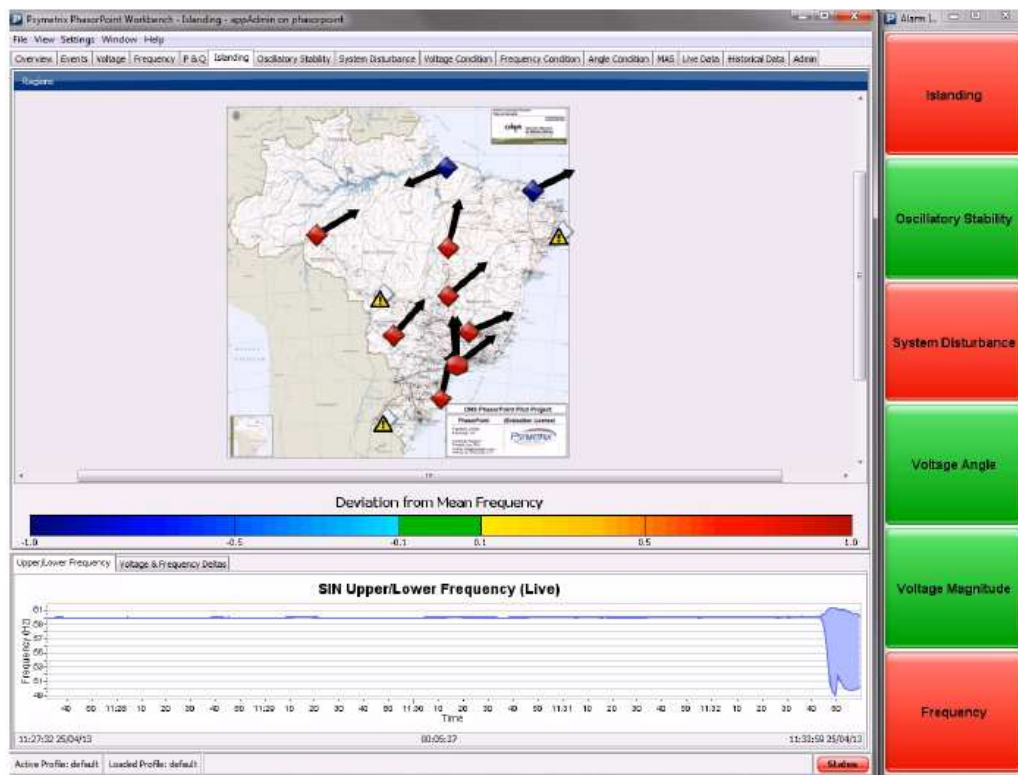


Figura IV-7 – Projeto piloto (ONS-Alstom/Psymetrix) para o uso dos dados de medição sincronizada de fasores em tempo real.

A parte inferior da tela mostra o desempenho da frequência durante a perturbação, onde também podemos identificar o momento no qual ocorre o ilhamento, através da grande separação entre as curvas de máximas e mínimas frequências, retratando as frequências distintas de cada ilha.

IV.3 Estatística de Desligamentos com Natureza Elétrica “Oscilação de Potência” nas Interligações do SIN no período de 2010 a 2013

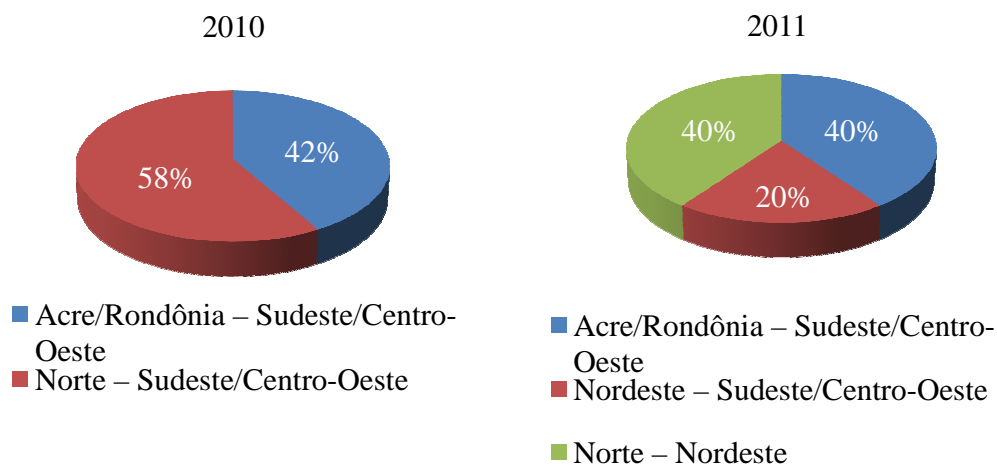
O objetivo nesta seção é apresentar os dados de desligamentos com natureza elétrica “Oscilação de potência” nas 5 (cinco) interligações do SIN. Foram considerados apenas os desligamentos nas linhas de transmissão das interligações. Os desligamentos apurados podem ser devidos às oscilações instáveis ou oscilações estáveis, onde não há perda de

sincronismo .O período de análise dos dados foi de 2010 a 2013. O sistema utilizado para extração dos dados foi o Sistema Integrado de Cadastramento de Perturbações – SIPER – de propriedade do ONS. A Tabela IV-1 apresenta os valores apurados.

Tabela IV-1– Estatística de desligamentos com natureza elétrica “Oscilação de potência”.

Interligação	2010		2011		2012		2013	
Acre/Rondônia – Sudeste/Centro-Oeste	5	42%	2	40%	4	57%	1	100%
Nordeste – Sudeste/Centro-Oeste	0	0%	1	20%	0	0%	0	0%
Norte – Nordeste	0	0%	2	40%	2	29%	0	0%
Norte – Sudeste/Centro-Oeste	7	58%	0	0%	1	14%	0	0%
Sul – Sudeste/Centro-Oeste	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%
Total	12	100%	5	100%	7	100%	1	100%

Na Figura IV-8, encontram-se ilustrados o percentual de contribuição de desligamentos com natureza elétrica “Oscilação de potência” nos circuitos das interligações no período de 2010 a 2013.



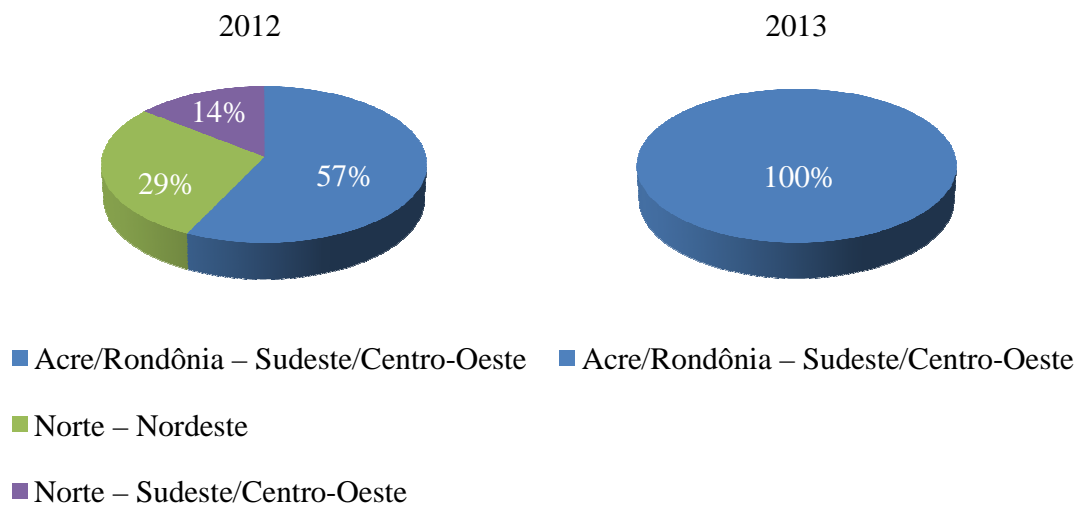


Figura IV-8 – Estatística de desligamentos com natureza elétrica “Oscilação de potência”.

Observa-se a redução de desligamentos por natureza elétrica “Oscilação de potência” para os anos apurados. Destaques para a interligação Acre/ Rondônia – Sudeste/Centro-Oeste, que nos últimos três anos, estiveram presentes com valores superiores as demais interligações. A interligação Sul – Sudeste/Centro-Oeste não apresentou desligamentos dessa natureza no período analisado

IV.4 Ajustes da Proteção de Perda de Sincronismo nas interligações do SIN

Os ajustes da proteção de perda de sincronismo deverão garantir a abertura das interligações quando ocorram oscilações instáveis, preservando as cargas de severas variações de tensão e de um possível colapso sistêmico, provocado pela prorrogação da perturbação.

Os itens a seguir apresentam, nos diagrama R-X, os ajustes em campo dos relés responsáveis pela PPS das mais importantes interligações do SIN. Os valores de impedância estão apresentados em pu, na base 765 kV – 100 MVA para linhas de 765 kV, 500 kV – 100 MVA para linhas de 500 kV e 230 kV – 100 MVA para linhas de 230 kV.

IV.4.1 Interligação Nordeste – Sudeste/Centro-Oeste

A proteção de perda de sincronismo na LT 500 kV Bom Jesus da Lapa II – Rio das Éguas, no terminal de B.J. Lapa II possui disparo na entrada da característica interna (TOWI). Definidos pela Gerência de Estudos Especiais – GPE2 – do ONS, os valores dos *blindings* são de 0,07 pu ou 7% e 0,06 pu ou 6% no eixo da resistência e 0,08 ou 8% e 0,1 ou 10% no eixo das reatâncias ambos plotados no diagrama R-X.

A Figura IV-9 ilustra, num diagrama R-X, o ajuste em campo do relé SEL-421 responsável pela PPS, considerando as características quadrilaterais deste relé. Os valores de impedância estão apresentados em pu, na base 500 kV – 100 MVA.

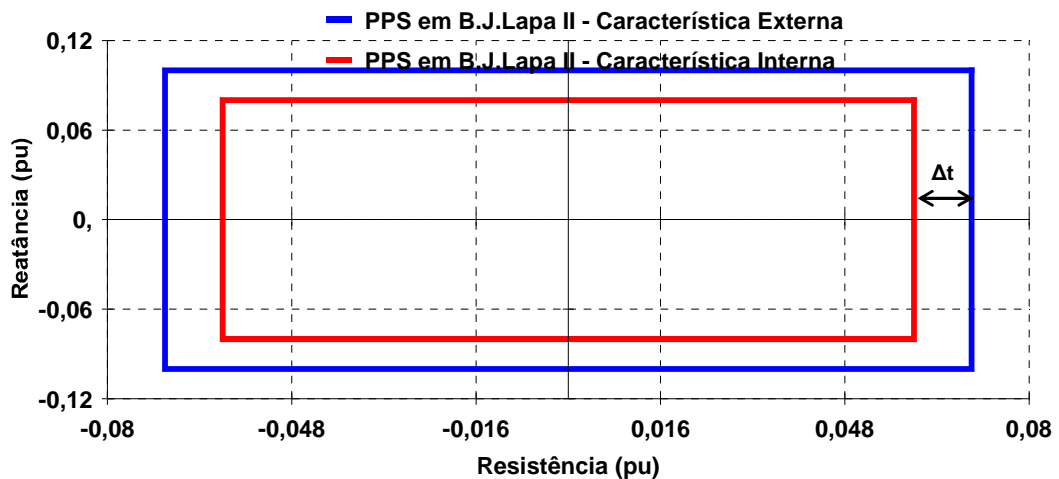


Figura IV-9 – Ajuste da PPS no terminal de B.J. Lapa II.

Cabe salientar que o tempo de discriminação da PPS, que é o intervalo de tempo decorrido entre o instante em que a impedância vista pelo relé atinge a característica externa e alcança a característica interna, encontra-se ajustado em 25 ms. Este valor foi definido pela gerência do ONS, GPE2. Abaixo deste tempo, o relé não deve ser sensibilizado, por se tratar de ocorrência de defeito. Por outro lado, valores acima deste tempo indicam oscilação e a PPS deverá atuar através do trip. A

Tabela IV-2 apresenta os valores dos ajustes implantados atualmente no terminal de B.J. Lapa II.

Tabela IV-2 – Ajustes implantados atualmente no terminal de B.J. Lapa II.

LT 500 kV Bom Jesus da Lapa II – Rio das Éguas					
Localização	Ajustes	Características			
		Interna (%)		Externa (%)	
SE B.J. Lapa II	R	+ 6	- 6	+ 7	- 7
	X	+ 8	- 8	+ 10	- 10
Temporização	Tmn (*)	25 ms			

(*) discriminação entre curto-circuito e oscilação.

IV.4.2 Interligação Norte – Sudeste/Centro-Oeste

Nesta interligação existe PPS nas LTs 500 kV Miracema – Colinas C1, C2 e C3, Gurupi – Miracema C1, C2 e C3, Serra da Mesa – Gurupi C1 e C2 e Gurupi – Serra da Mesa 2 nos terminais de Miracema, Gurupi, Serra da Mesa e Serra da Mesa 2 respectivamente. Na Figura IV-10 estão representados, num diagrama R-X, os ajustes em campo dos relés SEL-321, D60 e 7SD522 responsáveis pela PPS dos circuitos desta interligação.

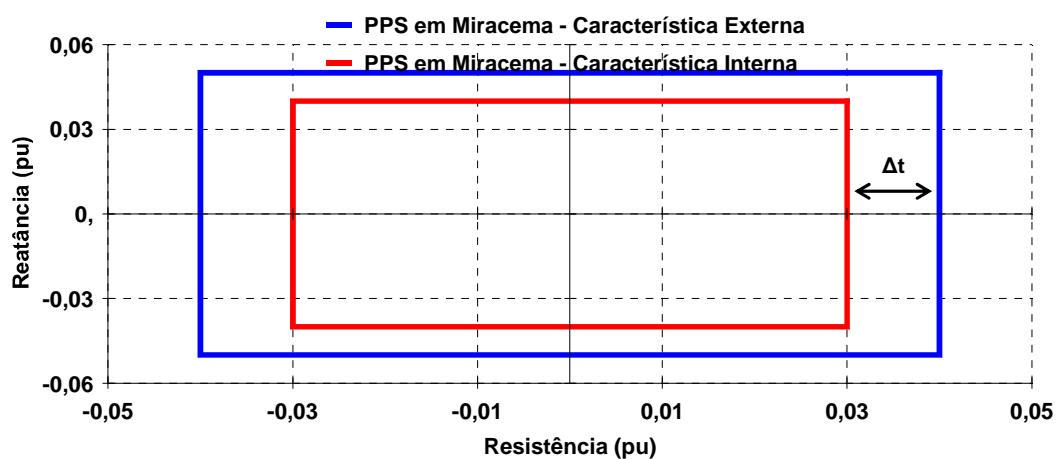


Figura IV-10 – Ajuste da PPS nos terminais de Miracema, Gurupi, Serra da Mesa e Serra da Mesa 2.

A Tabela IV-3 apresenta os valores dos ajustes implantados atualmente nos terminais de Miracema, Gurupi, Serra da Mesa e Serra da Mesa 2.

Tabela IV-3 – Ajustes implantados atualmente nos terminais de Miracema, Gurupi, Serra da Mesa e Serra da Mesa 2.

LTs 500 kV Miracema – Gurupi C1, C2 e C3, Gurupi – Serra da Mesa C1 e C2 e Serra da Mesa – Serra da Mesa 2.					
Localização	Ajustes	Características			
		Interna (%)		Externa (%)	
SE Miracema, Gurupi, Serra da Mesa e Serra da Mesa 2.	R	+ 3	- 3	+ 4	- 4
	X	+ 4	- 4	+ 5	- 5
Temporização	Tmn (*)	25 ms			

(*) discriminação entre curto-circuito e oscilação.

IV.4.3 Interligação Acre/Rondônia – Sudeste/Centro-Oeste

Nesta interligação existe PPS no terminal de Ji-Paraná na LT 230 kV Ji-Paraná – Pimenta Bueno C1 e C2. Na Figura IV-11 encontra-se representado, num diagrama R-X, o ajuste em campo do relé 7SD522 responsável pela PPS no terminal de Ji-Paraná.

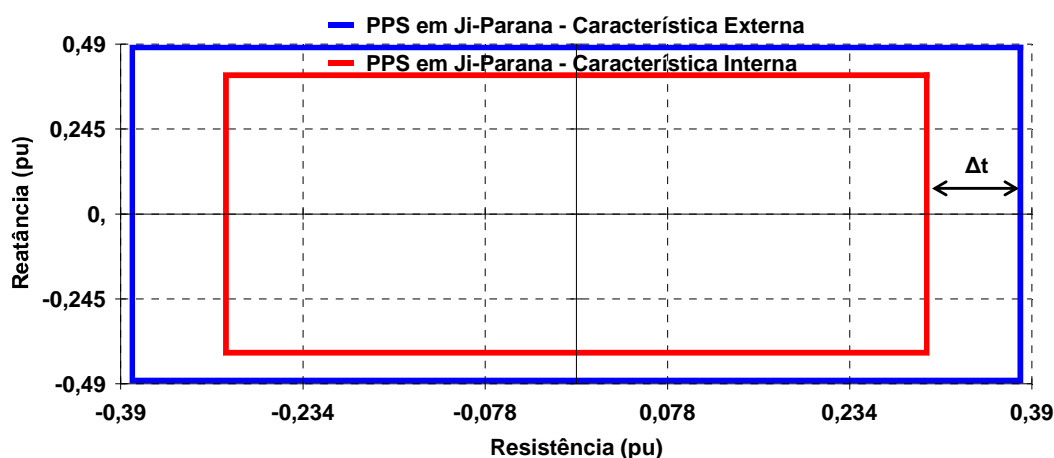


Figura IV-11 – Ajuste da PPS no terminal de Ji-Paraná.

A Tabela IV-4 apresenta os valores dos ajustes implantados atualmente no terminal de Ji-Paraná.

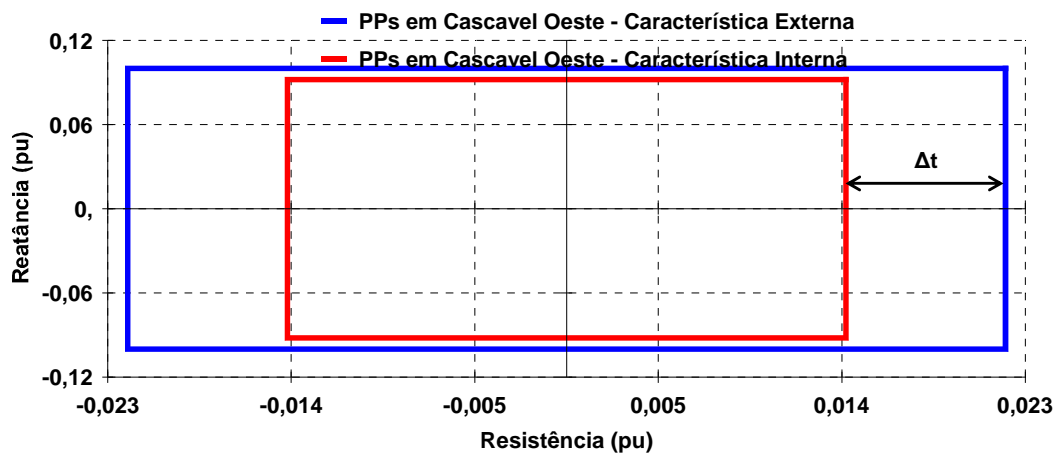
Tabela IV-4 – Ajustes implantados atualmente no terminal de Ji-Paraná.

LT 230 kV Ji-Paraná – Pimenta Bueno C1 e C2					
Localização	Ajustes	Características			
		Interna (%)		Externa (%)	
SE Ji-Paraná	R	+ 30	- 30	+ 38	- 38
	X	+ 48	- 48	+ 40	- 40
Temporização	Tmn (*)	25 ms			

(*) discriminação entre curto-circuito e oscilação.

IV.4.4 Interligação Sul – Sudeste/Centro-Oeste

A interligação Sul – Sudeste/Centro-Oeste possui PPS nas LTs 525 kV de Cascavel Oeste – Foz do Iguaçu e Londrina – Assis nos terminais de Cascavel Oeste e Assis respectivamente e na LT 765 kV Foz do Iguaçu – Ivaiporã C1, C2 e C3 no terminal de Ivaiporã. Os ajustes dos relés P446, SEL-421 e P443, responsáveis pela PPS dos circuitos desta interligação encontram-se ilustrados na Figura IV-12.



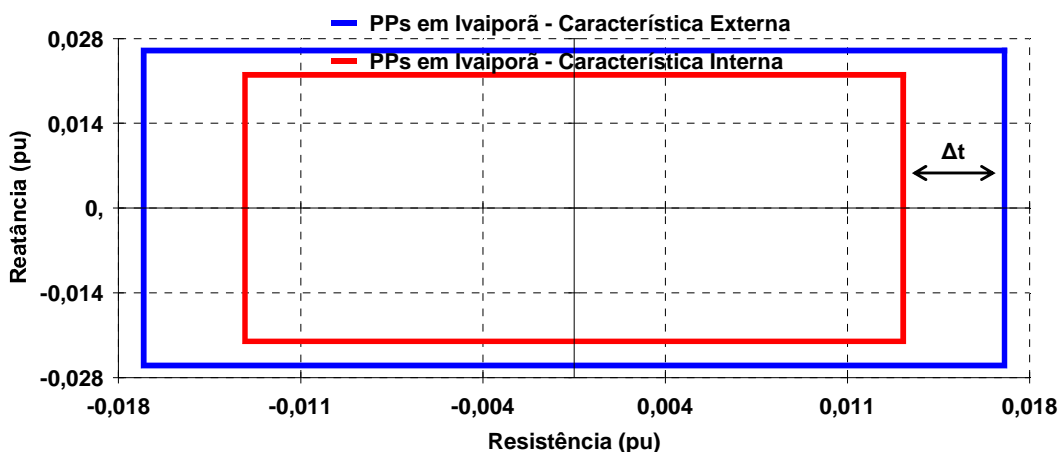
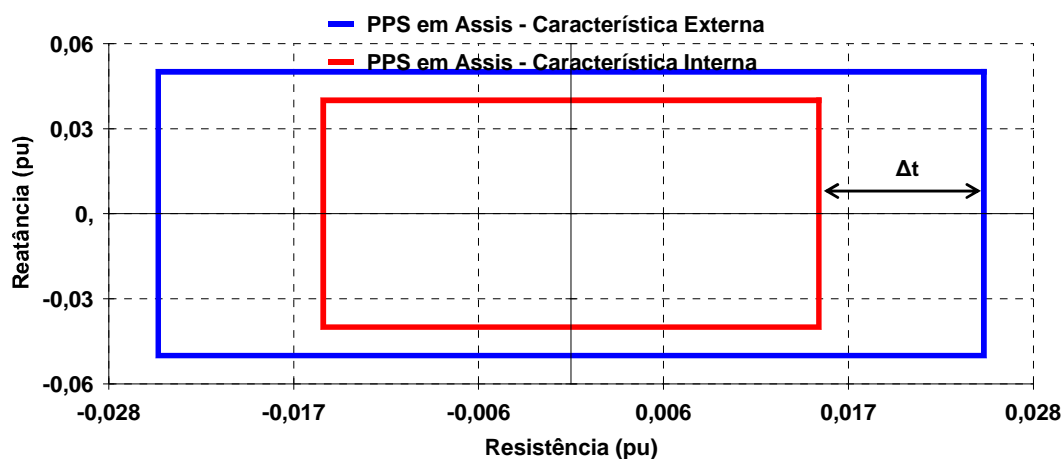


Figura IV-12 – Ajuste da PPS nos terminais de Cascavel Oeste, Assis e Ivaiporã.

A Tabela IV-5 apresenta os valores dos ajustes implantados atualmente nos terminais de Cascavel Oeste, Assis e Ivaiporã.

Tabela IV-5 – Ajustes implantados atualmente nos terminais de Cascavel Oeste, Assis e Ivaiporã.

LT 525 kV Cascavel Oeste – Foz do Iguaçu					
Localização	Ajustes	Características			
		Interna (%)		Externa (%)	
SE Cascavel Oeste	R	+ 1,4	- 1,4	+ 2,2	- 2,2
	X	+ 9,2	- 9,2	+ 10	- 10
Temporização	Tmn (*)	22 ms			

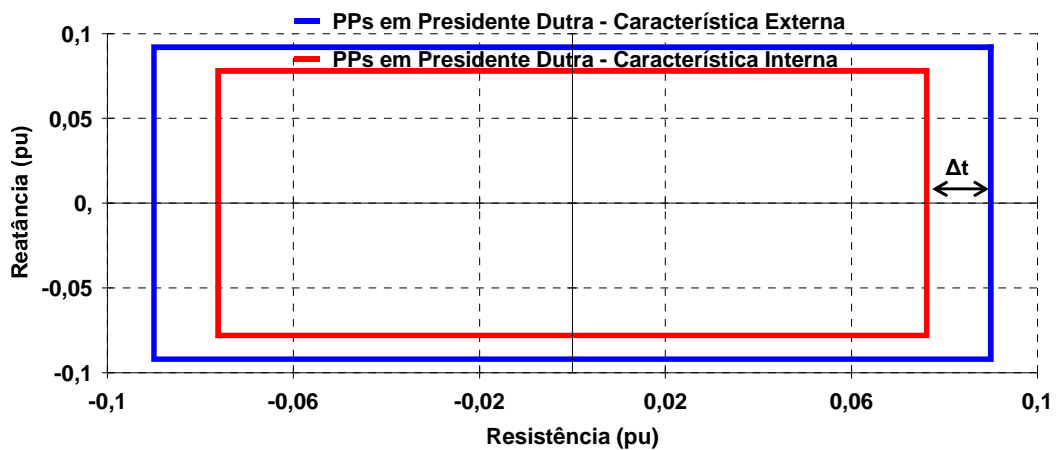
LT 525 kV Londrina – Assis					
Localização	Ajustes	Características			
		Interna (%)		Externa (%)	
SE Assis	R	+ 1,5	- 1,5	+ 2,5	- 2,5
	X	+ 4	- 4	+ 5	- 5
Temporização	Tmn (*)	25 ms			

LT 765 kV Foz do Iguaçu – Ivaiporã C1, C2 e C3.					
Localização	Ajustes	Características			
		Interna (%)		Externa (%)	
SE Ivaiporã	R	+ 1,3	- 1,3	+ 1,7	- 1,7
	X	+ 2,2	- 2,2	+ 2,6	- 2,6
Temporização	Tmn (*)	23 ms			

(*) discriminação entre curto-circuito e oscilação.

IV.4.5 Interligação Norte – Nordeste

A Interligação Norte – Nordeste possui PPS nas LTs 500 kV de Presidente Dutra – Teresina II C1 e C2, Presidente Dutra – Boa Esperança e Colinas – Ribeiro Gonçalves C1 e C2 nos terminais de Presidente Dutra e Ribeiro Gonçalves respectivamente. Os ajustes dos relés P442, SLL-11C, SEL 421 por estas PPS encontram-se ilustrados na Figura IV-13.



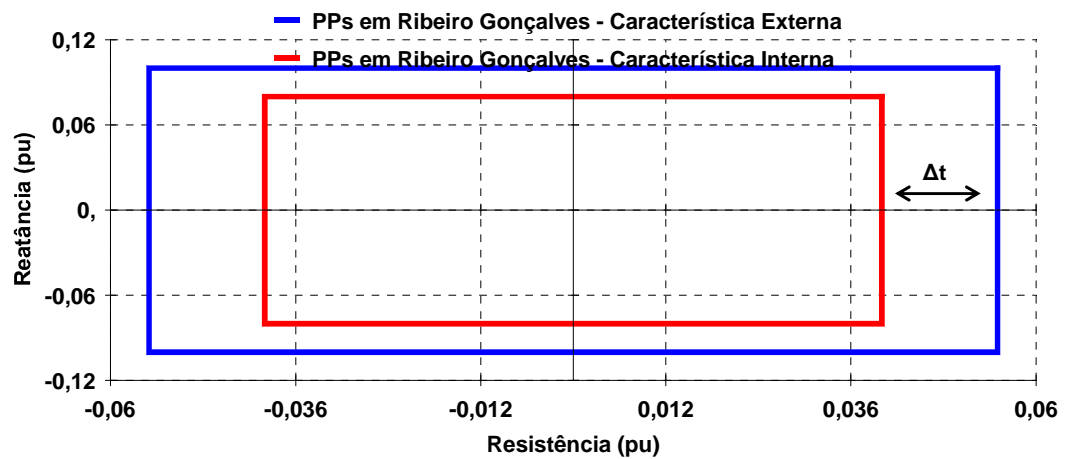
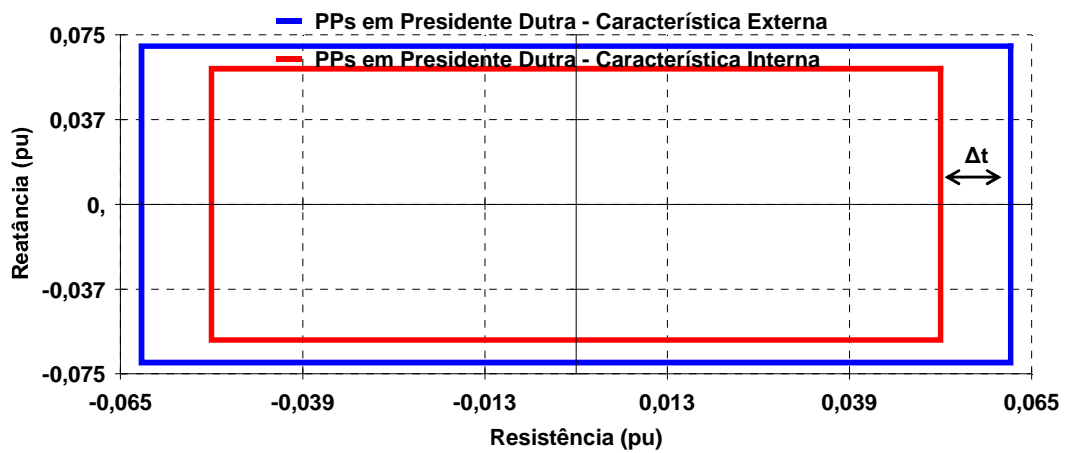


Figura IV-13 – Ajuste da PPS nos terminais de Presidente Dutra e Ribeiro Gonçalves.

A Tabela IV-6 apresenta os valores dos ajustes implantados atualmente nos terminais de Presidente Dutra e Ribeiro Gonçalves.

Tabela IV-6 – Ajustes implantados atualmente nos terminais de Presidente Dutra e Ribeiro Gonçalves.

LT 500 kV Presidente Dutra – Teresina II C1 e C2					
Localização	Ajustes	Características			
		Interna (%)		Externa (%)	
SE Presidente Dutra	R	+ 7,62	- 7,62	+ 9	- 9
	X	+ 7,8	- 7,8	+ 9,2	- 9,2
Temporização	Tmn (*)	32 ms			

LT 500 kV Presidente Dutra – Boa Esperança					
Localização	Ajustes	Características			
		Interna (%)		Externa (%)	
SE Presidente Dutra	R	+ 4	- 4	+ 5,5	- 5,5
	X	+ 8	- 8	+ 10	- 10
Temporizações	Tmn (*)	40 ms			

LT 500 kV Colinas – Ribeiro Gonçalves C1 e C2					
Localização	Ajustes	Características			
		Interna (%)		Externa (%)	
SE Ribeiro Gonçalves	R	+ 4	- 4	+ 5,5	- 5,5
	X	+ 8	- 8	+ 10	- 10
Temporizações	Tmn (*)	40 ms			

(*) discriminação entre curto-circuito e oscilação.

IV.5 Modelo de Ajuste dos Parâmetros do relé SEL-421 para Atuação de Proteção de Perda de Sincronismo

Nesta seção foi demonstrado o ajuste do relé SEL-421 passo a passo utilizando o manual do próprio relé. Para o cálculo dos equivalentes nas barras supridora e receptora foi utilizado à base de dados de curto-circuito do ONS

O relé SEL-421, responsável pela PPS na linha de 500 kV entre a barra S e a barra R, apresenta lógica para as duas funções OSB e OST. Na Figura IV-14 encontra-se um esboço para um sistema de 500 kV com destaque para a localização do relé SEL-421.

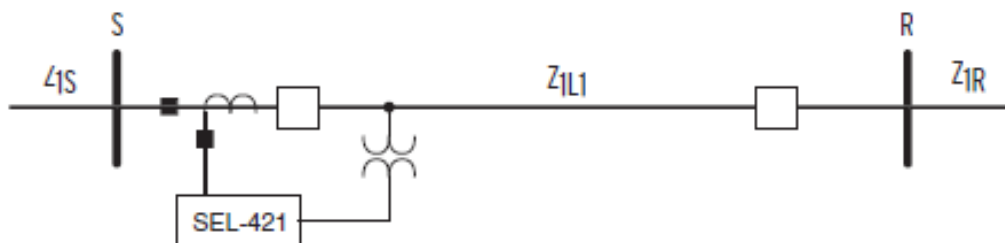


Figura IV-14 – Sistema 500 kV com aplicação do relé SEL421 no lado supridor, [33].

Onde:

Z_{1S} = Impedância de sequência positiva na fonte supridora

Z_{1R} = Impedância de sequência positiva na fonte receptora

Z_{1L1} = Impedância de sequência positiva na linha de 500 kV

Baseado em dados técnicos operacionais de curto-circuito do ONS foi possível calcular todas as impedâncias citadas anteriormente. Primeiramente, foi utilizado um caso de curto-circuito considerando, todas as unidades geradoras do SIN despachadas. Posteriormente, foi utilizado um caso de curto circuito considerando a configuração de despacho das usinas geradoras de um caso de fluxo de potência para carga pesada no SIN. Os níveis de curtos-circuitos simulados no programa computacional ANAFAS do CEPEL estão apresentados na Tabela IV-7.

Tabela IV-7 – Níveis de curtos-circuitos (Caso BR1212A.ANA).

Níveis de Curtos-Circuitos									
Nome	Tensão (kV)	Geração Total				Carga Pesada			
		Monofásico		Trifásico		Monofásico		Trifásico	
		kA	Ang (°)	kA	Ang (°)	kA	Ang (°)	kA	Ang (°)
Barra S	500	4,48	-86,19	4,02	-85,79	4,41	-86,16	3,94	-85,76
Barra R	500	3,17	-82,33	5,25	-86,08	3,16	-82,34	5,2	-86,08

Observa-se que a diferença dos níveis de curto circuito entre os casos praticamente não existe. Desta maneira foi adotado os valores do caso de carga pesada, mantendo a coerência com os estudos de fluxo de potência utilizados pelo ONS.

Ao equivalentarmos um sistema no ANAFAS são criadas as impedâncias equivalentes do restante do sistema e uma função de transferência. Para maiores detalhes sobre esta função de transferência consultar o manual do programa ANAFAS disponibilizado pelo CEPEL, [34].

O sistema equivalentado calculado pelo ANAFAS encontra-se representado na Figura IV-15.

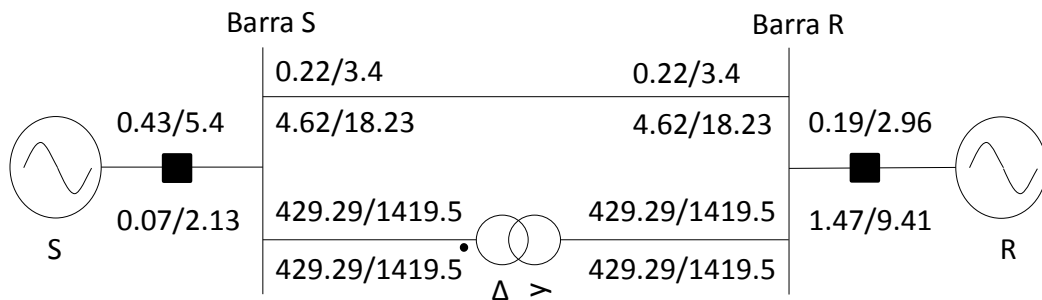


Figura IV-15 – Sistema equivalentado calculado pelo ANAFAS.

IV.5.1 Construção do Diagrama RX

Esta seção demonstra a construção do diagrama RX para o equivalente do sistema ilustrado na Figura IV-15. A Tabela IV-8 apresenta os valores do sistema equivalentado.

Tabela IV-8– Dados de impedância das fontes e linha do Sistema da Figura IV-15.

Dados de Impedância do Sistema Equivalentado	
Parâmetros	Valores
R_L	0.22%
X_L	3.4%
Z_L	$0.22 + j3.4\%$
R_S	0.43%
X_S	5.4%
Z_S	$0.43 + j5.4\%$
R_R	0.19%
X_R	2.96%
Z_R	$0.19 + j2.96\%$

onde:

R_L = resistência da linha

X_L = reatância da linha

Z_L = impedância de sequência positiva da linha

R_S = resistência da fonte S

X_S = reatância da fonte S

Z_S = impedância de sequência positiva da fonte S

R_R = resistência da fonte R

X_R = reatância da fonte R

Z_R = impedância de sequência positiva da fonte R

Para o cálculo de correção dos valores de Z_S e Z_R levando em consideração a impedância de transferência Z_{TRANSF} , teremos:

Tabela IV-9– Dados de impedância de transferência da Figura IV-15.

Dados Impedância de Transferência (Z_{TRANSF}) do Sistema Equivalentado	
Parâmetros	Valores
R_{TRANSF}	429.29 %
X_{TRANSF}	1419.5 %
Z_{TRANSF}	429.29 + j1419.5 %

onde:

R_{TRANSF} = resistência de transferência

X_{TRANSF} = reatância de transferência

Z_{TRANSF} = impedância de transferência

$$Z_{1S} = \frac{Z_S}{C_{transf}} = 0.43 + j5.4\% \quad (4.1)$$

$$Z_{1R} = \frac{Z_R}{C_{transf}} = 0.19 + j2.96\% \quad (4.2)$$

onde:

Z_{1S} = impedância da fonte S considerando a impedância de transferência

Z_{1R} = impedância da fonte R considerando a impedância de transferência

C_{transf} é representado por:

$$C_{transf} = \frac{Z_{TRANSF}}{Z_{TRANSF} + Z_L} = 0.99 - j0.0005\% \quad (4.3)$$

A impedância de curto em ambos os terminais foram calculados com o intuito de verificar a presença ou não dentro da atuação da primeira zona do relé. Esta análise é necessária devido à característica da PPS não atuar para impedâncias dentro da zona do relé. Para defeitos internos o próprio relé de distância atuará. O programa computacional

ANAFAS calcula a potência de curto-circuito (S_{CC}) para cada terminal e com estes valores é possível calcular a impedância de curto (Z_{CC}) em cada terminal.

$$Z_{CC} = \frac{1000}{S_{CC}} \quad (4.4)$$

Terminal 1:

$$Z_{CC} = \frac{1000}{S_{CC_1}} = 0.15 + j2.21\% \quad (4.5)$$

Terminal 2:

$$Z_{CC} = \frac{1000}{S_{CC_2}} = 0.21 + j2.92\% \quad (4.6)$$

onde:

$$S_{CC_1} = 307.8 - j4491.93 \text{ MVA}$$

$$S_{CC_2} = 252.38 - j3404.34 \text{ MVA}$$

Com o auxílio do programa computacional Matlab foi possível ilustrar na Figura IV-16 o diagrama RX proposto sinalizando as impedâncias dos equivalentes, da linha e o centro elétrico do sistema da Figura IV-15.

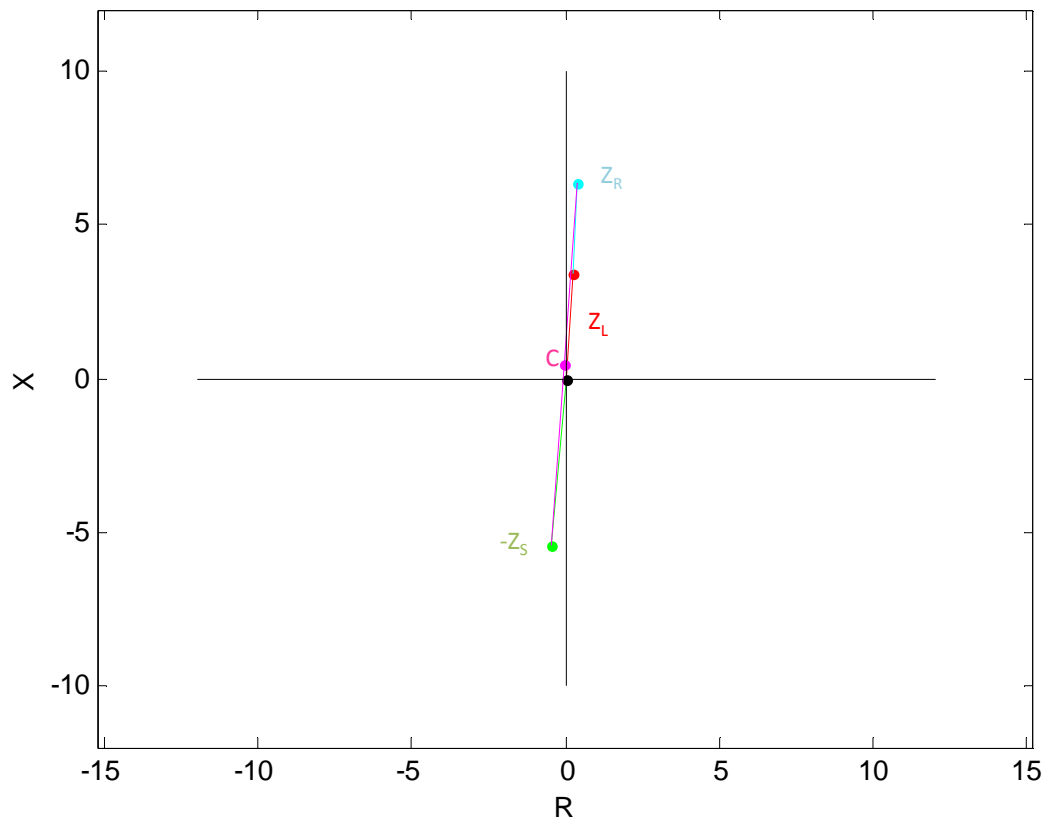


Figura IV-16 – Diagrama RX – LT 500 kV Barras S – Barra R no terminal da Barra S.

IV.5.2 Cálculo Teórico dos Parâmetros do Relé SEL 421

O relé em análise encontra-se ilustrado na Figura IV-17.



Figura IV-17 – Relé SEL-421 Schweitzer.

Para o cálculo teórico dos parâmetros do relé SEL 421 foi utilizado o manual do relé da Schweitzer, [33].

Os valores encontrados para as impedâncias de sequência positiva da fonte S, da fonte R e da linha são representados por Z_{1S} , Z_{1R} e Z_{1L1} respectivamente. Completam a Tabela IV-8 os valores de frequência nominal (f_{nom}), corrente nominal (I_{nom}), comprimento da linha, relação de transformador de corrente (RTC), relação de transformador de potencial (RTP), potência máxima e tensão da linha.

Tabela IV-10– Características elétricas do sistema.

Lista de Parâmetros do Sistema	
Parâmetros	Valores
Z_{1S}	0,43 + j5,4%
Z_{1R}	0,19 + j2,96%
Z_{1L1}	0,22 + j3,4%
Z_2	120% * $Z_{1L1} = 4.08\%$
f_{nom}	60 Hz
I_{nom}	5 A
Comprimento da linha	321 km
RTC	2000/1
RTP	$550\sqrt{3}$ kV / $115\sqrt{3}$ V = 4782.6/1
Potência máxima	1200 MVA
Tensão da linha	500 kV
Potência Base	100 MVA

A impedância de carga mínima medida pelo relé pode ser encontrada através da seguinte expressão:

$$Z_{Lmín} = \frac{V_{LN}}{I_{Lmáx}} \quad (4.7)$$

onde:

$$V_{LN} = \frac{115}{\sqrt{3}} = 66.4V \quad (4.8)$$

$$I_{Lm\acute{a}x} = \frac{1200 * 10^3}{500 * \sqrt{3}} = 1385.7A \quad (4.9)$$

$$I_{Lm\acute{a}x \text{ sec}} = \frac{I_{Lm\acute{a}x}}{RTC} = 0.70A \text{ sec} \quad (4.10)$$

Logo:

$$Z_{Lm\acute{i}nsec} = \frac{V_{LN}}{I_{Lm\acute{a}x \text{ sec}}} = 95.83\Omega \text{ sec}$$

Calculando o valor de $Z_{Lm\acute{i}n}$ em percentual:

$$Z_{base} = \frac{(KV)^2_{base}}{N_{base}} = 2500 \Omega$$

$$Z_{base \text{ sec}} = 2500 * \left(\frac{2000}{4782.6} \right) = 1045.46\Omega \text{ sec}$$

$$Z_{Lm\acute{i}n} = \left(\frac{Z_{Lm\acute{i}n \text{ sec}}}{Z_{base \text{ sec}}} \right) * 100\% = 9.16\%$$

No caso estudado assume-se a existência de um relé de distância mho fase-fase ajustado para o alcance da zona 2. Com os valores da Tabela IV-10, podemos primeiramente calcular os ajustes de alcance da impedância para as Zonas 6 e 7 (R1R6, R1R7, X1T6 e X1T7), e posteriormente calcularmos o OSBD. Todas estas variáveis encontram-se ilustradas na Figura IV-18.

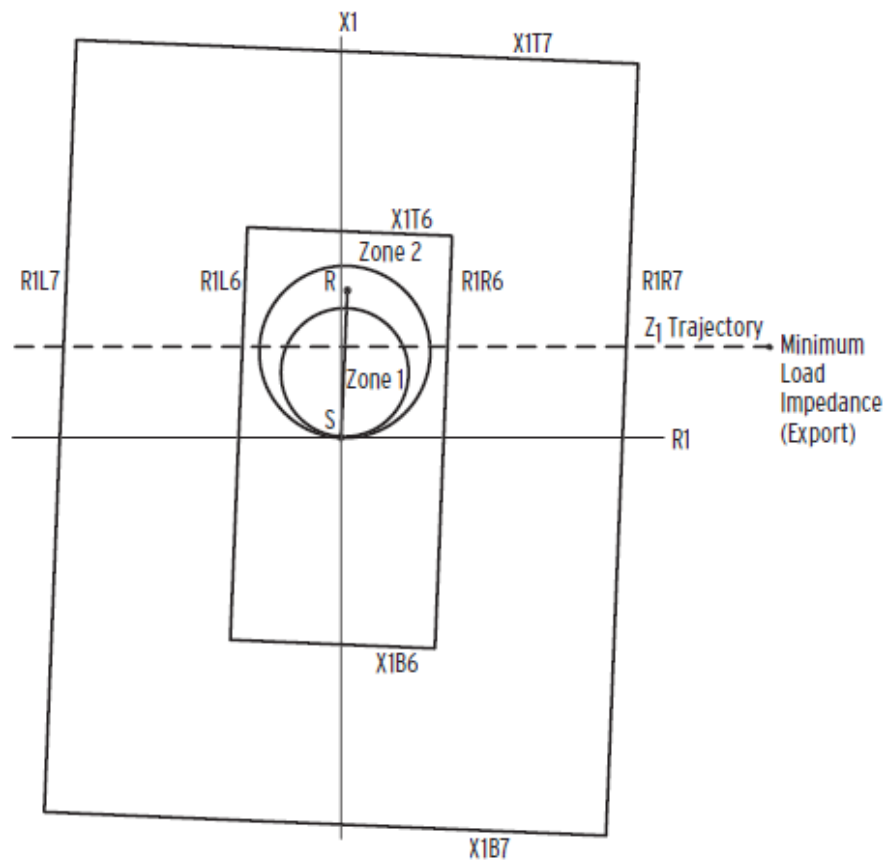


Figura IV-18 - Parâmetros de Ajustes da Característica OOS, [33].

Ajustes dos *Blinders* Resistivos

A lógica OOS utiliza duas zonas de polígonos concêntricos, zona exterior 7 e zona interior 6. O relé utiliza zona 6 e a zona 7 para lógica OOS de temporização para diferenciar entre oscilações de potência e faltas. O relé mede a trajetória da impedância de

sequência positiva (Z_1) na Zona 6 e Zona 7, quando ocorre uma oscilação de potência ou uma falta. Dois fatores afetam os ajustes de impedância na zona 7 e na zona 6:

- Para garantir um tempo suficiente para que seja efetuado o bloqueio dos elementos de distância em caso de oscilação, deve-se posicionar a característica interna da função de bloqueio (zona6) por fora da maior zona de proteção a ser bloqueada. Somente as zonas cujos tempos de atuação são mais curtos que as oscilações de potência precisam ser bloqueadas. Normalmente a 1ª e a 2ª zona assistida por comunicação (teleproteção) são instantâneas. Portanto, a característica interna da função de bloqueio deve ser maior do que a região de alcance destas zonas.
- A característica externa (zona7) deve ser posicionada de modo que fique afastada da impedância da carga vista pelo relé para a máxima carga prevista, de modo a evitar a operação indevida da lógica de bloqueio em situações de variação normal da carga.

Diante das obrigatoriedades citadas acima a posição máxima do *blinder* resistivo R1R7 deverá ser:

$$R1R7 = 0.9 * Z_{Lmín} = 8.25\%$$

Calculando o valor do blinder resistivo R1R7 com 90% de margem de segurança teremos:

$$R1R7 = 0.9 * Z_{Lmín} \sec * \cos \left[45^\circ + 90^\circ - Z_{1ang} \right] \quad (4.11)$$

Calculando o valor de Z_{1ang} :

Sabemos que:

$$Z_{Lsec} = Z_{Lprim} * \left(\frac{RTC}{RTP} \right) = 1.42 \angle 86.37^\circ$$

Então:

$$Z_{1ang} = 86.37^\circ$$

Logo:

$$R1R7 = 57 \Omega_{sec} \rightarrow R1R7 = \left(\frac{57}{1045.46} \right) * 100 = 5.44\%$$

Para o ajuste do blinder resistivo R1R6 com 20% de margem de segurança utilizaremos a equação:

$$R1R6 = 1.2 * \frac{Z_{2sec}}{2 * \text{sen}(Z_{1ang})} \quad (4.12)$$

onde:

$$Z_2 = 120\% * Z_L = 4.08\%$$

$$Z_{2sec} = \frac{4.08 * 1045.46}{100} = 42.65 \Omega_{sec}$$

Logo:

$$R1R6 = 25.53\Omega_{sec} \rightarrow R1R6 = \left(\frac{25.53}{1045.46} \right) * 100 = 2.45\%$$

Ajustes das Linhas de Reatância

As linhas de reatância internas X1T6 e X1B6 devem abranger completamente a zona mais externa de proteção de distância de fase que você quer bloquear para disparo durante uma oscilação de potência. Incluir uma margem de segurança de 20% para cálculo dos valores de X1T6 e X1B6 da seguinte forma:

$$X1T6 = 1.2 * Z_2 = 51.2\Omega_{sec} \rightarrow X1T6 = \left(\frac{51.2}{1045.46} \right) * 100 = 4.89\%$$

$$X1T7 = X1T6 + (R1R7 - R1R6) = 82.56\Omega_{sec} \rightarrow X1T7 = \left(\frac{82.56}{1045.46} \right) * 100 = 7.89\%$$

Ajustes dos Temporizadores OSBD e OSTD

Quando a trajetória da impedância se desloca para dentro da Zona 7, o relé inicia o temporizador OSBD. A trajetória da impedância é mostrada na Figura IV-19 para o caso de $E_A = E_B$ (E_A é a tensão no nó A e E_B é a tensão no nó B).

Na Figura IV-18, o bloqueio por oscilação das zonas 1 e 2 acontecerá quando a impedância Z_1 medida ficar entre as zonas 6 e 7 mais tempo que o parâmetro ajustado OSBD. O disparo por perda de sincronismo irá ocorrer quando a impedância medida (Z_1 medida) atingir a zona Z6 com tempo maior que o ajustado. Para isso, existem dois

métodos: TOWI (o disparo ocorre quando Z6 opera) e TOWO (o disparo ocorre quando Z6 desopera). Normalmente, utiliza-se o método TOWO, pois nesta situação o disjuntor fica submetido a condições de tensão e ângulo mais favoráveis para sua abertura, ao contrário do método TOWI, onde as tensões se encontram mais degradadas com maior diferença angular entre os sistemas.

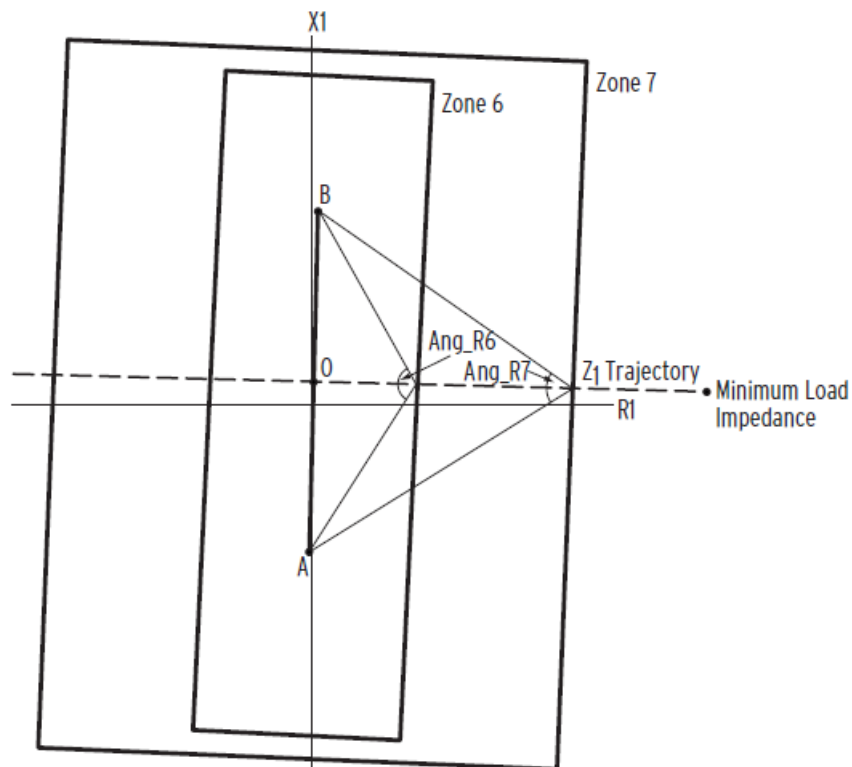


Figura IV-19 – Trajetória da impedância para a determinação do ajuste do OSBD, [33].

As equações a seguir são derivadas da trajetória da impedância mostrado na Figura IV-19. A linha pontilhada horizontal representa a trajetória da oscilação de potência perpendicular à seção de linha AB. A trajetória passa pelo ponto médio da seção de linha AB.

$$Z_T = Z_{1S} + Z_{1L} + Z_{1R} \quad (4.13)$$

onde:

Z_{1L} = impedância de sequência positiva da linha

Z_{1R} = impedância de sequência positiva da fonte receptora

Z_{1S} = impedância de sequência positiva da fonte supridora

Então:

$$Z_T = 11.8\% \rightarrow Z_{T_{pu}} = \frac{11.8}{100} = 0.118 \text{ pu}$$

Ou

$$Z_{T_{sec}} = 0.118 * 1045.46 = 123.45 \Omega_{sec} \quad (4.14)$$

O valor de ANGR7 é encontrado pela equação adiante:

$$ANGR7 = 2 * ATAN \left(\frac{Z_{T_{sec}}}{R_{1R7}} \right) = 94.63^\circ \quad (4.15)$$

O valor de ANGR6 é encontrado pela equação:

$$ANGR6 = 2 * ATAN \left(\frac{Z_{T_{sec}}}{R_{1R6}} \right) = 135^\circ \quad (4.16)$$

O valor encontrado para o ANGR6 encontra-se acima de 120° . Baseado no critério de áreas iguais, quando atingimos o ANGR6 em 120° ou valores superiores, o sistema de potência não tem condição de manter o sincronismo, ou seja, o valor de 120° é o valor máximo admissível para o ANGR6.

Como o *trip* foi na entrada da característica interna (TOWI), o *blinder* R1R6 foi ajustado de modo que $ANGR6_{ALT} = 120^\circ$. A Figura IV-20 ilustra as características para a determinação do ajuste do OSTD.

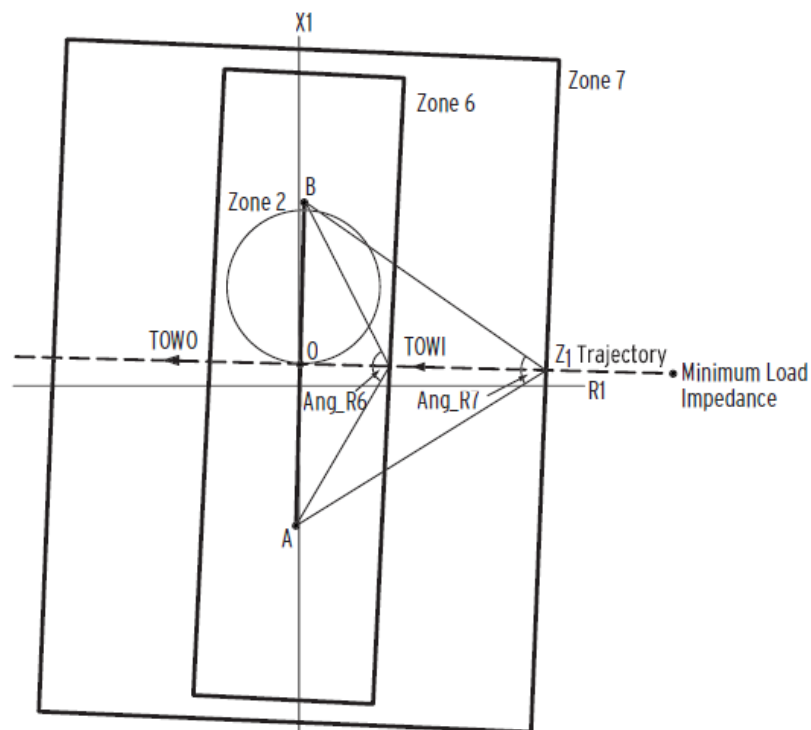


Figura IV-20 – Características para a determinação do ajuste do OSTD, [33].

$$R1R6_{ATU} = \frac{\frac{Z_{T_{sec}}}{2}}{\tan\left(\frac{ANGR6_{ALT}}{2}\right)} = 35.5\Omega sec \quad (4.17)$$

$$R1R6_{ATU} = \left(\frac{35.5}{1045.46}\right) * 100 = 3.4\%$$

O valor considerado para o *blinder* R1R7, já calculado pela equação (4.11), é de aproximadamente 5.44% ou 56.92Ωsec.

A diferença entre os *blindings* internos e externos é de 2%, desta forma teremos uma velocidade da trajetória da impedância $\left(v = \frac{\Delta r}{\Delta t} = 2000\Omega p / seg\right)$, este valor não é o utilizado pelo ONS em estudos de PPS por se tratar de um valor muito acima do encontrado em estudos quando ocorre a perda de sincronismo entre sistemas. Geralmente o valor máximo encontrado para a velocidade da trajetória da impedância é de 300Ωprim/seg. Como margem de segurança, o ONS define o valor da velocidade da trajetória da impedância em 1000Ωprim/seg. Desta forma, o *blinder* externo R1R7 foi atualizado de 5.44% para 4.44%, mantendo a velocidade de 1000Ωprim/seg e Δt=25ms, conforme estipulados nos estudos de ajuste de PPS feitos pelo o ONS.

$$R1R7_{ATU} = \frac{4.44 * 1045.45}{100} = 46.09\Omega sec \quad (4.18)$$

$$X1T7_{ATU} = X1T6 + (R1R7_{ATU} - R1R6_{ATU}) = 61.65\Omega sec \quad (4.19)$$

$$X1T7_{ATU} = \left(\frac{61.65}{1045.46}\right) * 100 = 5.89\% \quad (4.20)$$

O valor de ANGR7 foi calculado pela a equação (4.15), considerando o valor de $R1R7_{ATU}$ calculado no parágrafo anterior, logo:

$$ANGR7_{ATU} = 2 * ATAN \left(\frac{\frac{Z_{T \text{ sec}}}{2}}{R1R7_{ATU}} \right) = 106.5^\circ \quad (4.21)$$

Com os valores calculados acima se torna possível o cálculo dos ajustes dos temporizadores para bloqueio e disparo, OSBD e OSTD respectivamente.

$$OSBD = \frac{(ANGR6_{ALT} - ANGR7_{ALT}) * f_{nom} = 0.89 \text{ ciclos}}{\left(\frac{360^\circ}{\text{ciclos}} \right) * f_{slip}} \quad (4.22)$$

$$OSTD = \frac{(ANGR6_{ALT} - ANGR7_{ALT}) * f_{nom} = 0.28 \text{ ciclos}}{\left(\frac{360^\circ}{\text{ciclos}} \right) * f_{slip}} \quad (4.23)$$

Os valores encontrados em (4.22) e (4.23) podem ser expressos em milisegundos e assumiriam os seguintes valores: 14.24 ms e 4.48 ms respectivamente.

A Figura IV-21 ilustra os valores dos blinders resistivos e de reatâncias e os ângulos de entrada em cada blinder encontrados para o relé SEL-421, estudado neste trabalho.

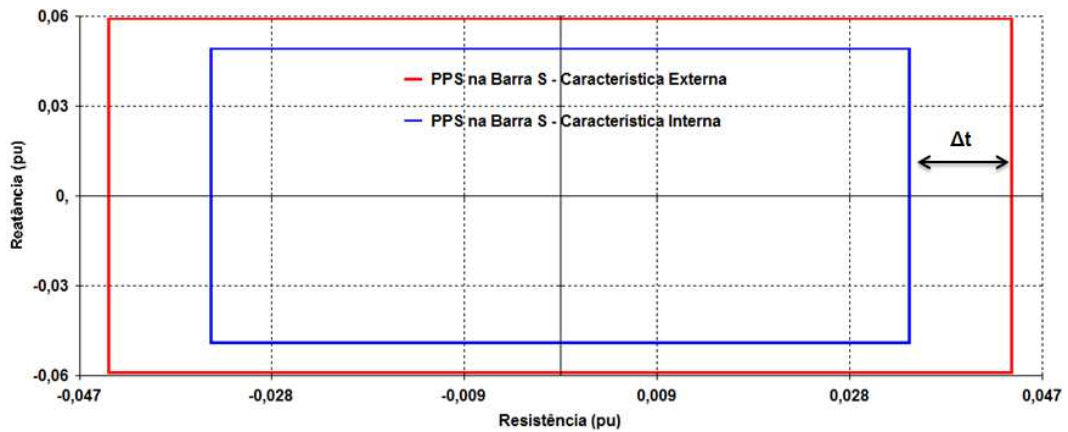


Figura IV-22 – Características da PPS na Barra S para o relé SEL-421.

A Tabela IV-11 apresenta os valores de ajuste encontrados anteriormente para o relé SEL-421.

Tabela IV-11– Valores de ajustes do relé SEL-421.

Localização	Ajustes	Características			
		Interna (%)		Externa (%)	
Barra S	R	+ 3.4	- 3.4	+ 4.4	- 4.4
	X	+ 4.9	- 4.9	+ 5.9	- 5.9
Temporização	Tmn (*)	25 ms			

Cabe salientar que o tempo de discriminação da PPS, que é o intervalo de tempo decorrido entre o instante em que a impedância vista pelo relé atinge a característica externa e alcança a característica interna, é recomendável que seu valor seja da ordem de 25 ms.

Os valores calculados anteriormente foram encaminhados à gerência de estudos especiais como sugestão para implantação de um novo ajuste em uma determinada interligação do sistema.

IV.6 Simulações Realizadas no ANATEM, com Atuação da Proteção de Perda de Sincronismo no Sistema de 230 kV Acre – Rondônia

Os casos adotados para os estudos foram definidos para dois cenários envolvendo o sistema Acre – Rondônia. O primeiro com sistema Acre – Rondônia importando potência do SIN e posteriormente o sistema Acre – Rondônia exportando potência para o SIN, ambos em carga média.

O objetivo destas simulações foi averiguar o comportamento do sistema perante contingências envolvendo o sistema Acre – Rondônia com bloqueio do *back-to-back* da Coletora de Porto Velho (cenário I) e a perda das linhas de transmissão LT 230 kV Porto Velho – Abunã C1 e C2 (cenário II). A importância das atuações corretas da PPS, através da trajetória da impedância de sequência positiva, medida pelo relé de distância localizado na SE Ji-Paraná também foi foco de análise nestas simulações.

Para a realização das simulações foram considerados os critérios e premissas estabelecidos pelo Submódulo 23.3 – Diretrizes e Critérios para Estudos Elétricos dos Procedimentos de Rede do ONS, [35].

Para a realização das análises foram utilizados os seguintes modelos computacionais: Fluxo de potência: ANAREDE 10.0.1 e Transitórios eletromecânicos: ANATEM 10.4.6, considerando a base de dados para o estudo dinâmico, o modelo de Outubro de 2014 e para o estudo do fluxo de potência, a base de dados do relatório quadrimestral de Maio de 2015 ambos disponíveis pelo ONS.

Para a definição dos fluxos foram respeitadas a Instrução de Operação Normal da Interligação Acre – Rondônia – IO-ON.N.ACRO, [36]. Seu objetivo é estabelecer procedimentos para o controle da tensão, carregamento e limites da área 230 kV Acre – Rondônia em operação normal, a serem seguidos pelos operadores do COSR-NCO e pela operação dos Agentes envolvidos, de acordo com o Submódulo 10.7 - Controle da Transmissão em Operação Normal, dos Procedimentos de Rede, [37] e os Esquemas Especiais da Área Acre – Rondônia – IO-EE.N.ACRO, [38]. Seu objetivo é apresentar a descrição e estabelecer procedimentos para o controle da transmissão, referentes aos Sistemas Especiais de Proteção da área 230 kV Acre – Rondônia, a serem seguidos pelo

CNOS e COSR-NCO e pela Operação dos Agentes envolvidos, de acordo com o Submódulo 10.7 dos Procedimentos de Rede.

A Figura IV-23 ilustra a região de análise do sistema.

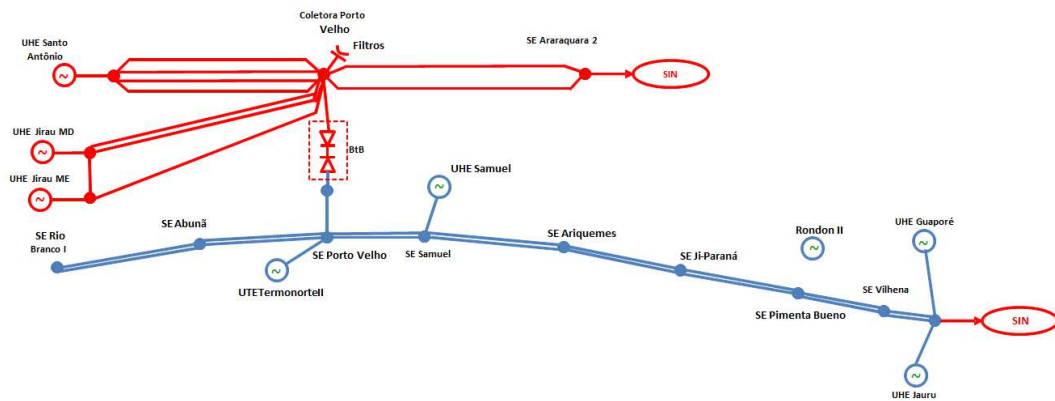


Figura IV-23 – Mapa do Sistema Acre – Rondônia.

A área de 230 kV Acre – Rondônia é constituída pelas instalações da Tabela IV-12 e pelos equipamentos e linhas de transmissão da Rede de Operação que as interligam ou compõem a área.

Tabela IV-12– Instalações da Área Acre – Rondônia 230 kV, [36].

SE Abunã	SE Ariquemes	
SE Jaru	SE Ji-Paraná	SE Pimenta Bueno
SE Porto Velho	SE Rio Branco	SE Vilhena
UHE Rondon 2	UHE/SE Samuel	UTE Termonorte II

As grandezas do sistema em análise encontram-se na Tabela IV-13.

Tabela IV-13 – Grandezas da Área Acre-Rondônia 230 kV, [36].

Nome da Grandeza	Sigla	Definição	Sentido Positivo	Ponto de Medição
Recebimento da área 230 kV Acre – Rondônia	Racro	É o Somatório dos fluxos (MW) abaixo descritos:		
		- LTs 230 kV Jauru / Vilhena C1 e C2	Jauru → Vilhena	SE Jauru
Fornecimento da área 230 kV Acre – Rondônia	Facro	É o Somatório dos fluxos (MW) abaixo descritos:		
		- LTs 230 kV Jauru / Vilhena C1 e C2	Vilhena → Jauru	SE Vilhena
Fluxo Samuel - Ariquemes	Fsmag	É o Somatório dos fluxos (MW) abaixo descritos:		
		- Samuel / Ariquemes C1 e C2	Samuel → Ariquemes	SE Ariquemes
Fluxo Porto Velho - Samuel	Fpvsm	É o Somatório dos fluxos (MW) abaixo descritos:		
		- LTs 230 kV Samuel / Porto Velho C1 e C2	Porto Velho → Samuel	SE Samuel
Fluxo Coletora Porto Velho - Porto Velho	Fcpvpv	É o Somatório dos fluxos (MW) abaixo descritos:		
		- LTs 230 kV Coletora Porto Velho / Porto Velho C1 e C2	Coletora Porto Velho → Porto Velho	SE Porto Velho
Demanda Acre – Rondônia	Dacro	É o Somatório das grandezas (MW) abaixo descritas:		
		- LTs 230 kV Jauru / Vilhena (C1 e C2)	Jauru → Vilhena	SE Jauru
		- LTs 230 kV Coletora Porto Velho / Porto Velho (C1 e C2)	Coletora Porto Velho → Porto Velho	SE Coletora Porto Velho
		- Geração (MW) da área 230 kV Acre – Rondônia (UHEs, UTEs e PCHs)		

IV.6.1 Cenário I - Sistema Acre – Rondônia Importador (Racro) em Carga Média

Para caracterização dos períodos de carga na área 230 kV Acre – Rondônia, para o controle de limites, são consideradas as seguintes demandas, [36]

Tabela IV-14 – Caracterização dos períodos de carga na área 230 kV Acre-Rondônia, [36].

Dacro	Leve / Mínima	Média / Pesada
MW	Igual ou inferior a 550	Superior a 550

As condições iniciais adotadas para este cenário são as seguintes:

- Geração de Samuel em 150 MW.
- Geração de Termonorte II sem unidade a vapor.
- Geração de Termonorte II unidades a gás em 100 MW.
- Fluxo da LT 230 kV Jauru – Vilhena de aproximadamente 260 MW.
- *Back-to-back* em 100 MW.

A Figura IV-24 ilustra as condições iniciais adotadas (fluxos de potência das linhas de transmissão e a geração das usinas que compõem o sistema Acre – Rondônia) para a simulação do cenário I.

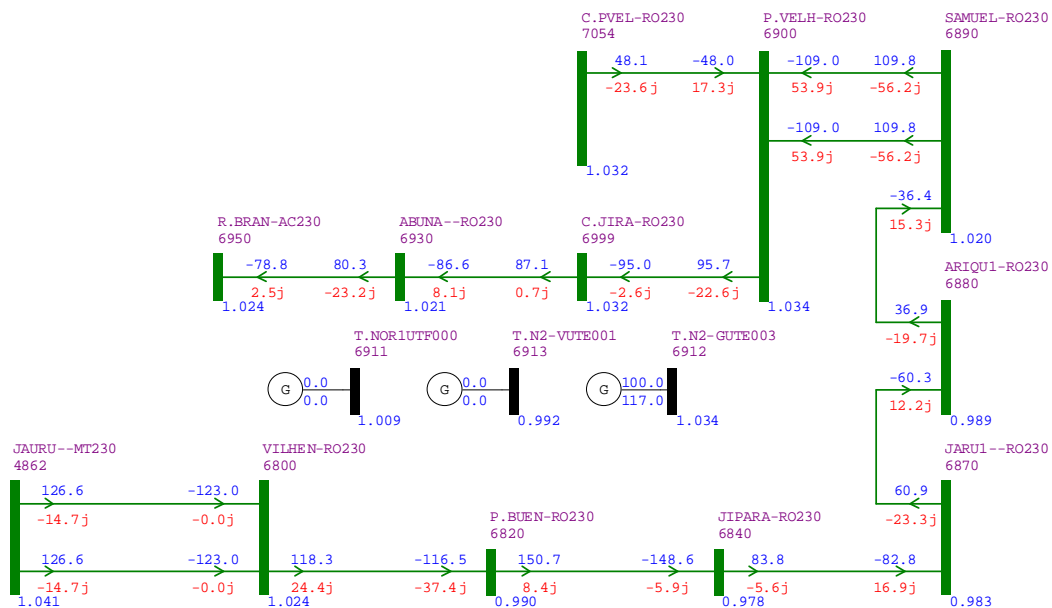


Figura IV-24 – Condições iniciais para a área de análise da perturbação para o cenário I - ANAREDE.

A contingência simulada neste cenário é o bloqueio do *back-to-back* entre a Coletora Porto Velho 500 kV e a de 230 kV. O bloqueio do *back-to-back* implicou na perda de 100 MW que fluíam da Coletora Porto Velho para o sistema Acre – Rondônia.

A Figura IV-25 ilustra a área de análise do estudo para o cenário I.



Figura IV-25 – Área de análise da perturbação para o cenário I.

Ambas as condições descritas abaixo para este cenário, apresentam casos de oscilações de potência instáveis. Foram estudadas as condições com PPS em operação (caso real) e PPS fora de operação. O objetivo é mostrar a importância da PPS na LT 230 kV Ji-Paraná – Pimenta Bueno no terminal de Ji-Paraná e seu correto ajuste.

As análises dos resultados obtidos, e os gráficos encontrados nas simulações no domínio do tempo, na forma de curvas do tipo variável versus tempo são apresentados a seguir:

Condição 1 – PPS fora de operação da LT 230 kV Ji-Paraná – Pimenta Bueno

A primeira condição mostra o efeito sobre o sistema para a condição em que, por hipótese, a PPS estivesse inibida.

Na Figura IV-26 observa-se a variação angular das usinas geradoras de Jauru, Guaporé, Samuel, Dardanelos e Termonorte II em referência a usina de Itumbiara, durante o distúrbio no sistema.

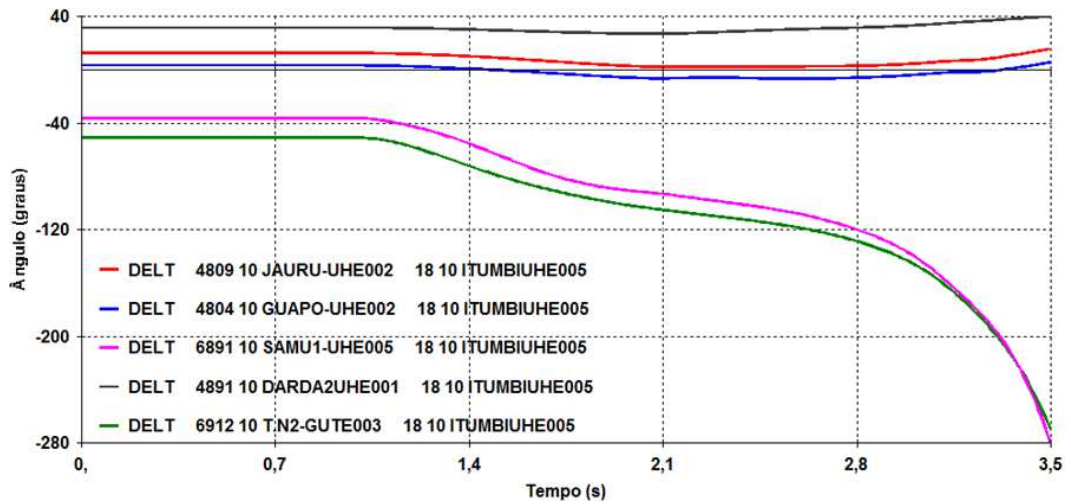


Figura IV-26 – Excursões angulares das unidades geradoras de Jauru, Guaporé, Samuel, Dardanelos e Termonorte II com referência a Itumbiara.

Observa-se pelos ângulos dos rotores que as máquinas das usinas de Samuel e Termonorte II perdem sincronismo com as demais usinas do SIN. Desta forma, ocorre uma separação em duas áreas sistêmicas, uma com a participação das máquinas de Samuel e Termonorte II e a outra com as demais máquinas da região em análise juntamente com o SIN, embora não tenha ocorrido a separação física (abertura das LTs uma vez que a PPS encontra-se desabilitada para este evento).

A Figura IV-27 representa a resposta dinâmica da frequência elétrica das máquinas de Jauru, Guaporé, Samuel, Dardanelos e Termonorte II.

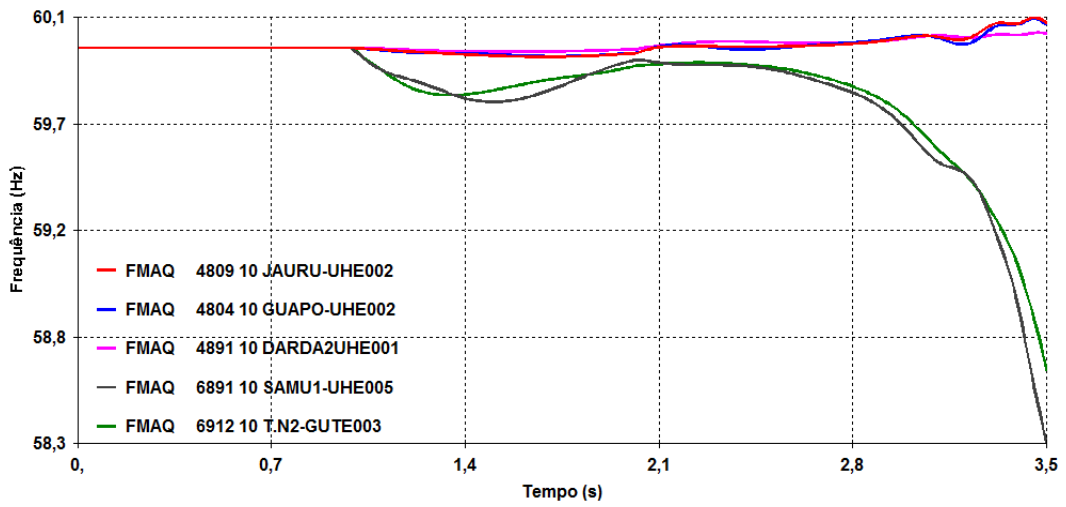


Figura IV-27 – Registro de frequência elétrica nas unidades geradoras de Jauru, Guaporé, Samuel, Dardanelos e Termonorte II.

Nota-se que as frequências das máquinas de Samuel e Termonorte II no início do distúrbio mantem-se próximo às frequências das demais máquinas da região em análise, mas após o bloqueio do elo, é evidente separação dos rotores das máquinas de Samuel e Termonorte II com o restante do sistema.

A Figura IV-28 a seguir mostra o perfil das tensões nas barras de 230 kV do sistema Acre – Rondônia.

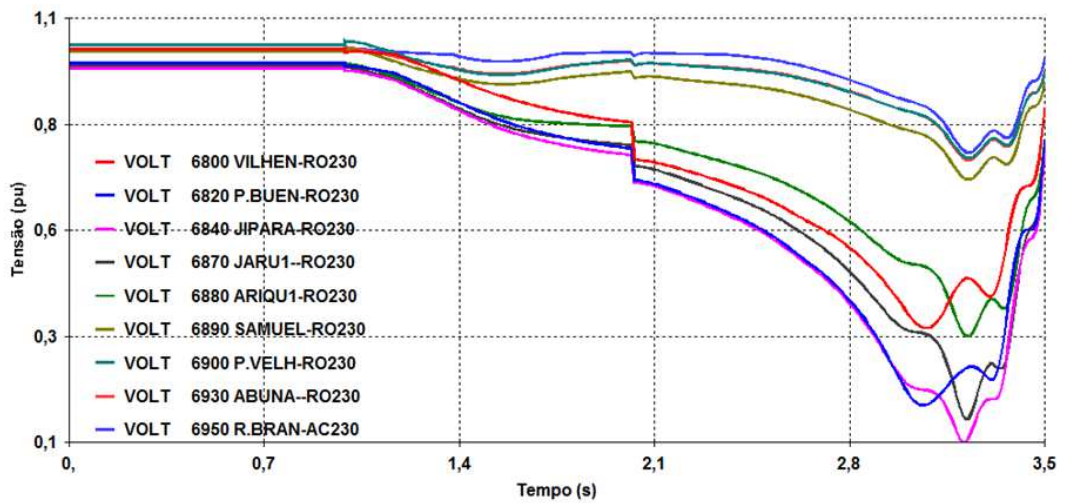


Figura IV-28 – Registros de tensões nos barramentos da área Acre-Rondônia.

Nota-se que as tensões dos barramentos chegam a valores próximos de zero pu. Destaque para a tensão na SE Ji-Paraná que é a mais degradada, caracterizando formação de centro elétrico próximo a esta subestação.

A Figura IV-29 representa os fluxos de potências ativas nos circuitos do trecho Pimenta Bueno – Ji-Paraná e no trecho Jauru – Vilhena.

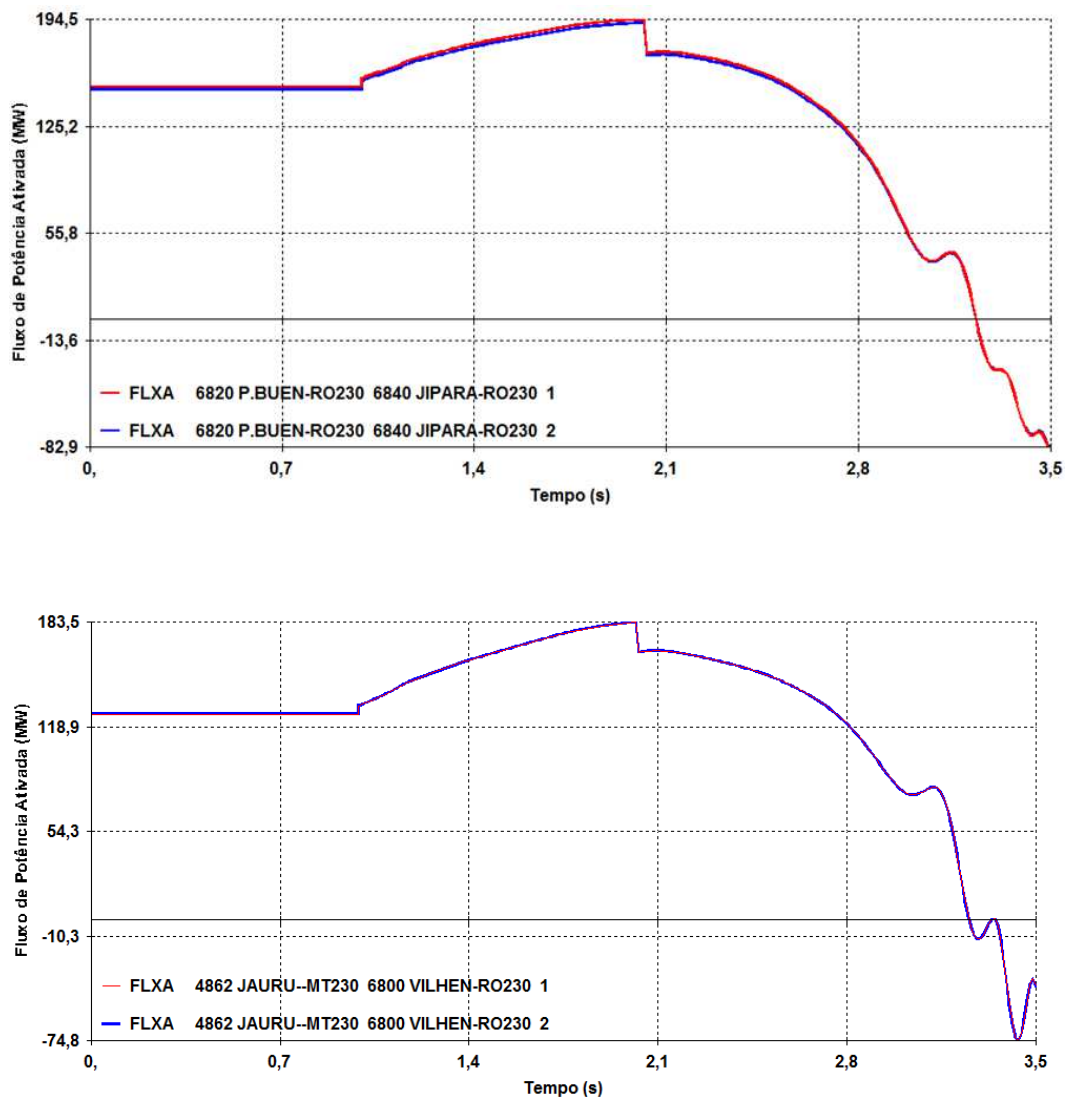


Figura IV-29 – Comportamento dos fluxos de potência ativos nos principais circuitos de 230 kV do sistema Acre – Rondônia.

Resultados Observados:

- Sistema instável, com perda de sincronismo das usinas de Samuel e Termonorte II com o restante do SIN.
- Colapso de tensão no sistema de 230 kV na área do Acre – Rondônia.
- Nestas condições, caso não se utilize a PPS, as consequências para o sistema se tornam mais graves, a partir do momento em que as cargas ficam submetidas a severas variações de tensão, culminando em colapso de tensão na área sob influência do centro elétrico.
- Este evento levaria o sistema Acre – Rondônia ao blecaute, com propagação para o sistema Mato Grosso.

Condição 2 – Com a PPS em operação da LT 230 kV Ji-Paraná – Pimenta Bueno

Com o bloqueio do elo e a conseqüente perda de injeção de potência do *back-to-back* no sistema em análise, observou-se aumento do intercâmbio entre o SIN e o sistema Acre – Rondônia dando início ao processo de oscilação entre as unidades geradoras locais e o SIN, culminando com a atuação correta da PPS, da LT 230 kV Ji-Paraná – Pimenta Bueno, localizada no terminal de Ji-Paraná, desligando a mesma. Esta operação de abertura da linha levou ao ilhamento da região Acre – Rondônia, com desequilíbrio carga x geração, operando em torno da UHE Samuel e da UTE Termonorte II. Nesta ilha ocorreu subfrequência, da ordem de aproximadamente 57 Hz, suficiente para fazer atuar até ao 5º estágio do ERAC na região.

A Figura IV-30 ilustra a atuação do relé de impedância no terminal de Ji-Paraná para uma perda de sincronismo identificada no evento. O tempo de discriminação ajustado para a atuação do relé foi de 25ms. O tempo que o disjuntor leva a partir do instante em que recebe o comando do relé para abertura até o instante em que efetivamente abre os seus contatos é de 0,04s. As PPS podem ser representadas no programa ANATEM com opções de atuação automática ou apenas de monitoramento para verificação de sua sensibilização. Foi escolhida a opção de desligamento automático do circuito.

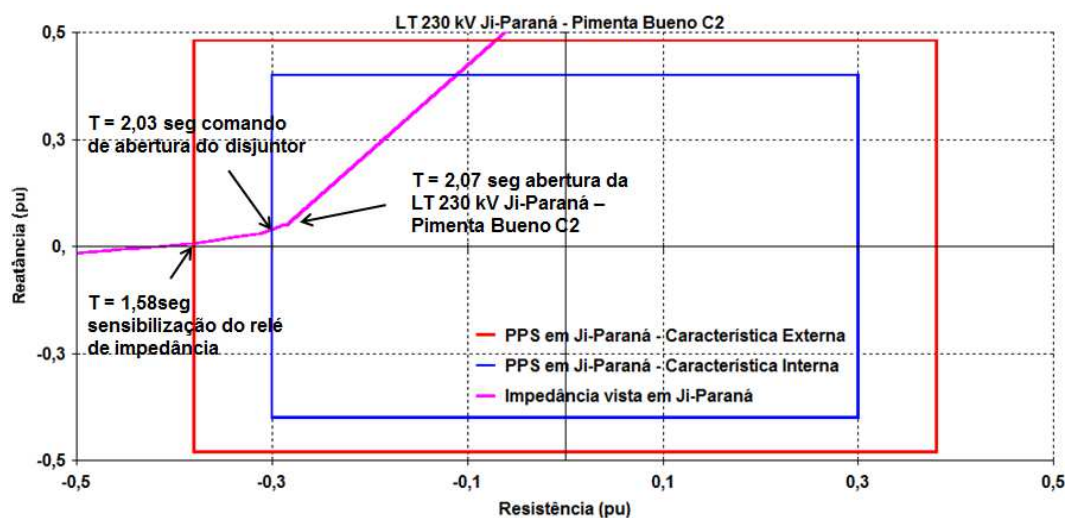
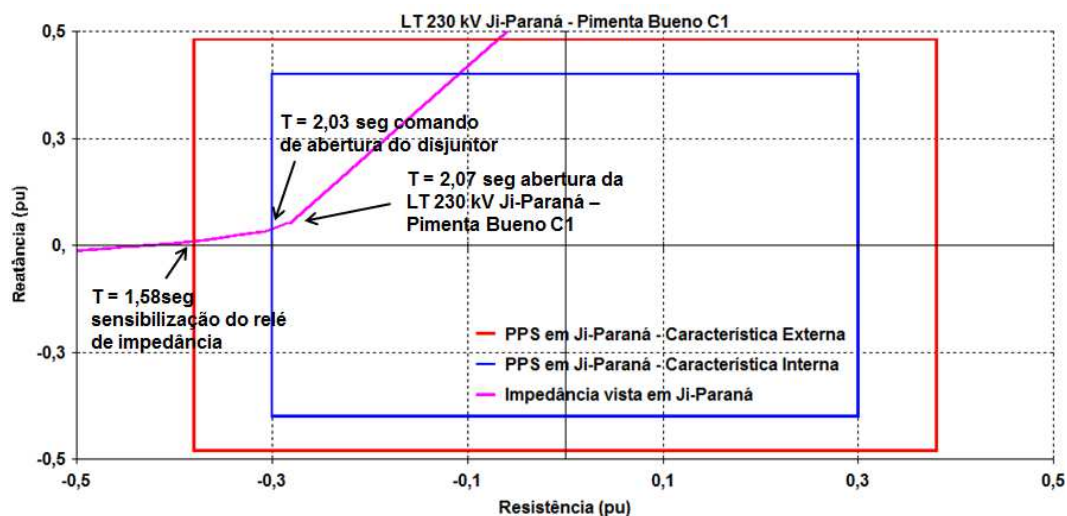


Figura IV-30 – Trajetórias das impedâncias vista pelo relé no terminal de Ji-Paraná no trecho Ji-Paraná – Pimenta Bueno para os dois circuitos.

A trajetória da impedância (linha rosa) parte do segundo quadrante do diagrama R-X em direção ao primeiro quadrante, cruzando a característica da proteção de perda de sincronismo existente no terminal de Ji-Paraná. Esta proteção, conforme esperado, atuou abrindo esta interligação, separando adequadamente os sistemas Acre – Rondônia do restante do SIN.

Na Figura IV-31 observa-se a variação angular das usinas geradoras de Jauru, Dardanelos e Guaporé em referência a usina de Itumbiara, durante o distúrbio no sistema.

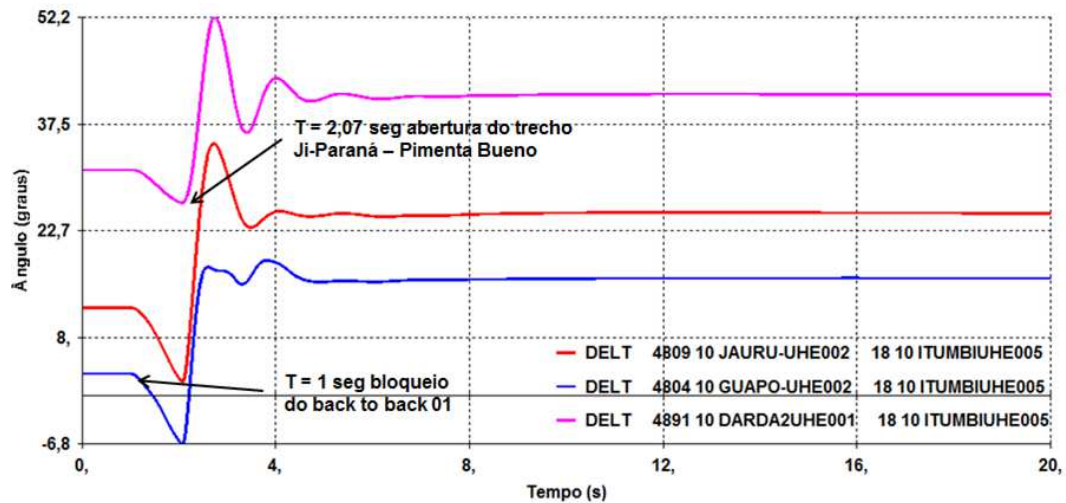


Figura IV-31 – Excursões angulares das unidades geradoras de Jauru, Guaporé e Dardanelos com referência a Itumbiara.

Nota-se que os ângulos dos rotores das três máquinas retornam a uma condição estável em relação ao sistema Sudeste – Centro/Oeste após a atuação da proteção de perda de sincronismo e a consequente abertura do trecho entre Ji-Paraná – Pimenta Bueno, o que indica que a abertura da interligação evitou a propagação do distúrbio para o sistema Matogrosso.

Conforme Figura IV-32, as usinas de Samuel e Termonorte II perdem o sincronismo com o restante do sistema. Esta perda está caracterizada pelo afastamento angular dos rotores dessas unidades em relação aos rotores das unidades geradoras das demais áreas do sistema.

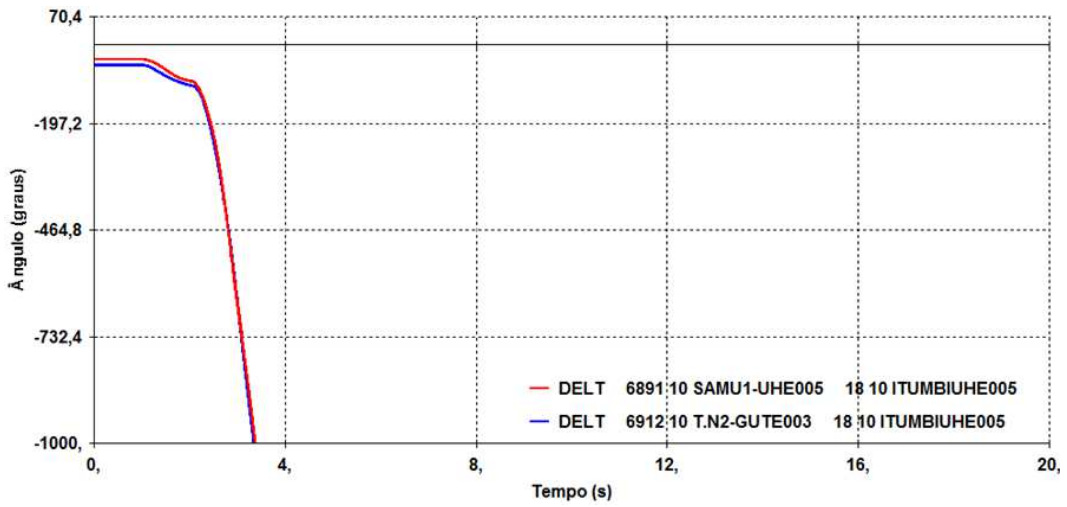


Figura IV-32 – Excursões angulares das unidades geradoras de Samuel e Termonorte II com referência a Itumbiara.

A Figura IV-33 representa a resposta dinâmica da frequência elétrica das máquinas de Jauru, Dardanelos e Guaporé, Samuel e Termonorte II, unidades geradoras que permanecem na ilha formada pelo sistema Acre – Rondônia.

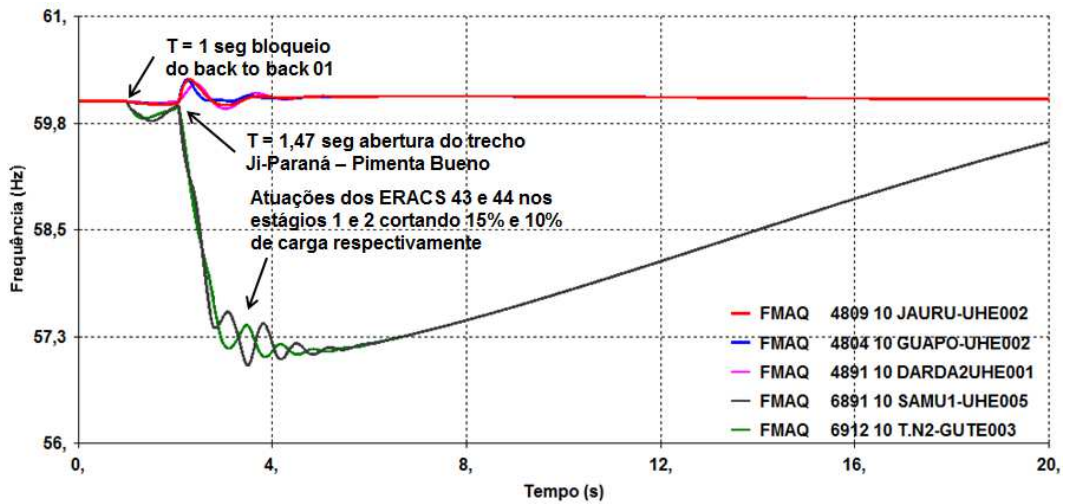


Figura IV-33 – Registro de frequência elétrica nas unidades geradoras de Jauru, Dardanelos e Guaporé.

Observa-se que o sistema Acre – Rondônia é submetido à subfrequência, em face do déficit de geração verificado após a abertura da interligação com o SIN. No sentido de restabelecer o equilíbrio carga x geração na ilha, ocorre atuação dos cinco estágios do ERAC do sistema Acre – Rondônia. As usinas de Samuel e Termonorte II voltam a ter sincronismo com as demais máquinas do SIN após as atuações da PPS em Ji-Paraná – Pimenta Bueno e atuação correta dos ERACS que levam a região ilhada a recuperação de sua frequência e a normalização da tensão.

Com a queda da frequência abaixo de 58,5 Hz o ERAC em primeiro estágio do sistema Acre – Rondônia entra em operação. Os demais estágios entram em operação conforme a Tabela IV-15, que elucida os ajustes do ERAC para o bloco Acre – Rondônia, com acionamento dos estágios por frequência absoluta.

Tabela IV-15 – Os ajustes do ERAC para o bloco Acre – Rondônia, [39].

ERAC – Acre – Rondônia				
Área	Empresa	Estágios	Frequência Absoluta	Corte de Carga (%)
Acre e Rondônia	Eletrobrás Distribuição Acre	1º	58,5	15
		2º	58,2	10
	Eletrobrás Distribuição Rondônia	3º	57,9	10
		4º	57,7	10
		5º	57,5	10

A Figura IV-34 a seguir, mostra o perfil das tensões nas barras de 230 kV do sistema Acre – Rondônia.

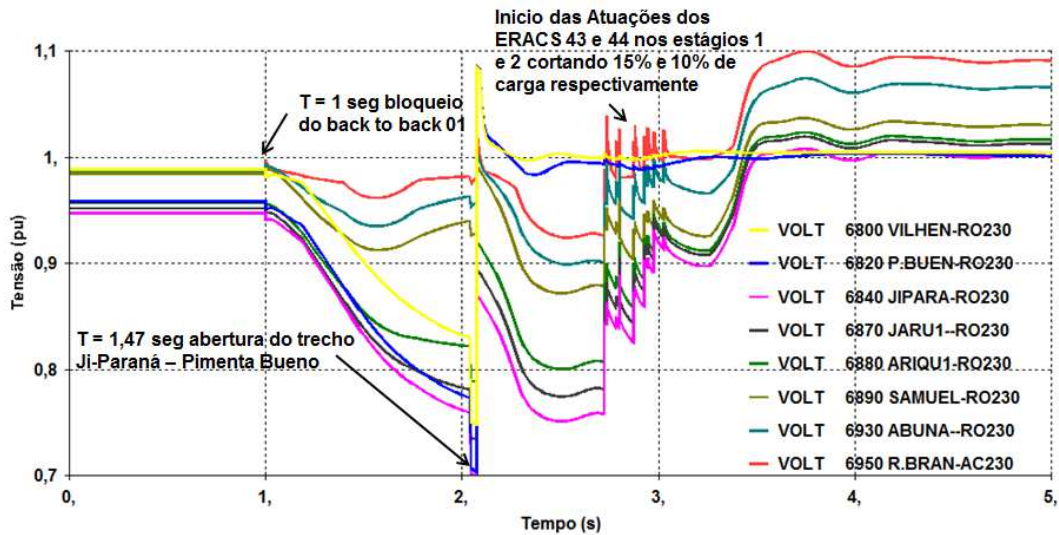


Figura IV-34 – Registros de tensões nos barramentos da área Acre-Rondônia.

Observa-se a influência da atuação dos estágios do ERAC na normatização das tensões nos barramentos da área Acre – Rondônia.

O compensador estático com potência nominal entre -50/+20 Mvar da SE 230 kV Vilhena tem um papel importante não só no controle dinâmico do perfil de tensão da interligação Acre – Rondônia, mas também em casos de rejeição de carga, tendo um papel fundamental no comportamento transitório das sobretensões decorrentes das aberturas de circuitos e a consequente interrupção do fluxo de potência na interligação Acre – Rondônia. Estas sobretensões elevadas se verificam nas subestações 230 kV mais próximas, que compõem um sistema radial em 230 kV.

Ressalta-se que a tensão na barra de Ji-Paraná apresenta uma queda em seus valores caracterizando um processo de formação de centro elétrico do distúrbio na vizinhança do terminal de Ji-Paraná. Este comportamento é típico para a perda de sincronismo entre o sistema Acre – Rondônia com o SIN.

Pela análise dos registros da ocorrência, foi constatada uma oscilação de potência reativa no período entre 2seg e 2,5seg, conforme mostrado na Figura IV-35, apresentando elevada amplitude.

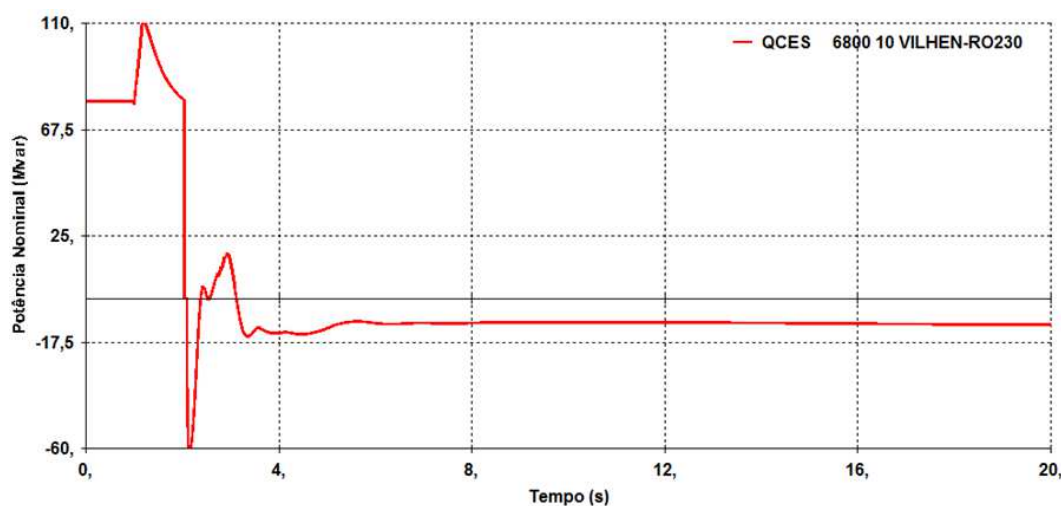


Figura IV-35 – Potência Reativa no CE de Vilhena.

Resultados Observados:

- Sistema inicialmente instável, com separação das usinas de Samuel e Termonorte II com as demais usinas do SIN.
- Com a perda das LTs entre as citadas SEs, o sistema isolado passou a ter um desequilíbrio carga x geração, levando a um desvio de frequência em função da sobrecarga.
- Numa situação de grande afundamento de frequência, espera-se a atuação dos cinco estágios do ERAC, com tendência de normalização do sistema ilhado, tanto no aspecto de tensão quanto de frequência.
- A atuação da PPS em Ji-Paraná foi de extrema importância para evitar o colapso de tensão na região e um blecaute generalizado no sistema.

- A atuação da PPS foi correta e cumpriu sua função de preservar os sistemas ao isolar a região afetada
- Recuperação dos valores de tensão e frequência do sistema devido à correta atuação dos ERACS e da PPS.
- Dinamicamente, o SIN se comportou dentro do esperado, com a ilha formada pela abertura dos dois circuitos de 230 kV entre as SEs Ji-Paraná e Pimenta Bueno, envolvendo os estados de Rondônia e Acre, se comportando de forma estável.
- Ganho no amortecimento das oscilações eletromecânicas em relação ao caso anterior, evitando o colapso de tensão, devido à atuação da PPS de Ji-Paraná.

IV.6.2 Cenário II - Sistema Acre – Rondônia Exportador (Facro) em Carga Média

As condições iniciais adotadas para este cenário são as seguintes:

- Geração de Samuel em 200 MW.
- Geração de Termonorte II unidade a vapor em 80 MW.
- Geração de Termonorte II unidades a gás em 160 MW.
- Fluxo da LT 230 kV Vilhena – Jauru de aproximadamente 44 MW.
- *Back-to-back* em 200 MW.

A Figura IV-36 elucida as condições iniciais adotadas (fluxos de potência das linhas de transmissão e a geração das usinas que compõem o sistema Acre – Rondônia) para a simulação do cenário II.

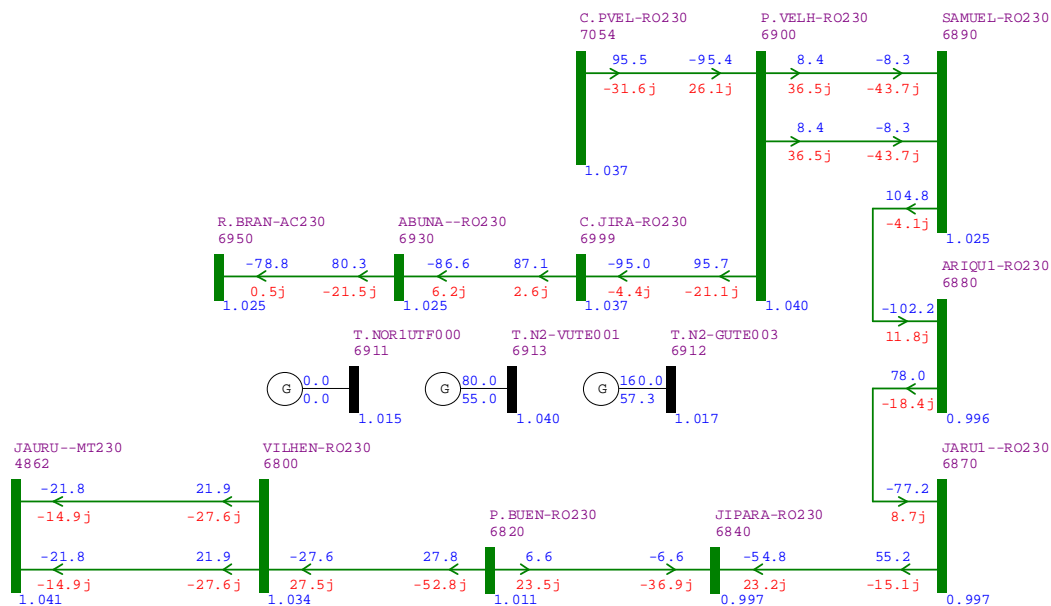


Figura IV-36 – Condições iniciais para a área de análise da perturbação para o cenário II - ANAREDE.

A contingência para este cenário foi a simulação de uma perda dupla através de um curto-circuito monofásico na SE de Porto Velho no trecho Porto Velho – Abunã, com tempo de eliminação da falta em 100 ms. A base de dados do programa Anatem, usado para a simulação dinâmica, só dispõe de parâmetros de sequência positiva. Diante disso, a simulação de um curto-circuito monofásico, utilizado como critério para simulações no SIN, só pode ser realizada no programa ANATEM através do seguinte artifício: a determinação de um reator de curto-circuito que corresponda ao somatório das impedâncias de sequência negativa e zero, a ser aplicado na barra sob defeito até a eliminação da falta. No caso em questão, o curto-circuito foi simulado através de um reator de curto-circuito no valor de 1000 Mvar.

A Figura IV-37 esboça a área de análise do estudo para o cenário II.

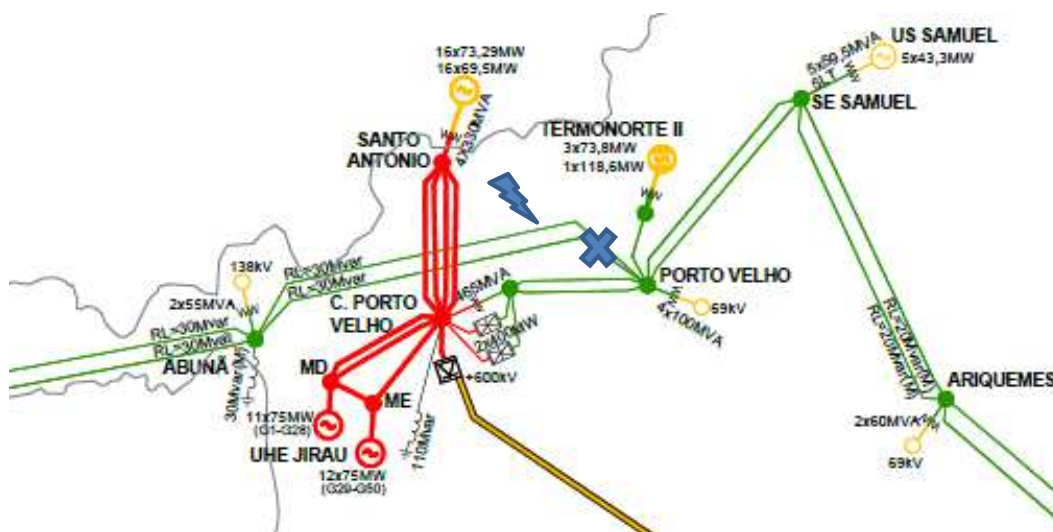


Figura IV-37 – Área de Análise da Perturbação para o cenário II.

Condição1 – PPS fora de operação da LT 230 kV Ji-Paraná – Pimenta Bueno

O primeiro evento mostra o efeito sobre o sistema para a condição em que, por hipótese, a PPS estivesse inibida.

Na Figura IV-38 observa-se as defasagens angulares das usinas geradoras de Jauru, Guaporé, Samuel, Dardanelos e Termonorte II a gás e a vapor tendo como referência a usina de Itumbiara, durante o distúrbio no sistema.

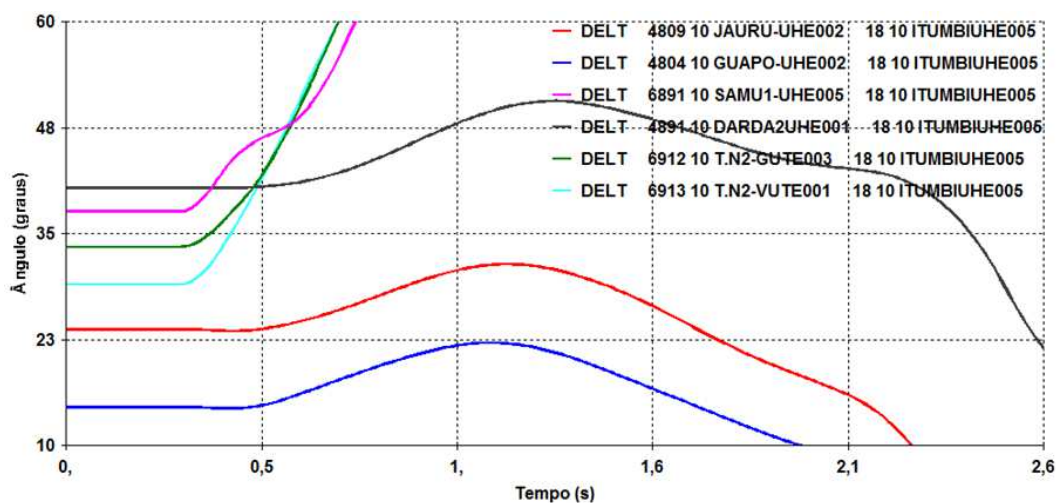


Figura IV-38 – Excursões angulares das unidades geradoras de Jauru, Guaporé, Samuel, Dardanelos e Termonorte II com referência a Itumbiara.

Observa-se pelas defasagens angulares entre os rotores que as máquinas das usinas de Samuel e Termonorte II perdem sincronismo com as demais usinas do SIN. Desta forma, ocorre uma separação em duas áreas sistêmicas, uma com a participação das máquinas de Samuel e Termonorte II e a outra com as demais máquinas da região em análise juntamente com o SIN, embora não tenha ocorrido a separação física (abertura das LTs uma vez que a PPS encontra-se desabilitada para este evento).

A Figura IV-39 representa a resposta dinâmica da frequência elétrica das máquinas de Jauru, Guaporé, Samuel, Dardanelos e Termonorte II a gás e a vapor.

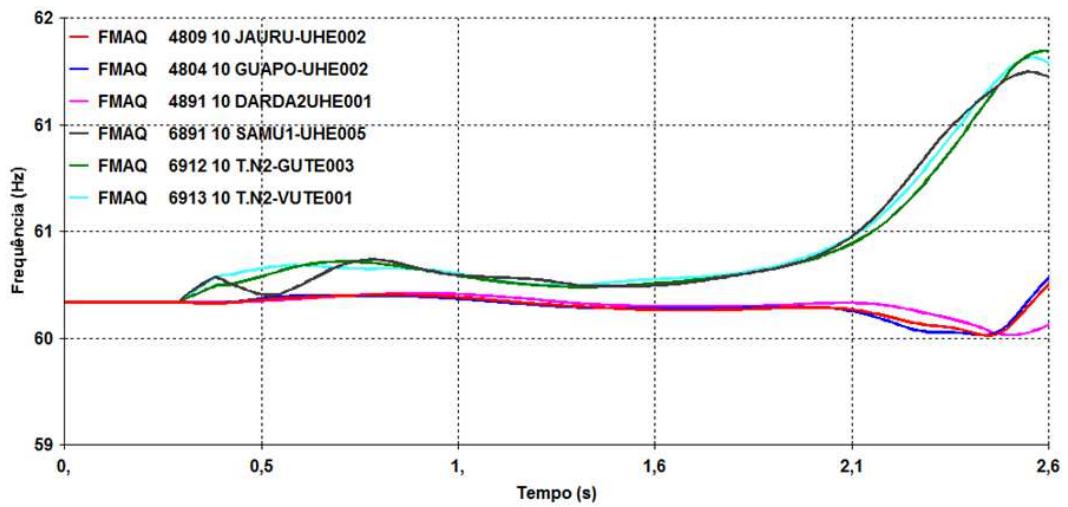


Figura IV-39 – Registro de frequência elétrica nas unidades geradoras de Jauru, Guaporé, Samuel, Dardanelos e Termonorte II.

Nota-se que é evidente separação das máquinas de Samuel e Termonorte II em relação ao restante do sistema. A Figura IV-40 mostra o perfil das tensões nas barras de 230 kV do sistema Acre – Rondônia.

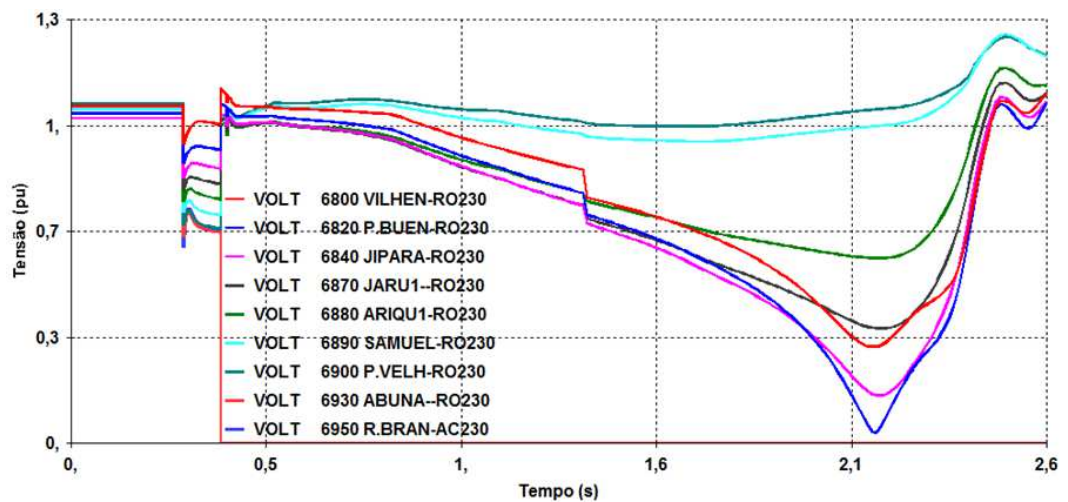


Figura IV-40 – Registros de tensões nos barramentos da área Acre – Rondônia.

Observa-se que as tensões dos barramentos chegam a valores próximos de zero pu, caracterizando a formação de centro elétrico entre as SE Pimenta Bueno e Ji-Paraná.

A Figura IV-41 representa os fluxos de potências ativas nos circuitos do trecho Pimenta Bueno – Ji-Paraná e no trecho Jauru – Vilhena.

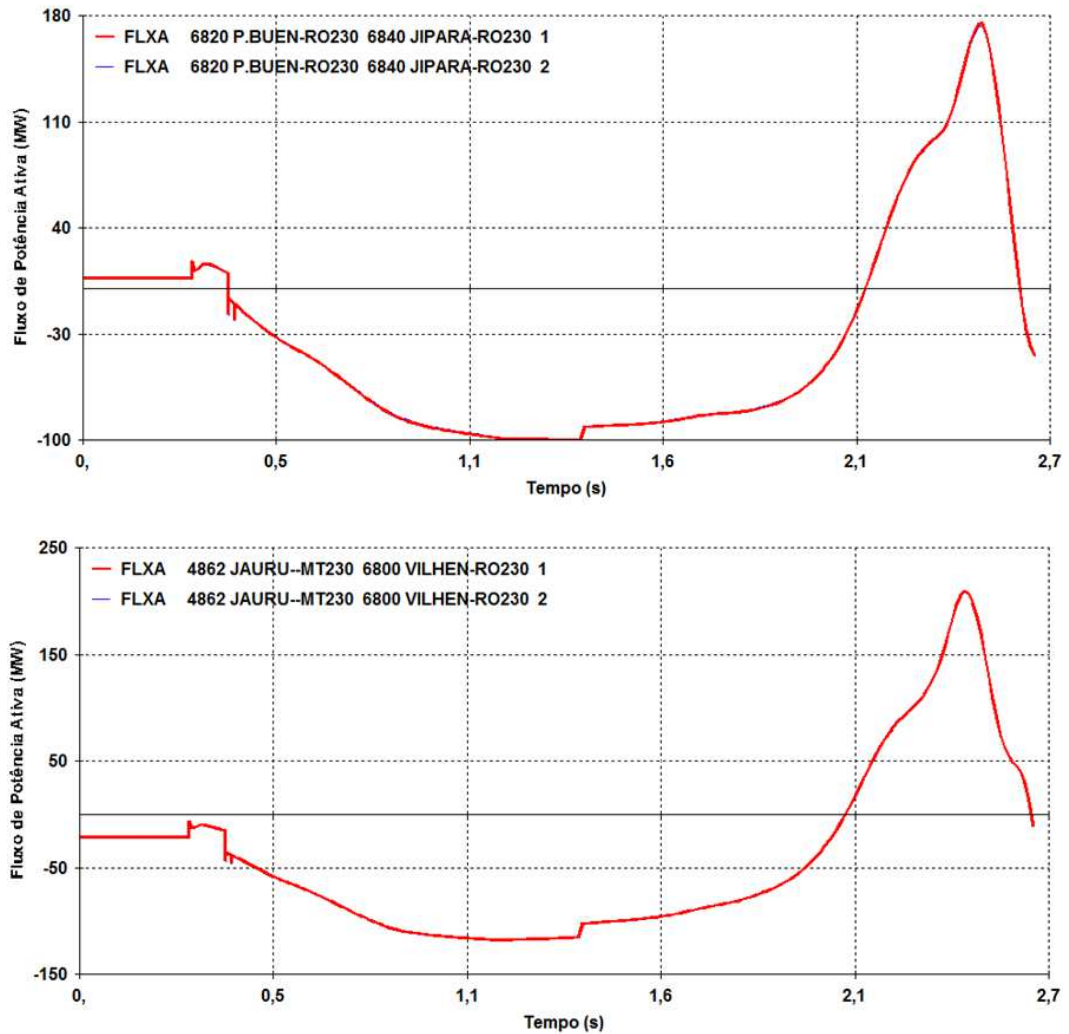


Figura IV-41 – Comportamento dos fluxos de potência ativos nos principais circuitos de 230 kV do sistema Acre – Rondônia.

Resultados Observados:

- Sistema instável, com perda de sincronismo das usinas de Samuel e Termonorte II com o restante do SIN.
- Colapso de tensão no sistema de 230 kV na área do Acre – Rondônia.
- Nestas condições, caso não se utilize a PPS, as consequências para o sistema se tornam mais graves, a partir do momento em que as cargas ficam submetidas a severas variações de tensão, culminando em colapso de tensão na área sob influência do centro elétrico, com possíveis desdobramentos para o sistema Mato Grosso.

Condição 2 – Com a PPS em operação da LT 230 kV Ji-Paraná – Pimenta Bueno

Com a perda dupla através de um curto-circuito monofásico na SE de Porto Velho no trecho Porto Velho – Abunã, com tempo de eliminação da falta em 100 ms e consequente perda de fluxo entre o sistema Acre-Rondônia com o SIN, observou-se processo de oscilação entre as unidades geradoras locais e o SIN, culminando com a atuação da PPS, da LT 230 kV Ji-Paraná – Pimenta Bueno, localizada no terminal de Ji-Paraná, desligando a mesma. Esta operação de abertura da linha levou ao ilhamento da região Acre – Rondônia, com desequilíbrio carga x geração, operando em torno da UHE Samuel e da UTE Termonorte II.

A Figura IV-43 ilustra a atuação do relé de impedância no terminal de Ji-Paraná para uma perda de sincronismo identificada no evento. O tempo de discriminação ajustadas para a atuação do relé foi de 25ms. O tempo que o disjuntor leva a partir do instante em que recebe o comando do relé para abertura até o instante em que efetivamente abre os seus contatos é de 0,04s. Os desligamentos dos circuitos podem ser representados no programa ANATEM com opções de atuação automática ou apenas de monitoramento para verificação de sua sensibilização. Foi escolhida a opção de desligamento automático do circuito.

A trajetória da impedância (linha rosa) parte do quarto quadrante do diagrama R-X em direção ao primeiro quadrante, cruzando a característica da proteção de perda de

sincronismo existente no terminal de Ji-Paraná. Esta proteção, conforme esperado, atuou abrindo esta interligação.

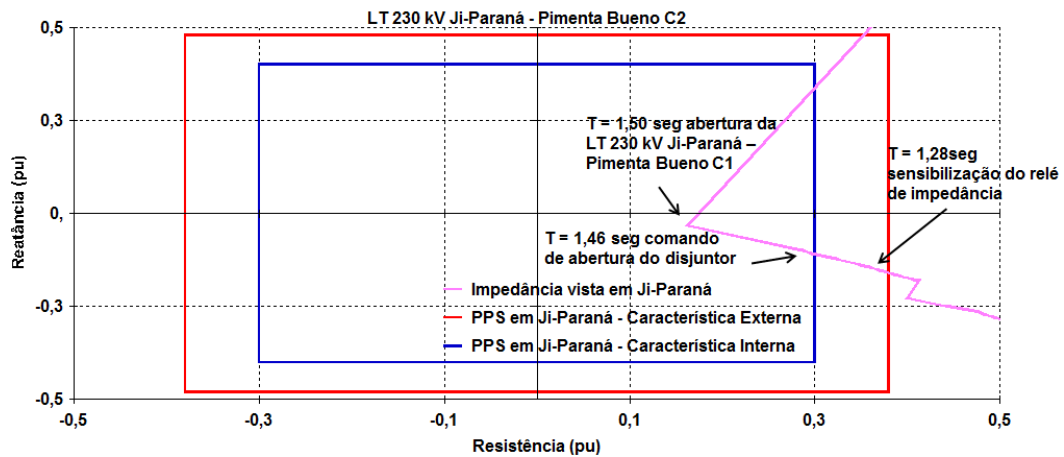
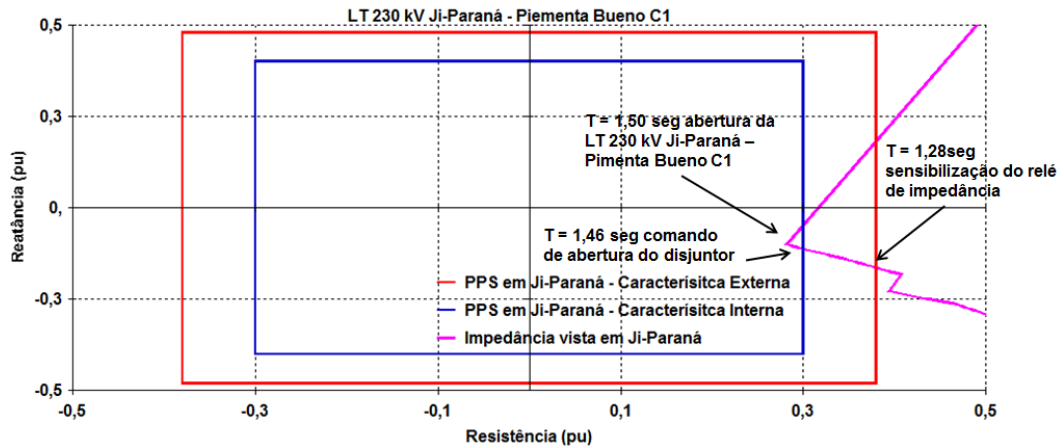


Figura IV-42 Trajetórias das impedâncias vista pelo relé no terminal de Ji-Paraná no trecho Ji-Paraná – Pimenta para os dois circuitos

Na Figura IV-43 observa-se a variação angular das usinas geradoras de Jauru, Dardanelos e Guaporé em referência a usina de Itumbiara, durante o distúrbio no sistema.

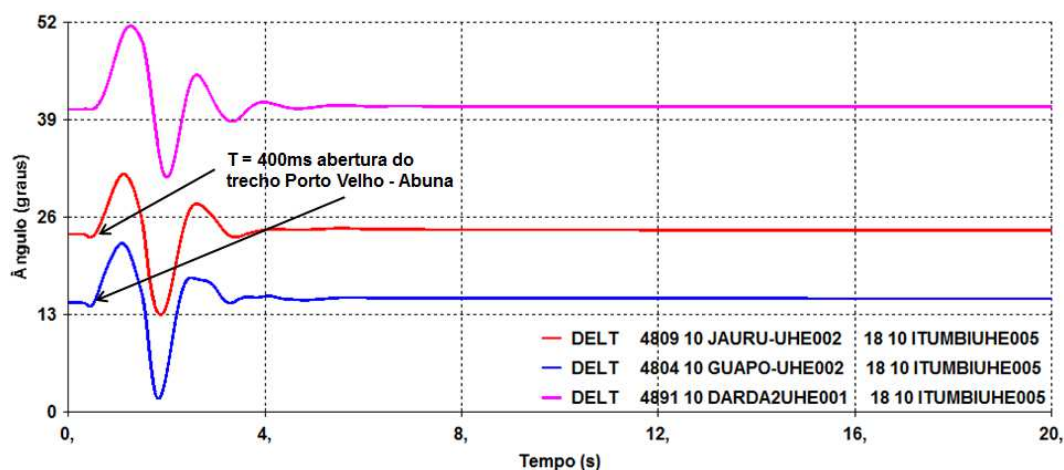


Figura IV-43 – Excursões angulares das unidades geradoras de Jauru, Guaporé e Dardanelos com referência a Itumbiara.

Nota-se que os ângulos das três máquinas retornam a uma condição estável em relação ao sistema Sudeste – Centro/oeste após a atuação da proteção de perda de sincronismo e a consequente abertura do trecho entre Ji-Paraná – Pimenta Bueno, o que indica que a abertura da interligação evitou a propagação do distúrbio para o sistema Matogrosso.

Conforme Figura IV-44, as usinas de Samuel e Termonorte II perdem o sincronismo com o restante do sistema. Esta perda está caracterizada pelo afastamento angular dos rotores dessas unidades em relação aos rotores das unidades geradoras das demais áreas do sistema.

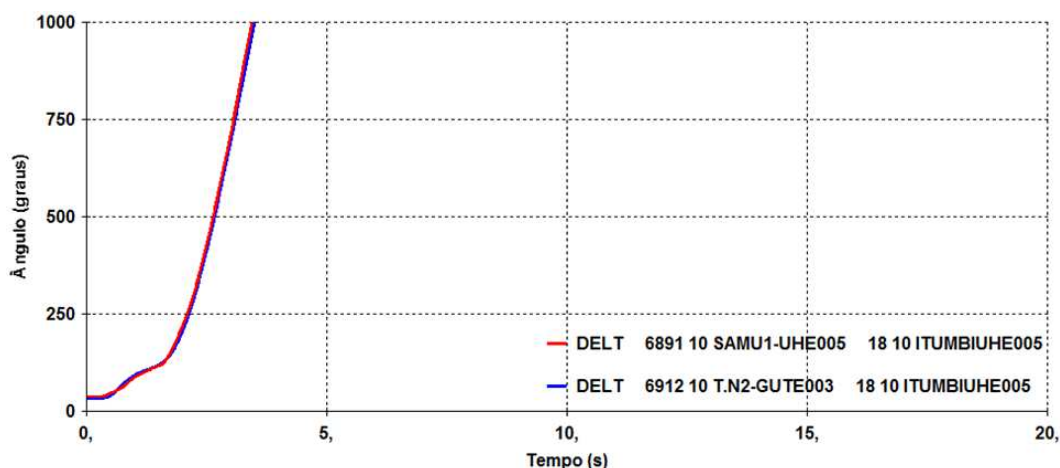


Figura IV-44 – Excursões angulares das unidades geradoras de Samuel e Termonorte II com referência a Itumbiara.

A Figura IV-45 representa a resposta dinâmica da frequência elétrica das máquinas de Jauru, Guaporé, Samuel, Dardanelos e Termonorte.

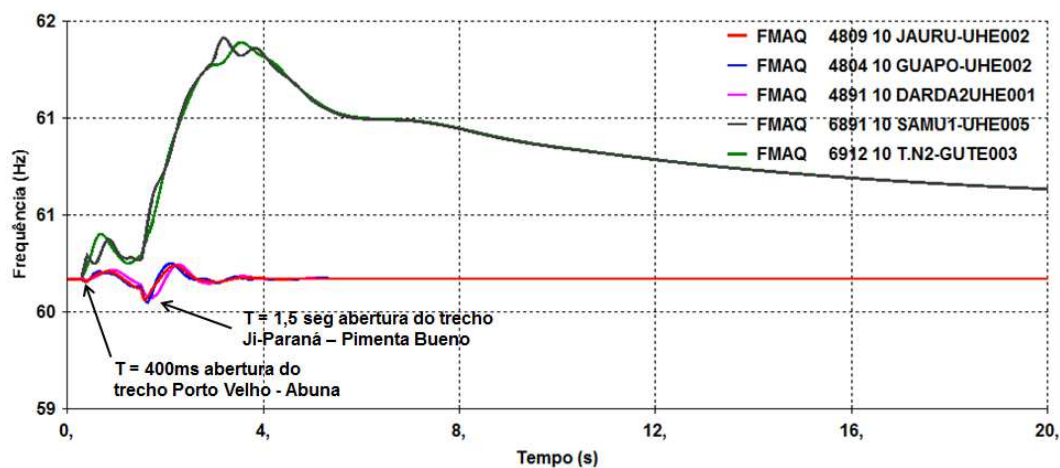


Figura IV-45 – Registro de frequência elétrica nas unidades geradoras de Jauru, Guaporé, Samuel, Dardanelos e Termonorte II.

Nota-se que as frequências das máquinas Samuel e Termonorte II se isolam do restante do SIN após a atuação da PPS. As máquinas de Jauru, Guaporé e Dardanelos permanecem do lado do SIN após a perda de sincronismo.

A Figura IV-46 mostra o perfil das tensões nas barras de 230 kV do sistema Acre-Rondônia.

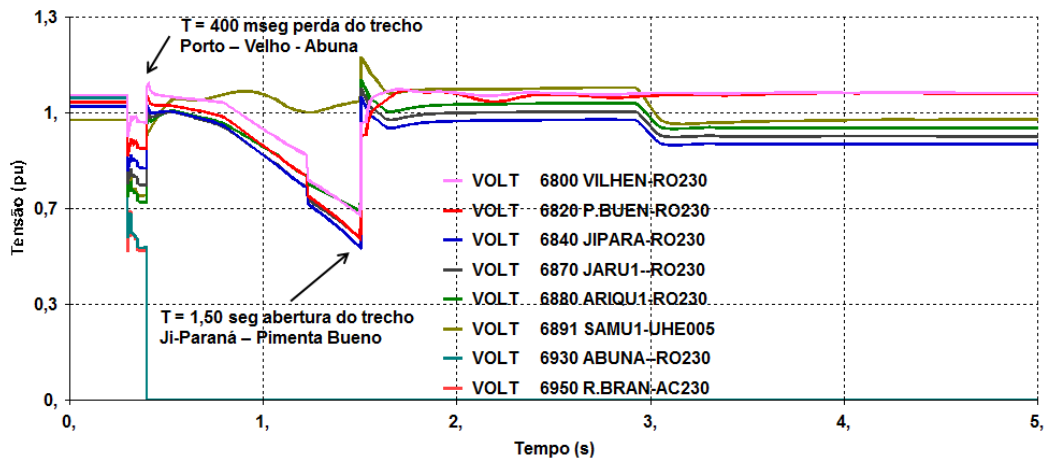


Figura IV-46 – Registros de tensões nos barramentos da área Acre – Rondônia.

Observa-se que a atuação da PPS ocorre para valores mínimos de tensão da ordem de 60%, o que indica que os ajustes desta proteção estão adequados.

Resultados Observados:

- Sistema inicialmente instável, com separação das usinas de Samuel e Termonorte II com as demais usinas do SIN.
- Com a perda das LTs entre as citadas SEs, o sistema isolado passou a ter um desequilíbrio carga x geração, levando a um desvio de frequência em função da sobrecarga.
- A atuação da PPS em Ji-Paraná foi de extrema importância para evitar o colapso de tensão na região e um blecaute generalizado no sistema.
- A atuação da PPS foi correta e cumpriu sua função de preservar os sistemas ao isolar a região afetada
- Ganho no amortecimento das oscilações eletromecânicas em relação ao caso anterior, evitando o colapso de tensão, devido a atuação da PPS de Ji-Paraná.

CAPÍTULO V CONCLUSÕES

Diante do crescimento do SIN e da importância das interligações regionais, estudos envolvendo a proteção destas interligações vêm sendo necessários para avaliação do comportamento do Sistema Elétrico Brasileiro. Em nosso sistema, encontra-se a proteção por perda de sincronismo nas interligações de grandes blocos de energia (Região Norte, Nordeste, Sudeste e Sul). É imprescindível que o ajuste desta proteção esteja correta evitando agravamento no sistema durante um distúrbio. Uma abordagem teórica da filosofia de proteção de bloqueio de oscilação e por perda de sincronismo, comumente denominada PPS, foi apresentada neste trabalho.

As oscilações de potência estáveis ou instáveis podem desencadear interrupções generalizadas nos sistemas de potência através do disparo de elementos de proteção em cascata. A proteção de sistemas contra os efeitos de oscilações de potência foram descritos neste trabalho. O trabalho apresentou uma visão geral sobre oscilações de potência, suas causas e métodos de detecção.

Estudos detalhados do sistema de potência tanto em regime permanente ou transitório são necessários para determinar a localização exata para aplicação da PPS. Além disso, exaustivos estudos de estabilidade em diferentes condições sistêmicas de funcionamento devem ser realizados para a verificação dos ajustes dos relés.

Os sistemas de proteção contra oscilação devem ser aplicados para preservar a estabilidade do sistema durante grandes perturbações. As empresas responsáveis pelos ajustes dos relés de PPS devem tomar todas as medidas para evitar a instabilidade do sistema, por meio de ações corretivas ou sistemas de proteção especiais baseados nos procedimentos de rede do ONS.

Os relés de distância utilizam diversos métodos para detectar a presença de oscilação de potência no sistema, sendo o mais comum à taxa de variação da impedância de sequência positiva. A taxa de variação da amplitude da tensão no centro elétrico, a detecção de oscilações de potência por meio do método do cálculo da impedância contínua e a

medição em sincrofasores são outras grandezas do sistema de potência que também têm sido utilizadas para a detecção de oscilação de potência.

Foi observado que os relés de impedância podem exercer a função de proteção contra perda de sincronismo juntamente com a proteção de curto-circuito. Um breve roteiro de cálculo dos parâmetros de ajuste do relé de distância SEL-421 foi ilustrado. O emprego do esquema *blinder* simples para proteção contra perda de sincronismo exige que a trajetória da impedância cruze os blinders externo e interno do relé para que a proteção atue.

Características avançadas de *load encroachment*, combinado com as características de detecção de falhas, podem fornecer proteção confiável se ocorrer uma falha durante uma perturbação em grande área, e também evitar disparos indesejados (operações irregulares) que podem provocar distúrbios em grandes áreas, ou ainda degradação da rede.

Deve-se tomar cuidados com o ponto de carga para regiões próximas à característica de operação da proteção. Nestas condições existe risco de atuação da mesma para pequenos impactos no sistema, que podem ser provocados por rejeições de carga ou perda de geração/transmissão. Para minimizar estes riscos, foi sugerido um ajuste que afastasse um pouco mais a característica de operação do relé da região de carga.

A função OSB opera corretamente sob oscilação de potência, para diferentes condições de bloqueio do sistema dos relés de distância (Zona 1 e Zona 2) e que os impedem de operar e levar a grandes interrupções.

A função OST deve ser aplicada em locais específicos da rede para a separação durante um evento de oscilação de potência e criar ilhas no sistema, com a geração equilibrada e demanda de carga, que permanecerão em sincronismo. A função OST deve ser complementada com a função OSB para bloquear elementos do relé propensos a operar durante oscilações de potência estáveis ou instáveis.

A metodologia sugerida foi aplicada na reprodução de duas perturbações ocorridas no SIN. Os resultados das simulações foram comparados e analisados com o auxílio da teoria sobre o tema em discussão.

Com os cenários simulados para o sistema Acre – Rondônia foi possível observar o comportamento da estabilidade ou instabilidade do sistema durante distúrbios e a evidente separação angular dos rotores das unidades geradoras. Também foi possível verificar, quando ocorre um desequilíbrio entre carga x geração, resultando em desvios de frequências. Destaca-se a importância das atuações corretas da PPS, evitando colapso de tensão na região do sistema estudado através do isolamento da região afetada do demais restante do sistema.

Portanto, as proteções de bloqueio durante oscilação de potência e contra perda de sincronismo possuem um enorme potencial com muitas aplicações possíveis. A tendência é que a mesma receba cada vez mais importância dentro do SIN.

No presente trabalho foi possível observar os critérios teóricos citados no CAPÍTULO III e confrontá-los com perturbações reais ocorridas no SIN. A análise de contingências possibilita a verificação do desempenho do sistema e dos ajustes definidos para os sistemas de proteção e controle. Em ocasiões em que os ajustes estejam inadequados, podem ser propostos novos ajustes através das análises de perturbações, melhorando a confiabilidade do sistema elétrico.

V.1 Sugestões de Trabalhos Futuros

Durante a pesquisa bibliográfica verificou-se a necessidade de se estudar novos casos dinâmicos envolvendo as interligações do SIN com foco em PPS. Esta é uma proteção bastante utilizada no SIN e merece enorme atenção de como sua operação se comporta diante de variações de carga. A operação incorreta desta proteção afeta grandes blocos de energia e conseqüentemente o abastecimento de energia elétrica ao povo brasileiro.

Outra sugestão para trabalhos futuros é a realização de propostas de ajustes para os relés das demais interligações do sistema com o objetivo de obter-se um maior detalhamento do comportamento de cada relé diante de oscilações sistêmicas.

V.2 Contribuições

O trabalho apresentado pretende contribuir para o entendimento da questão envolvendo PPS, através de teoria e prática, ilustrados através de casos reais de perturbações ocorridas no sistema.

Além dessa importante contribuição, pode-se citar:

- O entendimento do que seja o Setor Elétrico Brasileiro;
- O conhecimento do que seja o Sistema Interligado Nacional e suas interligações regionais e internacionais;
- Os critérios utilizados para estudo de estabilidade no Sistema Elétrico Brasileiro;
- As particularidades das proteções de distância em linhas de transmissão;
- A percepção do que é Proteção por Perda de Sincronismo, com relação aos seus objetivos através da filosofia de bloqueio das proteções de distância por Oscilação de Potência – OSB e Função de Disparo por Perda de Sincronismo – OST, as variáveis e grandezas de entrada medidas pelos relés de distância responsáveis pela PPS, suas ações de comando para identificação de oscilações de potência e perda de sincronismo baseado em métodos aplicados em diversos países de todo o mundo, bem como as tecnologias empregadas;
- A percepção e os modos de atuação das PPS existentes nas interligações do Sistema Interligado Nacional;
- A utilização das ferramentas adequadas para o cálculo dos ajustes do relé SEL-421, fluxo de potência e estabilidade dinâmica voltada para o Sistema Elétrico Brasileiro;

Espera-se assim, que os engenheiros envolvidos nesta área de trabalho e pesquisa possam obter informações através deste trabalho.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] AIEE Relay Subcommittee, “**Interim Report on Application and Operation of Out-of-Step Protection**”, AIEE National Technical Meeting, Cleveland, Ohio, June 21-25, 1943.
- [2] EYSSSEN, J. V., “**Introducing a New Application Philosophy for Out-of-Step Protection**”, IEEE, Developments in Power System Protection, 25-27th March 1997.
- [3] TZIOUVARAS, D. A., HOU, D., 2004, “**Out-of-Step Protection Enhancements**”, Eighth IEEE International Conference on Developments in Power System Protection, Amsterdam, Netherlands, 5-8 April, Volume I.
- [4] TZIOUVARAS, D. A., HOU, D., 2003, “**Out-of-Step Protection Fundamentals and Advancements**”, IEEE, Protective Relay Engineers, 2004, 57th Annual Conference, 30 March – 1 April 2004.
- [5] KLIMEK, A.; BALDWIN, R.; “**Benefits of Power Swing Recording**”. 7th Annual Fault and Disturbance Analysis Conference, 2004.
- [6] LIN, S., LIU, P., CHENG, S., “**Effective Transmission Line Fault Detection During Power Swing with Wawlet Transform**”, Huazhong University of Science & Technology, Wuhan, China.
- [7] PAITHANKAR, Y.G.; “**Transmission Network Protection: Theory and Practice**”, New York.
- [8] BERDY, J.; “**Application of out-of-step blocking and tripping relays**”, General Electric, Relatório GER3108.
- [9] TROSKIE, H.J.; DE VILLIERS, L.N.F.; “**Impact of Long Duration Faults on Out-of-Step Protection**”, 8th IEEE International Conference, 2004, Eskom, África do Sul.
- [10] PAUNESCU, D.; LAZAR, F.; PAVLOV, B.; “**Out of Step Protection in Modern Power Networks**”. 8th IEEE International Conference on Developments in Power

System Protection, 2004, Amsterdam.

- [11] MCDONALD, M.; TZIOUVARAS, D. A; APOSTOLOV, A.; BENMOUYAL, G.; BRUNELLO, G.; BUANNO, A.; DARLINGTON, A.; ELMORE, W.; FINK, C.; HOLBACH, J.; HORTON, R.; JOHNSON, G.; KEMP, P.; KENNEDY, B.; KIM, C.H.; KHAN, S.; LOWE, B.; KOBET, G.; NAGPAL,M.; PLUMPTRE, F.; SCHROEDER, M.; TURNER, S.; **“Power Swing and Out-of-Step Considerations on Transmission Lines”**. IEEE PSRC WG D6, 2005.
- [12] FRANCO, R.; SENA, C.; TARANTO, G.; GIUSTO, A.; **“Using Synchrophasors for Controlled Islanding - A Prospective Application for the Uruguayan Power System”**. IEEE Transactions on Power Systems, vol. 28, nº 2, Maio 2013.
- [13] **Mapeamento Organizacional do Setor Elétrico Brasileiro**. Disponível em: <<http://www.abradee.com.br/setor-eletrico/visao-geral-do-setor>>. Acesso em: Janeiro 2014.
- [14] **Site do Operador Nacional do Sistema**. Disponível em: <http://www.ons.org.br/download/biblioteca_virtual/publicacoes/dados_relevantes_2013/html/02-02-Estrutura-da-Capacidade-Instalada-no-SIN-MW.html?expanddiv=02>. Acesso em: Dezembro 2014.
- [15] **Site do Operador Nacional do Sistema**. Disponível em: <http://www.ons.org.br/download/biblioteca_virtual/publicacoes/dados_relevantes_2013/html/07-02-Extensao-das-Linhas-de-Transmissao-do-SIN-km.html?expanddiv=07>. Acesso em: Dezembro 2014.
- [16] Gonçalves, D.N., Rodrigues, M.A.P., Montezuma, L.R., Neri, T.F., **"Gestão de Interligações do SIN por Indicadores de Desempenho"**, X STPC - Seminário Técnico de Proteção e Controle, 2010.
- [17] **Procedimentos de Rede - Módulo 1 - Proteção e Controle**. ONS. Disponível em: <<http://www.ons.org.br>>
- [18] **Procedimentos de Rede - Submódulo 2.6 - Requisitos mínimos para os sistemas de**

proteção e de telecomunicações. ONS. Disponível em: <<http://www.ons.org.br>>.

- [19] **Procedimentos de Rede - Submódulo 11.7** - Proteções de Caráter Sistêmico. ONS. Disponível em: <<http://www.ons.org.br>>.
- [20] C. R. MASON, “**The Art and Science of Protective Relaying**”, capítulo 9.
- [21] ILLAR, F; “**Innovations in the Detection of Power Swings in Electrical Networks**”, Brown Boveri Publication CH-ES 35-30, 1997.
- [22] ABB Laboratories, “**REL 670 Technical reference manual Line Distance Protection IED**”.
- [23] Siemens Laboratories, “**Technical reference manual 7SA6 Distance Protection**”.
- [24] Schneider Laboratories, “**Technical reference manual MICO Mho P443 & P446**”.
- [25] **Relatório de Filosofias das Proteções das LTS de Tensão Inferior a 345 kV da Rede de Operação do ONS - ONS RE 3/220/2012**
- [26] **Relatório de Filosofias das Proteções das LTS de Tensão Superior a 345 kV da Rede de Operação do ONS - ONS RE 3/109/2011**
- [27] **Projeto Medfasee BT**. Disponível em <<http://www.medfasee.ufsc.br/temporeal/>>-
- [28] **Relatório de Análise de Perturbação - RAP - ONS RE 3/0173/2012**
- [29] **Relatório de Análise de Perturbação - RAP - ONS RE 3/0182/2014**
- [30] **Relatório de Análise de Perturbação - RAP - ONS RE 3/0145/2013**
- [31] **Relatório de Análise de Perturbação - RAP - ONS RE 3/0026/2014**
- [32] **Relatório de Análise de Perturbação - RAP - ONS RE 3/0185/2012**
- [33] Schweitzer Engineering Laboratories, INC. “**Protection and Automation System, Instruct Manual, Relé SEL-421-4, -5**”. Schweitzer Engineering Laboratories, INC.
- [34] Manual do Programa do ANAFAS, CEPEL.
- [35] **Procedimentos de Rede - Submódulo 23.3** - Diretrizes e Critérios para Estudos Elétricos dos Procedimentos de Rede do ONS. ONS. Disponível em: <<http://www.ons.org.br>>.
- [36] **Instrução de Operação: Operação normal da Interligação Acre-Rondônia, IO-ON**.

N. ACRO, revisão 25, localização 3.1.1.4, vigência 26/02/2015.

- [37] **Procedimentos de Rede - Submódulo 10.7** - Controle da Transmissão em Operação Normal. **ONS**. Disponível em: <<http://www.ons.org.br>>.
- [38] **Instrução de Esquemas Especiais da Área de 230 kV Acre-Rondônia, IO-EE. N. ACRO**, revisão 11, localização 3.1.2.4, vigência 20/12/2013.
- [39] **Relatório Anual de Acompanhamento do Esquema Regional de Alívio de Carga - ERAC Leituras de 2014**.
- [40] **Relatório de Acompanhamento Mensal dos Intercâmbios Internacionais - ONS**. Disponível em: <http://www.ons.org.br/download/resultados_operacao/acompanhamento_mensal_intercambios_internacionais/relatorio_intercambio_internacional_201201.pdf>. Acesso em: Fevereiro 2013.

APÊNDICE A – INTERLIGAÇÕES COM PAÍSES FRONTEIRIÇOS AO BRASIL E INTERLIGAÇÕES NO MUNDO

Interligação com Argentina

O Brasil possui duas interligações elétricas com a Argentina, ambas feitas através de conversoras de frequência 50/60 Hz, tipo *back-to-back*.

A primeira conversora, de potência igual a 50 MW, situa-se na cidade de Uruguaiiana, sendo conectada ao sistema argentino por uma linha de transmissão em 132 kV, entre a subestação de Uruguaiiana no Brasil e a subestação de Passo de Los Libres na Argentina. Na Figura A-1, é ilustrada a conversora Uruguaiiana.

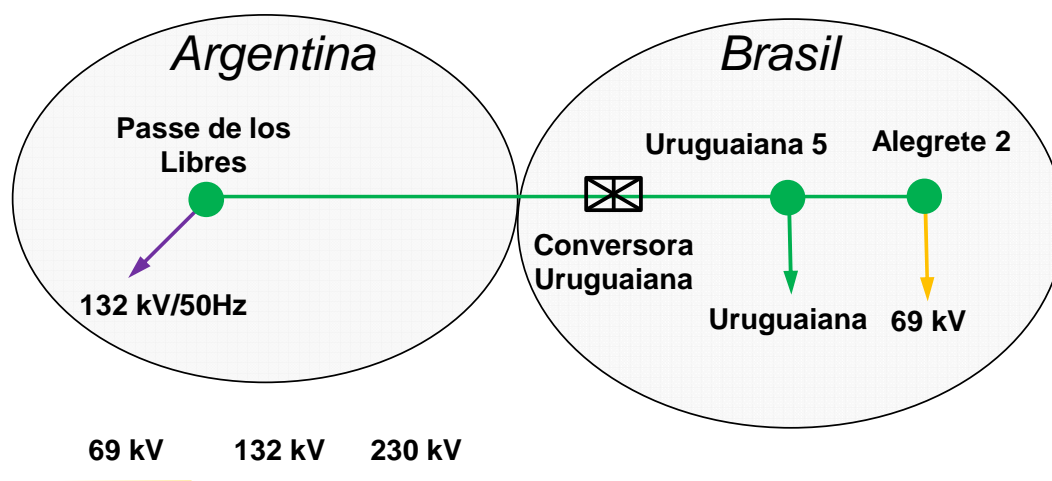


Figura A-1– Conversora Uruguaiiana.

A segunda conversora, Garabi, com potência de 2200 MW, é conectada do lado argentino através de uma linha de transmissão em 500 kV com 150 km entre Garabi e Rincón Santa Maria, e, do lado brasileiro, por linhas em 500 kV entre Garabi e as subestações de Santo Ângelo (147 km) e Itá (228 km).

Esta interligação teve como objetivo principal a possibilidade de importação de energia elétrica pelo Brasil, sendo modelada no sistema brasileiro como uma oferta análoga

a uma usina termoeletrica instalada na fronteira do Brasil com a Argentina, assim como para atendimentos frente a emergências no sistema brasileiro ou argentino. No entanto, esta interligação vem sendo nos últimos anos utilizada principalmente para atendimento à Argentina em função das dificuldades energéticas pelas quais vem passando aquele país. Já houve também situação crítica de abastecimento energético no Uruguai, quando a interligação Garabi foi utilizada para atendimento àquele país por meio do sistema de transmissão da Argentina. Na Figura A-2 é apresentada a conversora Garabi.

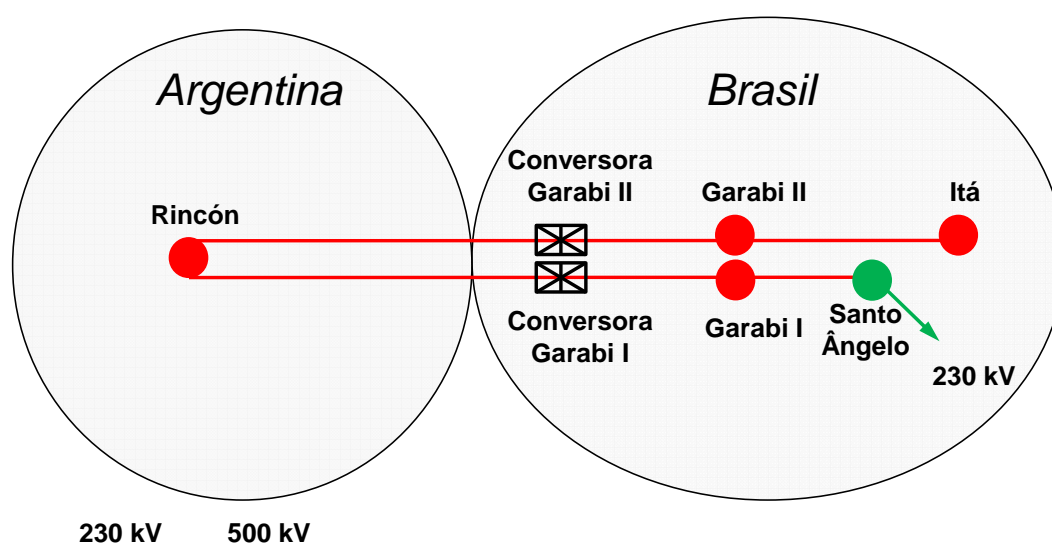


Figura A-2 – Conversora Garabi.

Interligação com o Uruguai

A interligação Brasil – Uruguai existente é realizada através de uma conversora de frequência 50/60 Hz, *back-to-back*, de potência 70 MW, localizada em Rivera (Uruguai) e de uma linha de transmissão em 230/150 kV, interligando a subestação de Santana do Livramento no Brasil à subestação de Rivera.

O estudo desenvolvido pelos dois países, finalizado em janeiro de 2007, indicou um novo ponto de interligação entre Brasil e Uruguai, que se dará através de uma conexão

entre a subestação de San Carlos no Uruguai e uma futura subestação na região de Candiota.

Do lado uruguaio está prevista a construção de uma linha de transmissão em 500 kV (50 Hz) entre São Carlos e a estação conversora de frequência (*back-to-back*) de 500 MW situada, provavelmente, na cidade de Melo (Uruguai), de onde partirá uma LT em 500 kV até a subestação de Candiota, conectando-se à mesma através de uma transformação 500/230 kV. Esta interligação visará, inicialmente, a exportação de energia do Brasil para o Uruguai, condicionada à disponibilidade de unidades térmicas não despachadas ou de fontes hidrelétricas que apresentem energia vertida turbinável.

Esta interligação vem sendo utilizada com bastante frequência, principalmente para o atendimento às situações energéticas críticas na Argentina e no Uruguai. A Figura A-3 demonstra a conversora Riviera.

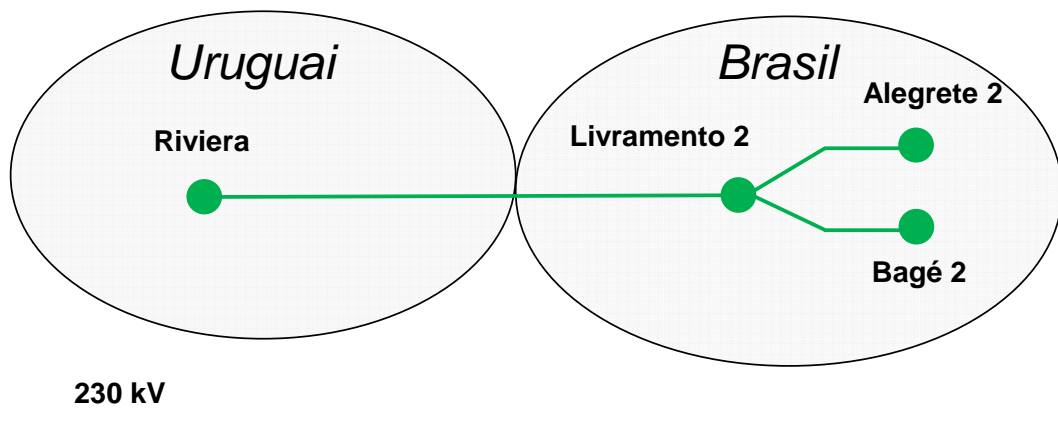


Figura A-3 – Conversora Riviera.

Interligação com o Paraguai

O intercâmbio de energia elétrica para o Paraguai é realizado por meio da conversora de frequência Acaray, 50/60 Hz, que está localizada entre a SE Foz do Iguaçu, no estado do Paraná, e a Central Hidrelétrica Acaray. Na Figura A-4 é exibida a conversora Acaray.

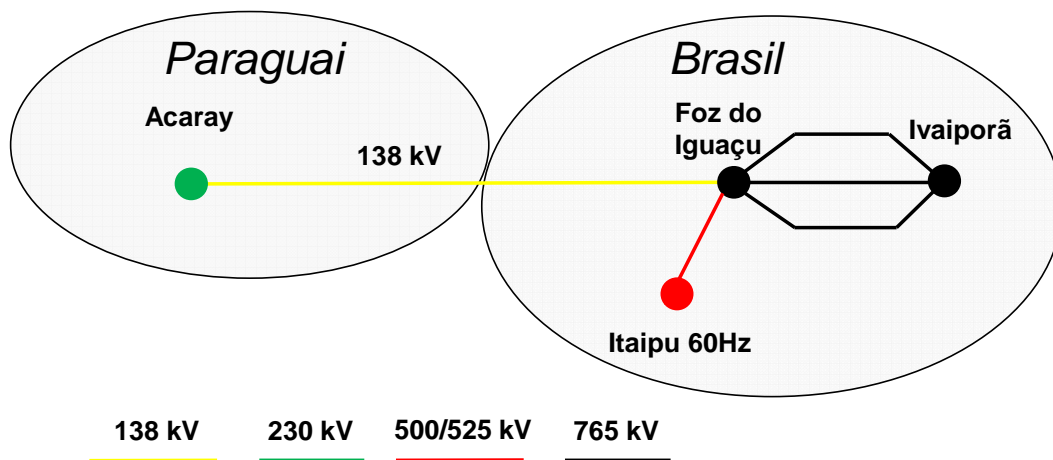


Figura A-4 – Conversora Acaray.

Interligações na Europa

Os sistemas elétricos europeus são operados centralizadamente sob o mesmo regime de controle de frequência, interconectados por linhas de corrente alternada e contínua permitindo o intercâmbio energético entre diferentes países.

A parte central da Europa é constituída pelo sistema UCTE – *Union for the Cordination of Transmsission of Electricity* – que engloba os sistemas de 20 países europeus. O principal objetivo dos operadores deste sistema é controlar a frequência de 50 Hz, mantendo-a estável mesmo em caso de perda de capacidade de geração.

O sistema elétrico britânico, constituído através da UKTSOA – *United Kingdom TSO Association* – inclui sistemas de transmissão da Inglaterra, Escócia e País de Gales. Esse sistema se interliga com o UCTE através de cabos submarinos em corrente contínua.

Interligações na América do Norte

O grande sistema interconectado norte-americano é formado por quatro sistemas principais, independentes entre si, são eles: O *Eastern Interconnected Network* (Leste dos

EUA), *Northreat Power Coordination Council* (Quebec - Canadá), *Electricity Reliability Council of Texas* (Estado do Texas) e *Western Interconnected Network* (oeste do EUA). Estes quatro sistemas são assíncronos e se interligam através de linhas de transmissão em corrente contínua.

Além desses quatro sistemas, existem os sistemas elétricos do Alasca e do México. O sul do México esta conectado a Belize através de uma linha de 69 kV.

Interligações na América Central

Os sistemas de transmissão da Guatemala e de El Salvador são interligados através de uma linha de transmissão de 230 kV. Outro sistema de transmissão em 138 kV interconecta Panamá, Costa Rica e Honduras e Nicarágua.

Interligações na África

Ao leste da África, o sistema de Uganda é conectado a capital do Quênia através de uma linha de 420 km de extensão na tensão de 500 kV recebendo parte da energia gerada pela usina hidrelétrica de *Uganda Owen Falls*.

Ao Norte da África, Egito e Líbia estão interconectados. Líbia, Tunísia, Argélia e Marrocos estão eletricamente ligados por uma linha de 220 kV. Este sistema esta conectado a Europa através de um cabo submarino de 400 kV.

Na África central, o sistema de transmissão da Republica Popular do Congo esta conectada a Zâmbia através de uma linha de transmissão de 500 kV/230 kV. A Zâmbia recebe parte da energia gerada na usina de hidrelétrica de Ingá.

No oeste da África, um sistema de transmissão em 220 kV interconecta a usina hidrelétrica de *Ghana's Akosombo Dam*, com os países vizinhos Togo e Benin.

O continente africano, através do Egito, e o continente asiático, através de Jordânia e Síria estão conectados através de sistemas com tensões de 220 kV, 400 kV e 500 kV.

Interligações na Ásia

No Sul da Ásia, a Índia importa energia da usina hidrelétrica *Chukka Hydropower Station* no Butão. O sistema elétrico da Índia também está conectado com o Nepal.

No leste da Ásia, Tailândia e Singapura estão conectadas a Malásia.

No Oriente Médio, a Jordânia, Síria e a Turquia estão interconectadas por uma linha de transmissão em 400 kV.