

**UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM
ENGENHARIA ELÉTRICA**

Oscar Alberto Barboza Giménez

Curva QV e Vetor Tangente na Análise da Estabilidade de Longo-Termo como Ferramentas de Planejamento

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

Área de Concentração: Sistemas de Potência

**Orientador: Antonio Carlos Zambroni de Souza
Co-orientador: Benedito Isaias Lima Lopes**

**Agosto de 2015
Itajubá – MG**

**UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM
ENGENHARIA ELÉTRICA**

Oscar Alberto Barboza Giménez

**Curva QV e Vetor Tangente na Análise da Estabilidade de Longo-
Termo como Ferramentas de Planejamento**

Dissertação aprovada por banca examinadora em 10 de agosto de 2015, conferindo ao autor o título de ***Mestre em Ciências em Engenharia Elétrica.***

Banca Examinadora:

Prof. Antonio Carlos Zambroni de Souza

Prof. Benedito Isaias Lima Lopes

Prof. Benedito Donizeti Bonatto

Prof. Fritz Walter Mhon

Itajubá 2015

DEDICATÓRIA

A minha amada esposa, Lourdes, e a minha preciosa filha, Sofía.

A meus queridos pais, Oscar y Estela.

AGRADECIMENTOS

*Aos Professores Antonio Carlos Zambroni de Souza e Benedito Isaias Lima
Lopes.*

À ANDE.

EPÍGRAFE

“Descobri o secreto dos mares meditando numa gota de rocio.”

Gibran Jalil Gibran

RESUMO

Curva QV e Vetor Tangente na Análise da Estabilidade de Longo-Termo como Ferramentas de Planejamento

A estabilidade de tensão de longo termo considera essencialmente a dinâmica lenta de determinados elementos dos sistemas de potência. As ações combinadas dos diferentes dispositivos de controle, após uma perturbação, podem levar eventualmente o sistema à instabilidade e colapso de tensão. Esta pesquisa pretende associar uma ferramenta de análise estática, a curva QV, com simulações que consideram o modelo detalhado de elementos de dinâmica lenta, de modo a fornecer uma metodologia que permita determinar a natureza de eventuais problemas de estabilidade de tensão num sistema elétrico e as ações de controle mais eficazes para reduzir o impacto desses problemas na rede. Foram empregados sistemas teste do CIGRÉ para a definição da metodologia de abordagem de estudos de estabilidade de tensão de longo termo. Posteriormente, esta metodologia foi aplicada num sistema real (Sistema ANDE, Paraguai), considerando sua configuração no período 2014-2018. O traçado das curvas QV foi realizado mediante a aplicação do “Método da Continuação QV”, enquanto que as simulações dinâmicas foram feitas com uma ferramenta computacional unificada de estudos de estabilidade transitória e de longo prazo, o que reduz consideravelmente o tempo de computação envolvido.

Palavras-Chave: Estabilidade de Tensão. Dinâmicas de Longo Termo. Curva QV. Método CRIC.

ABSTRACT

QV Curve and Tangent Vector at Long Term Stability Analysis as Planning Tools

Long Term Voltage Stability essentially considers the slow dynamics of some elements of Power Systems. The combined actions of the various control devices after a disturbance, may eventually lead the system to instability and voltage collapse. This research aims to associate a static analysis tool, the QV curve, with simulations that consider the detailed model of elements with slow dynamics, in order to provide a methodology that enables one to determine the nature of potential voltage stability problems in Power Systems and the most effective control actions to reduce the impact of these problems in the network. CIGRÉ test systems were used to assess the Long Term Voltage Stability studies approach methodology. Subsequently, this methodology was applied to a real power system (ANDE System, Paraguay), considering its configuration in the period 2014-2018. The drawing of the QV curves was performed by applying the “QV Continuation Method”, while dynamic simulations were made with a unified computational tool for Transient and Long Term Voltage Stability studies, which considerably reduces the involved computational effort.

Keywords: Voltage Stability. Long Term Dynamics. QV Curve. CRIC Method.

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1: Classificação geral da estabilidade de sistemas de potência.....	22
Figura 2.2: Curva QV típica, com a indicação da Margem de Potência Reativa (MPR).....	32
Figura 2.3: Passo previsor e corretor no método da continuação.....	37
Figura 2.4: Modelo de um OXL.	46
Figura 3.1: Diagrama unifilar do sistema teste BPA.....	54
Figura 3.2: Tensão na Barra 11, Caso A.....	58
Figura 3.3: Correntes de Campo, G2 e G3, Caso A.	59
Figura 3.4: Potência Reativa, G2 e G3, Caso A.	59
Figura 3.5: Tensão na Barra 11, Caso B.....	60
Figura 3.6: Correntes de Campo, G2 e G3, Caso B.....	60
Figura 3.7: Potência Reativa, G2 e G3, Caso B.	61
Figura 3.8: Tensão na Barra 11, perda do G3, Caso A.....	62
Figura 3.9: Tensão na Barra 11, perda do G3, Caso B.....	62
Figura 3.10: Tensão na Barra 11, perda do G2, Caso A.....	63
Figura 3.11: Tensão na Barra 11, perda do G2, Caso B.....	63
Figura 3.12: Tensão na Barra 11, perda de LT, incremento de 12,5% na capacidade de G2... 66	
Figura 3.13: Tensão na Barra 11, perda de LT, incremento de 12,5% na capacidade de G3... 66	
Figura 3.14: Tensão na Barra 11, perda de LT, compensação de 130 MVar na Barra 11. 67	
Figura 3.15: Tensão na Barra 11, perda de LT, compensação de 130 MVar na Barra 7. 67	
Figura 3.16: Tensão na Barra 11, perda de LT, compensação de 130 MVar na Barra 10. 68	
Figura 3.17: Tensão na Barra 11, perda de G3, corte de carga de 28% na Barra 11..... 69	
Figura 3.18: Tensão na Barra 11, perda de G3, corte de carga de 28% na Barra 8..... 69	
Figura 3.19: Tensão na Barra 11, perda de G2, corte de carga de 7% na Barra 11..... 71	
Figura 3.20: Tensão na Barra 11, perda de G2, corte de carga de 7% na Barra 8..... 71	
Figura 3.21: Diagrama unifilar do sistema teste Swedish.	73
Figura 3.22: Intercâmbio de potência entre as áreas.	74
Figura 3.23: Tensões em barras do sistema.....	80
Figura 3.24: Tensões nas barras de 130 kV da área Central.....	80
Figura 3.25: Fluxo de potência Norte-Central.....	81
Figura 3.26: Correntes de campo de geradores.	81
Figura 3.27: Potência reativa de geradores.....	82

Figura 3.28: Operação de OLTC, transformador 4047-47.	82
Figura 3.29: Tensão na Barra 4047, inclusão do terceiro gerador na Barra 4063 e perda de um gerador na Barra 4047.	87
Figura 3.30: Tensão na Barra 4047, inclusão do terceiro gerador na Barra 4047 e perda de um gerador na Barra 4047.	87
Figura 3.31: Tensão na Barra 4047, inclusão de dois geradores adicionais na Barra 4031 e perda de um gerador na Barra 4047.....	88
Figura 3.32: Tensão na Barra 4047, corte de carga de 300 MW na Barra 1041 e perda de um gerador na Barra 4047.	89
Figura 3.33: Sistemas Regionais do SIN.....	94
Figura 3.34: Subsistemas elétricos do SIN.....	95
Figura 3.35: Mapa elétrico do SIN, ano 2018.	96
Figura 3.36: Intercâmbios entre Sistemas Regionais do SIN, centrais hidroelétricas, SINB e SADI.....	97
Figura 3.37: Corrente de campo de geradores da CH-IPU, caso fictício.	109
Figura 3.38: Ângulo de disparo de conversores do HVDC, caso fictício.	110
Figura 3.39: Tensões em barras de 220 kV do SIN, caso fictício.	110
Figura 3.40: Corrente de campo de geradores da CH-YAC, ante perda da LT 500 kV AYO-ESA, ano 2018.....	112
Figura 3.41: Tensão nas barras de 13,2 kV da CH-YAC, perda de LT 500 kV AYO-ESA, ano 2018.	113
Figura 3.42: Operação dos OLTC's do SIN, perda de LT 500 kV AYO-ESA, ano 2018.	113
Figura 3.43: Tensões barras do Sistema Sul, perda de LT 500 kV AYO-VHA, ano 2018....	114
Figura 3.44: Tensão em barras de 500 KV, Subestação Villa Hayes, perda da LT 500 kV Ayolas-Eusebio Ayala e ações de controle, ano 2018.....	116

LISTA DE QUADROS

Quadro 3.1: Condições de casos simulados sem ações de controle.	55
Quadro 3.2: Contingências de geração de maior severidade.....	78
Quadro 3.3: Contingências de geração em barras com maior MPR.....	78
Quadro 3.4: Análise de contingências de geração em barras ordenadas segundo o VT.	79
Quadro 3.5: Resultados de simulação de contingências em circuitos.	83
Quadro 3.6: <i>Ranking</i> de Barras conforme com as MPR's e o VT, logo depois da perda de um gerador da Barra 4047.	91

LISTA DE TABELAS

Tabela 3.1: Demanda e geração, casos base.....	55
Tabela 3.2: Margem de Potência Reativa, casos base.	56
Tabela 3.3: Demanda e geração, caso próximo ao ponto de singularidade.....	56
Tabela 3.4: Margem de Potência Reativa, caso próximo ao ponto de singularidade.....	56
Tabela 3.5: Classificação de barras segundo Vetor Tangente.....	57
Tabela 3.6: Classificação de barras após a perda de uma linha, segundo a curva QV.....	64
Tabela 3.7: Classificação de barras após a perda de uma linha, segundo o Vetor Tangente. ..	65
Tabela 3.8: Classificação barras críticas após a perda do gerador G3, segundo a curva QV...	68
Tabela 3.9: Classificação barras críticas após a perda do gerador G2, segundo a curva QV..	70
Tabela 3.10: <i>Ranking</i> de barras segundo a Margem de Potência Reativa.....	75
Tabela 3.11: Barras com maior Margem de Potência Reativa.	75
Tabela 3.12: <i>Ranking</i> de barras segundo o Vetor Tangente.....	75
Tabela 3.13: Classificação de contingências em circuitos.	77
Tabela 3.14: Ordenamento de contingências em circuitos segundo simulações.....	84
Tabela 3.15: <i>Ranking</i> de Barras segundo a MPR e o VT, logo da perda de um gerador da barra 4047.	86
Tabela 3.16: Resumo do despacho de potência.....	93
Tabela 3.17: Demanda Máxima Simultânea do SIN.....	93
Tabela 3.18: Classificação de barras segundo a MPR, período 2014 - 2018, demanda Máxima Simultânea.....	101
Tabela 3.19: Classificação de barras segundo o VT, período 2014 - 2018, demanda Máxima Simultânea.....	102
Tabela 3.20: Classificação de barras segundo a MPR, período 2014 - 2018, carga Leve.....	102
Tabela 3.21: Classificação de barras segundo o VT, período 2014 - 2018, carga Leve.	103
Tabela 3.22: Resultados de análise dinâmica, ano 2015.	107
Tabela 3.23: Resultados de análise dinâmica, ano 2018.	111
Tabela 3.24: Classificação barras, ano 2018, perda de LT 500 kV Ayolas-Eusebio Ayala...	115
Tabela 3.25: Classificação de barras, ano 2018, perda da LT 500 kV Margen Derecha-Villa Hayes.	117

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANDE: Administração Nacional de Eletricidade

CAG/AGC: Controle Automático de Geração (*Automatic Generation Control*)

CER: Compensador Estático de Potência Reativa

CH-ACY: Central Hidrelétrica de Acaray

CH-IPU: Central Hidroelétrica de Itaipú

CH-YAC: Central Hidroelétrica de Yacyretá

CH-YZU: Central Hidroelétrica de Yguazú

CRIC: Acoplamento Implícito Reativo Restringido (*Constrained Reactive Implicit Coupling*)

ECE: Esquema de Controle de Emergência

FACT's: Sistemas Flexíveis de Transmissão de Corrente Alternada (*Flexible Alternate Current Transmission Systems*)

FIP: Esquema de Isolação Forçada (*Forced Isolation Protection*)

HVDC: Sistema de Alta Tensão de Corrente Contínua (*High Voltage Direct Current*)

IEI: Indústrias Eletro-intensivas

kV: kilo Volt

LT 500 kV AYO-VHA: Linha de Transmissão de 500 kV Ayolas-Villa Hayes

LT 500 kV MD-VHA: Linha de Transmissão de 500 kV Margen Derecha-Villa Hayes

LTD: Dinâmicas de Longo Prazo (*Long Term Dynamics*)

MC: Margem de Carga

MPR: Margem de Potência Reativa

MSC: Capacitor Manobrado Mecanicamente (*Mechanically Switched Capacitor*)

MVA: Mega Volt-Ampere

MVA_r: Mega Volt-Ampere reativo

MW: Mega Watt

OLTC: Comutador Sob Carga (*On Load Tap Changer*)

OXL: Limitador de Sobre-Excitação (*Over Excitation Limiter*)

PID: Controle Proporcional Integral Derivativo (*Proportional Integral Derivative*)

PSS: Estabilizador de Sistema de Potência (*Power System Stabilizer*)

QSS: Análise Quase-Estática (*Quasi-Steady State*)

RAT: Regulador Automático de Tensão

RAV: Regulador Automático de Velocidade

SADI: Sistema Argentino de Interligação

SCL: Limitador de Corrente de Armadura (*Stator Current Limiter*)

SEP: Sistema Elétrico de Potência

SIN: Sistema Interligado Nacional do Paraguai

SINB: Sistema Interligado Nacional do Brasil

SVS: Sistema de Compensação Estática de Potência Reativa (*Static Var System*)

TCR: Reator Controlado a Tiristores (*Thyristor Controlled Reactor*)

TSC: Capacitor Manobrado a Tiristores (*Thyristor Switched Capacitor*)

TV: Vetor Tangente (*Tangent Vector*)

TVI: Índice de Vetor Tangente (*Tangent Vector Index*)

SUMÁRIO

Capítulo 1: Introdução	16
1.1 Considerações Iniciais	16
1.2 Motivação	17
1.3 Estrutura do Trabalho	18
Capítulo 2: Estabilidade de Tensão em Sistemas Elétricos de Potência	20
2.1 Aspectos Gerais	20
2.1.1 Definição de Estabilidade	21
2.1.2 Classificação dos Estudos de Estabilidade	21
2.1.3 Estabilidade de Tensão	21
2.1.4 Colapso de Tensão	24
2.1.5 Fatores de Influência	24
2.1.6 Estabilidade de Tensão de Longo Termo	27
2.1.7 Métodos de Análise de Estabilidade de Tensão	27
2.2 Técnicas de Análise Estática	29
2.2.1 Introdução à Análise Estática	29
2.2.2 Curva QV e Margem de Potência Reativa.....	31
2.2.3 Método da Continuação.....	36
2.2.4 Vetor Tangente	38
2.3 Estabilidade de Tensão de Longo Prazo.....	39
2.3.1 Dinâmicas de Longo Prazo.....	40
2.3.2 Modelagem do Sistema	40
2.3.3 Abordagens de Estudos de Estabilidade de Tensão de Longo Prazo	46
2.4 Metodologia Adotada no Trabalho.....	49
2.4.1 Delimitação do Problema	52
2.4.2 Desenho do Estudo e Plano de Análise	52
Capítulo 3: Resultados.....	54
3.1 Sistema Teste BPA	54
3.1.1 Descrição do Sistema.....	54
3.1.2 Descrição do Cenário e Principais Dispositivos de Controle.....	54
3.1.3 Análise Estática	55

3.1.4 Análise Dinâmica	58
3.1.5 Ações de Controle	63
3.1.6 Conclusões em Relação ao Sistema Teste BPA	71
3.2 Sistema Teste Swedish	72
3.2.1 Descrição do Sistema.....	72
3.2.2 Descrição do Cenário e Principais Dispositivos de Controle	73
3.2.3 Análise Estática	74
3.2.4 Análise Dinâmica	77
3.2.5 Ações de Controle	85
3.2.6 Conclusões em Relação ao Sistema Teste Swedish	91
3.3 O Sistema Interligado Nacional do Paraguai.....	92
3.3.1 Descrição do Sistema.....	92
3.3.2 Descrição do Cenário e Principais Dispositivos de Controle	97
3.3.3 Análise Estática	101
3.3.4 Análise Dinâmica	106
3.3.5 Ações de Controle	115
3.3.6 Conclusões em Relação ao Sistema ANDE	117
Capítulo 4: Conclusões.....	120
REFERÊNCIAS	123
ANEXO A – Esquemas de Controle de Emergência do SIN	127

Capítulo 1: Introdução

1.1 Considerações Iniciais

A energia elétrica é um dos pilares fundamentais em que a industrialização e o desenvolvimento dos povos são baseados. O aumento da atividade econômica e produtiva das sociedades, assim como o melhoramento da qualidade de vida dos moradores de uma nação, inerentemente envolvem um aumento da demanda e do consumo de energia elétrica. Assim, as redes de energia devem ser reforçadas e expandidas de forma planejada, com o objetivo de garantir o fornecimento seguro e confiável de energia aos consumidores, com requerimentos de qualidade cada vez mais rigorosos.

Um dos fenômenos que afetam as redes elétricas e tem ganhado maior importância nos últimos anos, devido ao fato de os sistemas elétricos serem operados atualmente perto de seu máximo limite de carregamento, é o fenômeno conhecido como “colapso de tensão”, que é a forma de manifestação geralmente mais frequente do fenômeno de “instabilidade de tensão”. Uma das causas deste problema é a incapacidade do sistema de fornecer a potência reativa requerida pelas cargas. As consequências da instabilidade de tensão abrangem desde cortes locais de carga devido à operação dos elementos de proteção, até desligamentos em cascata de elementos do sistema de potência, podendo levar o mesmo ao colapso. As redes elétricas devem ser planejadas e operadas para reduzir a probabilidade de ocorrência desse fenômeno.

Em muitos casos, a estabilidade da tensão pode ser satisfatoriamente avaliada por um modelo estático, como mostrado em (ZAMBRONI, 2000, 2001). A vantagem desta abordagem é que as equações representativas do sistema elétrico são puramente algébricas, admitindo-se a solução através de um método iterativo, como o método de Newton-Raphson.

A curva QV é uma conhecida ferramenta de análise estática de estabilidade de tensão. Fornece informações em relação aos requerimentos de potência reativa em uma determinada área ou barra do sistema, caracterizando-a através da Margem de Potência Reativa (MPR), que é um indicador importante da proximidade do ponto de operação considerado ao ponto de colapso de tensão.

No entanto, as dinâmicas de um sistema de potência envolvem fenômenos lentos e rápidos que ocorrem em combinação. Fenômenos súbitos de instabilidade transitória podem ocorrer durante ações de controle de frequência lentos e/ou mudanças manuais na rede, feitas pelos operadores do sistema (CIGRÉ, 1995).

A estabilidade de tensão de longo prazo essencialmente considera a dinâmica lenta de determinados elementos do sistema de potência. As ações combinadas dos distintos dispositivos de controle após uma perturbação podem levar eventualmente o sistema à instabilidade.

As simulações dinâmicas no domínio do tempo apresentam suas vantagens e complexidades. No entanto, o uso apropriado de técnicas de análise estática permite em muitos casos, considerar que a dinâmica do sistema com influência na estabilidade de tensão, muda lentamente. Assim, o modelo dinâmico, constituído por um conjunto de equações diferenciais, pode ser reduzido a um conjunto de equações puramente algébricas, associadas a cada ponto de equilíbrio, para analisar o comportamento do sistema como uma sucessão de pontos de equilíbrio (DA SILVA, 2007). Esta técnica pode ser robusta em relação à resposta completa do sistema, se a fase transitória é considerada, como em (ZAMBRONI, 2009).

1.2 Motivação

As técnicas de análise estática e dinâmica, longe de rivalizarem entre si, fornecem informações significativamente complementares. Seu uso combinado pode ampliar a compreensão do problema em estudo, revelando detalhes locais importantes da rede, sem perder a perspectiva sistêmica. Assim, emerge como principal motivação para a realização deste trabalho, a possibilidade de uma avaliação satisfatória de um fenômeno complexo, a estabilidade de tensão de longo prazo, através do uso combinado de técnicas de análise estática e dinâmica.

Considerando que a instabilidade de tensão é um fenômeno devido principalmente à incapacidade do sistema para alcançar um equilíbrio adequado entre carga e geração de potência reativa, e que a curva QV caracteriza os requerimentos de potência reativa de uma barra ou região do sistema, parece razoável supor que há uma alta correlação entre a Margem de Potência Reativa (MPR) e a resposta total do sistema, incluindo as interações entre os elementos de dinâmica lenta. Assim, esta pesquisa propõe uma metodologia para a análise da estabilidade de tensão de longo termo, com base em conclusões alcançadas com o uso da curva QV, que constitui uma nova estratégia de abordagem do fenômeno em questão. Assim, objetiva-se fornecer aos responsáveis pelo planejamento do setor elétrico uma ferramenta adicional para apoiar as decisões de expansão do sistema.

Outra motivação não menos importante, é a necessidade de avaliar e melhorar o comportamento do Sistema Interligado Nacional do Paraguai (SIN) em relação à estabilidade de tensão de longo prazo. Assim, a metodologia proposta é aplicada num sistema elétrico real.

O SIN tem características que favorecem o aparecimento de problemas associados com a estabilidade de tensão, tais como sua topologia acentuadamente radial, os parâmetros elétricos de suas linhas de transmissão, o esgotamento de suas fontes de potência reativa, etc. Além disso, está previsto no futuro próximo, a entrada em operação de importantes obras e equipamentos, como a linha de transmissão de 500 kV entre a Subestação Ayolas e a Subestação Villa Hayes (LT 500 kV AYO-VHA); bancos de capacitores de 80 MVar, 220 kV, na Subestação de Coronel Oviedo (ES-COV); Sistema de Compensação Estática de Reativos na Subestação Guarambaré (SVS-GUA), dentre outras (ANDE, 2013), o que define a necessidade de avaliações associadas à estabilidade do sistema.

Atualmente, a demanda de potência no SIN incrementa-se em valores perto de 9,11%. Consequentemente, prevê-se a entrada em serviço de importantes obras no sistema de transmissão (ANDE, 2013), como as citadas acima (LT 500 kV AYO-VHA, SVS-GUA, etc.). Estas obras mudaram significativamente a topologia e as características do SIN, levando à necessidade de realizar vários estudos para garantir o fornecimento de energia em condições normais e frente a contingências, incluindo a análise da estabilidade de tensão de longo prazo. Além disso, os elevados requisitos de potência reativa no Sistema Metropolitano, principal centro de carga do SIN, e a operação do sistema de transmissão em valores próximos a sua capacidade máxima, fomentam o surgimento de problemas associados com a estabilidade de tensão.

Espera-se que as principais contribuições deste trabalho sejam:

- Fornecer uma robusta metodologia para avaliar a estabilidade de tensão de longo prazo em sistemas de potência, combinando numa nova estratégia, baseada em técnicas de análise estática e dinâmica.
- Aportar provas substanciais de que a Margem de Potência Reativa está estreitamente ligada à determinação de barras/áreas críticas, contingências de maior severidade, ações de controle e reforços no sistema mais adequados, em relação ao fenômeno da estabilidade de tensão de longo termo.

1.3 Estrutura do Trabalho

O Capítulo II apresenta a perspectiva teórica na qual é desenvolvido o presente trabalho. Neste capítulo encontra-se um breve resumo dos principais conceitos, definições, fatores de influência e métodos de análise da estabilidade de tensão em sistemas de potência. Além disso, os métodos de análise estática, curva QV, Vetor Tangente e método da continuação, são brevemente descritos. O capítulo continua com aspectos específicos relacionados com a

estabilidade de tensão de longo prazo, como a modelagem do sistema e as metodologias de abordagem desse fenômeno. Finalmente, este capítulo conclui com a descrição da metodologia adotada no trabalho, particularmente, para o traçado das curvas QV e as simulações dinâmicas.

No Capítulo III é apresentada uma síntese dos principais resultados da pesquisa, assim como a análise minuciosa dos mesmos. Neste capítulo pode-se encontrar a descrição dos sistemas teste, dos cenários e principais dispositivos de controle considerados para a definição da metodologia de abordagem de estudos de estabilidade de tensão de longo prazo. Posteriormente, o sistema real (ANDE) onde esta metodologia foi aplicada, é descrito em detalhe, finalizando o capítulo com a exposição e análise dos resultados mais ressaltantes da aplicação da metodologia a este sistema.

O Capítulo IV apresenta as conclusões do trabalho, assim como as sugestões para estudos e desenvolvimentos futuros.

Capítulo 2: Estabilidade de Tensão em Sistemas Elétricos de Potência

2.1 Aspectos Gerais

As obras de expansão e reforço numa rede elétrica buscam garantir o fornecimento seguro e confiável de energia aos consumidores. Neste sentido, diversos estudos devem ser encaminhados para determinar o comportamento e a resposta do sistema em condições normais de operação e contra eventuais perturbações.

Com a evolução do contexto da energia elétrica, caracterizada por novos requerimentos e restrições tecnológicas, a operação de um Sistema Elétrico de Potência (SEP) atualmente implica uma tomada de decisões de complexidade crescente. O contínuo incremento na demanda de potência junto com restrições ambientais e econômicas limitaram a expansão da rede de transmissão. Isto, somado à maior interconexão dos sistemas, contribuiu para o incremento nas solicitações sobre os sistemas de transmissão existentes, forçando-os a operar perto dos seus limites, com o conseqüente incremento na probabilidade de ocorrência de fenômenos associados à instabilidade de tensão.

Perturbações de grande severidade na rede, como rejeições de carga sem controle e desligamentos em cascata devido à instabilidade de tensão, podem causar ilhamentos do sistema e blecautes. Portanto, os sistemas elétricos devem ser planejados de maneira a reduzir a possibilidade de ocorrência de instabilidade de tensão. Além do mais, os sistemas devem ser operados com uma adequada Margem de Carga (MC) em relação à instabilidade de tensão.

O principal fator responsável pela instabilidade de tensão é a inabilidade do sistema de potência em manter um apropriado balanço de potência reativa (CUTSEM, 1998) e sustentar as tensões nas barras do sistema em níveis aceitáveis.

Os estudos de estabilidade de tensão objetivam fundamentalmente determinar as barras ou áreas críticas (aquelas nas quais as variáveis de estado têm maior variação no ponto de bifurcação e que são responsáveis por levar o sistema a esta condição), a Margem de Carga e as ações de controle mais adequadas para evitar que o sistema chegue ao ponto de colapso ou para incrementar a Margem de Carga (ZAMBRONI, 1996). Neste sentido, a compensação de potência reativa perto dos centros de carga e nas barras críticas, a aplicação de esquemas de corte de carga por subtensão e a implementação de controles adaptativos ou inteligentes constituem ações que melhoram o comportamento do sistema contra o fenômeno de

instabilidade de tensão. A identificação antecipada da barra crítica tem um papel importante nas análises de colapso de tensão, já que permite determinar a variável de estado que leva ao sistema à bifurcação.

2.1.1 Definição de Estabilidade

A estabilidade de um sistema de potência pode ser definida como a capacidade que este sistema tem de se manter num estado de equilíbrio sob condições normais de operação e de atingir um estado de equilíbrio viável após ter sido submetido a uma perturbação, de maneira que a maioria das variáveis deste sistema elétrico fiquem praticamente iguais à condição anterior ao distúrbio (IEEE, 2004).

2.1.2 Classificação dos Estudos de Estabilidade

Considerando os diversos fatores que influenciam as análises deste fenômeno, foi proposta em (CUTSEM, 1998) uma classificação e subdivisão deste problema, baseada em três aspectos: Natureza física da instabilidade, indicada pela principal variável do sistema na que a instabilidade é observada, dimensão do evento e extensão dos tempos envolvidos.

A seguinte Figura 2.1 mostra de forma esquemática a classificação geral da estabilidade de sistemas de potência, com as características principais de cada fenômeno particular.

A diferença básica entre estabilidade de tensão e estabilidade angular, é que a primeira está ligada à insuficiência de suprimento de potência reativa nas áreas de consumo, enquanto que a segunda está ligada à insuficiência de conjugado sincronizante e/ou conjugado de amortecimento entre as unidades geradoras do sistema.

2.1.3 Estabilidade de Tensão

Estabilidade de tensão é a habilidade que um determinado sistema de potência possui de manter as tensões de regime permanente em valores aceitáveis em todas as barras do sistema, tanto em condições normais de operação como também após um distúrbio (IEEE, 2004).

Um sistema experimenta instabilidade de tensão quando uma perturbação causa uma progressiva e incontrolável queda ou elevação de tensão (DIAZ DE LEÓN, 2006; IEEE, 2004). A instabilidade de tensão pode provocar a perda de carga numa área ou ilhamentos pela atuação das proteções de linhas de transmissão e outros elementos do sistema, conduzindo ao sistema a uma saída em cascata.

O principal fator responsável pela instabilidade de tensão é a inabilidade do sistema de potência de manter um apropriado balanço de potência reativa e sustentar as tensões nas barras do sistema em níveis aceitáveis (CUTSEM, 1998).

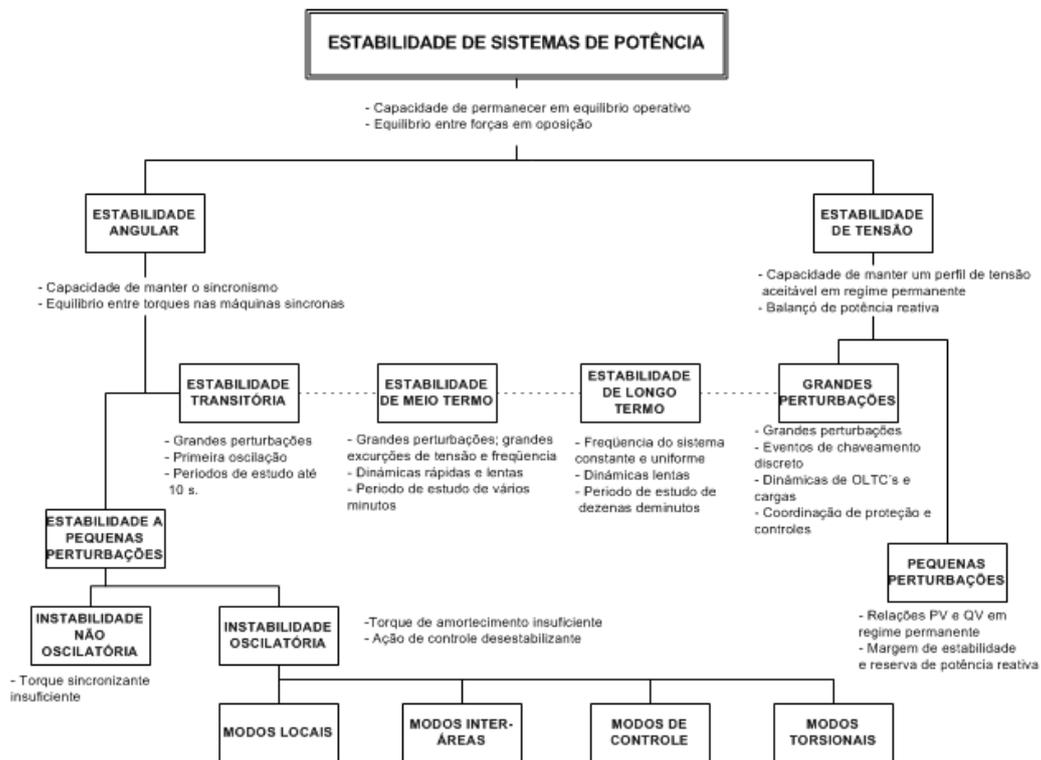


Figura 2.1: Classificação geral da estabilidade de sistemas de potência.
Fonte: Adaptado de Kundur (1993).

A força que direciona ao sistema à instabilidade de tensão normalmente são as cargas. Em resposta a uma determinada perturbação, a potência consumida pelas cargas tende a ser restabelecida pela ação de ajuste de deslizamento dos motores, reguladores de tensão e atuação de tapas dos transformadores (OLTC's) e termostatos. Cargas restabelecidas aumentam o esgotamento da rede de alta tensão aumentando o consumo de potência reativa e em seguida provocando redução de tensão. Uma situação em estado precário que causa instabilidade de tensão acontece quando cargas dinâmicas tentam restabelecer o consumo de potência além da capacidade da rede de geração e transmissão ligada (KUNDUR, 1993).

Outro fator de grande importância que contribui para a instabilidade de tensão é o afundamento repentino de tensão que acontece quando os fluxos de potências ativa e reativa passam pelas reatâncias da rede de transmissão. Isto faz com que a rede de transmissão atinja os limites de capacidade de transferência de potência. A transferência de potência e o suporte de potência reativa são por demais limitados quando alguns dos geradores violam os limites de corrente de campo e/ou da corrente de armadura. A instabilidade de tensão é iminente quando uma perturbação aumenta a necessidade de potência reativa além da capacidade sustentável disponível nas fontes deste tipo de potência (KUNDUR, 1993).

Usualmente, este tipo de estabilidade é classificado em duas categorias em relação à magnitude do distúrbio (KUNDUR, 1993):

Estabilidade de Tensão Transitória (Grandes Perturbações): é a habilidade do sistema de potência, partindo de um determinado ponto de operação, de controlar e manter valores de tensão aceitáveis em suas barras após da ocorrência de grandes perturbações, como curto-circuitos, perdas de carga ou geração, etc. A determinação desta forma de estabilidade requer a avaliação do desempenho dinâmico do sistema de potência num período de tempo suficiente para capturar as interações de elementos como comutadores sob carga dos transformadores (*OLTC's, On Load Tap Changers*) e limitadores de corrente de campo de geradores (*OXL's, Over Excitation Limiters*). A estabilidade de tensão a grandes perturbações pode ser estudada usando simulação não linear no domínio do tempo, com modelos apropriados para cada elemento.

Quando a estabilidade transitória é analisada, o interesse é focado em traçar a trajetória do sistema evoluindo no tempo, o que requer da integração do conjunto de equações algébrico-diferenciais. A regra trapezoidal de integração com tamanho de passo variável e muito efetiva e comumente usada para essa finalidade (ZAMBRONI, 2009).

Estabilidade de Tensão de Regime Permanente (Pequenas Perturbações): é a habilidade do sistema de potência, num determinado ponto de operação, de controlar e manter um perfil adequado de tensões após ter sido submetido a um pequeno impacto, como mudanças graduais nas cargas. Neste tipo de estudo de estabilidade, os impactos são admitidos suficientemente pequenos, de forma que permitam o uso de equações algébrico-diferenciais linearizadas no ponto de operação considerado, para a representação do SEP.

Nos modelos de fluxo de potência (equações algébricas) podem ser identificados basicamente dois tipos de instabilidade de tensão, diferenciados pelo mecanismo que leva ao sistema ao estado de instabilidade e eventualmente colapso de tensão (GUIMARÃES, 2011):

Perda de Controle de Tensão: este tipo de instabilidade de tensão é provocado pelo esgotamento do suprimento de potência reativa, com o resultado final da perda de controle de tensão de um conjunto particular de geradores, compensadores estáticos de reativos (*SVC's, Static Var Compensators*) ou compensadores síncronos.

Instabilidade de Tensão por Obstrução: esta instabilidade é causada principalmente pelas perdas de potência reativa nas reatâncias série das linhas, OLTC's atingindo seus limites e capacitores shunt ineficientes devido às quedas de tensão.

2.1.4 Colapso de Tensão

O colapso de tensão é o processo pelo qual a instabilidade de tensão leva ao sistema a uma queda de tensão em uma parte significativa dele ou, até mesmo a um blecaute (CUTSEM, 1998).

Trata-se de um fenômeno local que se espalha pela vizinhança (KUNDUR, 1993). O intervalo de tempo entre o distúrbio inicial e o colapso de tensão pode variar de uma fração de segundo até dezenas de minutos.

2.1.5 Fatores de Influência

A estabilidade de um sistema elétrico de potência é um problema que abrange várias formas de manifestação, onde devem ser considerados os efeitos de diversos fatores de influência neste fenômeno, tais como geradores e seus dispositivos de controle e proteção (*AVR's, Automatic Voltage Regulators; OXL's, etc.*), linhas de transmissão, equipamentos de compensação de potência reativa, transformadores e seus respectivos comutadores de tape, cargas de tipos e características diversas, configuração do sistema, etc. (DA SILVA, 2007).

Em alguns casos, além destes fatores, os estudos de estabilidade consideram os diversos Esquemas de Controle de Emergência (ECE's), além de critérios (ONS, 2002) e tipos de contingências a serem analisados, para avaliação da segurança do sistema e definição de limites de transmissão e geração.

A representação da dinâmica de um sistema de potência pode ser escrita como um conjunto de equações algébrico-diferenciais, que possui a seguinte forma geral:

$$\dot{x} = f(x, y) \quad (2.1)$$

$$0 = g(x, y) \quad (2.2)$$

A equação (2.1) descreve os componentes dinâmicos do sistema, como geradores, reguladores de tensão, etc. A equação (2.2) diz respeito à topologia da rede (equações de fluxo de carga convencional). Nas equações acima, x representa as variáveis de estado e y representa as variáveis algébricas.

Geradores: para análise de fluxo de carga, um modelo que assume tensão terminal e potência constante tem sido usado (barra tipo PV). Isto considera parcialmente os efeitos dos reguladores de tensão e velocidade. Tais efeitos só são observados enquanto os limites de geração de potência reativa não são violados. Quando isto ocorre, a máquina tem seu valor de

potência reativa fixado no máximo e seu nível de tensão liberado (KUNDUR, 1993), tornando-se uma barra de carga (barra tipo PQ). Durante condições de baixa tensão, a demanda de potência reativa dos geradores pode exceder os limites de corrente de campo ou de corrente de armadura, assim, a reatância efetiva da rede cresce ou a tensão terminal desce, agravando em ambos os casos a condição operativa. Com a potência reativa de uma unidade geradora limitada, a demanda deste tipo de potência das outras unidades é incrementada, podendo atingir seus limites. Com poucas unidades controlando a tensão, o fenômeno de colapso de tensão tem maior probabilidade de ocorrência.

Se a análise de estabilidade de tensão é realizada com o método dinâmico ou se é focada a estabilidade de longo termo, equações diferenciais adequadas para modelagem dos geradores, além da representação dos AVR's e OXL's devem ser consideradas.

Linhas de Transmissão (LT): a potência reativa líquida transferida por uma linha de transmissão variará com seu ciclo de carga. Nos estudos de fluxo de potência e estabilidade, o modelo geralmente utilizado para representar uma linha de transmissão é o modelo π equivalente (KUNDUR, 1993).

Capacitores shunt: apesar de melhorarem o suporte local de potência reativa, tem o inconveniente de fornecer essa potência como função do quadrado da tensão. Portanto, podem não produzir bons resultados na operação com baixos níveis de tensão. São representados como susceptâncias de valor constante. O uso excessivo de capacitores shunt para a compensação da potência reativa em sistemas de transmissão, pode levar o nível da tensão crítica, em relação à estabilidade de tensão, a valores dentro dos limites normais de operação, além de ocasionar uma fraca regulação de tensão e, geralmente, a menores margens de estabilidade.

Compensadores Estáticos de Potencia Reativa (SVC's): dentro de sua faixa de controle, a rápida resposta dinâmica destes equipamentos é muito vantajosa para a estabilidade do sistema. No entanto, apesar de proporcionarem maior flexibilidade, ao atingir seus limites de geração de potência reativa, tornam-se semelhantes aos capacitores tipo shunt (KUNDUR, 1993). Podem ser representados como barras tipo PV detrás de reatâncias iguais em porcentagens às pendentes de regulação dos SVC's. Estudos mais acurados podem requerer a modelagem do sistema de controle e dos esquemas de proteção dos SVC's.

Capacitores série: produzem potência reativa proporcionalmente ao quadrado da corrente e independentemente da tensão nas barras, possibilitando reduzir a queda de tensão resultante da reatância da linha. Esta característica de auto-regulação faz com que estes equipamentos encontrem aplicações em linhas de transmissão curtas com o objetivo final de melhorar a

estabilidade de tensão, em razão de serem tanto mais efetivos quanto mais é requerida a compensação (KUNDUR, 1993). A complexidade dos dispositivos de proteção e da coordenação com as proteções de linha, além do eventual aparecimento do fenômeno de ressonância sub-síncrona, são suas desvantagens.

Compensadores síncronos: incluso com baixos níveis de tensão fornecem ao sistema uma potência reativa independente da tensão em seus terminais. Porém, quando atingem seus limites operativos, comportam-se como cargas reativas constantes (barra tipo PQ). No entanto, são equipamentos caros (em relação aos capacitores shunt) e precisam de maior manutenção.

Cargas: tanto a potência ativa como a potência reativa consumidas pela carga global do sistema, são em geral, dependentes dos níveis de tensão e da frequência do sistema (KUNDUR, 1993). Existem dois tipos básicos de modelo de carga: o modelo dinâmico e o modelo estático.

Os modelos estáticos são expressões algébricas que determinam a potência consumida pela carga a partir da barra que a alimenta naquele instante em função da tensão, desprezando a variação da frequência, por ser esta geralmente muito reduzida.

Um modelo que é freqüentemente usado para representar a dependência das cargas com a tensão é o modelo polinomial (KUNDUR, 1993):

$$P = P_0(p_1\bar{V}^2 + p_2\bar{V} + p_3) \quad (2.3)$$

$$Q = Q_0(q_1\bar{V}^2 + q_2\bar{V} + q_3) \quad (2.4)$$

Este modelo é comumente chamado como modelo ZIP, devido a que é composto por as parcelas de impedância constante (Z), corrente constante (I) e potência constante (P). Os parâmetros do modelo são p_1 , p_2 , p_3 e q_1 , q_2 , q_3 , que definem as proporções de cada componente.

Comutadores de tape sob carga (OLTC's) dos transformadores: fornecem o controle da tensão e da potência reativa do sistema elétrico. A atuação dos OLTC's também pode contribuir para a instabilidade de tensão. A representação dos OLTC's pode incrementar significativamente o tempo de simulação, devido a que eles têm intrinsecamente um retardo de tempo na ordem de 30 segundos e adicionalmente, 1-5 segundos são precisos para cada mudança subsequente de tape. Também é necessário modelar corretamente o tamanho do passo, a posição inicial, a margem de variação do tape, histerese, bandas mortas, etc.

2.1.6 Estabilidade de Tensão de Longo Termo

Esta classe de estabilidade considera essencialmente a dinâmica lenta de determinados elementos do sistema de potência, assumindo que a fase transitória inicial após um impacto tenha alcançado amortecimento suficiente, de forma que não seja mais necessário avaliar esta fase do sistema. Assim, torna-se necessária nas análises de longo termo a representação de elementos com respostas da ordem de vários segundos a muitos minutos, como transformadores com taps variáveis sob carga, limitadores de corrente de excitação de geradores, turbinas, Controle Automático de Geração (CAG), ECE's, etc. (DA SILVA, 2007). Caracteriza-se como estabilidade de longo prazo ou longo termo, a habilidade do sistema de potência em manter-se operando dentro dos limites nominais de operação após a ocorrência de um distúrbio e transcorrido um tempo suficiente para a completa resposta do sistema, para as interações entre os citados elementos de dinâmica lenta.

Os estudos de estabilidade de longo prazo podem ser efetuados de varias formas:

- a) Através de equações linearizadas em torno de um ponto de operação, utilizando técnicas de análise estática;
- b) Através de um modelo quase-estático, onde são mantidas as equações de fluxo de potência e agregam-se as equações de interesse do modelo dinâmico relativas aos equipamentos de controle de tensão do sistema;
- c) Através de simulação não linear no domínio do tempo, porém, com utilização de técnicas avançadas, como integração com passo variável e processamento distribuído (LOPES, 2001).

2.1.7 Métodos de Análise de Estabilidade de Tensão

A estabilidade de tensão pode ser analisada utilizando técnicas com modelos estáticos e/ou dinâmicos. A escolha do método depende basicamente da natureza da perturbação envolvida no problema e dos requisitos do estudo.

A análise dinâmica considera o conjunto de equações algébrico-diferenciais que descrevem o comportamento do sistema.

A análise dinâmica usa técnicas não lineares ou linearizadas de simulação no domínio do tempo ou no domínio da frequência. É importante para estudos envolvendo coordenação de controles e proteções, nas análises de ocorrências e como uma base para algumas análises estáticas (CUTSEM, 1998).

Todos os elementos de compensação reativa, incluindo capacitores e reatores shunt, SVC's, etc., precisam ser representados adequadamente. Adicionalmente, esquemas especiais de

proteção como corte de carga por subtensão, bloqueio de OLTC's, desconexão de reatores ou esquemas de isolamento forçada de geradores devem ser modelados.

As vantagens da análise dinâmica residem na possibilidade de captura da cronologia dos eventos e na reprodução fiel da dinâmica da instabilidade de tensão (KUNDUR, 1993).

As desvantagens dessa análise residem na necessidade de aquisição de uma quantidade considerável de dados, do longo tempo de simulação e do não fornecimento direto de informações respeito da Margem de Carga e a área crítica, nem as ações de controle necessárias (DA SILVA, 2007).

Técnicas de simulação com passo de integração variável, processamento paralelo e de simulação quase-dinâmica (TAYLOR, 1992) vêm reduzindo consideravelmente o esforço computacional nas análises dinâmicas, tornando possível inclusive, a utilização deste tipo de análise em tempo real.

Por outro lado, a análise estática considera que, em muitos casos, a dinâmica do sistema com influência na estabilidade de tensão varia lentamente. Isto permite a obtenção, identificação e estudo de pontos de equilíbrio da operação. A análise de estabilidade de tensão é desenvolvida, neste caso, considerando apenas o modelo de sistema utilizado nos estudos de fluxo de potência (DA SILVA, 2007).

Quando os estados de um sistema de potência variam lentamente, pode-se anular sua dinâmica, tornando-o representado por um conjunto de equações puramente algébricas, e analisar seu comportamento como uma sucessão de pontos de equilíbrio (DA SILVA, 2007).

Este modelo permite a identificação do ponto de colapso de tensão como uma bifurcação do tipo sela-nó, caracterizada pela existência de um autovalor nulo da matriz Jacobiana de fluxo de carga (ZAMBRONI, 2000).

A análise estática é recomendada por seu baixo custo computacional na análise em tempo real, e onde há necessidade de estudo de uma grande quantidade de condições e/ou contingências no sistema (KUNDUR, 1993). Entretanto, podem surgir dificuldades de convergência numérica do problema nas proximidades do ponto de colapso de tensão (DA SILVA, 2007).

As vantagens adicionais da análise estática são: a capacidade de proporcionar informações em relação à condição de estabilidade do ponto de equilíbrio considerado, a margem de estabilidade de uma determinada condição operativa, as áreas críticas do sistema, a classificação de contingências críticas (OCARIZ, 2007), a melhor localização e quantidade necessária de potência reativa para compensação, a obtenção do valor da geração para reserva

girante (KUNDUR, 1993) e a determinação do mínimo corte de carga requerido para preservar a operação da maior parcela do sistema elétrico considerado.

Uma vez que a trajetória no tempo não é simulada na abordagem estática, os pontos de operação estudados podem não ser viáveis do ponto de vista operativo. Esta consideração, somada à necessidade de cautela na retenção e simplificação de mecanismos essenciais para o estudo são as desvantagens deste tipo de análise (DA SILVA, 2007).

Por outro lado, na maioria dos casos as análises estáticas e dinâmicas são complementares, ou seja, cada tipo de análise oferece informações diferenciadas sobre a estabilidade do sistema elétrico (KUNDUR, 1993).

Por sua vez, a análise quase-estática (*QSS, Quasi-Steady State*) ou quase-dinâmica, consiste em analisar um sistema, após o mesmo ter sofrido uma perturbação, e assumido que este sistema resista ao transitório gerado pela perturbação. Desta maneira, consegue-se simular o sistema elétrico por um intervalo de tempo razoável. Por isto a simulação quase-estática é muitas vezes denominada de simulação de longo-prazo ou longo termo. As equações diferenciais que representam o sistema elétrico tornam-se nulas após o transitório, passando a serem equações algébricas que são resolvidas por processos iterativos. É uma técnica muito apropriada para variáveis discretas no tempo, como por exemplo, aquelas associadas aos OLTC's e OXL's. A grande vantagem é sem dúvida, o ganho de tempo computacional (KUNDUR, 1993).

2.2 Técnicas de Análise Estática

2.2.1 Introdução à Análise Estática

Os métodos de análise estática são geralmente mais utilizados que os métodos dinâmicos, uma vez que as simulações no domínio do tempo requerem uma modelagem mais complexa dos componentes do sistema, sendo a quantidade de dados requerida muito maior e mais difícil de ser obtida. Por sua vez, a base de dados requerida pelas ferramentas que fazem uso dos métodos estáticos é de mais fácil obtenção, sendo praticamente a mesma base de dados utilizada para os estudos de fluxo de potência convencionais (DA SILVA, 2007).

A análise estática considera que em muitos casos, a dinâmica do sistema com influência na estabilidade de tensão varia lentamente. Assim sendo, o modelo dinâmico, representado através do conjunto de equações diferenciais, pode ser reduzido a um conjunto de equações puramente algébricas para cada ponto de equilíbrio, considerando-se apenas o modelo de sistema utilizado nos estudos de fluxo de potência (ZAMBRONI, 2000). As equações linearizadas de fluxo de potência podem ser representadas por:

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = J \begin{bmatrix} \Delta \theta \\ \Delta V \end{bmatrix} \quad (2.5)$$

Onde J representa a matriz Jacobiana do problema de fluxo de carga.

O conhecimento destas técnicas e até mesmo uma combinação delas, permite identificar informações de extrema importância, tais como, o limite de máximo carregamento, a margem de estabilidade de uma determinada condição operativa, as barras e áreas críticas do sistema e as margens de potência reativa das barras do sistema, dentre outras.

Diversas técnicas com este enfoque podem ser utilizadas para a avaliação dos sistemas em termos de estabilidade de tensão. Dentre elas, por citar algumas, encontram-se a Teoria de Bifurcações, os Métodos Diretos, o Método da Continuação, as curvas PV, as curvas QV, as Matrizes de Sensibilidade, as Técnicas de Otimização, as Funções de Energia, o Vetor Tangente, a Família de Funções Testes, os Determinantes do Jacobiano Reduzido, a determinação do Menor Autovalor e do Menor Valor Singular, etc.

O colapso de tensão está associado com a singularidade da matriz Jacobiana do problema de fluxo de carga. Neste ponto de singularidade, conhecido como bifurcação sela-nó, a citada matriz tem um autovalor nulo (MOHN, 2006). Bifurcações induzidas também poderiam ocorrer devido ao esgotamento repentino das fontes de potência reativa. Assim, a determinação das barras críticas do sistema (aquelas onde a instabilidade é originada ou aquelas com as que mais está relacionada) é importante. Estas barras críticas constituem o conjunto potencial de barras candidatas a reforços para evitar o aparecimento do fenômeno de colapso de tensão.

A análise modal é utilizada para identificar áreas do sistema propensas a apresentar problemas de estabilidade de tensão e para determinar as melhores estratégias de suporte de potência reativa (ALVES, 2003). A análise modal é mais efetivamente usada para estudos de determinação de reforços do sistema ou o melhoramento das medidas de controle adotadas, quando é realizado no ponto de máxima carga do sistema ou perto do mesmo (GAO, 1996).

As tensões críticas nas barras, associadas ao ponto de máxima carga, podem mudar quando altera a configuração da rede, devido a saídas de operação dos elementos do sistema ou com as variações na magnitude e composição da demanda dos consumidores (CAÑIZARES, 1996).

2.2.2 Curva QV e Margem de Potência Reativa

A exemplo das curvas PV (técnica para estudos de estabilidade de tensão de grande difusão no setor elétrico), as denominadas curvas QV fornecem informações muito importantes para os estudos de estabilidade de tensão, constituindo outro dos métodos estáticos mais empregados pelos especialistas da área (ZAMBRONI, 2000).

O uso da curva QV pode ajudar os engenheiros na identificação das barras críticas do sistema assim como na determinação das injeções de potência reativa necessárias nessas barras para garantir a operação segura do sistema, em relação à estabilidade de tensão (ZAMBRONI, 2011).

Através da curva QV é possível obter o Nível Crítico de Tensão e a Margem de Potência Reativa (MPR) de um barramento.

O *Nível Crítico de Tensão* é o valor de tensão correspondente ao ponto de mínimo da curva, a partir do qual observa-se um comportamento contrário ao esperado, isto é, um aumento na geração de potência reativa acarreta uma diminuição no nível de tensão (ZAMBRONI, 2000). Este ponto mínimo, onde a derivada dQ/dV é zero, representa o limite de estabilidade de tensão.

A *Margem de Potência Reativa* (MPR) é medida pela distância entre o eixo horizontal e o ponto mínimo da curva. Se este ponto mínimo estiver acima do eixo horizontal, o sistema estará deficiente de potência reativa, sendo recomendada a instalação de equipamentos de controle de potência reativa adicionais na barra considerada. Na condição em que o ponto crítico ficar abaixo do eixo horizontal, o sistema tem alguma Margem de Potência Reativa. Isso porque as curvas QV são traçadas considerando-se a potência reativa positiva como sendo a injetada na barra, através de um compensador síncrono fictício ligado nesta barra (CAÑIZARES, 2002).

A curva QV mostra a relação entre o módulo da tensão de barra e o fornecimento de potência reativa de um compensador síncrono localizado de maneira fictícia na barra escolhida para o estudo (FERREIRA, 2007).

A principal característica da curva QV é que no ponto de máximo carregamento da curva PV, a MPR da barra crítica é praticamente nula, ou até mesmo inexistente.

Uma importante contribuição da curva QV é a informação em relação à robustez do sistema, que pode ser obtida através da inclinação da curva (dQ/dV): sendo ela positiva, no lado direito da curva QV, em relação ao ponto de mínimo, os pontos representam condições estáveis de operação, desde que um incremento na geração de potência reativa produza um incremento no nível de tensão. Os pontos no lado esquerdo da curva, em relação ao ponto de mínimo,

representam condições instáveis de operação. Nestes pontos, as tensões podem ter uma magnitude muito pequena e produzir a ativação dos dispositivos de proteção (KUNDUR, 1993). Entretanto, é conveniente ressaltar que a curva QV não oferece indicação sobre a capacidade de carregamento do sistema, mas é traduzida como um indicativo relevante nas análises dos processos de carregamento do mesmo (DA SILVA, 2007).

Na Figura 2.2 são mostradas curvas QV típicas. Na medida em que a carga do sistema aumenta, a curva QV tende a se deslocar para cima, a MPR diminui até se anular e posteriormente toma valores positivos, o que indica a necessidade de fornecimento de potência reativa na barra considerada. Uma MPR negativa, como indicado pela linha de pontos na Figura 2.2 mostra o montante de potência reativa que a barra sob análise pode fornecer ao sistema, enquanto que um valor positivo indica o déficit de potência reativa nessa barra.

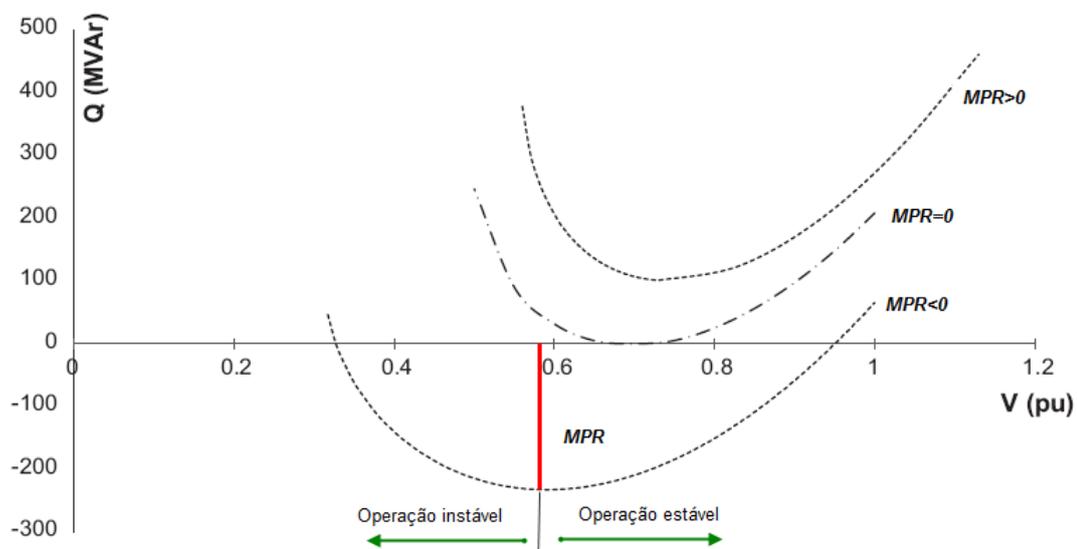


Figura 2.2: Curva QV típica, com a indicação da Margem de Potência Reativa (MPR).

Fonte: Adaptado de Ocariz (2007)

Existem, no entanto, alguns autores que criticam o uso das curvas QV para a análise de estabilidade de tensão, pelo fato de que diminuindo a tensão numa barra por vez, o que equivale a carregar somente essa barra, o tipo de solicitação que vai ter o sistema é irreal, atingindo tensões muito baixas na barra estudada (CUTSEM, 1998).

O uso das curvas PV e QV para a previsão da vulnerabilidade ao colapso de tensão e para a identificação de variações de tensão nas barras críticas quando ocorrem mudanças na carga e/ou suporte de potência reativa foi difundido em empresas do setor elétrico do mundo inteiro (EPRI, 1989 a).

Na curva QV, o valor da tensão para a solução do problema de fluxo de potência, obtido quando a fonte de potência reativa é o mais negativa possível, é um ponto de bifurcação sela-

nó e de limite para a estabilidade de tensão (DOBSOM, 1989). Assim, o uso da curva QV nas análises de segurança de tensão pode trazer importantes informações em relação ao estado do ponto operativo, identificando dispositivos que poderiam influir a MC do sistema, assim como as áreas envolvidas ou candidatas para as ações de controle (FERREIRA, 2007).

Como sinalizado antes, a curva QV permite determinar a robustez de uma barra com respeito a sua capacidade de suporte de potência reativa (ZAMBRONI, 2011), mediante a inclinação da curva (dQ/dV). A curva QV é usada também como critério para a localização de geradores num sistema elétrico (GUIMARÃES, 2011).

Em Zambroni (2011) investiga-se o uso das curvas PV e QV no cenário de planejamento. Com a curva PV é obtida a Margem de Carga (MC) do sistema e com a curva QV é calculada a Margem de Potência Reativa (MPR) associada com cada barra. Combinando estas informações pode ser identificada a área crítica do sistema, as atuais condições de operação, as contingências mais severas e as obras de reforço mais importantes. A MC do sistema é incrementada quando os reforços têm lugar perto de barras com grandes MPR. As contingências mais severas são aquelas que acontecem nos circuitos ligados nestas barras.

As análises de segurança do sistema, sob o ponto de vista do colapso de tensão, precisam de algumas informações associadas com as características locais do sistema. Em adição às barras críticas, os ramos ligados às mesmas também desempenham um papel importante no fenômeno de estabilidade de tensão.

O problema de identificação da barra crítica pode ser resolvido efetivamente com o uso do Vetor Tangente (TV). Outra maneira de identificar esta barra pode ser através da curva QV, em cujo caso, a ênfase é focada na identificação das barras com menor reserva de potência reativa (ZAMBRONI, 2011). Esta curva tem um ponto mínimo que corresponde à MPR da barra analisada. Este ponto está associado a uma matriz Jacobiana singular.

Após a identificação da barra crítica e do cálculo da MPR, podem ser determinadas as contingências mais críticas em relação a seu impacto na MPR, e dizer, quais são as contingências que levam à menor MPR (ZAMBRONI, 2011).

Em relação às contingências em geradores, as saídas de serviço das barras do tipo PV com MPR positiva no ponto de bifurcação constituem as contingências mais severas em relação à MC, o que fornece um critério para as análises de contingências em geradores, já que *a identificação das barras PV com maior MPR positivo conduz à determinação das contingências mais críticas (ZAMBRONI, 2011).*

No que diz respeito às contingências em linhas de transmissão, em (ZAMBRONI, 2011) são calculadas as MPR das barras terminais das linhas consideradas, ordenando as

contingências de acordo com a MPR dessas barras. No entanto, os resultados obtidos não são conclusivos, já que variam em função do sistema analisado (no mesmo trabalho é recomendado o uso combinado da MPR junto com outros índices, como a norma do vetor tangente no caso base).

Uma vez que todas essas peças de informação (barras críticas, MC, MPR e análise de contingências) são recolhidas, devem ser focados os reforços na rede elétrica, escolhendo aqueles que melhoram de modo geral as características operativas do sistema (ZAMBRONI, 2011). A idéia é avaliar como a MC é afetada pelo reforço considerado (curva PV) através de uma visão sistêmica. Esta análise é complementada com a curva QV, considerando que um reforço particular em uma parte do sistema pode ser irrelevante para outra área com carência de suporte de potência reativa. Um resultado relevante destes estudos é que a MC é mais bem impactada quando os reforços são feitos perto de uma barra associada com um valor elevado de MPR.

O método de levantamento da curva QV de uma determinada barra, é efetuado considerando essa barra como uma fonte variável e infinita de potência reativa. Isto pode ser obtido conectando-se um compensador síncrono fictício sem limites na barra (CUTSEM, 1998). Através de fluxos de potência sucessivos altera-se o valor da tensão dessa barra, obtendo-se os valores de potência reativa necessários (no compensador fictício) para manter as tensões especificadas.

Uma metodologia normalmente utilizada para a obtenção da curva QV de uma determinada barra é a seguinte (KUNDUR, 1993):

1. Ajustar o sistema a um ponto operativo de interesse e resolver o problema de fluxo de potência para esse caso.
2. Ligar na barra em estudo um compensador síncrono fictício com seus limites de potência reativa abertos, ou seja, converter a barra em questão em uma barra tipo PV, com limites abertos.
3. Variar em passos pequenos a tensão de referência da barra PV.
4. Resolver os casos de fluxo de potência para cada tensão obtida no passo anterior. Para cada nível de tensão, registrar as potências reativas injetadas na barra em estudo.
5. Repetir o processo até obter a suficiente quantidade de pontos ou estabelecer algum critério de parada.
6. Traçar a curva QV com os pontos registrados.

A obtenção das curvas QV mediante o método da continuação (descrito acima) envolve um grande esforço computacional quando o número de casos a analisar é grande, como nos

casos de análise de contingências. Para se reduzir este esforço podem ser usadas várias técnicas, entre elas, o método CRIC (Constrained Reactive Implicit Coupling), com bons resultados reportados na literatura (ZAMBRONI, 2011).

As curvas QV são desenhadas para cada barra individualmente quando os níveis de tensão variam enquanto que as injeções de potência ativa são mantidas constantes em todos os nós. Como o método CRIC foi originalmente proposto para encontrar as sensibilidades QV num ponto operativo convergente, é razoável assumir que funcionaria adequadamente para o traçado da curva QV. Mohn e Zambroni (2006) *propõem e comparam dois métodos para o traçado da curva QV*:

- 1- Obtenção da curva QV empregando o método CRIC de fluxo de potência, ao invés do método convencional de Newton-Raphson.
- 2- Uso de uma nova abordagem, chamado de “Método de Continuação QV”, devido a sua similaridade com o método de continuação convencional.

Neste segundo método, a idéia básica é traçar a curva QV usando passos de variação controlada até atingir o ponto mínimo da curva. O tamanho do passo é fornecido por:

$$\Delta\lambda = \frac{k}{\|TV_Q\|} \quad (2.6)$$

onde k é um escalar que acelera ou desacelera o processo de computação, $\|.\|$ denota a norma do vetor tangente e TV_Q é calculado por:

$$TV_Q = J^{-1}Q_1 \quad (2.7)$$

onde J é a Jacobiana do fluxo de potência; Q_1 é um vetor cheio de zeros exceto na posição da potência reativa associada com a barra em estudo. Nesta formulação, os limites de potência reativa de todas as barras PV são considerados. A computação da equação (2.6) fornece o tamanho do passo, enquanto que o nível de tensão nas barras PQ é atualizado por:

$$\Delta V = k \frac{TV_Q}{\|TV_Q\|} \quad (2.8)$$

Durante o processo de convergência, a barra em estudo é considerada como barra PV. No entanto, o cálculo do tamanho do passo e a correção do nível de tensão são executados considerando esta barra como uma barra PQ.

O traçado da curva conclui segundo os seguintes critérios de parada:

- 1- Monitoração da potência reativa gerada: se $Q_n > Q_{n-1}$ o processo é detido. Os índices n e $n - 1$ correspondem ao n -ésimo e ao $(n - 1)$ -ésimo ponto calculado na curva QV.

- 2- Cálculo de um índice chamado de I_Q com a ideia de reduzir o esforço computacional envolvido. Este índice aproxima-se de zero na vizinhança do ponto mínimo da curva QV, e é calculado pela seguinte equação:

$$I_Q = TV_Q' J TV_Q \quad (2.9)$$

Ambos os algoritmos propostos em (MOHN e ZAMBRONI, 2006) para o traçado da curva QV são descritos a seguir:

A) Obtenção da curva QV empregando o método CRIC de fluxo de potência, ao invés do método convencional de Newton-Raphson.

- 1- Selecionar a barra cuja curva QV será traçada.
- 2- Considerar esta barra como sendo do tipo PV (mesmo que seja PQ).
- 3- Calcular os pontos de equilíbrio com o método CRIC de fluxo de potência.
- 4- Verificar o critério de parada “1” para cada ponto. Se o mesmo é satisfeito, parar; se não, passar para o passo 5.
- 5- Reduzir o valor do nível de tensão na barra analisada mediante um tamanho de passo constante e voltar ao passo 3.

B) Uso de uma nova abordagem, chamado de Método de Continuação QV, devido a sua similaridade com o método de continuação convencional. Esta abordagem é utilizada neste trabalho, para o desenho das curvas QV e o cálculo das MPR's das barras.

- 1- Selecionar a barra cuja curva QV será traçada.
- 2- Considerar esta barra como sendo do tipo PV (mesmo que seja PQ).
- 3- Calcular os pontos de equilíbrio com o método CRIC de fluxo de potência.
- 4- Calcular o tamanho do passo para a variação de V , I_Q e corrigir o nível de tensão nas barras.
- 5- Verificar os critérios de parada. Se qualquer deles é satisfeito, parar, se não, ir ao passo 6).
- 6- Reduzir a tensão na barra analisada no passo 4) e voltar ao passo 3.

2.2.3 Método da Continuação

O Método da Continuação é um método numérico usado principalmente para traçar a trajetória de um sistema de potência desde um ponto de equilíbrio estável até o ponto de colapso. Este método também permite traçar a parte de baixo da curva PV. Porém, com um custo computacional elevado, o método é robusto e eficaz para determinar o ponto de colapso e a Margem de Carga do sistema a partir do caso base (CAÑIZARES, 1993). No intuito de

reduzir o custo computacional, muitos trabalhos foram desenvolvidos propondo técnicas e métodos que podem ser encontrados na literatura. Uma delas é a técnica baseada no método de CRIC, com bons resultados reportados (ZAMBRONI, 2011).

A partir de um determinado ponto de operação conhecido x_0 , através de sucessivos incrementos de carga, traça-se a curva PV, que em termos específicos, equivale ao diagrama de bifurcação. Para levantar esta curva utilizando um fluxo de carga convencional, sérios problemas de convergência seriam encontrados, pois, como já mencionado, no ponto de colapso a matriz Jacobiana é singular, e próximo a este ponto a matriz é mal condicionada.

Considerando as variáveis de estado x de um fluxo de potência e o parâmetro λ que leva o sistema de um ponto de equilíbrio a outro, a equação que representa o sistema de equações do fluxo de potência é (MOHN, 2005):

$$f(x, \lambda) = 0 \quad (2.10)$$

Geralmente, o nível de carregamento é empregado como parâmetro λ , porém, outros parâmetros tais como posição do *tap* de algum transformador, nível de tensão em alguma barra ou qualquer outra variável de interesse pode ser usada (MOHN, 2005). Considera-se aqui que cada valor de λ corresponde a um valor de carregamento.

O método da continuação é capaz de traçar toda a curva PV, inclusive a parte de baixo da curva, porque utiliza técnicas que evitam a singularidade da matriz Jacobiana. Para tanto, o método é dividido em três fases: Previsão, Correção e Parametrização (MOHN, 2005).

A Figura 2.3 ilustra o significado dos passos previsor e corretor. O resultado de repetidas execuções destes passos é um conjunto de pontos que formam o diagrama de bifurcação, onde a Margem de Carga será dada pela parcela de carregamento que, ao ser adicionada à carga inicial, fará com que o sistema atinja o ponto crítico (“nariz” da curva PV) (MOHN, 2005).

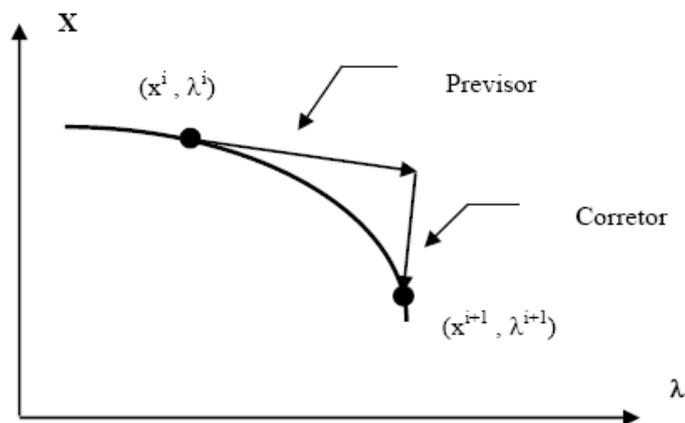


Figura 2.3: Passo previsor e corretor no método da continuação.
Fonte: Adaptado de Da Silva (2007)

Quando o sistema elétrico estiver no ponto de bifurcação o conjunto de equações pode não convergir. Portanto, para obter uma solução é necessário fazer a parametrização, que é a utilização de outra variável como parâmetro de solução, removendo a singularidade da matriz Jacobiana (CAÑIZARES, 1993). No entanto, este trabalho, por empregar alguns critérios de parada, não se ocupa deste passo.

2.2.4 Vetor Tangente

A grande vantagem do Vetor Tangente (*TV-Tangent Vector*) é que pode ser calculado com baixo custo computacional com a seguinte equação:

$$\begin{bmatrix} \Delta\theta \\ \Delta V \end{bmatrix} = \frac{1}{\Delta\lambda} J^{-1} \begin{bmatrix} P_0 \\ Q_0 \end{bmatrix} \quad (2.11)$$

Sabe-se que o Vetor Tangente converge para o autovetor à direita associado ao autovalor nulo (ZAMBRONI, 1998). Portanto, a sensibilidade do TV está também associada às variações de amplitude e ângulo da tensão. Pela mesma razão (convergência do TV com o autovetor à direita) pode-se concluir que a maior componente em módulo do TV indica a variável mais sensível no ponto de bifurcação. Além disso, sabe-se que no ponto de colapso, variações infinitesimais na carga produzem grandes variações na amplitude e ângulo da tensão. Logo, neste ponto, os elementos do TV são muito grandes e o inverso de cada um deles tende para zero.

Diante dessas características do TV, as referências (ZAMBRONI, 1996; 1997) apresentam uma nova metodologia, com um significativo ganho de custo computacional em relação ao método da continuação. O ponto de sela-nó é determinado por extrapolação, admitindo que o inverso da maior componente do TV tem um comportamento quadrático. A justificativa deste comportamento quadrático foi apresentada por Cañizares (1993).

Outra facilidade da utilização do TV é o fato de que, a maior componente deste vetor indica a barra mais sensível, isto é, uma pequena variação de carregamento provoca grandes variações de tensões e ângulos, caracterizando a barra mais susceptível ao colapso de tensão num determinado ponto de operação. Zambroni (1997) mostra que a barra crítica no ponto de colapso é identificada com certa antecedência com relação ao ponto de sela-nó, comparado com algumas metodologias apresentadas na literatura (menor autovalor, menor valor singular, determinante reduzido), o que, aliado com o custo computacional depreciável do TV, faz que esta técnica seja muito atrativa para as análises de estabilidade de tensão.

Um aspecto bastante interessante desta metodologia é sua aplicação em sistemas de potência considerando os limites de geração de potência reativa das barras PV. Isto é fundamental,

porque é uma característica dos sistemas reais. Como mostrado em (ZAMBRONI, 1995), essa consideração altera não só o cálculo do ponto crítico como também a classificação das barras mais sensíveis.

O índice de colapso pelo vetor tangente, (TVI- Tangent Vector Index) é definido da seguinte maneira (ZAMBRONI, 1997):

$$TVI_i = \left| \frac{\partial V_i}{\partial \lambda} \right|^{-1} \quad (2.12)$$

A derivada parcial apresentada é a componente do vetor tangente correspondente à tensão da barra i . Na medida em que o sistema aproxima-se do ponto de colapso, esta derivada tende ao infinito, já que o TVI associado tende a zero. Normalmente, este índice é calculado para a barra crítica do sistema, identificada pelo próprio vetor tangente.

2.3 Estabilidade de Tensão de Longo Prazo

O período de tempo em estudo nas análises de estabilidade de tensão de longo prazo (longo termo) corresponde à escala de tempo de fenômenos, controladores e dispositivos de proteção que atuam tipicamente vários minutos depois da ocorrência da perturbação. No caso dos controladores e dispositivos de proteção, os componentes são geralmente projetados para atuar depois do sistema ter atingido um novo ponto de equilíbrio, logo no início do transitório de curto prazo (curto termo) devido a uma perturbação, a fim de evitar ações desnecessárias ou interações instáveis com as dinâmicas de curto termo (PADIYAR, 2008).

Como já foi dito, a estabilidade de longo-prazo ou longo termo é a habilidade do sistema de potência em manter-se operando dentro dos limites nominais de operação após a ocorrência de um distúrbio e transcorrido um tempo suficiente para a completa resposta do sistema para as interações entre os citados elementos de dinâmica lenta.

Devido aos tempos envolvidos para a observação dos fenômenos de influência na estabilidade de longo termo, a simulação do sistema através da resolução das equações diferenciais no domínio do tempo pode ser computacionalmente proibitiva em determinadas aplicações. Nestes casos, a Análise Quase-Estacionária (QSS) através de um modelo quase-dinâmico do sistema tem grande aceitação. A ideia geral deste método é aproximar a evolução do sistema de longo termo por uma sucessão de pontos de equilíbrio, fornecendo um bom compromisso entre a eficiência computacional dos métodos de análise com as equações de fluxo de potência e a precisão e modelagem acuradas da simulação no domínio do tempo.

Na literatura também são encontrados vários trabalhos que propõem metodologias de análise que abrangem ambas as escalas de tempo nos estudos de estabilidade, ou seja, estudos de

estabilidade de curto e longo termo. Na referência (ZAMBRONI, 2009) é proposta uma metodologia unificada que efetua a simulação no domínio do tempo para os períodos transitórios e posteriormente, logo após atingir um novo estado operativo, o sistema é analisado por equações algébricas, haja vista que a estabilidade de longo termo é o horizonte de interesse. Uma vez que as análises de longo termo não consideram as características transitórias, a resolução completa (transitória e de longo termo) deve ser separada em duas partes e o processo de integração deve preceder à análise quase-estacionária. Esta metodologia unificada é usada neste trabalho, como será descrito mais para frente.

2.3.1 Dinâmicas de Longo Prazo

As dinâmicas de um sistema de potência incluem fenômenos lentos e rápidos que usualmente acontecem em combinação. Fenômenos repentinos de instabilidade transitória podem ocorrer durante ações lentas de controle de frequência e mudanças manuais. Uma definição limitada das dinâmicas de longo prazo (*LTD, Long Term Dynamics*) assume que não acontecem fenômenos instáveis rápidos. Assim, as LTD podem ser definidas como sendo as dinâmicas de tensão e frequência que assumem diferenças angulares quase-estacionárias entre geradores. *Uma definição mais abrangente considera o comportamento real do sistema de potência durante um período de tempo que vai desde dezenas de segundos até horas, incluindo transitórios eletromecânicos dos rotores das máquinas, dinâmicas das cargas, proteções, ações de controle centralizadas e ações do operador (CIGRÉ, 1995).*

2.3.2 Modelagem do Sistema

É claro que o conhecimento a priori do comportamento do sistema é obrigatório para proceder com simplificações. Se o comportamento do sistema não é muito conhecido, qualquer simplificação pode levar a conclusões erradas. Como consequência, uma modelagem extensa e acurada do sistema, assim como uma ferramenta de simulação capaz de representar dinâmicas lentas e rápidas são obrigatórias. A modelagem deve ser mais específica e acurada para os elementos que demonstrem seu papel crítico na estabilidade de tensão.

Os principais fatores que influem nas dinâmicas de longo termo e que devem ser tidos em consideração são (CIGRÉ, 1995):

Fenômenos:

- Restabelecimento das cargas controladas por termostatos;
- Restabelecimento das cargas agregadas;

Controles:

- Controle de tensão com OLTC's;
- Controle secundário de tensão;
- Controle carga-frequência;
- Chaveamento de capacitores e reatores *shunt*;
- Esquemas especiais de controle (ECE, FIP, etc.);

Dispositivos de Proteção:

- Limitadores de Sobre-Excitação (OXL's);
- Limitadores de Corrente de Armadura em geradores (*SCL's, Stator Current Limiters*).

Os distintos tipos de análises de sistemas elétricos começam com a modelagem adequada de todos os componentes que potencialmente poderiam contribuir para o aparecimento do fenômeno em estudo. Assim, as dinâmicas de longo termo podem ser representadas por equações contínuas e discretas no domínio do tempo (CUTSEM, 1998):

$$\dot{z}_c = h_c(x, y, z_c, z_d) \quad (2.13)$$

$$z_d(k+1) = h_d(x, y, z_c, z_d(k)) \quad (2.14)$$

Nas equações acima, x representa as variáveis de estado transitórias correspondentes às dinâmicas rápidas dos geradores, motores, controladores de FACT's e HVDC, etc.; y representa as variáveis algébricas, usualmente associadas com o sistema de transmissão e modelos de elementos em regime permanente, como tensões e ângulos de fase das tensões de barra do sistema; z_c corresponde às variáveis de estado contínuas de longo termo e z_d representa as variáveis de estado discretas de longo termo.

A restauração das cargas controladas por termostatos e cargas agregadas geralmente é representada por equações diferenciais e, portanto, seu comportamento modelado pela equação (2.13). O controle termostático é somente uma forma de auto-restabelecimento de cargas após um distúrbio. Outros controles operando na mesma escala de tempo, de um ou mais minutos, têm efeitos similares na resposta da carga agregada. Por exemplo, alimentadores de distribuição com reguladores de tensão e capacitores controlados por tensão têm efeitos de restabelecimento nas cargas (CUTSEM, 1998).

Chaveamentos de compensação *shunt* e operação de OLTC's são tipicamente eventos discretos capturados por (2.14), onde as variáveis z_d são a susceptância *shunt* e a relação de transformação, respectivamente.

Na prática atual (CUTSEM, 1998) os controles de tensão secundária dos transformadores e controles de frequência são digitais e transmitem aos transformadores e geradores, respectivamente, mudanças discretas nas referências de tensão e potência ativa, formando assim parte das variáveis z_d . Por outro lado, suas regras internas de controle podem conter equações de estado contínuas no domínio do tempo (z_c). Um típico exemplo é o controle PID (*Proportional Integral Derivative*) usado em tais controladores.

Formalmente, um passo de tempo ΔT suficientemente pequeno deve ser assumido para as equações diferenciais (2.13), portanto todas as transições de variáveis discretas ocorrem em um tempo múltiplo de ΔT . Em outras palavras, as variáveis discretas mudam de valor de $z_d(k)$ a $z_d(k+1)$ em tempos:

$$t_k = k\Delta T \quad (k = 0, 1, 2, \dots) \quad (2.15)$$

Nos programas comerciais de simulação digital, modelos PI algébricos são usados para as linhas de transmissão. O modelado da sensibilidade dos parâmetros das linhas com a frequência está disponível em EUROSTAG, PSS/E e ADVANCE. Transformadores com OLTC's são geralmente disponíveis, enquanto o modelo da saturação dos transformadores é menos frequente. O modelo de Park com 3 ou 4 enrolamentos no rotor é um padrão para os geradores. Em relação às cargas, a dependência com a tensão e a frequência de cargas estáticas é geralmente disponível, enquanto que os modelos de cargas dinâmicas estão geralmente disponíveis sob a forma de motores de indução. Porém, modelos sintéticos especiais e definidos pelo usuário estão disponíveis em alguns programas.

Por outro lado, os *softwares* comerciais possuem abrangentes bibliotecas de modelos para controladores e plantas de geração.

É necessário ressaltar que, conforme com o cenário a ser simulado, elementos “chave” devem ser modelados de forma muito precisa e específica. *Os seguintes pontos devem ser avaliados como críticos* (CIGRÉ, 1995):

- A saturação magnética dos geradores.
- Limitadores de corrente de campo e armadura dos geradores.
- Características estáticas das cargas em relação às tensões.
- Dinâmicas lentas das cargas agregadas.
- Controles de mudança de *taps*.
- Reles de sub-tensão e perda de sincronismo.
- Controles centralizados como AGC e controle secundário de tensão.

Os OLTC's podem ser modelados de duas maneiras (CUTSEM, 1998): modelos discretos representando mudanças descontínuas na posição do *tap*, passo-a-passo, e um modelo contínuo aproximado.

O modelo discreto de OLTC's assume que quando o dispositivo é ativado, ele pode elevar ou reduzir a relação de transformação em um passo de *tap*. O OLTC pode operar em instantes de tempo discretos denotados por t_k , com $k = 0, 1, 2, \dots$ e fornecidos pela fórmula:

$$t_{k+1} = t_k + \Delta T_k \quad (2.16)$$

Em (2.16), t_k não é uma variável independente e ΔT_k não é necessariamente constante, desde que depende em geral das características do componente e do erro de tensão. O contador integral pode avançar de k até $(k + 1)$ quando o tempo transcorrido iguala ou excede a ΔT_k .

Uma fórmula de aplicação quase universal (CUTSEM, 1998) para ΔT_k , incluindo um atraso de tempo fixo e um atraso de tempo inverso é a seguinte:

$$\Delta T_k = T_d \frac{d}{|V_2 - V_2^0|} + T_f + T_m \quad (2.17)$$

onde V_2 é a tensão controlada; V_2^0 é a tensão de referência; d é a metade da banda-morta do OLTC; T_d é o máximo atraso de tempo da característica inversa; T_f é um atraso de tempo fixo e T_m é o tempo mecânico necessário para realizar a mudança de *tap*. Desde que ΔT_k é geralmente de ordem de magnitude muito maior do que o passo ΔT (equação 2.15) assumido suficientemente pequeno para a resolução das equações diferenciais, o acúmulo do erro no tempo é reduzido.

A lógica de mudança de *tap*, para o instante de tempo t_k é a seguinte:

$$r_{k+1} = \begin{cases} r_k + \Delta r & \text{se } V_2 > V_2^0 \text{ e } r_k < r^{\max} \\ r_k - \Delta r & \text{se } V_2 < V_2^0 \text{ e } r_k > r^{\min} \\ r_k & \text{de outra forma} \end{cases} \quad (2.18)$$

onde r^{\max} e r^{\min} são os limites superior e inferior do OLTC, respectivamente, denotando-se o tamanho do passo por Δr .

O modelo contínuo dos OLTC's está embasado na hipótese de *taps* de variação contínua $r(t)$, que podem tomar todos os valores reais entre r^{\min} e r^{\max} . Usualmente, o efeito da banda-morta é desconsiderado neste modelo, resultando na seguinte equação diferencial:

$$T_c \dot{r} = V_2 - V_2^0 \quad r^{\min} \leq r \leq r^{\max} \quad (2.19)$$

onde T_c é uma constante de tempo associada ao comutador. Desta maneira, o OLTC pode ser modelado como um controle integral.

Por outro lado, para um gerador síncrono, o limite de potência ativa gerada, o limitador da corrente de armadura e o limitador da corrente de campo são especialmente críticos no problema de estabilidade de tensão.

O gerador síncrono com RAT (Regulador Automático de Tensão) pode ser modelado pelo seguinte conjunto de equações diferenciais não lineares (KUNDUR, 1993):

$$\dot{\delta}_1 = \omega_1 \omega_s - \omega_s \quad (2.20)$$

$$\dot{\omega}_1 = \frac{1}{2H_1} [P_{m1} - E'_{q1} I_q - D_1 \omega_1] \quad (2.21)$$

$$\dot{E}'_{q1} = \frac{1}{T'_{d01}} [k_a (V_{ref} - V_{01} + V_{s1}) - E'_{q1} - (X_{d1} - X'_{d1}) I_d] \quad (2.22)$$

$$\dot{V}_{01} = \frac{1}{T_{r1}} [V_{t1} - V_{01}] \quad (2.23)$$

onde δ_1 é o ângulo de potência do gerador; ω_1 é a velocidade do rotor em relação a uma referência síncrona; E'_{q1} é a tensão transitória em quadratura atrás da reatância transitória; V_{01} é a saída do transdutor de tensão terminal na máquina; e V_{s1} é a sinal estabilizante de entrada do RAT. A potência mecânica P_{m1} e a tensão de referência V_{ref} são parâmetros que determinam o ponto operativo e, portanto, são constantes para cada condição operativa considerada. Além disso, ω_s é uma constante que representa o valor absoluto da velocidade síncrona em radianos por segundo; H_1 é a inércia do gerador; D_1 é o amortecimento; T_{d01} representa as constantes de tempo do rotor e do estator, enquanto que T_{r1} é a constante de tempo do circuito transdutor da tensão terminal do gerador; k_a é o ganho do RAT e X_{d1} e X'_{d1} são as reatâncias síncrona e transitória, respectivamente.

Os sistemas de excitação e seus reguladores de tensão têm como finalidades principais: alimentar com corrente contínua o enrolamento de campo das máquinas síncronas (geradores) e estabelecer funções de controle e proteção, para que seja possível obter um bom desempenho operativo destas máquinas e dos sistemas de potência aos quais elas estão ligadas.

O sistema de excitação dos geradores está constituído principalmente pela Excitatriz, pelo Limitador da Corrente de Armadura (SCL), pelo Limitador da Corrente de Campo (OXL),

pelo Estabilizador do Sistema de Potência (*PSS-Power System Stabilizer*) e pelo Regulador Automático de Tensão (RAT).

Os RAT's têm como função controlar a tensão terminal dos geradores e são o melhor recurso de controle de tensão num sistema (EPRI, 1989b). Sua ação é desenvolvida através de variações na corrente de campo suprida pelo sistema de excitação. Após um distúrbio, a potência reativa de saída de um gerador tende a incrementar-se para restabelecer as tensões no sistema. Se os geradores estão sob condições de carga pesada, que impõem elevadas gerações de potência ativa, uma corrente de campo elevada é necessária para manter a tensão terminal desejada, e pode atuar os limitadores da máquina.

A armadura tem uma capacidade de sobrecarga térmica dependente do tempo (de uns poucos minutos) e o SCL pode reduzir a potência reativa de saída da máquina para manter a operação deste enrolamento dentro de sua capacidade, forçando assim a perda de controle de tensão terminal. Sob esta condição, a máxima potência reativa gerada é dependente da tensão da máquina, levando a uma redução nesta potência e propiciando o colapso de tensão. O Limitador de Corrente de Armadura pode ser representado pela seguinte equação:

$$\frac{\sqrt{P_g^2 + Q_g^2}}{V_s} \leq I_{\max} \quad (2.24)$$

onde I_{\max} é o limite da corrente nos enrolamentos do estator, P_g a potência ativa gerada e Q_g a potência reativa gerada e V_s é a tensão terminal da máquina.

Por sua vez, o propósito dos OXL's é proteger os geradores contra sobreaquecimentos devido a prolongadas sobrecorrentes de campo. A função de limitação da sobre-excitação tipicamente detecta condições de alta corrente de campo e, após um atraso de tempo, atua através do regulador de tensão para reduzir a excitação a um valor pré-estabelecido (KUNDUR, 1993).

Na Figura 2.4, a seguir, pode se observar o diagrama de blocos de um modelo de OXL. Se a corrente de campo excede o ajuste alto (I_{fmax2}), esta corrente é reduzida até seu limite contínuo de operação instantaneamente. Se a corrente de campo excede seu limite contínuo (I_{fmax1}), mas está abaixo do ajuste máximo (I_{fmax2}), a corrente é reduzida até seu limite contínuo com um atraso de tempo que depende do nível da corrente de campo (PADIYAR, 2008).

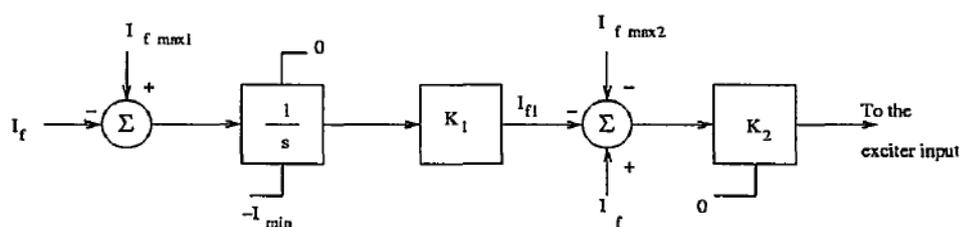


Figura 2.4: Modelo de um OXL.

Fonte: Padiyar (2008)

Uma malha de controle adicional pode ser inserida na referência de tensão do RAT com o intuito de introduzir amortecimento adicional nas oscilações de um sistema elétrico de potência. Malhas deste tipo são denominadas como sinais adicionais estabilizantes ou estabilizadores de sistema de potência (PSS) e costumam ter como sinais de entrada, de forma individual ou por composição: a velocidade angular do rotor, a frequência do sistema (obtida nos terminais do gerador), a potência elétrica fornecida pelo gerador, dentre outros. A representação do PSS pode ter relevância nos estudos de estabilidade de longo-termo, pois determinam a rapidez com que vai ser atingido um novo ponto de equilíbrio após um distúrbio.

2.3.3 Abordagens de Estudos de Estabilidade de Tensão de Longo Prazo

O campo de estudo da estabilidade de tensão de longo prazo é ainda uma área aberta à investigação, como muitas outras áreas dentro do fenômeno global da estabilidade em sistemas elétricos de potência. Diversos trabalhos foram apresentados na literatura propondo metodologias de abordagem do fenômeno, a maioria deles com o uso de técnicas variadas e várias ferramentas que fornecem uma perspectiva mais abrangente da estabilidade de tensão de longo termo.

Uma análise efetiva da segurança de tensão num sistema elétrico de grande porte deve contemplar o uso de técnicas estáticas e dinâmicas. Os limites de operação segura dos SEP's são normalmente definidos considerando a ocorrência da pior contingência simples em determinada área. *Visando satisfazer estes limites, são adotadas medidas operativas como o redespacho da geração entre os geradores envolvidos, acompanhado ou não pela ativação de esquemas especiais de proteção do sistema* (TAYLOR, 1992).

Permanentemente ocorrem pequenas e inevitáveis “perturbações” como a entrada de rampas de carga ou a atuação de dispositivos de controle de tensão: *a manobra de grandes blocos de compensação shunt e/ou a atuação de OLTC's de transformadores com característica de operação sistêmica, unindo grandes troncos de abastecimento com uma determinada área,*

são exemplos de ações lentas de controle que precisam de coordenação durante o processo de entradas de rampas de carga no sistema, em função das interações entre estes controles e da possibilidade de impacto adverso associado a ditas atuações (DA SILVA, 2007).

Os estudos da estabilidade de tensão de longo prazo precisam da demonstração da existência de um ponto de equilíbrio operativo pós-distúrbio e de uma trajetória física para atingir esse ponto (ZAMBRONI, 2005).

O comportamento real do sistema durante um período de perturbação de varias dezenas de minutos não pode ser simulado mediante os programas clássicos de dinâmicas lentas que usualmente não são capazes de capturar transitórios eletromecânicos rápidos (LOPES, 2001).

Em Chowdhury (2003), uma ferramenta de análise estática, a curva QV, é usada para determinar as áreas com menor margem de carga reativa em grandes sistemas, o que fornece uma indicação antecipada do relativo esgotamento das fontes de potência reativa e das áreas propensas a apresentar problemas de estabilidade de tensão. Logo, a análise QSS é utilizada para determinar as condições de longo termo do sistema, trocando a trajetória do sistema por uma sucessão de pontos de equilíbrio.

Pelo fato de que a estabilidade de tensão depende principalmente do equilíbrio de potência reativa no sistema, é de esperar que a curva QV seja uma importante ferramenta para a determinação das condições de operação do sistema relacionadas à estabilidade de tensão de longo termo.

Em (FERREIRA, 2007) é apresentada uma abordagem estática para a análise de estabilidade de longo termo, utilizando o programa ANAREDE, modificado de maneira a incorporar a representação de dispositivos de controle de importância relevante para o fenômeno em estudo. O método proposto está apoiado na associação das curvas PV e QV de barras importantes do sistema estudado. A MC inicial é obtida mediante a curva PV, que por sua vez é gerada através do método da continuação, modificado de maneira a incorporar a manobra automática e discreta de grandes blocos de capacitores e/ou reatores e a atuação manual ou automática dos OLTC's sistêmicos.

Por outro lado, a monitoração das curvas QV em barras do tipo PQ permite confirmar as MC calculadas e sinalizar de forma mais segura, para os operadores do sistema, a real necessidade e conveniência da execução de ações corretivas.

Conforme (PINTO, 2000), *uma representação flexível dos dispositivos de controle do fluxo de potência pode ser obtida adicionando à formulação tradicional do problema, as equações que descrevem a ação de cada dispositivo de controle. Também é incluída uma variável de estado associada, formando um sistema de equações de ordem $(2nb + nc)$, onde nb é o*

número de barras do sistema e nc é o número de dispositivos de controle de tensão. A forma genérica linearizada do sistema de equações assim formado e resolvido a cada iteração do método de Newton- Raphson, é mostrada na seguinte equação:

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \\ \hline \Delta y \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial P}{\partial \theta} & \frac{\partial P}{\partial V} & | & \frac{\partial P}{\partial x} \\ \frac{\partial Q}{\partial \theta} & \frac{\partial Q}{\partial V} & | & \frac{\partial Q}{\partial x} \\ \hline \frac{\partial y}{\partial \theta} & \frac{\partial y}{\partial V} & | & \frac{\partial y}{\partial x} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \theta \\ \Delta V \\ \hline \Delta x \end{bmatrix} \quad (2.25)$$

onde:

$$\Delta P = P^{esp} - P^{calc}$$

$$\Delta Q = Q^{esp} - Q^{calc}$$

$$Q^{esp} = Q_G - Q_L$$

$$y = f(\theta, V, x)$$

$$\Delta y = y^{esp} - y^{calc}$$

Nestas equações, o vetor Δy representa o vetor de erros das equações adicionais que modelam os equipamentos de controle. O vetor Δx é formado pelos incrementos das variáveis de estado incorporadas ao problema, que são necessárias para tornar o sistema de equações possível e determinado.

O método propõe, através da análise da curva QV, o acompanhamento do comportamento de barras estratégicas do tipo PQ, principalmente nos pontos de operação próximos ao limite sinalizado pelo método da continuação. O acompanhamento da sensibilidade $\delta V/\delta Q$ de todas as barras PQ de uma área de interesse, indicando aquelas que apresentam mudança no sinal, pode constituir-se numa estratégia automática de monitoração de barras para análises mediante a curva QV (FERREIRA, 2007).

Normalmente, os resultados da simulação completa do comportamento do sistema no domínio do tempo são empregados como referência para analisar a validade daqueles fornecidos pelas diversas metodologias propostas (*benchmarking*). A desvantagem da simulação, como citado acima, é o alto custo computacional requerido, o que inviabiliza seu uso em determinadas aplicações.

Os fenômenos dinâmicos de importância para estudos de longo prazo, com constantes de tempo desde poucas dezenas de mili-segundos até 100 segundos ou mais, podem coexistir no

sistema (CIGRÉ, 1995). Isto evoca a necessidade de utilização de algoritmos de integração implícitos. Para evitar tempos de computação excessivos ou propagação de erros, um procedimento automático de variação de passo de integração é mais recomendável. O passo variável é hoje uma tecnologia muito bem conhecida, permitindo variações de tamanho de passo por um fator de aproximadamente 10000, mantendo constante a precisão do processo de integração, independentemente do comportamento do sistema.

Outra linha de pesquisa é a aplicação de metodologias unificadas que abordam o comportamento do sistema contra perturbações no longo termo (ZAMBRONI, 2009). Nestes casos, o algoritmo deve ser capaz de determinar se as condições do sistema correspondem à análise transitória ou à de longo termo, para melhorar o tempo de computação, e considerando que o estado do sistema no longo termo pode ser analisado por ferramentas estáticas.

As ações de controle relacionadas à estabilidade de tensão de longo termo devem considerar onde e quando atuar, além da quantificação da ação recomendada, se for o caso.

2.4 Metodologia Adotada no Trabalho

Pelo fato de que a estabilidade de tensão depende principalmente do equilíbrio de potência reativa no sistema, espera-se que a curva QV seja uma ferramenta importante para a determinação das condições de operação do sistema, em relação à estabilidade de tensão de longo-termo.

A curva QV é uma conhecida ferramenta de análise estática da estabilidade de tensão. Fornece informação relativa aos requerimentos de potência reativa numa determinada barra ou área do sistema, caracterizando-a através da MPR, que é medida pela distância entre o eixo horizontal e o ponto de mínimo da curva. Se o mínimo da curva encontra-se acima do eixo horizontal ($MPR > 0$), a barra em questão está deficiente de potência reativa, enquanto que se o mínimo da curva encontra-se abaixo do eixo horizontal ($MPR < 0$), o sistema possui certa reserva de potência reativa na barra considerada. Este ponto mínimo está associado com uma matriz Jacobiana singular do problema de fluxo de potência, ou, em outras palavras, com uma bifurcação do tipo sela-nó.

Como indicado anteriormente, o propósito deste trabalho é propor uma metodologia para estudos de estabilidade de tensão de longo-termo em sistemas de potência, associando as MPR's das barras, obtidas através da curva QV, com o comportamento de longo-termo do sistema em relação à estabilidade de tensão, observado mediante o uso da ferramenta unificada para estudos de estabilidade transitória e de longo prazo proposta em (ZAMBRONI, 2009).

A análise estática através da curva QV permite determinar a barra crítica do sistema (tarefa contrastada com outra técnica de análise estática, o Vetor Tangente) e as áreas carentes de suporte de potência reativa, além de proporcionar um critério de classificação das contingências e apoiar na definição de ações de controle eficazes. Por sua vez, as simulações dinâmicas permitem verificar a severidade das contingências, analisar a natureza da instabilidade no sistema e comprovar a eficácia das ações de controle consideradas.

Este trabalho utiliza o “Método da Continuação QV”, descrito na seção 2.2.2, para o traçado das curvas QV e sua aplicação na determinação das características associadas com a estabilidade de tensão de longo prazo em sistemas de potência. As curvas QV e a MPR das barras foram obtidas através de um programa computacional fornecido pelo orientador do trabalho.

A coexistência de fenômenos rápidos e lentos num sistema de potência, evoca a necessidade de utilização de algoritmos de integração implícitos para a solução no domínio do tempo das equações (2.1) e (2.2), equações algébrico-diferenciais que representam sucintamente a dinâmica de um sistema de potência. Para evitar tempos de computação excessivos ou a propagação de erros, a regra trapezoidal de integração, com um procedimento automático de variação de passo é uma estratégia de uso amplamente estendido, considerando sua efetividade em relação a tais objetivos. Neste sentido, foi proposta em (ZAMBRONI, 2009), a ferramenta unificada para análise de estabilidade transitória e de longo prazo, utilizada neste trabalho. Esta ferramenta realiza simulações dinâmicas aplicando um método numérico de integração implícita com tamanho de passo variável, para a resolução do sistema de equações (2.1) e (2.2). A identificação de sucessivos incrementos nos passos de integração permite migrar ao processo de solução quase-dinâmico, onde as equações são puramente algébricas e pode usar-se o método de Newton-Raphson para resolvê-las, o que permite obter reduções significativas nos tempos de computação.

É importante salientar que, no longo termo, o modelo quase-dinâmico não proporciona aproximações, mas sim a solução exata do sistema de equações (2.1) e (2.2), o que evita a propagação de erros.

A variação do tamanho do passo de integração durante a simulação no domínio do tempo é realizada mediante o uso do método Preditor-Corretor, aplicado iterativamente para o cálculo dos passos de integração. O processo de predição-correção realiza uma estimação dos valores das variáveis de estado, de maneira que valores sucessivos são corrigidos posteriormente. Assim, o próximo valor da variável de estado x na iteração (i), pode ser obtido através da equação de Euler (2.26) e corrigido pelo método numérico de integração trapezoidal (2.27):

$$x_i = x_0 + hf(x_0, y_0) \quad (2.26)$$

$$x_i = x_0 + \frac{h}{2}[f(x_0, y_0) + f(x_i, y_i)] \quad (2.27)$$

Com h correspondendo ao passo de integração (adotado); $f(x_0; y_0)$ calculada por (2.1) no ponto x_0 e y_0 , enquanto que $f(x_i; y_i)$ é calculada no ponto x_i, y_i , pela mesma equação. Manipulando a equação (2.27) é obtida a equação (2.28), que constitui uma equação algébrica:

$$F(x_i, y_i) = -x_i + x_0 + \frac{h}{2}[f(x_0, y_0) + f(x_i, y_i)] \quad (2.28)$$

O próximo passo é obtido com o novo valor de h , fornecido pela equação (2.29):

$$0 < h_i < \frac{2}{\|J_i\|} \quad (2.29)$$

onde $\|J_i\|$ é a norma euclidiana da matriz Jacobiana J na iteração (i). Isto garante que qualquer mudança no estado do sistema, associado com sua estabilidade, terá influência no novo valor do passo de integração. Desta maneira, os passos de integração capturam a relação entre os conjuntos de equações do sistema em sucessivos períodos de tempo. Manipulando a equação (2.28) é obtida a equação (2.30):

$$0 = F(x, y) = -x_{n+1} + x_n + \frac{h}{2}[f(x_n, y_n) + f(x_{n+1}, y_{n+1})] \quad (2.30)$$

Aplicando a equação (2.30) à equação (2.1), e considerando a equação (2.2), obtém - se, o seguinte sistema de equações:

$$\begin{cases} 0 = G(x, y) = g(x_{n+1}, y_{n+1}) \\ 0 = F(x, y) = -x_{n+1} + x_n + \frac{h}{2}[f(x_n, y_n) + f(x_{n+1}, y_{n+1})] \end{cases} \quad (2.31)$$

Este sistema de equações é agora algébrico e pode ser resolvido pelo método de Newton-Raphson (lembrando que x_{n+1} é procurada enquanto que x_n é conhecida). A Jacobiana do sistema (2.31) é fornecida pela equação (2.32):

$$J_{dyn} = \begin{bmatrix} -1 + \frac{h}{2} \frac{\partial f}{\partial x} & \frac{h}{2} \frac{\partial f}{\partial y} \\ \frac{\partial g}{\partial x} & \frac{\partial g}{\partial y} \end{bmatrix} \quad (2.32)$$

Esta equação considera diretamente o tamanho do passo, permitindo resolver o sistema de equações de maneira iterativa. Dependendo do tamanho do passo monitorado nos três últimos passos, o algoritmo pode migrar desde a abordagem transitória até o método quase-dinâmico. Este trabalho utiliza a ferramenta unificada para análise de estabilidade transitória e de longo prazo proposta em ZAMBRONI (2009), para as análises do comportamento do sistema ante determinadas perturbações. A ferramenta computacional foi fornecida pelo co-orientador do trabalho.

2.4.1 Delimitação do Problema

Este trabalho analisa os sistemas elétricos de potência, considerando o modelo estático clássico usado nos estudos de fluxo de potência (equações algébricas) e modelos dinâmicos detalhados para determinados elementos do sistema, com grande influência na estabilidade de tensão de longo-termo: geradores, OXL's, SCL's, OLTC's, etc.

Embora em alguns casos sejam utilizados modelos específicos de carga, este importante aspecto não é focado, considerando apenas aqueles modelos que fornecem os resultados mais conservadores. Os alimentadores, transformadores e capacitores de distribuição não estão modelados, o que impõe a necessidade de observar os resultados com certa cautela.

Em relação aos estudos no Sistema Interligado Nacional do Paraguai (SIN), é analisada a estabilidade de tensão de longo-termo neste sistema, que é o sistema de geração e transmissão da ANDE, até as barras de 23 kV das subestações, considerando sua configuração e cenários operativos atuais e previstos no período 2014-2018 (ANDE, 2013), propondo-se ações de controle orientadas a reduzir a probabilidade de ocorrência de colapso de tensão neste sistema, ou minimizar os efeitos da instabilidade de tensão, particularmente, aquela ligada às dinâmicas de longo prazo no sistema.

2.4.2 Desenho do Estudo e Plano de Análise

O alcance desta pesquisa é correlacional-explicativo, já que é avaliada a relação existente entre a MPR e a estabilidade de tensão de longo prazo em sistemas elétricos de potência sendo analisadas as causas e natureza da instabilidade de tensão no Sistema Interligado Nacional do Paraguai (SIN), no período 2014-2018.

A metodologia utilizada neste trabalho seguiu o enfoque quantitativo, devido à natureza física das variáveis e parâmetros envolvidos no estudo. O desenho é não experimental, de corte transversal.

A definição da metodologia foi desenvolvida através da análise dos sistemas testes BPA e Swedish, concebidos especificamente para o estudo de dinâmicas de longo prazo em sistemas de potência (CIGRÉ, 1995). Posteriormente, estes resultados foram aplicados a um sistema elétrico real: o Sistema Interligado Nacional do Paraguai (SIN), considerando sua configuração no período 2014-2018, no qual estima-se um incremento anual da demanda de aproximadamente 9,11% (ANDE, 2013). Cabe ressaltar que o SIN encontra-se nas portas de grandes mudanças estruturais em sua topologia, devido principalmente à entrada em serviço de linhas de 500 kV, Compensadores Estáticos de Reativos, novas fontes de geração e outras importantes obras de infraestrutura.

Entre os principais aspectos do SIN, ressaltantes para o período 2014-2018, pode-se citar:

- Incremento anual na demanda de 9,11%;
- Entrada em operação da linha de transmissão de 500 kV Ayolas-Villa Hayes;
- Entrada em operação da linha de transmissão de 500 kV Margen Derecha-Los Cedrales;
- Entrada em operação da Subestação Barrero Grande, de 500 kV, com o seccionamento da linha de transmissão de 500 kV Ayolas-Villa Hayes;
- Entrada em operação do Sistema de Compensação Estática de Reativos na subestação Guarambaré.
- Entrada em operação de grandes bancos de capacitores nas subestações de San Lorenzo, Guarambaré e Coronel Oviedo.

Os dados da rede e os dados dinâmicos dos sistemas testes BPA e Swedish foram obtidos de CIGRÉ (1995), enquanto que os dados da mesma natureza do Sistema Interligado Nacional do Paraguai estão disponíveis em ANDE (2013).

Capítulo 3: Resultados

Este capítulo apresenta uma síntese dos principais resultados do trabalho, correspondentes às análises estáticas e dinâmicas em três sistemas elétricos de potência:

- 1- Sistema Teste BPA;
- 2- Sistema Teste Swedish;
- 3- Sistema Interligado Nacional do Paraguai (SIN).

3.1 Sistema Teste BPA

Nesta seção são descritos os resultados dos estudos no sistema teste BPA, proposto pelo CIGRÉ (CIGRÉ, 1995), para estudos de dinâmicas de longo termo.

3.1.1 Descrição do Sistema

O diagrama unifilar deste sistema teste é apresentado na Figura 3.1. O sistema consta de uma área local ligada a uma área remota através de cinco linhas de transmissão de 500 kV. Toda a carga encontra-se na área local (parte direita do diagrama). O gerador local na barra 3 (G3) injeta perto do 20% da potência demandada, e a potência restante é fornecida pelos geradores da área remota (ligados às barras 1 e 2, G1 e G2) através de cinco linhas de transmissão de 500 kV que vinculam as barras 6 e 7. A Barra 1 é considerada barra *swing* do sistema.

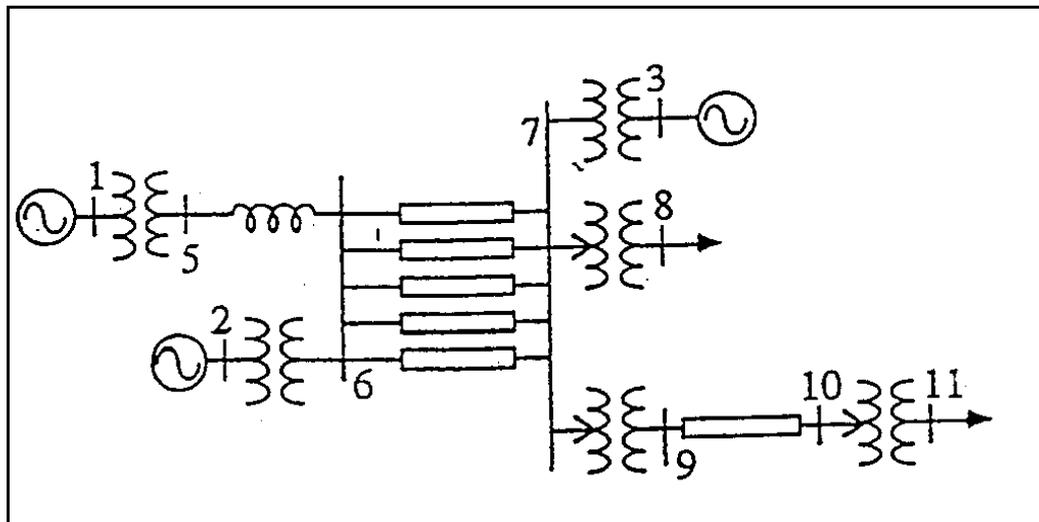


Figura 3.1: Diagrama unifilar do sistema teste BPA.
Fonte: CIGRÉ (1995)

3.1.2 Descrição do Cenário e Principais Dispositivos de Controle

Pela simplicidade deste sistema teste, ele foi utilizado objetivando a observação das interações entre os diversos elementos do sistema de potência e sua influência na estabilidade de tensão de longo prazo, assim como para verificar os conceitos teóricos relativos à estabilidade de

tensão. O sistema apresenta uma marcada topologia radial, com altos níveis de demanda e linhas de transmissão bastante carregadas, um elevado montante de geração longe da área de carga e uma parcela de geração, substancialmente menor, próxima aos centros de consumo. Com a ajuda deste sistema teste, são exploradas, em princípio, algumas importantes características associadas ao fenômeno da estabilidade de tensão de longo prazo.

Nesta rede, são modelados os geradores (G2 e G3) com seus correspondentes sistemas de excitação, PSS e reguladores de velocidade, enquanto que o transformador ligado às barras 10 e 11 tem modelado seu OLTC. As cargas são modeladas respectivamente como cargas de impedância e potência constante, como detalhado no Quadro 3.1. Os valores de demanda e geração são indicados na Tabela 3.1.

Quadro 3.1: Condições de casos simulados sem ações de controle.

		CASO A	CASO B
CARGAS	Barra 8	100% Potência Constante	100% Potência Constante
	Barra 11	100% Impedância Constante	100% Impedância Constante
OXL's	Gerador 1	Barra infinita	Barra infinita
	Gerador 2	Ativado	Ativado
	Gerador 3	Ativado	Ativado
OLTC's	Barra 10 -Barra 11	Desativado	Ativado
	Outros	Desativado	Desativado

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 3.1: Demanda e geração, casos base.

	P [MW]	Q [Mvar]
Carga B8	3.302	1.025
Carga B11	3.416	0
TOTAL	6.718	1.025
Gen 1	4.066	1.094
Gen 2	1.736	633
Gen 3	1.155	556
TOTAL	6.957	2.283

Fonte: Elaboração própria.

3.1.3 Análise Estática

A análise estática pode ser usada aqui com dois objetivos: determinação das barras críticas e classificação de contingências por sua severidade em relação à estabilidade de tensão.

A principal ferramenta estática de análise de estabilidade de tensão usada neste trabalho é a curva QV. Assim, a Tabela 3.2 apresenta a classificação de barras (ordem crescente) conforme suas MPR's nos casos base (A e B). Cabe ressaltar que as barras 2 e 3 são barras do tipo tensão controlada (PV), já que as mesmas estão ligadas a geradores. Como já citado, a Barra 1 é a barra *swing* do sistema.

Tabela 3.2: Margem de Potência Reativa, casos base.

CASO BASE		
RANKING	BARRA	MPR (MVar)
1	3	476,4
2	11	-878,7
3	10	-1.002,9
4	2	-1.252,0
5	9	-1.338,0
6	8	-1.532,4
7	7	-2.054,2
8	6	-5.565,1
9	5	-9.985,2

Fonte: Elaboração própria.

A classificação mostrada na Tabela 3.2 reflete que a barra com menor MPR é a barra 3, seguida pela barra 11. Assim, a barra 3 é a barra crítica, conforme a curva QV. Não entanto, deve-se verificar se esta classificação permanece inalterada em situações operativas próximas ao ponto de singularidade, já que isto revela usualmente importantes características da rede elétrica considerada, em relação ao fenômeno de estabilidade de tensão. Assim, a Tabela 3.4 mostra a classificação de barras segundo as MPR's correspondentes a um caso operativo próximo ao ponto de singularidade, enquanto que a Tabela 3.3 mostra os valores de demanda e geração para este caso. Observa-se que a única variação foi a redução das MPR's de todas as barras.

Tabela 3.3: Demanda e geração, caso próximo ao ponto de singularidade.

	P [MW]	Q [Mvar]
Carga B8	3.369	1.046
Carga B11	3.486	0
TOTAL	6.855	1.046
Gen 1	4.219	1.204
Gen 2	1.736	733
Gen 3	1.155	696
TOTAL	7.110	2.633

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 3.4: Margem de Potência Reativa, caso próximo ao ponto de singularidade.

CASO PRÓXIMO A SINGULARIDADE		
RANKING	BARRA	MPR (MVar)
1	3	650,9
2	11	-783,3
3	10	-896,0
4	2	-936,9
5	9	-1.185,0
6	8	-1.369,1
7	7	-1.807,9
8	6	-4.934,6
9	5	-9.969,4

Fonte: Elaboração própria.

Aos efeitos de contrastar estes resultados é usada outra ferramenta de análise estática, o Vetor Tangente, em relação ao qual são reportados na literatura, testes satisfatórios em relação à detecção antecipada de barras críticas. A classificação fornecida por este método (casos base) é apresentada na Tabela 3.5. Por definição do Vetor Tangente, a barra *swing* (Barra 1) fica excluída desta análise.

Tabela 3.5: Classificação de barras segundo Vetor Tangente.

VETOR TANGENTE	
RANKING	BARRA
1	11
2	10
3	8
4	9
5	7
6	3
7	6
8	2
9	5

Fonte: Elaboração própria.

A Tabela 3.5 mostra que a Barra 11 é a barra crítica conforme a classificação fornecida pelo Vetor Tangente (TV). Também, observa-se que as barras PV (Barras 1 e 2) ficam longe das primeiras posições da classificação fornecida pela curva QV. De igual maneira a barra correspondente à geração próxima ao centro de carga (Barra 3) apresenta maior criticidade em relação à outra barra PV (Barra 2). As diferenças nas classificações fornecidas pela MPR e pelo VT, não são fatos completamente imprevistos, tendo em consideração que por definição, o VT mede a sensibilidade das variáveis de estado com relação ao parâmetro de variação (incremento de cargas, neste caso), enquanto que a curva QV fornece a robustez de uma barra em relação a sua capacidade de fornecer suporte de potência reativa ao sistema. Ambas as ferramentas fornecem peças de informação de grande utilidade, como será mostrado adiante.

A característica radial do sistema condiciona a simulação de contingências em circuitos, já que, excetuando as linhas de transmissão ligadas entre as Barras 6 e 7, qualquer saída de circuitos implica na desconexão de cargas ou geração. Assim, a primeira contingência considerada é a abertura sem falha de uma das linhas de transmissão de 500 kV entre as Barras 6 e 7.

Por outro lado, os despachos dos geradores no caso base (G1: 4.219 MW; G2: 1.736 MW e G3: 1.155 MW), fazem que só seja significativa, em relação ao fenômeno investigado, a perda dos geradores G2 e G3. Naturalmente, a perda do gerador G1, que abastece perto dos 60% da demanda, não levaria a um ponto operativo viável sem a realização de importantes cortes de carga.

Tanto no caso base como perto do ponto de singularidade, a posição relativa dos geradores G2 e G3, no *ranking* fornecido pela curva QV, não varia, considerando-se como contingência de maior criticidade a contingência no gerador G3, devido à sua menor MPR. Este resultado é coerente com a topologia do circuito, já que, o gerador G3 encontra-se na área de carga.

3.1.4 Análise Dinâmica

São consideradas neste ponto simulações dinâmicas com a ferramenta descrita no item 2.4, que permitem observar o comportamento do sistema e a resposta dos elementos de controle frente a algumas perturbações.

Pelo já exposto, só a saída de uma linha de 500 kV entre as Barras 6 e 7 é a contingência de circuitos de interesse nesta rede elétrica, devido a sua característica radial e ao fenômeno em estudo.

As Figuras 3.2, 3.3 e 3.4 mostram respectivamente, a tensão na Barra 11, a corrente de campo dos geradores 2 e 3 e a potência reativa entregue por tais geradores, considerando o Caso A, onde não é modelada a ação do OLTC do transformador ligado entre as Barras 10 e 11. Cabe ressaltar que a perturbação ocorre aos 10 segundos de simulação.

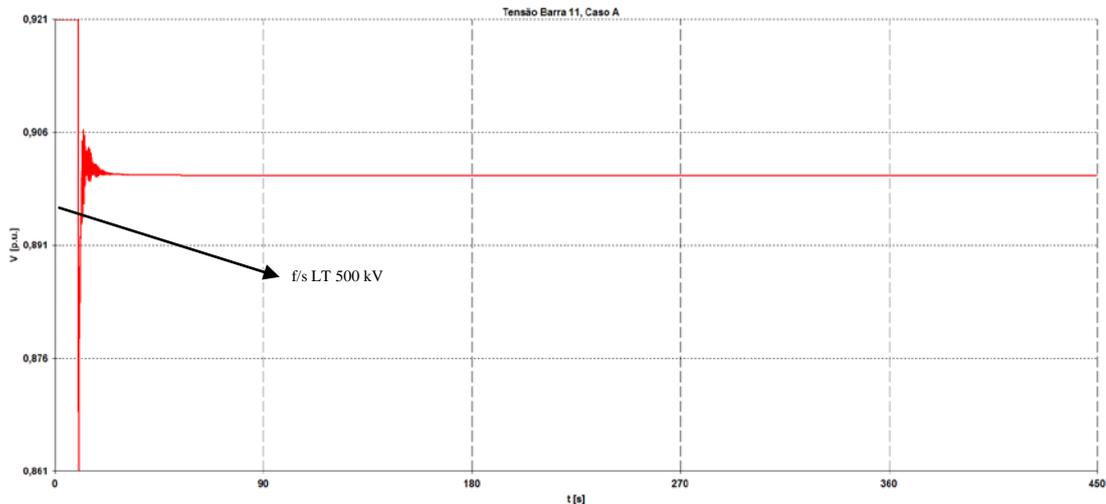


Figura 3.2: Tensão na Barra 11, Caso A.
Fonte: Elaboração própria.

Pode-se observar (Figura 3.2), que apesar da tensão cair de 0,921 [p.u.] a aproximadamente 0,900 [p.u.], a mesma se mantém neste último valor, sem descer posteriormente, até o final da simulação.

A Figura 3.3 mostra as correntes de campo dos geradores 2 (curva vermelha) e 3 (curva azul). As mesmas experimentam um incremento aos 10 segundos com a perturbação, mas tal aumento não é suficiente para ativar os OXL's das máquinas. As injeções de potência reativa

destes geradores são apresentadas na Figura 3.4, onde novamente observa-se um incremento sem ativação de limitadores.

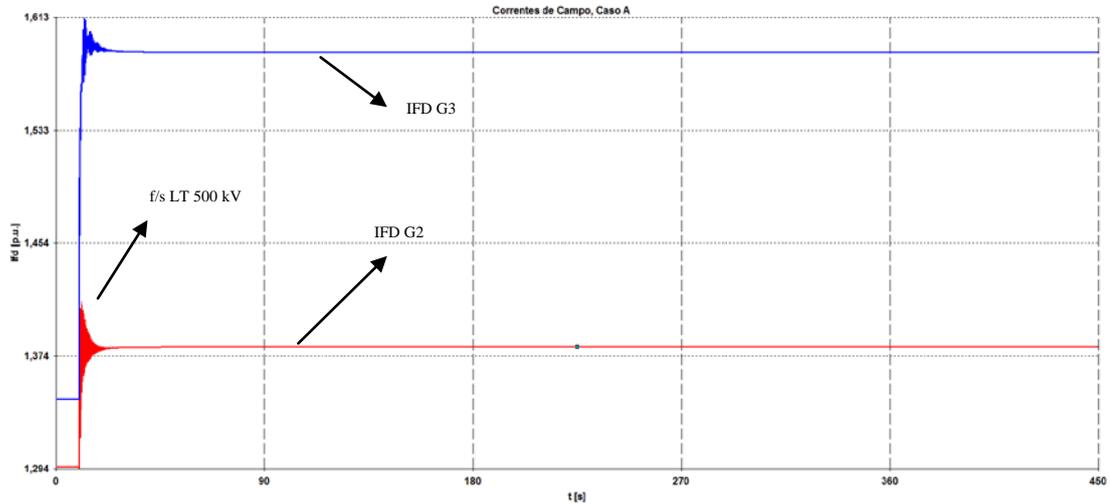


Figura 3.3: Correntes de Campo, G2 e G3, Caso A.
Fonte: Elaboração própria.

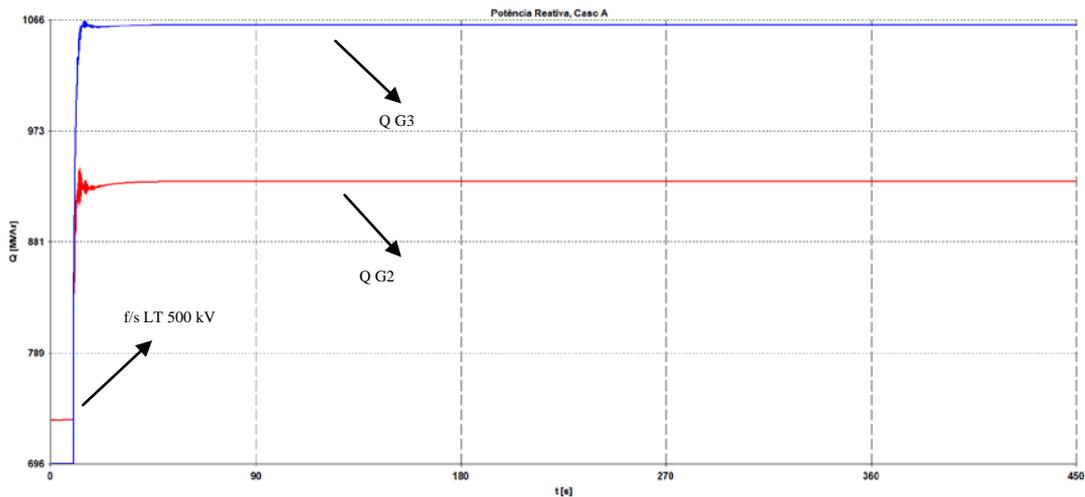


Figura 3.4: Potência Reativa, G2 e G3, Caso A.
Fonte: Elaboração própria.

Este caso é estável ante a contingência sob análise, não sendo necessária a adoção de nenhuma ação de controle.

As Figuras 3.5, 3.6 e 3.7 mostram, respectivamente, a tensão na Barra 11, as correntes de campo dos geradores G2 e G3 e a potência reativa entregue por tais geradores, considerando o Caso B, onde a ação do OLTC do transformador ligado entre as Barras 10 e 11 é modelada. Cabe ressaltar que a mudança de *taps* é realizada a cada vinte segundos, toda vez que a tensão na barra controlada é diferente à ajustada e se encontra fora de certos limites (banda morta).

Na Figura 3.5 pode se observar que o OLTC inicia sua atuação perto dos 30 segundos (20 segundos após a perturbação), buscando levar a tensão na Barra 11 ao valor ajustado (0,921 p.u.), o que inicialmente fornece bons resultados, já que a tensão eleva-se com cada sucessiva atuação do OLTC (a cada 20 segundos). No entanto, a partir dos 113 segundos aproximadamente, a operação do OLTC ocasiona um efeito contrário ao esperado, já que, com cada movimento do *tap*, a tensão na Barra 11 é reduzida (mudança do sinal da sensibilidade tensão/posição do *tap*), até que, perto dos 328 segundos, a tensão cai subitamente e não se recupera.

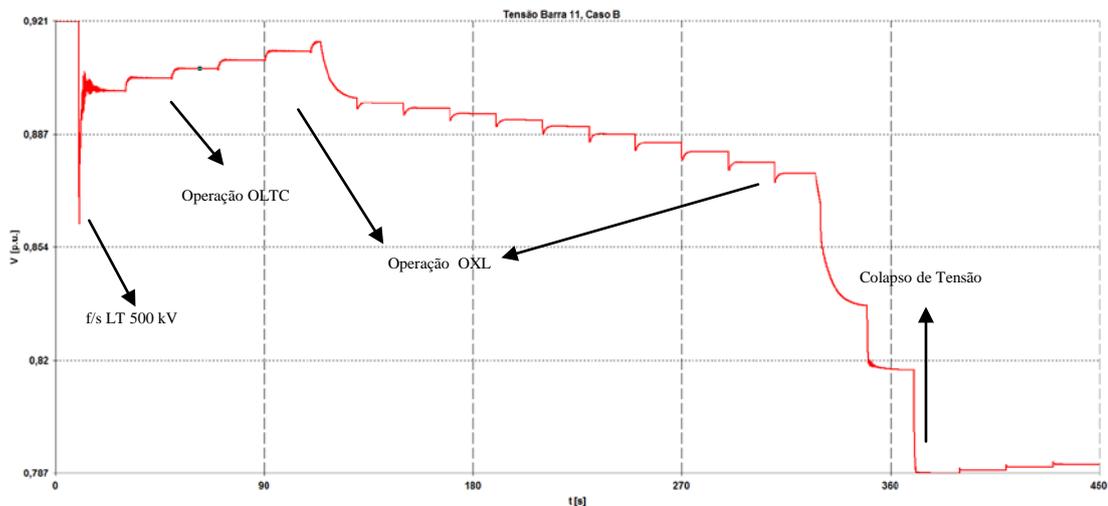


Figura 3.5: Tensão na Barra 11, Caso B.
Fonte: Elaboração própria.

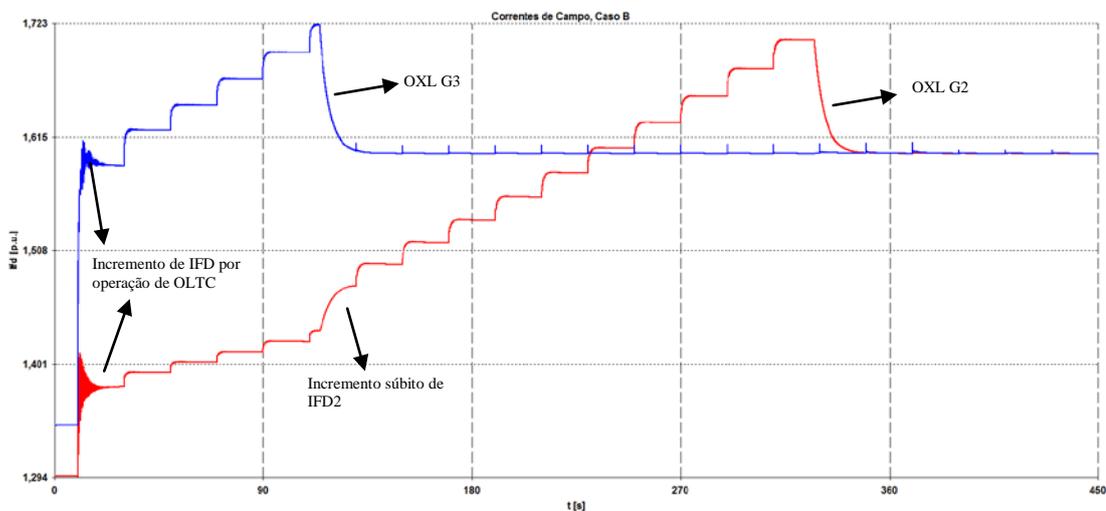


Figura 3.6: Correntes de Campo, G2 e G3, Caso B.
Fonte: Elaboração própria.

A Figura 3.6 permite interpretar melhor o fenômeno. Com cada operação do OLTC, os geradores incrementam sua corrente de campo para fornecer a potência reativa requerida (que aumenta com cada operação do OLTC). Este incremento ocorre até que operam os OXL's das máquinas (para protegerem os enrolamentos de campo dos geradores contra danos por efeitos

térmicos). Pode se observar que a corrente de campo do gerador G3 é limitada em primeiro termo (curva azul), aos 113 segundos. A partir deste momento a corrente no gerador G2 incrementa-se rapidamente, até os 328 segundos, momento em que atua seu OXL e ocorre o colapso de tensão no sistema, o que pode ser verificado observando as tensões nas demais barras do sistema. A Figura 3.7 mostra as potências reativas injetadas pelos geradores, respaldando o dito neste parágrafo.

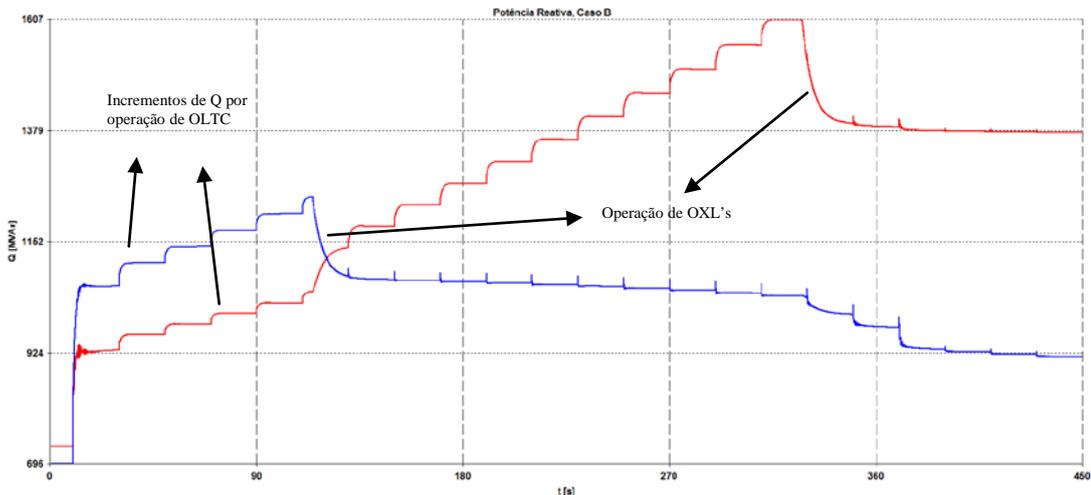


Figura 3.7: Potência Reativa, G2 e G3, Caso B.

Fonte: Elaboração própria.

Neste sistema, como foi descrito, a ação combinada do OLTC do transformador ligado às Barras 10 e 11, com a dos OXL's dos geradores G2 e G3, leva o sistema à instabilidade de tensão.

Os resultados das simulações demonstram como as ações combinadas dos diferentes dispositivos de controle, após uma perturbação, podem levar eventualmente o sistema à instabilidade e colapso de tensão.

Conforme os resultados da análise estática, espera-se que a perda do gerador G3 seja mais crítica, em relação à perda do outro gerador (G2), no que concerne ao fenômeno de estabilidade de tensão.

As Figuras 3.8 e 3.9 mostram a tensão na Barra 11, respectivamente, para os casos A e B. A drástica redução do nível de tensão ocorre independentemente da atuação do OLTC do transformador ligado entre as Barras 10 e 11. Estes resultados confirmam a grande severidade da contingência sob estudo, já que, apesar de não ocasionar colapso de tensão, as baixas tensões resultantes em todo o sistema originam a atuação de dispositivos de proteção, desligando adicionalmente outros elementos do sistema.

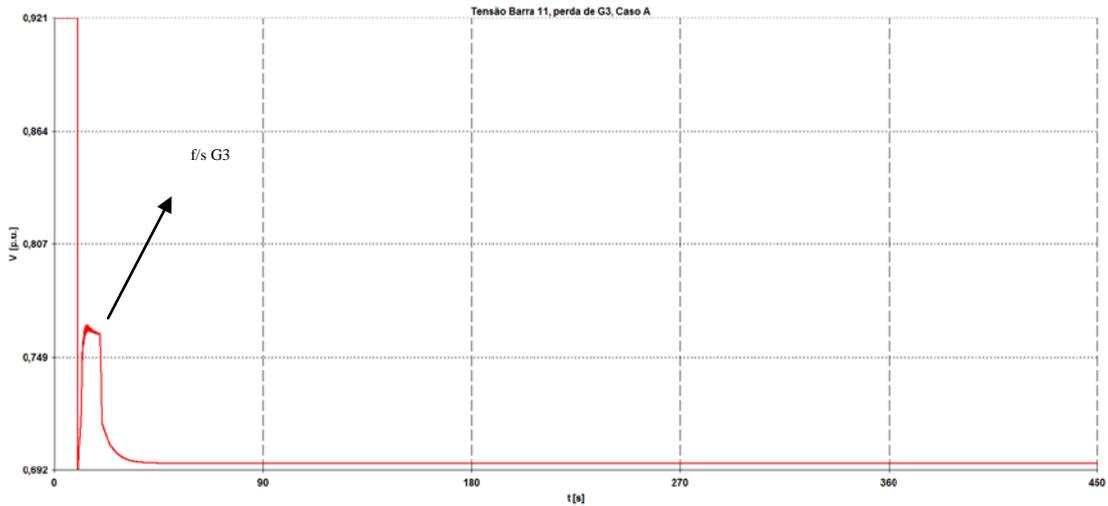


Figura 3.8: Tensão na Barra 11, perda do G3, Caso A.
Fonte: Elaboração própria.

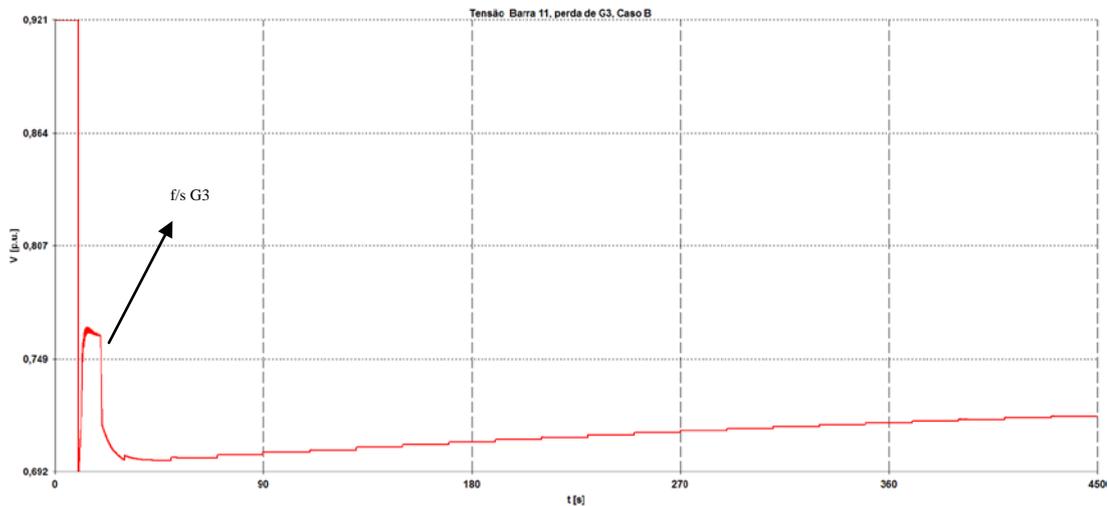


Figura 3.9: Tensão na Barra 11, perda do G3, Caso B.
Fonte: Elaboração própria.

Por outro lado, para a saída do gerador ligado à barra 2 (G2), as Figuras 3.10 e 3.11 mostram a tensão na Barra 11, respectivamente, para os casos A e B.

A pesar de que o caso A (Figura 3.10) suporta a contingência sob análise desde o ponto de vista da estabilidade de tensão, a tensão na Barra 11 fica em um valor reduzido (perto de 0,880 p.u.), o que deve ser considerado para a eventual aplicação de medidas visando manter um nível de tensão adequado nesta barra.

Com relação a esta contingência, novamente pode se observar que a ação combinada do OLTC do transformador ligado entre as Barras 10 e 11, com a do OXL do G3, leva o sistema à instabilidade de tensão (Caso B).

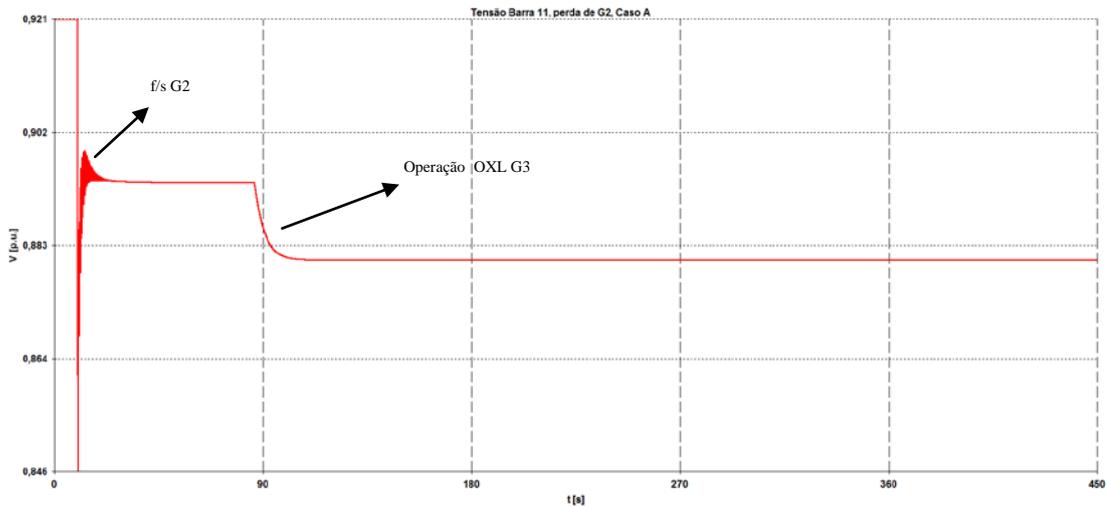


Figura 3.10: Tensão na Barra 11, perda de G2, Caso A.
Fonte: Elaboração própria.

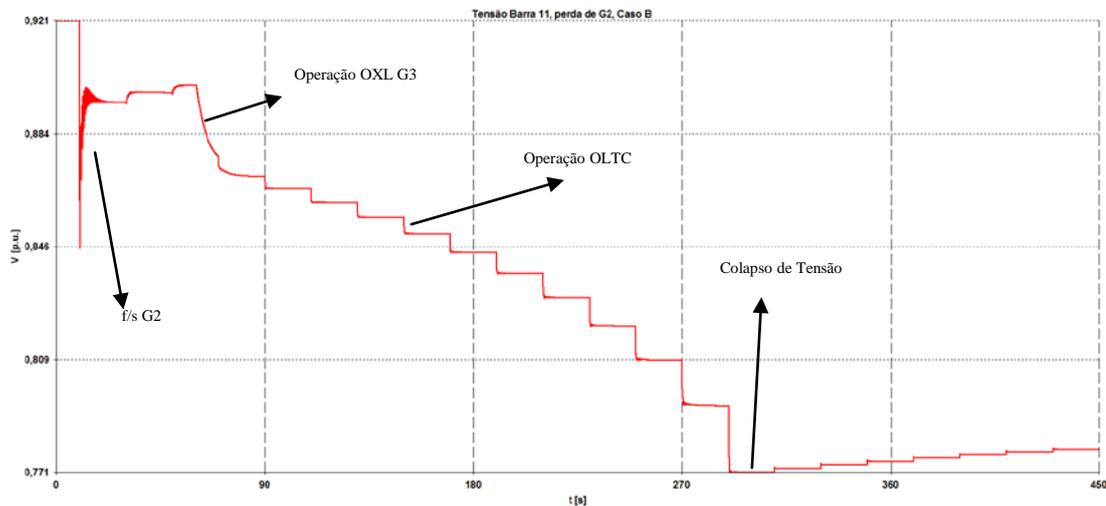


Figura 3.11: Tensão na Barra 11, perda de G2, Caso B.
Fonte: Elaboração própria.

3.1.5 Ações de Controle

Como a adoção de ações de controle envolve tanto o uso de informações da análise estática como da análise dinâmica, este tema é focado independentemente.

Das simulações observa-se que as situações onde ocorre instabilidade de tensão correspondem às seguintes perturbações:

- Perda de uma linha de transmissão ligada entre as Barras 6 e 7, quando habilitado o OLTC do transformador ligado entre as Barras 10 e 11.
- Perda do gerador G3.
- Perda do gerador G2 quando habilitado o OLTC do transformador ligado entre as Barras 10 e 11.

Pode-se implementar diversas ações de controle que evitem a aparição do fenômeno de instabilidade de tensão. Cita-se entre as mais usadas:

- Instalação de bancos de capacitores (compensação *shunt*).
- Instalação/aumento da capacidade de geradores, compensadores síncronos ou compensadores estáticos de potência reativa.
- Bloqueio do controle dos OLTC's.
- Cortes de carga por sub-tensão.
- Novas linhas de transmissão que incrementem a robustez do sistema contra o fenômeno considerado.

Como mostrado nas figuras da seção 3.1.4.1, evita-se a instabilidade de tensão ante a perda da linha de 500 kV bloqueando a atuação do OLTC do transformador ligado entre as Barras 10 e 11 (Caso A), pelo que intuitivamente, pode-se propor como ação de controle, a adoção de um esquema automático que faça o bloqueio da operação do OLTC com a perda da linha sob determinadas condições de carga. Não entanto, seria perdido o controle de tensão na barra de carga (Barra 11), o que poderia ser inadmissível. De esta maneira, analisa-se a viabilidade de aplicação de outras ações de controle alternativas.

Para este fim, são avaliadas as curvas QV das barras após da contingência, considerando o caso base e o caso operativo próximo ao ponto de singularidade. A Tabela 3.6 a seguir, apresenta a classificação de barras fornecidas pelas curvas QV, enquanto que, a Tabela 3.7, fornece a classificação segundo o Vetor Tangente.

Tabela 3.6: Classificação de barras após a perda de uma linha, segundo a curva QV.

CASO BASE, CONTINGÊNCIA LT			CASO PRÓXIMO À SINGULARIDADE CONTINGÊNCIA DE LT		
RANKING	BARRA	MPR (MVA _r)	RANKING	BARRA	MPR (MVA _r)
1	3	1.090,0	1	3	1.274,3
2	2	-269,6	2	2	163,8
3	11	-584,2	3	11	-467,0
4	10	-666,2	4	10	-534,9
5	9	-848,4	5	9	-673,2
6	8	-966,0	6	8	-771,4
7	7	-1.221,7	7	7	-961,4
8	6	-3.730,2	8	6	-2.959,3
9	5	-9.969,8	9	5	-8.391,9

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 3.7: Classificação de barras após a perda de uma linha, segundo o Vetor Tangente.

VETOR TANGENTE (LT)	
RANKING	BARRA
1	11
2	10
3	9
4	8
5	7
6	6
7	5
8	3
9	2

Fonte: Elaboração própria.

Conforme com a Tabela 3.6, a barra mais indicada para adotar uma ação de controle, é a Barra 3. Sendo esta uma barra de geração, o efeito do incremento da capacidade de geração nesta barra será testado.

Por sua vez, a Tabela 3.7 sugere como barra crítica a Barra 11. Considerando que esta é uma barra de carga, analisa-se o efeito da compensação *shunt* nessa barra.

As diferenças nas classificações mediante as duas técnicas já foram comentadas anteriormente. Enquanto que o Vetor Tangente coloca normalmente a barras de carga (tipo PQ) nas primeiras posições da tabela, a curva QV faz o mesmo usualmente com barras de tensão controlada (tipo PV). De qualquer forma, a Tabela 3.6 mostra como barra mais severa do tipo PQ a Barra 11. O uso combinado das informações fornecidas por ambas as técnicas apresenta resultados interessantes, como mostrado a seguir.

Cabe ressaltar que a classificação de barras segundo a curva QV permanece inalterada, considerando os casos base e os casos próximos ao ponto de singularidade, enquanto que a mesma classificação muda ligeiramente considerando os casos com e sem contingência. No entanto, isto pode ser significativamente diferente em sistemas de maior porte.

As Figuras 3.12 e 3.13 mostram a tensão na Barra 11 após do incremento na capacidade de geração do gerador G2 e do gerador G3, respectivamente, de 12,5% em ambos os casos. Pode se observar que tal incremento é suficiente para evitar a instabilidade de tensão, considerando o aumento da capacidade de G3 (Figura 3.12). Idêntico aumento da capacidade de G2 não evita a instabilidade de tensão (Figura 3.13).

Estes resultados são coerentes com a classificação de barras fornecida pela curva QV, em função das MPR's das barras (MPR da Barra 3=1274,3 [MVA_r]; MPR da Barra 2=163,8 [MVA_r]).

Destaca-se que o incremento de 12,5% na capacidade de G3, que evita a instabilidade e o colapso de tensão no sistema, foi encontrado através de várias simulações, mudando a

capacidade de tal gerador sem alterar nenhum parâmetro dos dispositivos controladores modelados neste sistema.

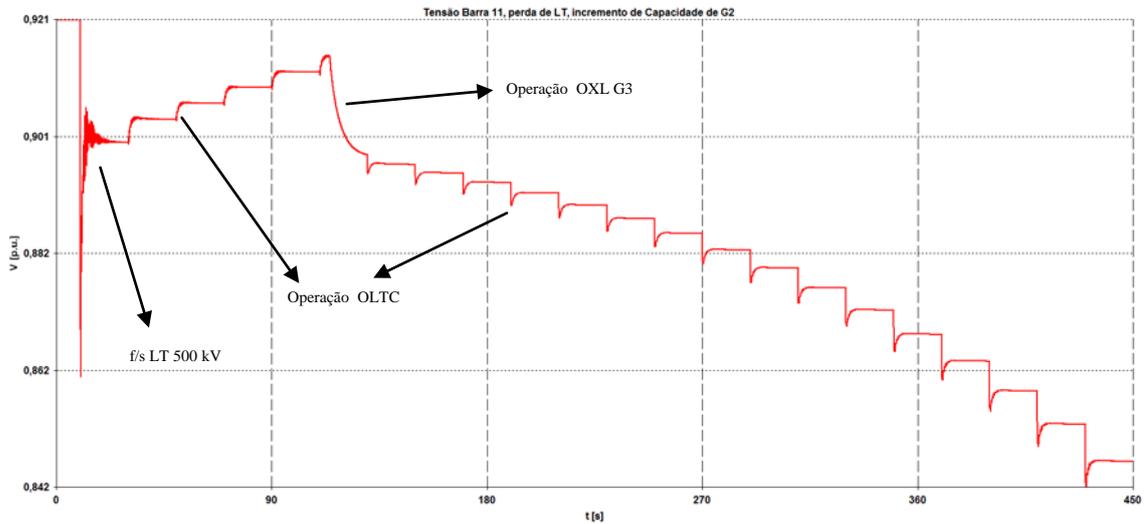


Figura 3.12: Tensão na Barra 11, perda de LT, incremento de 12,5% na capacidade de G2.
Fonte: Elaboração própria.

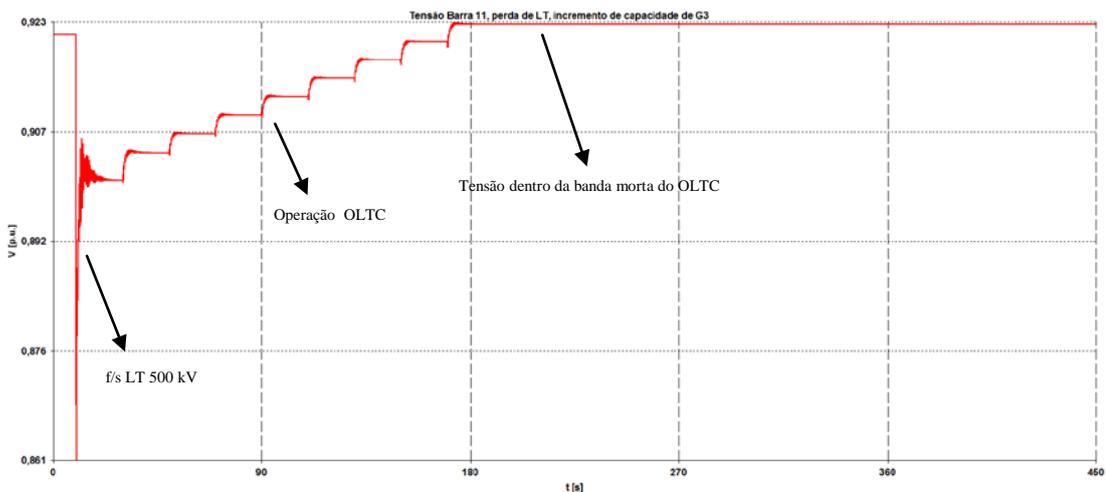


Figura 3.13: Tensão na Barra 11, perda de LT, incremento de 12,5% na capacidade de G3.
Fonte: Elaboração própria.

Por sua vez, a Figura 3.14 mostra o comportamento da tensão da Barra 11 para a contingência em análise, após a ligação de um banco de capacitores *shunt* de 130 MVAR na mesma Barra 11 (o valor do *shunt* foi definido por simulações). Com esta ação de controle evita-se a instabilidade de tensão.

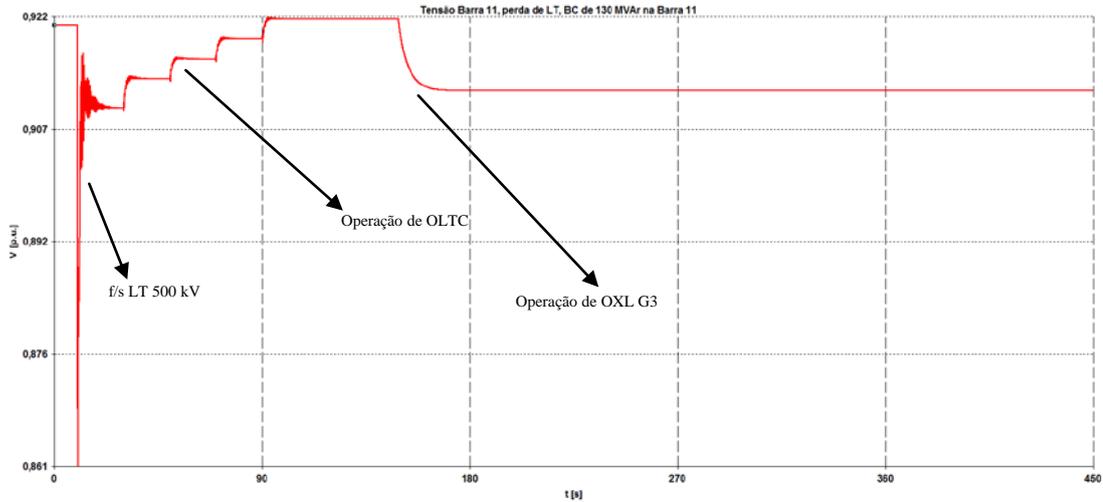


Figura 3.14: Tensão na Barra 11, perda de LT, compensação de 130 MVar na Barra 11.
Fonte: Elaboração própria.

Aplicando a mesma compensação de potência reativa a qualquer outra barra de carga do sistema, observam-se resultados interessantes. No desconhecimento do mecanismo que leva à instabilidade de tensão de longo-termo, pode parecer razoável aplicar uma compensação na Barra 7, barra que perdeu alguma injeção de potência reativa pela contingência. Procedendo desta maneira, a Figura 3.15 mostra a tensão na Barra 11 com a compensação de 130 MVar na Barra 7, enquanto que a Figura 3.16 mostra a mesma tensão para uma compensação de igual magnitude na Barra 10. A instabilidade de tensão não é evitada em nenhum destes casos.

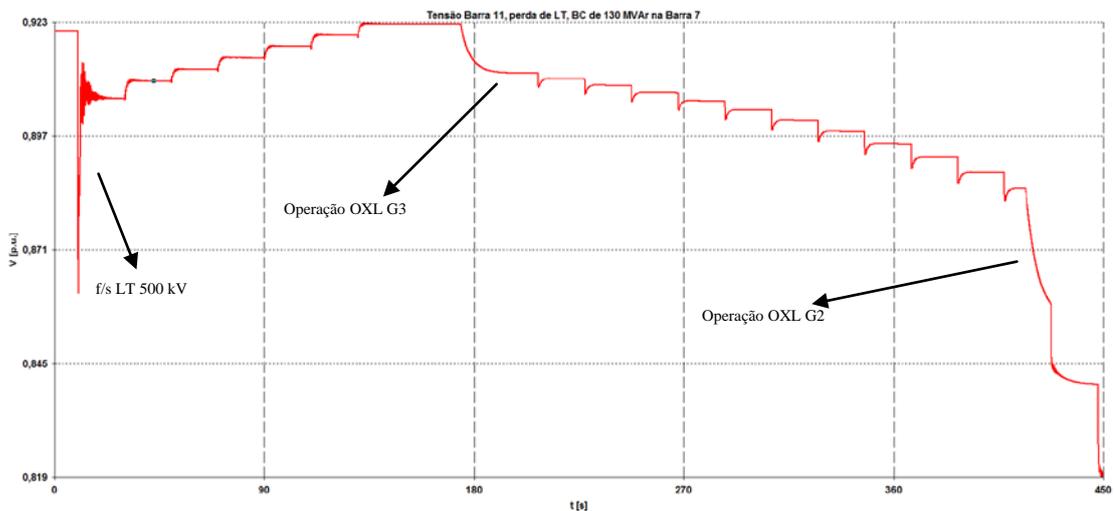


Figura 3.15: Tensão na Barra 11, perda de LT, compensação de 130 MVar na Barra 7.
Fonte: Elaboração própria.

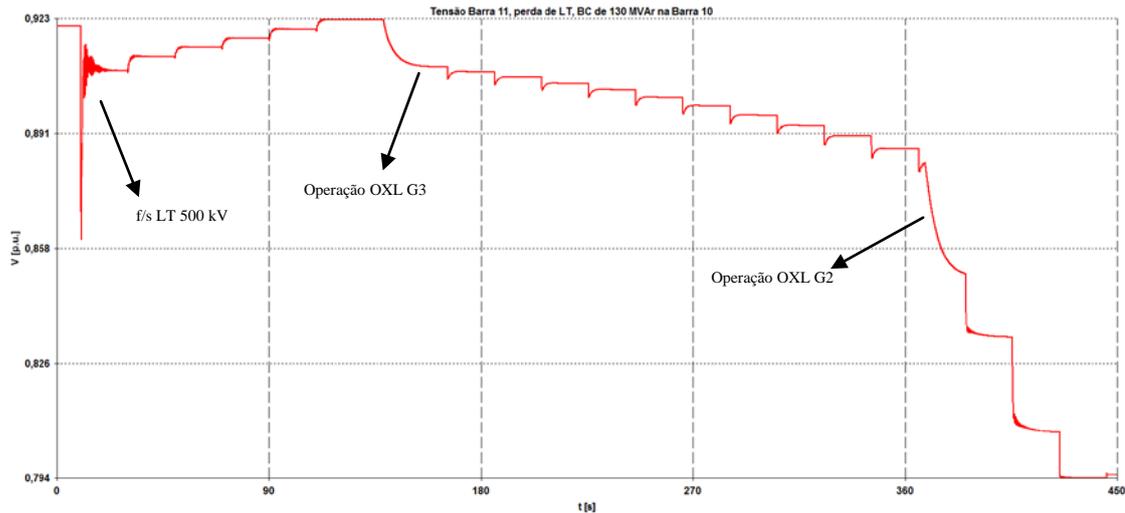


Figura 3.16: Tensão na Barra 11, perda de LT, compensação de 130 MVar na Barra 10.
Fonte: Elaboração própria.

Como se pode observar nas figuras da seção 3.1.4.2, a instabilidade de tensão, no caso da perda do gerador G3 não é evitada através do bloqueio da atuação do OLTC do transformador ligado entre as Barras 10 e 11. Por outro lado, o grande valor da geração interrompida e a topologia radial do sistema sugerem como ação de controle, a adoção de cortes de carga. Assim, são analisados cortes de carga nas Barras 8 e 11, já que são as únicas barras com carga no sistema.

Para analisar este efeito, são avaliadas as curvas QV das barras após da contingência. O desenho das curvas QV foi possível de realizar considerando uma redução da ordem de 15% em ambas as cargas (Barras 8 e 11), já que com as cargas do caso base não é possível obter um ponto operativo viável. Por outro lado, as posições relativas das Barras 8 e 11 no *ranking* fornecido pela MPR e o Vetor Tangente são iguais (a Barra 11 é mais crítica que a Barra 8). Na Tabela 3.8 a seguir, é mostrada a classificação de barras fornecida pelas curvas QV, após a perda do gerador G3.

Tabela 3.8: Classificação de barras críticas após a perda do gerador G3, segundo a curva QV.

CONTINGÊNCIA DE G3		
RANKING	BARRA	MPR (MVar)
1	2	760,5
2	11	-45,0
3	10	-74,7
4	9	-78,8
5	8	-79,0
6	3	-87,0
7	7	-87,4
8	6	-267,0
9	5	-850,6

Fonte: Elaboração própria.

Cabe ressaltar novamente que a classificação de barras segundo a curva QV, em relação à posição relativa das Barras 8 e 11, permanece inalterada, considerando os casos com e sem contingência. No entanto, isto pode mudar significativamente em sistemas de maior porte.

As Figuras 3.17 e 3.18, a seguir, mostram a Tensão na Barra 11, após um corte de carga de 28% (valor determinado através de simulações dinâmicas) na Barra 11 e na Barra 8, respectivamente, um segundo após da perda de G3. Pode-se observar que em ambos os casos evita-se a instabilidade de tensão. Não entanto, o corte na Barra 11 fornece melhores níveis de tensão. De fato, com o corte de carga na Barra 8 (Figura 3.18), o baixo nível de tensão na Barra 11 pode resultar inaceitável (aos 370 segundos atua o OXL do G2, originando a perda de controle da tensão terminal nesse gerador e baixos níveis de tensão no sistema).

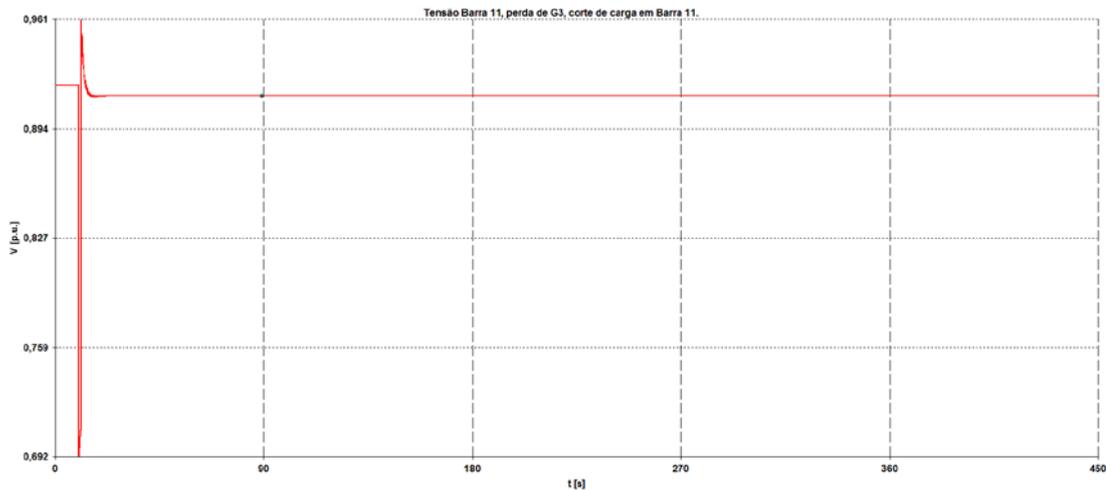


Figura 3.17: Tensão na Barra 11, perda de G3, corte de carga de 28% na Barra 11.
Fonte: Elaboração própria.

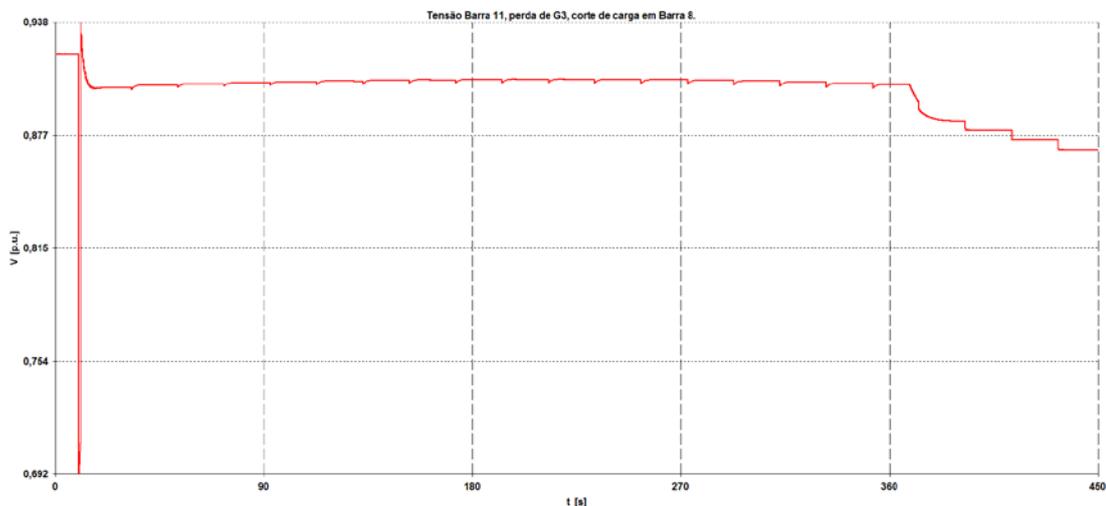


Figura 3.18: Tensão na Barra 11, perda de G3, corte de carga de 28% na Barra 8.
Fonte: Elaboração própria.

Como mostrado nas figuras da seção 3.1.4.3, evita-se a instabilidade de tensão no caso da perda do gerador G2, bloqueando a atuação do OLTC do transformador ligado entre as Barras 10 e 11 (Caso A), pelo que intuitivamente, pode-se propor como ação de controle, a adoção de um esquema automático que faça o bloqueio da operação do OLTC com a perda do G2, sob determinadas condições de carga. No entanto, seria perdido o controle de tensão na barra de carga (Barra 11), o que poderia ser inadmissível. De esta maneira, analisa-se a viabilidade de aplicação de outras ações de controle alternativas.

Para este fim, são avaliadas as curvas QV das barras após da contingência, considerando o caso base e o caso operativo próximo ao ponto de singularidade. Pela magnitude da geração desligada e pela topologia radial do sistema, a ação de controle analisada consiste na adoção de cortes de carga. A Tabela 3.9 a seguir, apresenta a classificação de barras fornecida pelas curvas QV. Pode se observar, que a barra mais severa do tipo PQ é a Barra 11.

Tabela 3.9: Classificação de barras críticas após a perda do gerador G2, segundo a curva QV.

CASO BASE, CONTINGÊNCIA G2			CASO PRÓXIMO À SINGULARIDADE CONTINGÊNCIA DE G2		
RANKING	BARRA	MPR (MVar)	RANKING	BARRA	MPR (MVar)
1	3	1.071,3	1	3	1.238,8
2	11	-363,9	2	11	-220,0
3	10	-424,4	3	10	-264,6
4	9	-514,4	4	9	-315,9
5	8	-570,7	5	8	-351,8
6	7	-690,2	6	7	-419,6
7	2	-942,6	7	2	-589,5
8	6	-998,2	8	6	-609,5
9	5	-3.059,9	9	5	-1.878,2

Fonte: Elaboração própria.

As Figuras 3.19 e 3.20 a seguir mostram a tensão na Barra 11 após um corte de carga de 7% (valor determinado por simulações) na Barra 11 e na Barra 8, respectivamente, um segundo após a contingência. Pode se observar que só no primeiro caso evita-se a instabilidade de tensão, confirmando os melhores resultados esperados com a adoção de ações de controle em barras com menor MPR.

Por outro lado, o menor corte de carga necessário, em relação à perda de G3, confirma a classificação de barras segundo sua criticidade, fornecida pela curva QV.

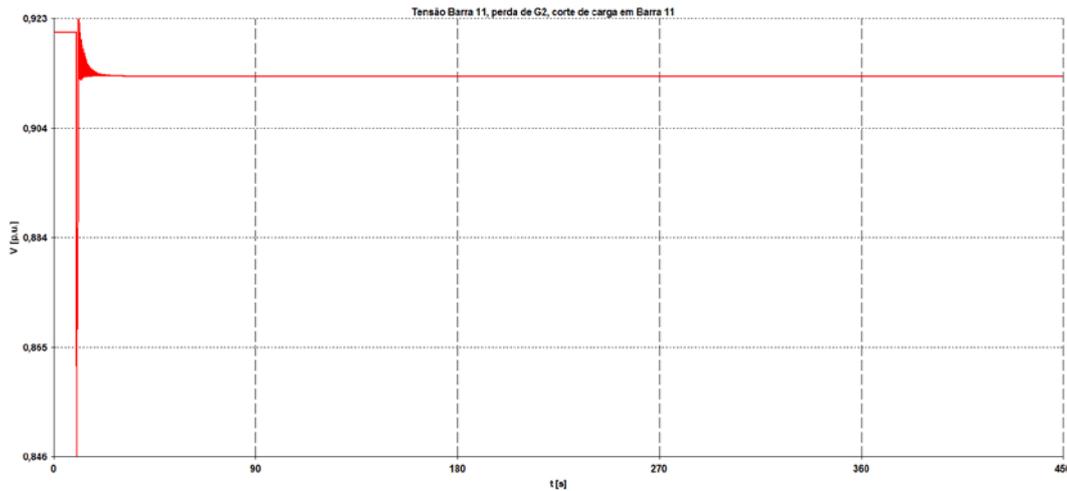


Figura 3.19: Tensão na Barra 11, perda de G2, corte de carga de 7% na Barra 11.
Fonte: Elaboração própria.

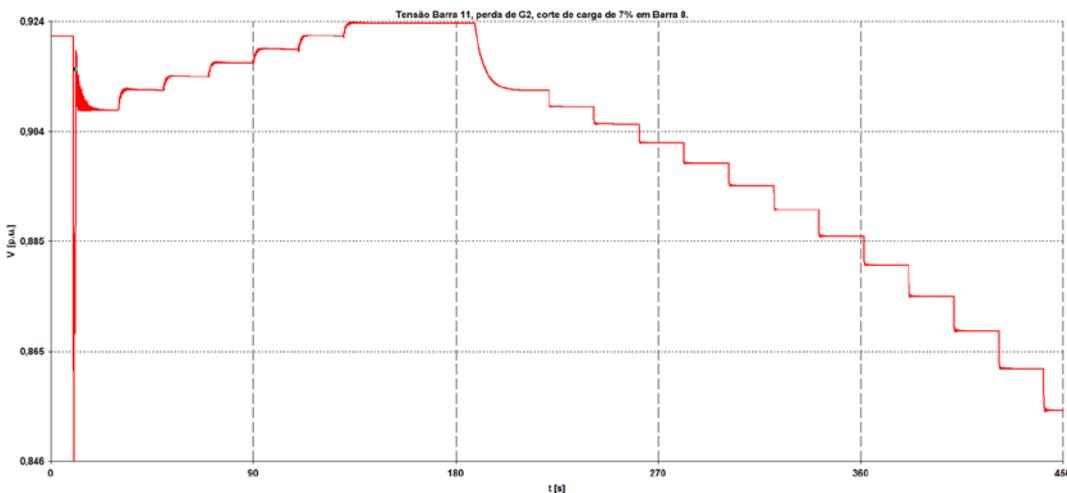


Figura 3.20: Tensão na Barra 11, perda de G2, corte de carga de 7% na Barra 8.
Fonte: Elaboração própria.

3.1.6 Conclusões em Relação ao Sistema Teste BPA

Para a rede elétrica em estudo, sistema teste BPA, conclui-se que:

- A Margem de Potência Reativa (MPR) fornece uma identificação efetiva das barras críticas em relação à estabilidade de tensão, embora em alguns casos esta classificação seja diferente da fornecida pelo Vetor Tangente (TV).
- A classificação de barras segundo a MPR, através das curvas QV, permite determinar as contingências mais críticas, em relação à estabilidade de tensão do sistema. Em relação a contingências de geradores, as perturbações mais críticas ocorrem com a perda dos geradores com menor MPR.
- As simulações dinâmicas com representação dos dispositivos de dinâmica lenta permitem obter indícios importantes acerca do mecanismo da instabilidade de tensão de longo termo.

- A adoção de ações de controle efetivas pode ser auxiliada pela classificação de barras fornecida pela curva QV. Tanto em barras de geração (incremento da capacidade de geração) como em barras de carga (compensação *shunt*, cortes de carga), as medidas tomadas em barras com menor MPR fornecem melhores resultados, o que pode se verificar através de simulações.
- A combinação de informações fornecidas por ambas às técnicas (análise estática e dinâmica) fornece uma perspectiva de grande amplitude e detalhe, em relação ao fenômeno de instabilidade de tensão de longo termo.

3.2 Sistema Teste Swedish

Nesta seção são descritos os resultados dos estudos no sistema teste Swedish, proposto pelo CIGRÉ (CIGRÉ, 1995), para estudos de dinâmicas de longo termo.

3.2.1 Descrição do Sistema

O diagrama unifilar da parte principal do sistema de transmissão é mostrado na Figura 3.21. O mesmo opera na tensão de 400 kV, embora tenha sistemas regionais operando em 130 kV e 220 kV (não mostrados na figura). O sistema de transmissão é de uma extensão geográfica considerável, com grandes transferências de potência desde uma área com geração hidráulica dominante (Norte), até a área principal de carga (Central), que possui uma parcela elevada de geração térmica.

Como pode se observar na Figura 3.21, o sistema consta de quatro áreas principais:

- Norte: basicamente com geração hidráulica e algumas cargas.
- Central: com grandes blocos de carga e geração térmica.
- Sudeste: com poucas unidades térmicas e alguma carga.
- Externa: ligada ao sistema Norte, possui uma mistura de carga e geração.

O sistema consta de 41 barras, 12 das quais correspondem a geradores síncronos de pólos salientes (usinas hidroelétricas), 7 correspondem a geradores de pólos lisos (usinas térmicas) e uma delas tem ligado um compensador síncrono de pólos salientes. A Barra 4011 é considerada barra do tipo *swing*. As demais barras são barras de carga (tipo PQ).

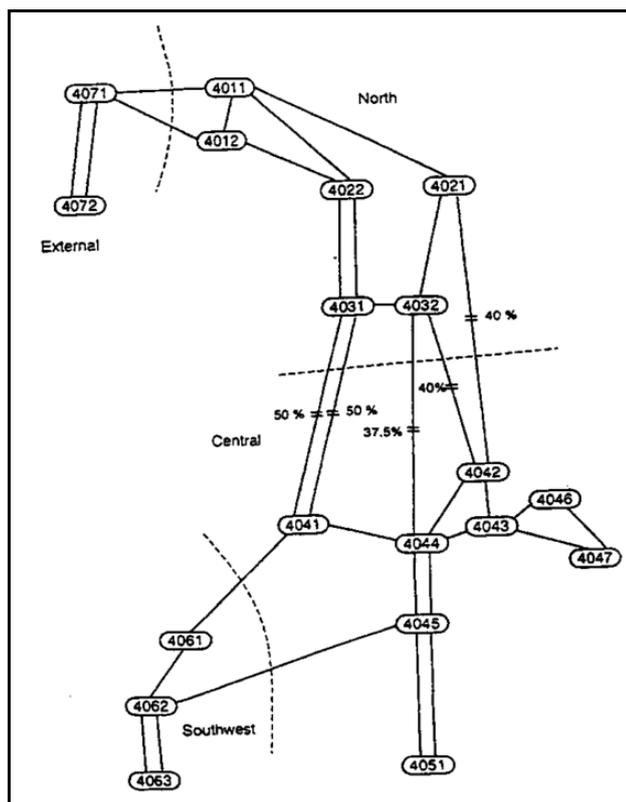


Figura 3.21: Diagrama unifilar do sistema teste Swedish.
Fonte: CIGRÉ (1995)

3.2.2 Descrição do Cenário e Principais Dispositivos de Controle

As cargas nas regiões Central e Sudeste estão ligadas à rede de 400 kV através de transformadores de 400/130 kV com comutadores sob carga (OLTC). O intercâmbio de potência desde a área Norte até a área Central, cujo montante pode se observar na Figura 3.22, tem um suporte de potência reativa limitado na região intermediária entre estes sistemas (barras 4021, 4031, etc.). Por outro lado, a área Sudeste encontra-se fracamente vinculada ao restante do sistema.

Neste sistema são modelados os geradores com seus correspondentes sistemas de excitação. Os geradores térmicos são representados com limitadores de corrente de campo (OXL's) e limitadores de corrente de armadura (SCL's). Os geradores hidráulicos estão dotados de OXL's (não possuem SCL's) e reguladores de velocidade (não representados para os geradores térmicos). Ambos os tipos de máquinas possuem PSS's. Por outro lado, como já foi mencionado, os transformadores de 400/130 kV nas áreas Central e Sudeste têm modelados seus OLTC's. As cargas são modeladas como: parte ativa, corrente constante; e parte reativa, impedância constante.

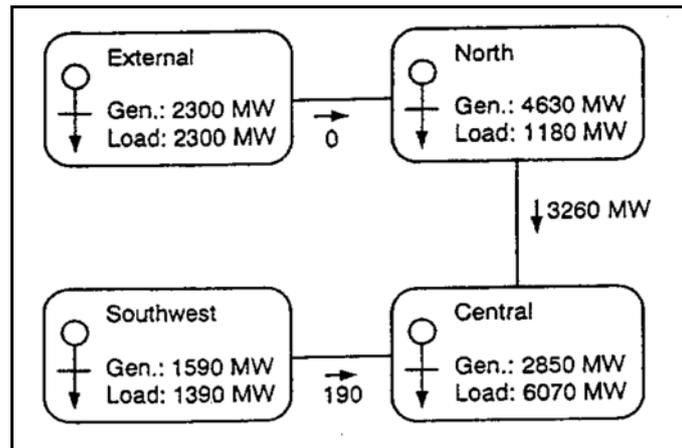


Figura 3.22: Intercâmbio de potência entre as áreas.
Fonte: CIGRÉ (1995).

Uma vez superado determinado limite de corrente, tanto os OXL's como os SCL's possuem um atraso de tempo de 20 segundos antes de aplicar um sinal ao sistema de excitação que atua na corrente de campo. Tal sinal atua por 120 segundos. Por outro lado, os OLTC's possuem atraso de 40 segundos antes da primeira mudança de *tap* e tempos da ordem de 7 segundos para as mudanças subsequentes (temporizarão linear). Estes dispositivos também possuem uma banda morta com histerese, que melhora o desempenho dos mesmos contra variações transitórias de tensão.

3.2.3 Análise Estática

As tabelas a seguir mostram a classificação de barras obtida com o ordenamento segundo a MPR e o VT. A Tabela 3.10 corresponde ao caso base e a um caso onde o incremento das cargas conduzem o sistema a um ponto operativo próximo à singularidade (da matriz Jacobiana). São apresentadas as 10 barras mais severas, conforme com o critério da curva QV. Analogamente, a Tabela 3.11 corresponde ao ordenamento de barras conforme a MPR, em ordem decrescente. Note que uma MPR negativa implica uma maior reserva de potência reativa na barra considerada. Por sua parte, a Tabela 3.12 mostra a classificação de barras segundo o VT.

Tabela 3.10: *Ranking* de barras segundo a Margem de Potência Reativa.

CASO BASE			CASO PRÓXIMO A SINGULARIDADE		
RANKING	BARRA	MPR (MVA _r)	RANKING	BARRA	MPR (MVA _r)
1	4063	29,5	1	4047	422,1
2	4047	12,2	2	4051	297,3
3	4051	-78,2	3	4042	282,9
4	1021	-100,3	4	4063	240,0
5	1042	-139,8	5	1043	53,7
6	2032	-162,0	6	1022	50,5
7	1043	-191,0	7	42	-33,7
8	4042	-195,2	8	46	-47,1
9	1041	-243,2	9	1045	-56,8
10	4044	-276,3	10	43	-58,7

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 3.11: Barras com maior Margem de Potência Reativa.

CASO BASE			CASO PRÓXIMO A SINGULARIDADE		
RANKING	BARRA	MPR (MVA _r)	RANKING	BARRA	MPR (MVA _r)
1	4012	-4.418,4	1	1011	-4.318,3
2	1011	-4.331,6	2	1012	-2.107,1
3	1012	-2.451,9	3	4012	-1.946,9
4	4022	-1.855,3	4	4071	-1.443,7
5	4071	-1.473,5	5	4061	-1.295,6
6	1013	-1.254,4	6	1013	-1.242,4
7	1014	-1.139,3	7	1014	-1.124,9
8	1022	-757,0	8	2031	-1.122,7
9	2031	-723,1	9	4022	-1.011,0
10	4061	-636,9	10	4032	-852,4

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 3.12: *Ranking* de barras segundo o Vetor Tangente.

VETOR TANGENTE	
RANKING	BARRA
1	1041
2	1043
3	51
4	1045
5	4045
6	46
7	1044
8	43
9	4046
10	4044

Fonte: Elaboração própria.

Embora existam ligeiras variações nas primeiras posições da classificação segundo a MPR (Tabela 3.10), observa-se que a Barra 4047 aparece como a segunda barra mais severa no caso base e ocupa a primeira posição no caso próximo ao ponto de singularidade. Além, neste último caso, as três primeiras barras da Tabela 3.10 (4047, 4051 e 4042) estão na área Central, denotando o reduzido suporte de potência reativa nessa região do sistema.

Por outro lado, observa-se um incremento no número de barras com MPR positiva no caso operativo próximo à singularidade, em relação ao caso base, o que evidencia a degradação do estado operativo do sistema, frente ao incremento das cargas.

Não entanto, o VT syndica como barra crítica a Barra 1041, que aparece em nona posição no caso base e na posição décima oitava no caso operativo próximo à singularidade (não mostrado na Tabela 3.10). As diferenças nas classificações fornecidas pela MPR e pelo VT não constituem um fato completamente imprevisto, tendo em consideração que, por definição, o VT mede a sensibilidade das variáveis de estado com respeito ao parâmetro de variação (incremento das cargas, neste caso), enquanto que a curva QV fornece a robustez de uma barra em relação a sua capacidade de fornecer suporte de potência reativa ao sistema. Estes resultados serão analisados mais detalhadamente na seção correspondente às simulações dinâmicas.

A Tabela 3.10 fornece a informação necessária para a classificação de contingências em geradores, conforme com o *ranking* segundo as MPR's das barras. Isto permite selecionar as contingências a serem simuladas (no domínio do tempo), reduzindo consideravelmente a quantidade de casos analisados.

Aos efeitos de verificar a efetividade da classificação, são consideradas contingências de geração tendo em conta as barras mais severas (Tabela 3.10), as barras com maior MPR (Tabela 3.11) e as barras indicadas pela classificação fornecida pelo VT (Tabela 3.12).

Por outro lado, devido à topologia deste sistema teste, que permite analisar diversas contingências de circuitos, é apresentada a Tabela 3.13, correspondente ao ordenamento de circuitos conforme com a classificação de suas barras terminais segundo a MPR (Tabela 3.10). São mostrados os circuitos cujas barras terminais correspondem aos 5 primeiros lugares da Tabela 3.10, em base ao ponto operativo próximo à singularidade da matriz Jacobiana. Esta classificação é verificada posteriormente, através de simulações de longo termo.

Tabela 3.13: Classificação de contingências em circuitos.

DE	PARA	RANKING SINGULARIDADE		RANKING BASE	
		DE	PARA	DE	PARA
4046	4047	16	1	25	2
4043	4047	17	1	20	2
47	4047	27	1	14	2
4045	4051	12	2	23	3
51	4051	21	2	12	3
4021	4042	29	3	26	8
4042	4043	3	17	8	20
4042	4044	3	15	8	10
4032	4042	31	3	29	8
42	4042	7	3	16	8
4062	4063	14	4	30	1
63	4063	25	4	17	1
1041	1043	18	5	9	7

Fonte: Elaboração própria.

3.2.4 Análise Dinâmica

Consideram-se neste ponto, simulações dinâmicas no domínio do tempo, realizadas com a ferramenta unificada de estudos de estabilidade transitória e de longo termo, que permitem observar o comportamento do sistema e a resposta dos elementos de controle, contra determinadas perturbações.

O Quadro 3.2 a seguir mostra os resultados das simulações de longo prazo das contingências em geradores, segundo a classificação fornecida pela curva QV (Tabela 3.10) para o caso base e para o caso próximo ao ponto de singularidade. Neste Quadro 3.2, a coluna “Resultado”, oferece uma breve descrição do comportamento geral do sistema ante a perda de um gerador ligado à barra considerada. Assim, nessa coluna:

- *Colapso*: indica colapso de tensão e o instante em que se inicia o mesmo;
- *Sem colapso*: Não ocorre colapso de tensão, embora ativem-se alguns limitadores dos geradores, em geral, OXL's;
- *Sem colapso, perfil suave*: não ocorre o colapso de tensão nem ativam-se os limitadores;
- *Barra sem geração*: não é realizada a simulação, já que não é aplicável ao objetivo desta seção.

Quadro 3.2: Contingências de geração de maior severidade.

CASO BASE			CASO PRÓXIMO A SINGULARIDADE		
RANKING	BARRA	RESULTADO	RANKING	BARRA	RESULTADO
1	4063	Sem colapso	1	4047	Colapso, 114 s
2	4047	Colapso, 114 s	2	4051	Colapso, 119 s
3	4051	Colapso, 119 s	3	4042	Colapso, 330 s
4	1021	Sem colapso, perfil suave	4	4063	Sem colapso
5	1042	Sem colapso	5	1043	Sem colapso, perfil suave
6	2032	Sem colapso	6	1022	Sem colapso, perfil suave
7	1043	Sem colapso, perfil suave	7	42	Barra sem geração
8	4042	Colapso, 330 s	8	46	Barra sem geração
9	1041	Barra sem geração	9	1045	Barra sem geração
10	4044	Barra sem geração	10	43	Barra sem geração

Fonte: Elaboração própria.

Pode-se observar no Quadro 3.2, que a classificação segundo a MPR das barras fornece informação de maior relevância quando a mesma é realizada em base à MPR num ponto operativo próximo à singularidade da matriz Jacobiana. A ordenação de barras neste caso identifica claramente as contingências de geração mais severas, em relação ao fenômeno de instabilidade de tensão.

Para efeitos comparativos apresenta-se a seguir o Quadro 3.3, onde são mostrados os resultados da perda de um gerador nas barras com maior MPR (Tabela 3.11). Pode se observar que não ocorre colapso de tensão em caso nenhum, o que é coerente com a presunção de que as contingências de geração em barras com menor MPR, são mais severas, em relação ao fenômeno de instabilidade de tensão de longo termo.

Quadro 3.3: Contingências de geração em barras com maior MPR.

CASO BASE			CASO PRÓXIMO A SINGULARIDADE		
RANKING	BARRA	RESULTADO	RANKING	BARRA	RESULTADO
1	4012	Sem colapso, perfil suave	1	1011	Barra sem geração
2	1011	Barra sem geração	2	1012	Sem colapso, perfil suave
3	1012	Sem colapso, perfil suave	3	4012	Sem colapso, perfil suave
4	4022	Barra sem geração	4	4071	Sem colapso, perfil suave
5	4071	Sem colapso, perfil suave	5	4061	Barra sem geração
6	1013	Sem colapso, perfil suave	6	1013	Sem colapso, perfil suave
7	1014	Sem colapso, perfil suave	7	1014	Sem colapso, perfil suave
8	1022	Sem colapso, perfil suave	8	2031	Barra sem geração
9	2031	Barra sem geração	9	4022	Barra sem geração
10	4061	Barra sem geração	10	4032	Barra sem geração

Fonte: Elaboração própria.

Por outro lado, o Quadro 3.4, considera as barras ordenadas segundo o TV (Tabela 3.12). Desde a perspectiva de determinação de contingências de geração mais severas, esta classificação não fornece muita informação, devido a que em geral, o TV coloca a barras de carga, sem geração, nas primeiras posições do *ranking*.

Com base nos resultados desta seção pode se afirmar que as contingências de geração mais severas, em relação à instabilidade de tensão de longo termo, pode-se determinar adequadamente através da classificação de barras fornecida pela curva QV e as MPR's das barras num ponto operativo próximo à singularidade da matriz Jacobiana.

Quadro 3.4: Análise de contingências de geração em barras ordenadas segundo o VT.

VETOR TANGENTE		
RANKING	BARRA	RESULTADO
1	1041	Barra sem geração
2	1043	Sem colapso
3	51	Barra sem geração
4	1045	Barra sem geração
5	4045	Barra sem geração
6	46	Barra sem geração
7	1044	Barra sem geração
8	43	Barra sem geração
9	4046	Barra sem geração
10	4044	Barra sem geração

Fonte: Elaboração própria.

Para efeitos de ilustrar o comportamento do sistema, analisa-se a seguir, de maneira mais detalhada, a contingência de geração mais severa (Quadro 3.2). A perturbação considerada é a saída de uma unidade geradora na área Central (gerador 2, Barra 4047). Esta contingência reduz o suporte de potência reativa nessa zona.

Os resultados das simulações demonstram que o sistema é transitoriamente estável ante o evento considerado. No entanto, as ações dos limitadores de corrente dos geradores e as dos OLTC's dos transformadores podem conduzir posteriormente à instabilidade e colapso de tensão.

No desenvolvimento das simulações pode-se observar as seguintes etapas cronológicas, considerando que a contingência ocorre aos 2 segundos de iniciada a simulação:

2 - 22 segundos: O transitório inicial é suportado. As oscilações são amortecidas. As tensões são razoáveis.

22 - 42 segundos: Os limitadores de corrente dos geradores atuam, o que leva a uma súbita redução das tensões de barra. As oscilações e as tensões de barras mantêm - se em valores razoáveis.

42 segundos para frente: As tensões descem lentamente, na medida em que os OLTC's dos transformadores tendem a incrementar as cargas. Subitamente, as tensões baixam de maneira considerável e ocorrem grandes oscilações, levando ao sistema ao colapso.

A Figura 3.23 mostra as tensões nas diversas áreas do sistema (Externa: Barra 4071; Norte: Barra 1014; Sudeste: Barra 4063 e Central: Barra 4047). Pode-se apreciar que a instabilidade de tensão se inicia de maneira localizada na área Central, onde se apresenta uma grande redução nas tensões de barra. A Figura 3.24 mostra as tensões de algumas barras de 130 kV da área Central.

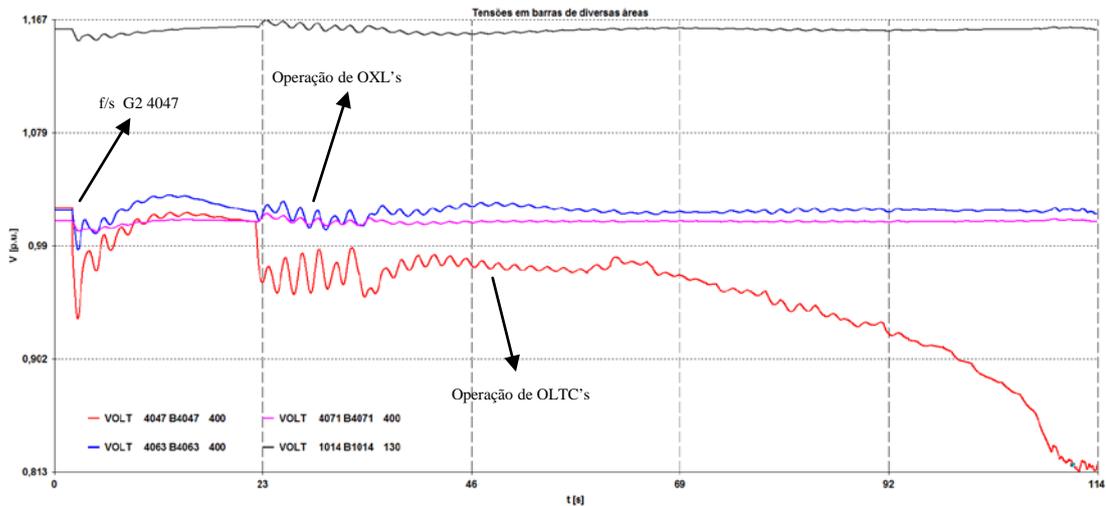


Figura 3.23: Tensões em barras do sistema.
Fonte: Elaboração própria.

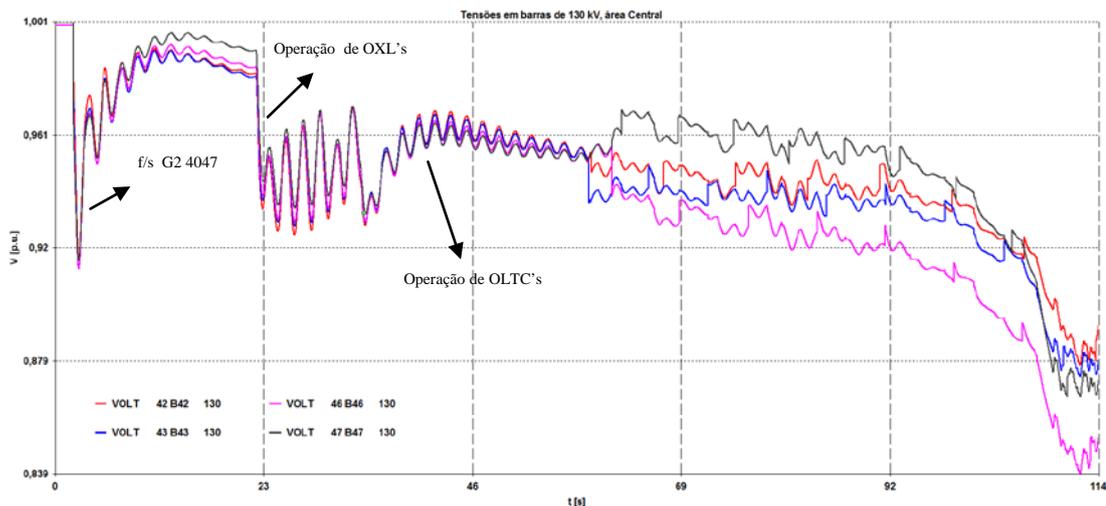


Figura 3.24: Tensões nas barras de 130 kV da área Central.
Fonte: Elaboração própria.

O processo de colapso de tensão se inicia pela ação combinada dos limitadores de corrente dos geradores e dos OLTC's. Devido à redução do suporte de potência reativa na área Central, incrementa-se a transferência de potência desde a área Norte para a área Central (até aproximadamente os 22 segundos), como se pode observar na Figura 3.25. Isto incrementa os requerimentos de potência reativa nos geradores ligados nas barras localizadas na região de

fronteira entre estas áreas, levando à atuação dos OXL's dos geradores das Barras 4031 e 1022 (aproximadamente aos 22 segundos), o que limita a potência reativa fornecida pelos mesmos, como se observa nas Figuras 3.26 e 3.27, respectivamente.

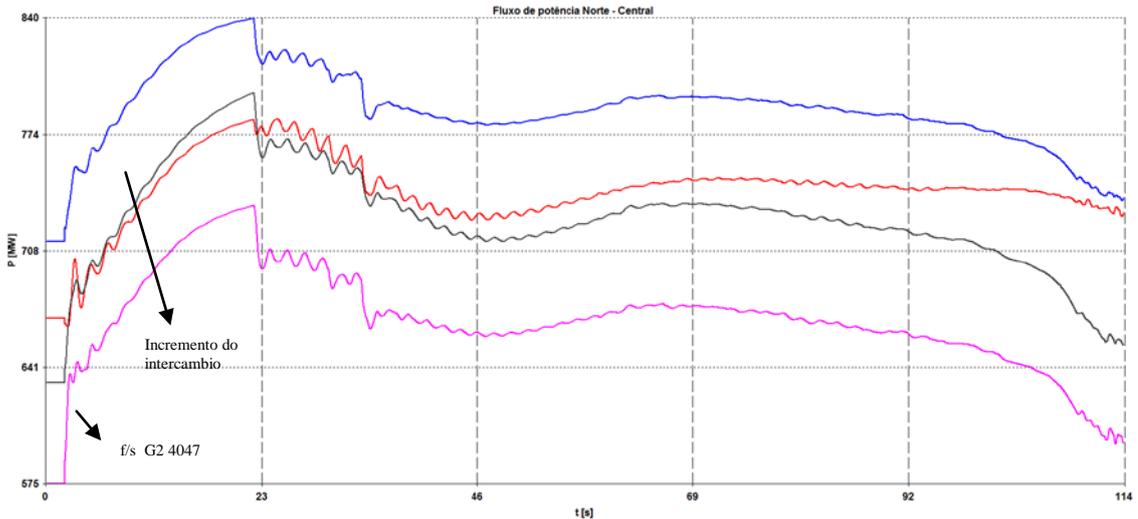


Figura 3.25: Fluxo de potência Norte-Central.
Fonte: Elaboração própria.

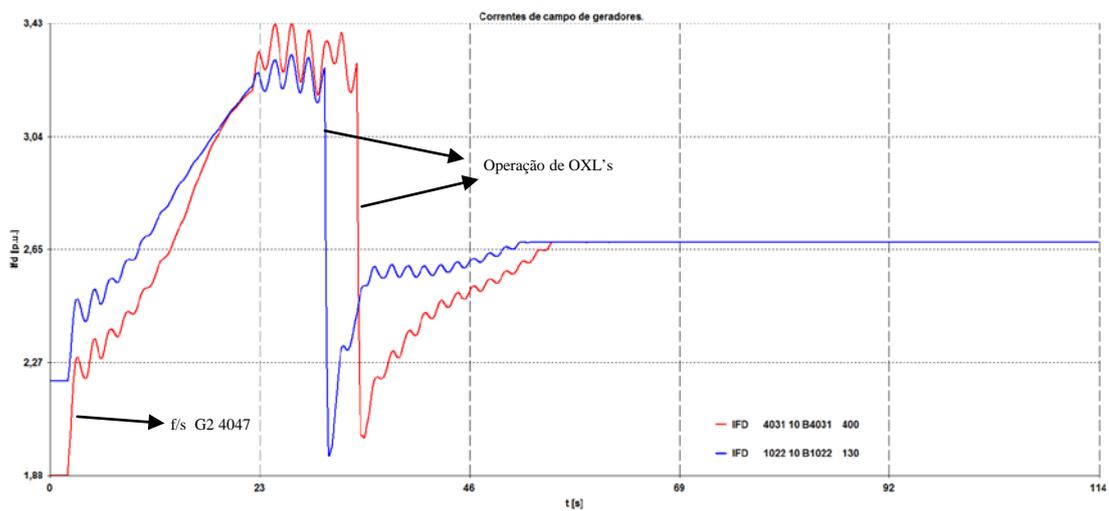


Figura 3.26: Correntes de campo de geradores.
Fonte: Elaboração própria.

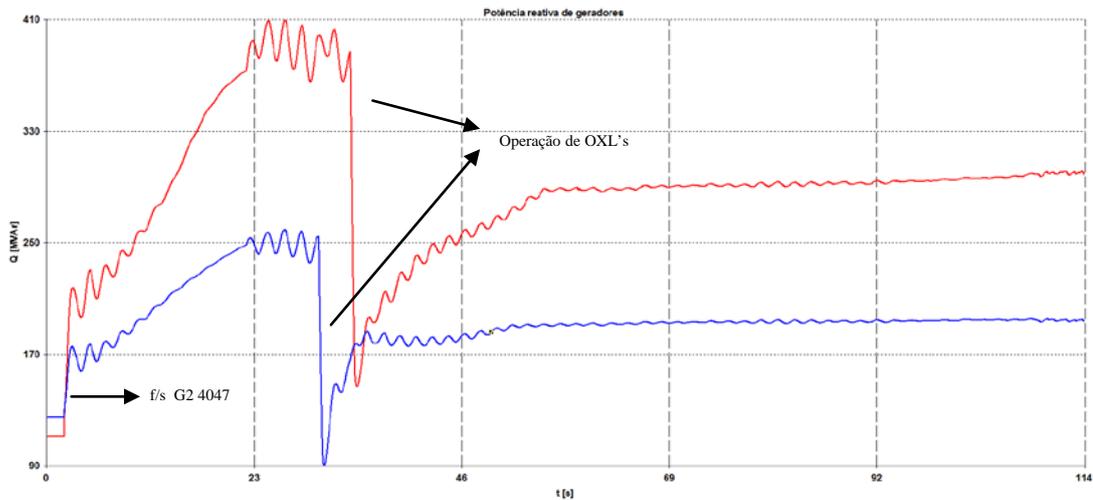


Figura 3.27: Potência reativa de geradores.
Fonte: Elaboração própria.

A Figura 3.28 mostra a operação do OLTC de um dos transformadores da área Central (ligado entre as Barras 4047 e 47). Pode se observar que ele atua de maneira não interrompida desde sua ativação até o final da simulação.

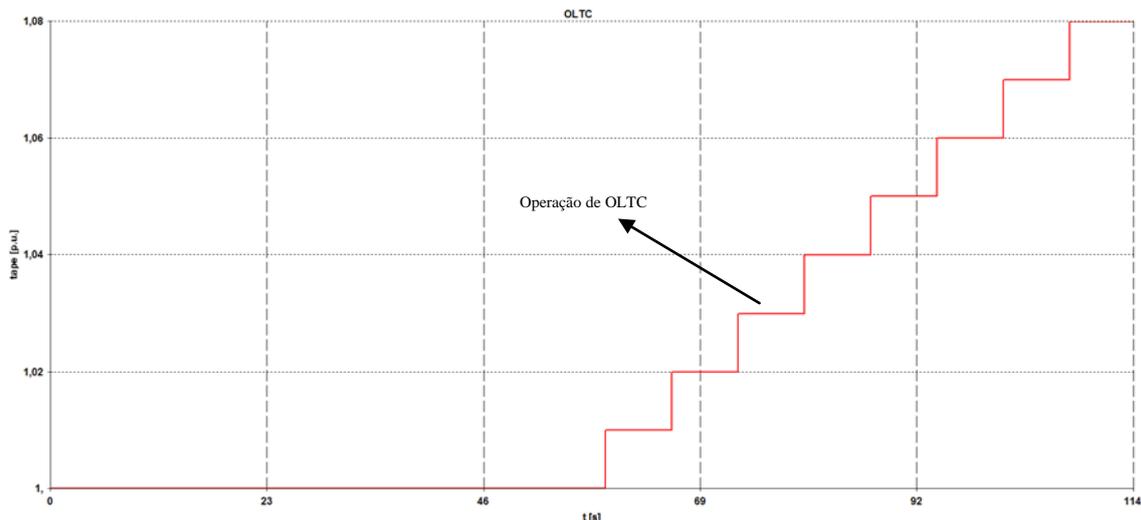


Figura 3.28: Operação de OLTC, transformador 4047-47.
Fonte: Elaboração própria.

Por outro lado, foram simuladas contingências de perdas de circuitos (abertura sem falha) para todas as linhas de transmissão e transformadores do sistema teste Swedish, sem verificar a aparição de instabilidade de tensão de longo prazo em caso nenhum. O Quadro 3.5 a seguir mostra os resultados das simulações correspondentes à Tabela 3.13, onde os circuitos são

classificados em função ao ordenamento de suas barras terminais segundo as MPR's das mesmas.

Quadro 3.5: Resultados de simulação de contingências em circuitos.

DE	PARA	SIMULAÇÃO DE LONGO - PRAZO
4046	4047	Sem colapso, ativação de OXL's
4043	4047	Sem colapso
47	4047	Sem colapso
4045	4051	Sem colapso, ativação de 1 OXL
51	4051	Sem colapso
4021	4042	Sem colapso, ativação de OXL's
4042	4043	Sem colapso, ativação de 1 OXL
4042	4044	Sem colapso, ativação de 1 OXL
4032	4042	Sem colapso, ativação de 1 OXL
42	4042	Sem colapso
4062	4063	Sem colapso, perfil suave
63	4063	Sem colapso
1041	1043	Sem colapso

Fonte: Elaboração própria.

E desejável, considerando que em nenhum caso acontece a instabilidade de tensão, que aquelas contingências que originam a ativação dos OXL's dos geradores correspondam aos primeiros lugares da tabela, já que essa ativação propicia a aparição de condições desfavoráveis, em relação à estabilidade de tensão. O fora de serviço da linha ligada entre as Barras 4046 e 4047 provoca a ativação de alguns OLTC's do sistema, o que constitui um resultado alentador, considerando que a Barra 4047 é a barra com MPR positiva de maior valor (estritamente, esta barra não possui MPR), no ponto operativo próximo à singularidade. No entanto, como pode se observar no Quadro 3.5, não existe correlação exata entre a severidade da contingência e o critério de ordenamento considerado.

Por esse motivo, foram verificados outros critérios de classificação de contingências, em base ao MPR das barras, entre os que são citados:

- *Classificação segundo a soma das MPR's das barras terminais*: foi aplicado este critério em linhas de transmissão (barras terminais do mesmo nível de tensão);
- *Classificação segundo a soma das MPR's das barras da vizinhança do circuito considerado*: tendo em conta que a instabilidade de tensão é um fenômeno local, este índice de classificação é construído partindo da soma das MPR's das barras terminais do circuito considerado e de todas aquelas barras imediatamente próximas (separadas por uma linha de transmissão ou um transformador) a essas barras terminais.
- *Classificação segundo o Vetor Tangente*: considera-se a posição das barras terminais do circuito dentro do ranking de barras críticas fornecido pelo TV.

Os resultados das simulações mostram que nenhum destes critérios de classificação conduz a resultados conclusivos, em relação à severidade das contingências em circuitos.

Por outro lado, em base aos resultados das simulações, as contingências em circuitos foram ordenadas de maneira que aquelas perturbações que ocasionam a ativação dos OXL's, ocupem os primeiros lugares, obtendo-se a Tabela 3.14, apresentada a seguir.

Tabela 3.14: Ordenamento de contingências em circuitos segundo resultados de simulações.

DE	PARA	RESULTADO	MPR (MVar)			
			DE	PARA	DE	PARA
4041	4044	Sem colapso, ativação de OXL's	-368,48	-276,29	M	B
4032	4044	Sem colapso, ativação de OXL's	-606,81	-276,29	A	B
4046	4047	Sem colapso, ativação de OXL's	-541,43	12,19	M	I
4031	4041	Sem colapso, ativação de OXL's	-509,12	-368,48	M	M
4021	4042	Sem colapso, ativação de OXL's	-575,13	-195,22	M	B
1045	4045	Sem colapso, ativação de 1 OXL	-464,1	-516,28	M	M
1044	4044	Sem colapso, ativação de 1 OXL	-589,42	-276,29	M	B
4032	4042	Sem colapso, ativação de 1 OXL	-606,81	-195,22	A	B
4044	4045	Sem colapso, ativação de 1 OXL	-276,29	-516,28	B	M
1043	1044	Sem colapso, ativação de 1 OXL	-190,97	-589,42	B	M
4043	4044	Sem colapso, ativação de 1 OXL	-493,71	-276,29	M	B
4042	4043	Sem colapso, ativação de 1 OXL	-195,22	-493,71	B	M
4045	4051	Sem colapso, ativação de 1 OXL	-516,28	-78,18	M	B
4042	4044	Sem colapso, ativação de 1 OXL	-195,22	-276,29	B	B
4022	4031	Sem colapso	-1855,25	-509,12	A	M
4062	4061	Sem colapso	-610,37	-636,9	A	A
4045	4062	Sem colapso	-516,28	-610,37	M	A
4031	4032	Sem colapso	-509,12	-606,81	M	A
4041	4061	Sem colapso	-368,48	-636,9	M	A

Fonte: Elaboração própria.

Nesta mesma Tabela 3.14, são apresentadas as MPR's das barras terminais dos circuitos indicados. Além disso, foi feita uma classificação (arbitrária) destas barras terminais conforme suas MPR's:

- Alta (A): MPR maior que 600 MVar (negativa);
- Média (M): MPR maior que 300 MVar (negativa) e inferior a 600 MVar (negativa);
- Baixa (B): MPR menor que 300 MVar (negativa), e
- Inexistente (I): MPR positiva.

Com estas considerações, pode se observar na Tabela 3.14 que as piores contingências, do ponto de vista da estabilidade de tensão de longo prazo, geralmente acontecem com a perda de um circuito que liga barras com MPR Baixa ou Inexistente, com barras com MPR Média ou Alta. Assim também, as contingências associadas a circuitos que vinculam barras com Alta e Média MPR, não trazem maiores consequências para o sistema.

Observando detidamente a Tabela 3.14 e o diagrama unifilar do sistema teste Swedish (Figura 3.21), pode se observar que todas as contingências que ocasionam a ativação de OLTC's estão

relacionadas com a área Central. A maior parte delas corresponde a circuitos pertencentes integralmente à dita área, enquanto que algumas contingências correspondem a circuitos da região intermédia Norte-Central. De esta maneira, verifica-se o limitado suporte de potência reativa da área Central, que já foi sinalizado pela curva QV (Tabela 3.10).

Por outro lado, o TV indica a Barra 1041 como barra crítica. A maioria das contingências da Tabela 3.14 estão associadas com o fornecimento de energia à Barra 1041.

Estes resultados mostram que a classificação de contingências de circuitos, segundo sua severidade em relação à instabilidade de tensão de longo termo, é uma tarefa complexa e difícil. Não entanto, as MPR's das barras fornecem indícios importantes em relação às regiões do sistema carentes de reativos, enquanto que o TV sinaliza de maneira adequada as barras onde começaria a instabilidade de tensão ante o incremento das cargas. Estas peças de informação ajudam a direcionar as análises em relação ao estudo das contingências de circuitos que originariam problemas relacionados com a instabilidade de tensão de longo prazo, ou que deixariam o sistema mais propenso a padecer os inconvenientes associados com esse fenômeno.

3.2.5 Ações de Controle

Uma vez que a adoção de ações de controle envolve o uso de informações, tanto da análise estática como da análise dinâmica, este tema é focado neste parágrafo independente.

Das simulações observa-se que as perturbações que produzem instabilidade de tensão de longo termo correspondem à perda de um gerador na Barra 4047, perda de um gerador na Barra 4051 e perda de um gerador na Barra 4042. Destas contingências, a primeira delas (contingência mais severa, perda de um gerador da Barra 4047) é analisada em detalhe a seguir, sob a perspectiva de ações de controle.

A Tabela 3.15 a seguir, mostra a classificação de barras segundo a MPR e o TV, após a ocorrência da contingência em análise: o desligamento de um gerador da Barra 4047. Observando a Tabela 3.15 pode se afirmar que as condições de operação do sistema deterioram-se em relação à estabilidade de tensão com a contingência analisada, já que existe uma maior quantidade de barras com déficit de potência reativa e as MPR's das barras são reduzidas substancialmente (altos valores positivos de MPR), em relação à operação sem a perda do gerador da Barra 4047 (Tabela 3.10).

Tabela 3.15: *Ranking* de Barras segundo a MPR e o TV, logo da perda de um gerador da barra 4047.

CASO BASE			CASO PRÓXIMO À SINGULARIDADE			VETOR TANGENTE	
RANKING	BARRA	MPR (MVar)	RANKING	BARRA	MPR (MVar)	RANKING	BARRA
1	4047	508,6	1	4031	855,8	1	1041
2	4042	252,2	2	4072	613,0	2	1043
3	4063	101,9	3	4047	599,9	3	51
4	2032	81,9	4	4012	400,1	4	1045
5	61	-27,9	5	1012	399,9	5	46
6	1021	-36,7	6	4051	350,3	6	43
7	4051	-41,6	7	4042	350,0	7	4045
8	46	-45,4	8	4041	300,0	8	4046
9	4021	-52,7	9	1021	207,0	9	47
10	51	-53,0	10	4071	155,4	10	1044

Fonte: Elaboração própria.

Por outro lado, observam-se mudanças nos primeiros lugares do *ranking* das barras em conformidade com a MPR, em relação à Tabela 3.10, consistentes em mudanças no posicionamento das barras na dita classificação, assim como a inclusão/exclusão de barras no *ranking*, em relação ao caso base. Além disso, pode-se observar que não experimentam alterações as primeiras posições do *ranking* de barras fornecido pelo TV logo após a contingência.

Desta maneira, observando a Tabela 3.10 e a Tabela 3.15, surgem como barras candidatas à implementação de ações de controle, as seguintes:

- *Barra 4063*: barra de geração (2 x 600 MVA), no primeiro lugar da classificação segundo a MPR do caso base, sem contingência;
- *Barra 4047*: barra de geração (2 x 600 MVA), no primeiro lugar da classificação segundo a MPR do caso operativo próximo à singularidade, sem contingência, e primeiro lugar na classificação conforme com a MPR do caso base, após a contingência;
- *Barra 4031*: barra de geração (1 x 350 MVA), no primeiro lugar da classificação segundo a MPR do caso operativo próximo à singularidade, após a contingência.
- Barra 1041: barra de carga (600 + j200 MVA), no primeiro lugar da classificação segundo o TV antes e depois da contingência.

A Figura 3.29 a seguir, mostra o comportamento do sistema, considerando a inclusão de um gerador adicional na Barra 4063 (das mesmas características dos dois geradores já ligados nessa barra, 600 MVA) e a perda de um gerador da Barra 4047. Pode se observar que esta ação de controle aplicada na barra posicionada no primeiro lugar da classificação conforme com as MPR's do caso base, sem contingência, não evita o colapso de tensão no sistema.

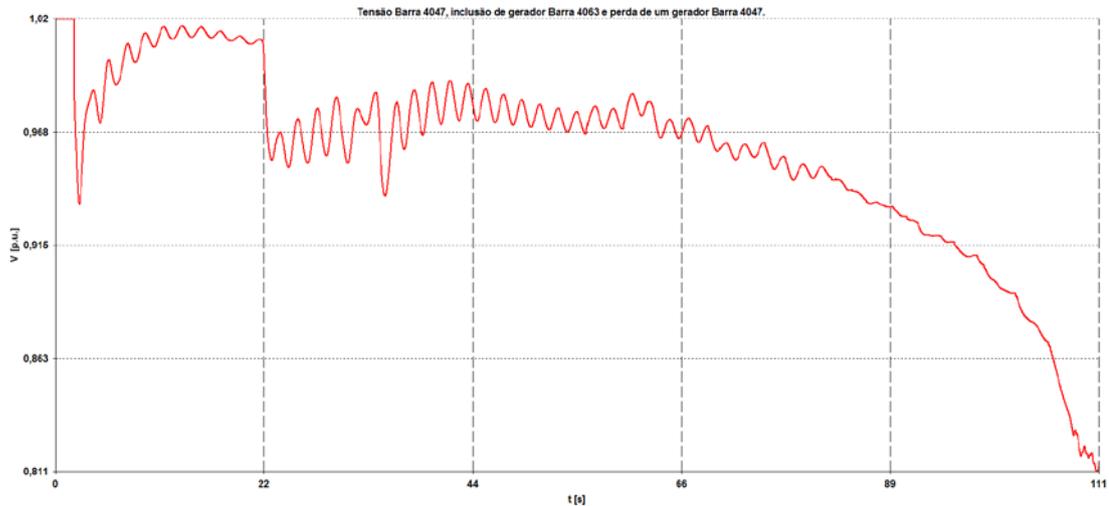


Figura 3.29: Tensão na Barra 4047, inclusão do terceiro gerador na Barra 4063 e perda de um gerador na Barra 4047.

Fonte: Elaboração própria.

A Figura 3.30 a seguir, mostra o comportamento do sistema, considerando a inclusão de um gerador adicional na Barra 4047 (das mesmas características dos dois geradores já ligados nessa barra, 600 MVA) e a perda de um gerador da Barra 4047. Pode se observar que esta ação de controle, aplicada na barra posicionada no primeiro lugar da classificação conforme com as MPR's do caso operativo próximo à singularidade, sem contingência, e primeiro lugar na classificação segundo as MPR's do caso base, após a contingência, evita o colapso de tensão no sistema, embora não impede a operação dos OXL's de alguns geradores, o que é manifestado nas variações periódicas na magnitude da tensão na Barra 4047.

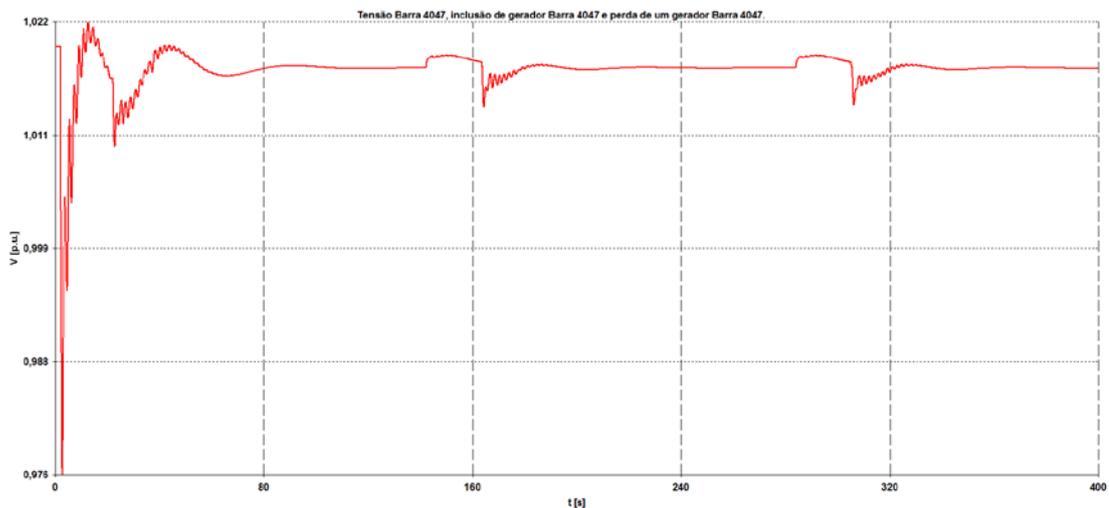


Figura 3.30: Tensão na Barra 4047, inclusão do terceiro gerador na Barra 4047 e perda de um gerador na Barra 4047.

Fonte: Elaboração própria.

A Figura 3.31 a seguir, mostra o comportamento do sistema, considerando a inclusão de dois geradores adicionais na Barra 4031 (das mesmas características do gerador já ligado nessa barra, 2 x 350 MVA) e a perda de um gerador da Barra 4047. Procedeu-se de esta maneira para que os reforços em geração, das ações de controle, sejam de montantes similares. Pode-se observar que esta ação de controle, aplicada na barra posicionada no primeiro lugar da classificação conforme com as MPR's do caso operativo próximo à singularidade, após a contingência, não evita o colapso de tensão no sistema.

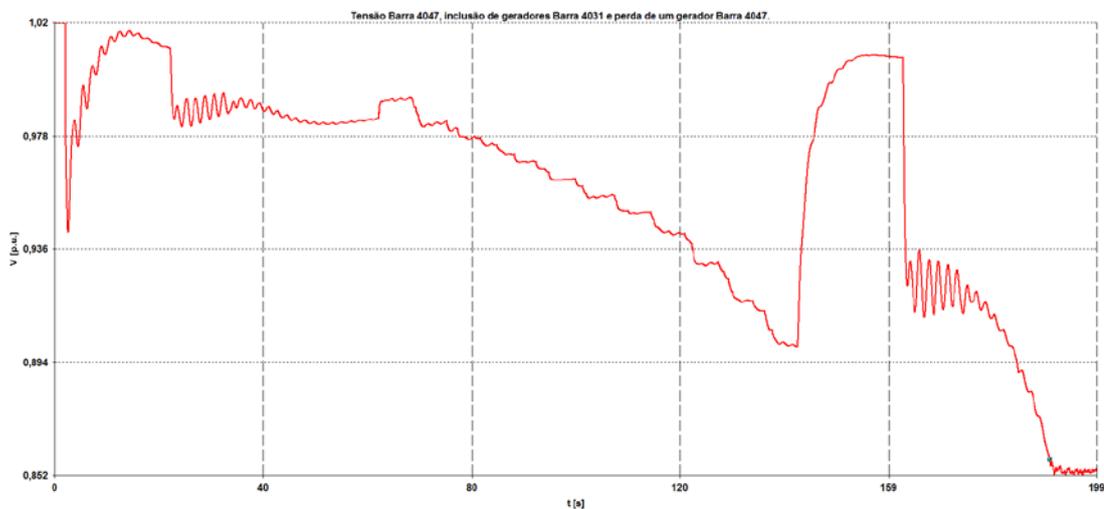


Figura 3.31: Tensão na Barra 4047, inclusão de dois geradores adicionais na Barra 4031 e perda de um gerador na Barra 4047.

Fonte: Elaboração própria.

Os resultados destas três últimas ações de controle mostram que só é efetiva a ação de controle correspondente à barra colocada na primeira posição da classificação segundo a MPR, caso base, logo após a contingência. No entanto, uma vez que esta ação de controle, consistente na adição de um gerador, foi tomada na mesma barra onde um gerador é perdido, estes resultados podem ser objeto de maior pesquisa.

Por outro lado, com base na classificação fornecida pelo TV na Tabela 3.15, foram realizados cortes de carga em distintas barras, de maneira a verificar o impacto desta ação de controle no comportamento do sistema. Pode-se verificar através de simulações, que o corte de carga mínimo para evitar a operação dos OXL's e a instabilidade de tensão de longo prazo é de 300 MW. Este corte foi realizado aos 3 segundos de iniciada a simulação, um segundo após a perda do gerador 2 da Barra 4047. A Figura 3.32 mostra a tensão na Barra 4047, ante a contingência sob estudo e o corte de carga na Barra 1041, barra crítica conforme com o *ranking* do TV.

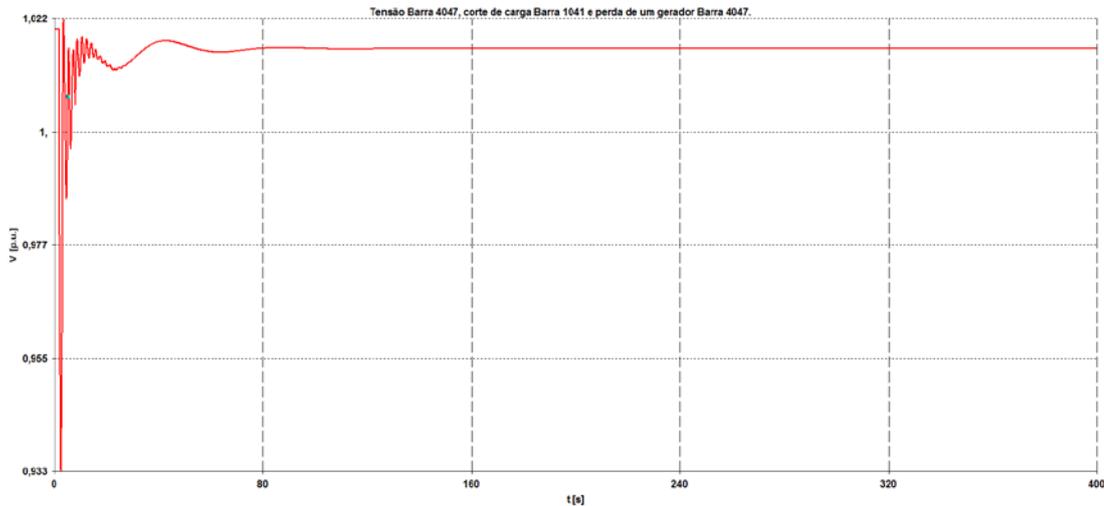


Figura 3.32: Tensão na Barra 4047, corte de carga de 300 MW na Barra 1041 e perda de um gerador na Barra 4047.

Fonte: Elaboração própria.

Cabe destacar que o mesmo montante de carga foi desligado em outras barras, evitando o colapso de tensão, as ditas barras são:

- Barra 1043: segunda no *ranking* do TV e imediatamente adjacente (separada por uma linha de transmissão) à Barra 1041 (primeira no ranking do TV);
- Barra 1045: quarta no *ranking* do TV e imediatamente adjacente à Barra 1041 (primeira no ranking do TV);
- Barra 1044: décima no *ranking* do TV e imediatamente adjacente à Barra 1043 (segunda no ranking do TV);
- Barra 46: quinta no *ranking* do TV e ligada através de um transformador de 400/130 kV à Barra 4046, imediatamente adjacente à Barra 4047 (primeira no *ranking* da MPR);
- Barra 43: sexta no *ranking* do TV e ligada através de um transformador de 400/130 kV à Barra 4043, imediatamente adjacente à Barra 4047 (primeira no *ranking* da MPR).

Por outro lado, em função da carga da Barra 47 (nona no *ranking* do TV e ligada através de um transformador à Barra 4047, primeira no *ranking* da MPR) ser de só 100 MW, foi simulado o corte de carga total desta barra, junto com o corte de 200 MW na Barra 46, comprovando que esta medida também evita o colapso de tensão.

Cortes de carga de até 300 MW em qualquer outra barra ou combinação de barras do sistema, não evitam o aparecimento do fenômeno de instabilidade de tensão de longo prazo.

Estes resultados demonstram que na maioria dos casos, o TV sinaliza adequadamente as barras candidatas a ações de controle tendentes a evitar a instabilidade de tensão de longo prazo. Por outro lado, verifica-se que o corte de carga em barras eletricamente próximas à barra crítica, conforme com o critério da MPR, também fornecem bons resultados.

Por sua vez, mediante simulações conseguiu-se verificar que a compensação *shunt* não constitui uma ação de controle adequada ante a contingência sob estudo, já que esta medida não evita o colapso de tensão ou a operação dos OXL's dos geradores, para valores razoáveis de bancos de capacitores.

Atribui-se este resultado à acentuada redução do nível de tensão em vários pontos do sistema, com a conseqüente baixa eficiência da compensação *shunt*, considerando que os reativos injetados pelos bancos de capacitores *shunt* diminuem com o quadrado da tensão.

Considerando que o objetivo deste trabalho é propor uma metodologia de análise de estabilidade de tensão de longo termo no âmbito do planejamento, foi considerada também como ação de controle, a construção de linhas de transmissão de 400 kV entre as subestações que já têm uma ou mais linhas que as interligam.

Desta maneira foi elaborado o Quadro 3.6, onde são apresentados os resultados de ligar uma linha de transmissão adicional, com os mesmos parâmetros da ou das linhas existentes entre as barras indicadas nas duas primeiras colunas (De e Para). Os circuitos são ordenados de maneira a que, na parte superior fiquem colocados aqueles reforços que fornecem resultados mais favoráveis, em relação à estabilidade de tensão.

Pode se observar que os reforços do sistema, adequados como ações de controle contra a contingência em estudo (primeiras 5 linhas do Quadro 3.6), correspondem a novos circuitos entre a área Norte e a área Central (um dos reforços, a linha 4044 - 4041 liga duas barras da área Central, sendo a Barra 4041 uma barra ligada a um compensador síncrono). Em outras palavras, são circuitos que unem uma zona com reduzido suporte de potência reativa (como indicado pelas análises com a curva QV), com zonas que dispõem de capacidade de suporte de potência reativa (barras com MPR negativa), como no caso das Barras 4032 e 4021.

Desta maneira, pode se afirmar que, desde a perspectiva da estabilidade de tensão, é conveniente que novos circuitos liguem barras com reduzido suporte de potência reativa, com barras que possuam elevadas MPR's (negativas).

Quadro 3.6: *Ranking* de Barras conforme com as MPR's e o VT, logo depois da perda de um gerador da barra 4047.

DE	PARA	RESULTADO
4032	4044	Evita – se o colapso
4021	4042	Evita – se o colapso
4041	4044	Evita – se o colapso, embora são ativados limitadores
4032	4042	Evita – se o colapso, embora são ativados limitadores
4045	4062	Evita – se o colapso, embora são ativados limitadores
4031	4041	Colapso em 620 s
4042	4043	Colapso em 246 s
4022	4031	Colapso em 189 s
4042	4044	Colapso em 139 s
4045	4051	Colapso em 137 s
4043	4046	Colapso em 136 s
4011	4021	Colapso em 136 s
4044	4045	Colapso em 134 s
4021	4032	Colapso em 134 s
4046	4047	Colapso em 131 s
4012	4022	Colapso em 131 s
4011	4022	Colapso em 130 s
4043	4047	Colapso em 125 s
4043	4044	Colapso em 125 s
4041	4061	Colapso em 123 s
4031	4032	Colapso em 122 s
4011	4012	Colapso em 122 s
4071	4072	Colapso em 114 s
4062	4061	Colapso em 113 s
4062	4063	Colapso em 113 s
4011	4071	Colapso em 112 s
4012	4071	Colapso em 111 s

Fonte: Elaboração própria.

3.2.6 Conclusões em Relação ao Sistema Teste Swedish

Com base aos resultados desta seção, pode se afirmar que as contingências mais severas, em relação à instabilidade de tensão de longo termo, podem ser determinadas adequadamente mediante a classificação de barras fornecida pela curva QV. Esta classificação fornece informação de maior relevância quando a mesma é realizada com base nas MPR's num ponto operativo próximo à singularidade da matriz Jacobiana.

As MPR's das barras fornecem indícios importantes em relação às regiões do sistema carentes de reativos, enquanto que o TV sinaliza de maneira adequada as barras onde iniciar-se-ia a instabilidade de tensão ante o incremento das cargas (barra crítica). Estas informações ajudam a direcionar as análises em relação ao estudo das contingências de circuitos que originariam problemas relacionados com a instabilidade de tensão de longo prazo.

Os resultados das ações de controle em relação a reforços de geração mostram a efetividade da ação de controle correspondente à barra colocada na primeira posição da classificação segundo a MPR, caso base, logo após a contingência.

Na maioria dos casos, o TV sinaliza adequadamente as barras candidatas a ações de controle tendentes a evitar a instabilidade de tensão de longo prazo. Por outro lado, verifica-se que o corte de carga em barras eletricamente próximas à barra crítica, conforme com o critério da MPR, também fornece bons resultados.

Desde a perspectiva de estabilidade de tensão, é conveniente que reforços no sistema de transmissão, como novos circuitos, liguem barras com reduzido suporte de potência reativa, com barras que possuam uma elevada MPR (negativa).

A combinação de informações fornecidas pelas análises estáticas e dinâmicas ajuda a determinar as ações de controle mais convenientes para evitar o colapso de tensão no sistema.

3.3 O Sistema Interligado Nacional do Paraguai

Nesta seção são descritos os resultados dos estudos no SIN, rede elétrica do Paraguai, com notáveis características que propiciam o aparecimento do fenômeno em estudo.

3.3.1 Descrição do Sistema

As fontes de geração do Sistema Interligado Nacional do Paraguai (SIN) consideradas para o período sob análise são 100% de origem hidráulica, sendo as características das mesmas, as seguintes:

- **Central Hidroelétrica de Acaray (CH - ACY).** As quatro unidades da CH - ACY operam com potências nominais de 56 MVA (Grupos 1 e 2) e 60 MVA (Grupos 3 e 4).
- **Central Hidroelétrica de Itaipú (CH - IPU).** A CH - IPU despacha até 10 unidades geradoras de 50 Hz, 823,6 MVA cada uma. A mesma interliga-se com o Sistema Interligado Nacional do Brasil (SINB) através de um sistema de corrente contínua (HVDC, *High Voltage Direct Current*), constituído por dois bipolos de ± 600 kV (6300 MW).
- **Central Hidroelétrica de Yacretá (CH - YAC).** Considera - se o despacho das 20 unidades da CH - YAC, com uma capacidade de 172,5 MVA cada uma, operando interligada ao Sistema Argentino de Interligação (SADI).

- **Central Hidroelétrica de Yguazú (CH - YZU).** Em operação a partir do ano 2018, com duas unidades de 120 MVA (100 MW) cada uma, operando como central de ponta.

O resumo do despacho de potência das centrais hidroelétricas do SIN para os diferentes períodos da demanda de carga (Máxima Simultânea e Leve), do horizonte analisado, encontra-se na Tabela 3.16, a seguir.

Tabela 3.16: Resumo do despacho de potência.

Período	Generación [MW]									
	Máxima Simultânea					Carga Leve				
Año	Itaipú	Yacyretá	Acaray	Yguazú	Total	Itaipú	Yacyretá	Acaray	Yguazú	Total
2014	2365	456	214	0	3035	1025	214	214	0	1453
2015	2694	502	214	0	3410	1279	234	214	0	1727
2016	2353	1201	214	0	3768	1138	579	214	0	1931
2017	2597	1328	214	0	4139	1258	617	214	0	2089
2018	2769	1328	214	200	4511	1386	654	214	0	2254

Fonte: ANDE (2013).

A demanda do SIN, durante o período em estudo (2014 - 2018), experimenta um incremento de 9,11% ao ano (ANDE, 2013). Considera-se, além disso, a instalação de Indústrias Eletro-Intensivas (IEI) em diferentes pontos do sistema. Os fatores de potência das cargas do SIN são considerados constantes para todos os anos do período analisado. A Tabela 3.17, a seguir mostra os valores da demanda Máxima Simultânea do SIN, com as IEI. Cabe ressaltar que a carga Leve do SIN ostenta valores que oscilam entre o 40% e o 60% da demanda Máxima Simultânea.

Tabela 3.17: Demanda Máxima Simultânea do SIN.

Año	2014	2015	2016	2017	2018
Demanda [MW]	2896	3293	3658	4019	4439

Fonte: ANDE (2013).

Por outro lado, menciona-se neste ponto, que o SIN possui Sistemas Regionais, conforme a Figura 3.33. A distribuição da demanda no sistema elétrico paraguaio indica uma forte concentração no Sistema Metropolitano (57%), seguido pelos Sistemas Leste (19%), Central (10%), Sul (9%), Norte (4%) e Oeste (1%). Os prognósticos da ANDE indicam que essa distribuição iria se manter no curto e médio prazos.

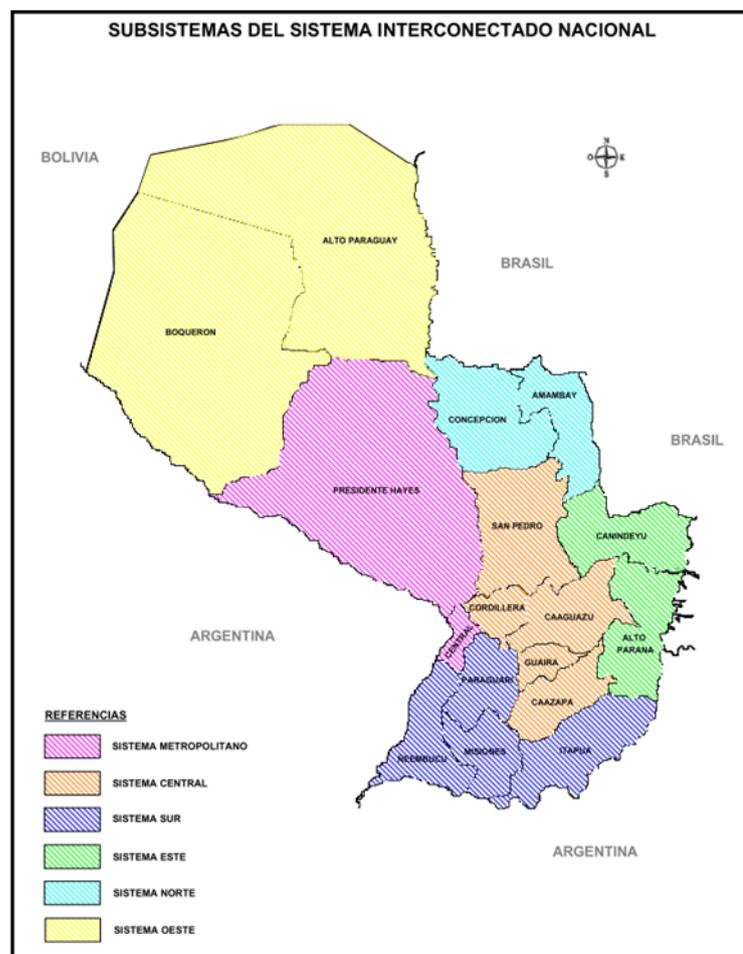


Figura 3.33: Sistemas Regionais do SIN.
Fonte: ANDE (2013).

Comparando os valores da Tabela 3.17 com a capacidade de geração das centrais, observa-se claramente que o SIN tem uma disponibilidade de potência muito superior a sua demanda. O excedente de geração correspondente à CH-IPU é exportado ao SINB mediante o HVDC de Furnas, localizado na cidade de Foz do Iguaçu, enquanto que o excedente correspondente à CH-YAC é exportado ao SADI, mediante linhas de transmissão de 500 kV.

Outro intercâmbio de energia elétrica constitui o fornecimento ao Sistema Norte Argentino (EMSA), atualmente em operação e com um fluxo variável, considerado como uma venda de 25 MW (carga), tendo como ponto de interligação a Subestação Carlos Antonio López (Sistema Leste).

Ante a inviabilidade técnica de operar as centrais de Itaipú e Yacyretá de maneira interligada (ANDE, 2013), devido à fraqueza do sistema de transmissão da ANDE, por problemas de estabilidade e a diferença de estatismo do SADI e a CH-IPU, desde o ano 2014 até o ano 2015, assume-se que o SIN opera em dois subsistemas eletricamente separados (Figura 3.34).

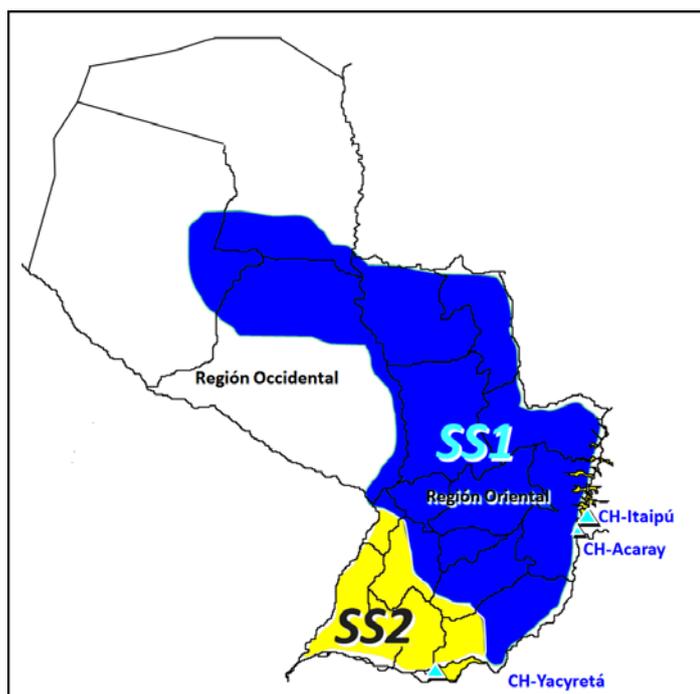


Figura 3.34: Subsistemas elétricos do SIN.
Fonte: ANDE, 2013.

- **Subsistema 1 (SS1):** Abastecido pelas centrais de Itaipú e Acaray, operando em paralelo com o SINB. Este subsistema abastece normalmente os Sistemas Leste, Central, Norte, Oeste, parte do Sul e a maior parte do Sistema Metropolitano.
- **Subsistema 2 (SS2):** Abastecido pela CH-YAC e operando em paralelo com o SADI. Este subsistema abastece a parte do Sistema Sul e parte do Sistema Metropolitano, o qual é abastecido através da linha de 220 kV em circuito duplo Ayolas-San Patrício-Guarambaré.

A parcela do Sistema Metropolitano normalmente transferida ao SS2 compreende as seguintes cargas: Guarambaré, Villeta, Gran Hospital Nacional, Itauguá, San Antonio, Puerto Sajonia, Republicano, Valle Apuá e General Díaz, assim como Quiindy e Caapucú.

Por sua vez, atendendo à incorporação de importantes obras de transmissão no nível de 500 kV dentro do plano de obras de transmissão para o período 2016-2018 da ANDE (ANDE, 2013), adota-se a operação totalmente interligada do SIN num único sistema elétrico. Nesta configuração todas as centrais de geração, Acaray, Yguazú, Itaipú e Yacretá, operam de forma sincronizada, como mostrado na Figura 3.35 (Mapa elétrico do SIN, ano 2018), onde pode-se observar as diferentes subestações e centrais elétricas dentro do território paraguaio.

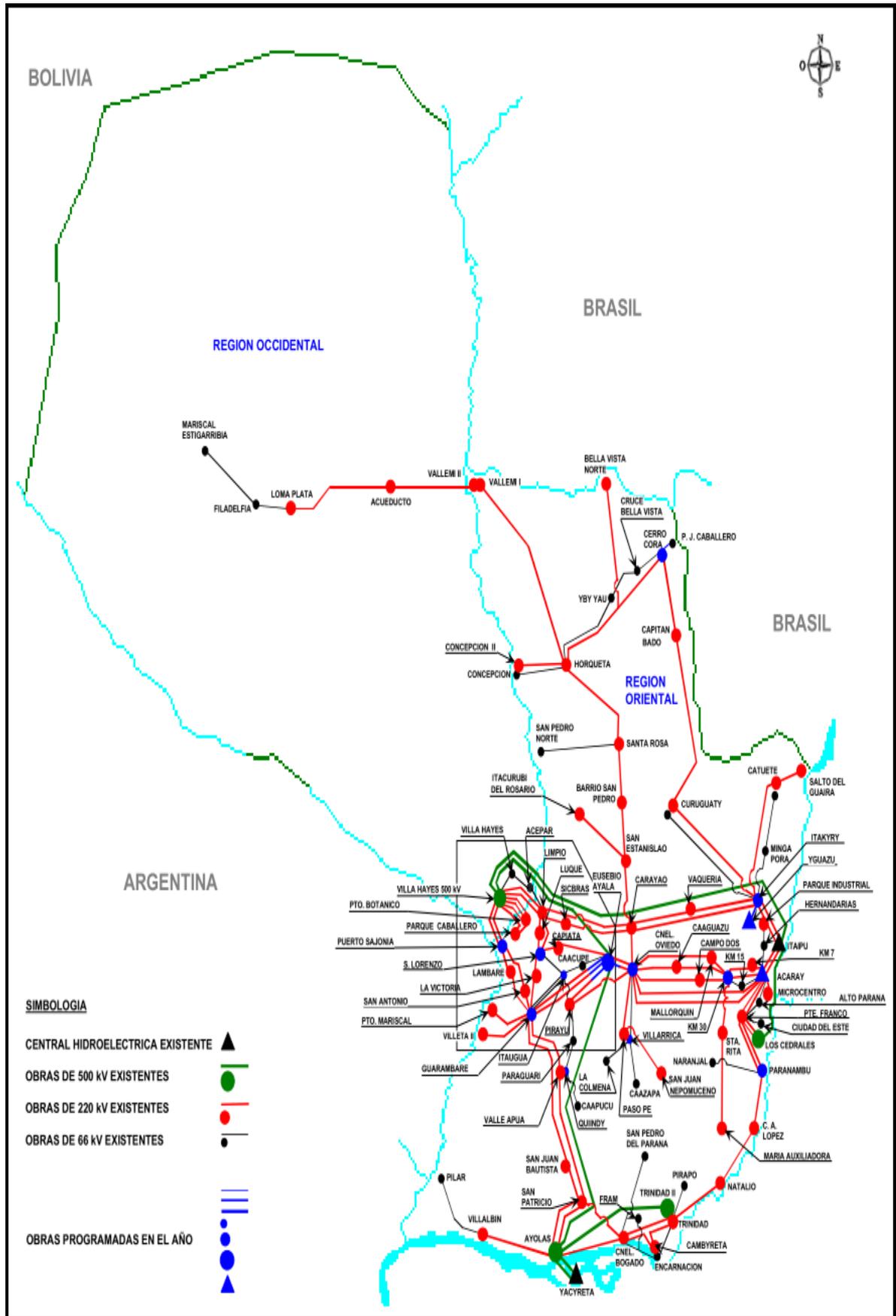


Figura 3.35: Mapa eléctrico do SIN, ano 2018.
 Fonte: ANDE (2013).

Com a operação interligada logra-se, além de uma otimização na utilização da infraestrutura de geração e transmissão, uma maior flexibilidade operativa e aumento da confiabilidade do sistema, com o que se tem maior segurança no fornecimento de energia.

Atendendo a estudos disponíveis (ANDE, 2013) que indicam a possibilidade de uma operação completamente interligada entre as centrais de Itaipú e Yacyretá a partir da existência de um vínculo de 500 kV entre elas, junto com a implementação de adequados dispositivos de controle, esta configuração será adotada a partir de finais do ano 2016, ano em que entraria em operação a LT 500 kV Ayolas-Villa Hayes. Esta linha de transmissão, operando interligada à LT 500 kV Margen Direita-Villa Hayes, constituir-se-ia no principal vínculo entre as centrais de Itaipú e Yacyretá.

Cabe ressaltar que as tensões de operação do sistema são 500 kV, 220 kV, 66 kV e 23kV, sendo que esta última, corresponde geralmente a barras de carga, de onde partem os alimentadores de distribuição.

3.3.2 Descrição do Cenário e Principais Dispositivos de Controle

Embora os intercâmbios entre os diferentes Sistemas Regionais do SIN, os intercâmbios com as centrais hidroelétricas e os intercâmbios com o SINB e o SADI variam ano a ano, os cenários são similares em todo o período analisado. Visando mostrar tais intercâmbios, apresenta-se a seguir a Figura 3.36, onde pode se observar o comportamento do sistema correspondente ao ano 2016, período de demanda Máxima Simultânea.

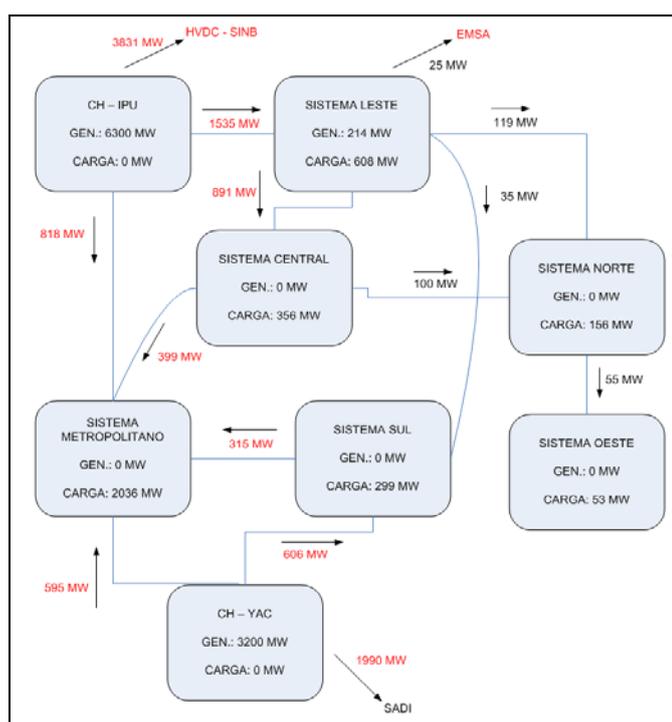


Figura 3.36: Intercâmbios entre Sistemas Regionais do SIN, centrais hidroelétricas, SINB e SADI.

Fonte: Elaboração própria.

Pode-se observar na Figura 3.36, o caráter radial de algumas regiões da rede elétrica (Sistemas Norte e Oeste, principalmente), e sua fraca vinculação com o restante do sistema. Adicionalmente, cabe ressaltar que a maior parte do sistema de transmissão está constituído por longas linhas de 220 kV, com relação X/R pequena. Observa-se também que não existem fontes de geração no principal centro de carga, o Sistema Metropolitano, com uma forte participação na demanda total do SIN. Todas estas condições configuram um cenário favorável para a aparição de problemas relacionados com a estabilidade de tensão.

As cargas do SIN foram modeladas como cargas estáticas (ZIP), da seguinte maneira:

- Parte ativa: 70% corrente constante, 30% impedância constante.
- Parte reativa: 100% impedância constante.

A grande concentração de cargas do Sistema Metropolitano origina a necessidade de adotar medidas que permitam fornecer o suporte de potência reativa adequada para esta região. Desta maneira, além da tradicional compensação *shunt*, mediante bancos de capacitores (usualmente em 23 kV), o Sistema Metropolitano possui os seguintes dispositivos de compensação:

- **Compensador Estático de Potência Reativa na Subestação San Lorenzo (CER-SLO).** Este equipamento, ligado em 66 kV, com uma capacidade de -80/150 MVar, está composto por dois reatores controlados por tiristores (TCR, *Thyristor Controlled Reactor*), ligados mediante um transformador redutor de 66/6,5/6,5 kV de 80 MVA, um filtro amortecido de 25 MVar e cinco filtros de 25 MVar cada um. Todos os filtros estão ligados em 66 kV e são manobrados mediante disjuntores. Encontra-se em operação no SIN desde aproximadamente 30 anos.
- **Compensador Estático de Potência Reativa na Subestação de Limpio (CER-LIM).** Este equipamento, ligado em 220 kV, com uma capacidade de -150/250 MVar, está composto por um TCR e dois capacitores manobrados por tiristores (TSC, *Thyristor Switched Capacitor*), junto com seus respectivos filtros de harmônicas (5^a, 7^a e passa alta). Encontra se em operação no SIN desde aproximadamente 15 anos.
- **Sistema de Compensação Estática de Potência Reativa na Subestação Guaramaré (SVS - GUA).** Este equipamento, ligado em 220 kV terá uma capacidade de -120/300 MVar. Estará composto por uma parte dinâmica constituída por dois TSC, um TCR e filtros associados com capacidade de -120/140 MVar, junto com uma parte estática, composta por dois bancos de capacitores de 80 MVar, 220 kV cada um, manobrados mecanicamente mediante disjuntores de 220 kV (MSC, *Mechanically Switched Capacitor*). Embora estima-se que o SVS - GUA entrará em

operação no ano 2015, os MSC's correspondentes já estão em serviço desde o ano 2013.

- **Dois bancos de capacitores de 80 MVar, 220 kV cada um (MSC's) na Subestação San Lorenzo.** Estão em serviço desde o ano 2013.

Além destes equipamentos, os requerimentos de suporte de potência reativa nos Sistemas Norte e Oeste, considerando a baixa potência de curto-circuito nas subestações de tais Sistemas Regionais, impõem a necessidade de operação de outro CER:

- **Compensador Estático de Potência Reativa na Subestação de Horqueta (CER - HOR).** Este equipamento, ligado em 220 kV, com uma capacidade de -80/150 MVar, está composto por dois TSC's, um TCR e filtros associados. Encontra-se em operação no SIN desde o ano 2012.

Todos estes compensadores foram modelados, tanto para as análises estáticas (barras PV) como as dinâmicas (modelo detalhado dos laços principais de controle).

Por outro lado, todos os transformadores do SIN que possuem OLTC's foram representados. Tem-se principalmente transformadores de 500/220 kV (OLTC no lado de baixa tensão, controlando a tensão nesse lado) e transformadores de 220/23 kV, 220/66 kV e 220/66/23 kV (OLTC no lado de alta tensão, controlando a tensão do lado de baixa tensão). Embora os ajustes dos OLTC's variem em cada caso particular, foi assumido, visando de simplificar o modelo, o ajuste mais frequentemente encontrado no SIN, para todos os transformadores do sistema. Este ajuste pode ser caracterizado pelos seguintes parâmetros:

- Atraso de 30 s, linear;
- Banda morta de 2% para a sensibilização do relé;
- Histerese de 1,5% para o *reset* do relé;
- Tempo de atuação do motor do OLTC de 50 ms;
- Tempo de rearme do motor de 5 s.

Por sua parte, os geradores de todas as centrais (CH-IPU, CH-YAC, CH-ACY e CH-YZU) têm representados seus respectivos reguladores de velocidade (RAV's) e reguladores de tensão (RAT's), enquanto que só as unidades das centrais de Itaipú e Yacyretá têm PSS's (o PSS correspondente à CH-IPU foi incluído desde o ano 2016, no qual seria iniciada a operação completamente interligada do SIN). Os RAT's de todas as centrais possuem OXL's. Em relação às exportações de energia, tanto a venda a EMSA na Subestação Carlos Antonio López, como o intercâmbio de energia com o SADI na CH-YAC foram modeladas como

cargas estáticas de potência constante, tendo em consideração a incerteza em relação aos dados dinâmicos, cargas e despachos do SADI, assim como o alcance deste trabalho.

No entanto, a exportação de energia ao SINB foi modelada em maior detalhe. Quatro linhas de 500 kV partem da Subestação Margen Derecha até a Subestação Foz de Iguaçu, onde encontra-se a etapa retificadora do HVDC. O sistema de corrente contínua possui dois bipolos de ± 600 kV, com uma capacidade de 3150 MW cada um. A etapa retificadora possui oito conversores (dois por pólo) e cinco filtros, totalizando 1538 MVar. Logo desta etapa, quatro linhas de transmissão de corrente contínua, duas delas operando a +600 kV e outras duas operando a -600 kV, percorrem por uma distância de aproximadamente 800 km até a Subestação de Ibiúna, na área de São Paulo, onde encontra-se a etapa inversora do HVDC. Esta etapa possui também oito conversores (dois por pólo) e catorze filtros, totalizando 3189,3 MVar. Na Subestação Ibiúna também estão em operação quatro compensadores síncronos de -220/330 MVar, 345 kV. Todos estes elementos foram representados, além de uma carga dinâmica equivalente (motor) na Subestação Ibiúna, que representa o SINB.

O HVDC opera normalmente no modo de controle de potência constante. Um dos controladores do sistema de corrente contínua é o **STAB 50**. Este controlador atua no nível de bipolo e tem por função aumentar o amortecimento das oscilações de frequência em regime permanente e limitar as sub-frequências no lado retificador, reduzindo a potência do sistema de corrente contínua no caso de perda de geração. Para eventos no sistema de corrente contínua e no sistema inversor que originem sobre-frequência no lado de 50 Hz, o STAB 50 aumenta a ordem de potência para reduzir as variações de frequência.

Outro dos principais elementos de controle do HVDC é o **Comutador de taps dos Transformadores Conversores**. A comutação de *taps* dos transformadores conversores é realizada no nível de pólo e pode operar em controle manual ou automático, sendo este adotado em condições normais de operação. No retificador o objetivo da mudança de *taps* é manter o ângulo de disparo α dentro de certa faixa calculada para minimizar o consumo de reativos e ao mesmo tempo permitir um rápido aumento da tensão de corrente contínua, caso seja solicitado pelo sistema de controle. Quando o ângulo α é menor que $12,5^\circ$ ou maior que $17,5^\circ$, durante cinco segundos ou mais, é comandada a mudança de *taps* com a finalidade de retornar o ângulo dentro desta faixa e manter constante a tensão contínua. Assim também, a comutação dos *taps* nos transformadores conversores do lado inversor ocorre quando a tensão de corrente contínua é inferior a 0,9875 p.u. ou superior a 1,0125 p.u., pelo menos durante 5 segundos. Cada comutação, tanto no retificador como no inversor, alteram a posição dos *taps* em 0,0125 p.u.

3.3.3 Análise Estática

As tabelas a seguir mostram a classificação de barras obtida com o ordenamento segundo a MPR e o TV para todo o período sob análise (2014-2018). A Tabela 3.18 corresponde à classificação de barras segundo a MPR, caso operativo próximo à singularidade da matriz Jacobiana, considerando como caso base a demanda Máxima Simultânea do SIN, enquanto que a Tabela 3.19 corresponde ao ordenamento de barras segundo o TV para o caso de demanda Máxima Simultânea. Analogamente, a Tabela 3.20 corresponde à classificação de barras segundo a MPR, caso operativo próximo à singularidade da matriz Jacobiana, considerando como caso base o correspondente ao período de carga Leve, enquanto que a Tabela 3.21 corresponde à classificação de barras segundo o TV para o caso de carga Leve.

Tabela 3.18: Classificação de barras segundo a MPR, período 2014 - 2018, demanda Máxima Simultânea.

Caso	14s		Caso	15s		Caso	16s	
Ranking	Num Barra	Nome Barra	Ranking	Num Barra	Nome Barra	Ranking	Num Barra	Nome Barra
1	411	LIM RE	1	411	LIM RE	1	700	IPU18
2	302	SLO RE 66	2	302	SLO RE 66	2	411	LIM RE
3	4468	HOR RE	3	5404	GUA RE	3	302	SLO RE 66
4	182	ACYG2	4	4468	HOR RE	4	4468	HOR RE
5	181	ACYG1	5	182	ACYG2	5	5404	GUA RE
6	184	ACYG4	6	184	ACYG4	6	181	ACY G1
7	183	ACYG3	7	183	ACYG3	7	184	ACY G4
8	630	ADM66	8	181	ACYG1	8	630	RED66
9	230	ADM23	9	802	NMD500	9	230	RED23
10	376	CZA66	10	404	GUA220	10	316	LAM66
11	277	CLY23	11	401	ACY220	11	219	MPO23
12	279	LPA23	12	430	RED220	12	262	SPP23
13	274	FIL23	13	2308	REP66	13	4214	BVN23
14	251	PBU23	14	484	IRY220	14	238	CAU23
15	250	NAR23	15	2418	VIC220	15	1281	ACY23
16	1281	ACY23	16	293	CAP23	16	356	AYO66
17	272	CON23	17	630	ADM66	17	280	CBO23
18	484	IRY220	18	230	ADM23	18	252	CAL23
19	2284	APR 23	19	4413	PSA220	19	260	ENC23
20	273	COV23	20	313	PSA66	20	254	TRI23

Caso	17s		Caso	18s	
Ranking	Num Barra	Nome Barra	Ranking	Num Barra	Nome Barra
1	700	IPU18	1	700	IPU18
2	302	SLO RE 66	2	411	LIM RE
3	4468	HOR RE	3	4468	HOR RE
4	411	LIM RE	4	302	SLO RE 66
5	5404	GUA RE	5	5404	GUA RE
6	182	ACY G2	6	367	SRO66
7	181	ACY G1	7	267	SRO23
8	184	ACY G4	8	427	VAQ220
9	183	ACY G3	9	825	BGD500
10	230	RED23	10	269	YBY23
11	630	RED66	11	425	PIR220
12	3270	FRA23	12	4466	GAQ220
13	4409	SIC220	13	370	CBV66
14	350	NAR66	14	430	RED220
15	257	VIN23	15	472	BDO220
16	251	PBU23	16	412	BSP220
17	374	FIL66	17	4414	BVN220
18	256	AYO23	18	372	CON66
19	392	CUR66	19	264	VMI06
20	2204	CDE23	20	1469	VMI220

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 3.19: Classificação de barras segundo o VT, período 2014 - 2018, demanda Máxima Simultânea.

Caso	14s		Caso	15s		Caso	16s	
Ranking	Num Barra	Nome Barra	Ranking	Num Barra	Nome Barra	Ranking	Num Barra	Nome Barra
1	230	ADM23	1	230	ADM23	1	230	ADM23
2	286	MES23	2	286	MES23	2	286	MES23
3	274	FIL23	3	274	FIL23	3	274	FIL23
4	630	ADM66	4	386	MES66	4	386	MES66
5	386	MES66	5	374	FIL66	5	374	FIL66
6	374	FIL66	6	279	LPA23	6	379	LPA66
7	279	LPA23	7	379	LPA66	7	279	LPA23
8	379	LPA66	8	272	CON23	8	276	CZA23
9	272	CON23	9	276	CZA23	9	2271	CCO23
10	276	CZA23	10	372	CON66	10	2279	ACU23
11	372	CON66	11	630	ADM66	11	479	LPA220
12	270	CBV23	12	270	CVB23	12	270	CBV23
13	269	YBY23	13	2271	CCO23	13	272	CON23
14	2271	CCO23	14	269	YBY23	14	271	PJC23
15	220	TBO23	15	271	PJC23	15	4479	ACU220
16	233	CAE23	16	479	LPA220	16	269	YBY23
17	271	PJC23	17	299	SPN23	17	264	VM106
18	479	LPA220	18	264	VM106	18	265	VM223
19	2209	VAU23	19	265	VM223	19	299	SPN23
20	203	BPA23	20	220	TBO23	20	365	VM266

Caso	17s		Caso	18s	
Ranking	Num Barra	Nome Barra	Ranking	Num Barra	Nome Barra
1	230	ADM23	1	286	MES23
2	286	MES23	2	274	FIL23
3	274	FIL23	3	386	MES66
4	386	MES66	4	374	FIL66
5	374	FIL66	5	230	ADM23
6	279	LPA23	6	279	LPA23
7	379	LPA66	7	379	LPA66
8	2279	ACU23	8	479	LPA220
9	479	LPA220	9	2279	ACU23
10	276	CZA23	10	272	CON23
11	272	CON23	11	276	CZA23
12	4479	ACU220	12	4479	ACU220
13	264	VM106	13	264	VM106
14	265	VM223	14	265	VM223
15	299	SPN23	15	299	SPN23
16	365	VM266	16	365	VM266
17	270	CBV23	17	270	CBV23
18	469	VM1220	18	469	VM1220
19	1469	VM2220	19	1469	VM2220
20	630	ADM66	20	372	CON66

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 3.20: Classificação de barras segundo a MPR, período 2014 - 2018, carga Leve.

Caso	14l		Caso	15l		Caso	16l	
Ranking	Num Barra	Nome Barra	Ranking	Num Barra	Nome Barra	Ranking	Num Barra	Nome Barra
1	392	CUR66	1	411	LIM RE	1	700	IPU18
2	497	CZU220	2	181	ACYG1	2	4468	HOR RE
3	201	SLO23	3	182	ACYG2	3	183	ACYG3
4	399	SPN66	4	5404	GUA RE	4	184	ACYG4
5	4468	HOR RE	5	4468	HOR RE	5	181	ACYG1
6	411	LIM RE	6	630	ADM66	6	182	ACYG2
7	183	ACYG3	7	230	ADM23	7	4413	PSA220
8	184	ACYG4	8	286	MES23	8	846	VHA500
9	181	ACYG1	9	379	LPA66	9	421	LUQ220
10	182	ACYG2	10	274	FIL23	10	408	PBO220
11	302	SLO RE	11	386	MES66	11	630	ADM66
12	230	ADM23	12	270	CBV23	12	2309	VAU66
13	375	VIL66	13	365	VM266	13	434	ESA220
14	630	ADM66	14	279	LPA23	14	461	VAP220
15	371	PJC66	15	374	FIL66	15	496	CDO220
16	224	PCA23	16	299	SPN23	16	230	ADM23
17	365	VM266	17	222	COL23	17	5403	ADU220
18	403	SLO220	18	265	VM223	18	326	BCP66
19	4497	SJN220	19	3351	IPU66	19	412	BSP220
20	372	CON66	20	219	MPO23	20	216	LAM23

Caso	17l		Caso	18l	
Ranking	Num Barra	Nome Barra	Ranking	Num Barra	Nome Barra
1	700	IPU18	1	700	IPU18
2	4468	HOR RE	2	411	LIM RE
3	183	ACYG3	3	4468	HOR RE
4	184	ACYG4	4	184	ACYG4
5	181	ACYG1	5	183	ACYG3
6	182	ACYG2	6	181	ACYG1
7	408	PBO220	7	182	ACYG2
8	230	ADM23	8	5404	GUA RE
9	404	GUA220	9	630	ADM66
10	630	ADM66	10	230	ADM23
11	5401	ADU220	11	223	FDM23
12	2311	GD66	12	286	MES23
13	244	LIM23	13	257	VIN23
14	311	CEN66	14	279	LPA23
15	203	BPA23	15	274	FIL23
16	223	FDM23	16	4214	BVN23
17	466	SES220	17	255	PPO23
18	2204	CDE23	18	292	CUR23
19	2291	CAT23	19	299	SPN23
20	3370	FRA66	20	258	PIL23

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 3.21: Classificação de barras segundo o VT, período 2014 - 2018, carga Leve.

Caso	14I		Caso	15I		Caso	16I	
Ranking	Num Barra	Nome Barra	Ranking	Num Barra	Nome Barra	Ranking	Num Barra	Nome Barra
1	230	ADM23	1	230	ADM23	1	230	ADM23
2	630	ADM66	2	286	MES23	2	286	MES23
3	286	MES23	3	274	FIL23	3	274	FIL23
4	274	FIL23	4	630	ADM66	4	630	ADM66
5	386	MES66	5	386	MES66	5	386	MES66
6	374	FIL66	6	374	FIL66	6	374	FIL66
7	279	LPA23	7	279	LPA23	7	279	LPA23
8	379	LPA66	8	379	LPA66	8	379	LPA66
9	272	CON23	9	272	CON23	9	2279	ACU23
10	479	LPA220	10	479	LPA220	10	479	LPA220
11	372	CON66	11	372	CON66	11	264	VM106
12	264	VM106	12	264	VM106	12	4479	ACU220
13	265	VM223	13	265	VM223	13	265	VM223
14	365	VM266	14	365	VM266	14	272	CON23
15	269	YBY23	15	2271	CCO23	15	365	VM266
16	2271	CCO23	16	269	YBY23	16	1469	VM2220
17	271	PJC23	17	271	PJC23	17	2271	CCO23
18	270	CBV23	18	270	CBV23	18	271	PJC23
19	469	VM1220	19	469	VM1220	19	270	CBV23
20	1469	VM2220	20	1469	VM2220	20	269	YBY23

Caso	17I		Caso	18I	
Ranking	Num Barra	Nome Barra	Ranking	Num Barra	Nome Barra
1	230	ADM23	1	230	ADM23
2	630	ADM66	2	286	MES23
3	286	MES23	3	274	FIL23
4	274	FIL23	4	386	MES66
5	386	MES66	5	374	FIL66
6	374	FIL66	6	630	ADM66
7	279	LPA23	7	279	LPA23
8	379	LPA66	8	379	LPA66
9	2279	ACU23	9	2279	ACU23
10	479	LPA220	10	479	LPA220
11	264	VM106	11	264	VM106
12	4479	ACU220	12	4479	ACU220
13	265	VM223	13	265	VM223
14	272	CON23	14	272	CON23
15	365	VM266	15	365	VM266
16	469	VM1220	16	469	VM1220
17	1469	VM2220	17	1469	VM2220
18	372	CON66	18	372	CON66
19	3372	CN266	19	3372	CN266
20	299	SPN23	20	299	SPN23

Fonte: Elaboração própria.

Com estas tabelas pode-se ter uma perspectiva geral do comportamento do SIN ao longo do período considerado, em relação ao fenômeno de estabilidade de tensão. Por este motivo, nos anos 2014 e 2015, são apresentadas só as classificações de barras correspondentes ao SS1, que aglutina aproximadamente 85% da demanda do SIN.

Pode-se observar nas tabelas anteriores que, excetuando alguns casos pontuais, não existem variações significativas nas classificações correspondentes aos distintos regimes de carga analisados por cada técnica. A MPR coloca as barras correspondentes aos CER's e as barras de geração das centrais de Itaipú e Acaray nos primeiros lugares da classificação (a barra de geração da CH-YAC é considerada barra *swing* de todo o sistema a partir do ano 2016). Por sua vez, o TV coloca uma barra de 23 kV do Sistema Metropolitano (ADM23) e as barras do Sistema Oeste nos primeiros lugares da classificação.

Na Tabela 3.18, observa-se, para o ano 2014, que a classificação segundo a MPR, para o período de demanda Máxima Simultânea, coloca nos primeiros lugares da tabela as barras correspondentes a todos os CER's do SIN em operação nesse ano. No entanto, para o período de carga Leve (Tabela 3.20), a barra de 66 kV da Subestação Curuguay (CUR66), ocupa o primeiro lugar da classificação. Esta subestação, localizada no sistema Leste, é abastecida em forma radial desde a subestação Itaquyry, através da LT 66 kV Itaquyry-Curuguay, de 92 km

de comprimento, condição que favorece a aparição de problemas associados à instabilidade de tensão.

Por sua vez, o TV classifica as barras (ano 2014, Tabelas 3.19 e 3.21) de maneira praticamente invariante em relação ao período de carga. Esta característica confere ao TV a qualidade de detectar a barra crítica do sistema de maneira antecipada, como já foi reportado na literatura (ZAMBRONI, 1995, 1996). Esta técnica posiciona no primeiro lugar da classificação a barra de 23 kV da Subestação ADM (ADM23), localizada no Sistema Metropolitano, enquanto que os seguintes lugares da tabela estão ocupados por barras correspondentes a subestações do Sistema Oeste, cujas características radiais já foram comentadas. Destaca-se que a Subestação Mariscal Estigarribia (SE-MES) encontra-se no ponto mais distante do Sistema Oeste (extremo de linha).

O principal reforço do ano 2015, em relação à estabilidade de tensão, é o SVS-GUA. No entanto, os reforços da rede não introduzem alterações apreciáveis nas classificações de ambas as técnicas, em relação às condições operativas do ano 2014, para o período de demanda Máxima Simultânea. Já no período de carga Leve, a classificação segundo a MPR varia, no sentido de excluir dos primeiros lugares as barras de carga dos Sistemas Leste e Central, e colocar nessas posições a barras de tensão controlada. Atribuem-se estes resultados à adequação de barras na Subestação Itaquyry (ano 2015), que permite alimentar a Subestação Curuguay mediante dois transformadores de 220/66/23 kV operando em paralelo (no ano 2014, só um transformador de 220/66/23 kV na Subestação Itaquyry alimentava à Subestação Curuguay) e a maior transferência de cargas da Subestação Curuguay sobre o transformador de 220/23 kV instalado nesse local no ano 2015.

No ano 2016, na classificação correspondente à MPR (Tabelas 3.18 e 3.20), a barra de geração da CH-IPU (IPU18) ocupa o primeiro lugar, seguida pelas barras dos CER's e as barras de geração da CH-ACY. Atribui se este fato a que, em anos anteriores a barra IPU18 foi a barra *swing* do SS1, pelo que não foi considerada na classificação da curva QV. Com a operação interligada do SIN, esta barra se torna uma barra de tensão controlada (tipo PV). Este fato revela a importância de analisar em maior detalhe, aspectos relacionados com a barra *swing* do sistema. Por tal motivo, nos anos 2014 e 2015, devem ser consideradas contingências associadas à geração na CH-IPU. Por sua vez, no ano 2016, a classificação do TV permanece praticamente inalterada em relação aos anos anteriores.

Nos anos 2017 e 2018, a classificação de barras mediante ambas as técnicas, não experimenta variações significativas, em relação ao ano 2016.

Cabe ressaltar que, embora só sejam comentados os primeiros lugares das tabelas, ambas as técnicas fornecem um mapeamento interessante das condições do sistema, em relação ao suporte de potência reativa e às barras com maior sensibilidade em relação à variação das cargas.

Embora as barras dos CER's não sejam exatamente barras de geração, as mesmas fornecem potência reativa ao sistema, principalmente, no período de demanda Máxima Simultânea. Podem ser representadas como barras do tipo PV. Desta maneira, estendendo os resultados dos sistemas teste BPA e Swedish ao SIN, são consideradas como contingências de geração mais severas, em relação, à estabilidade de tensão, as seguintes:

- Perda de uma unidade geradora da CH-IPU, com 10 unidades em operação;
- Perda de uma unidade geradora da CH-IPU, com 9 unidades em operação;
- Perda de uma unidade geradora da CH-YAC, com 20 unidades em operação;
- Perda de uma unidade geradora da CH-YAC, com 19 unidades em operação;
- Perda do CER-LIM;
- Perda do CER-SLO;
- Perda do CER-HOR;
- Perda do SVS-GUA;
- Perda de um gerador da CH-ACY;
- Perda de um gerador da CH-YZU;
- Incremento repentino de cargas na Subestação ADM (ADM23);
- Incremento repentino de cargas na Subestação MES (MES23);
- Perda de um banco de capacitores de 220 kV, 80 MVar na Subestação Guarambaré;

Em relação às contingências de circuitos, com base aos resultados nos sistemas teste, são exploradas as seguintes perturbações:

- Perda da LT 500 kV Margen Derecha-Villa Hayes;
- Perda da LT 500 kV Ayolas-Villa Hayes;
- Perda da LT 500 kV Ayolas-Eusebio Ayala;
- Perda da LT 500 kV Margen Derecha-Los Cedrales;
- Perda de uma LT 500 kV Yacyretá-Ayolas;
- Perda da LT 500 kV Ayolas-Trinidad;
- Perda de um banco de transformadores de 500/220 kV, 600 MVA na Subestação Villa Hayes;

- Perda de um banco de transformadores de 500/220 kV, 600 MVA na Subestação Eusebio Ayala;
- Perda de um banco de transformadores de 500/220 kV, 600 MVA na Subestação Los Cedrales;
- Perda de um banco de transformadores de 500/220 kV, 375 MVA na Subestação Ayolas;
- Perda de uma LT 220 kV Carayaó-Limpio;
- Perda de uma LT 220 kV Villa Hayes-Limpio;
- Perda da LT 220 kV Limpio-Luque-San Lorenzo;
- Perda da LT 220 kV Guarambaré-La Victoria-San Lorenzo;
- Perda da LT 220 kV Coronel Oviedo-Guarambaré;
- Perda de uma LT 220 kV San Patricio-Guarambaré;
- Perda da LT 220 kV Eusebio Ayala-Guarambaré;
- Perda da LT 220 kV Villa Hayes-Parque Caballero;
- Perda da LT 220 kV Villa Hayes-Puerto Botánico;
- Perda de um banco de transformadores de 220/66/23 kV, 300/180/120 MVA na Subestação Puerto Botánico;
- Perda de um banco de transformadores de 220/66/23 kV, 300/180/120 MVA na Subestação Lambaré;
- Perda de um banco de transformadores de 220/66/23 kV, 300/180/120 MVA na Subestação Parque Caballero;
- Perda de um banco de transformadores de 220/66/23 kV, 300/180/120 MVA na Subestação Puerto Sajonia;
- Perda da LT 66 kV San Lorenzo-Barrio Parque;
- Perda da LT 66 kV San Lorenzo-Villa Aurelia;
- Perda da LT 66 kV San Lorenzo-Tres Bocas;

Estima-se que a severidade das contingências, em relação à estabilidade de tensão de longo termo, está associada com a ordem na qual as mesmas são citadas nas listas anteriores.

3.3.4 Análise Dinâmica

Nesta seção é analisada a resposta do sistema ante as perturbações citadas na seção anterior. São consideradas também as eventuais ações de controle requeridas para evitar a instabilidade de tensão de longo prazo. As contingências ocorrem aos 5 segundos de simulação, que se

prolongam até ao menos 400 segundos ou até a resposta completa dos elementos de dinâmica lenta do sistema.

As tabelas e quadros a seguir mostram o comportamento dos principais elementos do SIN com influência no fenómeno de estabilidade de tensão de longo prazo. É conveniente esclarecer que a informação fornecida nas tabelas é de carácter indicativo, devido à grande dificuldade de capturar com umas poucas variáveis os múltiplos aspectos da resposta de um sistema complexo, altamente não linear, ante as perturbações analisadas. Os dados fornecidos pelas tabelas são descritos a seguir:

ΔI_{fd} - IPU: Variação porcentual da corrente de campo dos geradores da CH - IPU;

ΔI_{fd} - YAC: Variação porcentual da corrente de campo dos geradores da CH - YAC;

ΔQ - LIM: Variação porcentual da potência reativa fornecida ao sistema pelo CER - LIM;

ΔQ - SLO: Variação porcentual da potência reativa fornecida ao sistema pelo CER - SLO;

ΔQ - HOR: Variação porcentual da potência reativa fornecida ao sistema pelo CER - HOR;

ΔQ - GUA: Variação porcentual da potência reativa fornecida ao sistema pelo SVS - GUA;

Mudanças de tap: Comentários em relação à operação dos OLTC's de todo o sistema.

A Tabela 3.22 mostra os resultados das simulações consideradas para o ano 2015. Estes resultados são similares aos obtidos para o ano 2014 e representativos deles também, já que, nestes anos (2014 e 2015) o SIN opera em dois subsistemas eletricamente separados. Em nenhum caso pode-se observar acontecer o fenómeno de instabilidade de tensão de longo prazo. Atribuem-se, estes resultados à folga com que operam inicialmente as principais fontes de potência reativa do sistema.

Tabela 3.22: Resultados de análise dinâmica, ano 2015.

	Contingência	ΔI_{fd} - IPU	ΔQ - LIM	ΔQ - SLO	ΔQ - HOR	ΔQ - GUA	Mudanças de tap
Geração	1 Perda do CER - LIM	0,32	-100,00	15,35	12,98	126,56	Mudanças de tap em mais de 5 locais, até os 35 s.
	2 Perda do CER - SLO	0,00	26,62	-100,00	4,62	18,80	Mudanças de tap em 5 locais, até os 35 s.
	3 Perda do CER - GUA	0,43	63,13	23,36	15,44	-100,00	Mudanças de tap em mais de 5 locais, até os 70 s.
	4 Perda do CER - HOR	0,43	20,35	4,77	-100,00	10,40	Mudanças de tap em mais de 5 locais, até os 550 s.
	5 Perda gerador CH - ACY (4 - 1)	0,54	1,98	0,54	1,64	1,18	Sem Mudanças de tap.
	6 Perda gerador CH - IPU (10 - 1)	4,46	0,52	0,12	0,34	0,29	Sem Mudanças de tap.
	7 Perda gerador CH - IPU (9 - 1)	6,45	-1,78	-0,51	-1,15	-1,02	Mudanças de tap em 1 local, até os 35 s.
	8 BC 80 Mvar ES - SLO	0,11	22,19	9,38	4,45	17,00	Mudanças de tap em 1 local, até os 35 s.
	9 Incremento cargas em ADM23	0,22	9,46	3,53	2,77	12,31	Mudanças de tap em 1 local, até os 205 s.
	10 Incremento cargas em MES23	0,05	0,36	0,06	5,90	1,52	Mudanças de tap em 2 locais, até os 70 s.
Circuitos	11 LT 220 kV Carayaó - Limpio	0,05	11,08	2,10	-3,32	4,02	Sem Mudanças de tap.
	12 LT 220 kV Villa Hayes - Limpio	0,00	4,12	0,38	1,30	-0,02	Sem Mudanças de tap.
	13 LT 220 kV Limpio - Luque - San Lorenzo*	-0,81	-36,16	2,06	-7,02	-1,04	Sem Mudanças de tap.
	14 LT 66 kV San Lorenzo - Barrio Parque	0,00	3,26	-8,50	0,21	0,74	Sem Mudanças de tap.
	15 LT 66 kV San Lorenzo - Villa Aurelia	0,00	2,40	-6,71	0,15	0,79	Sem Mudanças de tap.
	16 LT 66 kV San Lorenzo - Tres Bocas	0,00	2,64	-9,45	0,19	1,83	Sem Mudanças de tap.
	17 Transformador 220/66 kV ES - SLO	0,00	-1,72	13,08	-0,59	-1,85	Sem Mudanças de tap.
	18 LT 220 kV Guarambaré - San Lorenzo*	-0,65	-4,52	0,64	-3,76	-18,08	Sem Mudanças de tap.
	19 LT 220 kV Coronel Oviedo - Guarambaré	-0,32	3,09	0,82	-2,69	1,21	Sem Mudanças de tap.
	20 Transformador 500/220 kV ES - VHA	0,05	26,68	6,99	10,11	14,49	Sobrecarga y apertura de Tr remanecente, atuação dos ECE's
	21 Transformador 220/66/23 kV ES - PBO	0,05	7,80	2,85	1,41	4,53	Mudanças de tap em 2 locais, até os 70 s.
	22 Transformador 220/66/23 kV ES - LAM	0,05	7,13	0,18	1,37	5,98	Mudanças de tap em 1 local, até os 175 s.

Fonte: Elaboração própria.

De maneira coerente com a classificação de barras fornecida pela MPR, as principais contingências de geração (contingências 1, 2, 3 e 4), que envolvem a todos os CER's do SIN, são as que incrementam em maior medida o fornecimento de potência reativa das fontes remanescentes do sistema. Por sua vez, a perda do CER-HOR (contingência 4), implica um maior período de tempo para a resposta completa do sistema, em relação às outras contingências. Este equipamento constitui o principal elemento de controle de tensão nos Sistemas Norte e Oeste, sinalizadas pelo TV como áreas propensas à instabilidade de tensão. Embora tenha sido considerado inicialmente que as contingências de perda de unidades geradoras da CH-IPU (contingências 6 e 7) poderiam desencadear o mecanismo da instabilidade de tensão de longo prazo devido ao maior requerimento de potência reativa nas unidades remanescentes, tal suspeita não foi possível verificar nas simulações, embora seja observado um ligeiro incremento na corrente de campo dos geradores. Ante a perda de unidades da CH-IPU, o STAB 50, reduz a ordem de potência através do HVDC, o que por sua vez diminui a demanda de potência reativa nas unidades remanescentes.

Por outro lado, a contingência 20 implica a sobrecarga do transformador remanescente de 500/220 kV na Subestação Villa Hayes, produzindo posteriormente a saída de serviço deste equipamento pela atuação de suas proteções. Em consequência, toda a potência fornecida ao SIN, especificamente ao Sistema Metropolitano, através da rede de transmissão de 500 kV (LT 500 kV Margen Derecha-Villa Hayes) é transferida à rede de 220 kV, produzindo-se a atuação dos Esquemas de Controle de Emergência (ECE 1 e ECE 2, anexo 1). No entanto, esta contingência de graves consequências para o SIN, não constitui um problema de estabilidade de tensão, objeto do presente trabalho.

Estes resultados indicam claramente que a possibilidade de ocorrência do fenômeno de instabilidade de tensão de longo prazo, durante os anos 2014 e 2015, com o SIN separado em dois subsistemas eletricamente isolados, com os reforços e condições operativas planejadas no plano mestre de obras da ANDE (ANDE, 2013), é consideravelmente reduzida. No entanto, cenários operativos não previstos e a indisponibilidade de importantes equipamentos do sistema de transmissão, poderiam conduzir ao aparecimento do fenômeno em estudo. Objetivando ilustrar o mecanismo que origina a instabilidade de tensão de longo prazo no SIN, com a operação em dois subsistemas eletricamente separados (período 2014-2015), são mostrados os resultados de um caso fictício e pouco provável, com as seguintes condições operativas:

- Cargas e topologia do SIN correspondentes ao ano 2014;

- Aumento da exportação da CH - IPU ao SINB, mediante o HVDC, o que incrementa a geração desta central, a 745 MW por máquina;
- Indisponibilidade de um filtro do sistema de corrente contínua, de 349 MVar, na Subestação Foz do Iguaçu;
- Perda do CER-LIM.

O maior despacho das unidades da CH-IPU, assim como a ausência do filtro na Subestação Foz do Iguaçu, fazem com que as máquinas desta central operem perto dos limites de sua curva de capacidade, com elevadas correntes de campo. Ante a perda do CER-LIM, tais correntes incrementam-se subitamente, para manter as tensões nos terminais dos geradores e fornecer a potência reativa que o sistema requer, anteriormente fornecida pelo CER-LIM.

Posteriormente, as sucessivas operações dos OLTC's de todo o SIN, principalmente no Sistema Metropolitano, assim como a operação dos comutadores de *taps* dos transformadores conversores do HVDC (que procuram manter o ângulo de disparo dos conversores entre 12,5° e 17,5°), originam repetidos incrementos das correntes de campo dos geradores da CH-IPU, até que, perto dos 160 segundos, atuam os OXL's desses equipamentos, reduzindo as correntes de campo e mantendo-as aproximadamente constantes, o que acarreta a perda de controle de tensão terminal dos geradores e a queda de tensão em todo o SIN. As Figuras 3.37 a 3.39 ilustram estes comentários.

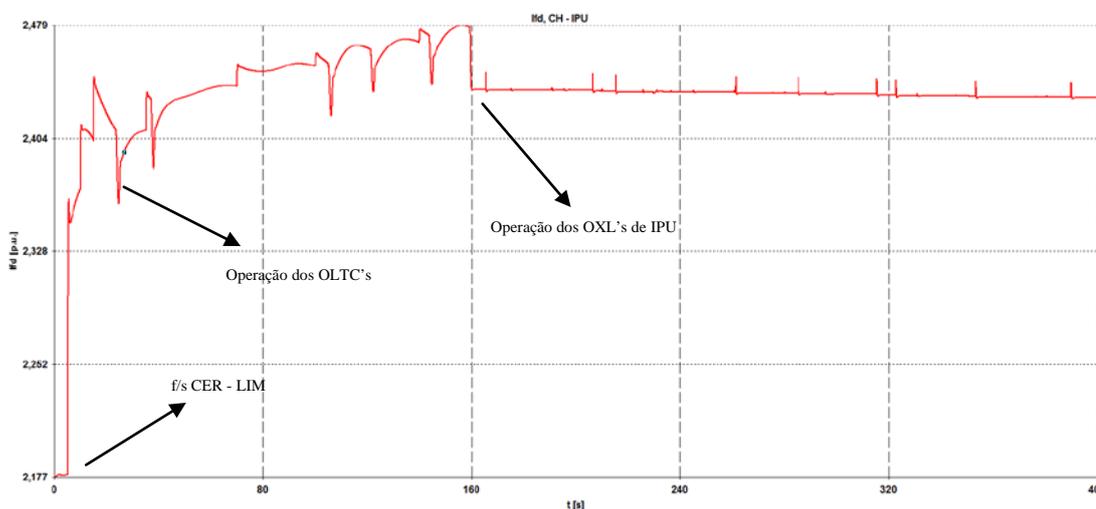


Figura 3.37: Corrente de campo de geradores da CH-IPU, caso fictício.

Fonte: Elaboração própria.

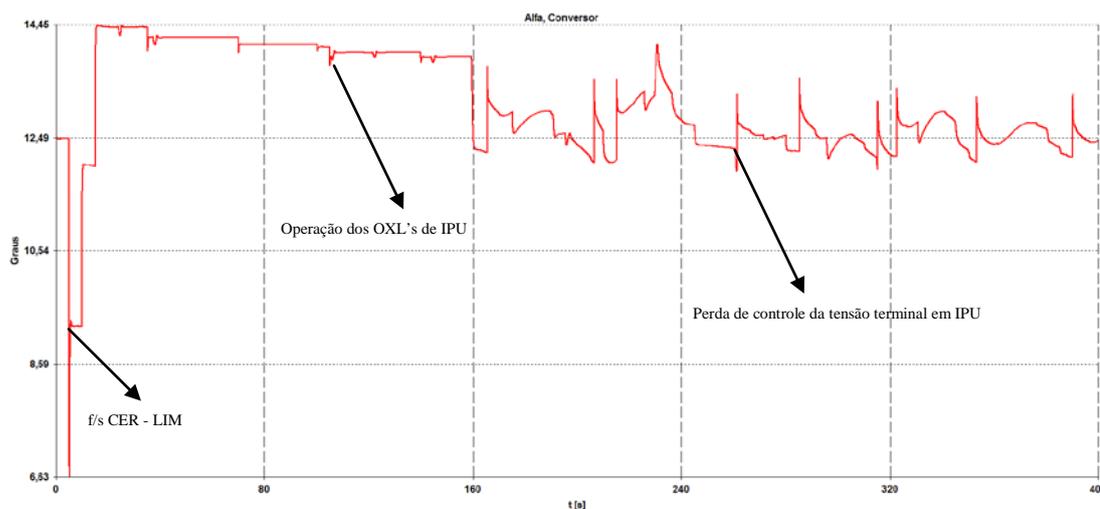


Figura 3.38: Ângulo de disparo de conversores do HVDC, caso fictício.

Fonte: Elaboração própria.

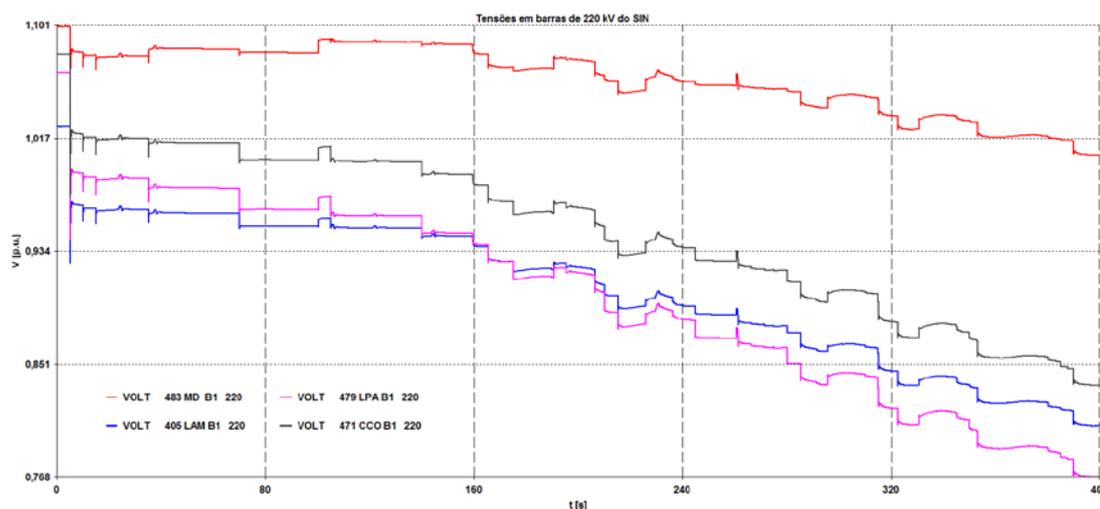


Figura 3.39: Tensões em barras de 220 kV do SIN, caso fictício.

Fonte: Elaboração própria.

A partir do ano 2016, considera-se a operação completamente interligada do SIN, constituindo as linhas de 500 kV Margen Derecha-Villa Hayes e Ayolas-Villa Hayes, os principais vínculos entre a CH-IPU e a CH-YAC. Desta maneira, os resultados de qualquer um dos anos 2016, 2017 e 2018, são representativos dos outros dois anos. Por esse motivo, a seguir são apresentados os resultados correspondentes ao ano 2018.

As condições iniciais de operação, nos principais elementos considerados na Tabela 3.23, são mostradas a seguir:

- I_{fd} - IPU: 1,817 p.u.
- I_{fd} - YAC: 1,959 p.u.
- Q , CER - LIM: 208,6 MVar.
- Q , CER - SLO: 65,6 MVar.

- **Q, CER - HOR:** 125,6 MVAr.
- **Q, SVS - GUA:** 200,3 MVAr.

A Tabela 3.23 a seguir mostra os resultados das simulações de contingências consideradas para o ano 2018.

Tabela 3.23: Resultados de análise dinâmica, ano 2018.

	Contingência	ΔI_{ed} - IPU	ΔI_{ed} - YAC	ΔQ - LIM	ΔQ - SLO	ΔQ - HOR	ΔQ - GUA	Mudanças de tap
Geração	1 Perda gerador CH - IPU (10 - 1)	4,79	1,07	1,55	0,94	0,18	2,45	Mudanças de tap em mais de 5 locais, até os 305 s.
	2 Perda gerador CH - IPU (9 - 1)	9,96	2,60	0,92	1,05	-2,90	3,31	Mudanças de tap em 5 locais, até os 217 s.
	3 Perda do CER - LIM	1,32	0,77	-100,00	30,03	8,32	30,43	Mudanças de tap em 5 locais, até os 114 s.
	4 Perda do CER - SLO	-0,17	0,10	8,80	-100,00	1,07	7,27	Sem Mudanças de tap.
	5 Perda do CER - HOR	1,32	0,26	16,36	7,85	-100,00	9,54	Mudanças de tap em mais de 5 locais, até os 385 s.
	6 Perda do CER - GUA	1,27	1,02	40,57	29,84	6,34	-100,00	Mudanças de tap em mais de 5 locais, até os 105 s.
	7 Perda gerador CH - ACY (4 - 1)	2,59	0,15	2,89	1,69	1,66	2,25	Mudanças de tap em 1 local, até os 15 s.
	8 Perda gerador CH - YAC (20 - 1)	3,25	0,46	5,32	2,91	3,04	3,28	Mudanças de tap em 5 locais, até os 109 s.
	9 Perda gerador CH - YAC (19 - 1)	3,30	2,71	6,10	3,41	3,26	4,00	Mudanças de tap em 5 locais, até os 110 s.
	10 BC 80 Mvar ES - GUA	-0,11	0,26	9,69	7,50	1,47	-27,10	Sem Mudanças de tap.
	11 Perda gerador CH - YZU (2 - 1)	2,81	0,26	2,81	1,77	0,97	2,32	Mudanças de tap em 1 local, até os 37 s.
	12 Incremento cargas ADM23	0,00	0,15	4,95	3,66	0,98	7,59	Mudanças de tap em 1 local, até os 205 s.
	13 Incremento cargas MES23	-0,06	0,00	0,49	0,27	4,38	0,49	Mudanças de tap em 1 local, até os 70 s.
Circuitos	14 LT 220 kV Carayaó - Limpio	-0,06	0,10	3,90	2,24	0,45	2,85	Sem Mudanças de tap.
	15 LT 220 kV Villa Hayes - Limpio	-0,11	0,00	2,39	1,61	0,75	0,99	Sem Mudanças de tap.
	16 LT 220 kV Limpio - Luque - San Lorenzo*	0,11	-0,15	-7,18	2,83	-1,35	-33,47	Mudanças de tap em 3 locais, até os 87 s.
	17 LT 66 kV San Lorenzo - Barrio Parque	-0,11	0,00	0,17	1,14	0,12	0,12	Sem Mudanças de tap.
	18 LT 66 kV San Lorenzo - Villa Aurelia	-0,11	0,00	0,14	0,98	0,12	0,21	Sem Mudanças de tap.
	19 LT 66 kV San Lorenzo - Tres Bocas	-0,11	0,00	-0,27	1,63	0,06	0,27	Sem Mudanças de tap.
	20 Transformador 220/66 kV ES - SLO	-0,11	-0,05	-3,17	26,78	-0,30	-1,18	Sem Mudanças de tap.
	21 LT 220 kV Guarambaré - San Lorenzo*	0,50	-0,05	6,37	5,73	0,68	-35,86	Mudanças de tap em 1 local, até os 33 s.
	22 LT 220 kV Eusebio Ayala - Guarambaré	-0,06	0,05	3,57	2,48	0,57	4,86	Sem Mudanças de tap.
	23 LT 220 kV San Patricio - Guarambaré	-0,17	0,15	8,15	5,47	1,58	8,82	Sem Mudanças de tap.
	24 LT 500 kV Yacyretá - Ayolas	-0,11	0,51	1,67	1,08	0,39	1,77	Sem Mudanças de tap.
	25 LT 500 kV Ayolas - Eusebio Ayala	Instabilidade de tensão de longo - prazo						
	26 Transformador 500/220 kV ES - VHA	-0,17	0,05	9,15	5,06	1,62	5,72	Sem Mudanças de tap.
	27 LT 220 kV Villa Hayes - Parque Caballero	-0,11	0,00	0,24	2,73	0,13	0,91	Sem Mudanças de tap.
	28 LT 220 kV Villa Hayes - Puerto Botánico	-0,11	0,00	0,46	1,55	0,17	0,74	Sem Mudanças de tap.
	29 Transformador 220/66/23 kV ES - PBO	-0,06	0,10	7,35	5,21	1,01	5,32	Mudanças de tap em 4 locais, até os 175 s.
	30 Transformador 220/66/23 kV ES - LAM	-0,11	0,05	3,17	1,08	0,50	2,79	Mudanças de tap em 1 local, até os 70 s.
	31 Transformador 220/66/23 kV ES - PCA	-0,28	-0,05	-2,60	10,82	-0,33	1,70	Mudanças de tap em 4 locais, até os 170 s.
	32 LT 500 kV Margen Derecha - Villa Hayes	Instabilidade de tensão de longo - prazo						
	33 Transformador 500/220 kV ES - AYO	-0,11	0,15	2,06	1,36	0,45	2,27	Mudanças de tap em 1 local, até os 36 s.
	34 LT 500 kV Ayolas - Trinidad	-0,28	2,14	1,81	1,22	-0,31	1,62	Sem Mudanças de tap.
	35 LT 500 kV Margen Derecha - Los Cedrales	1,21	-0,10	1,21	0,69	-1,10	0,02	Sem Mudanças de tap.
	36 Transformador 500/220 kV ES - LCD	0,17	-0,05	0,15	0,06	-0,41	0,01	Sem Mudanças de tap.
	37 Transformador 500/220 kV ES - ESA	0,17	-0,71	3,83	5,01	5,45	12,86	Mudanças de tap em 3 locais, até os 70 s.
	38 Transformador 220/66/23 kV ES - PSA	-0,06	0,05	2,29	0,58	0,53	2,51	Sem Mudanças de tap.

Fonte: Elaboração própria.

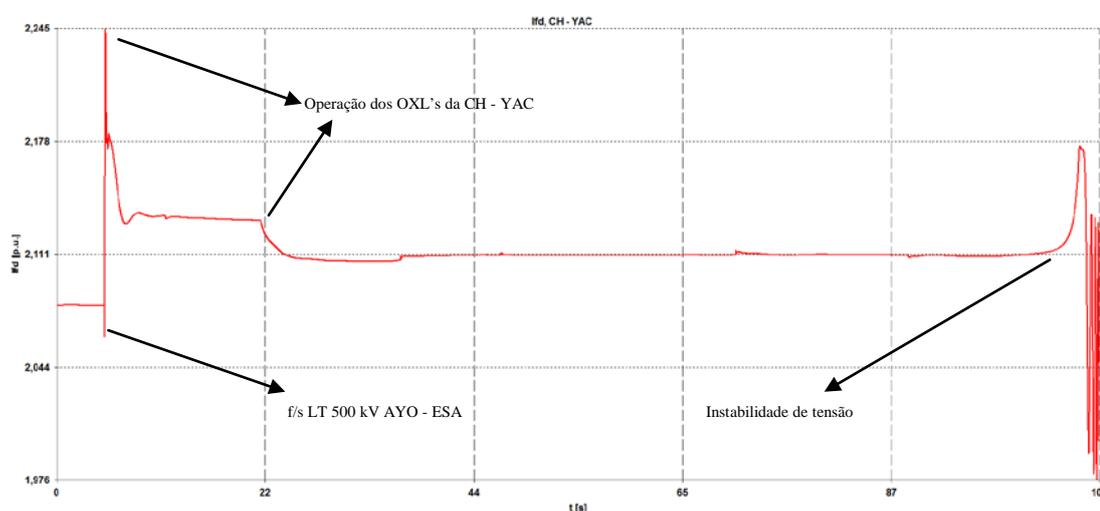
Assim como em anos anteriores, o impacto das perturbações associadas à perda dos geradores da CH - IPU (primeira na classificação segundo a MPR, Tabelas 24 e 26) é mitigado pela ação do STAB 50. Desta maneira, a perda dos geradores da CH-IPU não constitui-se numa contingência severa, sob o ponto de vista da estabilidade de tensão de longo prazo.

Em relação às outras contingências de geração, duas delas apresentam grande severidade: a perda do CER-HOR (contingência 5) e a perda do SVS-GUA (contingência 6). Embora a perda do CER-LIM envolve uma notável redução do fornecimento de reativos ao Sistema Metropolitano, a mesma não acarreta maiores consequências, já que o abastecimento de reativos é realizado pelo CER-SLO e pelo SVS-GUA, que incrementam o fornecimento desta potência em torno de 30% dos seus valores iniciais, mantendo-se operando estes equipamentos, dentro de sua capacidade nominal.

A perda do CER-HOR embora não origina a atuação dos OXL's nem sobrecarga dos CER's do sistema, impacta fortemente no perfil de tensões de todo o Sistema Norte, já que o equipamento é o principal elemento de suporte de potência reativa e controle de tensão nessa região. Embora os OLTC's dos transformadores operem procurando manter valores aceitáveis de tensão em barras de carga (23 kV), os níveis de tensão em barras de 220 kV não são recuperados, mantendo-se abaixo de 0,850 p.u.

A perda do SVS-GUA, por sua vez, gera um grande incremento do fornecimento de reativos dos CER's de San Lorenzo e Limpio. Enquanto que o primeiro deles opera sem sobrecarga em regime permanente, após a contingência, o CER-LIM opera acima de sua capacidade nominal (perto de 293 MVar).

A resposta do sistema frente à perda da LT 500 kV Ayolas-Eusebio Ayala (no ano 2018 entra em operação a subestação Eusebio Ayala 500 kV, seccionando a LT 500 kV Ayolas-Villa Hayes) foi classificada como instabilidade de tensão de longo prazo. Com a perda dessa linha, a CH-YAC permanece ligada ao SIN através das linhas de 220 kV Ayolas-San Patricio I e II e Ayolas-Coronel Bogado. Isto ocasionaria a atuação do ECE 3 (anexo 1), esquema concebido para evitar sobrecargas nas linhas de 220 kV Ayolas-San Patricio I e II e San Patricio-Guarambaré I e II, principalmente. No entanto, uma vez que os esquemas sistêmicos são usualmente reavaliados após grandes mudanças topológicas na rede (como a inclusão da LT 500 kV Ayolas-Villa Hayes), a atuação do ECE3 não foi considerada nesta instância. A perda da LT 500 kV Ayolas-Eusebio Ayala ocasiona uma grande elevação da corrente de campo dos geradores da CH-YAC, até que atuam os OXL's de tais máquinas, como pode ser observado na Figura 3.40.



Fonte: Elaboração própria.

Com os OXL's comandando os RAT's das unidades da CH-YAC, perde-se o controle de tensão nos terminais dos geradores, como aprecia-se na Figura 3.41, enquanto que sucessivas atuações dos OLTC's do SIN, principalmente no Sistema Sul, mostradas na Figura 3.42, incrementam a demanda de reativos das unidades da CH-YAC.

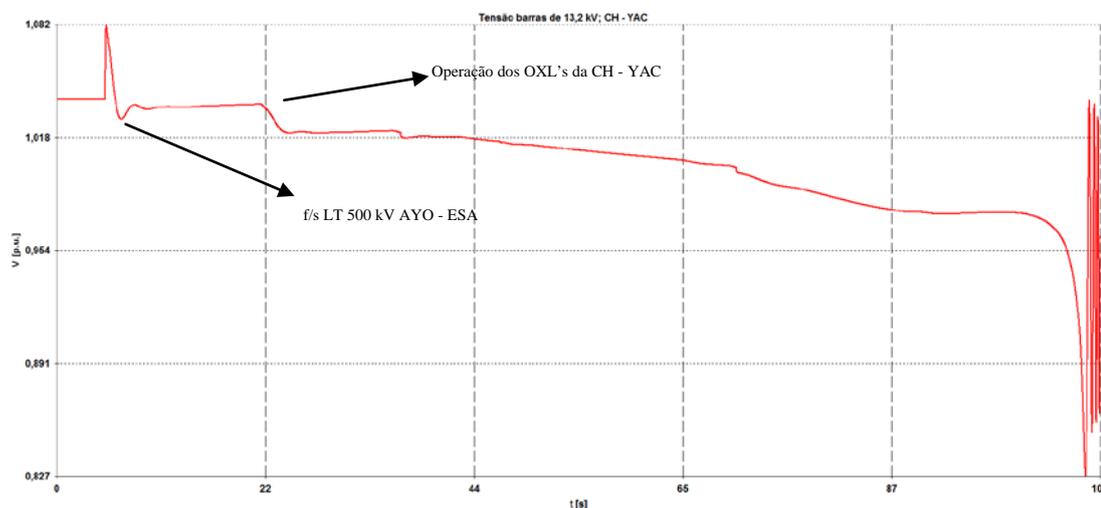


Figura 3.41: Tensão nas barras de 13,2 kV da CH-YAC, perda de LT 500 kV AYO-ESA, ano 2018.
Fonte: Elaboração própria.

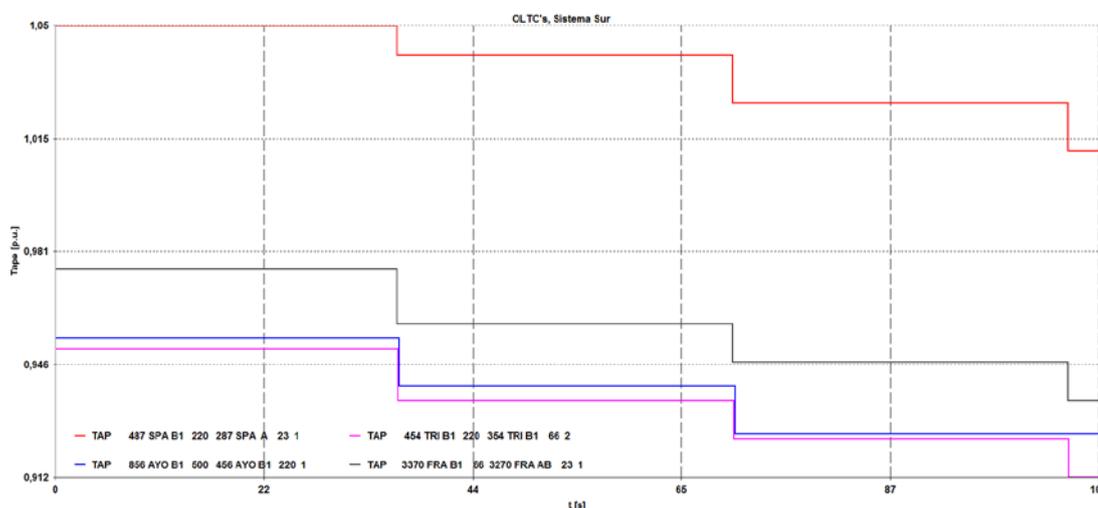


Figura 3.42: Operação dos OLTC's do SIN, perda de LT 500 kV AYO-ESA, ano 2018.
Fonte: Elaboração própria.

Isto provoca uma redução sustentada do nível de tensão em barras do Sistema Sul, próximas à CH-YAC, como se observa na Figura 3.43. A impossibilidade de manter o balanço entre a demanda e o fornecimento de potência reativa influi de maneira decisiva para que finalmente as máquinas da CH-YAC percam o sincronismo, aproximadamente aos 107 segundos, como pode-se ver nas Figuras 3.40, 3.41 e 3.43, nas oscilações da tensão e corrente de campo. Embora o impacto da operação dos OLTC's dos transformadores do SIN não seja muito

evidente neste caso, já que a mesma contingência eleva consideravelmente a corrente de campo dos geradores da CH-YAC, sua influência é relevante, o que é verificado mediante simulações onde bloqueia-se a operação dos OLTC's, o que atrasa a instabilidade, sem evitar no entanto, a perda de sincronismo (aproximadamente aos 145 segundos).

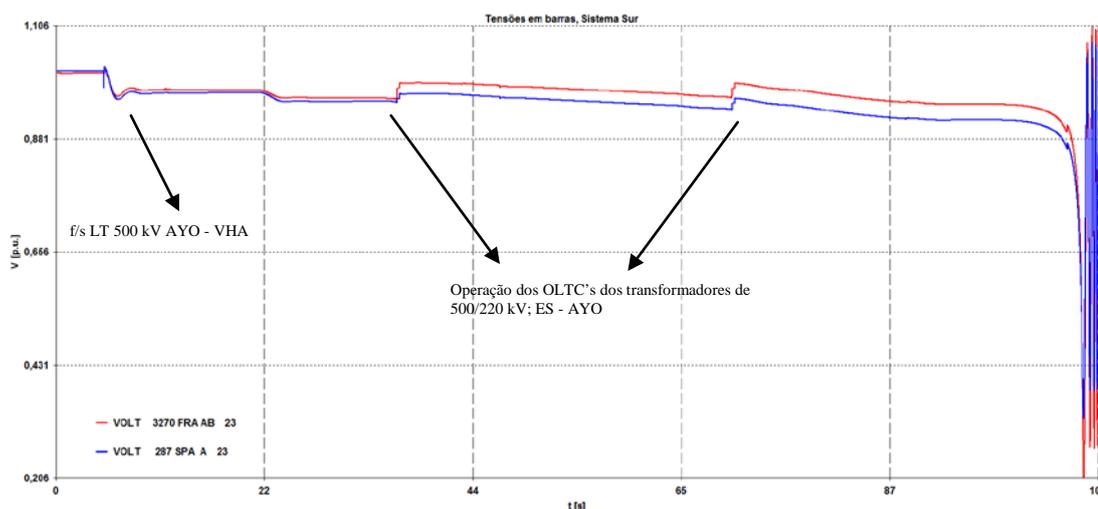


Figura 3.43: Tensões em barras do Sistema Sul, perda de LT 500 kV AYO-VHA, ano 2018.
Fonte: Elaboração própria.

Por sua vez, a perda da LT 500 kV Margen Derecha-Villa Hayes (contingência 32) origina um comportamento similar ao caso anterior (contingência 25). De fato, a perda da LT 500 kV Margen Derecha-Villa Hayes eleva o fornecimento de potência da CH-YAC ao Sistema Metropolitano, através da linha 500 kV Ayolas-Eusebio Ayala, o que coloca novamente aos RAT's da CH-YAC sob o comando dos OXL's das respectivas máquinas, perdendo o controle da tensão terminal nos geradores. Cabe ressaltar que esta contingência ocasionaria um notável incremento de fluxos através das linhas de 220 kV do sistema de transmissão, o que daria lugar à atuação do ECE1. No entanto, pelos motivos já explicados (reavaliação de esquemas sistêmicos ante grandes mudanças topológicas), este esquema não é considerado nesta instância.

Resulta interessante observar que outras contingências de importantes elementos do sistema, como a LT 500 kV Margen Derecha-Los Cedrales e a LT 500 kV Ayolas-Trinidad, não tem um impacto significativo no sistema, em relação à estabilidade do mesmo. Desta maneira, as contingências de circuitos mais severas, do ponto de vista da estabilidade de tensão, são aquelas associadas às linhas que vinculam as centrais hidroelétricas (MPR elevadas) com o principal centro de carga do SIN (MPR baixas).

3.3.5 Ações de Controle

Os resultados da seção precedente indicam a necessidade de adotar ações de controle ante as seguintes contingências:

- LT 500 kV Ayolas-Eusebio Ayala (ou Villa Hayes, dependendo do ano considerado);
- LT 500 kV Margen Derecha-Villa Hayes.

A Tabela 3.24, a seguir mostra a classificação de barras segundo a MPR e o TV, para o ano 2018, ante a perda da LT 500 kV Ayolas-Eusebio Ayala.

Tabela 3.24: Classificação de barras, ano 2018, perda de LT 500 kV Ayolas-Eusebio Ayala.

Caso	18sbC23			
Técnica	MCR		VETOR TANGENTE	
Ranking	Num Barra	Nome Barra	Num Barra	Nome Barra
1	700	IPU18	286	MES23
2	411	LIM RE	274	FIL23
3	302	SLORE	386	MES66
4	4468	HOR RE	374	FIL66
5	803	FOZ500	279	LPA23
6	301	SLO66	379	LPA66
7	800	IPU500	479	LPA220
8	230	ADM23	2279	ACU23
9	286	MES23	272	CON23
10	274	FIL23	4479	ACU220

Fonte: Elaboração própria.

Devido a que a perda de controle de tensão nos terminais dos geradores da CH-YAC contribui decisivamente à instabilidade de tensão, e a que os fluxos de potência através das linhas LT 220 kV Ayolas-San Patricio I e II e LT 220 kV San Patricio-Guarambaré I e II, atingem valores proibitivos, procede-se como primeira medida, o desligamento destas duas últimas linhas, ou seja, o circuito duplo LT 220 kV San Patricio-Guarambaré I e II, um segundo logo da perturbação. Isto resulta na necessidade de desligamento de ao menos cinco unidades geradoras na CH-YAC, em virtude da perda de carga que experimenta esta central.

A ação de controle descrita acima evita a instabilidade de tensão, no entanto, observa-se cargas elevadas nos troncos de transmissão de 220 kV principal (Sistema Leste-Central) e secundário (Sistema Central-Metropolitano) e níveis de tensão precários em barras do Sistema Metropolitano. Desta maneira, e considerando a classificação de barras fornecida pela Tabela 3.24, procede-se a realizar desconexões de carga em todo o Sistema Norte e o Sistema Oeste. Com isto, eliminam-se as sobrecargas em circuitos dos troncos principal e secundário, no entanto, o deteriorado perfil de tensões do Sistema Metropolitano impõe a necessidade de adotar medidas adicionais.

Assim, procede-se a desligar cargas do Sistema Central e do Sistema Metropolitano, considerando a Tabela 3.24 e as atuais etapas dos Esquemas de Controle de Emergência do

SIN. A Figura 3.44 a seguir, mostra a tensão em barras de 500 kV da Subestação Villa Hayes, logo após a perturbação e as ações de controle consideradas acima.

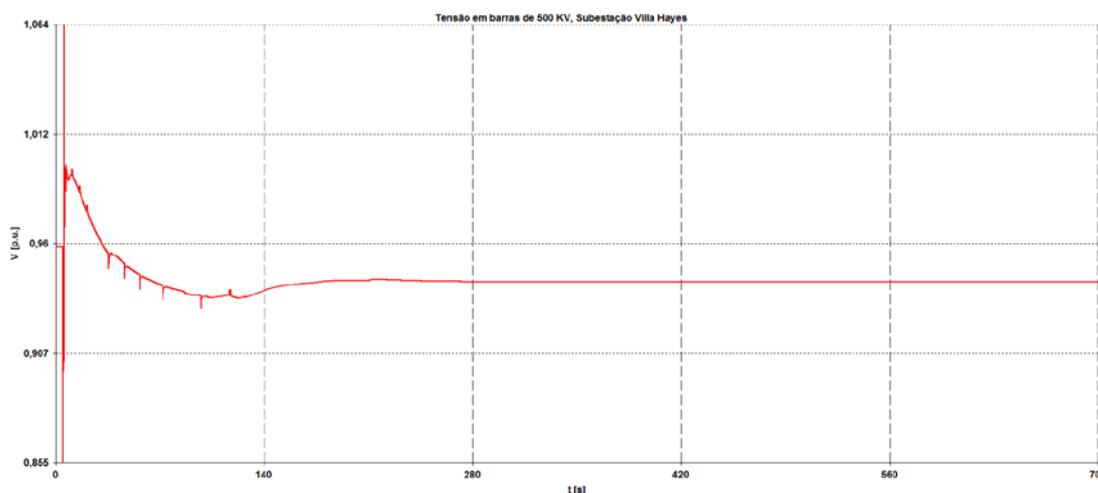


Figura 3.44: Tensão em barras de 500 KV, Subestação Villa Hayes, perda da LT 500 kV Ayolas-Eusebio Ayala e ações de controle, ano 2018.

Fonte: Elaboração própria.

As ações de controle adotadas nas simulações correspondentes à saída de serviço da LT 500 kV Ayolas-Eusebio Ayala, são resumidas a seguir (todas elas são aplicadas aos 6 segundos do início da simulação, um segundo após a contingência):

- Desligamento de linhas LT 220 kV San Patricio-Guarambaré I e II;
- Desligamento de cinco unidades geradoras da CH-YAC;
- Desligamento de cargas da Subestação ADM;
- Desligamento de linhas LT 220 kV Carayaó- an Estanislao e LT 220 kV Curuguay-Capitán Bado;
- Desligamento de cargas do Sistema Central: Caazapá, Villarrica, Paso Pé e Coronel Oviedo;
- Desligamento de cargas do Sistema Metropolitano: Lambaré, Guarambaré, Itauguá e Villeta.

Embora estas ações de controle envolvem consideráveis cortes de carga, a maior parte do sistema é mantida em operação com estas medidas.

Por sua vez, a Tabela 3.25 a seguir mostra a classificação de barras segundo a MPR e o TV, para o ano 2018, ante a perda da LT 500 kV Margen Derecha-Villa Hayes.

Tabela 3.25: Classificação de barras, ano 2018, perda da LT 500 kV Margen Derecha-Villa Hayes.

Caso	18sbC31			
Técnica	MCR		VECTOR TANGENTE	
Ranking	Num Barra	Nombre Barra	Num Barra	Nombre Barra
1	700	IPU18	276	CZA23
2	302	SLO RE	230	ADM23
3	411	LIM RE	286	MES23
4	4468	HOR RE	274	FIL23
5	802	MD500	386	MES66
6	803	FOZ500	374	FIL66
7	800	IPU500	376	CZA66
8	301	SLO66	279	LPA23
9	230	ADM23	391	CAT66
10	286	MES23	379	LPA66

Fonte: Elaboração própria.

Neste caso particular, tendo em consideração que este trabalho propõe uma metodologia de abordagem de estudos de estabilidade de tensão de longo prazo, no âmbito do planejamento, e que o plano mestre da ANDE (ANDE, 2013) tem previsto para o ano 2019, a entrada em serviço da segunda linha de transmissão de 500 kV Margen Derecha-Villa Hayes, é sugerida como ação de controle, a construção antecipada desta linha, de maneira a que a mesma fique operando na rede desde o ano 2016. Com esta medida, naturalmente evita-se a instabilidade de tensão no sistema, ante a perda de uma das linhas de 500 kV Margen Derecha-Villa Hayes.

3.3.6 Conclusões em Relação ao Sistema ANDE

No sistema ANDE, salvo alguns casos isolados, não existem variações significativas nas classificações de barras críticas correspondentes aos distintos períodos de carga analisadas por cada técnica, pois ambas fornecem um mapeamento interessante das condições do sistema, em relação ao suporte de potência reativa e às barras de maior sensibilidade à variação das cargas.

A MPR coloca as barras correspondentes aos CER's e as barras de geração das centrais de Itaipú e Acaray nos primeiros lugares da classificação. Por sua vez, o TV coloca principalmente a barras do Sistema Oeste, de topologia marcadamente radial, nos primeiros lugares da classificação.

De igual maneira, não existem variações drásticas nas classificações de barras, em relação aos diferentes anos do período em estudo considerado (2014-2018). Os reforços no sistema de geração e transmissão, estabelecidos em (ANDE, 2013), não introduzem alterações significativas nas classificações.

Na análise estática foi possível verificar que, a partir do ano 2016, em que a barra de geração da CH-IPU deixa de ser a barra *swing*, a mesma posiciona-se nos primeiros lugares da

classificação segundo a curva QV. Este fato revela a importância de analisar em maior detalhe aspectos relacionados com a barra *swing* do sistema.

As simulações dinâmicas, por sua vez, permitem verificar a efetividade da classificação de barras da análise estática e a seleção do conjunto de contingências com potencial para manifestar problemas associados com a estabilidade de tensão de longo termo, determinadas mediante a curva QV e o TV.

Em relação às contingências analisadas, correspondentes aos anos 2014 e 2015, em nenhum caso apresenta-se o fenômeno de instabilidade de tensão. São atribuídos estes resultados à folga com que operam inicialmente as principais fontes de reativos no sistema, mantendo os geradores e CER's com suficiente margem para o fornecimento dinâmico de potência reativa. Apesar de se considerar inicialmente que as contingências associadas com a perda de unidades geradoras da CH-IPU poderiam desencadear o mecanismo da instabilidade de tensão de longo prazo, essa suspeita não foi possível verificar na prática. Ante a perda de unidades da CH-IPU, o STAB 50 reduz a ordem de potência através do HVDC, o que por sua vez diminui a demanda de potência reativa nas unidades remanescentes.

Os resultados desta pesquisa indicam que a possibilidade de ocorrência do fenômeno de instabilidade de tensão de longo prazo, durante os anos 2014 e 2015, com o SIN separado em dois subsistemas eletricamente isolados, com os reforços e as condições operativas configuradas no plano mestre da ANDE (ANDE, 2013), é consideravelmente reduzida. No entanto, cenários operativos não previstos e a indisponibilidade de importantes equipamentos do sistema de transmissão poderiam conduzir ao aparecimento do fenômeno em estudo.

Durante o período 2016-2018, considera-se a operação completamente interligada do SIN. Neste intervalo, foram detectadas algumas perturbações que poderiam conduzir o sistema à instabilidade de tensão de longo prazo, se as mesmas ocorressem no período de demanda Máxima Simultânea. Tais perturbações encontram-se associadas às perdas das linhas de transmissão de 500 kV que vinculam as principais centrais de geração (CH-IPU, CH-YAC) com o Sistema Metropolitano, e em menor medida, às perdas dos CER's do sistema.

No caso de perda da LT 500 kV Ayolas-Villa Hayes (anos 2016, 2017 e 2018), a CH-YAC permanece ligada ao Sistema Metropolitano mediante os circuitos duplos LT 220 kV Ayolas-San Patricio I e II e LT 220 kV San Patricio-Guarambaré I e II. Isto incrementa os requerimentos de potência reativa nos geradores da CH-YAC, promovendo a atuação dos OXL's e a perda do controle de tensão terminal das máquinas dessa central. A deterioração do perfil de tensões é agravada com cada operação sucessiva dos OLTC's dos transformadores de todo o sistema.

Por sua vez, a perda da LT 500 kV Margen Derecha-Villa Hayes (anos 2016, 2017 e 2018) conduz à instabilidade de tensão de longo prazo mediante um mecanismo similar. Ante esta contingência, incrementa-se o fluxo de potência desde a Subestação Ayolas ao Sistema Metropolitano, mediante a linha de 500 kV Ayolas-Villa Hayes e as linhas de 220 kV mencionadas no parágrafo precedente. Isto origina a atuação dos OXL's da CH-YAC, a perda de controle da tensão terminal em unidades geradores desse local e a progressiva deterioração do perfil de tensões em todo o sistema, com a operação dos OLTC's.

A determinação de ações de controle frente a estas contingências foi desenvolvida considerando informações da análise estática e da análise dinâmica. A complementaridade de tais informações permitiu definir ações de controle eficazes, que evitam o aparecimento do fenômeno de instabilidade de tensão de longo prazo no SIN, considerando as configurações e cargas previstas no período 2014-2018.

Capítulo 4: Conclusões

Este trabalho propõe uma metodologia de abordagem de estudos de estabilidade de tensão de longo prazo, combinando informações provenientes de técnicas de análise estática e ferramentas de análise dinâmica.

A metodologia que associa as MPR's das barras obtidas mediante o traçado das respectivas curvas QV com o comportamento do sistema no longo prazo, observado mediante simulações dinâmicas, foi estabelecida baseada em estudos realizados em sistemas testes (BPA e Swedish) propostos pela CIGRÉ, e aplicada num sistema elétrico real, o SIN do Paraguai, considerando sua configuração no período 2014-2018.

A combinação de informações fornecidas por ambas as técnicas (análise estática e dinâmica), fornece uma perspectiva de grande amplitude e detalhe, em relação ao fenômeno de instabilidade de tensão de longo prazo.

A MPR fornece uma indicação efetiva das barras críticas, em relação à estabilidade de tensão, embora em alguns casos esta indicação seja diferente da fornecida pelo Vetor Tangente. A MPR das barras fornece importantes indícios em relação às regiões do sistema carentes de potência reativa, enquanto que o Vetor Tangente sinaliza de maneira adequada as barras onde iniciar-se-ia a instabilidade de tensão ante o incremento das cargas (barra crítica).

A classificação de barras conforme com a MPR mediante as curvas QV permite determinar as contingências mais críticas, em relação à estabilidade de tensão no sistema. Em relação a contingências de geradores, as perturbações mais críticas acontecem ante a perda dos geradores ligados às barras com menor MPR, enquanto que em relação a contingências de circuitos, as perturbações mais críticas estão associadas com a perda de circuitos que ligam barras ou áreas com elevada MPR com barras ou áreas com MPR reduzida ou inexistente. Esta classificação fornece informação de maior relevância quando a mesma é realizada baseada na MPR num ponto operativo próximo à singularidade da matriz Jacobiana. O traçado das curvas QV e a obtenção das MPR's podem ser realizados mediante o “Método da continuação QV”, com ganhos significativos de tempo computacional.

As simulações dinâmicas mediante a ferramenta unificada de estudos de estabilidade transitória e de longo prazo permitem obter indícios importantes acerca do mecanismo da instabilidade de tensão de longo prazo, ao tempo que corrobora a severidade das perturbações identificadas mediante a curva QV. O traçado das variáveis de estado do sistema durante o período da resposta transitória, mediante o uso da regra trapezoidal de integração (processo

por sua vez acelerado com o uso de passos de integração variáveis), seguida da migração ao modelo quase-dinâmico, fornece bons resultados.

A combinação de informações obtidas pela análise estática e a análise dinâmica ajuda a determinar as ações de controle mais efetivas para evitar a instabilidade e o colapso de tensão no sistema. A adoção de tais ações de controle pode ser corretamente auxiliada pela classificação de barras fornecida pela curva QV. Tanto em barras de geração como em barras de carga, as medidas adotadas em barras com menor MPR fornecem melhores resultados, o que pode se verificar mediante simulações. Na mesma ordem, é conveniente que novos circuitos no sistema de transmissão conectem barras com reduzido suporte de potência reativa com barras que tenham uma elevada MPR (negativa).

Em virtude dos estudos realizados nos sistemas teste, a metodologia proposta neste trabalho pode se resumir nos seguintes passos:

- 1- Determinar as MPR's das barras para o caso próximo à singularidade. Ordenar as barras segundo esta MPR.
- 2- Selecionar as contingências críticas. Perdas de geradores e CER's: barras com menor MPR. Perdas de circuitos: circuitos que liguem barras de elevada MPR com barras de MPR reduzida ou inexistente.
- 3- Verificar, mediante simulações dinâmicas, a ocorrência da instabilidade de tensão de longo prazo (toda vez que o sistema resista o período transitório), ante contingências selecionadas no passo anterior.
- 4- Verificada a instabilidade de tensão de longo prazo no passo prévio, determinar as MPR's das barras no caso pós-contingência. Ordenar as barras segundo estas MPR's. As barras com menor MPR são as barras candidatas para a adoção de ações de controle.
- 5- Determinar ações de controle baseadas no passo prévio e verificar seu desempenho mediante simulações dinâmicas.

A aplicação desta metodologia ao SIN, no período 2014-2018, permitiu avaliar o comportamento do sistema frente ao fenômeno de estabilidade de tensão de longo prazo nesse período. Embora no período 2014-2015 não se observam contingências que levem à aparição do fenômeno em estudo, no período 2016-2018, no qual o SIN opera de maneira completamente interligada, foram detectadas algumas perturbações que precisam de maior consideração.

Foi verificado que as contingências mais severas estão associadas com a perda dos Compensadores Estáticos de Reativos (CER-HOR e SVS-GUA) e com as linhas de 500 kV

que vinculam as principais centrais de geração com o Sistema Metropolitano (LT 500 kV Ayolas-Villa Hayes e LT 500 kV Margen Derecha-Villa Hayes).

A determinação de ações de controle frente a estas contingências foi desenvolvida considerando as informações da análise estática e da análise dinâmica. A complementaridade de tais informações permitiu definir ações de controle eficazes que evitam o aparecimento do fenômeno de instabilidade de tensão de longo prazo no SIN.

A implementação de compensação de potência reativa no SIN, como a instalação de bancos de capacitores, deve ser orientada por estudos de estabilidade de tensão de longo prazo, de maneira a considerar as barras e regiões com menor MPR do sistema (toda vez que a potência de curto circuito em tais barras seja suficiente para evitar mudanças inadmissíveis de tensão com a manobra dos bancos de capacitores), observando para sua implementação, não só o regime permanente, mas também, o regime dinâmico de operação do sistema, especificamente, a resposta completa do mesmo diante de perturbações.

Os resultados do trabalho revelam que a metodologia proposta tem potencial para ajudar às decisões de planejamento de sistemas de potência, no sentido de advertir de problemas associados com a estabilidade de tensão de longo prazo e recomendar as ações de controle mais eficazes para garantir o desempenho adequado do sistema em condições normais de operação e em contingências.

Como trabalhos futuros propõem-se principalmente as seguintes linhas de pesquisa:

- Influência da modelagem da carga na estabilidade de tensão de longo termo;
- Relação entre a curva QV e a quantificação das medidas inerentes às ações de controle.

REFERÊNCIAS

- ALVES, D. A. et al. Parameterized Fast Decoupled Load Flow for Tracing Power Systems Bifurcations Diagrams. In: **IEEE Power Engineering Society Summer Meeting**, Edmonton, July 1999, v. 2, p. 708-713.
- ALVES, D. A. et al. Continuation Fast Decoupled Power Flow With Secant Predictor. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 18, n. 3, p. 1078-1085, August 2003.
- ANDE. **Plan Maestro de generación y transmisión de corto y mediano plazo, periodo 2014 – 2023**. Paraguay, Enero 2013. Disponível em: <<http://www.ande.gov.py/>>. Acesso em: 3 Fevereiro 2013.
- CAÑIZARES, C. A; ALVORADO, F. L. Point of Collapse and Continuation Methods for Large AC/DC Systems. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 8, n. 1, p. 1-8, February 1993.
- CAÑIZARES, C. A; ZAMBRONI, A. C; QUINTANA, V. H. Comparison of Performance Indices for Detection of Proximity to Voltage Collapse. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 11, n. 3, p. 1441 – 1450, August 1996.
- CAÑIZARES, C. A. et al. Voltage Stability Assesment: Concepts, Practices and Tools. **IEEE/PES, Power System Stability Subcommittee**, Special Publication, Final Document, August 2002.
- CHOWDHURY, B. H. et al. Mid-Term Voltage Stability Study Using the Quasi-Steady State Analysis Method. In: **IEEE Power Engineering Society General Meeting**, July 2003, v. 4, p. 2646-2651.
- CIGRÉ TF 38 – 02 – 08. Enquete internationale sur la situation actuelle et les perspectives en matiere de dynamique a long terme des reseaux d'énergie. **Electra**, n. 145, p. 102-115, 1995.
- CUTSEM, T. V; VOURNAS, C. **Voltage Stability of Electric Power Systems**. London, Kluwer Academic Publisher, 1998.
- DA SILVA, S. R. A. **Influência da Não Representação de Dispositivos Lentos de Controle nas Análises de Segurança de Tensão**. Dezembro 2007. 119 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Itajubá, Itajubá-MG-Brasil.
- DIAZ DE LEON II, J. A. The Modeling Requirements for Short-Term Voltage Stability Studies. In: **IEEE Power Systems Conference and Exposition**, Atlanta, November 2006, v. 1, p. 582-588.

DOBSOM, I; CHIANG, H. D. Towards a Theory of Voltage Collapse in Electric Power Systems. **ELSEVIER, Systems and Control Letters**, v. 13, n. 3, p. 253-262, September 1989.

EPRI. **Report EL-6183**. Proceedings: Bulk Power System Voltage Phenomena –Voltage Stability and Security, January 1989. Disponível em: <<http://www.epri.com/abstracts/Pages/ProductAbstract.aspx?ProductId=EL-6183>>, Acesso em: 11 Março 2014.

EPRI, Interconnection Dynamics Task Force. **Survey of the Voltage Collapse Phenomenon**. 1989. Disponível em: <<http://www.epri.com/abstracts/Pages/ProductAbstract.aspx?ProductId=EL-6344>>, Acesso em: 18 Março 2014.

FERREIRA, L. C. et al. Método Estático para Análise à Longo Termo da Segurança de Tensão de Sistemas Elétricos de Grande Porte. **Anais do XIX SNPTEE**, Rio de Janeiro, Outubro 2007.

FILHO, J. A. P. et al. Simulação da Curva de Carga Semanal e de Dispositivos Discretos para Avaliação do Desempenho de Controle de Tensão em Sistemas Elétricos de Grande Porte. **Anais do IX SEPOPE**, Rio de Janeiro, Maio 2004.

GAO, B; MORISON, G. K; KUNDUR, P. Towards the Development of a Systematic Approach for Voltage Stability Assessment of Large-Scale Power Systems. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 11, p. 1314-1324, August 1996.

GUIMARÃES, A. P. **Criterios para la Ubicación de Generación Térmica Local basados en el Uso de las Curvas PV y QV**. Marzo 2011. 175 p. Tesis (Máster en Ingeniería Eléctrica) - Facultad de Ingeniería, Universidad Nacional de Asunción, San Lorenzo-Paraguay.

IEEE Task Force on Load Representation for Dynamic Performance. Load Representation for Dynamic Performance Analysis. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 8, n. 2, May 1993.

IEEE/CIGRE Joint Task Force on Stability Terms and Definitions. Definition and Classification of Power System Stability. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 19, n. 3, p. 1387-1401, Aug. 2004,

JARDIM, J. L. et al. A New On-Line Dynamic Security Assessment System. **Anais do VI SEPOPE**, Salvador, Maio 1998.

KUNDUR, P. **Power System Stability and Control**. McGraw-Hill, Inc, 1993.

KUNDUR, P. General Introduction and Basic Concepts of Voltage Stability Analysis. IEEE PES Summer Meeting, **IEEE Special Tutorial Course: Voltage Stability**, San Diego, 1998.

- LOPES, I. B. L. **Análise de Bloqueio de LTC's no Fenômeno de Colapso de Tensão.** Março 2001. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica)-Escola Federal de Engenharia de Itajubá, Itajubá-MG-Brasil.
- MOHN, F. W. **Uso de Modelos Desacoplados em Estudos de Estabilidade de Tensão.** Junho 2005. 168 p. Dissertação (Doutorado em Engenharia Elétrica)-Universidade Federal de Itajubá, Itajubá-MG-Brasil.
- MOHN, F. W., ZAMBRONI, A. C. Tracing PV and QV Curves with the Help of a CRIC Continuation Method. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 21, n. 3, p. 1115-1122, August 2006.
- OCARIZ, T. **Uma Metodologia de Análise de Sistemas de Potência aplicando o Método Continuado QV e PV no Ambiente de Planejamento de Sistemas Elétricos.** 2007. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica)-Universidade Federal de Itajubá, Itajubá-MG-Brasil.
- ONS. **Procedimentos de Rede. Módulo 23 – Critérios para Estudos, Submódulo 23.3 – Diretrizes e Critérios para Estudos Elétricos.** Data de vigência: 25/03/2002. Disponível em: <<http://www.ons.org.br>>, Acesso em: 25 Março 2014.
- PADIYAR, K. R. **Power System Dynamics Stability and Control.** BS Publications, Second Edition, 2008.
- PINTO, H. J. C. P. et al. Needs and Improvements in Power Flow Analysis. **Anais do VII SEPOPE**, Curitiba, Maio 2000.
- TAYLOR, C. W. et al. **Modelling of Voltage Collapse including Dynamic Phenomena.** CIGRÉ Task Force 38-02-10, 1992.
- ZAMBRONI, A. C. **New Techniques to Efficiently Determine Proximity to Static Voltage Collapse.** August 1995. Thesis (Doctor of Philosophy in Electrical Engineering)-University of Waterloo, Waterloo-Ontario-Canadá.
- ZAMBRONI, A. C; CAÑIZARES, C. A; QUINTANA, V. H. Critical Bus and Point of Collapse Determination Using Tangent Vectors. In: **28th North American Power Symposium**, Cambridge, 1996, p. 329-333.
- ZAMBRONI, A. C. Determinação da Barra Crítica e do Ponto de Colapso pelo Vetor Tangente. In: **XI CBA**, São Paulo, Setembro 1996, v. 3, p. 1393-1398.
- ZAMBRONI, A. C; CAÑIZARES, C. A; QUINTANA, V. H. New Techniques to Speed up Voltage Collapse Computations Using Tangent Vectors. In: **IEEE/PES Summer meeting**, Berlin, July 1997, paper PE-219 – PWRS-0-11-1996.

ZAMBRONI, A. C. Tangent Vector Applied to Voltage Collapse and Loss Sensitivity Studies. **Electric Power Systems Research** 47, p. 65–70, March 1998.

ZAMBRONI, A. C. Discussion on some Voltage Collapse Indices. **Electric Power Systems Research** 53, p. 53–58, 2000.

ZAMBRONI, A. C. Identifying a Vanishing Eigenvalue in Voltage Collapse Analysis with Limits Consideration. **IEEE Proc. Gener. Transm. Distrib.**, 148 (3), p. 263-267, 2001.

ZAMBRONI, A.C. et al. A New Contingency Analysis Approach For Voltage Collapse Assessment. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, v. 25, n. 10, p. 781-785, December 2003.

ZAMBRONI, A. C.; LIMA, B. I. Quasi-Dynamic Model and Strategy for Control Actions. **Electric Power and Systems**, 33: p. 1057-1070, 2005.

ZAMBRONI, A. C; LOPES, B. I. Unified Computational Tool for Transient and Long Term Stability Studies. **IET Generation Transmission and Distribution**, v. 3, n. 3, 2009.

ZAMBRONI, A. C. Using PV and QV curves with the meaning of static contingency screening and planning. **ELSEVIER, Electric Power Systems Research**, v. 81, n. 7, p. 1491-1498, July 2011.

ANEXO A – Esquemas de Controle de Emergência do SIN

	SENSORES					ETAPAS			OBS
	Terminal	LI/LT	Arranque (A)	Tiempo (s)	Fabricante/Modelo	Local	Maniobras		
							Abre	Cierra	
ECE-1	COV	ACY-COV 1 y 2 (LT "viejas")	600	1,50		COV	Lado 220 kV TR-1 Lado 220 kV TR-2	Reactor 1	Incluir solamente los circuitos que están sobre el SS1
			600	2,50		CYO	LT 220 kV CYO-HOR		
		K30-CZU-COV (Trecho LT "vieja")	560	1,50		GUA	LT 220 kV GUA-CLO Lado 66 kV TR-2 Lado 66 kV TR-4 LT 66 kV GUA-VTA	Reactor 1	
			560	2,50		LAM	Lado 23 kV TR-1 Lado 23 kV TR-2		
	CYO	COV-CYO	550	3,00		COV	Lado 220 kV TR-1 Lado 220 kV TR-2	Reactor 1	Incluir solamente los circuitos que están sobre el SS1
						CYO	LT 220 kV CYO-HOR		
						GUA	LT 220 kV GUA-CLO Lado 66 kV TR-2 Lado 66 kV TR-4 LT 66 kV GUA-VTA	Reactor 1	
						LAM	Lado 23 kV TR-1 Lado 23 kV TR-2		
						CYO	LT 220 kV CYO-HOR		
						LIM	LT 66 kV LIM-VHA	Reactor 1	

	SENSORES					ETAPAS			OBS
	Terminal	LT	Arranque (A)	Tiempo (s)	Fabricante/Modelo	Local	Maniobras		
							Abre	Cierra	
ECE-2	COV	COV-GUA COV-PIR COV-CAP-SLO	720	1,5		GUA	LT 220 kV GUA-CLO Lado 66 kV TR-2 Lado 66 kV TR-4 LT 66 kV GUA-VTA	Reactor 1	Incluir solamente los circuitos que están sobre el SS1
						LAM	Lado 23 kV TR-1 Lado 23 kV TR-2		
	CYO	CYO-LIM 1 y 2	552	1,5		GUA	LT 220 kV GUA-CLO Lado 66 kV TR-2 Lado 66 kV TR-4 LT 66 kV GUA-VTA	Reactor 1	Incluir solamente los circuitos que están sobre el SS1
	LIM	CYO-LIM 1 y 2	550	10,0		LIM	LT 66 kV LIM-VHA	Reactor 1	Incluir siempre

	SENSORES					ETAPAS			OBS
	Terminal	LI/LT	Arranque (A)	Tiempo (s)	Fabricante/Modelo	Local	Maniobras		
							Abre	Cierra	
ECE - 3	AYO	LP 1	696	1,50		AYO	LT 220kV AYO-VIN Lado 220kV TR-1	Reactor 1	
						SPA	LT 220kV SPA-TRI		
		LP 2	656	1,50		GUA	LT 220kV GUA-CLO Lado 220kV TR-1 Lado 220kV TR-3		
						AYO	LT 220kV AYO-VIN Lado 220kV TR-1	Reactor 1	
	AYO	LT 220kV AYO-SPA 1 LT 220kV AYO-SPA 2	624	1,50		SPA	LT 220kV SPA-TRI		
						GUA	LT 220kV GUA-CLO Lado 220kV TR-1 Lado 220kV TR-3		
	SPA	LT 220kV SPA-GUA 1 LT 220kV SPA-GUA 2	624	1,50		GUA	LT 220kV GUA-CLO Lado 220kV TR-1 Lado 220kV TR-3		