

UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ

PROGRAMA DE PÓS GRADUAÇÃO EM
ENGENHARIA ELÉTRICA

Recomposição de Sistemas Elétricos de Potência
com Auxílio de Função Energia

Paulo Murinelli Pesoti

Itajubá, Dezembro de 2013

UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ
PROGRAMA DE PÓS GRADUAÇÃO EM
ENGENHARIA ELÉTRICA

Paulo Murinelli Pesoti

Recomposição de Sistemas Elétricos de Potência
com Auxílio de Função Energia

Dissertação submetida ao Programa de Pós-Graduação em
Engenharia Elétrica como parte dos requisitos para obtenção do
Título de Mestre em Engenharia Elétrica

Área de Concentração: Sistemas Elétricos de Potência

Orientador: Prof. Dr. Antonio Carlos Zambroni de Souza

Coorientador: Prof. Dr. Benedito Isaías Lima Lopes

Dezembro de 2013

Itajubá - MG

Ficha catalográfica elaborada pela Biblioteca Mauá –
Bibliotecária Jacqueline Balducci- CRB_6/1698

P474r

Pesoti, Paulo Murinelli.

Recomposição de Sistemas Elétricos de Potência com Auxílio
de Função Energia / Paulo Murinelli Pesoti. – Itajubá, (MG) :
[s.n.], 2013.

119 p. il.

Orientador: Prof. Dr. Antonio Carlos Zambroni de Souza.

Co-orientador: Prof. Dr. Benedito Isaías Lima Lopes.

Dissertação (Mestrado) – Universidade Federal de Itajubá.

1. Função energia. 2. Recomposição. 3. Estabilidade. I. Souza,
Antonio Carlos Zambroni de, orient. II. Lopes, Benedito Isaías
Lima, co-orient. III. Universidade Federal de Itajubá. IV. Título.



Ministério da Educação
UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ
Criada pela Lei nº 10.435, de 24 de abril de 2002

A N E X O II

FOLHA DE JULGAMENTO DA BANCA EXAMINADORA

Título da Dissertação: **“Recomposição de Sistemas Elétricos de Potência com Auxílio de Função de Energia”**

Autor: **Paulo Murinelli Pesoti**

JULGAMENTO

Examinadores	Conceito A = Aprovado - R = Reprovado - I = Insuficiente	Rubrica
1º	A	
2º	A	
3º	A	
4º	A	
5º	A	

Observações:

- (1) O Trabalho será considerado Aprovado se todos os Examinadores atribuírem conceito A.
 - (2) O Trabalho será considerado Reprovado se forem atribuídos pelos menos 2 conceitos R.
 - (3) O Trabalho será considerado Insuficiente (I) se for atribuído pelo menos um conceito R. Neste caso o candidato deverá apresentar novo trabalho. A banca deve definir como avaliar a nova versão da Dissertação.
- Este documento terá a validade de 60 (sessenta) dias a contar da data da defesa da Dissertação.

Resultado Final: Conceito: A, ou seja, APROVADO

Observações: _____

Itajubá, 02 de Dezembro de 2013.

Prof. Dr. Luiz Claudio de Araujo Ferreira
1º Examinador - UNESP

Prof. Dr. Luiz Fernando Naporano Delboni
2º Examinador - UNIFEI

Prof. Dr. Luana Medeiros Marangon Lima
3º Examinador - UNIFEI

Prof. Dr. Benedito Isaías Lima Lopes
4º Examinador (Co-Orientador) - UNIFEI

Prof. Dr. Antonio Carlos Zambroni de Souza
5º Examinador (Orientador) - UNIFEI

Agradecimentos

Agradeço a meus pais Paulo e Isabel e à minha irmã Isabella pelo apoio incondicional e pela confiança durante todos estes anos.

A meus orientadores Isaías e Zambroni por todos os ensinamentos e oportunidades que proporcionaram.

Agradeço também todos aqueles que se dedicaram em ajudar a confecção deste trabalho, sem os quais seria impossível sua conclusão.

Aos meus amigos da República Marisalles.

“O pouco saber é coisa perigosa. Bebei com excesso, ou não proveis da fonte Pieria. Tragos pequenos embriagarão o cérebro; e o beber copiosamente faz-nos outra vez sóbrios.”

Alexander Pope

Resumo

Após um blecaute, o processo de recomposição de sistemas elétricos entra em ação. É um processo extremamente complexo, podendo levar várias horas. Geralmente, o processo de recomposição segue alguns passos predefinidos. No caso do sistema brasileiro, algumas unidades geradores com capacidade de “black-start” iniciam o processo energizando pequenas ilhas geoelétricas e reconectando algumas cargas prioritárias. Logo após, as ilhas são interconectadas. Ocorrências têm mostrado dificuldades do Operador Nacional do Sistema (ONS) durante a coordenação e execução do processo. Uma abordagem baseada em função energia é apresentada como uma ferramenta que pode ajudar a tomada de decisão durante este processo. Inicialmente, a ferramenta é apresentada e aplicada em um sistema teste do IEEE. Em seguida, a ferramenta é aplicada em um caso real do sistema brasileiro. Simulações estáticas e dinâmicas são executadas para mostrar sua eficiência e robustez.

Abstract

After a blackout the power systems black-start procedure takes place. It is a very complex situation and may take several hours. Usually, the black-start process follows some defined steps. In the Brazilian case, some black-start unities start up small electrical islands and pick up small amounts of loads. After that, the islands are connected to each other. However, occurrences have shown National System Operator (ONS) problems to coordinate and execute the procedure. An approach based on energy function is presented as a tool that may help the decision making during the coordinated procedure. Firstly, the tool is presented and applied in a IEEE power system test case. Afterwards, it is applied in a real Brazilian power system case. Static and dynamic simulations are performed to show the tool efficiency.

Lista de Acrônimos

ANEEL	<i>Agência Nacional de Energia Elétrica</i>
AR	<i>Autorestabelecimento</i>
AT	<i>Alta Tensão</i>
CAG	<i>Controle Auxiliar de Geração</i>
COS	<i>Centro de Operação e Supervisão</i>
CNOS	<i>Centro Nacional de Operação do Sistema</i>
CTEEP	<i>Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista</i>
EAT	<i>Extra Alta Tensão</i>
GCOI	<i>Grupo de Controle da Operação Interligada</i>
NERC	<i>North American Electric Reliability Corporation</i>
ONS	<i>Operador Nacional do Sistema Elétrico</i>
PDO	<i>Plano Diário de Operação</i>
SE	<i>Subestação</i>
SEP	<i>Sistema Elétrico de Potência</i>
SIN	<i>Sistema Interligado Nacional</i>
SSC	<i>Sistema de Supervisão e Controle</i>
UG	<i>Unidade Geradora</i>
UHE	<i>Usina Hidrelétrica</i>

Sumário

Agradecimentos	p. ii
Resumo	p. iii
Abstract	p. iv
Glosário	p. v
Lista de Figuras	p. x
Lista de Tabelas	p. xiii
1 Introdução	p. 1
1.1 Motivação	p. 2
1.2 Modelos em Sistemas Elétricos de Potência	p. 3
1.3 Estudos Preliminares	p. 3
1.3.1 Fluxo de Potência	p. 4
1.3.2 Transitórios Eletromagnéticos	p. 5
1.3.3 Transitórios Eletromecânicos	p. 6
1.4 Múltiplas Soluções para o Fluxo de Potência	p. 7
1.5 Função Energia e Análise de Estabilidade	p. 8
1.6 Aplicação de Função Energia na Recomposição de SEPs	p. 10
1.7 Estrutura da Dissertação	p. 10
2 Revisão Bibliográfica	p. 12

2.1	Apresentação	p. 12
2.2	Considerações Gerais sobre Recomposição de Sistemas Elétricos de Potência	p. 13
2.3	Ferramentas para Recomposição	p. 14
3	Evolução da Recomposição do Sistema Brasileiro	p. 16
3.1	Introdução	p. 16
3.2	Região Sul	p. 16
3.3	Região Sudeste	p. 17
3.4	Região Nordeste	p. 18
3.5	Primeiros Grandes Blecautes	p. 18
3.6	Filosofia da Recomposição do Sistema Elétrico Brasileiro	p. 19
3.7	Filosofia Atual da Recomposição do Sistema Elétrico Brasileiro	p. 22
3.8	O Blecaute de 2009	p. 26
3.9	Análises e Considerações	p. 27
4	Modelo Proposto	p. 30
4.1	Método da Continuação	p. 31
4.1.1	Passo Previsor	p. 32
4.1.2	Passo Corretor	p. 32
4.2	Curva QV	p. 34
4.3	Função Energia	p. 34
4.4	Identificação de Áreas de Robustez	p. 35
5	Simulações e Resultados	p. 37
5.1	Função Energia Para um Caso Teste	p. 37
5.1.1	Sistema IEEE - 14 barras	p. 37
5.1.2	Resultado do Fluxo de Potência para o Caso em Estudo	p. 38

5.1.3	Áreas de Robustez do Caso de Estudo	p. 39
5.1.4	Análises e Considerações	p. 40
5.2	Recomposição da área São Paulo 440kV	p. 42
5.2.1	O sistema São Paulo 440kV	p. 42
5.2.2	Recomposição fluente do Sistema São Paulo 440kV	p. 44
5.2.3	Recomposição Coordenada do Sistema São Paulo 440kV	p. 45
5.3	Regiões de Robustez Durante a Fase Fluente da Recomposição	p. 48
5.3.1	O corredor de Água Vermelha	p. 48
5.3.2	O corredor de Ilha Solteira	p. 53
5.3.3	O Corredor de Jupia	p. 56
5.3.4	O Corredor de Porto Primavera	p. 59
5.3.5	O Corredor da Área Capivara	p. 63
5.3.6	Análises e Considerações	p. 66
5.3.7	Fechamento em Paralelo dos Corredores	p. 66
5.3.8	Possíveis Soluções segundo Critério das Regiões de Robustez	p. 67
5.4	Fluxo de Potência e Análise Estática	p. 73
5.4.1	Conclusão sobre o estudo de Fluxo de Potência	p. 78
5.5	Análise Dinâmica	p. 78
5.5.1	As Perturbações	p. 78
5.5.2	Parâmetros de Simulação	p. 79
5.5.3	Perturbação 1 - Casos 1 e 2	p. 79
5.5.4	Perturbação 2 - Caso 2	p. 81
5.5.5	Perturbação 3 - Casos 1 e 2	p. 85
5.5.6	Perturbação 1 - Casos 3 e 4	p. 87
5.5.7	Perturbação 2 - Casos 3 e 4	p. 89
5.5.8	Perturbação 3 - Casos 3 e 4	p. 92

5.5.9 Conclusão sobre os Estudos de Estabilidade	p. 94
6 Conclusão e Estudos Futuros	p. 96
Referências	p. 99
APPÊNDICES	p. 103
Apêndice A - Dados IEEE 14 barras	p. 103
Apêndice B - Dados do sistema 440kV	p. 104
Apêndice C - Resultados do Fluxo de Potência	p. 111
Apêndice D - Diagrama Completo do sistema 440kV	p. 118

Lista de Figuras

1	Modelo de Linha de Transmissão para Estudos de Transitórios Eletromagnéticos	p. 5
2	Sistema de Duas Barras	p. 7
3	Método da Igualdade de Áreas	p. 9
4	Curva PV	p. 31
5	Método da Continuação (Previsor x Corretor)	p. 33
6	Curva QV	p. 34
7	Diagrama IEEE 14 barras	p. 38
8	Áreas de robustez - IEEE 14 barras	p. 41
9	O sistema 440kV do Estado de São Paulo (Cor Lilás)	p. 43
10	Paralelo Jupuíá - Ilha Solteira - Água Vermelha	p. 46
11	Água Vermelha - Capivara - Porto Primavera	p. 47
12	Corredor Água Vermelha	p. 49
13	Áreas de Robustez - Corredor Água Vermelha	p. 52
14	Corredor Ilha Solteira	p. 54
15	Áreas de Robustez - Corredor Ilha Solteira	p. 56
16	Corredor Jupuíá	p. 57
17	Áreas de Robustez - Corredor Jupuíá	p. 59
18	Corredor Porto Primavera	p. 60
19	Corredor Porto Primavera	p. 62
20	Corredor da Área Capivara	p. 64
21	Corredor Capivara	p. 65

22	Diagrama unifilar simplificado - Sistema São Paulo 440kV	p. 68
23	Áreas de Robustez para o Caso Base	p. 69
24	Primeira Solução Indicada pelas Regiões de Robustez	p. 70
25	Áreas de Robustez para a Primeira Solução Indicada	p. 71
26	Fechamento de Dois Elos - ONS	p. 72
27	Segunda Solução Indicada pelas Regiões de Robustez	p. 73
28	Regiões de Robustez para a Segunda Solução Indicada	p. 74
29	Fechamento de Quatro Elos - ONS	p. 75
30	Quadro Comparativo Casos 1 e 2	p. 76
31	Quadro Comparativo Casos 3 e 4	p. 77
32	Quadro Comparativo para a Margem de Carga	p. 77
33	Abertura Angular das UG de Jupuí e Ilha Solteira em Relação ao Centro de Massa	p. 80
34	Frequência do rotor da máquina de Jupuí	p. 80
35	Potência Acelerante UHE Jupuí e UHE Ilha Solteira	p. 81
36	Tensão na Barra SE Bauru 440 kV	p. 81
37	Abertura Angular em Relação ao Centro de Massa	p. 82
38	Abertura Angular de P. Primavera e Capivara em Relação à Água Vermelha	p. 83
39	Frequência	p. 83
40	Tensão nos Barramentos Próximo a Linha Desligada	p. 84
41	Abertura Angular da UHE Capivara em Relação à UHE Ilha Solteira . . .	p. 85
42	Potência Acelerante - UHE Capivara	p. 86
43	Tensão na Barra SE Assis 440 kV	p. 87
44	Abertura Angular de I. Solteira e Jupuí em Relação ao Centro de Massa	p. 88
45	Frequência do Rotor da Máquina de Jupuí	p. 88
46	Tensão na Barra SE Bauru 440 kV	p. 89

47	Abertura Angular de P. Primavera e Capivara em Relação à Água Vermelha	p. 90
48	Frequência - Água Vermelha e Capivara	p. 90
49	Tensão nos Barramentos Próximo a Linha Desligada - Caso 3	p. 91
50	Tensão nos Barramentos Próximo a Linha Desligada - Caso 4	p. 92
51	Abertura Angular das Máquinas de Capivara em Relação ao Centro de Massa	p. 92
52	Abertura Angular de Porto Primavera em Relação ao Centro de Massa	p. 93
53	Potência acelerante - UHE Capivara	p. 93
54	Tensão da SE Assis 440 kV	p. 94
55	Diagrama Completo	p. 119

Lista de Tabelas

1	Dados do Sistema Americano	p. 3
2	Soluções para o sistema de duas barras	p. 8
3	Limites Durante a Recomposição	p. 24
4	Fluxo de Potência Sistema 14 Barras - Resultado Por Barra	p. 39
5	Fluxo de Potência Sistema 14 Barras - Resultado Geral	p. 39
6	Áreas de robustez segundo $E0G-X_i^u$	p. 40
7	Fluxo de Potência Corredor Água Vermelha - Resultado Por Barra	p. 50
8	Fluxo de Potência Corredor Água Vermelha - Resultado Geral	p. 51
9	Áreas de robustez - Corredor Água Vermelha	p. 51
10	Fluxo de Potência Corredor Ilha Solteira - Resultado Por Barra	p. 53
11	Fluxo de Potência Corredor Ilha Solteira - Resultado Geral	p. 55
12	Áreas de robustez - Corredor Ilha Solteira	p. 55
13	Fluxo de Potência Corredor Jupuíá - Resultado Por Barra	p. 58
14	Fluxo de Potência Corredor Jupuíá - Resultado Geral	p. 58
15	Áreas de robustez - Corredor Jupuíá	p. 58
16	Corredor Porto Primavera - Resultado Por Barra	p. 61
17	Corredor Porto Primavera - Resultado Geral	p. 62
18	Áreas de robustez - Corredor Porto Primavera	p. 62
19	Corredor Porto Primavera - Resultado Por Barra	p. 63
20	Corredor Porto Primavera - Resultado Geral	p. 65
21	Áreas de robustez - Corredor Capivara	p. 65
22	Parâmetros de Simulação	p. 79

23	Recomposição Coordenada - Caso Base	p. 112
24	Recomposição Coordenada - Dois elos fechados segundo ONS	p. 113
25	Recomposição Coordenada - Dois elos fechados segundo Critério da Fun- ção Energia	p. 114
26	Recomposição Coordenada - Quatro elos fechados segundo ONS	p. 115
27	Recomposição Coordenada - Quatro elos fechados segundo Critério da Função Energia	p. 116

1 Introdução

Os sistemas elétricos de potência atuais são grandes redes compostas por vários agentes. Os responsáveis pela produção da energia elétrica são chamados de geradores, enquanto aqueles que demandam a energia gerada são os consumidores. No meio destes estão os transmissores, com a função de levar a energia desde os geradores até os consumidores.

À medida que a necessidade do uso da eletricidade aumentou, o sistema elétrico evoluiu junto. Praticamente todos os equipamentos utilizados pelo homem dependem direta ou indiretamente da eletricidade para o funcionamento adequado. Sendo assim, qualquer interrupção no fornecimento de energia aos consumidores acarreta enormes prejuízos em variados níveis, muitas vezes incalculáveis, devendo estas interrupções serem minimizadas o máximo possível.

Naturalmente, o sistema elétrico de potência está sujeito a perturbações que podem levá-lo à interrupção na produção e consumo da energia elétrica. Diante deste fato, há necessidade de procedimentos para que haja a recomposição do sistema, o mais rápido o possível. A recomposição é um evento que leva o sistema elétrico do estado de interrupção ao estado onde todos os agentes têm eletricidade disponível em suas instalações.

No entanto, o processo de recomposição do sistema é uma tarefa difícil e complexa, onde as mais diversas situações e restrições podem atrasar ou inviabilizar o processo. Além disso, a segurança operativa do sistema tem que ser respeitada para que não haja perdas materiais e, principalmente, humanas.

Os distúrbios em um sistema elétrico podem ser classificados por tempo (duração) e magnitude (amplitude). Assim, os eventos podem ser temporários ou permanentes, e vão desde o desligamento de um equipamento até o desligamento completo do sistema: o blecaute. Em alguns casos, eventos transitórios podem levar o sistema a uma situação indesejável, por exemplo, uma rejeição de carga ou corte de geração ocasionar um colapso total do sistema.

1.1 Motivação

A recomposição do SEP é necessária, uma vez que sempre haverá uma interrupção do fornecimento de energia, por mais confiável que seja o sistema. Operadores de SEP ao redor do mundo começaram a pesquisar o problema da recomposição após a ocorrência de grandes blecautes.

A interrupção de energia pode ser parcial, quando atinge uma parte do sistema, ou uma interrupção total, quando todo sistema é atingido.

A maioria dos blecautes é causada por defeitos temporários que geralmente se originam no sistema de transmissão [1]. Vários fatores podem provocar essas falhas, como raios, queimadas, atuação intempestiva da proteção, etc. Se não houver nenhum tipo de anomalia nos sistemas de proteção, os relés devem eliminar a falta em poucos milissegundos e o sistema continuará operando normalmente. Há casos onde faltas temporárias provocam uma série de desligamentos sequenciais, o chamado efeito dominó ou cascata, e, devido a tantos desligamentos, todo o resto do sistema entrará em colapso.

Identificar a causa do evento é muito importante para recompor o sistema, uma vez que esses dados podem indicar o estado dos elementos do sistema antes, durante e depois do evento. Tais informações podem agilizar muito a recomposição, entretanto é comum haver falta de informações ou informações incorretas quando da ocorrência e necessidade de recomposição.

De acordo com [2], outro fator agravante durante a recomposição é a pressão psicológica sofrida pelos operadores. Devido ao caráter emergencial dos blecautes, há muitas decisões a serem tomadas, muitas informações que precisam ser analisadas e pouco tempo disponível. Torna-se evidente, a grande chance de falha humana, podendo levar a desligamentos inesperados no SEP.

Apesar de a maioria dos estudos na área datar dos últimos dez anos, tanto no Brasil como no Mundo, a preocupação quanto a recomposição do sistema se intensificou a partir da década de 1980. Por exemplo, o caso dos Estados Unidos, a referência [3] mostra o histórico de eventos que levaram os operadores daquele país a intensificar os estudos na área. A Tabela 1 resume tais acontecimentos. No caso brasileiro, o capítulo 3 é dedicado ao tema.

Tamanha preocupação com a recomposição do sistema americano se justificava uma vez que no período de cinco anos analisados, 40% das recomposições descritas pelo NERC

Tabela 1: Dados do Sistema Americano

Ano	Recomposições	Descritas pelo NERC	Problemas	%
1979	24	10	3	30
1980	42	12	6	50
1981	43	10	5	50
1982	27	9	3	33
1983	13	7	2	28
TOTAL	149	48	19	40

apresentaram problemas.

1.2 Modelos em Sistemas Elétricos de Potência

Um sistema elétrico de potência pode ser representado por um conjunto de equações algébrico-diferencial como mostrado em 1.1.

$$\begin{aligned}
 \dot{\mathbf{x}} &= f(\mathbf{x}, \mathbf{y}, \mathbf{z}, \mathbf{u}) \\
 \mathbf{0} &= g(\mathbf{x}, \mathbf{y}, \mathbf{z}, \mathbf{u}) \\
 \mathbf{0} &= h(\mathbf{y}, \mathbf{z}, \mathbf{u})
 \end{aligned} \tag{1.1}$$

onde: \mathbf{x} é o vetor com as variáveis dinâmicas do sistema, ou seja, aquelas relacionadas com equações diferenciais. Essas variáveis são relacionadas com a dinâmica das máquinas, dos reguladores de tensão, turbinas, estabilizadores de sistemas de potência, etc. O vetor \mathbf{y} contém as variáveis algébricas relacionadas às máquinas geradoras. Como exemplo, as correntes de eixo direto e de quadratura dos geradores. Tais equações que relacionam as equações dinâmicas das máquinas e as equações algébricas do fluxo de potência do sistema. O vetor \mathbf{z} contém as variáveis algébricas presentes no fluxo de potência, ou seja, tensões e ângulos das barras. O vetor \mathbf{u} contém as entradas do sistema. As funções f , g e h são não lineares.

1.3 Estudos Preliminares

Para garantir maior segurança durante o processo de recomposição do SEP, é preciso realizar uma série de estudos que visam avaliar o comportamento do sistema durante a recomposição.

Os estudos prévios, como são chamados, também são realizados para a operação normal do sistema. A diferença está na configuração do mesmo. Durante a recomposição a rede elétrica se encontra com uma configuração diferente da operação normal, logo, todos os estudos prévios devem ser refeitos.

É possível dividir os estudos em três principais áreas: estudos de fluxo de potência, estudos de transitórios eletromagnéticos e estudos de transitórios eletromecânicos.

1.3.1 Fluxo de Potência

O estudo de Fluxo de Potência em Sistemas Elétricos tem como objetivo determinar o estado de operação do sistema em regime permanente, isto é, determinar as tensões em módulo e ângulo das barras que compõem o sistema elétrico.

Com essa finalidade, o sistema é analisado em termos de quatro grandezas principais: V - tensão (módulo); θ - (ângulo da tensão); P - potência ativa líquida injetada e Q - potência reativa líquida injetada. As barras do sistema de potência são classificadas como PV, PQ e $V\theta$. Barras PV são barras onde são conhecidos os valores da tensão e geração de potência ativa. Em barras PQ, as potências ativa e reativa são conhecidas. Enquanto isso, barramentos do tipo $V\theta$ tensão e ângulo são conhecido a priori.

A solução de um problema de fluxo de potência consiste em resolver o seguinte conjunto de equações algébricas não lineares 1.2.

$$P_i - jQ_i - y_{i1}V_1V_i^* - y_{i2}V_2V_i^* - \dots - y_{in}V_nV_i^* = 0 \quad (1.2)$$

onde: $i = 1, \dots, n$, índice da barra; P_i = potência ativa injetada na barra i ; Q_i = potência reativa injetada na barra i ; $|V_i|$ = módulo da tensão da barra i ; θ_i = ângulo da tensão da barra i ; $V_i = |V_i|e^{j\theta_i}$, i. e., tensão complexa; $V_i^* = |V_i|e^{-j\theta_i}$, i. e., tensão complexa conjugada; y_{ik} = elemento da matriz de admitância nodal Y_{bus} .

Separando a parte real da imaginária [4], tem-se o conjunto de equações 1.3.

$$\begin{aligned} P_i &= \sum_{j=1}^n |\vec{V}_i| |\vec{V}_j| [G_{ij} \cos(\theta_i - \theta_j) + B_{ij} \sin(\theta_i - \theta_j)] \\ Q_i &= \sum_{j=1}^n |\vec{V}_i| |\vec{V}_j| [G_{ij} \sin(\theta_i - \theta_j) - B_{ij} \cos(\theta_i - \theta_j)] \end{aligned} \quad (1.3)$$

onde: P_i e Q_i são as potências ativa e reativa da barra i , respectivamente; $|\vec{V}_i|$ é o módulo da tensão da barra i ; G_{ij} e B_{ij} são as partes real e imaginária da admitância entre as barras i e j ; θ_i é o ângulo de fase da tensão imposta à barra i . O subíndice i representa a barra do sistema, enquanto j representa a barra vizinha à i .

Este sistema de equações geralmente é resolvido por métodos numéricos como Gauss-Seidel e Newton-Raphson.

Após a obtenção das tensões de todas as barras do sistema, é possível calcular as potências não conhecidas a priori das barras, bem como os fluxos de potência em todos os ramos do sistema. Para realizar estes estudos, são utilizados programas computacionais, como o ANAREDE.

1.3.2 Transitórios Eletromagnéticos

Os estudos de transitórios eletromagnéticos analisam os impulsos de tensão e corrente ocasionados durante energização de equipamentos e/ou durante chaveamentos. Assim é possível evitar danos na isolamento dos equipamentos e esforços nas barras das subestações. O cálculo destas grandezas envolve um enorme montante de cálculos, proveniente das integrações numéricas necessárias. Os programas utilizados nesta área são conhecidos como EMTP. Um modelo diferente daquele apresentado no conjunto de equações 1.1 é, portanto, utilizado [5].

Estes impulsos são gerados pela troca de energia entre os campos elétrico e magnético dos diversos equipamentos instalados na rede. Por exemplo, considere uma linha de transmissão com modelo apresentado na Figura 1. Ao energizá-la, haverá uma troca de energia entre a capacitância e a indutância representadas. Esse troca de energia é o que ocasiona os picos de tensão e corrente [6].

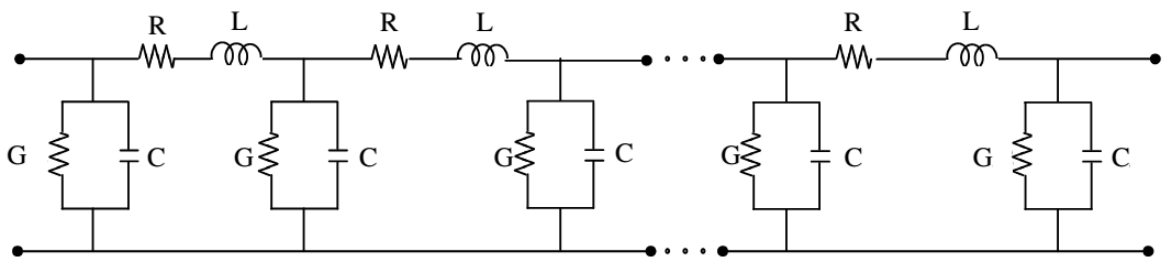


Figura 1: Modelo de Linha de Transmissão para Estudos de Transitórios Eletromagnéticos

Note que é cada vez mais comum ver a presença de dispositivos eletrônicos, por exemplo, elementos FACTS, instalados no SEP. Com essa maior utilização de tais dispositivos há também uma maior dependência desse tipo de estudo em SEP. Geralmente estes dispositivos eletrônicos são mais sensíveis a impulsos de tensão, podendo danificá-los permanentemente.

1.3.3 Transitórios Eletromecânicos

Estabilidade Angular de Regime Permanente

A Estabilidade Angular de Regime Permanente está relacionada com a capacidade do sistema em manter suas máquinas em sincronismo quando da ocorrência de uma pequena perturbação no sistema. Essas perturbações podem ocorrer devido a pequenas variações na carga e geração ao longo do tempo, de forma que uma análise da estabilidade do ponto de operação da rede é suficiente.

Uma ferramenta muito importante para a análise de estabilidade angular de regime permanente é a técnica de autovalores e autovetores [7]. Com esta técnica é possível avaliar, de forma direta, se um ponto de equilíbrio do sistema é estável ou não. Esta técnica vai além, permitindo identificar ações de controle para correção de eventuais ocorrências no sistema.

No caso de grandes sistemas, é possível utilizar um programa chamado Pacdyn. Este software é capaz de identificar os autovalores críticos, calcular os modos de oscilação, plotar o lugar das raízes, diagramas de Nyquist, entre outras ferramentas disponíveis a especialistas.

Estabilidade Angular Transitória

A Estabilidade Angular Transitória é a capacidade que o sistema tem em manter o sincronismo de suas unidades geradoras quando ocorre uma grande perturbação, ou seja, grandes excursões angulares dos rotores dos geradores.

Em grandes sistemas, o processo de instabilidade geralmente ocorre por aceleração do rotor e crescimento progressivo do ângulo das máquinas, sendo a principal causa a falta de conjugado sincronizante, as oscilações crescentes do rotor com a superposição de diversas formas de oscilação do sistema e na insuficiência de amortecimento entre as unidades geradoras.

A estabilidade angular transitória de curto prazo é geralmente concentrada na obser-

vação do comportamento do sistema para um período de décimos de segundos até cerca de dezenas de segundos. Técnicas de simulação no domínio do tempo são utilizadas para avaliar o efeito das perturbações submetidas ao sistema.

Pode-se dividir os estudos como em [7, 8]: estudos no domínio do tempo, onde todas as variáveis do sistema são calculadas e um especialista avalia a estabilidade do sistema. Por outro lado, outros autores, como [9], fazem esta análise com o uso de métodos diretos. Estes métodos permitem identificar a estabilidade do sistema sem a necessidade da análise ao longo do tempo.

No caso de simulações ao longo do tempo, o programa mais conhecido em nível nacional é o ANATEM. Neste programa é possível inserir modelos de máquinas e dos mais diferentes tipos de controladores. Outra proposta para simulações de longo termo é apresentada em [10, 11].

1.4 Múltiplas Soluções para o Fluxo de Potência

Seja o exemplo da Figura 2. Este sistema é muito simples, com apenas um gerador e uma carga de potência constante, além de ser um modelo sem perdas.

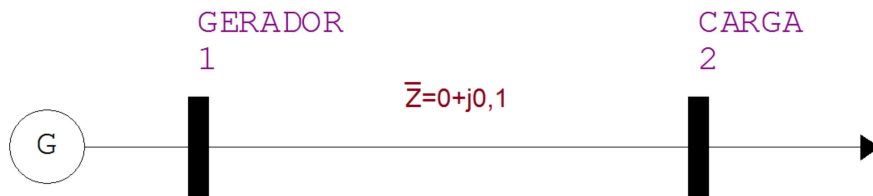


Figura 2: Sistema de Duas Barras

O conjunto de equações 1.3, tem-se o conjunto de equações 1.4, que representa o fluxo de potência para o caso.

$$0 = P_l - V_2 * V_1 * B_{21} * \text{sen}(\theta_2 - \theta_1) \quad (1.4)$$

$$0 = Q_l + V_2 * V_1 * B_{21} * \text{cos}(\theta_2 - \theta_1)$$

Resolvendo este sistema de equações, duas soluções de tensão podem ser encontradas

para a barra de carga, conforme pode ser visto na Tabela 2. Note que há duas possíveis soluções para o fluxo de carga do sistema, uma estável e uma instável. No ponto de operação instável o sistema apresenta nível de tensão baixíssimo para a barra de carga, para este sistema considerado, não sendo este um ponto de operação viável. Há sistemas reais onde o ponto de operação instável apresenta níveis de tensão dentro dos limites recomendados.

Para este trabalho, o ponto de operação instável é calculado para a barra crítica sob o critério da estabilidade de tensão. Assim, a distância entre os pontos de operação estável e instável é monitorada pela função energia fornecendo as áreas de robustez do sistema.

Tabela 2: Soluções para o sistema de duas barras

Solução Estável						
Barra	Tensão [pu]	Ângulo ($^{\circ}$)	P_g [MW]	Q_g [MVar]	P_l [MW]	Q_l [MVar]
Gerador	1.000	0.00	100.0	10.1	0.0	0.0
Carga	0.995	-5.77	0.0	0.0	100.0	0.0
Solução Instável						
Barra	Tensão [pu]	Ângulo ($^{\circ}$)	P_g [MW]	Q_g [MVar]	P_l [MW]	Q_l [MVar]
Gerador	1.000	0.00	100.0	989.9	0.0	0.0
Carga	0.102	-84.36	0.0	0.0	100.0	0.0

Logo, ambas as soluções apresentadas satisfazem o conjunto de equações 1.4. Como este sistema apresenta uma barra com solução instável, este sistema é dito instável tipo-1.

Generalizando, para uma sistema de n barras que apresente k barramentos na região instável, este sistema é dito instável tipo- k . Para este mesmo sistema de n barras há $2^{n-1} + 1$ possíveis soluções instáveis.

1.5 Função Energia e Análise de Estabilidade

O métodos função energia permitem avaliar a estabilidade do sistema sem a necessidade de simulações. Inicialmente esta abordagem fora utilizada em estabilidade angular transitória [12–17]. Como exemplo, seja uma falta aplicada a um sistema elétrico de potência. Sendo assim, a análise pode ser dividido em três fases: pré-falta, durante a falta e pós-falta. Cada uma dessas fases tem sua respectiva matriz de admitância nodal: Y_{pre} , Y_{falta} e Y_{pos} . Uma vez que a falta é removida pela proteção do sistema em $t = t_{el}$, o comportamento do sistema após a falta pode se manter dentro da região de atração do sistema, mantendo-se estável, caso contrário, o sistema é instável. A Figura 3 mostra a região de atração do sistema.

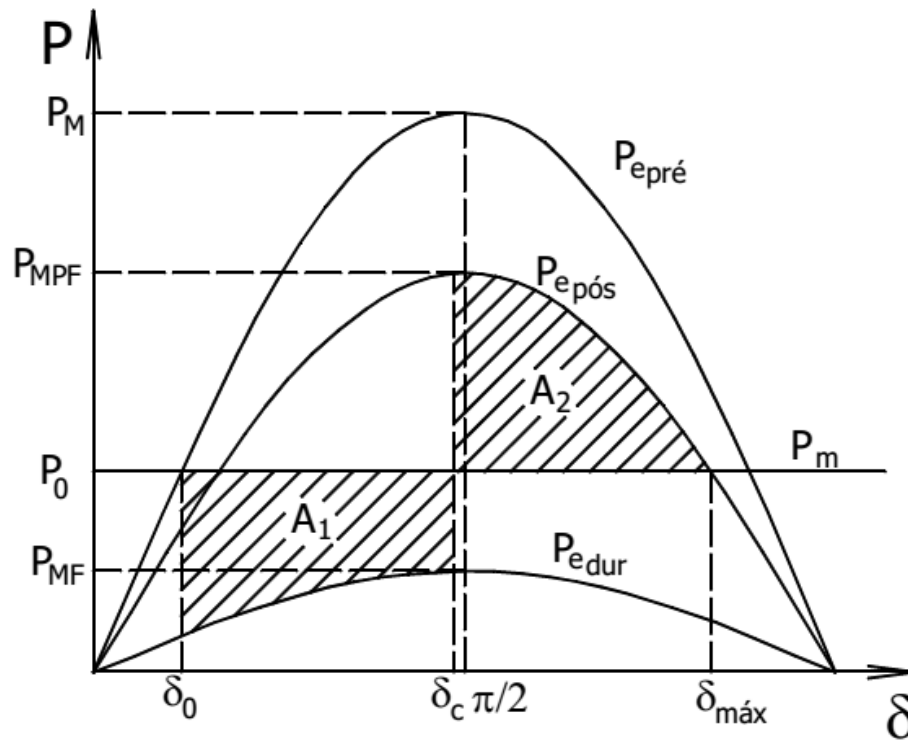


Figura 3: Método da Igualdade de Áreas

As curvas $P_{e_{pr}}$, $P_{e_{dur}}$ e $P_{e_{ps}}$ representam o sistema pré-falta, durante a falta e pós-falta, respectivamente. O ângulo δ_0 representa o ponto de operação inicial da máquina, juntamente com a potência elétrica inicial P_0 e a potência mecânica no eixo da máquina P_m . A região de atração deste sistema é representada por $\delta_{máx}$. Se a trajetória do sistema estiver dentro da região de atração, i.e., $\delta \leq \delta_{máx}$ o sistema é estável.

O ângulo δ_c é o ângulo crítico de remoção da falta, associado ao tempo crítico de remoção da falta $t = t_c$. Tempos de eliminação da falta maiores que $t = t_c$, resultam em instabilidade angular transitória para o sistema. Este é o Método da Igualdade de Áreas, onde a energia absorvida pela máquina, representada pela área A_1 , deve ser devolvida ao sistema, conforme a área A_2 . Se não houver como devolver o excedente de energia, a máquina apresentará instabilidade angular.

Generalizando, o critério da Função Energia avalia a diferença de energia entre o ponto de eliminação da falta ($t = t_{el}$) a um valor de energia crítico [9, 18]. Caso a energia do sistema no ponto crítico, E_{cri} , seja maior ou igual que a energia do sistema no momento da eliminação da falta, $E(t_{el})$, o sistema é estável. Caso E_{cri} , for menor que $E(t_{el})$, o sistema é instável.

$$\begin{cases} E_{cri} \geq E(t_{el}), & \text{estável} \\ E_{cri} < E(t_{el}), & \text{instável} \end{cases} \quad (1.5)$$

A utilização da função energia para a análise de estabilidade de tensão é mais recente, data do início da década de 1990 [19–22]. Na maioria dos casos, a função energia é utilizada para a determinação da margem de carga do sistema. Conforme mais próximo do ponto de colapso, menor é a diferença entre a energia da solução estável e da solução instável. A função energia que estes trabalhos utilizam são baseadas nas equações de fluxo de potência do sistema, portanto, a dinâmica do sistema será negligenciada, admitindo-se algumas considerações [19].

Uma abordagem alternativa é tomada em [20], onde a distância entre as soluções estável e instável, é a maior possível, garantindo maior margem de carga para o sistema.

1.6 Aplicação de Função Energia na Recomposição de SEPs

A aplicação de função energia na recomposição de SEPs dá-se durante os estudos preliminares. Nesta fase onde é calculada a resposta do sistema durante seu funcionamento, é possível aplicar a função energia de modo que seja possível melhorar as condições de robustez do SEP.

Entretanto, a função energia terá sua principal aplicação durante uma das fases da recomposição do SIN, dado que a recomposição é dividida em duas fases: fluente e coordenada. Durante a fase fluente a geração algumas UHEs é retomada e algumas cargas são reconectadas formando ilhas elétricas chamadas de corredores da recomposição. Logo após a fase fluente dá-se início a fase coordenada, onde os corredores são reconectados entre si e o restante da rede é reenergizada.

Como a função energia tem finalidade de avaliar regiões dos SEPs segundo sua robustez, essa característica será utilizada para a melhoria das condições de segurança operativa durante a fase coordenada da recomposição.

1.7 Estrutura da Dissertação

No Capítulo 2 é apresentada uma revisão da literatura quanto à evolução dos conceitos relacionados à recomposição de SEP's, desde os primeiros grandes incidentes que

motivaram a sociedade acadêmica e empresas do setor a estudos na área da recomposição de sistemas.

No Capítulo 3 encontra-se a filosofia de recomposição do SEP brasileiro até os anos de 1984 e 1985, onde aconteceram os primeiros grandes blecautes. Também é mostrada a evolução da recomposição e a filosofia atual para recomposição do Sistema Interligado Nacional (SIN). Juntamente com a filosofia da recomposição há uma breve discussão quanto ao blecaute de 2009 e a avaliação da ANEEL quanto a atuação do ONS neste evento.

No Capítulo 4 é apresentada a Função Energia, sua aplicação como ferramenta auxiliar durante a fase coordenada da recomposição do SIN.

No capítulo 5 é aplicado o modelo de função energia, permitindo identificar as áreas de robustez, primeiramente num sistema teste do IEEE e posteriormente nos corredores da recomposição do sistema São Paulo (440kV).

Finalmente, o Capítulo 6, trata das conclusões e análises da ferramenta desenvolvida, vantagens e limitações como auxiliar na tomada de decisão na recomposição do SIN. Vislumbrando a qualidade do trabalho proposto, tem-se uma gama de novas análises e discussões em trabalhos futuros.

2 Revisão Bibliográfica

2.1 Apresentação

Os sistemas elétricos são divididos em três principais tipos: térmico, hidro-térmicos e hidráulicos. Em linhas gerais, em sistemas com muitas máquinas térmicas é necessário conectar uma quantidade mínima de carga, uma vez que as turbinas têm uma potência mínima de operação, tomando cuidado para não haver grandes excursões de frequência. Após conectadas todas as centrais aos sistema e o tronco do mesmo estiver recomposto, é possível reconectar o resto das cargas ao sistema. É feita uma revisão sobre conceitos da recomposição de SEP's em [1].

Deve-se levar em conta que em muitos casos as faltas que inicialmente são passageiros podem induzir perdas permanentes para o sistema, como saídas de unidades geradoras ou de importantes linhas de transmissão.

Uma restauração bem sucedida pode ser dividida em três cenários [1]:

1. Partir Unidades Geradoras (UG) com capacidade de partida não dependente de fonte de energia externa, e conectá-las a pequenas cargas locais;
2. Interligar as usinas àquelas que não têm capacidade de partir sem o suprimento de eletricidade da rede elétrica;
3. Conectar o tronco do sistema a grandes redes de distribuição de energia elétrica, de forma a não comprometer a estabilidade da frequência e tensão do SEP.

Durante os primeiros passos da recomposição supracitados há várias linhas de transmissão conectadas a alguns geradores. No entanto, as linhas de transmissão são grandes geradoras de potência reativa, devendo este excedente ser absorvido pelos poucos geradores conectados à rede. Portanto, deve ser evitado que grandes linhas de transmissão de Alta Tensão (AT) e Extra Alta Tensão (EAT) sejam conectadas no início da recomposição,

dando preferência a cargas radiais, que apresentam fator de potência indutivo. Uma vez que as grandes máquinas são acopladas ao sistema, as grandes linhas de transmissão já podem então ser religadas, o sistema está pronto para receber toda carga a ser atendida.

2.2 Considerações Gerais sobre Recomposição de Sistemas Elétricos de Potência

Uma revisão de alguns eventos ocorridos no sistema americano é feita em [3]. Após uma cuidadosa análise dos eventos, dezenove deles foram separados. Os problemas ocorridos durante a recomposição desses 19 eventos são avaliados para melhorar futuras recomposições. Os principais defeitos encontrados foram: dificuldade na identificação do estado do sistema, energização de grandes linhas de transmissão e ângulo elevado para o fechamento em anel.

Durante uma recomposição muitas tarefas e decisões ficam a cargo dos operadores do sistema. A fim de diminuir o tempo de partida do sistema e evitar falhas humanas, em [23] é mostrado um sistema capaz de tomar decisões, segundo informações recebidas do SSC. Este sistema é conhecido como sistema especialista. Como o primeiro passo da restauração dos SEP é a retomada da geração, este sistema especialista deve primeiramente partir as máquinas com maior probabilidade de sucesso na partida após a ocorrência do blecaute. Como exemplo, turbinas a combustão tem uma probabilidade de 30% a 50% de sucesso na partida a quente, enquanto turbinas hidráulicas estão muito acima deste patamar. Como as máquinas precisam de um mínimo de carga ativa para funcionar, as SEs precisam conhecer a taxa de rejeição de carga.

Como mencionado anteriormente, para realizar o balanço de potência reativa, o sistema especialista deve ser capaz de identificar as cargas com característica indutiva para compensar o efeito capacitivo das linhas de transmissão. Com o intuito de diminuir o tempo de recomposição, a separação do sistema em ilhas e a partida simultânea de geradores nestas ilhas são essenciais. Porém, antes da sincronização dos subsistemas, os perfis de tensão e frequência devem ser observados, para evitar transitórios e oscilações indesejadas. Posteriormente, o sistema especialista deve ser capaz de sincronizar estes subsistemas.

A referência [24] descreve um “Assistente de Restauração”, projetado para reduzir o tempo necessário para completar a restauração de um grande sistema de potência. Este programa, em particular, não divide o sistema em subsistemas (ou ilhas) durante o

processo de restauração, devido às características do SEP onde é aplicado. No entanto, divide o processo de reestabelecimento em três módulos: (i) planejamento estratégico, (ii) planejamento tático, (iii) execução de controle. Uma série de dados é necessária para o programa realizar a recomposição com sucesso, como o estado dos elementos do sistema, diagrama interno das subestações, etc. Tal sistema é utilizado em um sistema real de uma companhia elétrica norte-americana de transmissão, apresentando resultados satisfatórios.

2.3 Ferramentas para Recomposição

A literatura disponível sobre tomada de decisão em recomposição avalia índices qualitativos e quantitativos, incluindo o uso de lógicas não convencionais como a lógica fuzzy [25–29]. Este tipo de lógica tem a capacidade de interpretar dados qualitativos e trabalhar com imprecisões e incertezas. Tais características fazem desta lógica uma forte candidata na tomada de decisão durante a recomposição do sistema.

Outros algoritmos de lógicas não convencionais são utilizados na literatura durante a recomposição para auxiliar a tomada de decisão. Em [30], os autores utilizam um método conhecido como teoria dos enxames. Este método gera diversas soluções que convergem para a melhor decisão de chaveamento, segundo os critérios estabelecidos pelo especialista. Já em [31], a lógica utilizada é o algoritmo genético através de mutações das soluções existentes e a escolha das mais adequadas; o programa converge para o melhor método de recomposição.

Grandes metrópoles possuem grandes sistemas elétricos, logo precisam de um cuidado a parte durante a recomposição de seus sistemas. Em [25, 32, 33] é feita uma abordagem especial das redes metropolitanas de eletricidade. A principal diferença entre grandes SEPs de transmissão e sistemas de distribuição é que os sistemas de distribuição operam em configuração radial, podendo eventualmente formar malhas [34, 35]. A operação em modo radial se deve a falta de automação dos sistemas de distribuição, por exemplo, ainda há muitas chaves fusíveis operando nesses sistemas. A falta de automação nos sistemas elétricos de distribuição impacta no tempo de recomposição destes sistemas. Uma vez que há energia disponível para a concessionária, há a energização dos ramais de abastecimento urbano. No entanto, algumas chaves fusíveis queimam durante a recomposição do sistema, e precisa uma equipe se deslocar até o ponto da chave e realizar a troca do equipamento. Este procedimento pode levar várias horas, principalmente para áreas rurais.

Como mencionado na seção 1.5, o uso da função energia na estabilidade de tensão e

sistemas elétricos de potência data do início da década de 1990. Em [18], a função energia é utilizada para determinar áreas de robustez em sistemas elétricos de potência, com uma abordagem estática do problema. Este trabalho utiliza a metodologia, melhor detalhada no Capítulo 4, na determinação das áreas de robustez dos sistemas elétricos de potência e aplicada à fase de recomposição coordenada do SIN.

Focando a recomposição do SIN [36,37] apresentam uma revisão do processo de formação do sistema elétrico brasileiro e a evolução dos métodos utilizados durante a recomposição. Há também uma breve discussão sobre alguns grandes blecautes e, principalmente, o que se aprendeu após aqueles eventos.

Durante a recomposição, muito é exigido dos operadores e a chance de falha humana é muito grande. Por isso, alguns trabalhos mais recentes focam na operação e supervisão dos sistemas durante a recomposição [36–41]. Quase todos os trabalhos estudam corredores reais de recomposição do SIN.

A partir disso, é importante conhecer melhor a história do sistema elétrico brasileiro e os eventos que culminaram com as técnicas utilizadas atualmente na recomposição do mesmo em casos reais de blecautes. Após o entendimento da filosofia da recomposição do SIN é possível aplicar ferramenta de análise baseadas em função energia e avaliar o processo da recomposição.

3 Evolução da Recomposição do Sistema Brasileiro

3.1 Introdução

A evolução do SEP brasileiro ocorreu de forma separada através dos grandes sistemas regionais que por muitos anos funcionaram de forma isolada ou interligados de forma muito fraca.

Antes de 1984, quando ocorreram os primeiros grandes blecautes no Brasil, as empresas imaginavam que uma operação centralizada durante a recomposição de seus sistemas era a melhor solução [2, 38].

Entretanto, com o passar dos anos e dos eventos ocorridos, observou-se que concentrar todas as operações era inviável e tornava o processo de recomposição muito demorado. Sendo assim a partir dos primeiros grandes blecautes, a filosofia de descentralizar o processo de recomposição é adotada até hoje [42, 43].

Para entender melhor a evolução do SEP brasileiro, divide-se o mesmo em três regiões: Sul, Sudeste e Nordeste. Assim, é explicada separadamente a evolução de cada sistema, suas necessidades e soluções específicas em suas respectivas recomposições.

Posteriormente, estes sistemas vieram a ser interligados, sendo este marco, o início da operação da interligação Norte - Sul. Em seguida, com a reformulação do Setor Elétrico e com o início das atividades do ONS, o sistema passou a ter uma filosofia unificada para a recomposição.

3.2 Região Sul

Na época anterior ao início da operação das usinas do rio Iguaçu, o sistema elétrico da região sul era muito dependente de uma fraca interligação em 230 kV com a região

sudeste. Como eram frequentes os distúrbios ocorridos nesta interligação, as empresas da região sul sentiram necessidade de evoluir os métodos utilizados na recomposição de seus sistemas.

Até o início da década de 70 o sistema elétrico gaúcho da CEEE operava com vários sistemas diminutos, alguns eram interligados fracamente ou mesmo isolados. Até sistemas em 50 Hz existiam nesta rede.

As ações de recomposição do sistema do Rio Grande do Sul eram centralizadas até então. Posteriormente com uma conexão mais forte com a ELETROSUL, foi dada maior autonomia aos operadores do sistema gaúcho. Em 1988 a descentralização das operações da recomposição do sistema da CEEE era elevada.

A Companhia Paranaense de Energia (COPEL), durante seu processo de formação incorporou diversas empresas independentes, e por este motivo seu método de recomposição sempre fora descentralizado. Posteriormente, no ano de 1973, a COPEL normatizou a recomposição de todas as suas unidades, mas mantendo o padrão descentralizado de recomposição de seu sistema.

Contrariando a tendência de descentralização da recomposição dos sistemas elétricos da região sul, a ELETROSUL centralizou as operações de algumas conexões devido a enorme importância de um dos troncos de 500 kV.

3.3 Região Sudeste

No caso da região sudeste, as empresas FURNAS e CESP acreditavam que a centralização das operações era o caminho correto a ser seguido. Com a instalação de seus respectivos Centros de Operação e Supervisão (COS) durante a década de 70, o caráter centralizador das ações destas empresas tornou-se mais acentuado.

Mais tarde, verificou-se que este método centralizado de operação ocasionava diversas dificuldades, como a troca de informações em demasia entre os operadores, o congestionamento das linhas de comunicação, e o excesso de operações nas salas de comando.

Logo no início da década de 80 ambas as empresas decidiram descentralizar as operações durante a recomposição de seus sistemas elétricos. FURNAS adotou esta nova filosofia no ano de 1982, enquanto a CESP adotou a nova filosofia após o grande blecaute de 1984.

Empresas como ELETROPAULO e CEMIG não haviam adotado um sistema definido

de recomposição de seus sistemas, porém durante o início da década de 80 estas adotaram uma filosofia descentralizada de recomposição de seus sistemas no caso um grande distúrbio.

3.4 Região Nordeste

O processo de operação do sistema elétrico da região nordeste era inteiramente controlado pelo centro de operações da CHESF durante a década de 70. Posteriormente com a entrada do tronco de 500 kV, esta filosofia foi colocada em cheque, uma vez que aumentava o número de conexões e elementos no sistema, dificultando sua operação.

Porém, no ano de 1985 houve um seminário interno na CHESF e tomou-se a decisão de descentralizar as operações do sistema [2, 38]. A partir daí a recomposição passou a ser descentralizada e os vários operadores atuavam no controle de carga e frequência e no fechamento de anéis.

3.5 Primeiros Grandes Blecautes

Durante os anos de 1984 e 1985 ocorreram três grandes eventos no sistema elétrico brasileiro que colocaram em cheque muitos dos procedimentos adotados pelas empresas. Um destes blecautes ocorreu no ano de 1984 e dois deles no ano de 1985.

Durante o mês de abril de 1984, por ocorrência de chuvas irregulares nas bacias dos rios Grande e Paranaíba, as usinas do rio Paranaíba encontravam-se operando próximo a sua máxima capacidade, enquanto as usinas dos rios Grande e Paraná encontravam-se com despacho reduzido.

Este desbalanceamento na geração de algumas usinas provocou um elevado fluxo de potência em alguns equipamentos do sistema e às 16h37min do dia 18 de abril, um dos transformadores de 500/345 kV da usina hidroelétrica de Jaraguá foi retirado pela proteção térmica dos enrolamentos, sobrecarregando o transformador que operava em paralelo.

Alterado emergencialmente o despacho de algumas usinas para aliviar a sobrecarga do transformador remanescente, porém tarde demais. O segundo transformador de 500/345 kV de Jaguará foi tirado de operação pela proteção térmica e este desligamento ocasionou uma série de outros desligamentos automáticos.

Um perfil irregular de tensão provocou desligamento de linhas, juntamente com rejei-

ção de algumas cargas. Estes fatos em conjunto levaram o sistema a oscilar fortemente, rompendo a ligação entre os sistemas Sul e Sudeste.

Neste evento, 143 circuitos foram desligados, levando a uma interrupção de 13600 MW em todo sistema Sudeste. O histórico de eventos revela que o sistema foi completamente recomposto 2h48min após o início do blecaute.

Outros dois grandes incidentes ocorreram no ano de 1985. O primeiro deles ocorreu no dia 8 de abril às 18h40min e atingiu principalmente os estados do Rio de Janeiro, Minas Gerais e Espírito Santo.

Uma queimada na faixa de servidão provocou o desligamento de duas linhas de transmissão entre a usina hidrelétrica de Marimbondo e a subestação de Araraquara - SP. Este desligamento provocou o blecaute que interrompeu uma carga de 9590 MW, com um tempo de recomposição do sistema de 2h37min. O total de circuitos desligados neste blecaute foi de 185.

No dia 17 de setembro de 1985 ocorreu um novo evento de maiores dimensões que o primeiro daquele ano. Os estados mais afetados por este blecaute foram: Goiás, Mato Grosso, Minas Gerais, Espírito Santo, Rio de Janeiro, São Paulo, Mato Grosso do Sul e o Distrito Federal.

Naquele dia o elo de corrente contínua entre a usina de Itaipú e a subestação de Ibiúna estava em testes programados e uma ocorrência provocou seu desligamento às 15h38min. Este desligamento provocou uma queda de frequência no sistema, sendo suportado pelo controle primário das usinas e pelo controle secundário de geração da usina de Marimbondo. Novamente os dois circuitos que ligavam Marimbondo a Araraquara foram desligados devido à ocorrência de queimadas na faixa de servidão. Esta sequência de eventos levou o sistema ao colapso.

Um montante de 9867 MW foi interrompido neste evento, com um total de 109 circuitos desconectados. A recomposição completa do sistema durou 2h03min.

3.6 Filosofia da Recomposição do Sistema Elétrico Brasileiro

Após os blecautes apresentados que ocorreram na década de 80, o então Grupo de Controle da Operação Interligada (GCOI) propôs em 1989 uma nova filosofia para a recomposição do sistema elétrico brasileiro. Estes documentos foram atualizados no ano de 1997.

A principal característica desta nova filosofia foi dividir a recomposição em duas partes bem definidas:

- Recomposição Fluente;
- Recomposição Coordenada.

Para a recomposição na fase fluente, o sistema foi dividido em regiões menores, segundo as características geográficas e elétricas, ou seja, regiões geoelétricas. Estas regiões têm uma pelo menos uma usina com a capacidade de Autoestabelecimento (AR) total ou parcial, como será explicado a frente.

Uma vez que o sistema entre em colapso, estas usinas irão partir um número mínimo de unidades geradoras, conforme estudo prévio, e irão energizar linhas e cargas prioritárias, de acordo com as concessionárias.

Esta reenergização de usinas e subestações sem a comunicação com o COS é chamada de Recomposição Fluente.

Para a interconexão das áreas de recomposição fluente, entram em ação os centros de operação para conectar os equipamentos que não foram conectados. Esta fase, então, é chamada de Recomposição Coordenada.

A primeira conexão entre as ilhas é chamada de ligação em paralelo, onde a frequência das ilhas costuma ser diferente. As demais conexões entre estas mesmas ilhas são chamadas de fechamento em anel, uma vez que a frequência nas ilhas é a mesma por já haver pelo menos um ponto de interconexão.

Esta concepção de recomposição fluente, onde as usinas e subestações já têm seu papel estabelecido e as concessionárias alimentam suas cargas prioritárias sem a necessidade de comunicação com os centros de controle, diminuem o tempo de recomposição do sistema.

No caso de impedimento de algum equipamento a ser energizado na fase de recomposição fluente, é enviado um comunicado ao centro de operação que coordena a recomposição, deixando de pertencer à fluente.

No entanto, antes de definir os procedimentos da recomposição diversos estudos devem ser realizados. Estes estudos podem ser divididos em:

- Estudos de Fluxo de Potência;
- Estudos de Transitórios Eletromagnéticos;

- Estudos de Transitórios Eletromecânicos.

Os estudos de fluxo de potência analisam a disponibilidade de geração, o perfil de tensões e o carregamento nos equipamentos para que não haja violação de nenhum critério.

Os estudos de transitórios eletromagnéticos são necessários para prever e evitar possíveis impulsos de tensões e correntes durante a energização de linhas de transmissão e transformadores.

Os estudos de transitórios eletromecânicos avaliam as oscilações de frequência e esforços torcionais no eixo das máquinas durante a retomada das cargas, fechamento em paralelo e em anel, e rejeição de cargas.

Alguns critérios devem ser observados durante o processo de recomposição:

- Disponibilidade Inicial de Geração;
- Controle de tensão;
- Controle de frequência durante retomada e rejeição de cargas;
- Sobrecarga em equipamentos;
- Rejeição de cargas.

Se uma área de recomposição fluente possuir mais de uma usina, apenas uma delas deve atuar no controle de frequência para evitar oscilações. As demais usinas devem assumir um determinado montante de carga para dar uma folga de geração na unidade controladora da região.

Como o sistema geoeletrico é pequeno, a retomada de carga deve ser feita de forma cuidadosa para não ocasionar afundamentos de tensão e/ou sub-frequências inadmissíveis no sistema. Se a carga for retomada em grandes patamares, pode ocorrer subfrequência e, por consequência, atuação da proteção. Por outro lado, se os patamares forem muito pequenos, o tempo de restabelecimento crescerá. Por isso a carga costuma ser retomada em patamares de 10% com intervalos de um minuto entre uma retomada e a seguinte.

Outro ponto fundamental na recomposição do sistema é o treinamento efetivo das equipes de operadores e a atualização do treinamento dos mesmos. Para que assim, em uma situação de emergência, os operadores tenham tranquilidade necessária para que o processo seja executado da forma mais segura o possível, diminuindo a possibilidade de falha humana.

3.7 Filosofia Atual da Recomposição do Sistema Elétrico Brasileiro

A filosofia de recomposição em vigor no Brasil é baseada naquela proposta em 1989. Primeiramente são energizadas as áreas com usinas de AR, de forma descentralizada, compondo a fase fluente com o mínimo de comunicação entre os centros de controle.

Uma vez concluída a fase fluente da recomposição, entra em ação a fase coordenada, onde os vários sistemas isolados são interligados sob a supervisão dos centros de controle.

Com a reestruturação do setor elétrico, foi criado o Operador Nacional do Sistema Elétrico, o ONS, onde foram desenvolvidos vários novos conceitos que passaram a orientar a operação do sistema interligado nacional. E ao ONS foi dada a responsabilidade de operar sistema com tensões maiores ou iguais a 230kV e demais equipamentos necessários à sua área de responsabilidade.

Ficou estabelecido, então, que a responsabilidade da recomposição da rede após uma perturbação geral é do ONS e dos agentes conectados ao sistema elétrico.

Para a estratégia de recomposição da rede de operação após perturbação, considera-se a pior hipótese: uma área ou região totalmente desenergizada, depois da ocorrência de um blecaute, com a exceção dos ilhamentos. Estes ilhamentos visam, principalmente, manter funcionando usinas térmicas, uma vez que estas têm tempo de recomposição elevado.

Para a recomposição fluente, o sistema é estruturado em um conjunto de áreas de recomposição, constituído de usinas, linhas de transmissão e equipamentos, em que a geração é compatível com a carga prioritária a ser atendida.

Em cada área de recomposição há pelo menos uma usina de AR integral que aciona e sincroniza um número mínimo de unidades geradoras que energizam linhas de transmissão e ainda transformadores necessários para a alimentação de cargas prioritárias.

As usinas são classificadas em três tipos, conforme sua capacidade de AR.

Usinas de AR integral

São usinas que possuem uma ou mais unidades geradoras (UG) com capacidade de, a partir do estado de repouso (desligada elétrica e mecanicamente) dar partida, sincronizar UGs e eletrizar elementos da rede adjacente, utilizando exclusivamente recursos de auto-restabelecimento da usina, sem o auxílio de fonte externa. Além disso, este tipo de usina deve possuir UG capazes de assimilar variações bruscas de carga e controlar a frequência

e a tensão dentro das faixas permitidas para a fase fluente da recomposição

Usinas de AR parcial

São usinas com uma ou mais UG com capacidade para permanecer girando mecanicamente e excitada, alimentando seus serviços auxiliares a partir da tensão terminal dos seus próprios geradores.

Usinas sem AR

São usinas, que para terem suas unidades geradoras recompostas após a ocorrência de um desligamento geral, necessitam de alimentação externa para seus serviços auxiliares.

Independente do tipo de AR da usina, decorridos 30 minutos do início da perturbação geral, as UGs devem ter capacidade de serem novamente sincronizadas ao SIN.

As áreas de AR e as instalações adotam procedimentos preferenciais e, dependendo da configuração elétrica, procedimentos alternativos para recomposição. Os procedimentos alternativos visam a cobrir eventuais situações que inviabilizem a adoção do procedimento preferencial no processo de recomposição.

Por exemplo, imagine uma ilha elétrica que em seu plano de recomposição precise energizar um determinado transformador. Caso seja impossível realizar este procedimento, haverá uma série de ações que viabilizem a recomposição da ilha, mesmo sem a operação daquele transformador.

Na recomposição fluente, para cada área de AR, é atendida uma parcela de carga prioritária, previamente estabelecida nas instruções de operação do ONS, compatível com a geração, transmissão e transformação disponíveis. As cargas prioritárias são definidas em conjunto pelos agentes de distribuição e ONS para cada fase da recomposição fluente, sem considerar interesses comerciais.

Na fase coordenada, os centros de operação do ONS coordenam a interligação de áreas e a restauração do sistema às condições normais de operação.

Importantes usinas não conectadas à rede de operação, mas que afetam significativamente a recomposição da rede de operação, devem seguir os procedimentos de recomposição para reintegração à rede de operação, conforme as informações contidas no MPO.

Para reenergização ou religamento dos equipamentos da rede de operação em ambas as fases de recomposição, deve-se atender às configurações mínimas e às condições de pré-energização, constantes nas instruções de operação.

Na recomposição, a segurança é mais importante que a velocidade da recomposição, conforme [43], parafraseado a seguir.

Na recomposição, a segurança precede a agilidade, e o restabelecimento de qualquer equipamento só deve ser efetuado depois de estabelecidas as condições definidas em instruções de operação específicas.

Portanto, a retomada da carga deve ser processada gradativamente a fim de evitar eventuais oscilações de potência ou de tensão, na área ou região em restabelecimento, evitando perturbações ou desligamentos durante o processo de recomposição.

Os centros de operação do ONS devem supervisionar a recomposição fluente e só interferir no processo nos casos de absoluta necessidade, quando de algum imprevisto que impeça o prosseguimento normal da recomposição ou quando solicitado direta ou indiretamente pelo Agente.

Caso seja necessário, corte manual de carga durante o processo de recomposição para garantir a segurança da rede; e o centro de operação do ONS coordenará em sua área de atuação as ações necessárias.

Em cada área de recomposição pode haver mais de uma usina conectada ao sistema. Em cada uma das áreas é definida qual usina é responsável pelo controle de frequência e apenas uma deve efetuar este controle para evitar oscilações indesejadas de potência.

Para evitar problemas durante o sincronismo entre as várias áreas geoeletricas, a conexão entre áreas só deve ocorrer após a verificação dos níveis de tensão, frequência e ângulo de fase entre as áreas envolvidas.

Durante as etapas da recomposição, a frequência, a tensão e os carregamentos devem ser controlados, a fim de garantir a estabilidade do sistema enquanto a carga é restabelecida. A Tabela 3 mostra os valores aceitáveis das grandezas elétricas durante as fases da recomposição.

Tabela 3: Limites Durante a Recomposição

	Fase Fluente		Fase Coordenada	
	min	max	min	max
Tensão	0,90 pu	1,10 pu	0,90 pu	1,10 pu
Frequência	58 Hz	62 Hz	59 Hz	61 Hz

Há exceções para os limites de tensão, como 765 KV da interligação Sul/Sudeste, cujo limite superior é 4,5%, ou para o 525 kV da região Sul, cujo limite superior é 5% e

para tensões nominais menores ou iguais a 138 KV cujo limite superior é 5% para a fase coordenada e 10% para a fase fluente. Estes valores são condicionados aos limites dos equipamentos ligados nestes circuitos.

As retomadas de carga provocam subfrequências e afundamentos de tensão no sistema, enquanto a rejeição de carga provoca sobrefrequências e sobretensões. As sobretensões, além de levarem à atuação da proteção podem, ocasionar o disparo indesejado de para-raios, levando a desenergização de equipamentos por parte dos relés de proteção.

Na fase coordenada da recomposição, os centros de operação do ONS atuam obrigatoriamente no processo de recomposição e coordenam o restante das ações necessárias para o total restabelecimento do sistema, dentre as quais:

- intervenção quando de impedimento no procedimento preferencial de recomposição;
- liberação de carga adicional;
- fechamento de paralelo ou anel;
- sincronização de áreas isoladas ou ilhas programadas;
- religamento do CAG;
- definição da usina que ficará com o controle da frequência quando do paralelo entre duas áreas de auto-restabelecimento.

Em caso de alguma indisponibilidade de equipamento, os Agentes da operação e os centros de operação do ONS devem verificar a configuração do sistema e atuar no sentido de restabelecer a configuração normal de operação. Além do mais, os centros de operação do ONS são responsáveis por atender cargas prioritárias que não podem ser recompostas com recursos de sua própria área.

Para garantir a eficiência do processo de recomposição, os Agentes da operação devem programar e executar periodicamente testes simulados de recomposição de usinas e subestações sob as condições mais realistas possíveis. Esses testes envolvem as instalações e centros de operação que atuam na rede.

Nas usinas e subestações da rede devem existir instruções de operação de recomposição específicas, elaboradas pelos Agentes com diretrizes do ONS, que confirmam aos operadores ou outros executores diretos da operação determinado grau de liberdade nas ações de

recomposição, se possível, independentemente de comunicação com os centros de operação do Agente ou do ONS.

No caso da disponibilidade inicial de geração estabeleceu-se que durante a fase fluente de recomposição, cada usina deve sincronizar um mínimo de máquinas. Cada área geoeletrica tem seu montante máximo de carga definido pelo menor dos dois itens abaixo:

- o máximo de $n-1$ unidades geradoras da usina de auto-restabelecimento;
- 90% da capacidade instalada do conjunto total de unidades geradoras dessa usina;

Considera-se, da potência referida acima, apenas 80% da potência nominal ou efetiva disponível por unidade geradora (em MW) [42, 43].

3.8 O Blecaute de 2009

No dia 10 de novembro do ano de 2009 ocorreu um dos grandes blecautes do Brasil, atingindo todas as regiões do país, em especial a região Sudeste. A seguir encontra-se o trecho retirado do relatório onde a ANEEL avalia as ações tomadas pelo ONS no dia do blecaute [44]. O trecho a seguir contém as ocorrências constatadas no dia em questão, que são apontadas como causadoras do evento.

“O blecaute do dia 10 de novembro de 2009, ocorrido às 22h13min, teve sua origem no desligamento dos circuitos 1, 2 e 3 da linha de transmissão 765 kV Itaberá - Ivaiporã provocando rejeição de 5564 MW de geração da UHE Itaipu 60 Hz, bem como a abertura dos circuitos remanescentes que compõem a interligação Sul - Sudeste, em 525 kV, 500 kV, 230 kV e 138 kV, interrompendo, adicionalmente, um fluxo de 2950 MW, no sentido do Sul para o Sudeste e o desligamento dos dois bipolos do Sistema HVDC, que no momento estavam transmitindo 5329 MW.

Em função dos desligamentos mencionados e das condições de operação do sistema ocorreram outros desligamentos que acarretaram uma interrupção total de 24.436 MW (40%) de cargas do SIN, distribuídas da seguinte forma:

- Região Sudeste: 22.468 MW
- Região Centro-Oeste: 867 MW

- Região Sul: 104 MW
- Região Nordeste: 802 MW
- Região Norte (Estados do Acre e Rondônia): 195 MW

A perturbação teve início às 22h13min (horário brasileiro de verão) com uma falta monofásica (incidência de um curto-circuito - flashover), envolvendo a fase B (branca) e a terra, na linha de transmissão 765 kV Itaberá - Ivaiporã C1, localizado no isolador de pedestal do filtro de ondas do terminal da SE Itaberá, que teria ocorrido, segundo relatos da concessionária de transmissão, “durante condições climáticas adversas”.

Antes da eliminação do defeito acima, 13 milissegundos após, ocorreu um novo curto-circuito monofásico envolvendo a fase A (vermelha) da LT 765 kV Itaberá - Ivaiporã C2. Na sequência, antes da eliminação dos defeitos nos circuitos 1 e 2, houve novo defeito em 3 milissegundos depois, envolvendo a fase C (azul), localizado na Barra A de 765 kV da SE Itaberá.

A falha da LT 765 kV Itaberá - Ivaiporã C1 foi eliminada pelas atuações das proteções principal e alternada de distância, baseadas no princípio de ondas trafegantes, em 48 milissegundos, em ambos os terminais da linha.

A falha na LT 765 kV Itaberá - Ivaiporã C2 foi eliminada em 48,8 milissegundos pelas atuações das proteções principal e alternada de sobrecorrente direcional para faltas desbalanceadas, unidades de subalcance em Itaberá e de sobrealcance, associados aos esquemas de teleproteção, no terminal de Ivaiporã.

A falha na Barra A - 765 kV, da SE Itaberá, foi eliminada pela atuação da proteção diferencial de barra local, em 41,9 milissegundos. Decorridos 42,2 milissegundos da eliminação da última falta, houve atuação da proteção de sobrecorrente instantânea residual do reator “shunt” da LT 765 kV Itaberá - Ivaiporã C3, em Ivaiporã, acarretando o desligamento desta LT, interrompendo totalmente a conexão entre as subestações Itaberá e Ivaiporã, desencadeando os demais desligamentos no sistema, tendo como consequência o blecaute no SIN.”

3.9 Análises e Considerações

O sistema elétrico brasileiro experimentou um grande crescimento a partir da metade do século XX. Assim, sistemas que antes eram isolados começaram a se conectar e dis-

túrbios no sistema de uma empresa começaram a afetar outras. Desta forma, o sistema deve estar apto a se recuperar para qualquer evento que interrompa seu funcionamento previsto.

Inicialmente todas as ações tomadas por uma empresa em seu sistema era de forma centralizada. Os Centros de Operação e Supervisão tomavam todas as decisões, desde uma simples operação de chaveamento até complexos processos de restabelecimentos e sincronizações.

A antiga concepção de centralização da recomposição do sistema elétrico foi colocada em cheque após os grandes blecautes ocorridos em 1984 e 1985, onde o grande fluxo de informações, o alto índice de manobras executadas e a falta de preparo dos operadores ocasionaram dificuldades durante o processo de recomposição.

Após a revisão dos conceitos da recomposição do sistema elétrico brasileiro, estabeleceu-se que as decisões e processos da recomposição deveriam ser executados de forma descentralizada, mas supervisionada. Assim, a recomposição do sistema foi dividida em duas fases: recomposição fluente e recomposição coordenada.

Na fase fluente da recomposição, o sistema é dividido em diversas regiões de AR que tem como responsabilidade partir as usinas da região e alimentar cargas prioritárias, com o mínimo possível de troca de informação com os centros de controle.

Uma vez concluída a fase fluente da recomposição, entra em ação a fase coordenada da recomposição. Nesta segunda fase, as diversas ilhas formadas pelas áreas de AR são interligadas, anéis são fechados e o restante da carga é retomado. Esta fase é completamente coordenada pelos centros de operação.

Com a reestruturação do setor elétrico brasileiro, e com a criação do Operador Nacional do Sistema Elétrico, a responsabilidade de recompor o sistema após perturbações ficou a cargo do órgão e dos Agentes. A filosofia utilizada é dividida em duas fases: a fluente e a coordenada; cabendo ao ONS supervisionar a fase fluente e comandar a fase coordenada.

Pela natureza emergencial, como um blecaute, os operadores do sistema devem estar altamente treinados e preparados, com programas que simulem, em tempo hábil, as condições mais próximas o possível do real. Uma vez treinados, os operadores têm melhores condições de efetuar manobras de forma segura e confiável.

Apesar do alto grau de complexidade da recomposição de um sistema e do alto número de ações envolvidas, é possível afirmar que o sistema elétrico brasileiro está apto a retomar

sua condição normal operativa em apenas algumas horas após o início de um evento de grandes proporções, graças à atuação dos diversos Agentes do sistema e da supervisão e controle do Operador Nacional do Sistema Elétrico.

4 Modelo Proposto

A literatura se limita a utilizar a Função Energia em estudos e análises em condições operativas normais do SEP, de forma que nada é mencionado de seu uso durante a recomposição do sistema. Além disso, a maioria dos trabalhos na área de recomposição se dedica à tomada de decisão durante o processo de recomposição. Este trabalho alia a capacidade da Função Energia em avaliar a segurança do sistema e identificar áreas de robustez e aplicá-la durante a fase coordenada da recomposição em sistemas elétricos, principalmente no SIN.

Durante a fase coordenada da recomposição, as áreas de AR são conectadas, formando áreas maiores. Este processo segue até que não haja mais áreas isoladas. Então, conforme as ilhas são conectadas, há a possibilidade de intercâmbio de potência entre as áreas sob supervisão do ONS. Este redespacho permite aumento na margem de carga do sistema.

A primeira linha a ser conectada entre áreas isoladas eletricamente é chamada de conexão em paralelo. Segundo o ONS [42, 43] esta conexão deve ser realizada preferencialmente em usinas elétricas, onde os operadores têm experiência em sincronizar sistemas. Nesta fase a frequência dos sistemas são diferentes, e conectá-los exige treinamento e experiência. As demais conexões formarão anéis no sistema, melhorando a capacidade de transmissão de potência. E o fechamento de elos pode provocar oscilações, devendo ser controladas [45].

A interconexão das diferentes áreas, pode levar ao surgimento de regiões críticas no sistema. Estas regiões críticas estão relacionadas, geralmente, à dificuldade de suprimento de potência reativa de suas barras. Muitas vezes as barras na região crítica, apresentam um perfil de tensão degradado pela escassez de potência reativa. Há casos onde, barras com níveis de tensão considerados adequados podem, após uma gradual elevação da carga, levar o sistema ao colapso.

Como o nível de tensão não é um bom indicador de colapso, há uma série de diferentes indicadores na literatura, como o vetor tangente [46, 47] que permite avaliar quais barras

estão mais próximas do colapso, para um dado ponto operativo do sistema.

Para avaliar a robustez do SEP durante a fase coordenada da recomposição, a proposta do trabalho é o uso da função energia. A função energia tem a capacidade de indicar o quão distante o sistema se encontra do ponto de colapso de tensão [48, 49]. Conforme pode ser visto na Figura 4, para um dado carregamento do sistema, haverá duas possíveis soluções de operação, a estável, representada por V_1^s e a instável, representada por V_1^u . Aumentando-se o carregamento do sistema, a diferença de energia entre as soluções estável e instável, vai se reduzindo. No ponto de máximo carregamento, onde ambas as soluções se encontram, $V_n^s = V_n^u$, e a diferença de energia é a menor possível, ou seja, tende a zero.

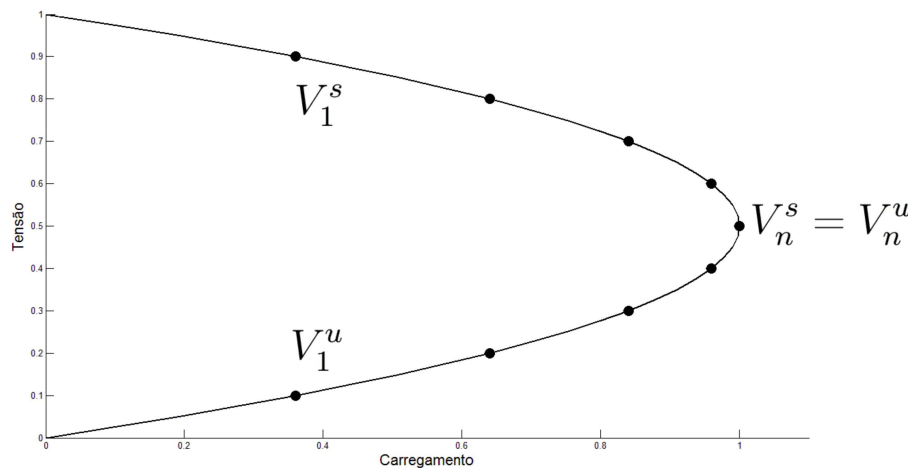


Figura 4: Curva PV

4.1 Método da Continuação

Como mostrado na Figura 4, o ponto de máximo carregamento do sistema, é aquele onde as soluções estável e instável se encontram, e para carregamentos além daquele ponto não há mais solução. Em outras palavras, este ponto representa a máxima carga suprida para uma determinada barra PQ do sistema.

O colapso de tensão geralmente é precedido por um aumento gradual da carga, medido em questão de minutos ou até horas, até que essa carga fique tão grande que não seja possível atendê-la. Geralmente o colapso de tensão é provocado pela deficiência no suprimento de potência reativa.

Como é mostrado a seguir, é importante conhecer o ponto de colapso do SEP, e para

calculá-lo utiliza-se o Método da Continuação. Este método eleva gradualmente a carga do sistema, ponto a ponto até que as soluções sejam tão próximas de $V_n^s = V_n^u$, da Figura 4, quanto se queira.

Este método é dividido em dois passos distintos: o passo previsor e o passo corretor. Descritos a seguir.

4.1.1 Passo Previsor

Dado um ponto de equilíbrio conhecido, obtido pelo fluxo de potência, deve-se promover um incremento na carga do sistema, conforme o conjunto de equações 4.1.

$$\begin{cases} P_i = P_i^0(1 + \Delta\lambda) \\ Q_i = Q_i^0(1 + \Delta\lambda) \end{cases} \quad (4.1)$$

onde P_i^0 e Q_i^0 vêm do ponto de operação conhecido, P_i e Q_i , formam o ponto previsto pelo processo e $\Delta\lambda$ é calculado da seguinte forma:

$$\Delta\lambda = \frac{k}{|VT|} \quad (4.2)$$

sendo k uma constante e $|VT|$ a norma euclidiana do vetor tangente dado pelas variáveis de estado do fluxo de potência, conforme a equação 4.3.

$$VT = \begin{bmatrix} \Delta\theta \\ \Delta V \end{bmatrix} = J^{-1} \begin{bmatrix} P^0 \\ Q^0 \end{bmatrix} \quad (4.3)$$

onde, ΔV e $\Delta\theta$ é o módulo e o ângulo de fase da tensão nas barras respectivamente, P^0 e Q^0 são potência ativa e reativa especificadas das barras do sistema, e J contém as derivadas parciais do conjunto de equações 1.3.

4.1.2 Passo Corretor

Seguindo o passo previsor, onde são estimadas as variáveis do sistema para próximo ponto operativo, executa-se o passo corretor. Este passo é simplesmente a solução do fluxo de potência do sistema, baseando-se no conjunto de equações 4.4.

$$P_i = \sum_{j=1}^n |\vec{V}_i| |\vec{V}_j| [G_{ij} \cos(\theta_i - \theta_j) + B_{ij} \sin(\theta_i - \theta_j)]$$

$$Q_i = \sum_{j=1}^n |\vec{V}_i| |\vec{V}_j| [G_{ij} \sin(\theta_i - \theta_j) - B_{ij} \cos(\theta_i - \theta_j)]$$
(4.4)

Uma vez conhecido o novo ponto de operação pelos passos apresentados, o processo é novamente executado até que seja conhecido o ponto de operação de interesse, que pode ser o ponto de máximo carregamento do sistema elétrico.

As barras definidas como PV devem ter um cuidado especial. Máquinas cuja potência reativa atingiram seu limite operativo, não devem ter sua potência incrementada. Uma vez atingido o limite, essas máquinas passam a ser modeladas como barras PQ, com as potências especificadas nos limites estabelecidos.

A Figura 5 apresenta a demonstração gráfica do método da continuação. É possível ver a curva P - V obtida e os passos previsor e corretor do método da continuação. Note que a metodologia apresentada em 4.1.1 permite que o tamanho do passo vá diminuindo conforme o sistema se aproxima do máximo carregamento.

A Figura 5 representa a curva P - V da barra número 52 do sistema IEEE-118 barras.

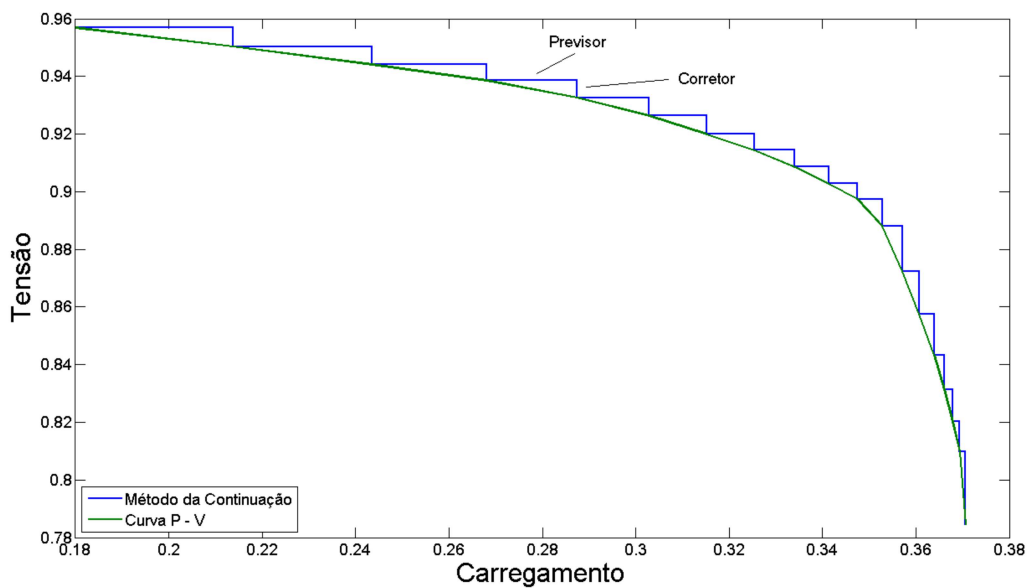


Figura 5: Método da Continuação (Previsor x Corretor)

4.2 Curva QV

O método da curva QV consiste em variar apenas a parte imaginária da carga (potência reativa) em uma barra de cada vez, até que seja atingido o limite estabelecido para aquela barra. Sendo assim, ao variar a potência reativa injetada na barra de estudo, a tensão irá variar, conforme a Figura 6.

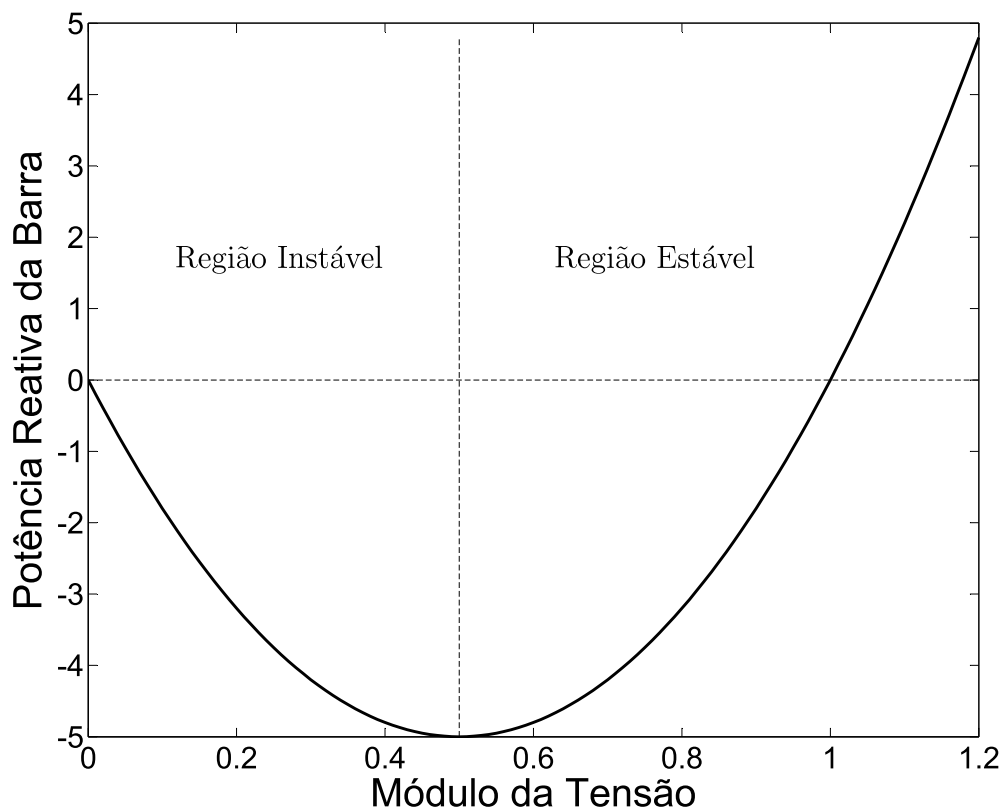


Figura 6: Curva QV

Observe que a curva apresenta um mínimo, que representa o máximo de potência reativa que a barra em questão consegue fornecer à carga. Há também a parte instável da curva, onde aumento da injeção de potência reativa na barra, implica em redução do nível de tensão.

4.3 Função Energia

As equações que representam a energia do sistema são, em muitos casos, baseadas nas equações de fluxo de carga, a partir do conjunto de equações 4.4. Nesse contexto,

é possível calcular a diferença de energia entre as soluções estável e instável tipo-1, pela equação 4.5 [19–22]. A solução instável tipo-1 é aquela onde apenas uma barra do sistema apresenta-se na região instável. Para o cálculo da função energia, é a barra crítica no ponto de colapso.

$$\begin{aligned}
\Delta E_T(X^s, X^u) = & \\
& - \sum_{i=1}^n Q_i \ln \left(\frac{V_i^u}{V_i^s} \right) - \sum_{i=1}^n P_i (\theta_i^u - \theta_i^s) - \frac{1}{2} \sum_{i=1}^n \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n V_i^u V_j^u B_{ij} \cos(\theta_i^u - \theta_j^u) \\
& - \frac{1}{2} \sum_{i=1}^n \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n V_i^s V_j^s B_{ij} \cos(\theta_i^s - \theta_j^s) + \sum_{i=1}^n \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n V_i^s V_j^s G_{ij} \cos(\theta_i^s - \theta_j^s) (\theta_i^u - \theta_i^s) \\
& + \sum_{i=1}^n \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n V_j^s G_{ij} \cos(\theta_i^s - \theta_j^s) (V_i^u - V_i^s) \tag{4.5}
\end{aligned}$$

onde X^s e X^u correspondem ao conjunto de variáveis da solução estável do sistema (índice s), e ao conjunto de variáveis da solução instável tipo-1 do sistema (índice u), respectivamente. Esta equação é utilizada no trabalho para a análise de estabilidade de tensão em sistemas elétricos.

Observa-se que, quanto maior for a diferença de energia entre a solução estável e a solução instável, mais seguro é o sistema, i.e., menor o risco instabilidade do sistema. Para cada solução estável há uma correspondente instável, à medida que o sistema se aproxima do ponto de bifurcação selá-nó (máximo carregamento) a “distância” entre as soluções diminui. A função energia dada pela equação 4.5, mede o quão distante se encontram estas soluções. Para isso, calcula-se a função para o ponto de operação estável e para o ponto de operação instável, obtendo-se a diferença de energia para aquele ponto operativo.

4.4 Identificação de Áreas de Robustez

Outra metodologia é proposta em [18], conforme a equação 4.6. Utilizando a parte instável da expressão, i.e., avaliando a expressão apenas para a solução instável tipo-1, é possível identificar áreas de robustez dos sistemas elétricos de potência.

$$\begin{aligned}
E0G_X^u &= \\
&- \sum_{i=1}^n Q_i \ln(V_i^u) - \sum_{i=1}^n P_i(\theta_i^u) + \frac{1}{2} \sum_{i=1}^n \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n V_i^u V_j^u B_{ij} \cos(\theta_i^u - \theta_j^u) \\
&- \sum_{i=1}^n \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n V_i^s V_j^s G_{ij} \cos(\theta_i^s - \theta_j^s) \theta_i^u - \sum_{i=1}^n \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n V_j^s G_{ij} \cos(\theta_i^s - \theta_j^s) V_i^u \quad (4.6)
\end{aligned}$$

Note que é possível calcular a participação de cada barra do sistema na composição da função energia, a partir de 4.6. O resultado individual por barra é utilizado para definir as regiões de robustez do sistema.

As regiões de robustez são áreas que, conforme indicado pela equação 4.6, possuem índices próximos, ou seja, apresentam coerência quanto a condição de estabilidade.

Para o caso de análise deste trabalho, qualquer mudança num SEP irá implicar em alterações nos níveis de robustez das barras. Portanto, um evento como o fechamento de uma linha de transmissão pode levar uma barra ou uma região pouco robusta para uma situação de maior robustez. Como há diversas conexões durante a recomposição do SIN, esta metodologia mostra quais linhas irão gerar melhores resultados, a nível de robustez das barras, para o sistema.

Sendo assim, a metodologia é aplicada para a identificação das regiões de robustez durante as fases fluente e coordenada da recomposição; e durante a fase coordenada são indicados passos a serem executados, como fechamento de anéis e comparados com os passos indicados pelo ONS em [50]. Com a comparação é possível avaliar a qualidade das informações que a ferramenta proposta pode fornecer.

5 Simulações e Resultados

Neste capítulo são apresentados os resultados das simulações considerando os modelos apresentados no Capítulo 4. Primeiramente são apresentados os resultados considerando sistemas testes, a fim de compreender a metodologia proposta. Posteriormente é aplicada a metodologia durante a recomposição de sistemas de grande porte.

5.1 Função Energia Para um Caso Teste

5.1.1 Sistema IEEE - 14 barras

A fim de avaliar a capacidade de identificação de áreas de robustez, através da parte instável da Função Energia 4.6, adotou-se como sistema teste o IEEE-14 barras. Este sistema é escolhido por sua simplicidade, e por ser aceito universalmente em trabalhos na literatura. A Figura 7 mostra o diagrama unifilar deste sistema.

O detalhe mostra o equivalente do transformador de três enrolamentos, com a criação da barra fictícia 7.

O sistema de 14 barras pode ser dividido em duas principais áreas, da barra 1 a 5 o sistema de alta tensão, modelando um sistema de transmissão, e da 6 a 14 o sistema de média tensão, modelando um sistema de subtransmissão. As barras 1 e 2 possuem geradores, sendo que a barra 1 denominada barra $V\theta$. As demais máquinas são denominadas PV, a menos que extrapolem seus limites de geração de potência reativa. Todas as cargas são modeladas como P_{cte} , um modelo muito utilizado para este tipo de análise. Os dados de barras e linhas, formato padrão IEEE, podem ser encontrados no Apêndice A.

Note que, como dito anteriormente, a área modelada como sistema de subtransmissão não possui efeito capacitivo nas linhas de transmissão (vide dados de linha no Apêndice A). Esta aproximação é válida para este tipo de sistema, devido ao nível de tensão de operação e geometria das linhas de transmissão aéreas [51, 52]. A presença deste tipo de

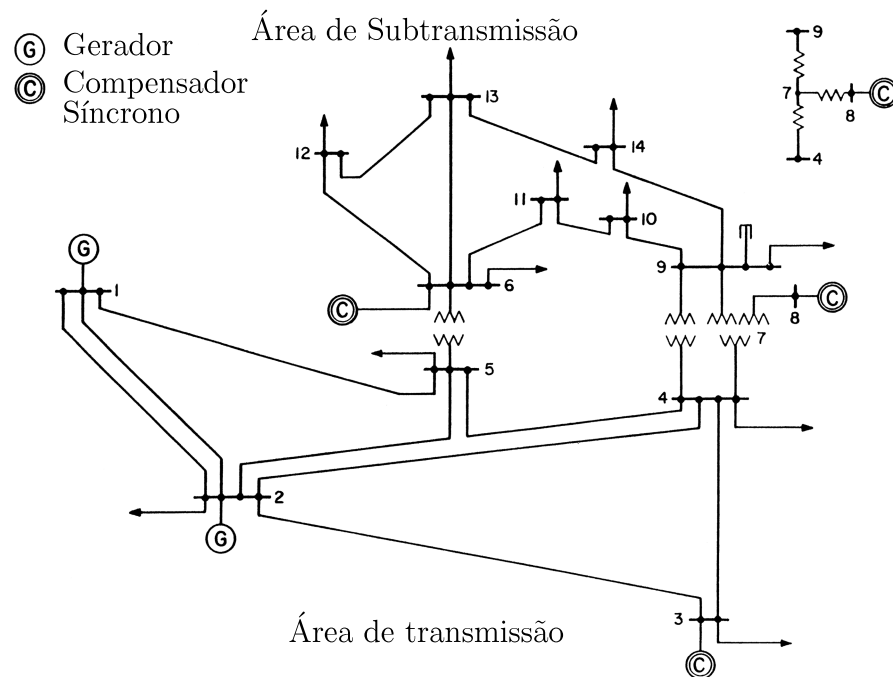


Figura 7: Diagrama IEEE 14 barras

sistema durante a recomposição propicia cargas com característica indutiva, ajudando a absorver o excedente de potência reativa gerado pelas linhas de AT e EAT. Logo, este tipo de sistema tem papel importante durante a recomposição.

5.1.2 Resultado do Fluxo de Potência para o Caso em Estudo

Executando o fluxo de potência para o sistema apresentado, obtém-se os resultados geral e por barra presentes nas Tabelas 4 e 5, além do resultado instável da função energia.

A Tabela 4 contém o resultado por barra com informações de tensão em módulo e ângulo, potência gerada e consumida, ranking de barra crítica pelo método do vetor tangente, e a parcela instável da função energia indicando as regiões de robustez.

O ranking da barra crítica indica, em ordem decrescente, os maiores componentes do vetor tangente do fluxo de potência, i.e., barras mais sensíveis a variações. Quanto menor o número, mais crítica é a barra. Em relação à parte instável da função energia $E0G-X_i^u$, é calculada a contribuição por barra.

Note que os compensadores síncronos presentes nas barras 6 e 8 tiveram seus limites máximos de geração de potência reativa violados, e estes nós passaram a ser modelados como barras PQ, com a geração fixa em ambos os compensadores.

Tabela 4: Fluxo de Potência Sistema 14 Barras - Resultado Por Barra

Barra	Tensão	Ângulo	P_g MW	Q_g MVar	P_l MW	Q_l MVar	Ranking Barra Crítica	$E0G_X_i^u$
1	1,0600	0,0	102,1	10,8			14	10,67
2	1,0450	-1,3425	166,0	-10,5	21,7	12,7	13	15,34
3	1,0100	-9,4456		21,4	94,2	19,0	10	3,90
4	1,0236	-7,5173			47,8	-3,9	11	12,26
5	1,0283	-6,2538			7,6	1,6	12	11,84
6	1,0384	-11,9235		24,0	11,2	7,5	7	-0,64
7	1,0462	-10,8346					9	4,20
8	1,0851	-10,8346		24,0			8	1,25
9	1,0351	-12,5597			29,5	16,6	6	0,76
10	1,0281	-12,7522			9,0	5,8	4	-1,15
11	1,0297	-12,4825			3,5	1,8	5	-0,83
12	1,0240	-12,8144			6,1	1,6	3	-1,70
13	1,0199	-12,9010			13,5	5,8	2	-2,82
14	1,0100	-13,7601			14,9	5,0	1	-2,93

A Tabela 5 mostra os resultados globais do sistema, como a margem de carga, eficiência, geração e carga total, e o somatório da parte instável da função energia 4.6 e o somatório da função energia da equação 4.5. Quanto maior for o somatório de $\Delta E_T(X_i^s, X_i^u)$ mais afastado do ponto de colapso estará o sistema.

Tabela 5: Fluxo de Potência Sistema 14 Barras - Resultado Geral

Margem de carga	Geração TotalMW	Carga TotalMW	Eficiência	$\sum_{i=1}^n E0G_X_i^u$	$\sum_{i=1}^n \Delta E_T(X_i^s, X_i^u)$
126,1%	268,1	259,0	96,61%	50,16	60,54

5.1.3 Áreas de Robustez do Caso de Estudo

A parte instável da função energia é utilizada para a determinação de áreas de robustez. Para isto é utilizada a última coluna da Tabela 4. Quanto menor o valor atual para cada barra, menos robusta é a barra, e vice-versa. Observe que $E0G_X_i^u$ é capaz de prever a barra crítica, da mesma forma que o método do vetor tangente.

Sendo assim, o sistema IEEE - 14 barras pode ser dividido em quatro áreas, conforme a Tabela 6. Para realizar esta divisão, observou-se que o nível de robustez das barras aparecem em grupos ao invés de estarem distribuídas uniformemente. Por exemplo, observe o nível de robustez das barras 1, 2, 4 e 5. Note que todos os valores de $E0G_X_i^u$ estão acima de 10 enquanto que há um intervalo até o próximo grupo de barras que se encontra entre 1 e 5. Portanto, esta característica de algumas barras se agruparem em torno de

um determinado patamar será utilizada para a separação, conforme o nível de robustez.

Tabela 6: Áreas de robustez segundo $E0G_X_i^u$

Nível de Robustez	Barras Pertencentes
Bom	1;2;4;5
Regular	3;7;8;9
Crítico	6;10;11
Muito Crítico	12;13;14

As barras pertencentes ao sistema de transmissão possuem bom nível de robustez, enquanto que as barras de carga do sistema de sub-transmissão apresentam valores muito baixos de $E0G_X_i^u$, implicando em uma região pouco robusta.

Importante observar a grande diferença do nível de robustez entre as barras conectadas aos transformadores, fazendo destes equipamentos, fronteiras entre as regiões crítica e segura. Este fato se deve à alta reatância dos transformadores, o que dificulta o fluxo de potência reativa da área de geração para a área de consumo.

Esta situação pode ser contornada com maiores compensadores síncronos nas barras 6 e 8 ou pela compensação local de potência reativa nas barras de carga.

Para uma mais clara visualização do problema a partir da solução instável da função energia ($E0G_X_i^u$), definindo áreas de robustez, é construído um mapa de cores com a ajuda do software Matlab[®], como pode ser visto na Figura 8. O mapa de cores é gerado segundo as coordenadas de cada barramento do sistema, com o peso definido pelo valor de $E0G_X_i^u$, Tabela 4. Posteriormente, o diagrama unifilar do sistema é adicionado à imagem para formar a figura final, em cores.

Com o auxílio do mapa de cores é possível observar melhor as áreas de robustez do sistema. Quanto mais próximo de azul mais robusta é a área, e quanto mais próxima do vermelho mais crítico está o barramento.

Observe que a área de transmissão é predominada pela cor azul, com exceção da barra de carga 3, indicando que é uma região robusta, enquanto que a região de menor nível de tensão predomina tons mais avermelhados, indicando a fragilidade da região.

5.1.4 Análises e Considerações

O objetivo desta seção é fornecer o grau de confiabilidade da função energia equação 4.6 para a detecção de áreas de robustez do sistema. Para este fim, optou-se pela escolha de um sistema conhecido em análise de estabilidade de tensão, que é o sistema IEEE 14

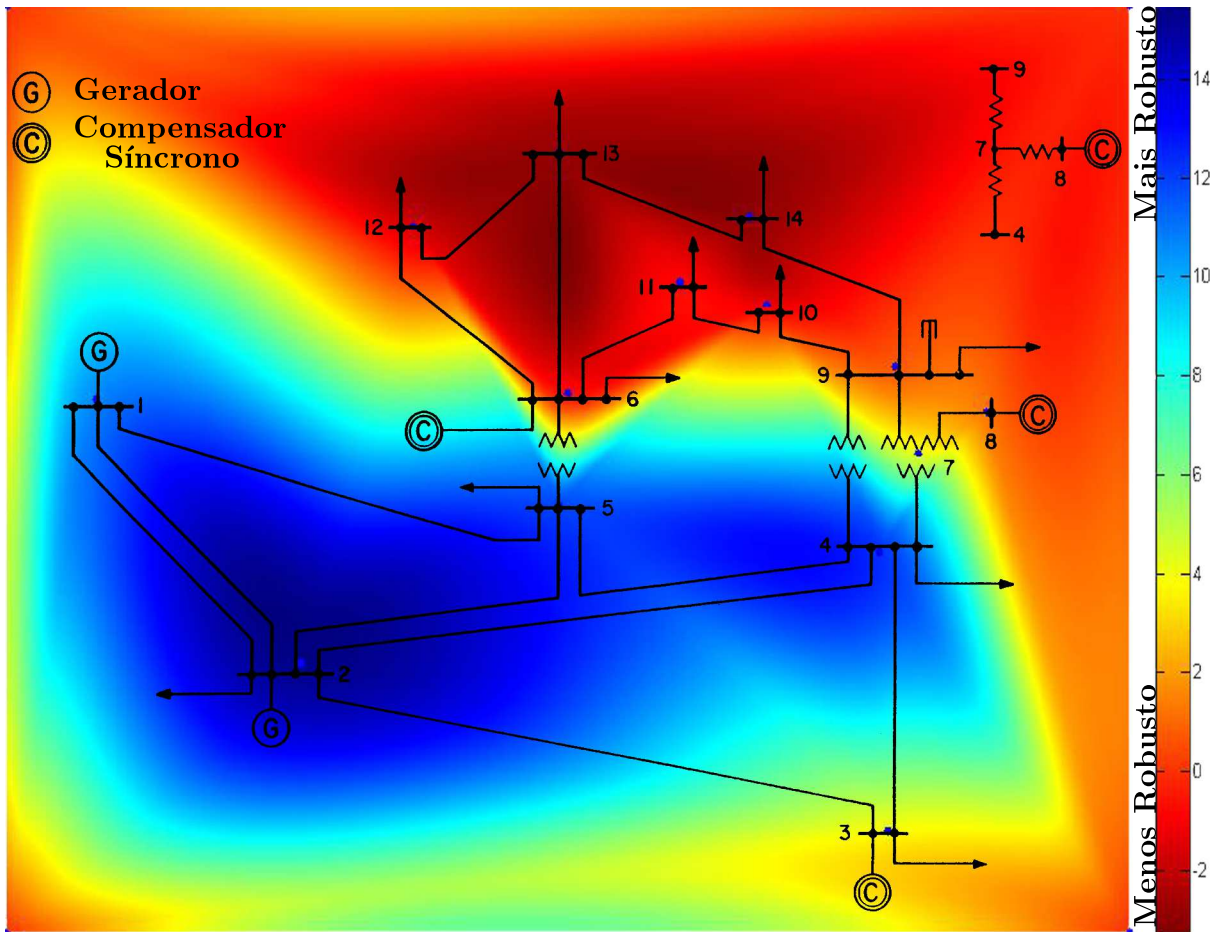


Figura 8: Áreas de robustez - IEEE 14 barras

barras [53]. Este sistema apresenta uma região segura, na área considerada de transmissão e uma região mais crítica considerada área de subtransmissão.

Como pode ser visto na Figura 8, a ferramenta utilizada neste projeto indicou as regiões mais robustas e as mais críticas do sistema, como era esperado Sem dúvida o apelo visual do mapa de cores é uma vantagem intrínseca.

Sendo assim, com a validação da ferramenta proposta, aplica-se a ferramenta numa segunda etapa: áreas de robustez durante a fase coordenada da recomposição do SIN.

5.2 Recomposição da área São Paulo 440kV

5.2.1 O sistema São Paulo 440kV

Para a proposta, escolheu-se o sistema compreendido pela rede de 440kV, de propriedade da CTEEP, que abrange quase toda a área do estado de São Paulo durante a recomposição. São escolhidos cinco corredores, que receberam seus nomes devido a maior usina presente, são eles: Água Vermelha (Rio Grande), Ilha Solteira (Rio Paraná), Jupia (Rio Paraná), Porto Primavera (Rio Paraná) e Capivara (Rio Paranapanema). Cada uma dessas usinas é responsável pela energização de uma ilha de recomposição. O diagrama unifilar do sistema São Paulo 440kV pode ser visto na Figura 9.

Os corredores foram escolhidos pelo alto número de linhas de transmissão que são potenciais escolhas de interligação para a fase coordenada da recomposição, e por apresentarem longas linhas de transmissão operadas em tensão elevada, exemplificando os sistemas encontrados pelos operadores durante a recomposição do SIN. Além disto, estes corredores são escolhidos por representam uma grande área do estado de São Paulo e possuem carga considerável conectada às suas barras.

Como motivo para a escolha deste sistema, pode também ser citada a importância deste sistema tanto para o SEP do estado de São Paulo, quanto para o SIN, uma vez que durante a fase coordenada da recomposição, diversos outros corredores, por exemplo o corredor de Itaipu, se conectam a corredores deste sistema. Por fim, mostra-se a importância destes corredores para a recomposição do SIN.

Postos os motivos da escolha dos corredores da recomposição, o próximo passo é explicar e exemplificar o funcionamento dos corredores durante a recomposição fluente e coordenada.

5.2.2 Recomposição fluente do Sistema São Paulo 440kV

Durante a recomposição fluente do Sistema São Paulo 440kV cinco usinas com capacidade de AR total são responsáveis pela recomposição deste sistema:

- UHE Água Vermelha
- UHE Ilha Solteira
- UHE Jupia
- UHE Taquaruçu (corredor Porto Primavera)
- UHE Capivara

De todas as usinas de AR total consideradas, a única que não dá nome a seu corredor é a UHE Taquaruçu, uma vez que a UHE Porto Primavera é a maior usina do corredor e acaba cedendo o nome para o mesmo.

Outra particularidade é o corredor da área Capivara. Este corredor, através da UHE Rosana energiza parte das cargas do estado do Mato Grosso do Sul pelo sistema 230kV da região. Entretanto, para fins de definição da área de atuação, somente o sistema 440kV da área de recomposição Capivara foi considerado para esta análise.

Durante a fase fluente da recomposição, há corredores que dividem a mesma SE mas funcionam de forma isolada. Os corredores Porto Primavera e Capivara dividem a SE Assis 440kV, enquanto que os corredores Água Vermelha e Porto Primavera dividem a SE Sumaré 440kV. Estas SEs são utilizadas como pontos de conexão entre os corredores e serão modeladas como barras diferentes para fins de estudos de fluxo de potência e transitórios eletromecânicos.

Dois corredores apresentam informações pré-estabelecidas em caso de incapacidade de AR da UHE do corredor. Em caso de incapacidade de AR da UHE Água Vermelha, o corredor de Ilha solteira, após terminada sua recomposição fluente, envia tensão para a área de Água Vermelha e energiza-se as máquinas da UHE referida. Para a área da UHE Capivara, em caso de incapacidade de partir as máquinas sem ajuda externa, o corredor de Porto Primavera, através da UHE Taquaruçu, envia tensão para a UHE Capivara, energizando os equipamentos e partindo as máquinas necessárias para dar prosseguimento a fase fluente da recomposição. Para ambos os casos de incapacidade de AR, após partir

as máquinas da UHE em questão, o paralelo entre as áreas é desconectado até a fase coordenada da recomposição.

Os passos de cada corredor, conforme indicado pelo ONS, estão explicados na seção 5.3, e podem ser encontrados em [50].

5.2.3 Recomposição Coordenada do Sistema São Paulo 440kV

Uma vez definidos os corredores da recomposição a serem estudados, após terminada a fase fluente, dá-se início a fase coordenada, onde os corredores serão conectados uns aos outros.

Seguindo-se as instruções contidas no MPO do ONS, observa-se que o paralelo entre os corredores são fechados da seguinte maneira:

Paralelo Jupiá - Ilha Solteira

- SE Jupiá envia tensão para SE Três Irmãos
- SE Três Irmãos envia tensão para SE Ilha Solteira
- SE Ilha Solteira fecha o paralelo

Paralelo Ilha Solteira - Água Vermelha

- SE Ilha Solteira envia tensão diretamente para SE Água Vermelha
- SE Água Vermelha Fecha o Paralelo

A Figura 10 mostra o diagrama unifilar do circuito simplificado dos corredores, no ponto do fechamento em paralelo para os três corredores considerados. Vale observar que para fechar o paralelo entre os corredores de Jupiá e Ilha Solteira, utiliza-se da SE Três Irmãos, entretanto a UHE Três Irmãos não participa deste procedimento, atuando posteriormente no sistema São Paulo 440kV.

Outro fator a ser considerado é o sentido de envio da tensão. As instruções especificam claramente quem deve energizar a linha e quem é responsável pelo sincronismo dos sistemas. Esta ordem de procedimento depende do acordo entre os Agentes atuantes no

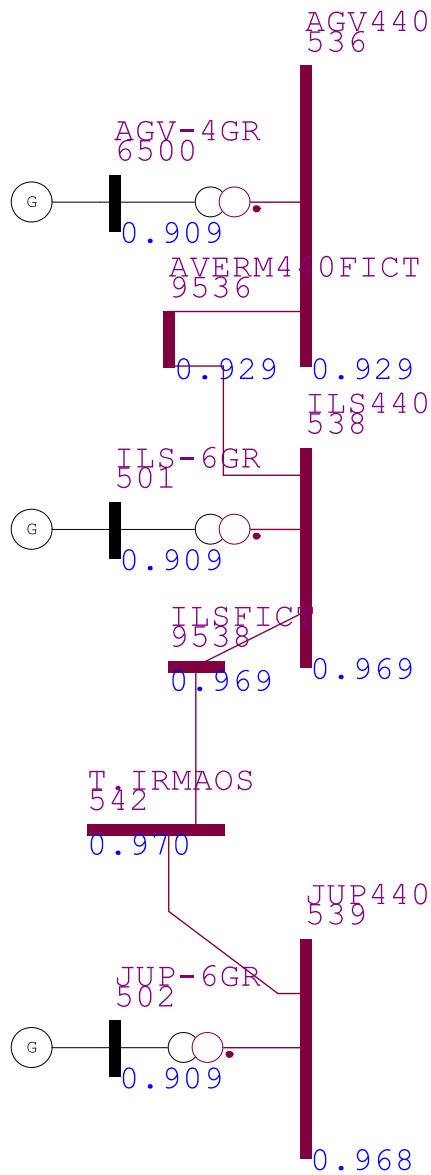


Figura 10: Paralelo Jupuíá - Ilha Solteira - Água Vermelha

processo, e pela presença de dispositivos adequados na SE, como por exemplo, reatores de linha ou proteção adequada para este tipo de evento.

Para completar o paralelo dos cinco corredores considerados, vem:

Paralelo Água Vermelha - Porto Primavera

- Fecha-se o paralelo na SE Sumaré, onde devem estar operando os dois sistemas de forma ilhada

Paralelo Porto Primavera - Capivara

- SE Capivara envia tensão para SE Taquaruçu
- SE Taquaruçu fecha o paralelo

O diagrama unifilar simplificado dos corredores após o fechamento em paralelo é mostrado na Figura 11.

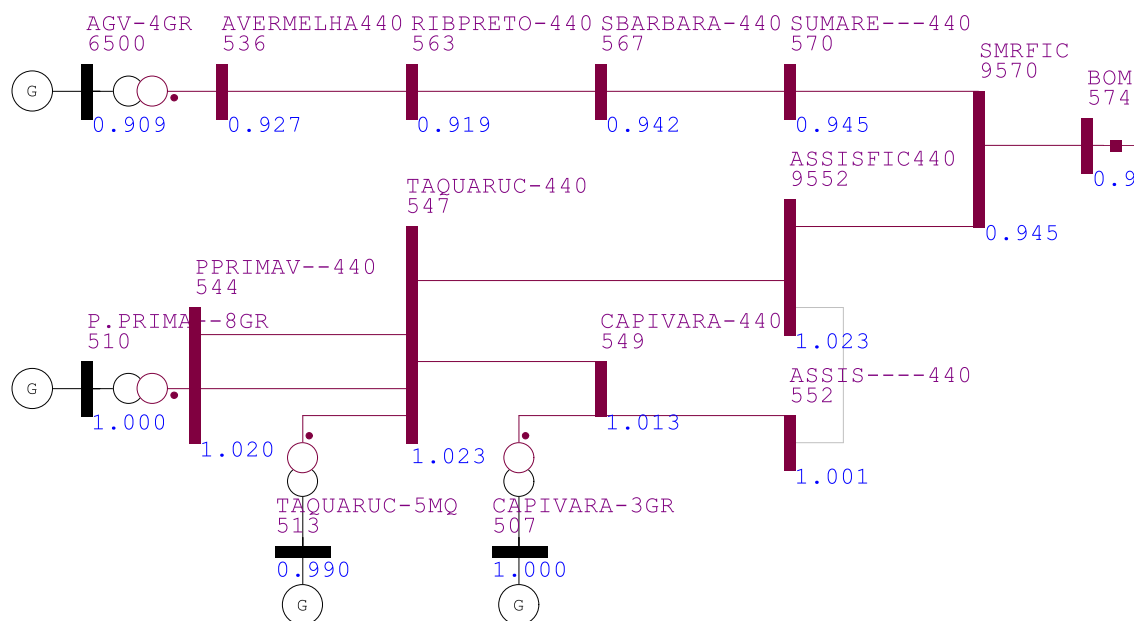


Figura 11: Água Vermelha - Capivara - Porto Primavera

Vale observar que no diagrama unifilar da Figura 11 a SE Assis e a SE Sumaré são representadas por dois barramentos, uma vez que estas SEs operam com dois corredores de forma independente durante a fase fluente da recomposição, mantendo-os desconectados até segunda ordem.

Nota-se que na maioria dos casos, o paralelo é fechado na SE pertencente à respectiva UHE. Entretanto, no caso dos corredores de Porto Primavera e Água Vermelha o paralelo é fechado da SE Sumaré, utilizando-se do fato de os corredores operarem na mesma SE, de forma independente. Sendo assim, não há necessidade de se conectar mais uma linha de transmissão para realizar esta manobra.

Conhecida a metodologia aplicada à recomposição do Sistema São Paulo 440kV, o próximo passo é a análise do fluxo de potência. Primeiramente, a análise é executada por corredor, uma vez que estes são ilhas elétricas. O segundo passo é executar a análise para a recomposição coordenada, onde as ilhas passam a fazer parte de um único sistema elétrico.

5.3 Regiões de Robustez Durante a Fase Fluente da Recomposição

Durante a recomposição do Sistema Interligado Nacional, as usinas com capacidade de AR iniciam o processo de geração, e estas usinas alimentam linhas de transmissão, estrategicamente escolhidas, formando ilhas chamadas de corredores pelo seu aspecto radial. Esta fase é conhecida como fase fluente da recomposição. Após a fase fluente concluída tem início a fase coordenada, onde as ilhas são conectadas umas com as outras, com a coordenação do ONS (vide Capítulo 3).

Para a análise dos corredores, a metodologia de identificação das áreas de robustez de SEP mostrada em 4, será aplicada aos sistemas, de forma a avaliar os corredores e identificar suas áreas menos robustas além de identificar as dificuldades operativas de cada corredor da recomposição.

5.3.1 O corredor de Água Vermelha

O corredor de Água Vermelha, apresentado na Figura 12 é composto por um sistema principal de aproximadamente 400km de linhas de transmissão em 440kV, e cargas conectadas a sistemas secundários em 138kV. Esta enorme extensão do sistema transforma as linhas de transmissão em grandes capacitores, injetando grandes quantidades de potência reativa no sistema.

Fazem parte deste corredor as seguintes empresas: AES-TIETÊ, CESP, CPFL, CTEEP e ELEKTRO; operando nas seguintes instalações: UHE Água Vermelha, SE Água Vermelha, SE Ribeirão Preto, SE Santa Bárbara d'Oeste e SE Sumaré. O diagrama unifilar deste corredor pode ser visto na Figura 12.

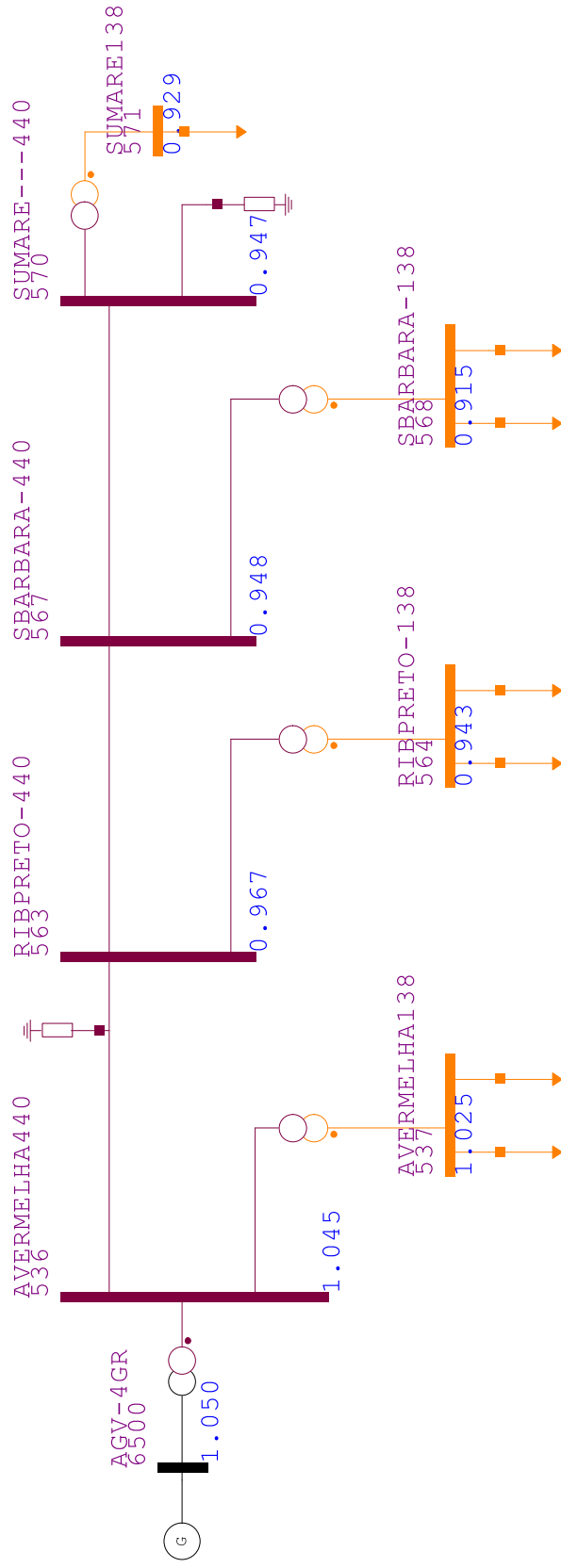


Figura 12: Corredor Água Vermelha

Note que para evitar sobretensões sustentadas causadas pela excessiva injeção de potência reativa pelo efeito capacitivo das linhas de transmissão, há reatores de linha e/ou de barra que devem ser previamente ligados antes da energização das linhas.

Executando o fluxo de potência para o caso do corredor de água vermelha, obtém-se os dados presentes nas Tabelas 7 e 8. Todas as cargas e dados de bancos considerados neste sistema são fornecidos pelo ONS, especificamente para a fase fluente da recomposição.

Tabela 7: Fluxo de Potência Corredor Água Vermelha - Resultado Por Barra

Barra	Nome	Tensão	Ângulo	P_g MW	Q_g MV _{ar}	P_l MW	Q_l MV _{ar}	$E0G-X_i^u$
536	AVERMELHA440	1,045	-2,9	0,0	0,0	0,0	0,0	67,0
537	AVERMELHA138	1,025	-5,9	0,0	0,0	120,0	39,4	10,5
563	RIBPRETO-440	0,967	-16,1	0,0	0,0	0,0	0,0	14,5
564	RIBPRETO-138	0,943	-19,9	0,0	0,0	130,0	42,8	5,3
567	SBARBARA-440	0,948	-21,3	0,0	0,0	0,0	0,0	38,7
568	SBARBARA-138	0,915	-26,6	0,0	0,0	180,0	59,2	5,0
570	SUMARE—440	0,946	-21,5	0,0	0,0	0,0	0,0	34,0
571	SUMARE—138	0,928	-24,6	0,0	0,0	100,0	32,9	4,1
6500	AGV-4GR	1,050	0,0	539,6	68,6	0,0	0,0	51,2

Ao fim da fase fluente da recomposição, nota-se que o sistema não apresenta sobretensões sustentadas, para este perfil de cargas. Este resultado pode ser visto na Tabela 7 que contém o resultado do fluxo de potência por barra para este corredor.

Conforme norma do ONS, todos os transformadores são colocados com TAP na posição nominal, os bancos de reatores presentes na SE Ribeirão Preto são conectados, e retomada a carga máxima possível para cada empresa. Caso seja necessário, após a conexão das cargas, é possível alterar a posição dos TAPs dos transformadores a fim de controlar o nível de tensão imposto à carga.

No diagrama unifilar, algumas cargas aparecem divididas em duas partes, esta representação é escolhida para demonstrar que a carga deve ser tomada em dois patamares nas barras consideradas, para evitar grandes desvios de frequência por parte dos geradores.

O sistema apresenta perfil de tensão regular, dentro da faixa estabelecida pelo ONS para a recomposição fluente, mas se nota que a tensão dos geradores deve ser extremamente controlada, uma vez que o menor aumento da tensão no gerador provoca um aumento exagerado da tensão nas barras, principalmente na barra 567 (440kV) da SE Santa Bárbara podendo chegar a mais de 20%.

Este fato se deve ao comportamento da capacitância das linhas de transmissão. A

injeção de potência reativa por elementos capacitivos na rede pode ser equacionada da seguinte forma: $Q_{inj} = V^2/X_C$. Sendo assim, a injeção de potência reativa cresce com o quadrado da tensão, e o aumento da injeção de potência reativa faz o módulo da tensão aumentar. Assim, cria-se um ciclo que pode levar os isoladores do sistema a falhar, ou os relés de sobretensão (59) a desligar o sistema.

Entretanto, para este ponto de operação, os TAPs foram mantidos em seus valores nominais, uma vez que não houve necessidade de controle de tensão nas barras de carga por meio deste mecanismo, as próprias UGs da UHE Água Vermelha são capazes de controlar o nível de tensão deste sistema.

Este corredor apresenta margem de carga de 11,6%, conforme pode ser visto no relatório geral do fluxo de potência presente na Tabela 8. Este resultado indica que o sistema está próximo a seu máximo carregamento.

Tabela 8: Fluxo de Potência Corredor Água Vermelha - Resultado Geral

Margem de carga	Geração TotalMW	Carga TotalMW	Eficiência	$\sum_{i=1}^n EOG_{-}X_i^u$	$\sum_{i=1}^n \Delta E_T(X_i^s, X_i^u)$
11,6%	539,6	530,0	98,2%	230,2	248,8

Conhecidas as características deste corredor, para o fluxo de potência, é possível seguir para a identificação das áreas de robustez do sistema. Novamente observa-se o agrupamento de algumas barras em torno de alguns patamares, e um intervalo pronunciado entre os mesmos. Sendo assim, utilizando esta característica de agrupamento das barras quanto sua situação de robustez, é possível dividi-las, conforme a Tabela 9.

Tabela 9: Áreas de robustez - Corredor Água Vermelha

Nível de Robustez	Barras Pertencentes
Bom	536;6500
Regular	567;570
Crítico	537;563
Muito Crítico	564;568;571

Assim como no sistema IEEE-14 barras, é criou-se para este sistema o mapa de cores indicando as regiões de fragilidade segundo a coluna da direita da Tabela 7. identicamente ao sistema teste, utilizou-se o software Matlab[®] e as coordenadas das barras obtidas através do programa ANAREDE (CEPEL). Importante observar que o programa ANAREDE é utilizado apenas para criar os diagramas unifilares, sendo que as soluções dos fluxos de carga apresentados no trabalho são de um programa específico, desenvolvido pelo autor.

Esta degradação da estabilidade em sistemas elétricos de potência provocado pelos reatores de barra e de linha é conhecida no âmbito da estabilidade angular.

Finalmente, é possível operar com segurança este corredor de recomposição fluente do SIN, desde que alguns cuidados sejam tomados na operação, principalmente quanto à tensão da geração, devendo ser mantida fielmente como o indicado pelo ONS em [50].

5.3.2 O corredor de Ilha Solteira

Como o próprio nome diz, este corredor é energizado pela UHE Ilha Solteira. Sendo a maior usina da CESP, com 3444MW de potência instalada, inaugurada em 1978, conta com 20 unidades geradoras movidas por turbinas do tipo Francis. Cinco empresas do setor elétrico participam deste corredor, sendo elas: BANDEIRANTE, CESP, CPFL, CTEEP, ELEKTRO, ELETROPAULO, FURNAS. O diagrama unifilar deste corredor pode ser visto na Figura 14.

Como pode ser visto, há elementos destacados em cinza claro neste sistema. Estes elementos estão desligados da rede elétrica e só podem entrar em operação na fase fluente da operação com a autorização do ONS. São considerados conectados a este sistema todos os equipamentos necessários para a fase fluente da recomposição do corredor, conforme [50]. Este sistema apresenta seu tronco principal de transmissão em 440kV até a SE Santo Ângelo, de onde é transformado para 345kV.

Executando o fluxo de potência para o corredor da recomposição considerado, tem-se os dados apresentados nas Tabelas 10 e 11.

Tabela 10: Fluxo de Potência Corredor Ilha Solteira - Resultado Por Barra

Barra	Nome	Tensão	Ângulo	P_g MW	Q_g MVar	P_l MW	Q_l MVar	$E0G_X_i^u$
78	TPE-345	0,943	-19,5	0,0	0,0	0,0	0,0	31,2
449	ITE-345	0,946	-18,9	0,0	0,0	0,0	0,0	53,6
464	LEST-345	0,937	-20,5	0,0	0,0	0,0	0,0	94,4
466	RRF-345	0,936	-20,7	0,0	0,0	0,0	0,0	84,5
467	RRF-88	0,913	-26,7	0,0	0,0	160,0	52,6	4,0
501	ILS-6GR	1,002	0,0	317,3	-62,0	0,0	0,0	44,5
538	ILS-440	1,009	-2,0	0,0	0,0	0,0	0,0	50,3
559	ARA-440	0,940	-13,1	0,0	0,0	0,0	0,0	14,5
560	ARA-138	0,910	-18,0	0,0	0,0	150,0	49,4	5,9
593	SAA-440	0,948	-18,1	0,0	0,0	0,0	0,0	56,8
594	SAA-345	0,947	-18,5	0,0	0,0	0,0	0,0	87,4

O resultado do fluxo de potência individualizado por barra mostra que todas as barras apresentam tensões dentro dos limites especificados ($1,0 \pm 0,1$ pu). Deve-se tomar muito cuidado com o controle de tensão das UGs para não haver sobretensões nas barras nem sub excitação das máquinas [50].

O resultado geral do fluxo de potência, Tabela 11, mostra que o sistema possui margem de carga de 2,7%, margem essa próxima àquela calculada para o corredor de Água Vermelha.

Tabela 11: Fluxo de Potência Corredor Ilha Solteira - Resultado Geral

Margem de carga	Geração TotalMW	Carga TotalMW	Eficiência	$\sum_{i=1}^n EOG-X_i^u$	$\sum_{i=1}^n \Delta E_T(X_i^s, X_i^u)$
12,7%	317,3	310,0	97,7%	527,0	850,1

Agrupando-se as barras, conforme sua distribuição em torno de alguns patamares, é possível organiza-las conforme seu nível de robustez, Tabela 12.

Tabela 12: Áreas de robustez - Corredor Ilha Solteira

Nível de Robustez	Barras Pertencentes
Bom	464;466;594
Regular	449;501;538;
Crítico	78;559
Muito Crítico	467;560

Assim como no caso anterior, fez-se o mapa de cores para facilitar a visualização dos dados presentes na Tabela 10. O mapa de cores para este sistema de recomposição pode ser encontrado na Figura 15.

Novamente é possível ver o efeito degradante da tensão devido aos reatores shunt de barra e de linha. Mas novamente uma característica se faz presente neste sistema. Note que o transformador entre as barras 466 e 467 apresenta uma barreira ao fluxo de potência reativa, gerando uma região crítica na barra 467, mas este efeito não acontece na transformação entre as barras 593 e 594.

Esta situação é mais complexa analisar. Primeiramente, note que a barra SAA - 440 (593) apresenta um compensador shunt de linha, e que a impedância entre as barras é muito reduzida, na ordem de 0,36pu, diferenciando dos demais transformadores apresentados. Além do mais, o efeito capacitivo da linha de transmissão adjacente é pequeno, 7,5MVar, promovendo uma melhoria na criticidade da barra em questão. Posto isto, a transformação de tensão, neste caso, não é o efeito preponderante para definir a robustez do sistema.

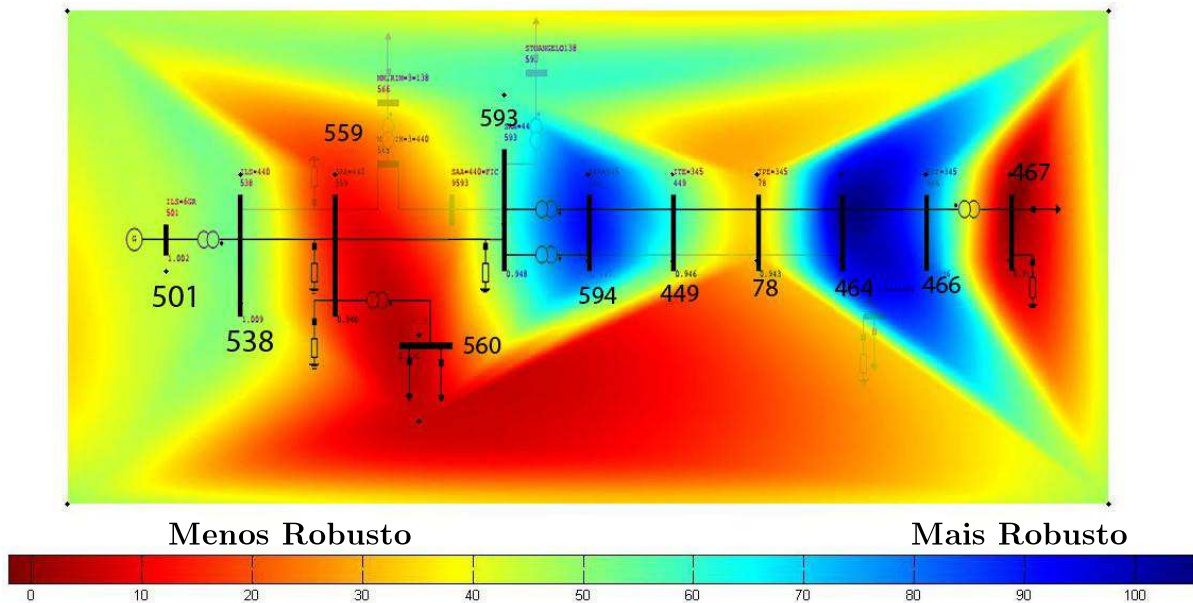


Figura 15: Áreas de Robustez - Corredor Ilha Solteira

5.3.3 O Corredor de Jupuí

A UHE Jupuí foi inaugurada em 1974 e conta com 1551,2MW de potência instalada para abastecer seu respectivo corredor de recomposição. Esta usina é operada pela CESP, assim como a UHE Ilha Solteira. O corredor de recomposição de Jupuí apresenta uma particularidade: ramificação. Este corredor se divide em dois grandes corredores operados em 440kV a partir da SE Bauru e, posteriormente, reduzidos para 230kV ou 345kV. O diagrama unifilar do corredor Jupuí é apresentado na Figura 16.

Os barramentos e componentes em cor cinza claro estão desligados, não se conectam a este sistema durante a fase fluente da recomposição.

Executando o fluxo de carga para o sistema do corredor Jupuí, com os dados obtidos através do ONS, tem-se os dados presentes na Tabela 13, na Tabela 14 e na Tabela 15.

Este corredor apresenta-se altamente crítico no quesito compensação de potência reativa. A bifurcação topológica deste sistema faz com que duas grandes linhas de transmissão operem simultaneamente e com carga reduzida, fazendo com que, de acordo com dados fornecidos pelo ONS, as duas linhas injetem no sistema aproximadamente 555 MVar de potência reativa. Por este motivo é inviável operar este sistema sem qualquer um dos bancos conectados à barra da SE Bauru (561) e as barras das SE Cabreúva e SE Embu Guaçu, mesmo com as cargas conectadas.

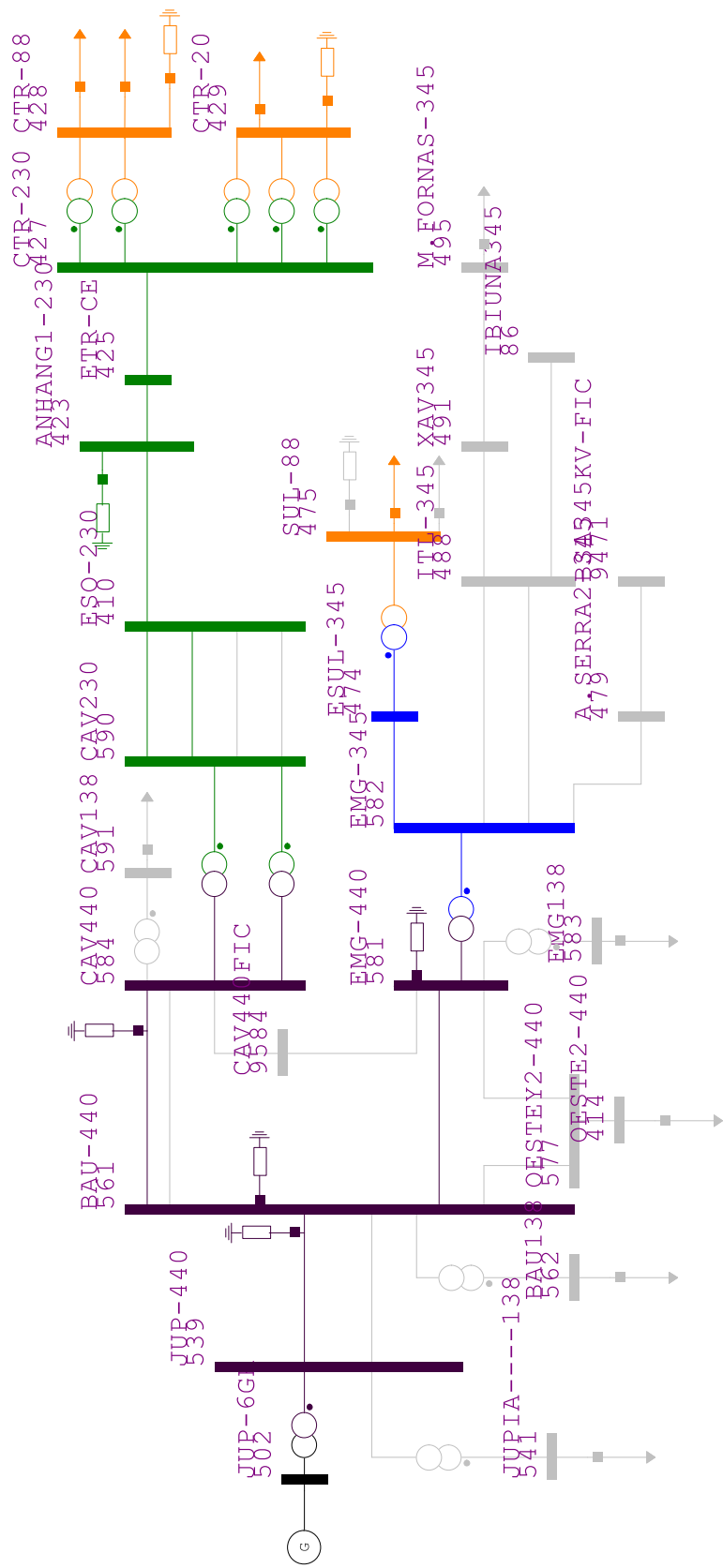


Figura 16: Corredor Jupia

Tabela 13: Fluxo de Potência Corredor Jupuíá - Resultado Por Barra

Barra	Nome	Tensão	Ângulo	P_g MW	Q_g MVar	P_l MW	Q_l MVar	$E0G-X_i^u$
423	ANHANG1-230	0,989	-18,8	0,0	0,0	0,0	0,0	22,9
425	ETR-CE	0,987	-19,5	0,0	0,0	0,0	0,0	30,1
427	CTR-230	0,983	-20,7	0,0	0,0	0,0	0,0	22,9
428	CTR-88	0,977	-22,9	0,0	0,0	100,0	32,9	4,8
429	CTR-20	0,965	-24,1	0,0	0,0	150,0	49,3	5,2
474	ESUL-345	1,033	-11,3	0,0	0,0	0,0	0,0	20,1
475	SUL-88	1,026	-12,3	0,0	0,0	30,0	10,0	5,1
502	JUP-6GR	1,020	0,0	288,1	-143,5	0,0	0,0	31,3
539	JUP-440	1,044	-2,5	0,0	0,0	0,0	0,0	39,3
561	BAU-440	1,035	-10,1	0,0	0,0	0,0	0,0	20,2
581	EMG-440	1,031	-10,8	0,0	0,0	0,0	0,0	50,6
582	EMG-345	1,032	-10,9	0,0	0,0	0,0	0,0	59,7
584	CAV440	1,013	-15,2	0,0	0,0	0,0	0,0	65,7
590	CAV230	1,011	-15,8	0,0	0,0	0,0	0,0	73,1

Uma vez conectados todos os reatores de linha e de barra, este sistema apresenta perfil de tensão viável em todas as barras do sistema, sem problemas de sobretensão. Nas barras de carga da SE Centro, o problema é subtensão, controlada com a inserção de capacitores de barra.

A margem de carga deste sistema é de 13,8%, conforme mostrado pelos dados do fluxo de potência presentes na Tabela 14.

Tabela 14: Fluxo de Potência Corredor Jupuíá - Resultado Geral

Margem de carga	Geração TotalMW	Carga TotalMW	Eficiência	$\sum_{i=1}^n E0G-X_i^u$	$\sum_{i=1}^n \Delta E_T(X_i^s, X_i^u)$
13,8%	288,1	280,0	97,2%	471,9	668,5

Com uma rápida inspeção nos dados é possível observar que as três barras de carga (428, 429 e 475) apresentam baixos níveis de robustez, como era de se esperar, com os resultados das ilhas anteriores. Com os dados da última coluna da Tabela 13 é possível criar o mapa de cores das áreas de robustez deste sistema, Figura 17.

Tabela 15: Áreas de robustez - Corredor Jupuíá

Nível de Robustez	Barras Pertencentes
Bom	581;582;584;590
Regular	425;502;539
Crítico	423;427;474;561
Muito Crítico	428;429;475

À primeira vista observa-se que as barras de carga apresentam baixo nível de robustez, como mencionado anteriormente. Além da barra de 440kV da SE Bauru, mesmo com forte compensação shunt, apresenta-se com níveis intermediários de robustez. O inesperado é que neste sistema a região de rebaixamento da tensão de transmissão apresente excelentes valores de robustez. No mapa da Figura 9 é possível notar que as subestações rebaixadoras estão bem próximas à capital paulista. Um ótimo indício, uma vez que há uma região robusta próxima à carga.

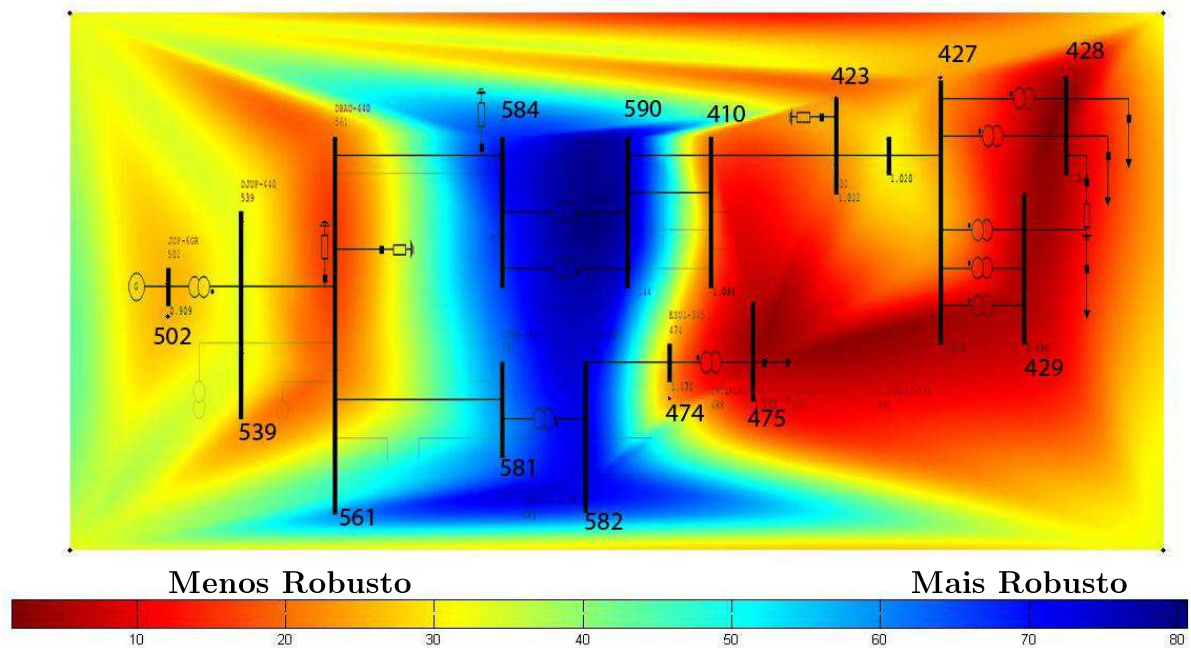


Figura 17: Áreas de Robustez - Corredor Jupuí

5.3.4 O Corredor de Porto Primavera

Originalmente este corredor era composto pela UHE Taquaruçu e pela UHE Capivara, ambas operadas pela DUKE Energy. No entanto, com a entrada da UHE Porto Primavera em operação, este corredor é dividido em dois, e passou a receber o nome da usina do rio Paraná, apesar da UHE Taquaruçu ser a usina de “black-start”. O outro corredor com a UHE Capivara é estudado adiante.

As empresas participantes na área são: AES-Tietê, CAIUÁ, CESP, CPFL, CTEEP, DUKE-ENERGY, ELEKTRO e TAESA.

O diagrama unifilar do Corredor de Porto Primavera pode ser visto na Figura 18.

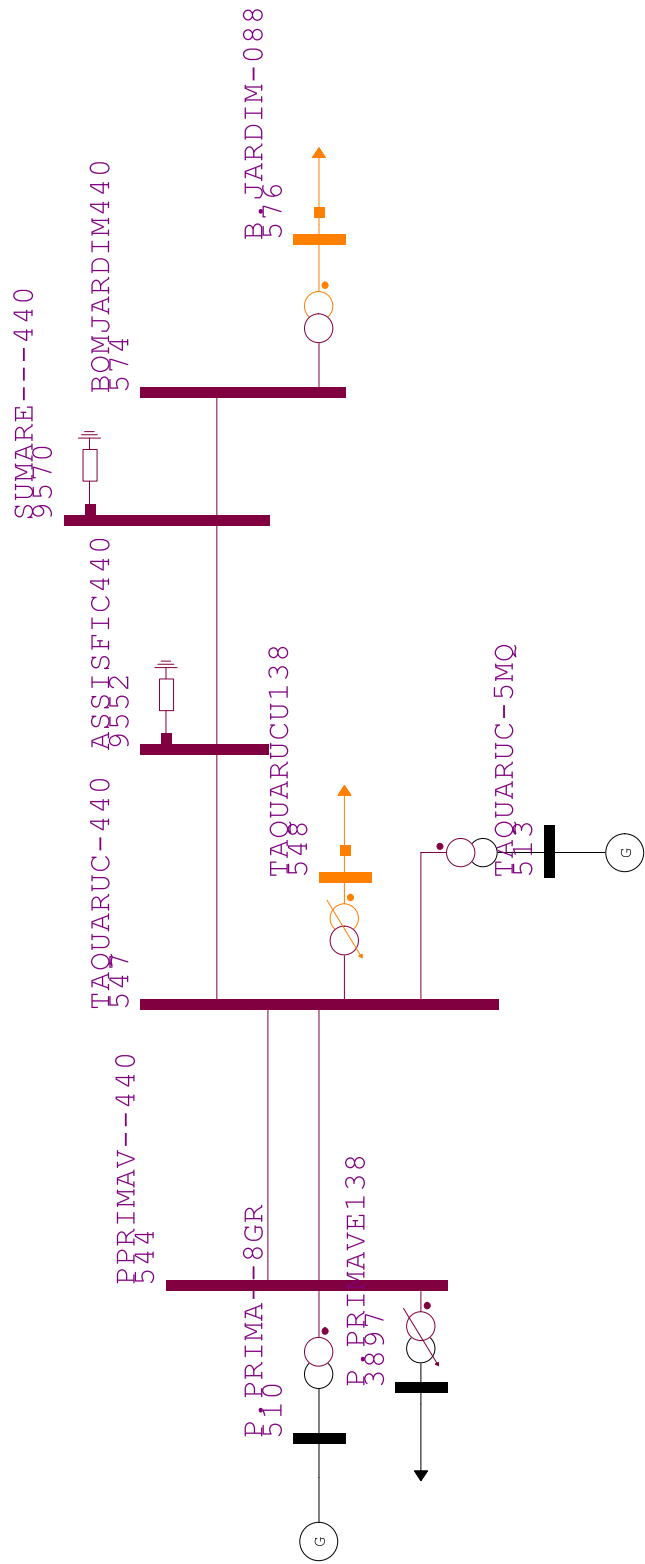


Figura 18: Corredor Porto Primavera

Aqui é possível observar a confluência dos corredores da recomposição. A barra número 9570 pertence à SE Sumaré, a mesma do corredor Água Vermelha. Apesar de dividirem a mesma subestação, as ilhas operam separadamente até que seja executada a sincronização dos sistemas durante a fase coordenada da recomposição. Este corredor divide a SE Assis com o corredor Capivara.

Há grande interesse por parte dos operadores do sistema em manter dois sistemas separados na SE Sumaré, visto que a SE Bom Jardim alimenta um dos COS da CTEEP, portanto, no caso de falha de um dos sistemas em questão, há a possibilidade do outro assumir a carga da região, evitando que o COS Bom Jardim fique sem energia por longos períodos [41].

Outra particularidade deste corredor é a presença de mais de uma usina. No caso, há a possibilidade de ambas operarem no controle de frequência do gerador, mas apenas uma deve fazer este papel a fim de evitar oscilações entre as máquinas. Portanto, as máquinas da UHE Taquaruçu assumem o modelo de barra $V\Theta$ enquanto que as máquinas da UHE Porto Primavera operam como barra PV. Como para operar como barra PV é preciso conhecer a potência ativa despachada pela máquina e o ONS determina que durante a fase fluente a CESP, operadora da UHE Porto Primavera, despache no mínimo 80MW em no mínimo 5 unidades geradoras, e adotou-se 180MW para o estudo de caso.

O resultado do fluxo de carga por barra é apresentado na Tabela 16. Observa-se que todas as tensões deste corredor apresentam-se dentro da faixa aceitável de operação definida pelo ONS. Ajustou-se o fluxo de cargas de tal forma que ambas usinas operassem absorvendo potência reativa do sistema, de forma compatível com suas capacidades nominais.

Tabela 16: Corredor Porto Primavera - Resultado Por Barra

Barra	Nome	Tensão	Ângulo	P_g MW	Q_g MVar	P_l MW	Q_l MVar	$E0G_X_i^u$
510	P.PRIMA	0,925	1,3	180,0	-224,0	0,0	0,0	30,4
513	TAQUARUCU	0,909	0,0	57,7	-157,1	0,0	0,0	11,1
544	PPRIMAV-440	0,959	-0,3	0,0	0,0	0,0	0,0	107,8
547	TAQUARUC-440	0,972	-1,4	0,0	0,0	0,0	0,0	72,4
548	TAQUARUCU138	0,959	-3,2	0,0	0,0	65,0	26,3	8,5
574	BOMJARDIM440	1,019	-10,0	0,0	0,0	0,0	0,0	12,9
576	B.JARDIM-088	0,985	-14,3	0,0	0,0	160,0	65,8	3,5
3897	P.PRIMAVE138	0,958	-0,3	0,0	0,0	9,7	3,7	35,7
9552	ASSISFIC440	1,018	-4,4	0,0	0,0	0,0	0,0	14,6
9570	SUMARE-440	1,024	-9,3	0,0	0,0	0,0	0,0	15,2

Vale observar que a margem de carga para este corredor é a maior vista até agora, atingindo 53,4%, conforme mostrado na Tabela 17. Este corredor não se apresenta crítico quanto ao excesso de potência reativa.

Tabela 17: Corredor Porto Primavera - Resultado Geral

Margem de carga	Geração TotalMW	Carga TotalMW	Eficiência	$\sum_{i=1}^n E0G_X_i^u$	$\sum_{i=1}^n \Delta E_T(X_i^s, X_i^u)$
53,4%	237,7	234,7	98,7%	312,0	170,7

Conforme os dados contidos na Tabela 16, é possível separar os barramentos deste sistema conforme seus níveis de robustez, Tabela 18.

Tabela 18: Áreas de robustez - Corredor Porto Primavera

Nível de Robustez	Barras Pertencentes
Bom	544;547
Regular	510;3897
Crítico	513;9552;9570
Muito Crítico	548;576

Gerando o mapa de cores deste sistema indicando as regiões de robustez conforme $E0G_X_i^u$, Figura 19.

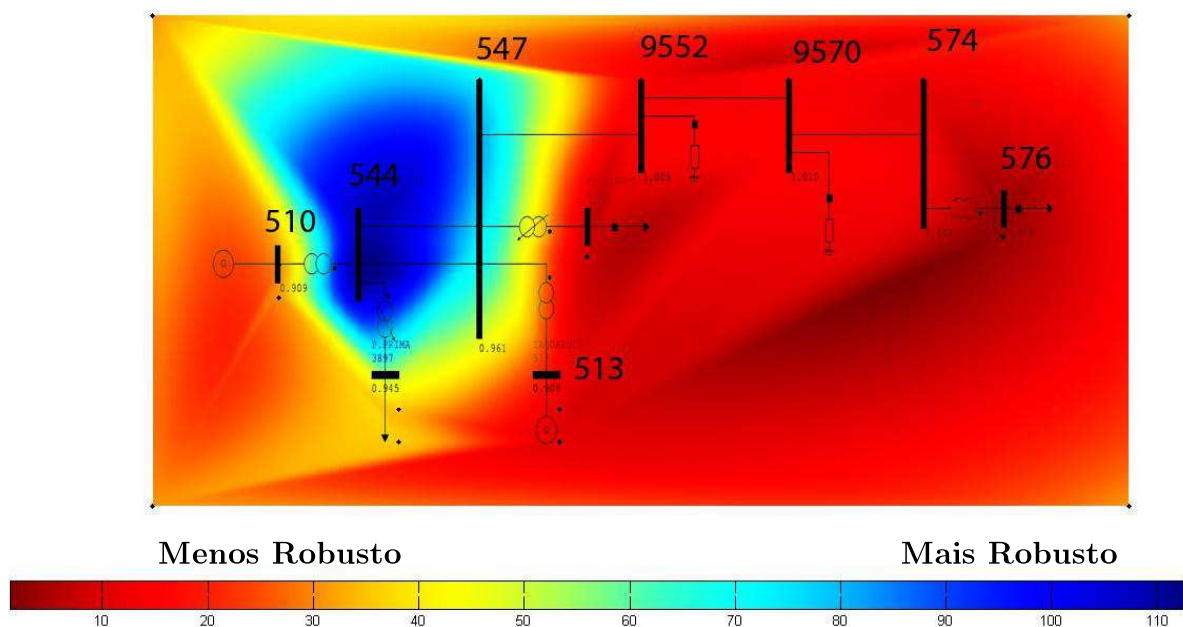


Figura 19: Corredor Porto Primavera

É possível observar que toda a região pertencente a área de transmissão deste sistema se apresenta pouco robusta em relação à área próxima às UHEs consideradas. Esta degra-

dação do nível de robustez das barras de 440kV do corredor vem do fato de que grandes reatores shunt estarem conectados às barras afim de evitar sobretensões no sistema.

5.3.5 O Corredor da Área Capivara

A UHE Capivara é situada à montante da UHE Taquaruçu e é a maior do rio Parapanema, contando com 619MW de potência instalada. A atual operadora da instalação é a DUKE Energy. Durante a fase fluente da recomposição é necessário que a usina parta ao menos três UGs.

O corredor da UHE Capivara faz fronteira com o corredor Porto Primavera na SE Assis 440kV e por isso é considerado no estudo. Seu corredor se estende para o estado do Mato Grosso do Sul e Paraná, porém, estes circuitos, são desconsiderados nesta análise. O diagrama unifilar pode ser visto na Figura 20.

As seguintes empresas fazem parte desta área: COPEL, CTEEP, DUKE ENERGY, EDEVP, ELEKTRO, ENERSUL, CAIUÁ e ELETROSUL.

Executando o fluxo de potência para o corredor da área Capivara, obtém-se os dados o resultado por barra, Tabela 19. Observa-se que o sistema apresenta condições operativas viáveis no quesito nível de tensão.

Tabela 19: Corredor Porto Primavera - Resultado Por Barra

Barra	Nome	Tensão	Ângulo	P_g MW	Q_g MVar	P_l MW	Q_l MVar	$E0G_X_i^u$
507	CAPIVARA	0,990	0,0	165,1	58,3	0,0	0,0	11,0
549	CPV-440	0,975	-2,7	0,0	0,0	0,0	0,0	21,8
550	CPV-138	0,957	-5,7	0,0	0,0	100,0	32,9	2,3
552	ASSIS-440	0,963	-3,4	0,0	0,0	0,0	0,0	15,4
553	ASSIS-230	0,955	-4,9	0,0	0,0	65,0	20,0	5,3

Quanto aos dados gerais do fluxo de potência, observa-se que a margem de carga deste é altíssima, chegando a quase 300%. Uma vez que os ramais de distribuição em 138kV, e o sistema Sul Mato-grossense operado em 230kV foram desprezados, sobrou apenas uma pequena parcela do mesmo, operada em 440kV. Sendo assim, a margem de carga deste sistema pode ser desconsiderada, em uma primeira análise.

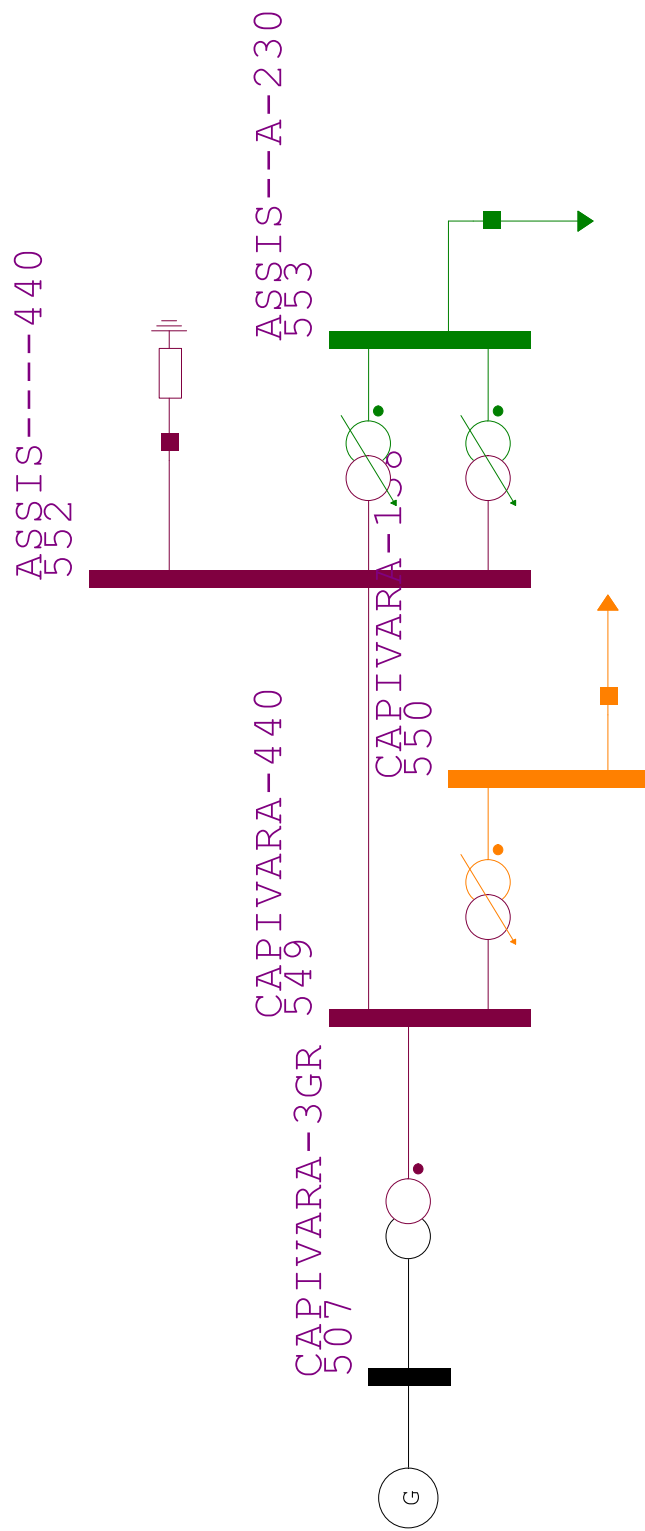


Figura 20: Corredor da Área Capivara

5.3.6 Análises e Considerações

Todos os corredores apresentaram pontos de operação viáveis para a fase fluente da recomposição, com tensões dentro da faixa permitida para esta fase e capaz de atender as cargas prioritárias. Estas cargas evitam que o excesso de potência reativa gerada pelas linhas de transmissão elevem a tensão em demasia nos barramentos do sistema e comprometam a isolação dos mesmos. Além disto, estas cargas evitam a subexcitação das máquinas.

Outro fato interessante a ser observado é a topologia dos corredores. Em sua maioria saem de regiões afastadas, onde há disponibilidade energética, e vão em direção aos grandes centros. Este fato também é visto em vários outros corredores não considerados neste trabalho. Esta configuração permite que alguns sistemas essenciais das grandes cidades voltem a operar o mais rápido o possível.

A ferramenta baseada em função energia mostrou-se eficaz em seu propósito de indicar as regiões de robustez do corredores da recomposição. Esta capacidade da ferramenta em identificar áreas de robustez é utilizada a seguir durante a fase coordenada da recomposição dos corredores até então estudados.

Conhecidos os corredores estudados neste trabalho, é chegada a hora de analisar o sistema elétrico de 440kV durante a fase coordenada da recomposição. Para isso são avaliadas as instruções operativas do ONS para o SIN durante a fase coordenada da recomposição, e segundo o critério da Função Energia são encontradas áreas de robustez e possíveis indicações são feitas às normas do ONS.

5.3.7 Fechamento em Paralelo dos Corredores

Segundo o Manual de Procedimentos de Operação - Módulo 10 - Submódulo 10.21 [50] do ONS, as ilhas de recomposição apresentadas no seção 5.3 são conectadas da seguinte forma:

Paralelo Jupia - Ilha Solteira

- SE Jupia envia tensão para SE Três Irmãos
- SE Três Irmãos envia tensão para SE Ilha Solteira
- SE Ilha Solteira fecha o paralelo

Paralelo Ilha Solteira - Água Vermelha

- SE Ilha Solteira envia tensão diretamente para SE Água Vermelha
- SE Água Vermelha fecha o Paralelo

Paralelo Água Vermelha - Porto Primavera

- Fecha-se o paralelo na SE Sumaré, onde devem estar operando os dois sistemas de forma ilhada

Paralelo Porto Primavera - Capivara

- SE Capivara envia tensão para SE Taquaruçu
- SE Taquaruçu fecha o paralelo

Assim como especificado acima pelo ONS, é realizada a análise para o sistema, agora em recomposição coordenada. O diagrama unifilar completo do sistema encontra-se no Apêndice D, Figura 55, e o cartão com as informações para o fluxo de potência, do formato anarede, no Apêndice B, Tabela. Além disso, um diagrama unifilar simplificado do sistema São Paulo 440kV é apresentado na Figura 22.

A primeira aproximação realizada neste ponto é considerar as cargas absorvidas diretamente da rede básica, i.e., tensões inferiores como 138kV e 88kV não são consideradas nesta análise. Esta aproximação permite que a parte instável da função energia tenha melhor resolução para separar as regiões da rede de AT. A segunda consideração é considerar que a SE Assis normalize sua operação e feche em anel os corredores de Porto Primavera e Capivara. Esta consideração é válida, uma vez que a SE Assis não precisa esperar outros eventos para normalizar os barramentos após ser fechado o paralelo entre os corredores citados. O tempo entre fechar o paralelo e fechar o anel é muito curto, podendo ser desconsiderado.

5.3.8 Possíveis Soluções segundo Critério das Regiões de Robustez

Ao fazer a análise das regiões de robustez a parte instável da função energia ($E0G-X_i^u$) indica três importantes barramentos do sistema 440kV em condições críticas, são eles:

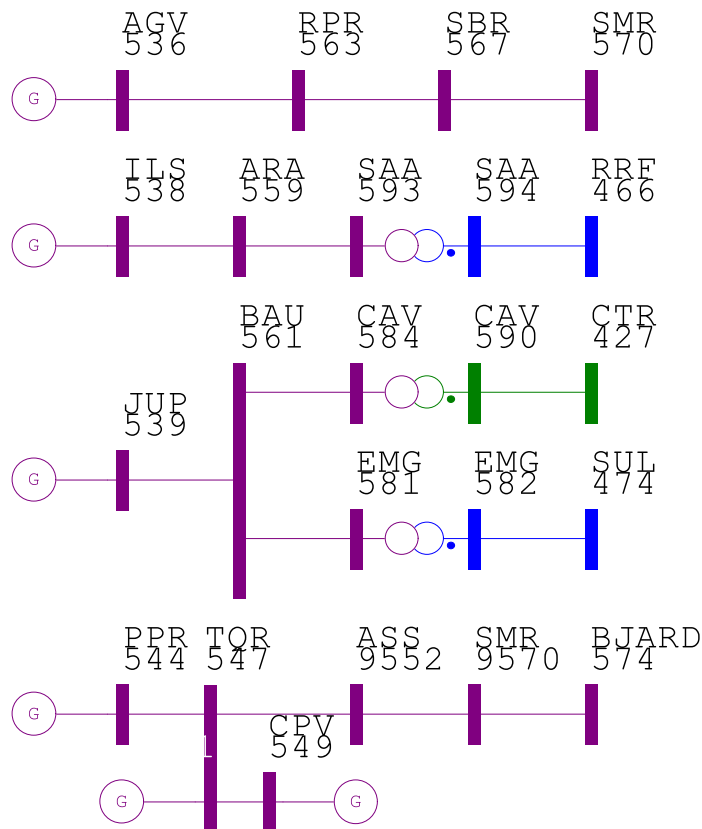


Figura 22: Diagrama unifilar simplificado - Sistema São Paulo 440kV

SE Ribeirão Preto, SE Araraquara e SE Bauru. Interessante observar que todos estes resultados são previstos durante a fase fluente da recomposição na seção 5.3.

Além dos barramentos indicados, alguns outros barramentos de carga, como a SE Sul e SE Centro também encontram-se em região de baixa robustez, Figura 23. Outro fator importante é que a barra da SE Assis (552) apresentou importante melhoria em seu nível de robustez, com o fechamento do paralelo entre os corredores de Água Vermelha, Porto Primavera e Capivara. Lembrando que a Barra da SE Assis fecha em anel, fortalecendo a conexão entre os corredores de Porto Primavera e Capivara.

Para elevar o nível de robustez do caso base, mostrado na Figura 23, procurou-se duas linhas de transmissão, que quando fechadas formariam elos. Esses elos, por sua vez, elevariam o nível de robustez do sistema.

Após simulações, notou-se que segundo o critério de regiões de robustez, a melhor configuração para este sistema é a conexão entre alguns dos principais barramentos deste sistema. Quando dito principais, leva-se em conta a a potência instalada no barramento e o número de ligações que este possui. Portanto, duas linhas de transmissão são ligadas:

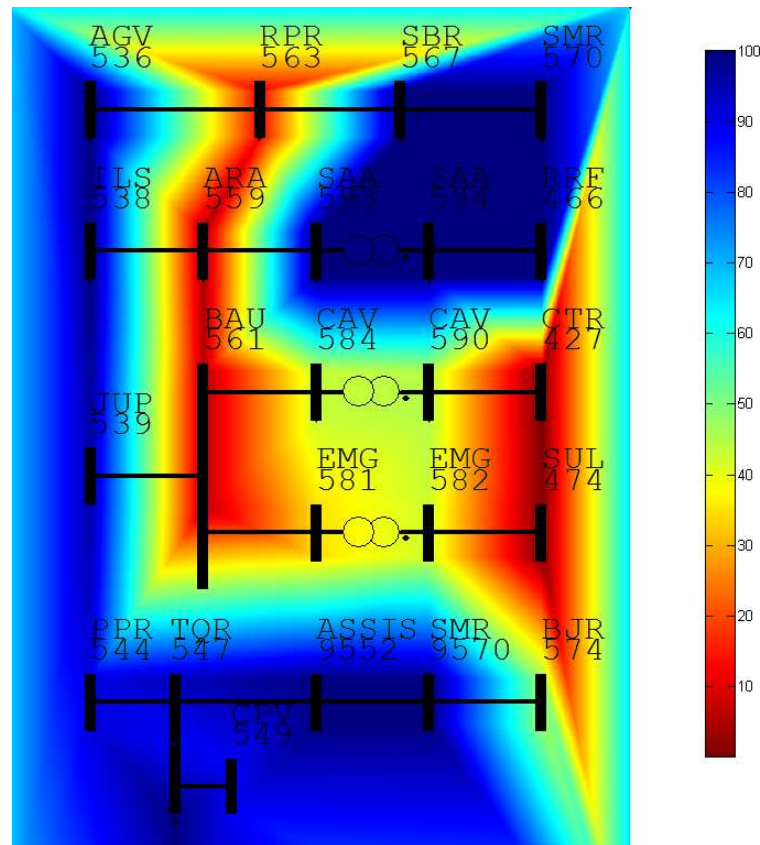


Figura 23: Áreas de Robustez para o Caso Base

Linha 440kV entre SE Assis e SE Bauru e Linha 440kV entre SE Bauru e SE Araraquara. A SE Ribeirão preto não é considerada nesta análise por não ter nenhuma outra conexão possível com o sistema em estudo. Com o fechamento destas duas linhas de transmissão, formam-se elos, e estes elos permitem melhor fluxo de potência ativa e reativa no sistema, e esta melhoria é identificada pela função energia.

A Figura 24, apresenta o diagrama unifilar desta solução.

Gerando o mapa de cores da solução proposta pela função energia, Figura 25, nota-se que a SE Bauru (561) é a barra mais beneficiada por esta solução. Além disso, as barras da SE Embu-Guaçu (581/582) e da SE Cabreúva (584/590), apresentam melhorias. A barra 440kV da Se Araraquara (559) apresenta também leve melhoria em seu nível de robustez.

Entretanto, nota-se que, mesmo com o fechamento destes dois ramos do sistema, a barra da SE Ribeirão Preto (563) apresenta baixo nível de robustez, assim como as barras de carga SE Centro (527) e SE Sul (474).

Para comparar a solução obtida pela proposta do critério das áreas de robustez,

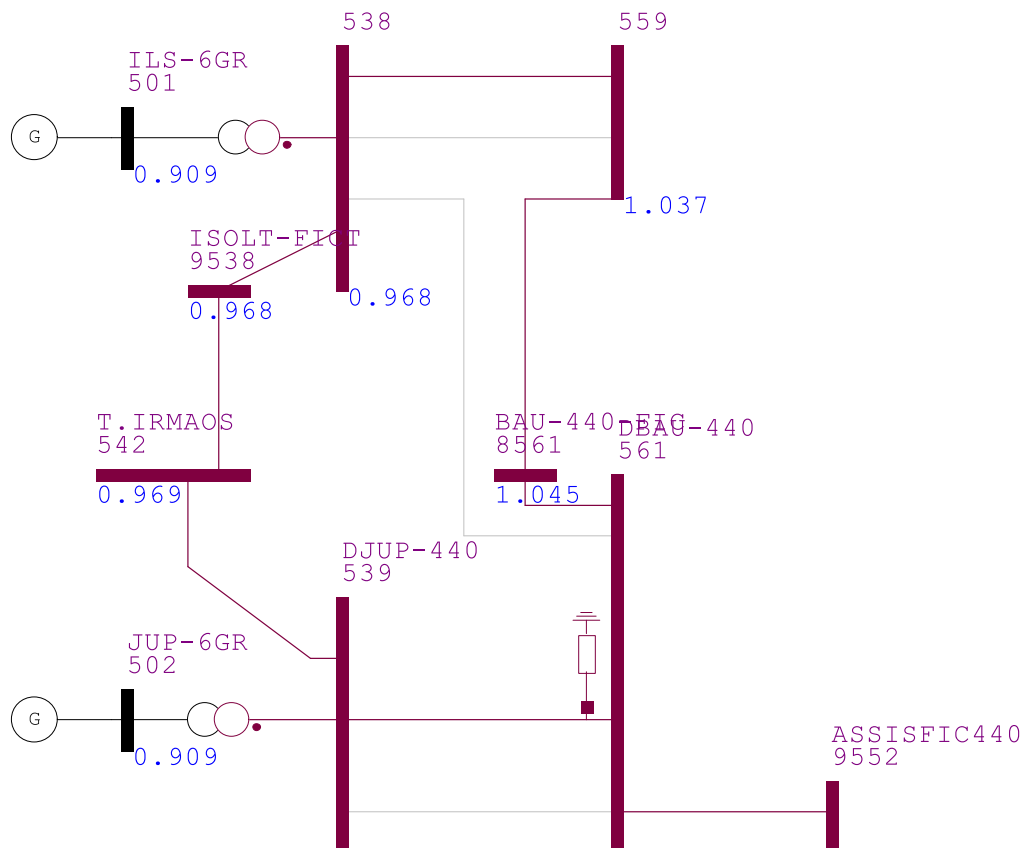


Figura 24: Primeira Solução Indicada pelas Regiões de Robustez

utilizou-se a solução oferecida pelo ONS. O Operador Nacional do Sistema Elétrico estabelece que sejam ligadas as seguintes linhas, como primeiras ações: Linha 440kV entre SE Jupuí SE Bauru (circuito remanescente) e Linha 440kV SE Ilha Solteira e SE Bauru. Note que são soluções distintas, mas ambas apontam para a SE Bauru, como a solução indicada pela função energia. A Figura 26 demonstra esta solução.

Uma vez fechado o paralelo entre os corredores, o perfil de cargas é alterado na tentativa de restabelecer o máximo de cargas possível. Para isto o ONS autoriza que mais 60MW sejam recompostos na SE Sumaré, 150MW na SE Jupuí e 120MW na SE Bauru. Sendo assim, para a análise destes dois elos fechados este aumento de cargas é considerado.

Portanto, estas condições operativas são tomadas como base para a avaliação das soluções propostas pela função energia. Primeiramente, na seção 5.4, é realizada a análise estática onde os parâmetros pertinentes são avaliados. Posteriormente, na seção 5.5, é realizada a análise dinâmica, onde alguns eventos são testados e indicam a melhor solução para o caso.

Para dar sequência às comparações, mais uma proposta foi feita pela ferramenta ba-

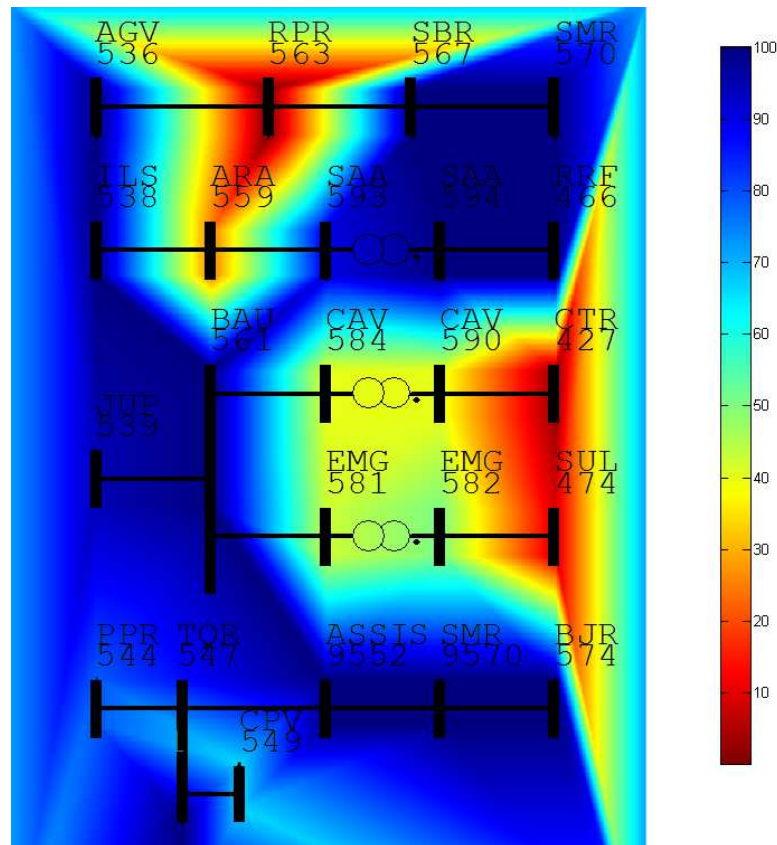


Figura 25: Áreas de Robustez para a Primeira Solução Indicada

seada em função energia. Conforma as regiões de robustez para a primeira proposta, Figura 25, mesmo com melhorias no sistema ainda há regiões pouco robustas no sistema, como a SE Ribeirão Preto (563) e a SE Araraquara (559). Sendo assim, após simulações, conclui-se que para a melhoria das regiões de robustez deste sistema, além das linhas de transmissão já conectadas, mais dois elos são conectados: primeiro é fechado o anel entre SE Cabreúva e SE Embu-Guaçu, depois a linha de 440kV entre SE Araraquara e SE Santa Bárbara d'Oeste é reconectada. Portanto, são quatro elos formando malhas neste sistema. A Figura 27 apresenta o diagrama unifilar com as duas conexões propostas além das duas primeiras apresentadas anteriormente.

As duas linhas conectadas foram escolhidas de tal forma a melhorar as regiões que ainda apresentavam baixo nível de robustez. Para melhorar as barras SE Ribeirão Preto (563) e SE Araraquara (559), conectou-se a linha de transmissão 440kV entre SE Araraquara e SE Santa Bárbara d'Oeste. Quanto a região das áreas da SE Cabreúva e da SE Embu-Guaçu, além das barras de carga das SE Sul e SE Centro, conectou-se a linha de transmissão de 440kV entre as barras SE Cabreúva e SE Embu-Guaçu.

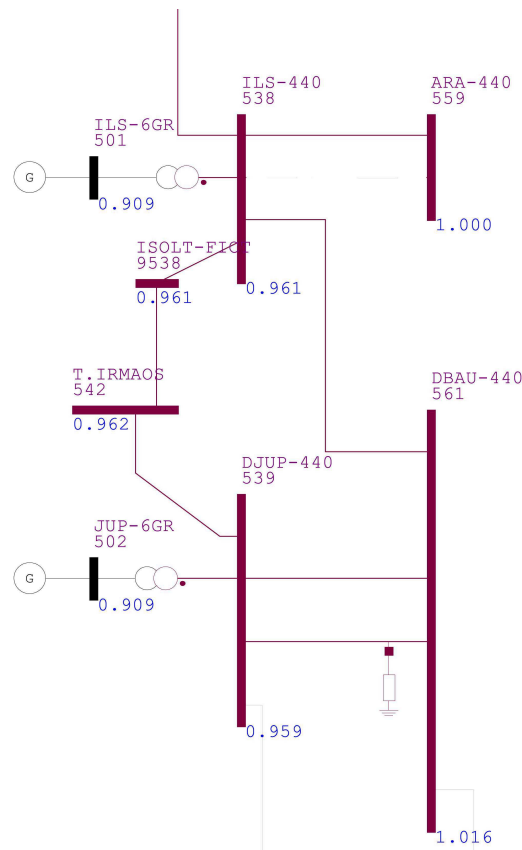


Figura 26: Fechamento de Dois Elos - ONS

Com estas alterações, as melhorias quanto as regiões de robustez são significativas, conforme a Figura 28. Nota-se que o mapa de cores indica apenas uma região pouco robusta para este caso, a barra de carga SE Centro, que é a barra terminal de um radial em 230kV, conforme mostrado no diagrama unifilar completo, no Apêndice D, Figura 55.

Vale observar a melhoria da condição de robustez da barra da SE Ribeirão Preto (563). Apesar de não ter sido incluída em nenhuma das conexões apresentadas, e possuir forte compensação de potência reativa, esta barra apresentou-se robusta.

Como base de comparação será adotado o procedimento padrão indicado pelo ONS. Segundo os procedimentos contidos em [50], mais dois elos são conectados: segundo circuito em 440kV entre SE Ilha Solteira e SE Bauru, e a linha de 440kV entre SE Jupiá e SE Taquaruçu. A Figura 29 apresenta o diagrama unifilar desta solução.

Observe que a grande diferença entre as soluções propostas pela função energia e pelo procedimento padrão do ONS está na distribuição das linhas de transmissão conectadas. Enquanto o procedimento padrão do ONS conecta linhas de transmissão próximas a UHEs, a função energia indica uma proposta diferente, distribuindo as conexões ao longo do SEP

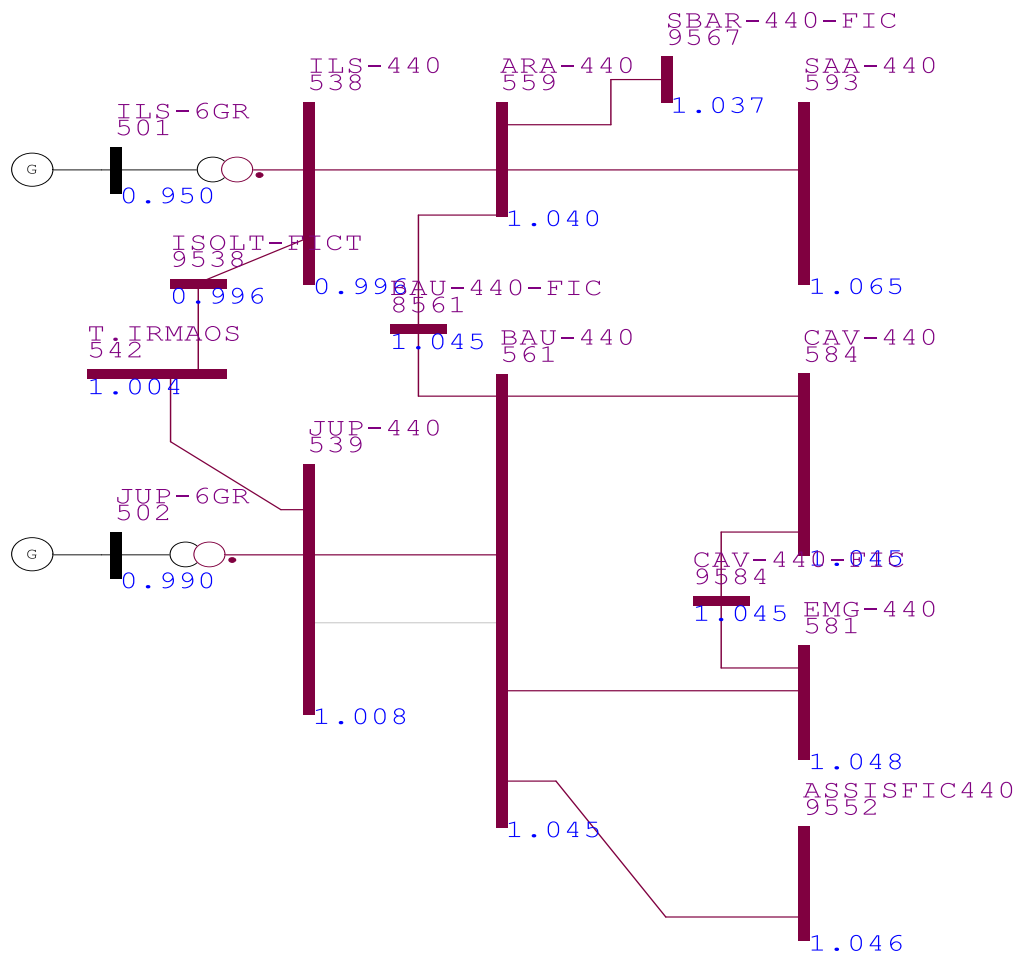


Figura 27: Segunda Solução Indicada pelas Regiões de Robustez

considerado.

Para efeitos de análise, uma vez conectados mais duas linhas de transmissão, o ONS autoriza que a CPFL reconecte mais 120MW de carga na SE Bauru (561), totalizando 240MW naquela barra.

Sendo assim, com quatro sistemas a serem analisados, dois propostos pela função energia, e dois propostos pelo ONS, todos eles serão analisados segundo o fluxo de potência.

5.4 Fluxo de Potência e Análise Estática

Para a avaliação das diferentes soluções propostas, o primeiro passo é a avaliação estática.

Primeiramente, é preciso verificar se as soluções encontradas pela função energia são

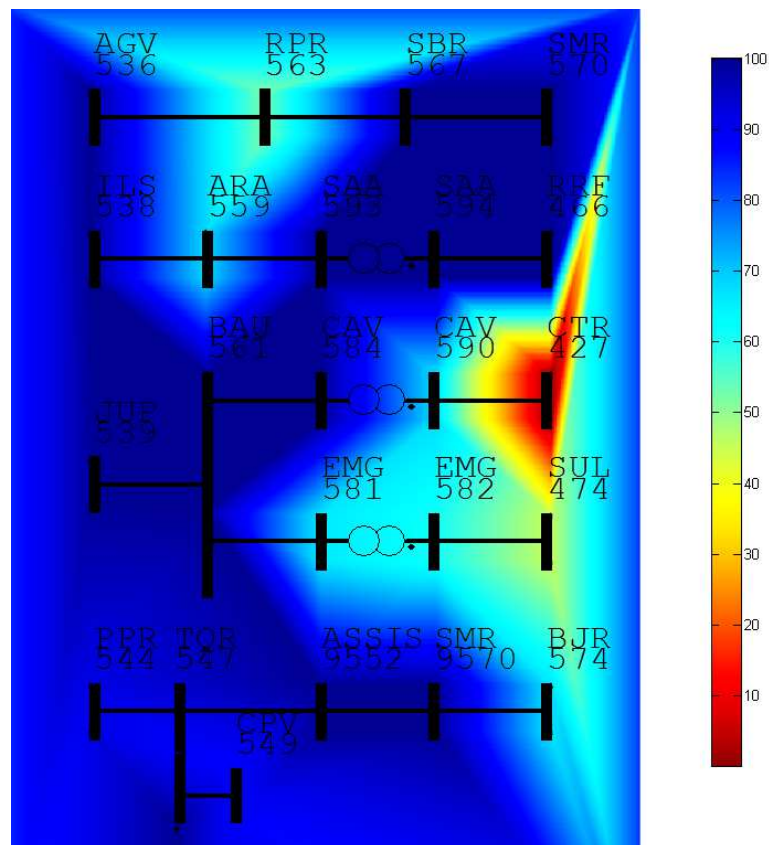


Figura 28: Regiões de Robustez para a Segunda Solução Indicada

viáveis, i.e., se não infringem nenhum limite operativo, como tensão mínima de barra-mentos, limite térmico de equipamentos, limite de geração de máquinas síncronas, etc. De acordo com os dados dos fluxos de potência convergidos para todos os quatro casos, perfeitamente viáveis, sem qualquer violação de limites, principalmente de sobretensão. Os dados podem ser encontrados nas Tabelas 24, 25, 26, 27 no Apêndice C.

Como os pontos operativos considerados são capazes de atender as cargas, dentro dos limites estabelecidos pelos procedimentos de rede, os mesmos são comparados. Para a análise são escolhidos os seguintes critérios: margem de carga e margem de potência reativa. Para o cálculo da margem de carga de cada sistema, é utilizado o método da continuação, apresentado na seção 4.1. Para o cálculo da margem de potência reativa, é adotado o método da curva QV, mostrado no item 4.2.

Divide-se os casos em:

1. Fechar dois elos, segundo ONS;
2. Fechar dois elos, segundo Função Energia;

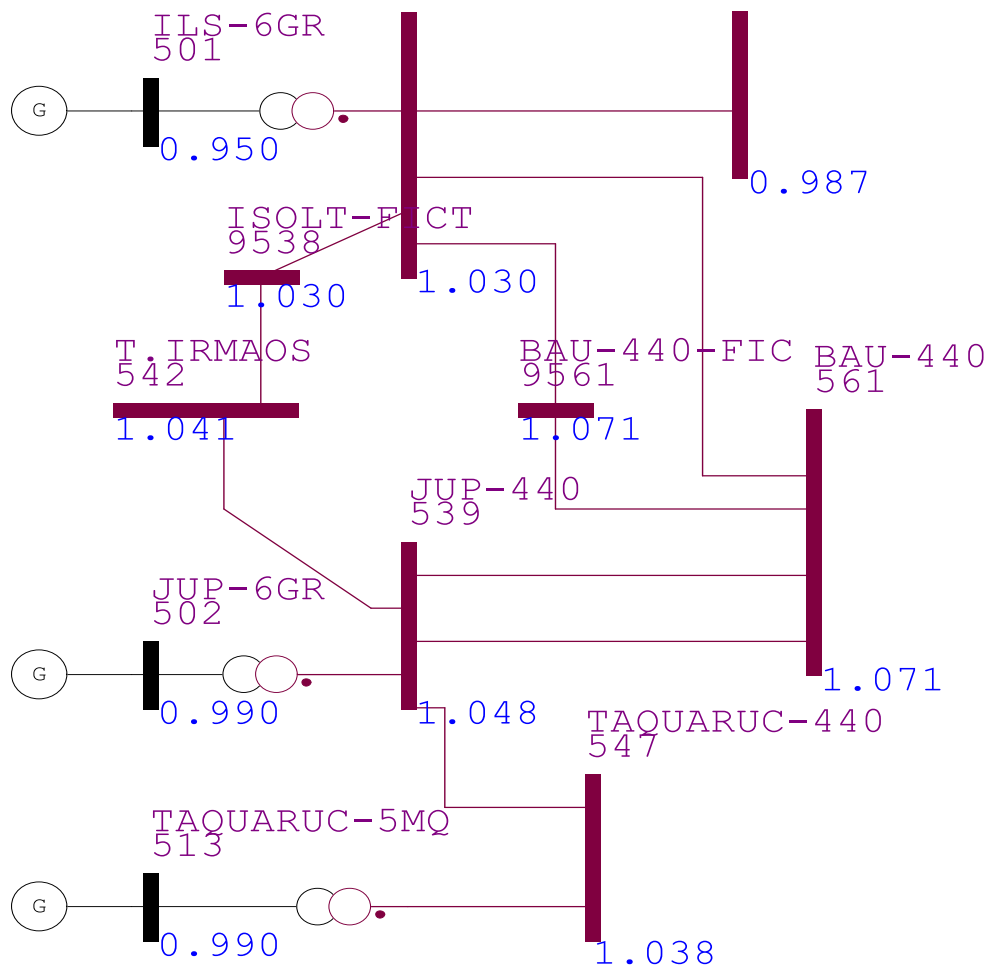


Figura 29: Fechamento de Quatro Elos - ONS

3. Fechar quatro elos, segundo ONS;
4. Fechar quatro elos, segundo Função Energia.

A primeira análise considerada é a margem de potência reativa. Para esta análise foi utilizada a metodologia da curva QV, apresentada na seção 4.2. Logo, quão melhor será condicionada a barra, quanto maior for sua capacidade de fornecer potência reativa. Comparou-se apenas os barramentos de carga mais importantes do sistema. Sendo assim, para os casos 1 e 2 tem-se a Figura 30.

Para todos os barramentos de carga a opção do caso 2, o indicado pela função energia, mostrou-se superior quanto ao suprimento de potência reativa. Em outras palavras, a solução promovida pela função energia mostrou-se mais eficaz para escoar o fluxo de potência reativa dos geradores para os barramentos de carga. As maiores diferenças aparecem para os barramentos das SE Araraquara e SE Assis, barramentos tais indicados

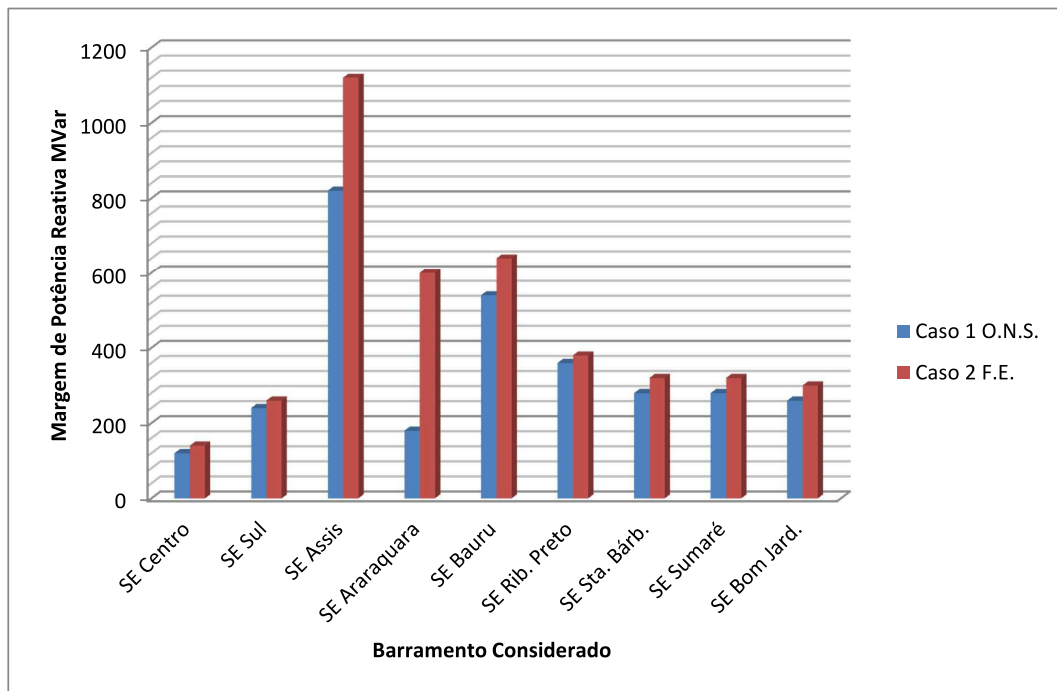


Figura 30: Quadro Comparativo Casos 1 e 2

pela função para a maioria das condições de robustez do sistema.

Comparando-se os casos 3 e 4 tem-se a Figura 31.

Observa-se que para esta comparação o caso 4, indicação da ferramenta baseada em função energia, mostrou-se superior para a maioria dos barramentos de carga considerado. A única exceção, dentre as barras consideradas, é o barramento da SE Bauru onde quatro das seis linhas de transmissão se conectam a UHEs. Entretanto, mesmo o caso 1 sendo superior ao caso 2 para esta barra, ambas as soluções apresentam resultados próximos.

Conclui-se que a ferramenta baseada em função energia mostrou-se capaz de indicar uma solução que atendesse de forma eficaz todas as barras do sistema, no quesito suprimento de potência reativa.

Outra análise é a comparação da margem de carga do SEP considerado. A metodologia empregada é o método da continuação apresentada na seção 4.1. Isto implica que a carga dos barramentos é elevada gradativamente até que o sistema atinja o máximo carregamento. Posteriormente, a elevação de carga é relacionada com a carga inicial do sistema. Comparando-se os casos 1 com 2 e 3 com 4 tem-se a Figura 32.

Note que para ambas as comparações, a metodologia de áreas de robustez apresenta melhores resultados, principalmente quando comparados os casos 3 e 4. A diferença entre

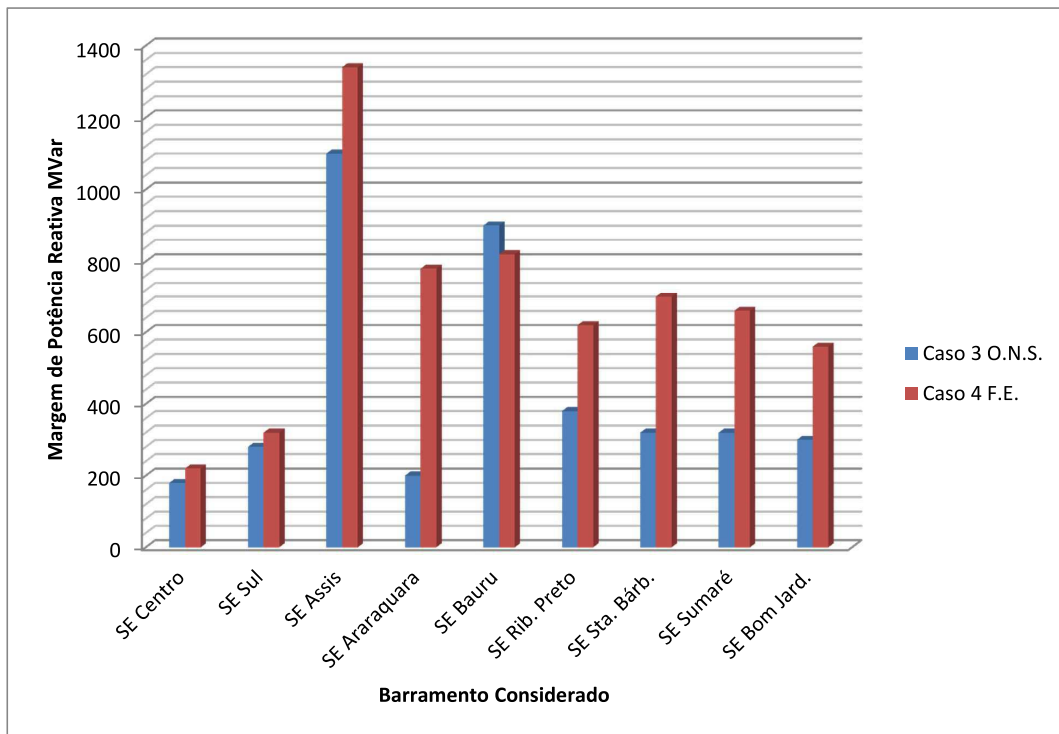


Figura 31: Quadro Comparativo Casos 3 e 4

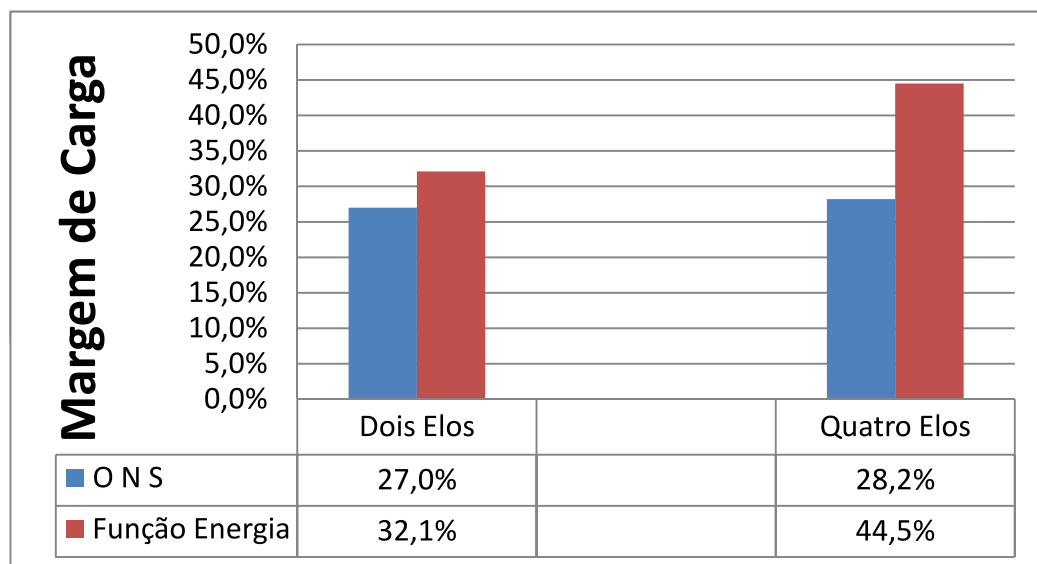


Figura 32: Quadro Comparativo para a Margem de Carga

os casos 1 e 2 fica na casa de 5% enquanto que a diferença entre os casos 3 e 4 supera a marca dos 26%.

5.4.1 Conclusão sobre o estudo de Fluxo de Potência

O sistema elétrico comandado pela CTEEP apresenta pontos de equilíbrio estáveis e viáveis para diversas situações de despacho de geração para os quatro casos testados. Durante a fase coordenada há a reintrodução de diversas cargas ao sistema elétrico e o problema de sobretensão nas barras do sistema é amenizado. Mesmo assim, as máquinas ainda precisam absorver muita potência reativa para manter o equilíbrio do sistema. Para evitar subexcitação das máquinas, em alguns casos, houve a necessidade de redespacho de potência e de alteração no nível de tensão do gerador.

Com a interconexão dos sistemas é possível mitigar o problema de balanço energético de alguns corredores e suprir a demanda através do intercâmbio de potência ativa entre os corredores.

Sendo assim, para os dois critérios comparativos adotados, a ferramenta baseada em função energia mostra-se capaz de indicar soluções que são equivalente ou até superam os procedimentos adotados pelo ONS.

Os dados do sistema completo no formato **.PWF* do ANAREDE encontram-se disponíveis no Apêndice B. Os resultados do fluxo de potência estão no Apêndice C, e o diagrama completo do sistema encontra-se no Apêndice D

5.5 Análise Dinâmica

Para a comparação da análise dinâmica das soluções, são adotados alguns eventos, e os casos simulados. Para a simulação é utilizado o programa ANATEM, que serve para a análise de transitórios eletromecânicos. Este programa, desenvolvido pelo CEPEL, é o mesmo que o ONS adota para suas simulações sistêmicas de estabilidade angular transitória.

5.5.1 As Perturbações

As seguintes perturbações são consideradas:

1. Rejeição de carga na SE Bauru (561);
2. Desligamento da linha entre as barras 552-570

3. Curto-circuito trifásico franco na linha entre as barras 547-549, próximo à barra 549, com remoção da falta após 150ms;

A primeira perturbação é escolhida por envolver a barra da SE Bauru, onde, segundo ambos os critérios (Casos 1 e 2), há conexões de linhas. A segunda falta é escolhida por ser um evento que, durante a recomposição do apagão de 2009, abriu-se o paralelo por diversas vezes, após inúmeras tentativas de normalizá-lo entre as áreas de Porto Primavera e Água Vermelha [50]. A terceira perturbação é escolhida porque no mesmo apagão citado, esta região apresentou altíssima incidência de raios, assim como a região de Itaberá.

Para o caso 1 não houve simulação da segunda perturbação citada. Esta decisão vem da configuração do caso, onde a abertura da linha indicada separaria o sistema em 2 áreas, enquanto que no caso 2 o sistema permanece único.

5.5.2 Parâmetros de Simulação

Os parâmetros de simulação encontram-se na Tabela 22.

Tabela 22: Parâmetros de Simulação

Tempo de Simulação	20,0s
Passo de integração	3,0ms
Número de passos por ponto	11
Momento da Falta	200ms
Duração da Falta	150ms

5.5.3 Perturbação 1 - Casos 1 e 2

Esta perturbação simula a súbita rejeição de cargas da SE Bauru, uma vez que os casos 1 e 2 apontam para o fechamento de linhas neste barramento. Para todos os casos analisados, as curvas tracejadas representam o caso 2 (indicação da Função Energia) enquanto que as curvas contínuas representam a indicação do ONS, ou seja, caso 1.

As máquinas mais próximas ao evento são as máquinas de Jupuí e de Ilha Solteira. Sendo assim as aberturas angulares destas máquinas, em relação ao centro de massa, são monitoradas, Figura 33.

Note que a solução apresentada no caso 2 apresentou melhores resultados, com menores excursões na abertura angular das máquinas. A solução do caso 2 apresentou melhor estabilidade angular transitória em relação ao caso 1.

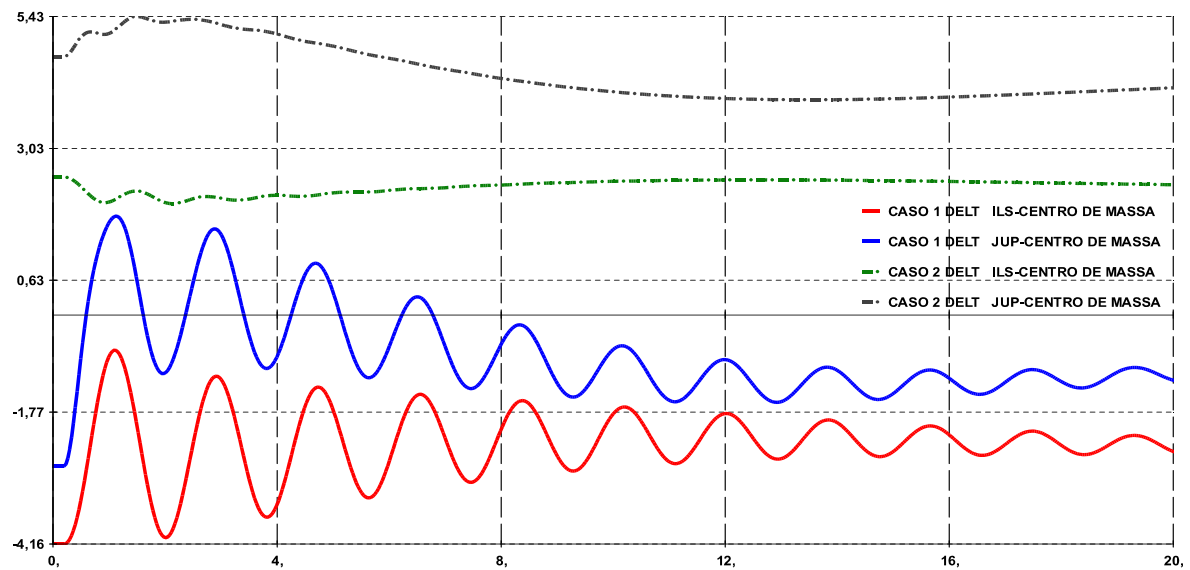


Figura 33: Abertura Angular das UG de Jupia e Ilha Solteira em Relação ao Centro de Massa

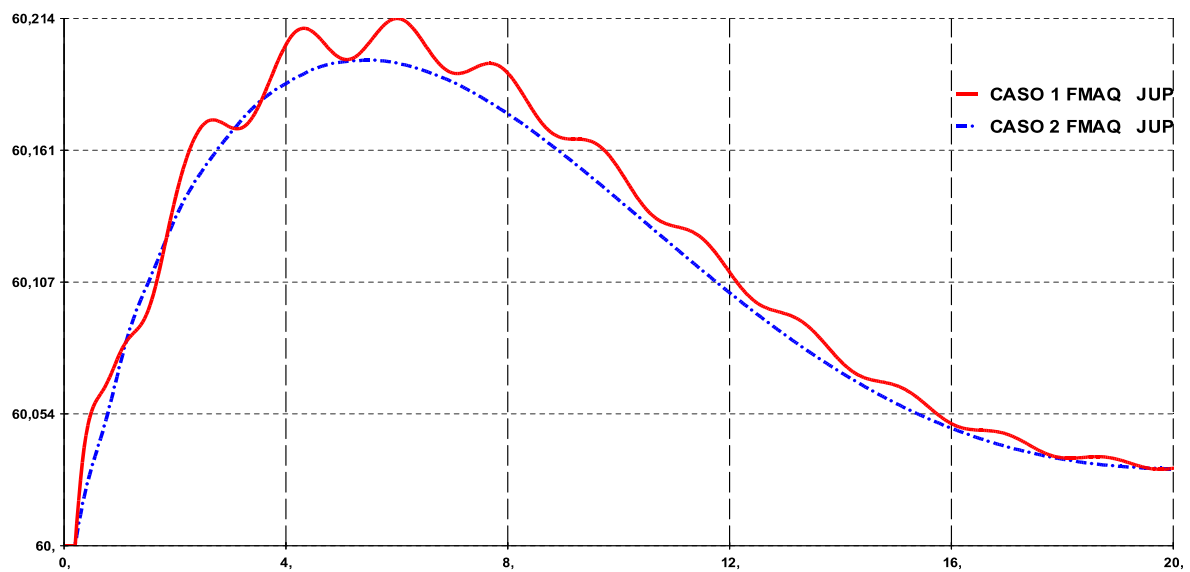


Figura 34: Frequência do rotor da máquina de Jupia

Outra característica importante apresentada pelas máquinas é a menor oscilação sustentada pelo rotor das máquinas, conforme pode ser visto na Figura 34. Observe que para o caso 1 há oscilações que podem provocar esforços torcionais inadmissíveis no rotor das máquinas, fato este corroborado pela curva da potência acelerante do rotor, Figura 35.

Apesar de as oscilações apresentadas para caso 1, estas são compatíveis com os desvios de frequência e de potência Figuras 35 e 34. Ambas as soluções são capazes de manter a tensão na barra da SE Bauru sem sobretensões sustentadas durante o período simulado.

Portanto, para a perturbação apresentada, a resposta do sistema no caso 2 apresentou-

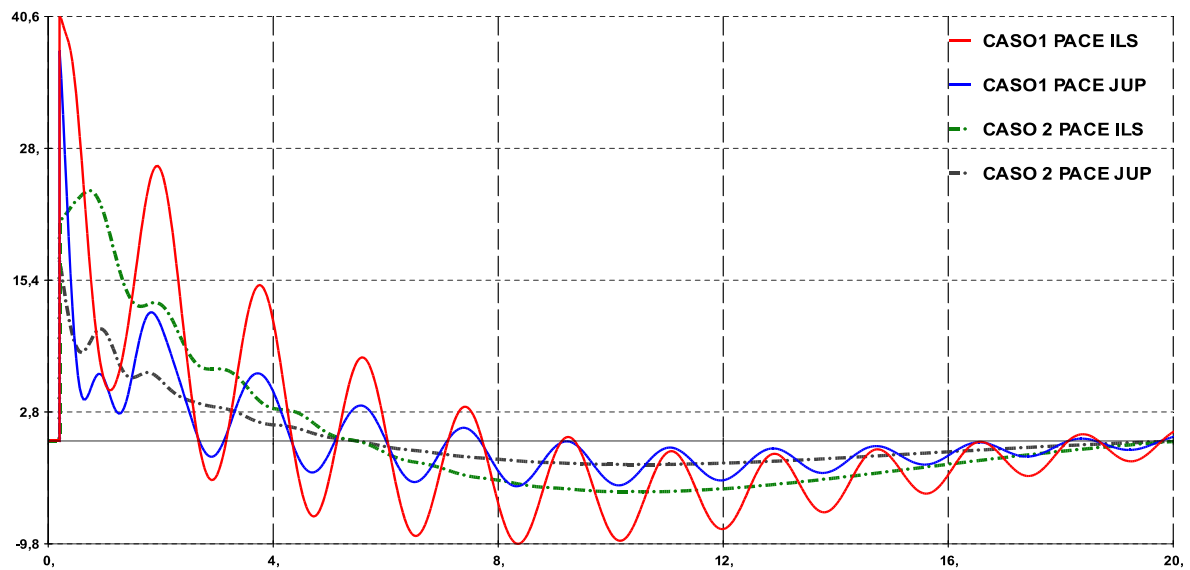


Figura 35: Potência Acelerante UHE Jupia e UHE Ilha Solteira

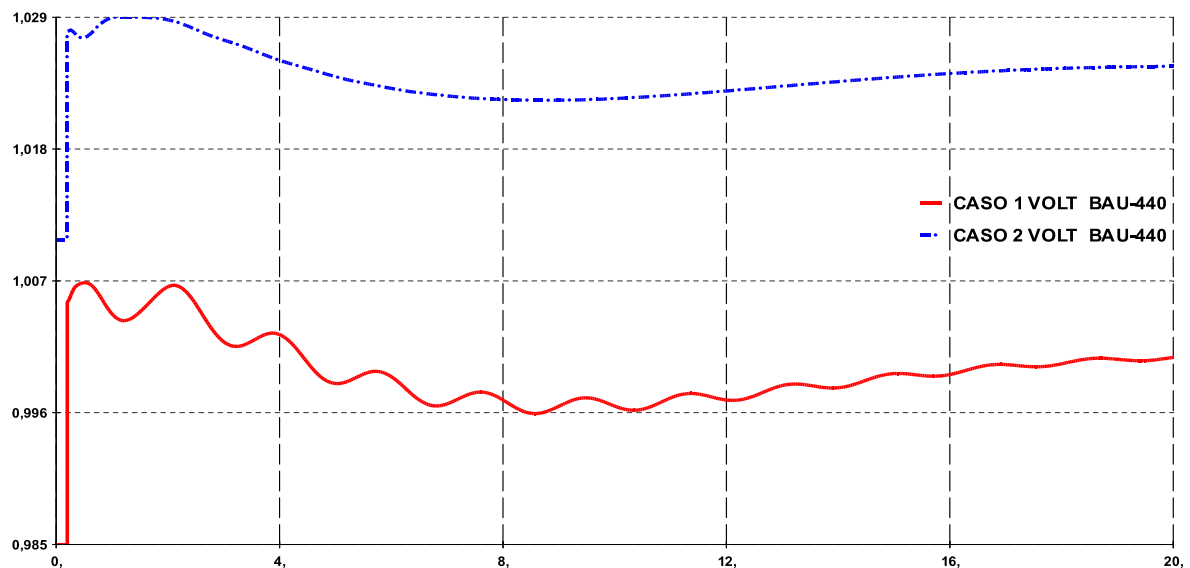


Figura 36: Tensão na Barra SE Bauru 440 kV

se melhor que a indicada pelo ONS, caso 1. Além de conseguir menores excursões angulares do rotor das máquinas, o caso 1 apresentou menores oscilações angulares e menores esforços torcionais nos rotores das máquinas.

5.5.4 Perturbação 2 - Caso 2

Como mencionado anteriormente a perturbação é escolhida por representar um sério problema durante a recomposição coordenada do sistema elétrico do estado de São Paulo. O trecho a seguir, retirado de [44], avalia a atuação do ONS durante a recomposição do blecaute de 2009, e revela o evento.

“Às 02h19min ocorreu o desligamento automático do terminal de Sumaré da LT 440 kV Assis - Sumaré, abrindo o paralelo do corredor de Porto Primavera com sistema de 500 kV da área de Minas Gerais, tendo sido feitas, a partir deste horário, novas tentativas sem sucesso de fechamento do paralelo recém-aberto.

Às 02h37min é ligada a LT 440 kV Assis - Sumaré na Barra 2 da SE Sumaré, mantendo aberto o paralelo com S. B.D’Oeste, ligada na Barra 1.

Às 02h38min é ligada a LT 440 kV Sumaré - Bom Jardim, com tensão proveniente da SE Assis, ocorrendo, novo desligamento automático da LT 440 kV Assis - Sumaré e a conseqüente desenergização da SE Bom Jardim.

Às 02h47min é efetuada nova tentativa sem sucesso de enviar tensão para SE Bom Jardim pelo corredor de Porto Primavera, decidindo-se pela energização desta SE através dos demais corredores de 440 kV.”

As tentativas frustradas de fechar o paralelo entre estes sistemas obrigou os operadores a partirem para diferentes soluções. Como o caso 2 proporciona dois elos entre os sistemas, é averiguada a saída da linha em questão e se o sistema elétrico remanescente é capaz de operar em regiões operativas viáveis.

Após a simulação da saída da linha, obtém-se os resultados presentes nas Figuras 37 a 40. O sistema apresenta estabilidade angular transitória e de regime permanente, conforme pode ser visto na Figura 37.

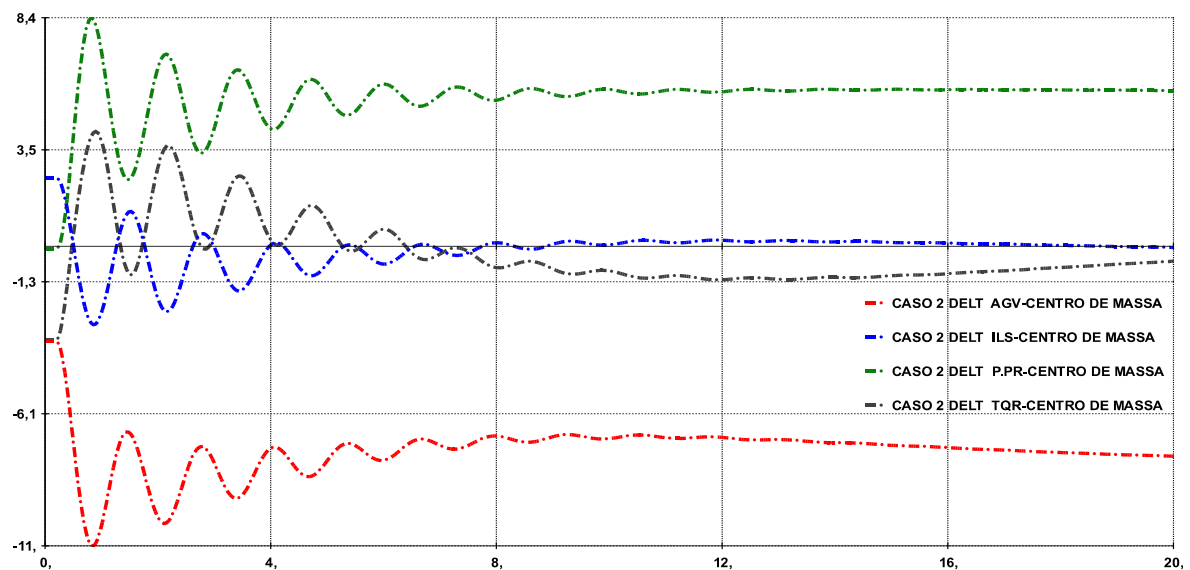


Figura 37: Abertura Angular em Relação ao Centro de Massa

Após a súbita remoção do circuito em 440kV, as máquinas alcançam um novo ponto de equilíbrio com cerca de 15s. Dentre as máquinas, o pior caso de estabilidade angular

ocorre entre as máquinas da região de Porto Primavera e da região de Água Vermelha. Após a abertura da linha entre SE Sumaré e SE Assis, estas áreas perdem uma significativa interligação, forçando o crescimento angular entre as máquinas das áreas, conforme pode ser visto na Figura 38. A Abertura angular das máquinas entre as regiões crescem em torno de 10 graus, devido a perda da linha, mas ainda apresenta comportamento estável.

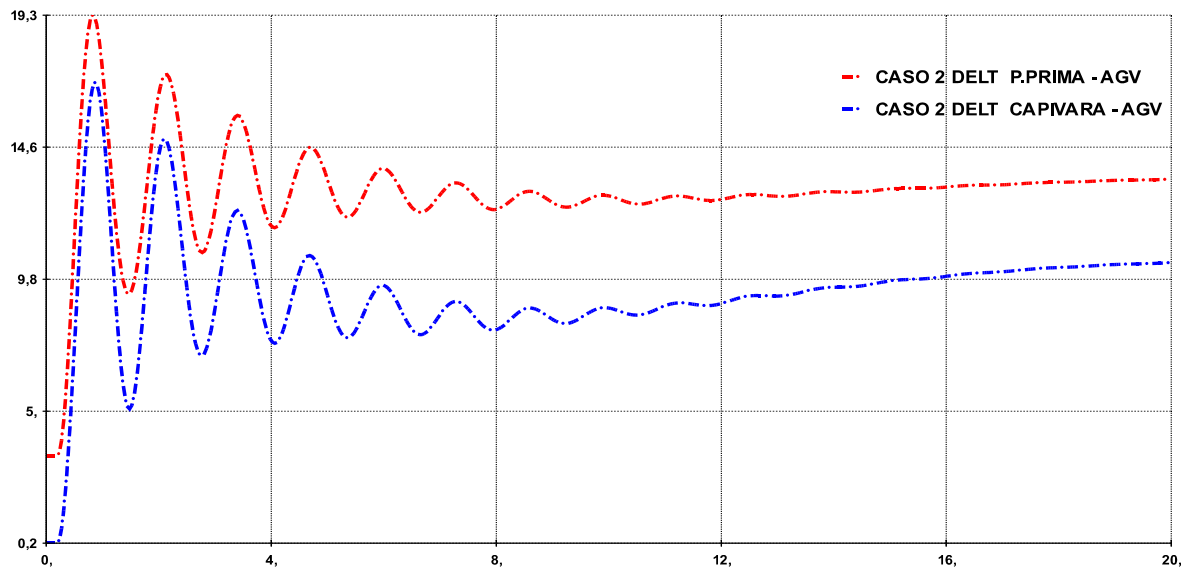


Figura 38: Abertura Angular de P. Primavera e Capivara em Relação à Água Vermelha

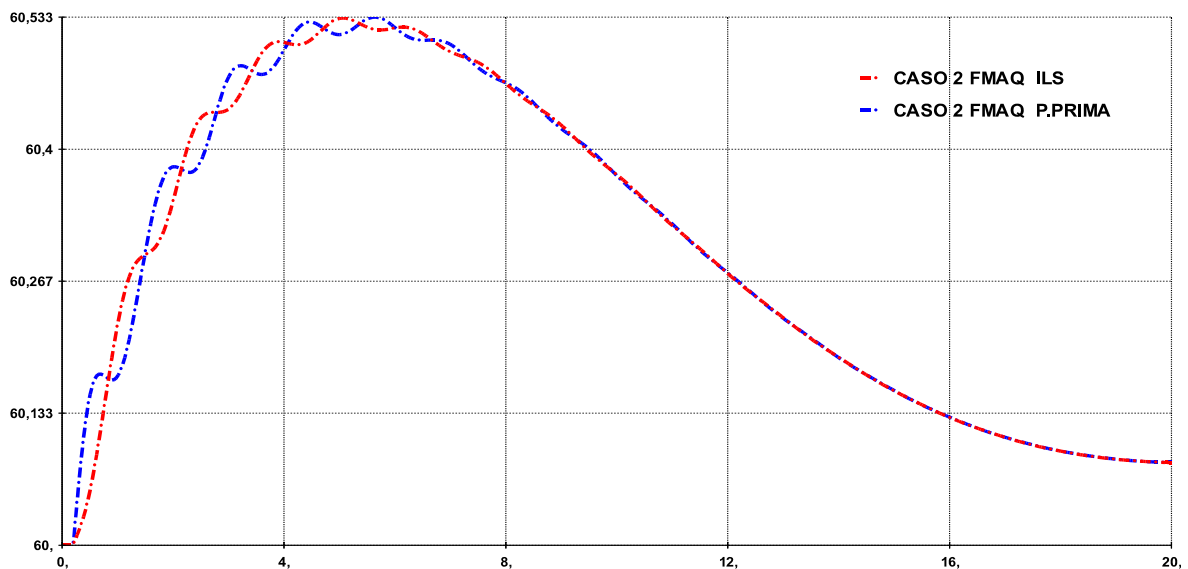


Figura 39: Frequência

Quanto à frequência, ela tende a uma patamar diferente àquele de 60Hz. Este fato está relacionado a dois principais fatores: Controle de Frequência e modelo de carga.

O primeiro fator, na verdade, é a falta de modelo de Controle de Frequência. Para este caso não se julgou necessário que fosse implementado o modelo de Controle de Frequência

devido ao curto período de simulação, 20s. Para que fosse perceptível a atuação do Controle de Frequência, seriam necessários vários segundos ou minutos de simulação, fugindo do escopo do projeto.

O segundo fator é o modelo de carga. Quando executado, o ANATEM importa as cargas modeladas no ANAREDE como potência constante ou modelo ZIP. Mas para efeito de simulação, o ANATEM converte todas as cargas para impedância constante. Ao se remover uma linha de transmissão deste sistema, o nível de tensão se degrada, conforme pode ser visto na Figura 40. Com a degradação do nível de tensão, o consumo de potência das cargas de Z_{cte} se reduz, aumentando a velocidade das máquinas. Os reguladores de velocidade reagem e estabilizam em um outro patamar, uma vez que são modelos de reguladores com queda, muito utilizados em sistemas interligados.

Quanto ao nível de tensão dos barramentos, é possível observar uma grave problema, conforme visto no gráfico da Figura 40. Após a desconexão dos sistemas, o nível de tensão da barra SE Assis se mantém quase sem nenhuma alteração em módulo. O problema aparece na Barra da SE Sumaré e da SE Bom Jardim. Quando é aberto o anel entre estes sistemas, a SE Bom Jardim passa a fazer parte da área de Água Vermelha, que passa a ter configuração radial. O resultado de muita carga em um sistema radial pode ser observado com subtensões sustentadas nas duas barras indicadas. Observe que a tensão fica abaixo de 0,7pu, i.e., fora dos valores aceitáveis para a condição de regime permanente.

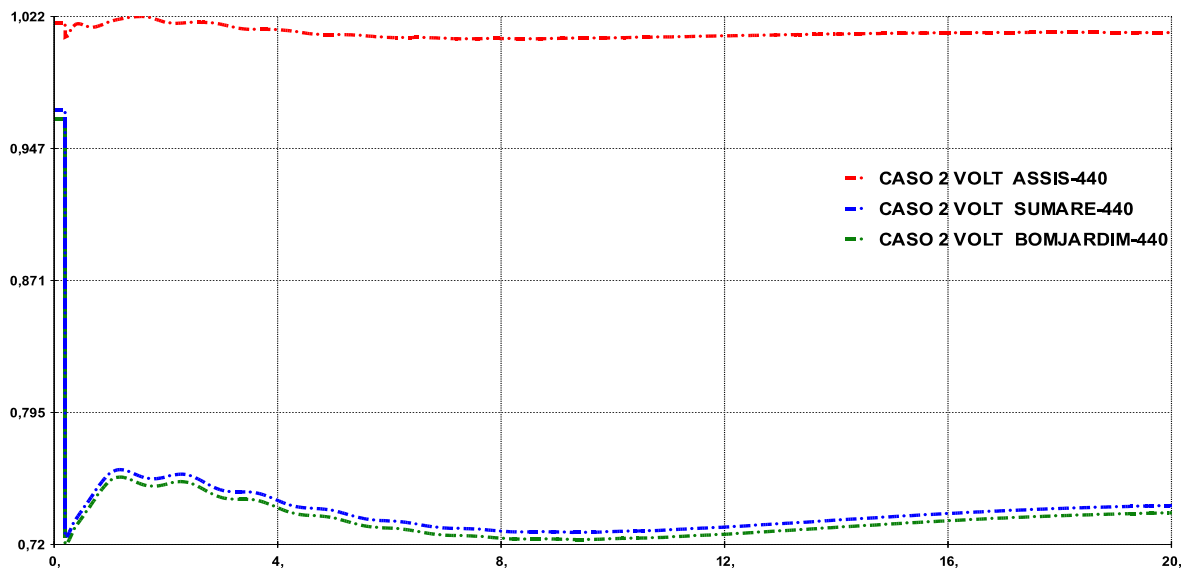


Figura 40: Tensão nos Barramentos Próximo a Linha Desligada

Portanto o caso 2 apresentou-se estável, capaz de suportar a súbita remoção da linha de transmissão entre a SE Assis e a SE Sumaré, mas é incapaz de sustentar níveis de

tensão aceitáveis para alguns barramentos do sistema.

A seguir, os casos 3 e 4 propõem-se a resolver este problema.

5.5.5 Perturbação 3 - Casos 1 e 2

Esta perturbação, um curto-circuito, com eliminação da falta após 150 ms, é a mais severa das faltas consideradas. Como a falta é muito próxima aos geradores da UHE Capivara, a Figura 41 mostra a abertura angular do rotor das máquinas da UHE Capivara em relação às máquinas de Ilha Solteira, a maior usina considerada.

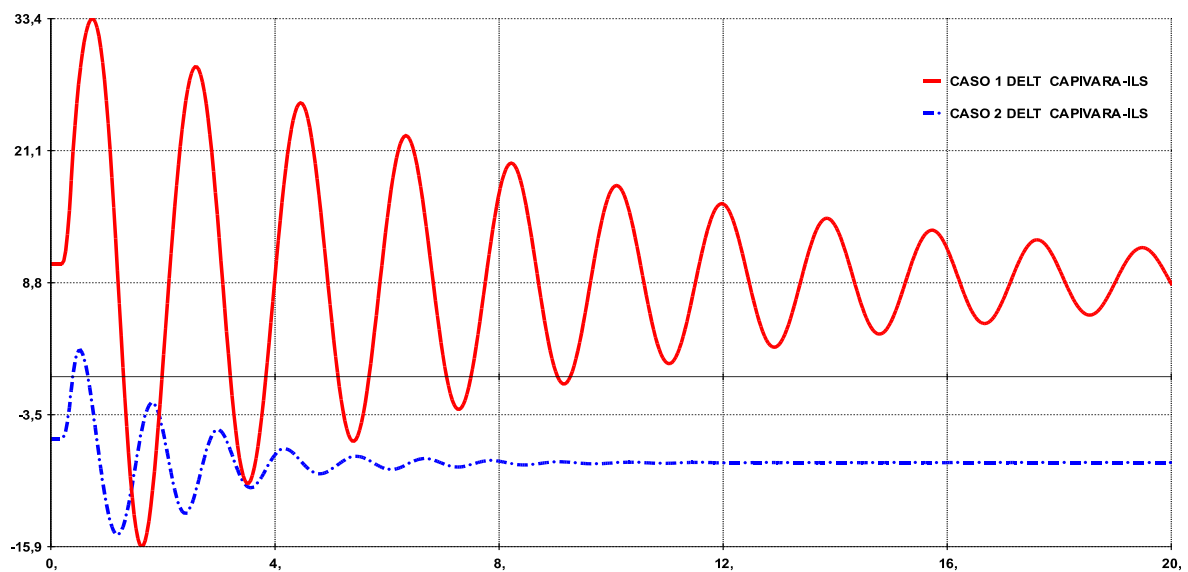


Figura 41: Abertura Angular da UHE Capivara em Relação à UHE Ilha Solteira

Ambos os casos apresentam estabilidade angular transitória e apresentam estabilidade angular de regime permanente, conforme mostrado pela Figura 41. Lembre-se de que para todos os casos simulados, as linhas tracejadas representam o caso 2, fornecido pelas análises das áreas de robustez, enquanto que as linhas contínuas são as soluções fornecidas pelo ONS.

A solução apresentada pelo caso 2 é capaz de absorver o impacto com muito mais facilidade. Esta diferença está associada ao fato de que no caso 2 a área formada pelas UHE Porto Primavera, Taquaruçu e Capivara, estarão interligadas através do resto do sistema por 2 linhas de transmissão, enquanto que no caso 1 há apenas uma linha de transmissão entre a SE Assis e a SE Sumaré. Portanto, além do caso 2 apresentar melhores condições de estabilidade, apresenta melhores condições de confiabilidade.

O fato do caso 2 apresentar melhores condições de estabilidade angular, visto na Figura

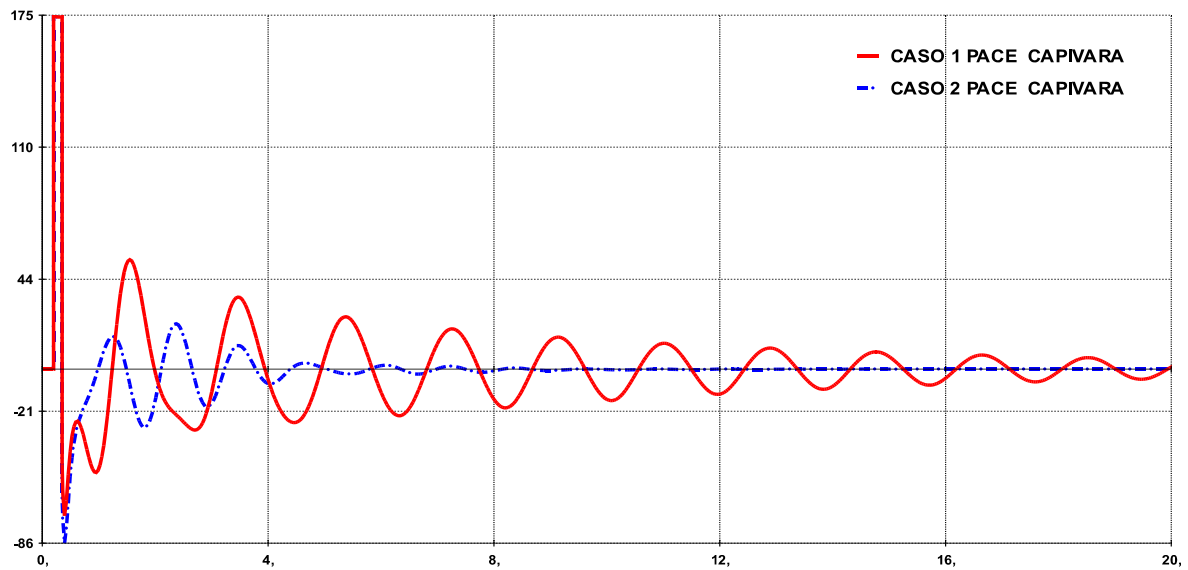


Figura 42: Potência Acelerante - UHE Capivara

42, onde é apresentada a curva da potência acelerante das máquinas da UHE Capivara para ambos os casos. A potência acelerante do rotor da máquina, após removida a falta, apresenta fortes oscilações, comparando o caso 1 com o caso 2.

A barra de carga importante mais próxima é a SE Assis, onde o módulo da tensão é representado através do tempo para a simulação mostrada na Figura 43. Observa-se que em ambos os casos o módulo da tensão assumiu valores aceitáveis após a remoção da contingência.

Sendo assim, a análise das áreas de robustez proporcionou respostas equivalentes e até melhores que as apresentadas pelo ONS. As curvas de abertura angular e de potência acelerante mostram que o caso 2 apresentou melhor capacidade de, após o impacto, absorver as oscilações.

Outra vantagem é a melhor confiabilidade quanto ao ilhamento do sistema em duas áreas. Enquanto que no caso apresentado pelo ONS há apenas uma linha longa que interconecta os sistemas, para o segundo caso há dois circuitos atuando na interligação. Este fato é importante, pois segundo a ANEEL, durante o blecaute de 2009 estes sistemas se desconectaram por várias e várias vezes, pois a UHE Porto Primavera teve dificuldades em sincronizar algumas máquinas. Portanto, a solução apresentada no caso 2 pode evitar problemas deste tipo.

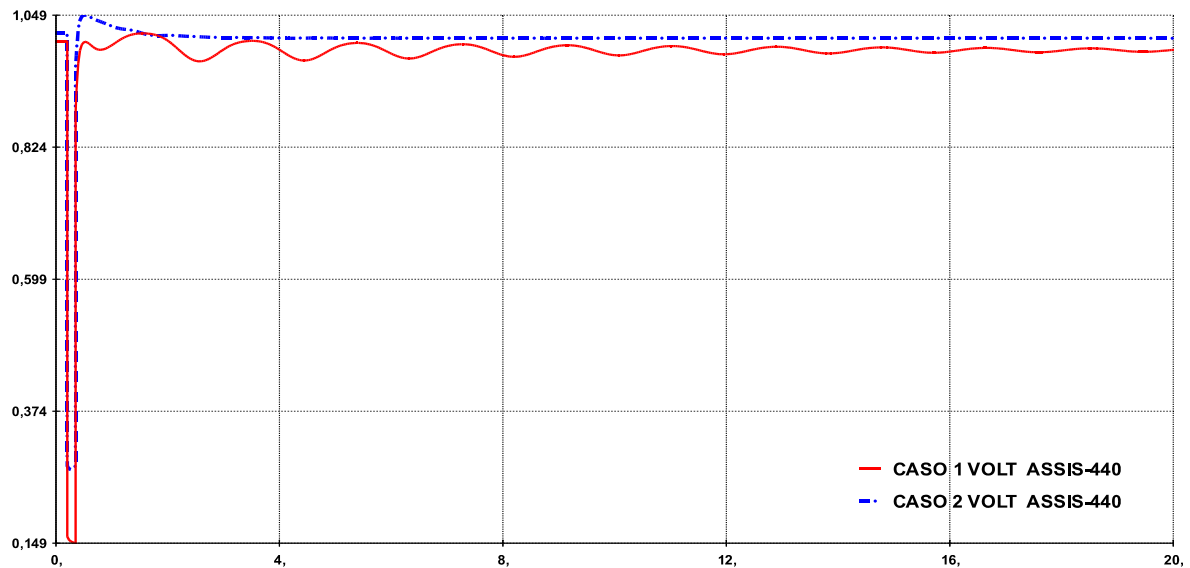


Figura 43: Tensão na Barra SE Assis 440 kV

5.5.6 Perturbação 1 - Casos 3 e 4

Nesta seção, são considerados os casos 3 e 4. Vale lembrar que o caso 3 é indicação do ONS, sendo as 4 primeiras linhas fechadas em anel, após a interligação das áreas de recomposição consideradas. Enquanto isso o caso 4, também representam as 4 primeiras linhas fechadas em anel, após a interligação das áreas de recomposição consideradas; mas neste caso, as linhas em questão são escolhidas segundo o critério de áreas de robustez. Para o caso 3 linha contínua, e caso 4 linha tracejada.

Para a avaliar simulou-se a completa rejeição de cargas da barra da SE Bauru. Porém, para este caso a SE Bauru pode reconectar 240MW, o dobro das situações anteriores. Novamente, vale ressaltar que esta barra é escolhida porque as soluções de todos os casos apontam para o reforço da mesma como solução de melhoria sistêmica. Simulando a rejeição de cargas com o software ANATEM, obtém-se os resultados presentes nas Figuras 44, 45 e 46.

Pela análise da abertura angular do rotor das máquinas, o sistema apresenta estabilidade angular transitória e de regime permanente. As máquinas escolhidas para representar este sistema são as máquinas de Jupiá e de Ilha Solteira, por estarem mais próximas eletricamente do evento.

Observe as curvas da Figura 44, é possível notar que o sistema do caso 4 (Função Energia) apresenta excursões angulares equivalentes ao caso 3 (ONS). Sendo assim, o critério das regiões de robustez para função energia apresenta-se como uma ótima ferramenta

para a recomposição coordenada do SEP.

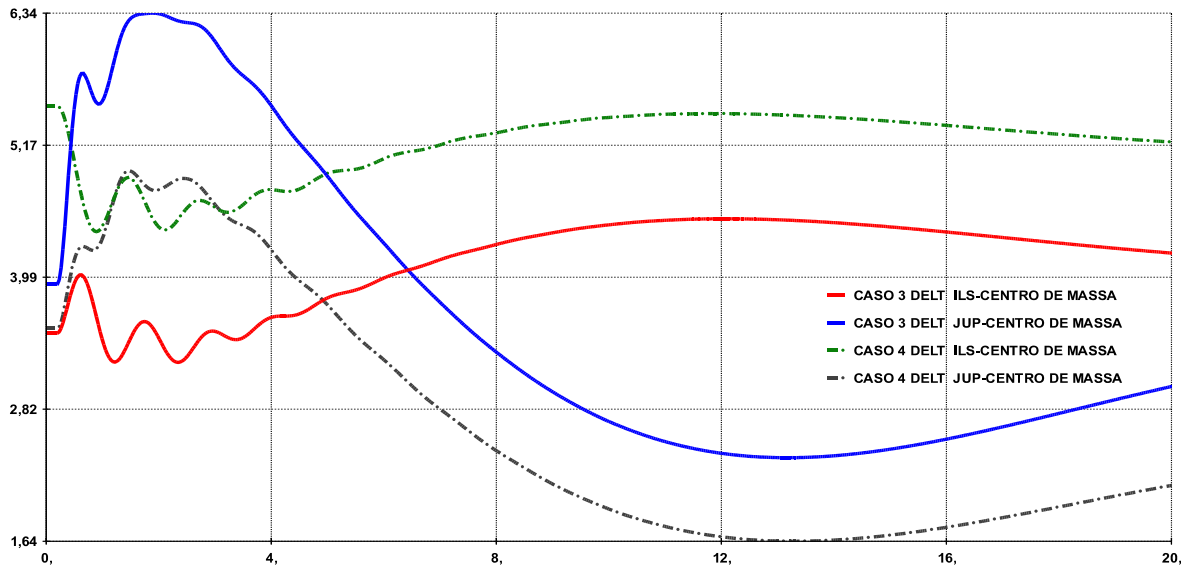


Figura 44: Abertura Angular de I. Solteira e Jupiá em Relação ao Centro de Massa

O caso 4 apresenta menores excursões de frequência se comparado ao caso 3, com a saída dos 240MW da SE Bauru, Figura 45. Assim que a carga é subitamente removida há um excesso na produção de energia elétrica, sendo este excedente absorvido pelo rotor das máquinas sob forma de energia cinética. Manter a rotação dos rotores das máquinas dentro de valores aceitáveis implica em reduzir rapidamente a potência mecânica das turbinas dos geradores.

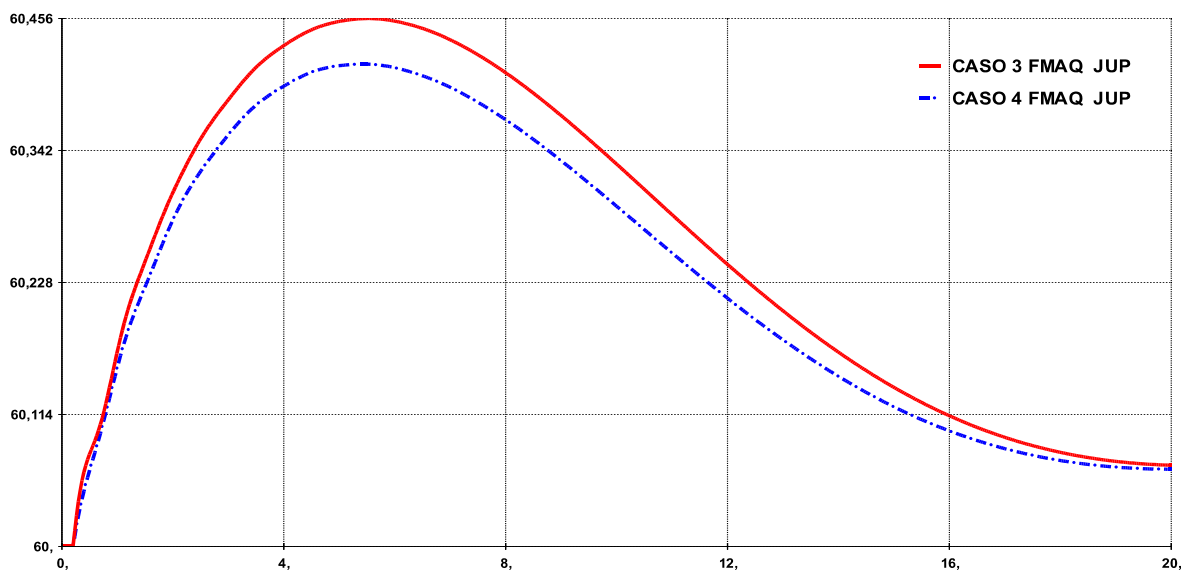


Figura 45: Frequência do Rotor da Máquina de Jupiá

Após a rejeição da carga na SE Bauru, é importante observar a tensão naquele barramento. Com a uma brusca saída de carga, a tensão no barramento geralmente sobe,

podendo atingir altíssimos patamares, mas nos casos analisados, os sistemas são capazes de corrigir a tensão através dos reguladores de tensão das máquinas.

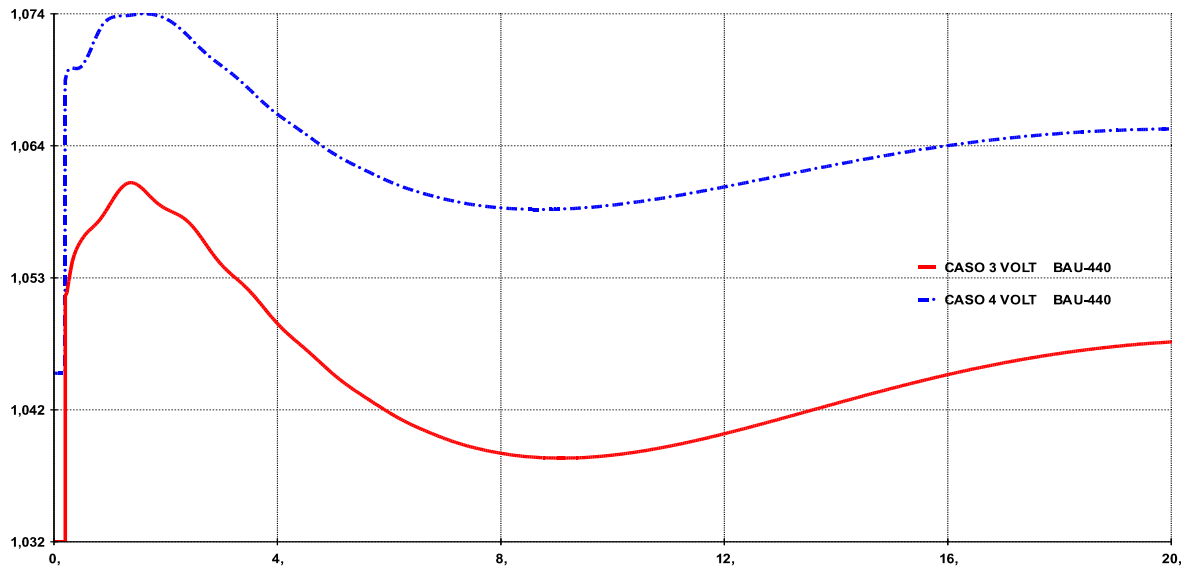


Figura 46: Tensão na Barra SE Bauru 440 kV

Concluindo, os casos apresentaram respostas equivalentes em relação às excursões angulares. Em contrapartida o caso 4 apresentou menor excursão de frequência que o caso 3, sugerido pelo ONS. Além do mais observa-se comportamentos muito semelhantes entre os sistemas, isto não se observa para os casos 1 e 2, mesmo evento de rejeição de carga, onde a solução do ONS apresenta fortes oscilações pouco amortecidas.

5.5.7 Perturbação 2 - Casos 3 e 4

Para o evento, abertura do circuito de 440kV entre SE Assis e SE Sumaré, escolheu-se para representar o sistema as máquinas de Água Vermelha, de Porto Primavera e de Capivara, pertencentes as áreas que perdem um importante elo entre elas. O resultado das simulações pode ser encontrado nas Figuras 47 a 50.

De acordo com a Figura 47, o sistema apresenta estabilidade angular transitória e estabilidade angular de longo termo, com todas as oscilações amortecidas dentro do período de simulação, para ambos os casos 3 e 4. Note que estão plotadas as aberturas angulares das máquinas de Porto Primavera e Capivara em relação às máquinas de Água Vermelha. É possível observar que para o caso 3, a abertura angular é aumentada na ordem de aproximadamente 20 graus, enquanto que no caso 4 este desvio é menor, na faixa de 6 graus. Isto posto, é possível afirmar que o caso 4 apresenta melhores resultados que o caso 3 para o evento associado.

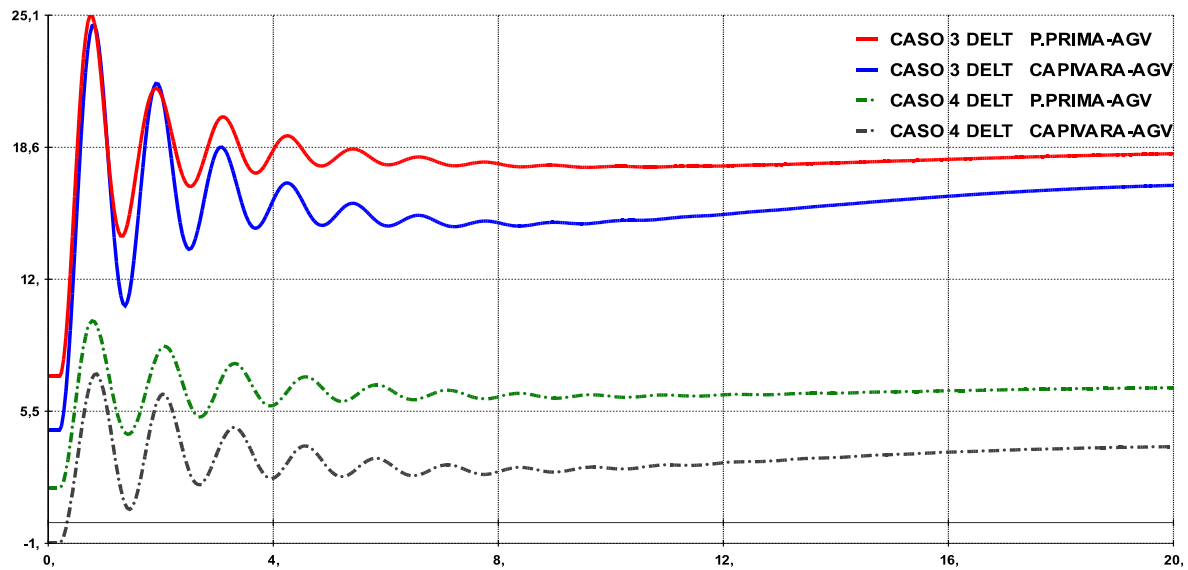


Figura 47: Abertura Angular de P. Primavera e Capivara em Relação à Água Vermelha

Outra característica necessária é averiguar o desvio de frequência das máquinas. Como mencionado na seção 5.5.4, a degradação da tensão devido à saída do circuito, provoca diminuição no consumo de potência ativa, que leva à aceleração das máquinas do sistema. Na Figura 48, em ambas as soluções, há o controle de frequência após rápida elevação da mesma. Em contrapartida, o caso 4 apresenta menor valor de pico se comparado ao caso 3. Além disso, há oscilações até aproximadamente 6 segundo para ambos os casos, indicando troca de energia entre os rotores das máquinas, gerando torques nos eixos, podendo, em casos mais graves, danificá-los.

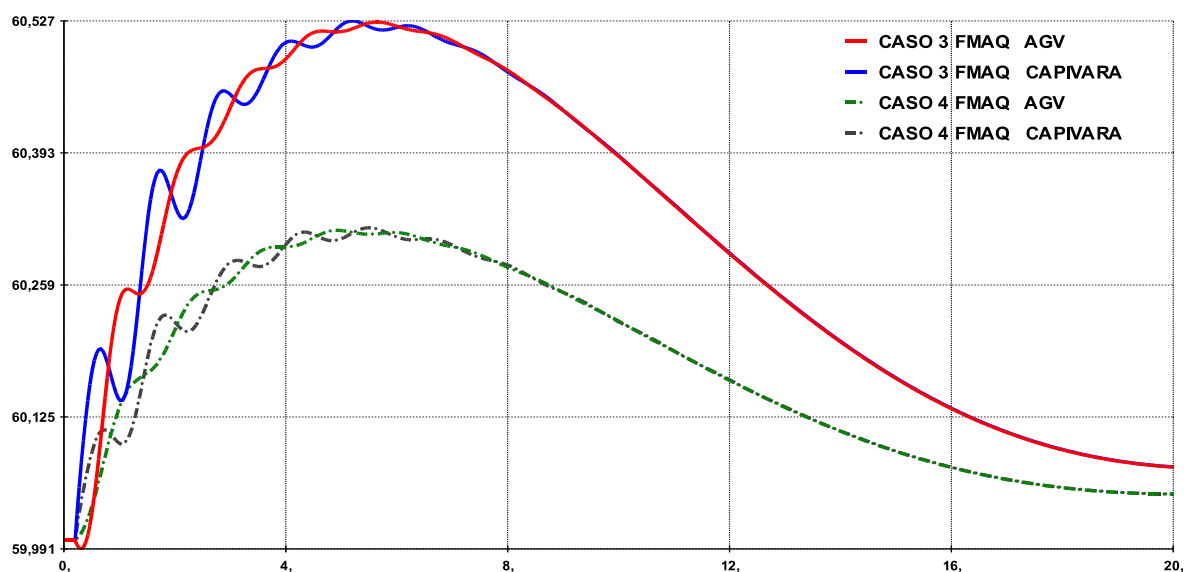


Figura 48: Frequência - Água Vermelha e Capivara

Um fato observado na seção 5.5.4, é que a redução no nível de tensão imposto às

barras da SE Sumaré e da SE Bom Jardim. Sendo assim, o mesmo evento é simulado para estes dois casos. Por questões de clareza e apresentação, os casos 3 e 4 são separados em duas figuras.

De acordo com a figura 49, que representa o caso 3, após a saída do circuito indicado, há subtensão nos barramentos de 440kV das SE Sumaré e Bom Jardim, da ordem de 0,7pu; enquanto que na SE Assis permanece quase não há alteração de nível de tensão. Novamente a configuração radial da área de Água Vermelha, juntamente com carregamento alto, provocam uma situação inviável para a operação.

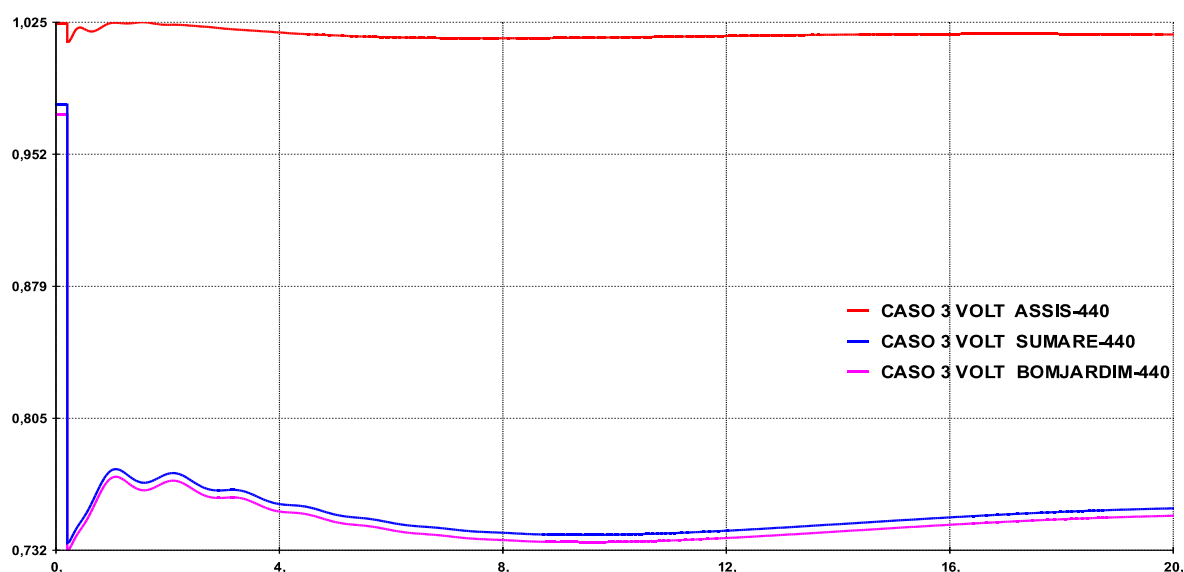


Figura 49: Tensão nos Barramentos Próximo a Linha Desligada - Caso 3

Por outro lado, no caso 4, representado na Figura 50, é possível observar que há o afundamento de tensão, mas muito menor que no caso 3. Observe que em nenhum momento o nível de tensão cai para valores abaixo de 0,95pu. Este resultado demonstra que o critério de áreas de robustez, baseado na teoria da função energia é eficaz. O caso 4, como pode ser visto no diagrama unifilar completo, no Apêndice D, não permite que o sistema Água Vermelha se torne radial após o evento. O circuito que liga a SE Araraquara à SE Santa Bárbara mantém uma configuração mais adequada para o funcionamento deste sistema em caso da abertura da linha entre SE Assis e SE Sumaré. Esta região de fragilidade do sistema é determinada pela função energia e corrigida com o fechamento de circuito.

Portanto, para mais este evento considerado, a função energia mostrou-se capaz de absorver o impacto gerado pela súbita saída de um importante circuito e manter níveis de tensão adequados nos barramentos em piores condições.

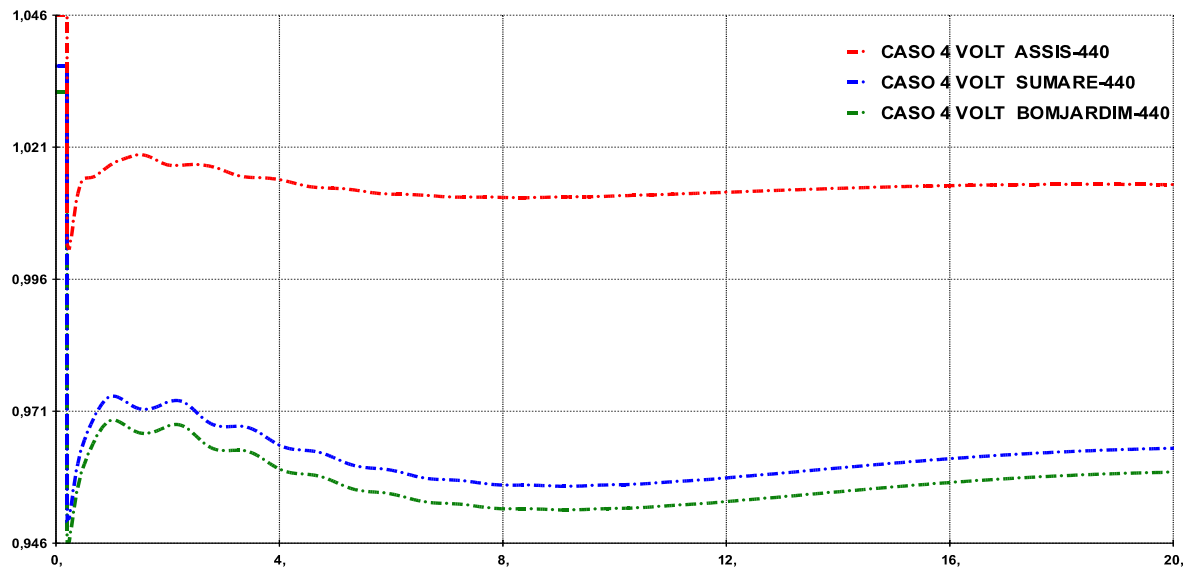


Figura 50: Tensão nos Barramentos Próximo a Linha Desligada - Caso 4

5.5.8 Perturbação 3 - Casos 3 e 4

Esta perturbação consiste em um curto-circuito trifásico. O resultado é apresentado nas Figuras 51 a 54.

Como pode ser visto nas Figuras 51 e 52, o sistema apresenta estabilidade angular transitória e de regime permanente para o evento em questão, suportando o impacto da falta e posteriormente amortecendo todas as oscilações presentes no mesmo.

De acordo com a Figura 51, para as máquinas da UHE Capivara, o caso 4 apresenta resultados equivalentes quando comparados ao caso 3.

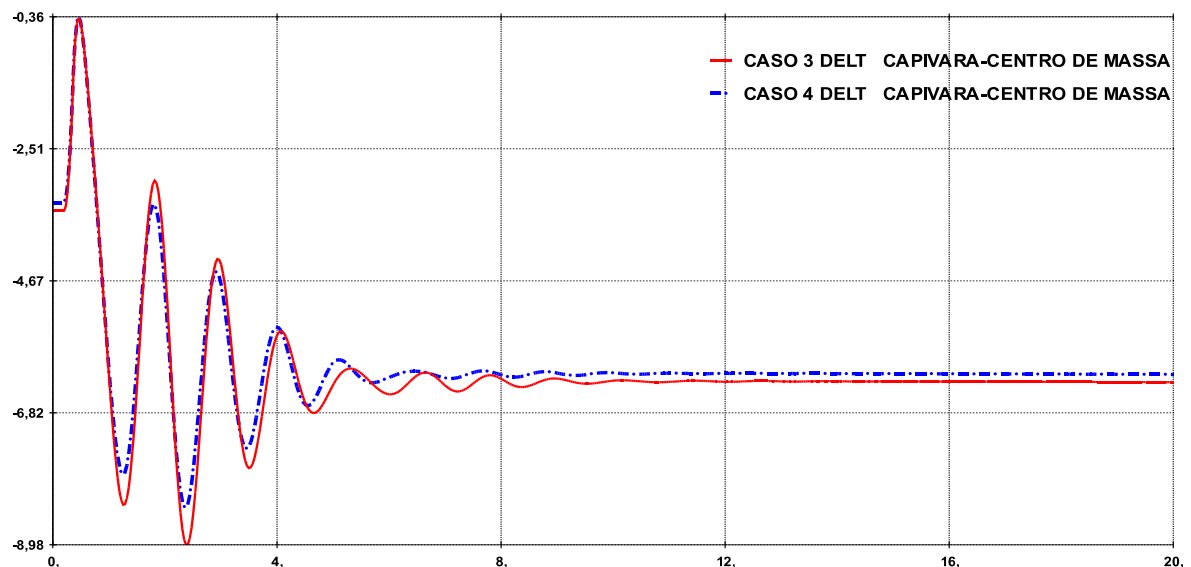


Figura 51: Abertura Angular das Máquinas de Capivara em Relação ao Centro de Massa

O mesmo pode ser visto na Figura 52, onde mostra a abertura angular da UHE Porto Primavera, em relação ao centro de massa do sistema.

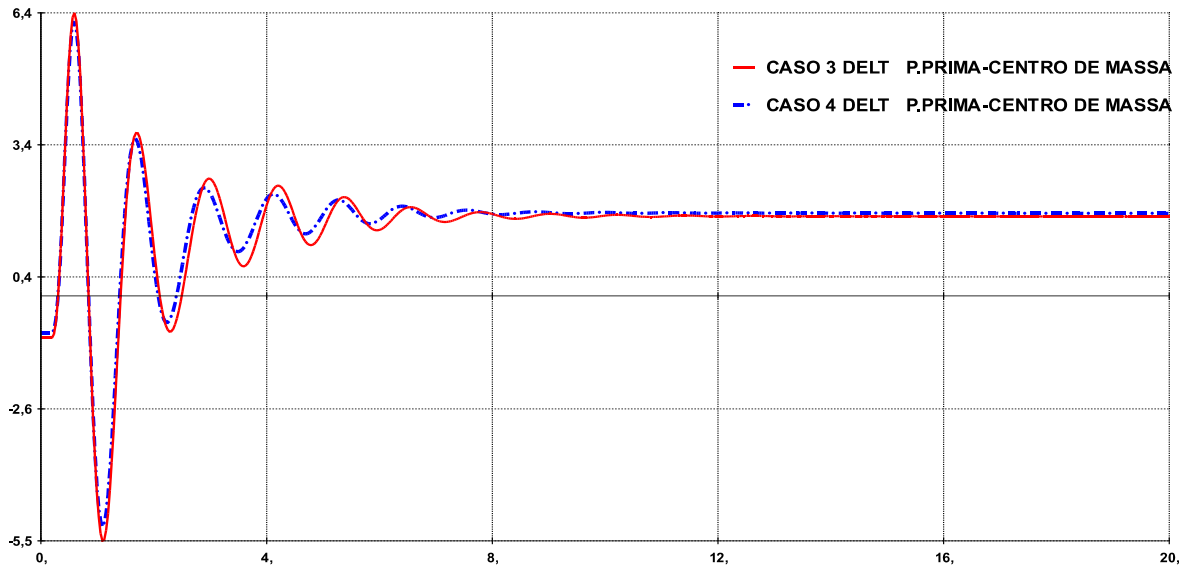


Figura 52: Abertura Angular de Porto Primavera em Relação ao Centro de Massa

Na Figura 53, a potência acelerante da UHE Capivara compara os casos 3 e 4. Como o curto circuito é trifásico franco na barra da SE Capivara 440kV, não há transferência de potência ativa das máquinas para o sistema durante o período de aplicação da falta, e todos os 175 MW despachados são absorvidos pelos rotores das UGs acelerando-as. Geralmente, este tipo de evento é raro na recomposição.

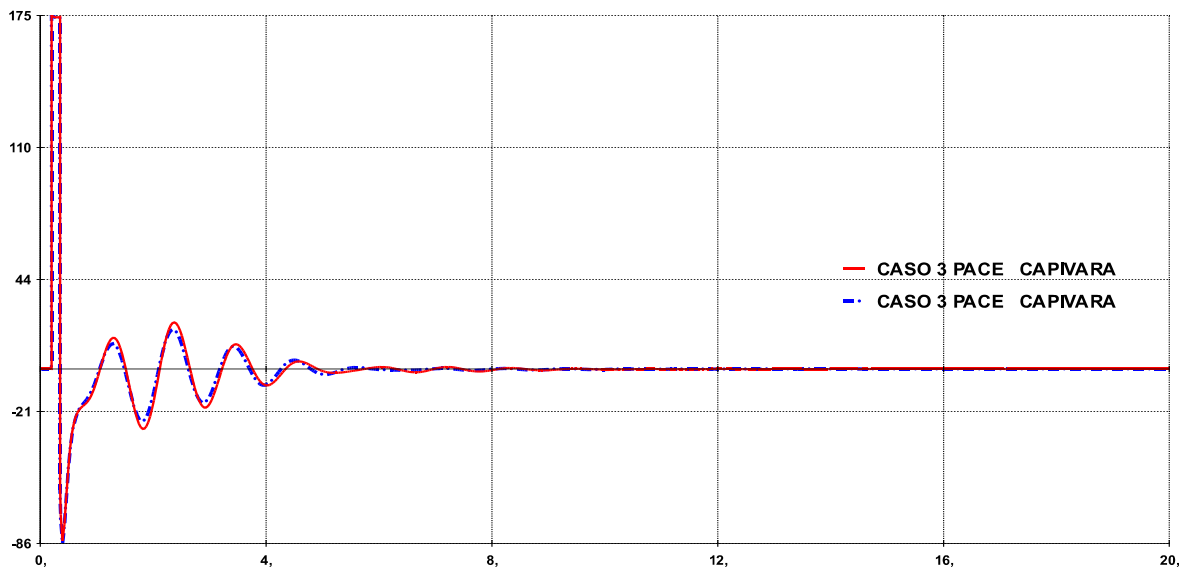


Figura 53: Potência acelerante - UHE Capivara

Quanto à curva de tensão, a barra de carga próxima ao defeito, é escolhida a SE Assis. Note que após a remoção da falta, em $t = 350ms$, a tensão do barramento volta quase que

ao mesmo patamar da condição pré-falta, mostrando que ambos os sistemas são capazes de atender aquela carga após o defeito.

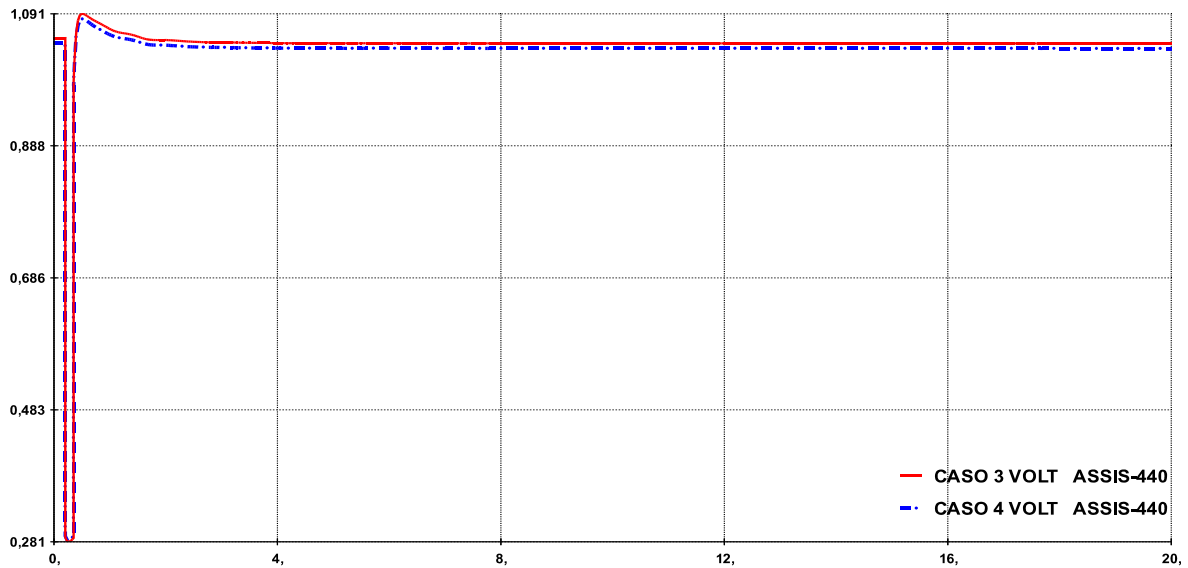


Figura 54: Tensão da SE Assis 440 kV

O caso 4 apresentou-se equivalente ao caso 3 em todos os aspectos considerados, mesmo com a topologia do sistema diferente.

5.5.9 Conclusão sobre os Estudos de Estabilidade

Os estudos de estabilidade mostram que os sistemas apresentam estabilidade angular transitória e de regime permanente para todos os eventos considerados. Isto posto, é possível dizer que as soluções apresentadas pela ferramenta das áreas de robustez é eficaz não somente na análise estática, mas também em análise dinâmica dos casos estudados.

Na maioria dos testes, os casos indicados pelas áreas de robustez são coerentes e até superam nos quesitos avaliados os casos indicados pelo ONS para a fase coordenada da recomposição.

Os casos apresentados pelas áreas de robustez apresentam maior confiabilidade contra abertura de linhas, evitando ilhamentos ou condições inviáveis de operação. Este fenômeno pode ser atribuído a maior distribuição dos anéis fechados. Enquanto o ONS prioriza a maior interconexão entre as unidades geradoras, confinando as linhas reconectadas para perto das usinas, a função energia indica uma melhor alternativa se as linhas reconectadas fossem distribuídas ao longo do sistema. Ambos os casos são perfeitamente aplicáveis e funcionais, tratando-se de uma questão de filosofia adotada pela empresa.

Na maioria das simulações, é possível observar que os casos indicados pelas Áreas de Robustez apresentam melhor controle de tensão e frequência, com oscilações amortecidas mais rapidamente que os casos indicados pelo ONS. Outro fator importante são as menores oscilações apresentadas pelos casos 2 e 4. Fortes oscilações, ou oscilações sustentadas podem provocar esforços torcionais inadmissíveis nos eixos dos geradores, reduzindo a vida útil do mesmo, ou até provocar desligamentos de circuitos através das proteções de distância ou de oscilações.

Importante ressaltar que para nenhum dos casos apresentados, a metodologia baseada em áreas de robustez apresentou-se eficaz sendo equivalente ou, em muitos casos, melhor que os casos apresentados pelo ONS.

6 Conclusão e Estudos Futuros

A recomposição de um sistema elétrico é um dos cenários mais complexos que existe. Assim, conhecer o sistema e organizar estratégias e alternativas previamente é essencial para que a recomposição seja bem sucedida. O sistema brasileiro tem sua matriz energética na hidroenergia. Este fato faz com que a sincronização das unidades geradoras seja feita em questão de minutos, agilizando muito o processo da recomposição. Mas devido a grandiosidade do SIN, as linhas de transmissão são muito longas transformando-as em gigantesco capacitores, que podem inviabilizar o processo de recomposição.

Do ponto de vista da recomposição fluente, os corredores estudados são capazes de realizar a reenergização em poucos minutos após a sincronização o número mínimo de unidades geradoras nas usinas de “black-start”. Porém, estes corredores sofrem com o efeito capacitivo das linhas de transmissão, sendo impossível a realização deste processo sem a conexão de reatores de linha e/ou de barra e o religamento de algumas cargas prioritárias em pontos específicos.

Finalizada a fase fluente da recomposição, entra em cena a fase coordenada. O primeiro passo é fechar o paralelo entre as áreas, sendo que a realização deste processo depende do conhecimento e treinamento dos operadores e do acordo entre as empresas participantes. Uma vez fechado o paralelo entre as áreas é preciso reforçar o sistema fechando os anéis. Os anéis permitem maior acoplamento dos corredores, maior capacidade na troca energética e em melhorias nas condições de confiabilidade do sistema. O problema é que este processo pode demorar algumas horas. Portanto, identificar os locais que melhor atendem às cargas e evitar que os sistemas se desacoplem é de fundamental importância para a recomposição.

Com este objetivo, a ferramenta de identificação de áreas de robustez do sistema permite identificar as áreas mais críticas do sistema e, com novas conexões, melhorar as condições operativas do mesmo, influenciando no tempo total da recomposição.

Foram realizadas comparações entre as soluções indicadas pelo ONS para a recom-

posição coordenada e as soluções apresentadas pela função energia. Como resultado das comparações, a ferramenta de identificação das áreas de robustez mostrou-se capaz de atender as cargas prioritárias com folga, e com qualidade, ou seja, sem problemas advindos de sobre ou subtensão e sem infringir nenhum limite operativo de componentes. Além disso, o sistema mostrou-se robusto o suficiente para suportar algumas perturbações previamente escolhidas, encontrado um ponto de equilíbrio estável e viável após a ocorrência da perturbação.

Estas validações são importantes dado que pontos de operação inviáveis durante a recomposição, como subtensões sustentadas, provocam desligamentos de linhas e/ou cargas e atrasam o processo de recomposição do SIN. Isto mostra a dificuldade de se recompor um sistema tão grande, onde uma infinidade de eventos podem acontecer. Mesmo assim o sistema deve suportar o impacto inicial e convergir para um ponto de operação estável e viável. A experiência mostra que muitas vezes isto não é possível, e uma ferramenta como a apresentada neste trabalho, pode ajudar os especialistas e operadores na difícil tarefa de recompor um grande sistema, como o brasileiro.

Outro fator positivo apresentado pela ferramenta baseada em função energia são as soluções não óbvias. Enquanto que as boas normas de estabilidade angular indicam que sejam conectadas as linhas de transmissão que conectam as UHE entre si, a função energia tem apresentado que isto nem sempre é o melhor a ser feito. Nos quatro casos apresentados, linhas que conectam barras de cargas apresentaram-se melhores para a estabilidade angular do sistema que as linhas que interconectam as usinas.

A ferramenta sozinha não é capaz de resolver todos os problemas. Ao contrário, o trabalho pretende mostrar que se pode encontrar alternativas de auxílio aos especialistas durante as fases da recomposição. Portanto, tem-se uma ferramenta auxiliar para o complexo problema de recomposição de SEP's.

Como trabalho futuros é possível avaliar a ferramenta para interconexão de outros corredores utilizados na recomposição. Há sistemas maiores e mais malhados, como os de FURNAS, ou ainda, há corredores que operam a 138 kV que merecem atenção por abastecerem importantes cargas, como o caso do corredor da UHE Três Irmãos.

Durante os testes da fase coordenada, foi necessária a desconsideração dos transformadores rebaixadores que alimentam as cargas, pois sua presença prejudicava os resultados da função energia. Estudar melhor este fenômeno criar formas de definir a região de atuação da ferramenta, é um dos trabalhos futuros.

Outra tarefa ainda a ser feita é definir patamares para separar regiões boas de regiões críticas. Há casos onde a faixa de variação é muito maior que outros, basta comparar dois corredores, como o de Água Vermelha que tem faixa de variação de aproximadamente 60 e o de Ilha Solteira cuja faixa é de aproximadamente 80.

Referências

- [1] M. Adibi, L. Fink P. Clelland, H. Happ, R. Kafka, J. Raine, D. Scheurer, and F. Trefny. Power system restoration - a task force report. *IEEE Transactions on Power Systems*, 2(2):271–277, May 1987.
- [2] Marcelo Martinho Pestana. Recomposição de sistemas elétricos de potência, treinamento e ferramentas de apoio à recomposição. Mestrado, Universidade Federal de Itajubá, Novembro 2008.
- [3] M. M. Adibi, J. N. Borkoski, and R. J. Kafka. Power system restoration - the second task force report. *IEEE Transactions on Power Systems*, 2(4):927–933, November 1987.
- [4] Alcir José Monticelli. *Fluxo de Cargas em Redes de Energia Elétrica*. Edgard Blecher LTDA, São Paulo - SP - Brasil, 1983.
- [5] Benedito Bonatto and Hermann W. Dommel. *EMTP Modelling of control and power electronic devices*. McGraw-Hill, New York, 1994.
- [6] A. Dariani and R. Rastegar. Emtplib-based black start analysis for an isolated power system. *Electric Power and Energy Conference (EPEC)*, pages 1–7, 2010.
- [7] P. M. Anderson and A. A. Fouad. *Power System Control and Stability*. Ames: Iowa State University, Englewood Cliffs, New Jersey 07632, 1977.
- [8] Prabha Kundur. *Power System Stability and Control*. Lambert Academic Publishing, Berlin, 2010.
- [9] A. A. Fouad and Vijay Vital. *Power System Transient Stability Analysis Using the Transient Energy Function Method*. Prentice-Hall, Englewood Cliffs, New Jersey 07632, 1992.
- [10] B. I. Lima Lopes and A. C. Zambroni de Souza. A newton approach for long term stability studies in power systems. *Applied Mathematics and Computation*, 215:3327–3334, 2010.
- [11] A.C. Zambroni de Souza and B.I.L. Lopes. Unified computational tool for transient and long-term stability studies. *IET Generation, Transmission & Distribution*, 3(2):173–181, 2009.
- [12] T. V. Cutsem and M. Ribbens-Pavella. Structure preserving direct methods for transient stability analysis of power systems. *Proceedings of 24th Conference on Decision and Control, Flórida*, 70, 1985.

- [13] N. Narasimhamurthi and M. Musavi. A generalized energy function for transactions stability analysis of power systems. *IEEE Transactions on Circuits and Systems cas-31*, 637, 1984.
- [14] N. Narasimhamurthi. On the existence of energy functions for power systems with transmission losses. *IEEE Transactions on Circuits and Systems cas-31*, 199, 1984.
- [15] I. A. Hiskens and D. J. Hill. Energy functions, transactions stability and voltage behavior in power systems with nonlinear loads. *IEEE Transactions on Power Systems* 4, (1525), 1989.
- [16] H. Chiang. Study of the existence of energy functions for power systems with losses. *IEEE Transactions Circuits and Systems*, 36(1423), 1989.
- [17] F. H. J. R. Silva, L. F. C. Alberto, and N. G. Bretas. Extended lyapunov function for power systems with transmission losses. *IEEE Bologna PowerTech Conference, Bolonha*, 2003.
- [18] Eliane Valença Nascimento De Lorenci. Uma nova abordagem para o uso de função energia em análise de estabilidade de tensão, Maio 2013.
- [19] A. C. Zambroni de Souza, R. C. Leme, L. F. B. Vasconcelos, and B. I. L. Lopes and Y. C. S. Ribeiro. Energy function and unstable solutions by the means of an augmented jobian. *Applied Mathematics and Computation*, 206:154–163, 2008.
- [20] T. J. Overbye and C. L. DeMarco. Voltage security enhancement using energy based sensitivities. *Transactions on Power Systems*, 6(3):1196–1202, August 1991.
- [21] C. L. DeMarco and T. J. Overbye. An energy based security measure for assessing vulnerability to voltage collapse. *IEEE Transactions on Power Systems*, 5(2):419–427, May 1990.
- [22] T. J. Overbye, M. A. Pai, and P. W. Sauer. Some aspects of the energy functions approach to angle and voltage stability analysis in power systems. *Proceedings of the 31th Conference on Decision and Control*, pages 2941–2946, December 1992.
- [23] Adibi M. M., Kafkal R.J., and Milanicz D.P. Expert system requirements for power system restoration. *IEEE Trans Power Syst*, 9(3):1592–1600, 1994.
- [24] Daniel S. Kirschen and Terry L. Volkman. Guiding a power system restoration with an expert system. *IEEE Transactions on Power Systems*, 6(2):558–566, May 1991.
- [25] Nelson Kagan and Carlos César Barioni de Oliveira. Reconfiguração de redes de distribuição de energia elétrica através de ferramenta para solução de problemas de decisão com múltiplos objetivos e incertezas. *SBA Controle & Automação*, 9(1):18–30, 1998.
- [26] Shunqi Zeng, Zhenzhi Lin, Fushuan Wen, and Gerard Ledwich. A new approach for power system black-start decision-making with vague set theory. *Electrical Power and Energy Systems*, 34:114–120, 2012.

- [27] W.J. Liu, Z.Z. Lin, F.S. Wen, and G. Ledwich. Intuitionistic fuzzy choquet integral operator-based approach for black-start decision-making. *IET Generation, Transmission & Distribution*, 6(5):378–386, 2012.
- [28] Weijia Liu, Zhenzhi Lin, Fushuan Wen, and Gerard Ledwich. Analysis and optimisation of the preferences of decision-makers in black-start group decision-making. *IET Generation, Transmission & Distribution*, 7(1):14–23, 2013.
- [29] Chen YP Zhang ZY. Optimization of power system black-start schemes based on the fuzzy multiple attributes decision-making method. *High Volt Eng*, 33(3):42–47, 2007.
- [30] Li Liu, Wenxin Liu, David A. Cartes, and Il-Yop Chung. Slow coherency and angle modulated particle swarm optimization based islanding of large-scale power systems. *Advanced Engineering Informatics*, 23:45–56, 2009.
- [31] P.M.S. Carvalho, L.A.F.M. Ferreira, and L.M.F. Barruncho. Optimization approach to dynamic restoration of distribution systems. *Electrical Power and Energy Systems*, 29:222–229, 2007.
- [32] James W. Feltes, Carlos Grande-Moran, Senior Patrick Duggan, Serge Kalinowsky, Mohsen Zamzam, Vinod C. Kotecha, and F. Paul de Mello. Some considerations in the development of restoration plans for electric utilities serving large metropolitan areas. *IEEE Transactions on Power Systems*, 21(2):909–915, May 2006.
- [33] I. Erlich, S. Demmig, and F. Shewarega. Restoration issues in large metropolitan power systems: An example in the berlin distribution grid. *Power and Energy Society General Meeting, 2012 IEEE*, pages 1–7, 2012.
- [34] William H. Kersting. *Distribution System Modeling and Analysis*. CRC Press, New Mexico State University Las Cruces, New Mexico, 2002.
- [35] Luis Antonio Felber. Regulação de tensão em subestações de distribuição de energia elétrica. Mestrado, Universidade Federal de Itajubá, Julho 2010.
- [36] Wesley Peres. Contribuições ao estudo de recomposição fluente de sistemas elétricos de potência. Mestrado, Universidade Federal Juíz de Fora, Março 2012.
- [37] Eduardo Martins Viana. Ferramenta para maximização de carga durante a fase fluente da recomposição de sistemas elétricos. Mestrado, Universidade Federal Juíz de Fora, Agosto 2008.
- [38] Flávio Rodrigo de Miranda Alves. Aplicação de buscas heurísticas ao problema de determinação de rotas para recomposição fluente de sistemas elétricos de potência, Abril 2007.
- [39] C. R. Guirelli, Prof. Dr. J. A. Jardini, L. C. Magrini, S.R.U.Cabral, and B.N.Dias. Sistema especialista para apoio a recomposição do sistema cteep. *IX EDAO ? Encontro para Debates de Assuntos de Operação*, pages 1–6, Março 2007.
- [40] Fernando Ramos Lage, Marcelo Martinho Pestana, and Fabio Soares Eloy. Recomposição do sistema elétrico baseado em método de treinamento e sistema inteligente de apoio. *X - EDAO*, pages 1–7, Novembro 2009.

- [41] Alexandre de Assis Mota, Lia Toledo Moreira Mota, and André Luiz Morelato França. Modelagem de planos de recomposição de sistemas elétricos como grafos cpm/pert. *Revista Controle & Automação*, 17(4):437–445, Outubro, Novembro e Dezembro 2006.
- [42] Operador Nacional do Sistema Elétrico. *Procedimentos de Rede Submódulo 21.6*, junho 2009.
- [43] Operador Nacional do Sistema Elétrico. *Procedimentos de Rede Submódulo 10.11*, junho 2010.
- [44] Agência Nacional de Energia Elétrica ANEEL. Relatório de fiscalização rf-ons-10/2010-sfe, 2010. Acessado em Outubro de 2013 <http://www.aneel.gov.br/arquivos/PDF/Relat%C3%B3rioDeFiscaliza%C3%A7%C3%A3oONS.pdf>.
- [45] R.C. Leme, L.C.A. Ferreira, B.I.L. Lopes, and A.C. Zambroni de Souza. Using redispatch generators to reduce the standing phase angle during system restoration. *IEEE Proceedings - Generation, Transmission & Distribution*, 153(5):531 – 539, September 2006.
- [46] I.B. Lima Lopes, A.C.Z. de Souza, and P.P.C. Mendes. Tangent vector as a tool for voltage collapse analysis considering a dynamic system model. *Power Tech Proceedings, 2001 IEEE Porto*, 2:5, September 2001.
- [47] A.C.Z. de Souza, C.A. Canizares, and V.H. Quintana. New techniques to speed up voltage collapse computations using tangent vectors. *IEEE Transactions on Power Systems*, 12(3):1380 – 1387, 1997.
- [48] M. A. Pai. *Power system stability: Analysis by the direct method of Lyapunov*. New York: North-Holland, Englewood Cliffs, New Jersey 07632, 1981.
- [49] M. A. Pai and Peter W. Sauer. Stability analysis of power systems by lyapunov's direct method. *Control Systems Magazine, IEEE*, 9(1):23–27, January 1989.
- [50] Operador Nacional do Sistema Elétrico, <http://extranet.ons.org.br/operacao/mpo.nsf/principalweb?openframeset>. *Manual de Procedimentos da Operação Módulo 10 - Submódulo 10.21*, Outubro 2013.
- [51] Rubens Dario Fuchs. *Transmissão de energia elétrica: linhas aéreas Vol.1*. L.T.C, Rio de Janeiro, 1977.
- [52] Rubens Dario Fuchs. *Transmissão de energia elétrica: linhas aéreas Vol.2*. L.T.C, Rio de Janeiro, 1977.
- [53] University of Washington. Power systems test case archive. Acessado em Outubro de 2013 - <http://www.ee.washington.edu/research/pstca>.

APÊNDICE A - Dados IEEE 14 barras

```

TAPE
08/19/93 UW ARCHIVE            100.0 1962 W IEEE 14 Bus Test Case
BUS DATA FOLLOWS                 14 ITEMS
%234567890%234567890%234567890%234567890%234567890%234567890%234567890%234567890%234567890%234567890%234567
%No) ( nome ) Lf(Lz ( T ( V ) ( A ) ( P1 ) ( Q1 ) (Pg ) ( Qg ) (B.KV) (V de) ( Qmax ) ( Qmin ) ( G ) ( B ) (Re)
1  Bus 1  1 1 3 1.060  0.0  0.0  0.0  232.4  -16.9  0.0  1.060  0.0  0.0  0.0  0.0  0
2  Bus 2  1 1 2 1.045  -4.98  21.7  12.7  166.0  42.4  0.0  1.045  50.0  -40.0  0.0  0.0  0
3  Bus 3  1 1 2 1.010  -12.72  94.2  19.0  0.0  23.4  0.0  1.010  40.0  0.0  0.0  0.0  0
4  Bus 4  1 1 0 1.019  -10.33  47.8  -3.9  0.0  0.0  0.0  0.0  0.0  0.0  0.0  0.0  0
5  Bus 5  1 1 0 1.020  -8.78  7.6  1.6  0.0  0.0  0.0  0.0  0.0  0.0  0.0  0.0  0
6  Bus 6  1 1 2 1.070  -14.22  11.2  7.5  0.0  12.2  0.0  1.070  24.0  -6.0  0.0  0.0  0
7  Bus 7  1 1 0 1.062  -13.37  0.0  0.0  0.0  0.0  0.0  0.0  0.0  0.0  0.0  0.0  0
8  Bus 8  1 1 2 1.090  -13.36  0.0  0.0  0.0  17.4  0.0  1.090  24.0  -6.0  0.0  0.0  0
9  Bus 9  1 1 0 1.056  -14.94  29.5  16.6  0.0  0.0  0.0  0.0  0.0  0.0  0.0  0.19  0
10 Bus 10 1 1 0 1.051  -15.10  9.0  5.8  0.0  0.0  0.0  0.0  0.0  0.0  0.0  0.0  0.0  0
11 Bus 11 1 1 0 1.057  -14.79  3.5  1.8  0.0  0.0  0.0  0.0  0.0  0.0  0.0  0.0  0.0  0
12 Bus 12 1 1 0 1.055  -15.07  6.1  1.6  0.0  0.0  0.0  0.0  0.0  0.0  0.0  0.0  0.0  0
13 Bus 13 1 1 0 1.050  -15.16  13.5  5.8  0.0  0.0  0.0  0.0  0.0  0.0  0.0  0.0  0.0  0
14 Bus 14 1 1 0 1.036  -16.04  14.9  5.0  0.0  0.0  0.0  0.0  0.0  0.0  0.0  0.0  0.0  0
-999
BRANCH DATA FOLLOWS                 20 ITEMS
%234567890%234567890%234567890%234567890%234567890%234567890%234567890%234567890%234567890%234567890%23456
%DE) (PA) LfLz C T(R-LINHA ) (X-LINHA ) (B[pu] ) (MVA)X(MVA)X(MVA)X(CEN I (TAP )X(DEFAS) (T MIN) (T MAX)X(SIZE)X(V MIN) (V MAX)
1  2 1 1 1 0 0.01938  0.05917  0.0528  0 0 0 0 0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0
1  5 1 1 1 0 0.05403  0.22304  0.0492  0 0 0 0 0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0
2  3 1 1 1 0 0.04699  0.19797  0.0438  0 0 0 0 0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0
2  4 1 1 1 0 0.05811  0.17632  0.0340  0 0 0 0 0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0
2  5 1 1 1 0 0.05695  0.17388  0.0346  0 0 0 0 0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0
3  4 1 1 1 0 0.06701  0.17103  0.0128  0 0 0 0 0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0
4  5 1 1 1 0 0.01335  0.04211  0.0 0 0 0 0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0
4  7 1 1 1 0 0.0 0.20912  0.0 0 0 0 0 0 0.978 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0
4  9 1 1 1 0 0.0 0.55618  0.0 0 0 0 0 0 0.969 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0
5  6 1 1 1 0 0.0 0.25202  0.0 0 0 0 0 0 0.932 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0
6  11 1 1 1 0 0.09498  0.19890  0.0 0 0 0 0 0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0
6  12 1 1 1 0 0.12291  0.25581  0.0 0 0 0 0 0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0
6  13 1 1 1 0 0.06615  0.13027  0.0 0 0 0 0 0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0
7  8 1 1 1 0 0.0 0.17615  0.0 0 0 0 0 0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0
7  9 1 1 1 0 0.0 0.11001  0.0 0 0 0 0 0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0
9  10 1 1 1 0 0.03181  0.08450  0.0 0 0 0 0 0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0
9  14 1 1 1 0 0.12711  0.27038  0.0 0 0 0 0 0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0
10 11 1 1 1 0 0.08205  0.19207  0.0 0 0 0 0 0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0
12 13 1 1 1 0 0.22092  0.19988  0.0 0 0 0 0 0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0
13 14 1 1 1 0 0.17093  0.34802  0.0 0 0 0 0 0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0
-999
LOSS ZONES FOLLOWS                 1 ITEMS
1 IEEE 14 BUS
-99
INTERCHANGE DATA FOLLOWS                 1 ITEMS
% 1 2 Bus 2 HV 0.0 999.99 IEEE14 IEEE 14 Bus Test Case
-9
TIE LINES FOLLOWS                 0 ITEMS
-999
END OF DATA
    
```


APÊNDICE B – Dados do sistema 440kV

TITU

CASO 68-JUPIA-ILHA SOLTEIRA-AGUA VERMELHA

DBAR

(Num)	OETGb	(nome)	G1(V)	(A)	(Pg)	(Qg)	(Qn)	(Qm)	(Bc)	(P1)	(Q1)	(Sh)	Are(Vf)
78	L	E	TPE-345	51091-16.									21000
86	D	EIBIUNA---	345	11000	0.								31000
99	D	BARARAQUA-525	W1031	0.									21000
101	D	CARARAQUA-500	31082	0.									21000
410	L	F	FESO-230	51071-16.									31000
414	D	DOESTE2-440	51000	0.									31000
421	D	FPIRITUBA-230	41000	0.									31000
422	D	GPIRITUBA--88	41000	0.									31000
423	L	FANHANG1-230	51055-18.										31000
425	L	F	ETR-CE-230	51051-18.									31000
427	L	F	FCTR-230	51044-19.									31000
449	L	E	ITE-345	51092-16.									21000
464	L	E	LEST-345	51087-17.									21000
465	D	GLESTE-----88	41000	0.									21000
466	L	E	RRF-345	51086-17.									21000
474	L	F	ESUL-345	51101-14.									31000
479	D	EA.SERRA2-345	41000	0.									31000
488	D	EINTERLAG-345	41000	0.									31000
491	D	EXAVANTES-345	41000	0.									31000
495	D	EM.FORNAS-345	41000	0.									31000
500	L1	AGV-3GR		950.105388.5-287.-540.	540.								11000
501	L2	ILS-6GR		950	0.523.4-547.-800.	800.							21000
502	L1	JUP-6GR		980	-.5364.8-207.-576.	576.							31000
507	L1	CAPIVARA-3GR	A	995-2.3	175.-148.-231.	231.							51000
510	L1	P.PRIMA--8GR		510001.38394.7-207.-360.	360.								41000
513	L1	TAQUARUC-5MQ		990-.67	150.-131.-240.	240.							41000
536	L	DAVERMELHA440		993-3.1									11000
538	L	D	ILS-440	51015-3.4									21000
539	L	D	DJUP-440	51016-3.9									31000
542	L	DT.IRMAOS		51017-3.7									31000
544	L	DPPRIMAV--440		51030-1.7									41000
547	L	DTAQUARUC-440		51040-3.7									41000
549	L	DCAPIVARA-440		51038	-5.								51000
552	L	DASSIS----440		51055-7.8									51000
556	D	BASSIS----525	W1034-17.										41027
559	L	D	ARA-440	51068-11.									21000
561	L	D	DBAU-440	51059-11.									31000

(Num)OETGb(nome)G1(V)(A)(Pg)(Qg)(Qn)(Qm)(Bc)(P1)(Q1)(Sh)Are(Vf)

```

(Num)OETGb( nome )Gl( V)( A)( Pg)( Qg)( Qn)( Qm)(Bc )( Pl)( Ql)( Sh)Are(Vf)
563 L DRIBPRETO-440 1030-11. 11000
565 D DMMIRIM-3-440 51000 0. 21000
566 D GMMIRIM-3-138 51000 0. 21000
567 L DSBARBARA-440 1059-13. 11000
570 L DSUMARE---440 1058-14. 11000
574 L DBOMJARDIM440 51053-14. 41000
575 D GBOMJARDIM138 51000 0. 41000
577 D DOESTEY2-440 51000 0. 31000
581 L D DEMG-440 51103-14. 31000
582 L F EEMG-345 51104-14. 31000
583 D GEMBUGUACU138 51000 0. 31000
584 L D DCAV-440 51089-15. 31000
590 L F FCAV-230 51085-15. 31000
591 D GCABREUVA-138 51000 0. 31000
593 L D SAA-440 51093-15. 21000
594 L E SAA-345 51093-15. 21000
595 D GSTOANGELO138 51000 0. 21000
599 D DTAUBATE--440 51000 0. 41000
601 D GTAUBATE--138 51000 0. 41000
1029 D FLondrinF-230 51001 0. 41000
7057 D CARARAU2-500 31083 0. 21000
7058 D DARARAU2-440 41040 0. 21000
8561 L DBAU-440-FIC 51059-11. 31000
8593 D DSAA-440-FIC 51000 0. 21000
9471 D EBSA345KV-FIC 41000 0. 31000
9536 L DAVERM440FICT 993-3.1 11000
9538 L DISOLT-FICT 51015-3.4 21000
9552 L DASSISFIC440 51055-7.8 41000
9559 D DARA-440-FIC 51000 0. 21000
9561 D DBAU-440-FIC 51063-8.3 31000
9567 L DSBAR-440-FIC 1059-13. 11000
9570 L DSUMARE---440 1058-14. 41000
9574 D DEBJARDIM440FI 51000 0. 21000
9584 L DCAV-440-FIC 51089-15. 31000
9593 D DSAA-440-FIC 51000 0. 21000

```

99999

DLIN

```

(De )d 0 d(Pa )NcEP ( R% )( X% )(Mvar)(Tap)(Tmn)(Tmx)(Phs)(Bc )(Cn)(Ce)Ns(Cq)
78 464 1 .1 .9517.073
78 464 2D .1 .9417.073
86 488 2 .0806 1.29138.341 20202020 2020
99 101 1D .01 .952 20002000 2000
410 421 1 .28 1.54 4.97
410 421 2 .28 1.54 4.97
410 423 1 .2 1.1 3.55
421 422 1 8.18 1.
421 422 2 8.3 1.
423 425 1 .08 .44 1.42
425 427 1 .04 .8276.695
449 78 1 .07 .6612.845
449 78 2D .07 .6612.845
464 465 2 6.35 1. 400 400 400
(De )d 0 d(Pa )NcEP ( R% )( X% )(Mvar)(Tap)(Tmn)(Tmx)(Phs)(Bc )(Cn)(Ce)Ns(Cq)

```

(De)	d	0	d(Pa)	NcEP	(R%)	(X%)	(Mvar)	(Tap)	(Tmn)	(Tmx)	(Phs)	(Bc)	(Cn)	(Ce)	Ns	(Cq)
464	466	1			.01	.15	4.127									
479	582	1			.16	1.3122	.768						896	896	896	
488	491	1			.01	.2	5.502						2390	2390	2390	
491	495	1			.02	.64	8.941						1195	1195	1195	
536	500	1				1.367		1.					1500	1500	1500	
536	563	1			.41	5.64304	.12						1524	1524	1524	
536	9559	1			.4	5.36290	.92						1522	1522	1522	
538	501	1				1.097		1.								
538	559	1			.48	5.97384	.96									
538	559	2			.48	5.97384	.96									
539	502	1				1.605		1.								
539	542	1			.06	.73	43.83									
539	547	1D			.27	3.6197	.09						1524	1524	1524	
539	561	1			.39	4.96319	.72									
539	561	2D			.39	4.96319	.72									
542	9538	1			.06	.81	48.63									
544	510	1				1.3838		1.					1814	1814	1814	
544	547	1			.15	1.94108	.73						1524	1524	1524	
544	547	2			.15	1.94108	.73						1524	1981	1524	
547	513	1				3.63		1.					336	336	336	
547	549	1 T			.09	1.2	66.94						1524	1524	1524	
547	9552	1			.25	2.97174	.69						1936	1936	1936	
549	507	1				2.7933		1.					534	534	534	
549	552	1			.14	1.82	102.2						2030	2286	2030	
552	9552	1 T				.001										
556	99	1D			.182	2.807350	.11						2001	2241	2001	
556	552	1D				.71		1.					1500	1950	1500	
559	565	1			.21	2.65170	.71									
559	8561	1			.13	1.71102	.88						1065	1065	1065	
559	9559	1				.001										
559	9567	1			.18	2.38	134.8						1522	1522	1522	
561	538	2D			.41	5.09	327.9									
561	577	1			.28	3.54228	.28									
561	581	1			.4	4.86313	.39									
561	584	1			.3	3.76242	.06									
561	584	2D			.3	3.76242	.06									
561	8561	1				.001										
563	567	1			.22	3.03163	.37						1524	1524	1524	
565	9593	1			.23	2.88185	.57									
566	565	1				4.63		1.								
567	570	1			.03	.34	19.21						1524	1524	1524	
567	9567	1				.001										
570	9570	1				.001										
574	593	1D			.15	1.98118	.81						1522	1522	1522	
574	599	1			.2	2.56151	.95						1522	1522	1522	
574	9570	1			.06	.8	45.81									
575	574	1				9.66		1.								
577	414	1				.02	1.56									
577	581	1			.11	1.32	85.11									
581	9584	1			.09	1.22	73.5						1524	1829	1524	
582	474	1			.22	1.87	30.89									
582	488	1			.07	.712	.166						895	895	895	

(De)	d	0	d(Pa)	NcEP	(R%)	(X%)	(Mvar)	(Tap)	(Tmn)	(Tmx)	(Phs)	(Bc)	(Cn)	(Ce)	Ns	(Cq)
582			488	2	.07	.712	.166						895	895	895	
582			581	1		.72		1.								
583			581	1		4.666		1.					300	300	300	
584			9584	1		.001										
590			410	1	.3	2.2	7.897									
590			410	2	.3	2.2	7.897									
590			410	3D	.3	2.2	7.897									
590			410	4D	.3	2.2	7.897									
590			584	1		.75		1.								
590			584	2		.75		1.								
591			584	1		8.27		1.					150	150	150	
593			559	1	.38	4.7303	3.36									
593			9593	1		.001										
594			449	1	.04	.41	7.15									
594			449	2D	.04	.41	7.15									
594			593	1		.72		1.								
594			593	2		.71		1.								
595			593	1		4.69		1.					300	300	300	
601			599	1		4.65		1.								
7057			101	1	.01	.19319	.124						12553204	1255		
7058			559	1	.013	.25	14.81						11052705	1105		
7058			559	2	.013	.25	14.81						11052705	1105		
7058			7057	1		.96	.9648	.9	1.1				705812501250321250			
9471			479	1	.02	.22	3.38						10751075	1075		
9536			536	1		.001										
9536			538	1	.19	2.52136	.89									
9538			538	1		.001										
9552			561	1	.18	2.37132	.67						15241524	1524		
9552			9570	1	.43225	.4916309	.59						19361936	1936		
9561			538	1	.41	5.09	327.9									
9561			561	1		.001										

99999

DCAI

(Num)	0	Gr	E	(U)	UOp	(P)	(Q)	(A)	(B)	(C)	(D)	(Vf1)	(Vf)
414		1	D	1	1	150.	49.3					70.	1000
427		1		1	1	150.	74.5					70.	1000
427		2		1	1	100.	43.9					70.	1000
465		1	D	1	1	150.	49.4					70.	1000
466		1		1	1	160.	40.3					70.	1000
474		1		1	1	30.	30.4					70.	1000
495		1	D	1	1	200.	65.8					70.	1000
536		1		1	1	120.	48.6					70.	1000
539		1		1	1	150.	60.					70.	1000
544		1		1	1	9.	3.7					70.	1000
547		1		1	1	65.	28.6					70.	1000
549		1		1	1	100.	38.4					70.	1000
552		1		1	1	65.	23.5					70.	1000
559		1		1	1	150.	50.4					70.	1000
561		1		1	1	240.	95.					70.	1000
563		1		1	1	130.	54.1					70.	1000
566		1	D	1	1	200.	69.9					70.	1000
567		1		1	1	180.	79.2					70.	1000

(Num) 0 Gr E (U) UOp (P) (Q) (A) (B) (C) (D) (Vf1) (Vf)

```
(Num) 0  Gr E (U) UOp ( P ) ( Q ) (A) (B) (C) (D) (Vf1) (Vf)
 570   1   1   1  160.  39.1                70. 1000
 574   1   1   1  160.  73.6                70. 1000
 583   1 D  1   1  110.  36.1                70. 1000
 591   1   1   1   55.  18.                 70. 1000
 595   1 D  1   1  150.  25.                 70. 1000
1029   1 D  1   1   80.  26.3                70. 1000
```

99999

DBSH

```
(NFr) 0 (NTo) Nc C (Vmn (Vmx Bctrl (Qini) T A (Extr
 422           F 0900 1100 421           C
```

```
(G 0 E (U) UOp (Sht )
```

```
1   D   1   1   63.
```

FBAN

```
(NFr) 0 (NTo) Nc C (Vmn (Vmx Bctrl (Qini) T A (Extr
 423           F 0900 1100 423  -60. C
```

```
(G 0 E (U) UOp (Sht )
```

```
1           1   1  -60.
```

FBAN

```
(NFr) 0 (NTo) Nc C (Vmn (Vmx Bctrl (Qini) T A (Extr
 465           F 0900 1100 465           C
```

```
(G 0 E (U) UOp (Sht )
```

```
1   D   2   1   63.
```

FBAN

```
(NFr) 0 (NTo) Nc C (Vmn (Vmx Bctrl (Qini) T A (Extr
 552           F 0950 1046 552  -90. C
```

```
(G 0 E (U) UOp (Sht )
```

```
10          1   1  -90.
```

FBAN

```
(NFr) 0 (NTo) Nc C (Vmn (Vmx Bctrl (Qini) T A (Extr
 559           F 0800 1100 559 -180. C
```

```
(G 0 E (U) UOp (Sht )
```

```
1           1   1 -180.
```

FBAN

```
(NFr) 0 (NTo) Nc C (Vmn (Vmx Bctrl (Qini) T A (Extr
 559  538 1 F 0900 1100 559           C 559
```

```
(G 0 E (U) UOp (Sht )
```

```
1   D   1   1 -180.
```

FBAN

```
(NFr) 0 (NTo) Nc C (Vmn (Vmx Bctrl (Qini) T A (Extr
 559  538 2 F 0900 1100 559 -180. C 559
```

```
(G 0 E (U) UOp (Sht )
```

```
1           1   1 -180.
```

FBAN

```
(NFr) 0 (NTo) Nc C (Vmn (Vmx Bctrl (Qini) T A (Extr
 561           F 0900 1100 561 -360. C
```

```
(G 0 E (U) UOp (Sht )
```

```
1           1   1 -360.
```

FBAN

```
(NFr) 0 (NTo) Nc C (Vmn (Vmx Bctrl (Qini) T A (Extr
 561  539 1 F 0900 1100 561 -180. C 561
```

```
(G 0 E (U) UOp (Sht )
```

```
1           1   1 -180.
```

FBAN

(NFr) 0 (NTo) Nc C (Vmn (Vmx Bctrl (Qini) T A (Extr
563 536 1 F 0900 1100 563 -180. C 563

(G 0 E (U) UOp (Sht)

1 1 1 -180.

FBAN

(NFr) 0 (NTo) Nc C (Vmn (Vmx Bctrl (Qini) T A (Extr
570 F 0950 1050 570 C

(G 0 E (U) UOp (Sht)

10 D 1 1 -91.5

FBAN

(NFr) 0 (NTo) Nc C (Vmn (Vmx Bctrl (Qini) T A (Extr
581 561 1 F 0900 1100 581 C 581

(G 0 E (U) UOp (Sht)

1 D 1 1 -180.

FBAN

(NFr) 0 (NTo) Nc C (Vmn (Vmx Bctrl (Qini) T A (Extr
584 F 0900 1100 584 C

(G 0 E (U) UOp (Sht)

1 D 1 1 -90.

FBAN

(NFr) 0 (NTo) Nc C (Vmn (Vmx Bctrl (Qini) T A (Extr
584 561 2 F 0900 1100 584 C 584

(G 0 E (U) UOp (Sht)

1 D 1 1 -90.

FBAN

(NFr) 0 (NTo) Nc C (Vmn (Vmx Bctrl (Qini) T A (Extr
584 561 1 F 0900 1100 584 -90. C 584

(G 0 E (U) UOp (Sht)

1 1 1 -90.

FBAN

(NFr) 0 (NTo) Nc C (Vmn (Vmx Bctrl (Qini) T A (Extr
593 559 1 F 0900 1100 593 -90. C 593

(G 0 E (U) UOp (Sht)

1 1 1 -90.

FBAN

(NFr) 0 (NTo) Nc C (Vmn (Vmx Bctrl (Qini) T A (Extr
9552 F 0950 1046 9552 -90. C

(G 0 E (U) UOp (Sht)

10 1 1 -90.

FBAN

(NFr) 0 (NTo) Nc C (Vmn (Vmx Bctrl (Qini) T A (Extr
9570 F 0800 1100 9570 -91.5 C

(G 0 E (U) UOp (Sht)

10 1 1 -91.5

FBAN

99999

DCAR

(tp) (no) C (tp) (no) C (tp) (no) C (tp) (no) 0 (A) (B) (C) (D) (Vfl)

99999

DGLT

(G (Vmn) (Vmx) (Vme) (Vmx)

0 .8 1.1 .8 1.1

99999

(DADOS DE ÁREA

DARE
(Ar (Xchg) (Identificacao da area) (Xmin) (Xmax)
1 0. *****CORREDOR - AGUA - VERMELHA*****
2 0. *****CORREDOR - ILHA - SOLTEIRA*****
3 0. *****CORREDOR - JUPIA*****
4 0. *****CORREDOR - P.PRIMAVERA*****
5 0. *****CORREDOR - CAPIVARA*****

99999

(GRUPOS BASE DE TENSÃO

(G = 138 E 88 KV

(O = B = C = GERADORES

DGBT

(G (kV)

D 440.

E 345.

F 230.

G 138.

O 1.

B 1.

C 1.

99999

FIM

(FIM DOS DADOS DO SISTEMA DE RECOMPOSIÇÃO DOS CORREDORES

(ÁGUA VERMELHA - ILHA SOLTEIRA - JUPIÁ

(PORTO PRIMAVERA - CAPIVARA

APÊNDICE C - Resultados do Fluxo de Potência

Barra	Nome	Tensão	Ângulo	P_g MW	Q_g MVar	P_l MW	Q_l MVar	$E0G_X_i^u$
78	TPE-345	.920	-22.3	.0	.0	.0	.0	91.0
410	FESO-230	1.000	-24.0	.0	.0	.0	.0	4.8
423	ANHANG1-230	.986	-25.5	.0	.0	.0	.0	-7.3
425	TR-CE-230	.983	-26.1	.0	.0	.0	.0	.9
427	CTR-230	.978	-27.3	.0	.0	250.0	85.4	11.0
449	ITE-345	.923	-21.5	.0	.0	.0	.0	142.3
464	LEST-345	.916	-23.3	.0	.0	.0	.0	280.4
466	RRF-345	.915	-23.4	.0	.0	160.0	35.3	244.0
474	SUL-345	1.041	-18.0	.0	.0	30.0	10.4	11.3
500	AGV-3GR	.960	-.6	306.3	-99.5	.0	.0	33.9
501	ILS-6GR	.930	.0	495.1	-342.1	.0	.0	40.4
502	JUP-6GR	1.000	-2.0	364.8	5.9	.0	.0	29.3
507	CAPIVARA-3GR	.995	12.2	175.0	-49.7	.0	.0	18.3
510	P.PRIMA-8GR	1.000	16.0	394.7	-111.9	.0	.0	37.8
513	TAQUARUC-5MQ	.990	13.9	150.0	-70.4	.0	.0	14.2
536	AVERMELHA440	.975	-3.1	.0	.0	120.0	48.6	46905.3
538	ILS-440	.972	-3.4	.0	.0	.0	.0	45395.4
539	JUP-440	1.001	-5.4	.0	.0	150.0	60.0	96.6
542	T.IRMAOS	.989	-4.5	.0	.0	.0	.0	115.3
544	PPRIMAV-440	1.017	12.9	.0	.0	9.0	3.7	91.7
547	TAQUARUC-440	1.017	10.8	.0	.0	65.0	28.6	129.4
549	CAPIVARA-440	1.010	9.4	.0	.0	100.0	38.4	89.6
552	ASSIS-440	1.002	6.5	.0	.0	65.0	23.5	50075.2
559	ARA-440	.912	-15.5	.0	.0	150.0	50.4	14.8
561	BAU-440	1.042	-16.8	.0	.0	120.0	45.0	16.2
563	RIBPRETO-440	.952	-8.8	.0	.0	130.0	54.1	22.3
567	SBARBARA-440	.947	-9.5	.0	.0	180.0	79.2	140.0

570	SUMARE—440	.947	-9.1	.0	.0	160.0	39.1	44504.9
574	BOMJARDIM440	.941	-9.9	.0	.0	160.0	73.6	53.5
581	EMG-440	1.038	-17.6	.0	.0	.0	.0	42.0
582	EMG-345	1.040	-17.7	.0	.0	.0	.0	48.6
584	CAV-440	1.015	-21.9	.0	.0	.0	.0	49.2
590	CAV-230	1.012	-22.5	.0	.0	.0	.0	51.1
593	SAA-440	.924	-20.7	.0	.0	.0	.0	119.3
594	SAA-345	.924	-21.1	.0	.0	.0	.0	200.2
9536	AVERM440FICT	.975	-3.1	.0	.0	.0	.0	46881.2
9538	ISOLT-FICT	.972	-3.4	.0	.0	.0	.0	45385.3
9552	ASSISFIC440	1.002	6.5	.0	.0	.0	.0	50073.3
9570	SUMARE—440	.947	-9.1	.0	.0	.0	.0	44440.0

Tabela 23: Recomposição Coordenada - Caso Base

Barra	Nome	Tensão	Ângulo	P_g MW	Q_g MVar	P_l MW	Q_l MVar	$E0G_X_i^u$
78	TPE-345	1.052	-14.2	.0	.0	.0	.0	126.2
410	FESO-230	.955	-15.3	.0	.0	.0	.0	70.3
423	ANHANG1-230	.937	-16.9	.0	.0	.0	.0	114.0
425	ETR-CE-230	.932	-17.6	.0	.0	.0	.0	128.3
427	FCTR-230	.923	-18.9	.0	.0	250.0	118.4	49.0
449	ITE-345	1.054	-13.6	.0	.0	.0	.0	196.4
464	LEST-345	1.048	-14.9	.0	.0	.0	.0	385.5
466	RRF-345	1.047	-15.1	.0	.0	160.0	40.3	334.3
474	ESUL-345	1.122	-9.3	.0	.0	30.0	10.4	30.8
500	AGV-3GR	.920	.0	313.2	-220.8	.0	.0	29.6
501	ILS-6GR	.910	.0	485.3	-637.6	.0	.0	40.6
502	JUP-6GR	.910	-.1	364.8	-415.4	.0	.0	27.8
507	CAPIVARA-3GR	.990	12.9	175.0	-19.9	.0	.0	16.7
510	P.PRIMA-8GR	1.000	18.8	394.7	-29.6	.0	.0	37.7
513	TAQUARUC-5MQ	.990	14.6	150.0	-30.3	.0	.0	13.3
536	AVERMELHA440	.954	-2.8	.0	.0	120.0	48.6	39479.7
538	ILS-440	.989	-3.4	.0	.0	.0	.0	47185.9
539	DJUP-440	.985	-3.8	.0	.0	150.0	60.0	110.9
542	T.IRMAOS	.989	-3.6	.0	.0	.0	.0	121.1
544	PPRIMAV-440	1.006	15.7	.0	.0	9.0	3.7	60.1
547	TAQUARUC-440	1.003	11.4	.0	.0	65.0	28.6	87.0
549	CAPIVARA-440	.997	10.0	.0	.0	100.0	38.4	72.9
552	ASSIS-440	.986	7.0	.0	.0	65.0	23.5	30.3
559	ARA-440	1.033	-8.9	.0	.0	150.0	50.4	26.6
561	DBAU-440	1.023	-7.8	.0	.0	120.0	45.0	51.9
563	RIBPRETO-440	.928	-8.9	.0	.0	130.0	54.1	6.4
567	SBARBARA-440	.922	-9.6	.0	.0	180.0	79.2	10.5
570	SUMARE-440	.923	-9.2	.0	.0	160.0	39.1	5978.0
574	BOMJARDIM440	.917	-10.1	.0	.0	160.0	73.6	4.0
581	DEMG-440	1.120	-8.9	.0	.0	.0	.0	95.4
582	EEMG-345	1.122	-9.0	.0	.0	.0	.0	115.3
584	DCAV-440	.977	-13.1	.0	.0	.0	.0	133.9
590	FCAV-230	.973	-13.7	.0	.0	.0	.0	159.1
593	SAA-440	1.054	-13.0	.0	.0	.0	.0	159.1
594	SAA-345	1.054	-13.3	.0	.0	.0	.0	270.6
9536	AVERM440FICT	.954	-2.8	.0	.0	.0	.0	39462.6
9538	ISOLT-FICT	.989	-3.4	.0	.0	.0	.0	47160.6
9552	ASSISFIC440	.986	7.0	.0	.0	.0	.0	31.2
9570	SUMARE-440	.923	-9.2	.0	.0	.0	.0	5973.2

Tabela 24: Recomposição Coordenada - Dois elos fechados
segundo ONS

Barra	Nome	Tensão	Ângulo	P_g MW	Q_g MVar	P_l MW	Q_l MVar	$E0G_X_i^u$
78	TPE-345	1.024	-18.3	.0	.0	.0	.0	62.3
410	FESO-230	.962	-19.9	.0	.0	.0	.0	1.2
423	ANHANG1-230	.947	-21.6	.0	.0	.0	.0	-15.6
425	TR-CE-230	.944	-22.3	.0	.0	.0	.0	-10.2
427	CTR-230	.938	-23.6	.0	.0	250.0	85.4	6.7
449	ITE-345	1.026	-17.7	.0	.0	.0	.0	98.9
464	LEST-345	1.020	-19.1	.0	.0	.0	.0	197.2
466	RRF-345	1.019	-19.2	.0	.0	160.0	35.3	172.8
474	SUL-345	1.008	-13.5	.0	.0	30.0	10.4	12.9
500	AGV-3GR	.960	-2.7	306.3	-132.8	.0	.0	30.6
501	ILS-6GR	.950	.0	487.9	-331.7	.0	.0	40.3
502	JUP-6GR	.990	-.6	364.8	-60.9	.0	.0	28.8
507	CAPIVARA-3GR	.995	-4.6	175.0	-81.1	.0	.0	15.7
510	P.PRIMA-8GR	1.000	-.8	394.7	-142.3	.0	.0	34.4
513	TAQUARUC-5MQ	.990	-2.9	150.0	-89.8	.0	.0	12.4
536	AVERMELHA440	.980	-5.3	.0	.0	120.0	48.6	39232.3
538	ILS-440	.990	-3.3	.0	.0	.0	.0	43760.3
539	JUP-440	1.002	-4.0	.0	.0	150.0	60.0	95.2
542	T.IRMAOS	.998	-3.7	.0	.0	.0	.0	112.3
544	PPRIMAV-440	1.021	-3.9	.0	.0	9.0	3.7	79.7
547	TAQUARUC-440	1.024	-6.0	.0	.0	65.0	28.6	102.1
549	CAPIVARA-440	1.019	-7.3	.0	.0	100.0	38.4	67.9
552	ASSIS-440	1.019	-10.2	.0	.0	65.0	23.5	31325.5
559	ARA-440	1.005	-12.7	.0	.0	150.0	50.4	27.8
561	BAU-440	1.010	-12.3	.0	.0	120.0	45.0	29174.0
563	RIBPRETO-440	.961	-16.4	.0	.0	130.0	54.1	4.2
567	SBARBARA-440	.968	-20.0	.0	.0	180.0	79.2	145.9
570	SUMARE-440	.969	-20.0	.0	.0	160.0	39.1	4930.6
574	BOMJARDIM440	.963	-20.8	.0	.0	160.0	73.6	221.0
581	EMG-440	1.006	-13.1	.0	.0	.0	.0	45.0
582	EMG-345	1.008	-13.2	.0	.0	.0	.0	52.6
584	CAV-440	.978	-17.7	.0	.0	.0	.0	42.4
590	CAV-230	.975	-18.3	.0	.0	.0	.0	42.6
593	SAA-440	1.026	-17.0	.0	.0	.0	.0	90.8
594	SAA-345	1.026	-17.3	.0	.0	.0	.0	147.2
8561	BAU-440-FIC	1.010	-12.3	.0	.0	.0	.0	29161.5
9536	AVERM440FICT	.980	-5.3	.0	.0	.0	.0	39213.8
9538	ISOLT-FICT	.990	-3.3	.0	.0	.0	.0	43751.0
9552	ASSISFIC440	1.019	-10.2	.0	.0	.0	.0	31331.7
9570	SUMARE-440	.969	-20.0	.0	.0	.0	.0	4857.7

Tabela 25: Recomposição Coordenada - Dois elos fechados
segundo Critério da Função Energia

Barra	Nome	Tensão	Ângulo	P_g MW	Q_g MVar	P_l MW	Q_l MVar	$E0G-X_i^u$
78	TPE-345	1.101	-13.4	.0	.0	.0	.0	146.1
410	FESO-230	1.000	-13.9	.0	.0	.0	.0	81.8
423	ANHANG1-230	.982	-15.4	.0	.0	.0	.0	134.4
425	ETR-CE-230	.978	-16.0	.0	.0	.0	.0	150.8
427	FCTR-230	.970	-17.2	.0	.0	250.0	118.4	56.7
449	ITE-345	1.102	-12.9	.0	.0	.0	.0	226.9
464	LEST-345	1.097	-14.1	.0	.0	.0	.0	445.5
466	RRF-345	1.096	-14.3	.0	.0	160.0	40.3	386.1
474	ESUL-345	1.150	-8.4	.0	.0	30.0	30.4	33.7
500	AGV-3GR	.910	-1	382.7	-289.3	.0	.0	32.0
501	ILS-6GR	.945	.0	535.6	-686.3	.0	.0	44.5
502	JUP-6GR	.910	.7	364.8	-536.0	.0	.0	29.0
507	CAPIVARA-3GR	.905	2.1	175.0	-111.2	.0	.0	15.4
510	P.PRIMA-8GR	.910	6.0	394.7	-198.3	.0	.0	31.5
513	TAQUARUC-5MQ	.909	3.5	150.0	-108.2	.0	.0	12.1
536	AVERMELHA440	.955	-3.5	.0	.0	120.0	48.6	45660.7
538	ILS-440	1.027	-3.5	.0	.0	.0	.0	52793.5
539	DJUP-440	1.007	-2.9	.0	.0	150.0	60.0	132.2
542	T.IRMAOS	1.018	-3.2	.0	.0	.0	.0	132.7
544	PPRIMAV-440	.942	2.3	.0	.0	9.0	3.7	77.5
547	TAQUARUC-440	.954	-1	.0	.0	65.0	28.6	123.3
549	CAPIVARA-440	.941	-1.2	.0	.0	100.0	38.4	76.4
552	ASSIS-440	.938	-3.9	.0	.0	65.0	23.5	44041.7
559	ARA-440	1.077	-8.6	.0	.0	150.0	50.4	30.2
561	DBAU-440	1.061	-7.0	.0	.0	240.0	95.0	56316.8
563	RIBPRETO-440	.903	-14.0	.0	.0	130.0	54.1	20.2
567	SBARBARA-440	.891	-17.2	.0	.0	180.0	79.2	122.7
570	SUMARE-440	.890	-17.1	.0	.0	160.0	39.1	39759.3
574	BOMJARDIM440	.884	-18.0	.0	.0	160.0	73.6	47.1
581	DEMG-440	1.152	-8.1	.0	.0	.0	.0	104.3
582	EEMG-345	1.152	-8.1	.0	.0	.0	.0	126.0
584	DCAV-440	1.020	-11.9	.0	.0	.0	.0	151.8
590	FCAV-230	1.016	-12.4	.0	.0	.0	.0	181.2
593	SAA-440	1.103	-12.4	.0	.0	.0	.0	182.0
594	SAA-345	1.103	-12.6	.0	.0	.0	.0	310.8
9536	AVERM440FICT	.955	-3.5	.0	.0	.0	.0	45640.4
9538	ISOLT-FICT	1.027	-3.5	.0	.0	.0	.0	52754.1
9552	ASSISFIC440	.938	-3.9	.0	.0	.0	.0	44040.1
9561	BAU-440-FIC	1.061	-7.0	.0	.0	.0	.0	56269.4
9570	SUMARE-440	.890	-17.1	.0	.0	.0	.0	39702.7

Tabela 26: Recomposição Coordenada - Quatro elos fechados
segundo ONS

Barra	Nome	Tensão	Ângulo	P_g MW	Q_g MVar	P_l MW	Q_l MVar	$E0G_X_i^u$
78	TPE-345	1.091	-16.2	.0	.0	.0	.0	92.1
410	FESO-230	1.071	-16.3	.0	.0	.0	.0	1.2
423	ANHANG1-230	1.055	-17.6	.0	.0	.0	.0	-24.7
425	ETR-CE-230	1.051	-18.1	.0	.0	.0	.0	-24.2
427	FCTR-230	1.044	-19.2	.0	.0	250.0	118.4	1.6
449	ITE-345	1.092	-15.7	.0	.0	.0	.0	144.5
464	LEST-345	1.087	-17.0	.0	.0	.0	.0	285.5
466	RRF-345	1.086	-17.1	.0	.0	160.0	40.3	248.7
474	ESUL-345	1.101	-14.4	.0	.0	30.0	30.4	8.6
500	AGV-3GR	.950	.1	388.5	-287.2	.0	.0	33.4
501	ILS-6GR	.950	.0	523.4	-547.2	.0	.0	41.9
502	JUP-6GR	.980	-.5	364.8	-206.7	.0	.0	29.2
507	CAPIVARA-3GR	.995	-2.3	175.0	-148.4	.0	.0	17.2
510	P.PRIMA-8GR	1.000	1.4	394.7	-207.4	.0	.0	36.1
513	TAQUARUC-5MQ	.990	-.7	150.0	-131.3	.0	.0	13.4
536	AVERMELHA440	.993	-3.1	.0	.0	120.0	48.6	46411.1
538	ILS-440	1.015	-3.4	.0	.0	.0	.0	47029.9
539	DJUP-440	1.016	-3.9	.0	.0	150.0	60.0	99.8
542	T.IRMAOS	1.017	-3.7	.0	.0	.0	.0	119.2
544	PPRIMAV-440	1.030	-1.7	.0	.0	9.0	3.7	86.6
547	TAQUARUC-440	1.040	-3.7	.0	.0	65.0	28.6	118.0
549	CAPIVARA-440	1.038	-5.0	.0	.0	100.0	38.4	81.1
552	ASSIS-440	1.055	-7.8	.0	.0	65.0	23.5	43866.6
559	ARA-440	1.068	-11.3	.0	.0	150.0	50.4	58.9
561	DBAU-440	1.059	-11.2	.0	.0	240.0	95.0	34486.3
563	RIBPRETO-440	1.030	-11.4	.0	.0	130.0	54.1	20.8
567	SBARBARA-440	1.059	-13.4	.0	.0	180.0	79.2	41788.6
570	SUMARE-440	1.058	-13.6	.0	.0	160.0	39.1	41722.1
574	BOMJARDIM440	1.053	-14.3	.0	.0	160.0	73.6	48.5
581	DEMG-440	1.103	-14.1	.0	.0	.0	.0	48.4
582	EEMG-345	1.104	-14.2	.0	.0	.0	.0	38.5
584	DCAV-440	1.089	-14.5	.0	.0	.0	.0	18341.5
590	FCAV-230	1.085	-15.0	.0	.0	.0	.0	51.3
593	SAA-440	1.093	-15.2	.0	.0	.0	.0	123.6
594	SAA-345	1.093	-15.4	.0	.0	.0	.0	205.8
8561	BAU-440-FIC	1.059	-11.2	.0	.0	.0	.0	34472.4
9536	AVERM440FICT	.993	-3.1	.0	.0	.0	.0	46388.0
9538	ISOLT-FICT	1.015	-3.4	.0	.0	.0	.0	47012.2
9552	ASSISFIC440	1.055	-7.8	.0	.0	.0	.0	43880.6
9567	SBAR-440-FIC	1.059	-13.4	.0	.0	.0	.0	41678.1
9570	SUMARE-440	1.058	-13.6	.0	.0	.0	.0	41664.3
9584	CAV-440-FIC	1.089	-14.5	.0	.0	.0	.0	18303.6

Tabela 27: Recomposição Coordenada - Quatro elos fechados
segundo Critério da Função Energia

**APÊNDICE D - Diagrama Completo do sistema
440kV**

