



Universidade Federal
Fluminense

Escola de Engenharia

MONITORAÇÃO ONLINE DA SEGURANÇA DE SISTEMAS DE POTÊNCIA
UTILIZANDO FLUXO DE POTÊNCIA CONTINUADO

Vinicius Santos Muniz

Dissertação de Mestrado apresentada ao Corpo Docente do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica e de Telecomunicações da Universidade Federal Fluminense, como parte dos requisitos necessários à obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica.

Orientadores: Sergio Gomes Junior
Vitor Hugo Ferreira

Niterói
Janeiro de 2018

VINICIUS SANTOS MUNIZ

MONITORAÇÃO ONLINE DA SEGURANÇA DE SISTEMAS DE POTÊNCIA
UTILIZANDO FLUXO DE POTÊNCIA CONTINUADO

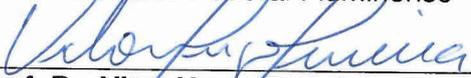
Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Pós Graduação em Engenharia Elétrica e de Telecomunicações da Universidade Federal Fluminense como requisito parcial para a Obtenção do Grau de Mestre em Engenharia Elétrica e de Telecomunicações.
Área de concentração: Sistemas de Energia Elétrica.

Niterói, 30 de janeiro de 2018.

BANCA EXAMINADORA



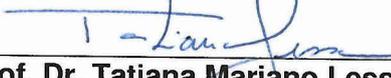
Prof. Dr. Sergio Gomes Junior - Orientador
Universidade Federal Fluminense - UFF



Prof. Dr. Vitor Hugo Ferreira - Coorientador
Universidade Federal Fluminense - UFF



Prof. Dr. Julio Cesar Stacchini de Souza
Universidade Federal Fluminense - UFF



Prof. Dr. Tatiana Mariano Lessa de Assis
Universidade Federal do Rio de Janeiro - UFRJ



Prof. Dr. Flávio Rodrigo de Miranda Alves
Centro de Pesquisas de Energia Elétrica - CEPEL

Niterói
(Janeiro/2018)

Ficha catalográfica automática - SDC/BEE

m Muniz, Vinicius Santos
 Monitoração Online da Segurança de Sistemas de Potência
 Utilizando Fluxo de Potência Continuado / Vinicius Santos
 Muniz ; Sergio Gomes Junior, orientador ; Vitor Hugo
 Ferreira, coorientador. Niterói, 2018.
 105 f. : il.

 Dissertação (mestrado)-Universidade Federal Fluminense,
 Niterói, 2018.

 1. Fluxo de potência. 2. Estabilidade de sistemas de
 energia elétrica . 3. Segurança de sistemas elétricos de
 potência. 4. Monitoração de sistemas elétricos de
 potência. 5. Produção intelectual. I. Título II. Gomes
 Junior, Sergio, orientador. III. Ferreira, Vitor Hugo ,
 coorientador. IV. Universidade Federal Fluminense. Escola de
 Engenharia.

CDD -

*Aos meus Familiares e
Professores*

Agradecimentos

Primeiramente agradeço a Deus, por me dar saúde e força para superar todas as dificuldades enfrentadas até aqui.

Aos meus pais, por todo amor, carinho e dedicação na minha criação e educação.

Ao meu irmão Guilherme, com quem dividi todos os momentos que vivi ao longo da minha vida.

À minha avó Maria Helena, pela companhia que me fez nas árduas horas de estudo ao longo de toda minha formação.

Ao meu orientador Prof. Sergio Gomes, pela orientação, dedicação e por não ter desistido de mim mesmo nos momentos de maior dificuldade.

Ao meu coorientador Prof. Vitor Hugo Ferreira, por ter aceito me orientar e por todo incentivo.

Ao meu supervisor Flávio, por ter me dado a oportunidade de estar no Cepel e acreditado em mim e em meu trabalho ao longo de quase cinco anos.

Ao grupo COPPETEX que forneceu o modelo em L^AT_EX qual foi adaptado para esta dissertação.

Aos amigos Milon, Thomas, José Guilherme, Vinícius Bravo e Pedro pela parceria ao longo da desta etapa da minha vida.

Aos colegas Renan Fernandes, Paula Oliveira, Nicolás Abreu e Thiago Masseran que foram fundamentais na elaboração deste trabalho.

Ao meu amigo Paulo Machado, companheiro de graduação e pós-graduação com quem sempre pude contar ao longo de toda minha formação acadêmica.

Ao Cepel, pela estrutura e apoio financeiro a mim oferecidos.

Aos membros da banca avaliadora.

A todos, meus sinceros agradecimentos.

O conhecimento serve para encantar as pessoas, não para humilhá-las.

Mario Sergio Cortella

Resumo da Dissertação de Mestrado apresentada ao Corpo Docente do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica e de Telecomunicações da Universidade Federal Fluminense como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Mestre em Engenharia Elétrica

MONITORAÇÃO ONLINE DA SEGURANÇA DE SISTEMAS DE POTÊNCIA UTILIZANDO FLUXO DE POTÊNCIA CONTINUADO

Vinicius Santos Muniz

Janeiro/2018

Orientadores: Sergio Gomes Junior
Vitor Hugo Ferreira

Programa: Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica e de Telecomunicações

Apresenta-se, neste trabalho, uma nova ferramenta de monitoração *online* da segurança de sistemas elétricos de potência. Para isto, é utilizado a ferramenta de fluxo de potência continuado aliado a informações relativas à análise de segurança. Como resultado são gerados gráficos temporais da margem de estabilidade de tensão para os diversos níveis de segurança baseados na convenção de cores utilizada nas ferramentas região de segurança estática do programa Anarede. Para a avaliação da ferramenta proposta utilizou-se um caso teste de pequeno porte e um caso do Sistema Interligado Nacional obtido em tempo real. A ferramenta foi implementada no programa computacional Anarede, visando também integração no pacote de ferramentas de análise de redes em tempo-real do EMS SAGE, ambos desenvolvidos pelo Cepel.

Abstract of Dissertation presented to PPGEET/UFF as a partial fulfillment of the requirements for the degree of Master in Engineering Electrical

ONLINE MONITORING OF POWER SYSTEM SECURITY USING
CONTINUATION POWER FLOW

Vinicius Santos Muniz

January/2018

Advisors: Sergio Gomes Junior
Vitor Hugo Ferreira

Program: Masters in Electrical and Telecommunications Engineering

This work proposes a new online monitoring tool for Power Systems Voltage Security Assessment. Continuation power flow tool is used together with information related to voltage security assessment. The results generated are time-domain graphics of voltage stability margin for some security criteria limits, based on the color convention used in the Static Security Analysis module of Anarede program. The proposed methodology is tested on a small system and the Brazilian Interconnected Power System, acquired by SAGE's SCADA system. The tool was implemented in Anarede, aiming to future integration with SAGE's online network analysis package tools.

Sumário

Lista de Figuras	xi
Lista de Tabelas	xiii
Lista de Abreviaturas	xiv
1 Introdução	1
2 Conceituação Teórica	6
2.1 Introdução ao Fluxo de Potência	6
2.1.1 Formulação e solução do problema	6
2.1.2 Modelo matemático	7
2.1.3 Solução pelo método de Newton	12
2.1.4 Controles e Limites	16
2.2 Fluxo de Potência Continuado	18
2.2.1 Reformulação do Fluxo de Potência	19
2.2.1.1 Preditor	20
2.2.1.2 Corretor	21
2.2.1.3 Outros Métodos de Continuação	21
2.3 Estabilidade e Segurança em Sistemas Elétricos de Potência	22
2.4 Estabilidade Angular	23
2.4.1 Estabilidade a Pequenos Sinais	24
2.4.2 Estabilidade Transitória	24
2.5 Estabilidade de Frequência	24
2.6 Estabilidade de Tensão	25
2.6.1 Estabilidade de Tensão a Grandes Perturbações	25
2.6.2 Estabilidade de Tensão a Pequenas Perturbações	26
2.6.3 Estabilidade de Tensão de Curto Prazo	26
2.6.4 Estabilidade de Tensão de Longo Prazo	26
2.6.5 Análise Dinâmica	27
2.6.6 Análise Estática	27
2.6.7 Caracterização do Fenômeno	27

2.7	Segurança de Sistemas de Potência	32
2.7.1	Região de Segurança Estática	35
2.7.2	Região de Segurança Dinâmica	41
3	Metodologia	43
3.1	Fluxo de Potência Continuado com Região de Segurança	43
3.2	Sistema Aberto de Gerenciamento de Energia - SAGE	46
3.3	Monitoração das Margens de Segurança a Partir do Fluxo de Potência Continuado	47
4	Resultados	54
4.1	Sistema Teste de Pequeno Porte do Sage	54
4.2	Sistema Interligado Nacional	59
4.2.1	Monitoração do dia 24/04/2016	62
4.2.2	Monitoração dos dias 22 a 28/04/2016	63
5	Conclusões e Trabalhos Futuros	70
	Referências Bibliográficas	72
A	Sistema Teste 65 barras	75
A.1	Dados do Sistema	75
A.2	Dados Adicionais	83
B	Dados Adicionais utilizados no SIN	85

Lista de Figuras

2.1	Resolução pelo método de <i>Newton-Raphson</i> geometricamente.	12
2.2	Ilustração do esquema preditor-corretor do FPC	19
2.3	Classificação da Estabilidade em Sistemas de Potência	23
2.4	Modelo ZIP.	31
2.5	Definição da Margem de carregamento.	36
2.6	RSE ilustrativa com 3 dimensões.	37
2.7	Nomograma ilustrativo do plano G2xG3.	39
2.8	Visualização de uma RSE no programa VisorChart Gerado pelo Anarede.	40
2.9	Visualização de um nomograma.	41
3.1	Curva PV obtida através do Fluxo de Potência Continuado com Contingência	44
3.2	Ilustração da Curva PV com Informação de Segurança	45
3.3	Exemplo de Monitoração da estabilidade de tensão proposto inicialmente	48
3.4	Exemplo de Monitoração da estabilidade de tensão com contingência	49
3.5	Exemplo de Monitoração da estabilidade de tensão com informação de segurança	50
3.6	Exemplo de Monitoração com Região de Segurança	51
3.7	Exemplo de Monitoração com Região de Segurança	52
3.8	Algoritmo de Monitoração com Região de Segurança	53
4.1	Diagrama Unifilar do Sistema Teste 65 barras	55
4.2	Arquitetura de teste da integração	55
4.3	Curva de carga utilizada durante a monitoração	56
4.4	Curva de monitoração Caso teste 65 barras	57
4.5	Curva PV da barra 21 carga mínima	58
4.6	Curva PV da barra 21 carga máxima	58
4.7	Curva PV da barra 21 carga média	59
4.8	Sistema Interligado Nacional.	61

4.9	Curva de monitoração do SIN no domingo, dia 24/04/2016	63
4.10	Curva de monitoração do SIN entre os dias 22 e 28/04/2016	65
4.11	Curva de monitoração do SIN da sexta-feira, dia 22/04/2016	66
4.12	Curva de monitoração do SIN do sábado, dia 23/04/2016	66
4.13	Curva de monitoração do SIN da segunda-feira, dia 24/04/2016 (mesma que a apresentada na Figura 4.9	67
4.14	Curva de monitoração do SIN da segunda-feira, dia 25/04/2016	67
4.15	Curva de monitoração do SIN da terça-feira, dia 26/04/2016	68
4.16	Curva de monitoração do SIN da quarta-feira, dia 27/04/2016	68
4.17	Curva de monitoração do SIN da quinta-feira, dia 28/04/2016	69

Lista de Tabelas

2.1	Valores dos coeficientes das expressões de fluxo de potência.	8
2.2	Tipos de barra em um SEP.	10
4.1	Lista de contingências Simuladas no Sistema 65 barras	56
4.2	Barras selecionadas para receber o incremento	62
4.3	Lista de contingências simuladas no SIN	62

Lista de Abreviaturas

AEC	Análise Estática de Contingências, p. 43
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica, p. 59
AVR	<i>Automatic Voltage Regulation</i> , p. 28
Anarede	Programa de Análise de Redes , p. 5
CAG	Controle Automático de Geração, p. 2
CCAT	Corrente contínua de Alta Tensão, p. 3
CNOS	Centro Nacional de Operação do Sistema, p. 4
COS	Centro de Operação de Sistema, p. 47
Cepel	Centro de Pesquisa de Energia Elétrica, p. 4
DMP	<i>Data Manager Program</i> , p. 51
DSA	<i>Dynamic Security Assessment</i> ou Avaliação de Segurança Dinâmica, p. 32
EMS	<i>Energy Management System</i> , p. 36, 46
ERAC	Esquema Regional de Alívio de Carga, p. 3
FPCC	Fluxo de Potência Continuado com Contingência, p. 43
FPC	Fluxo de Potência Continuado, p. 21
LT	Linha de Transmissão, p. 4
MC	Margem de Carregamento, p. 35
MET	Margem de Estabilidade de Tensão, p. 35
NB	Número de Barras, p. 7
NPQ	Número de Barras PQ, p. 10

NPV	Números de Barras PV, p. 10
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico, p. 59
PMC	Ponto de Máximo Carregamento, p. 20
RSD	Região de Segurança Dinâmica, p. 41
SAGE	Sistema Aberto de Gerenciamento de Energia, p. 46
SCADA	Supervisory Control and Data Acquisition, p. 47
SEP	Sistemas Elétricos de Potência, p. 1
SE	Subestação, p. 3
SIN	Sistema Interligado Nacional, p. 2
VSA	<i>Voltage Security Assessment</i> , p. 36

Capítulo 1

Introdução

A principal função dos Sistemas Elétricos de Potência (SEP) é fornecer energia para os consumidores com qualidade e de forma segura. No entanto, em função da variação da demanda a cada instante e das conseqüentes variações da geração, tais sistemas possuem comportamento dinâmico que exige a constante monitoração das condições operativas para que se possa garantir o adequado atendimento dos consumidores. Em um cenário de constante aumento de consumo de energia elétrica[1] e de restrições ambientais à expansão do sistema de transmissão e do parque gerador, observa-se que tais sistemas têm operado cada vez mais próximo dos seus limites. Assim, é necessário desenvolver métodos de avaliação e monitoração de sistemas elétricos de potência que evitem a ocorrência de fenômenos que possam levar estes sistemas a situações de risco e à interrupção do fornecimento de energia elétrica.

Os fenômenos relacionados à estabilidade de tensão têm destacada importância quando se pretende analisar o comportamento dinâmico de sistemas elétricos de potência, tanto do ponto de vista de segurança e estabilidade, quanto do atendimento à demanda.

Existem diversos relatos de perturbações e blecautes devido a eventos relacionados ao fenômeno de instabilidade de tensão. Estes incidentes tornaram o tema alvo de profunda investigação nas últimas décadas[2]. Dentre esses eventos, destacam-se os seguintes incidentes[3][4]:

- Japão, 22 de agosto de 1970;
- França, 19 de dezembro de 1978;
- Dinamarca, 2 de março de 1979;
- Bélgica, 4 de agosto de 1982;
- Flórida, 2 de setembro de 1982, 26 de novembro de 1982, 28 de dezembro de 1982 e 30 de dezembro de 1982;

- Suécia, 27 de dezembro de 1983;
- Flórida, 17 de maio de 1985;
- Tcheco-Eslováquia, 5 de julho de 1985;
- Inglaterra, 20 de maio de 1986;
- França, 12 de janeiro de 1987;
- Japão, 23 de julho de 1987;
- WSCC, 2 de julho de 1996;

As razões para cada uma destas ocorrências, assim como seus efeitos, são diversos. Os principais fatores que podem levar à ocorrência do fenômeno de instabilidade de tensão serão discutidos em detalhe ao longo deste trabalho.

Durante a operação do Sistema Interligado Nacional (SIN) já ocorreram desligamentos e blecautes causados por instabilidade de tensão. Dentre estes eventos, pode-se citar os seguintes[5]:

- a) Instabilidade de Tensão em 24/04/1997, iniciada pelo esgotamento das reservas de potência reativa da área São Paulo, que se tornou evidente às 18h15min diante da impossibilidade de manter a tensão na subestação conversora CC/CA de Ibiuna 345 kV. Neste instante o compensador síncrono nº 3 atingiu seu limite superior de excitação de campo, com a tensão controlada em 331 kV (95,9%). Ocorreram então bloqueios por subtensão dos centros de alimentação de cargas essenciais da subestação e a interrupção dos serviços auxiliares, seguidos da perda do compensador síncrono. O Sistema encontrava-se operando com indisponibilidade de equipamentos de suporte de potência reativa na área São Paulo, isto é, sem o compensador síncrono nº 2 de Ibiúna (300 Mvar), um banco de capacitores de 200 Mvar em Tijuco Preto e 208 Mvar de capacitores no sistema de transmissão da Eletropaulo. Inúmeras medidas operativas foram tomadas até às 18h00, seguindo procedimentos e práticas adotadas nos dias anteriores: desligamento de reatores manobráveis, elevação das tensões geração nas usinas, aumento do despacho das usinas de Henry Borden e Santa Cruz, retirada da usina de Itaipu do CAG para evitar a sua participação na ponta de carga com conseqüente comprometimento da tensão no tronco de 765kV. Não obstante estas ações, as tensões em alguns barramentos da área São Paulo e Minas Gerais se apresentavam, nesta ocasião, abaixo de suas faixas operativas e os compensadores síncronos de Embu-Guaçu e Santo Ângelo operavam próximos de seus limites de sobreexcitação. Por volta das 18h15min

a linha de transmissão Campinas-Guarulhos, em 345 kV, foi desligada para eliminação de sobrecarga nos transformadores (3x150 MVA - 345/138 kV) em Campinas, conforme previsto nas instruções de operação. Com o esgotamento dos recursos para o controle das tensões, frente a um processo de crescimento continuado da carga, a Operação do Sistema buscou ainda remanejar a geração de Itaipu em 150MW, reduzindo o despacho no lado de 60 Hz e aumentando no de 50 Hz, visando manter a tensão em Ivaiporã. A propagação do evento se deu com a saída do compensador síncrono nº 3 de Ibiúna agravando as condições de tensão e levando ao bloqueio do bipolo 2 do elo de CCAT . Seguiram-se os desligamentos automáticos dos compensadores síncronos nº 1 e nº 4. A perda de 3.000 MW de geração de potência ativa e de 900 Mvar de potência reativa levaram a um estado operativo com subfrequência e subtensão, com a carga ainda em crescimento. Inúmeros desligamentos se sucederam em cascata, com as perdas da compensação síncrona em Tijuco Preto e Embu-Guaçu e das gerações de Capivara, Funil, Angra I e Volta Grande, bem como os desligamentos do bipolo 1, da SE Bandeirantes, e desligamentos manuais (ECAM) e automáticos de carga (ERAC). Foram afetadas as regiões Sudeste, Sul e Centro-Oeste com cerca de 7.600 MW de carga cortada, correspondendo a 19% da carga dessas regiões. A recomposição total do sistema foi feita em cerca de 1h15min. Foi constatado que o sistema estava operando com reservas de potência reativa insuficientes para cobrir as necessidades na hora de ponta. A indisponibilidade dos equipamentos para controle de tensão na área São Paulo contribuíram decisivamente para a instalação do processo de instabilidade de tensão. Foi constatado também o esgotamento do suporte de tensão no sistema de distribuição da região de São Paulo, já no patamar de carga média, bem como a falta de um ajuste coordenado dos seus transformadores com dispositivos de comutação em carga (LTC) e reduzida utilização na área de esquemas de alívio de carga por subtensão.

- b) Instabilidade de tensão em 25/04/1997 às 18:17 h que, analogamente ao dia anterior, também foi iniciada com o esgotamento das reservas de potência reativa na área São Paulo, levando ao desligamento dos três compensadores síncronos de Ibiúna às 18h17min por falta de alimentação dos serviços auxiliares e a perda da ligação CCAT (bipolos 1 e 2). Uma série de desligamentos em cascata levou o sistema a uma situação de instabilidade de tensão. Em razão do desligamento ocorrido no dia anterior, a usina Angra I operava com despacho bastante reduzido (88 MW em vez de 627 MW despachado na véspera), o que tornava a operação do sistema mais vulnerável à ocorrência de instabilidade de tensão. No decorrer do processo ocorreram os desligamentos automáticos

do compensador síncrono de Tijuco Preto, das usinas de Angra I, Capivara e Funil. A redução da frequência levou à atuação do ERAC. Estes cortes de carga, bem como aqueles relacionados às acentuadas reduções na tensão, não foram suficientes para evitar a queda da frequência, pois a carga do sistema ainda estava aumentando para atingir a ponta, com uma taxa de crescimento de 1.700 MW/10 minutos. A reconstituição da frequência só foi alcançada posteriormente através de corte manual de carga coordenado pelo CNOS. Foram afetadas as regiões Sudeste, Sul e Centro-Oeste com cerca de 6.900 MW de carga cortada. A reposição gradual das cargas foi iniciada às 18h50min e concluída às 19h23min, cerca de 1 hora após o início da ocorrência. As constatações foram idênticas às do dia anterior.

- c) Instabilidade de tensão em 13/11/1997, às 9h25min iniciada por uma sobrecarga na LT 230 kV Mascarenhas - Governador Valadares que provocou o seu desligamento automático por atuação correta da proteção direcional temporizada de sobrecorrente de fase. O exame do registro gráfico revelou que a linha entrou numa rampa positiva de carregamento atingindo 159 MVA, com tensão de 224,7 kV (97,6%). No dia anterior havia ocorrido o mesmo desligamento quando operava com 160 MVA e 222 kV. A sua propagação se deu com a perda da interligação Minas-Espírito Santo, que contribuiu significativamente para o agravamento do regime de subtensões na área Rio de Janeiro - Espírito Santo, sendo registradas tensões de 78% em Carapina 138 kV (tensão operativa na faixa de 101/102%), 50% em Campos 345 kV, 67% em Adrianópolis 138 kV e 81% em São José 138 kV. O afundamento das tensões levou a uma rejeição natural de cargas de cerca de 1.210 MW, bem como à atuação do ECE de subtensão para prevenção de colapso de tensão instalado na SE Três Rios. Um mesmo desligamento desta linha ocorreu 4 horas mais tarde, nas mesmas condições operativas de sobrecarga. Foram afetadas as áreas Rio de Janeiro e Espírito Santo com cerca de 1.210 MW de carga naturalmente cortada.

As grandes perturbações ocorridas no sistema elétrico brasileiro, ocasionadas por instabilidade de tensão, com desligamentos em cascata, como as mencionadas anteriormente, geram grandes prejuízos para a sociedade.

Com o objetivo de prevenir e controlar estes e os demais distúrbios que possam levar um SEP a condições adversas de segurança operativa e qualidade do fornecimento de energia elétrica, foram desenvolvidas ao longo dos anos ferramentas e técnicas de análise e monitoração, tanto para aplicação em tempo real (*online*), quanto para o ambiente de estudo e planejamento(*offline*). Dentre estas ferramentas destacam-se as de avaliação de segurança estática e dinâmica, desenvolvidas pelo Centro de Pesquisa de Energia Elétrica (Cepel), presentes nos programas computa-

cionais desenvolvidas pelo centro: Anarede, Anatem e Pacdyn.

Motivado pela importância e consequências relacionadas à instabilidade de tensão, em vista do que foi exposto até aqui, é proposto neste trabalho o desenvolvimento de uma ferramenta de Monitoração Online da Segurança de Sistemas de Potência Utilizando Fluxo de Potência Continuado. Esta ferramenta foi implementada no Programa de Análise de Redes (Anarede) desenvolvido pelo Cepel. Para isso, estende-se o conceito de região de segurança para a ferramenta fluxo de potência continuado.

Este trabalho está estruturado em cinco capítulos. Após este capítulo introdutório, no Capítulo 2 é feita uma conceituação teórica dos principais tópicos relacionados a esta dissertação presentes na literatura, bem como uma introdução às técnicas utilizadas na implementação da ferramenta proposta.

No Capítulo 3 é apresentada a metodologia utilizada para o desenvolvimento da ferramenta de Monitoração Online da Segurança de Sistemas de Potência Utilizando Fluxo de Potência Continuado, proposta neste trabalho.

No Capítulo 4 é feita a aplicação da ferramenta desenvolvida em um sistema teste de pequeno porte e em um caso real do SIN, sendo avaliados os resultados obtidos.

No Capítulo 5 são apresentadas as considerações finais do trabalho e sugestões de trabalhos futuros. Após este capítulo, são incluídas as Referências Bibliográficas e os Anexos.

Capítulo 2

Conceituação Teórica

Neste capítulo será feita a conceituação teórica dos fundamentos necessários para compreensão deste trabalho.

2.1 Introdução ao Fluxo de Potência

Nesta Seção são apresentados os principais conceitos teóricos que cercam a análise de fluxo de potência.

Para a realização de diversos estudos em sistemas elétricos de potência há a necessidade de se determinar o ponto de operação do sistema. Este ponto de operação é conhecido quando é possível calcular todas as grandezas da rede, como fluxo de potência nas linhas, valores de geração e perdas por exemplo, para isso é necessário conhecer todas as variáveis de estado do sistema, que no caso são os valores da tensão complexa nos barramentos do sistema (módulo e ângulo). A partir dessas variáveis é possível determinar toda e qualquer grandeza do sistema.

Para determinar as variáveis de estado é necessário resolver o sistema de equações e inequações que caracterizam a rede elétrica. No estudo de fluxo de potência é considerada a modelagem estática da rede, considerando que as variações com o tempo sejam suficientemente lentas e podendo ser desprezado o comportamento dinâmico do sistema.

Tendo em vista a importância do problema, desenvolveu-se diversos programas computacionais para sua resolução, dentre eles destaca-se o Anarede desenvolvido pelo Cepel, no qual foi implementado o algoritmo proposto neste trabalho.

2.1.1 Formulação e solução do problema

Um das premissas adotadas para a formulação do problema é considerar o sistema de transmissão equilibrado, ou seja, todas as fases com mesmo módulo e

defasadas 120° entre si. Esta simplificação é razoável, uma vez que o desequilíbrio entre fases na alta tensão é pequeno e pode ser desprezado.

A formulação tradicional e mais utilizada nos programas comerciais é a formulação em coordenadas polares e considerando quatro variáveis associadas as barras do sistema.

- V_k : módulo da tensão nodal;
- Θ_k : ângulo da tensão nodal;
- P_k : injeção líquida de potência ativa (geração menos carga);
- Q_k : injeção líquida de potência reativa (geração menos carga);
- Ω_k : conjunto de barras vizinhas a barra k .

Ao impormos a Primeira Lei de *Kirchhoff*, temos que as injeções de potência ativa e reativa em cada barra deverá ser igual à soma dos fluxos que saem da barra através de linhas de transmissão. Matematicamente, temos então duas equações para cada barra do sistema:

$$P_k = \sum_{m \in \Omega_k} P_{km}(V_k, V_m, \Theta_k, \Theta_m), \quad \{k \in \mathbb{N} \mid 1 \leq k \leq NB\} \quad (2.1)$$

$$Q_k + Q_k^{sh}(V_k) = \sum_{m \in \Omega_k} Q_{km}(V_k, V_m, \Theta_k, \Theta_m), \quad \{k \in \mathbb{N} \mid 1 \leq k \leq NB\} \quad (2.2)$$

A funções P_{km} e Q_{km} serão apresentadas com mais detalhes a seguir, e sua formulação depende do elemento da rede que estará ligado entre as barras k e m .

2.1.2 Modelo matemático

Os fluxos de potência ativa, reativa e corrente complexa em uma linha de transmissão, transformador defasador ou em fase podem ser expressos conforme as equações (2.3), (2.4) e (2.5)[6],

$$P_{km} = (a_{km} V_k)^2 g_{km} - (a_{km} V_k) V_m g_{km} \cos(\Theta_{km} + \varphi_{km}) + \\ - (a_{km} V_k) V_m b_{km} \sen(\Theta_{km} + \varphi_{km}) \quad (2.3)$$

$$Q_{km} = -(a_{km} V_k)^2 (b_{km} + b_{km}^{sh}) + (a_{km} V_k) V_m b_{km} \cos(\Theta_{km} + \varphi_{km}) + \\ - (a_{km} V_k) V_m g_{km} \sen(\Theta_{km} + \varphi_{km}) \quad (2.4)$$

$$I_{km} = (a_{km}^2 y_{km} + j b_{km}^{sh}) E_k + (-a_{km} e^{-j\varphi_{km}} y_{km}) E_m \quad (2.5)$$

onde:

a_{km} : relação de transformação ($1 : a_{km}$) de um transformador no ramo $k-m$;

φ_{km} : ângulo de defasagem inserido por um transformador defasador com relação de transformação ($1 : a_{km} e^{j\varphi_{km}}$) no ramo $k-m$;

g_{km} : condutância série equivalente do ramo $k-m$;

b_{km} : susceptância série equivalente do ramo $k-m$;

y_{km} : admitância série equivalente do ramo $k-m$ ($y_{km} = g_{km} + j b_{km}$);

b_{km}^{sh} : susceptância *shunt* equivalente de uma linha de transmissão no ramo $k-m$;

E_k, E_m : tensões complexas das barras terminais do ramo $k-m$ ($E_k = V_k e^{j\theta_k}$);

V_k, V_m : magnitude das tensões nas barras terminais do ramo $k-m$.

De acordo com o tipo do ramo os coeficientes a_{km} , φ_{km} e b_{km}^{sh} assumem valores específicos mostrados na tabela a seguir.

Tabela 2.1: Valores dos coeficientes das expressões de fluxo de potência.

Componente	a_{km}	φ_{km}	b_{km}^{sh}
Linha de Transmissão	1	0	\mathbb{R}
Transformador em Fase	\mathbb{R}_+^*	0	0
Transformador Defasador	\mathbb{R}_+^*	\mathbb{R}^*	0
Defasador Puro	1	\mathbb{R}^*	0

Ao aplicar a Lei dos Nós para uma determinada barra k pode-se concluir que a soma das correntes que fluem entre seus ramos é igual à injeção total de corrente na barra.

$$I_k + I_k^{sh} = \sum_{m \in \Omega_k} I_{km}, \quad \{k \in \mathbb{N} \mid 1 \leq k \leq NB\} \quad (2.6)$$

Substituindo as equações (2.5) em (2.6), obtém-se (2.7),

$$I_k = \left[j b_k^{sh} + \sum_{m \in \Omega_k} (j b_{km}^{sh} + a_{km}^2 y_{km}) \right] E_k + \sum_{m \in \Omega_k} (-a_{km} e^{j\varphi_{km}} y_{km}) E_m \quad (2.7)$$

Representada na forma matricial por:

$$\underline{I} = Y \underline{E} \quad (2.8)$$

Em que:

\underline{I} : vetor das injeções de correntes, cujas componentes são I_k , $\{k \in \mathbb{N} \mid 1 \leq k \leq NB\}$;

\underline{E} : vetor das tensões nodais, cujas componentes são $E_k = V_k e^{j\Theta_k}$;

Y : matriz de admitância nodal ($Y = G + jB$), cujos elementos são especificados por (2.9), com o auxílio da Tabela 2.1.

$$Y \begin{cases} Y_{km} = -a_{km} e^{-j\varphi_{km}} y_{km} \\ Y_{kk} = j b_k^{sh} + \sum_{m \in \Omega_k} (j b_{km}^{sh} + a_{km}^2 y_{km}) \end{cases} \quad (2.9)$$

Ao analisar a matriz Y pode-se concluir que em sistemas de maior porte onde uma mesma barra não possui conexão com muitas outras barras a matriz se torna altamente esparsa, pois o elemento y_{km} entre barras que não possui conexão passa a ser nulo.

Multiplicando I_k pelo conjugado de E_k^* obtém-se o conjugado da potência complexa S_k :

$$E_k^* I_k = S_k^* = P_k - jQ_k \quad (2.10)$$

Dividindo a matriz Y em parte real e imaginária e escrevendo a tensão complexa em forma polar a equação(2.8) pode ser escrita como:

$$I_k = \sum_{m \in K} (G_{km} + jB_{km})(V_m e^{j\Theta_m}) \quad (2.11)$$

Daí,

$$S_k^* = V_k e^{-j\Theta_k} \sum_{m \in K} (G_{km} + jB_{km})(V_m e^{j\Theta_m}) \quad (2.12)$$

Dividindo em parte real e imaginária, tem-se a expressão para potência ativa e reativa.

$$P_k = V_k \sum_{m \in K} V_m (G_{km} \cos \Theta_{km} + B_{km} \sen \Theta_{km}) \quad (2.13)$$

$$Q_k = V_k \sum_{m \in K} V_m (G_{km} \sen \Theta_{km} - B_{km} \cos \Theta_{km}) \quad (2.14)$$

Reescrevendo as equações (2.13) e (2.14) em função das diferenças de potências calculadas e especificadas.

$$\Delta P_k = P_k^{esp} - P_k = 0 \quad (2.15)$$

$$\Delta Q_k = Q_k^{esp} - Q_k = 0 \quad (2.16)$$

Em que ΔP_k e ΔQ_k são conhecidos como *Power mismatches* ou resíduos de potência.

Logo, uma rede com N barras resulta em um sistema de equações com $2N$ equações e $4N$ incógnitas, o que torna o sistema indeterminado e com infinitas soluções. Para que o sistema possa ser solucionado há a necessidade de reduzir o número de variáveis. De acordo com a classificação da barra algumas dessas variáveis passam a ser consideradas como dados de entrada especificados, por exemplo, a tensão e injeção de potência ativa nas barras de geração. Os tipos mais comuns de barras são:

Tabela 2.2: Tipos de barra em um SEP.

Tipo	Dados	Incógnitas
PQ	P_k e Q_k	V_k e Θ_k
PV	P_k e V_k	Q_k e Θ_k
$V\Theta$ (Referência)	V_k e Θ_k	P_k e Q_k

As barras PQ representam barras de carga e as barras do tipo PV representam as barras de geração. A barra $V\Theta$ representa a referência angular do sistema, e também é responsável por fechar o balanço de potência.

Sendo assim, para um sistema com N barras, as variáveis a serem determinadas são o módulo da tensão nas barras PQ , os ângulos nas barras PQ e PV a injeção de potência reativa nas barras PV e $V\Theta$ e a injeção de potência ativa na barra $V\Theta$. Este problema pode ser decomposto em dois subsistemas de equações:

- No subsistema 1 são conhecidos os valores de P_k e V_k para as barras PV , P_k e Q_k para as barras PQ e pretende-se calcular V_k e Θ_k nas barras PQ e Θ_k nas barras PV . Logo, tem-se um sistema com $2NPQ + NPV$ equações algébricas não-lineares e $2NPQ + NPV$ incógnitas, onde NPQ e NPV correspondem ao número de barras PQ e PV nesta ordem. Esse sistema está representado pelas equações (2.15), para barras PQ e PV , e (2.16) para barras PQ e sua solução deve ser encontrada de forma iterativa, pois as incógnitas são expressas de forma implícita;

- No subsistema 2 são conhecidos todos os valores da tensão complexa do sistema após a resolução do Subsistema 1. Deseja-se calcular os valores de P_k e Q_k para a barra de referência e os valores de Q_k para as barras PQ . Este subsistema possui $2 + NPQ$ equações algébricas não-lineares e pode ser resolvido de maneira direta, pois as incógnitas deste sistema são expressas de maneira explícita como observado nas equações (2.13) e (2.14).

O Subsistema 1 é constituído de equações algébricas não-lineares e requer um método iterativo para a determinação das incógnitas V_k e Θ_k . Estas incógnitas podem ser escritas na forma do vetor dado a seguir:

$$\underline{x} = \left[\begin{array}{l} \underline{\Theta} \\ \underline{V} \end{array} \right] \left\{ \begin{array}{l} NPV + NPQ \\ NPQ \end{array} \right. \quad (2.17)$$

em que:

$\underline{\Theta}$: vetor dos ângulos das tensões das barras PQ e PV ;

\underline{V} : vetor dos módulos das tensões das barras PQ .

Dessa forma, pode-se reescrever as equações(2.15) e (2.16), em função do vetor de incógnitas \underline{x} , conforme (2.18) e (2.19).

$$\Delta P_k = P_k^{esp} - P_k(\underline{x}) = 0 \quad (2.18)$$

$$\Delta Q_k = Q_k^{esp} - Q_k(\underline{x}) = 0 \quad (2.19)$$

Por fim, definindo uma função vetorial $\underline{g}(\underline{x})$, dada por:

$$\underline{g}(\underline{x}) = \left[\begin{array}{l} \Delta \underline{P} \\ \Delta \underline{Q} \end{array} \right] = \left[\begin{array}{l} \underline{P}^{esp} - \underline{P}(\underline{x}) \\ \underline{Q}^{esp} - \underline{Q}(\underline{x}) \end{array} \right] \left\{ \begin{array}{l} NPV + NPQ \\ NPQ \end{array} \right. \quad (2.20)$$

Em que:

$\underline{P}(\underline{x})$: vetor das injeções de potência ativa líquida nas barras PQ e PV ;

$\underline{Q}(\underline{x})$: vetor das injeções de potência reativa líquida nas barras PQ .

Através dessa função, o Subsistema 1, dado pelas expressões (2.18) e (2.19), pode ser colocado na forma:

$$\underline{g}(\underline{x}) = 0 \quad (2.21)$$

Este sistema de equações algébricas não-lineares deve ser resolvido por um algum método iterativo. Dentre vários métodos, podem-se citar os métodos de *Gauss-Seidel* e o método de *Newton-Raphson*.

2.1.3 Solução pelo método de Newton

O Método de *Newton-Raphson* n-dimensional é o método mais comum e eficaz na resolução do subproblema 1, onde pretende-se determinar as raízes da função matricial $g(x)$, ou seja, encontrar os valores de x para qual a função g se anule.

Em um sistema unidimensional $g(x) = 0$, em que x e $g(x)$ são escalares, a resolução pelo método de *Newton-Raphson* em termos geométricos é representada na Figura(2.1).

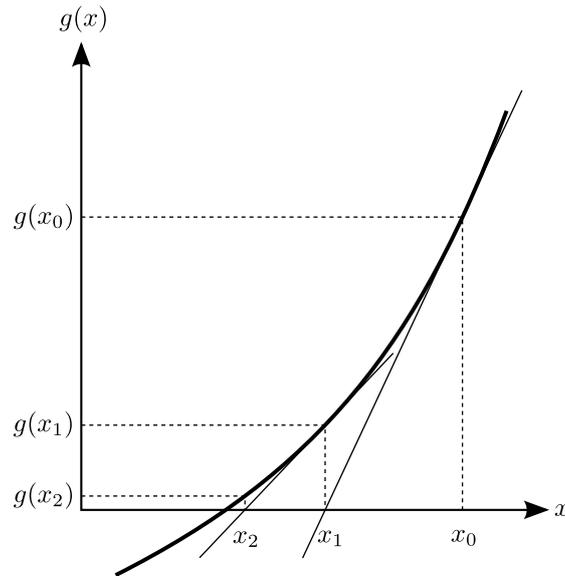


Figura 2.1: Resolução pelo método de *Newton-Raphson* geometricamente.

Para o valor inicial arbitrário x_0 , calcula-se a reta tangente neste ponto e avalia-se o valor da função no ponto onde a reta tangente interceptar o eixo das abscissas (x_1) então compara-se o valor de $g(x_1)$ com a tolerância previamente definida (ε), se $g(x_1) \leq \varepsilon$ finaliza o método, caso contrário continue. Este processo é matematicamente descrito nos passos a seguir:

- i) Escolher uma solução inicial x , para $\gamma = 0$ ($x = x_\gamma = x_0$).
- ii) Calcular o valor da função $g(x)$ para $x = x_\gamma$.
- iii) Comparar o valor calculado $g(x_\gamma)$ com a tolerância previamente especificada ε :
 - a) $|g(x_\gamma)| \leq \varepsilon \rightarrow$ a solução dentro da faixa de tolerância $\pm \varepsilon$ será x_γ ;
 - b) $|g(x_\gamma)| > \varepsilon \rightarrow$ prosseguir para o próximo passo.
- iv) Linearizar por série de *Taylor* a função $g(x)$ em torno do ponto $(x_\gamma; g(x_\gamma))$, conforme a expressão (2.22), sabendo que $g'(x_\gamma)$ é a derivada de $g(x)$.

$$g(x_\gamma + \Delta x_\gamma) \cong g(x_\gamma) + g'(x_\gamma)\Delta x_\gamma \quad (2.22)$$

v) Encontrar Δx_γ que resolva o problema linearizado descrito na equação (2.23).

$$g(x_\gamma) + g'(x_\gamma)\Delta x_\gamma = 0 \quad (2.23)$$

Com uma simples manipulação dos termos da equação (2.23), obtém-se a solução Δx_γ , evidenciada na expressão (2.24).

$$\Delta x_\gamma = -\frac{g(x_\gamma)}{g'(x_\gamma)} \quad (2.24)$$

vi) Calcular a nova estimativa de x , segundo a expressão (2.25).

$$x_{\gamma+1} = x_\gamma + \Delta x_\gamma \quad (2.25)$$

vii) Fazer $\gamma \leftarrow \gamma + 1$ e voltar ao passo (ii).

Para a resolução de um sistema n -dimensional $g(x) = 0$, sendo $g(x)$ uma função vetorial ($n \times 1$) e \underline{x} um vetor de incógnitas ($n \times 1$), descritos em (2.26) e (2.27), segue os mesmos passos enunciados anteriormente para o caso unidimensional, com exceção do passo 4, no qual a derivada $g'(x_\gamma)$ é substituída pela matriz jacobiana $J(x_\gamma)$.

$$\underline{g}(\underline{x}) = [g_1(\underline{x}), g_2(\underline{x}), \dots, g_n(\underline{x})]^t \quad (2.26)$$

$$\underline{x} = [x_1, x_2, \dots, x_n]^t \quad (2.27)$$

A equação (2.23) representa a linearização da função vetorial $\underline{g}(\underline{x})$ em $\underline{x} = \underline{x}_\gamma$ pelos dois primeiros termos da série de *Taylor*, sendo a matriz jacobiana J dada por (2.28).

$$J = \frac{\partial \underline{g}}{\partial \underline{x}} = \begin{bmatrix} \frac{\partial g_1}{\partial x_1} & \frac{\partial g_1}{\partial x_2} & \cdots & \frac{\partial g_1}{\partial x_n} \\ \frac{\partial g_2}{\partial x_1} & \frac{\partial g_2}{\partial x_2} & \cdots & \frac{\partial g_2}{\partial x_n} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial g_n}{\partial x_1} & \frac{\partial g_n}{\partial x_2} & \cdots & \frac{\partial g_n}{\partial x_n} \end{bmatrix} \quad (2.28)$$

Aplicando o método na resolução do subsistema 1 do tipo $\underline{g}(\underline{x}) = 0$ tem-se:

$$\underline{g}(\underline{x}_\gamma) = -J(\underline{x}_\gamma)\Delta \underline{x}_\gamma \quad (2.29)$$

Cada termo do sistema enunciado em (2.29) é definido pelas expressões (2.30), (2.31) e (2.32).

$$\underline{g}(\underline{x}_\gamma) = \left[\begin{array}{l} \Delta \underline{P}_\gamma \\ \Delta \underline{Q}_\gamma \end{array} \right] \left. \begin{array}{l} \} NPV+NPQ \\ \} NPQ \end{array} \right\} \quad (2.30)$$

$$\Delta \underline{x}_\gamma = \left[\begin{array}{l} \Delta \underline{\Theta}_\gamma \\ \Delta \underline{V}_\gamma \end{array} \right] \left. \begin{array}{l} \} NPV+NPQ \\ \} NPQ \end{array} \right\} \quad (2.31)$$

$$J(\underline{x}_\gamma) = \left[\begin{array}{cc} \frac{\partial(\Delta \underline{P})}{\partial \underline{\Theta}} & \frac{\partial(\Delta \underline{P})}{\partial \underline{V}} \\ \frac{\partial(\Delta \underline{Q})}{\partial \underline{\Theta}} & \frac{\partial(\Delta \underline{Q})}{\partial \underline{V}} \end{array} \right] \left. \begin{array}{l} \} NPV+NPQ \\ \} NPQ \end{array} \right\} \quad (2.32)$$

$\underbrace{\hspace{10em}}_{NPV+NPQ} \quad \underbrace{\hspace{10em}}_{NPQ}$

Como ΔP e ΔQ possuem parcelas constantes (P^{esp} e Q^{esp}) conforme a equação (2.30), é possível reescrever a matriz jacobiana (2.32) como:

$$J(\underline{x}_\gamma) = - \left[\begin{array}{cc} \frac{\partial \underline{P}}{\partial \underline{\Theta}} & \frac{\partial \underline{P}}{\partial \underline{V}} \\ \frac{\partial \underline{Q}}{\partial \underline{\Theta}} & \frac{\partial \underline{Q}}{\partial \underline{V}} \end{array} \right]_\gamma \quad (2.33)$$

Dividindo a matriz jacobiana em submatrizes de modo a simplificar sua representação tem-se,

$$\begin{aligned} H &= \frac{\partial \underline{P}}{\partial \underline{\Theta}}; & N &= \frac{\partial \underline{P}}{\partial \underline{V}} \\ M &= \frac{\partial \underline{Q}}{\partial \underline{\Theta}}; & L &= \frac{\partial \underline{Q}}{\partial \underline{V}} \end{aligned} \quad (2.34)$$

Substituindo as expressões (2.30), (2.31) e (2.34) na equação (2.29). obtém-se a nova representação para o sistema linear (2.29), dada por (2.35).

$$\left[\begin{array}{l} \Delta \underline{P}_\gamma \\ \Delta \underline{Q}_\gamma \end{array} \right] = \left[\begin{array}{cc} H & N \\ M & L \end{array} \right]_\gamma \cdot \left[\begin{array}{l} \Delta \underline{\Theta}_\gamma \\ \Delta \underline{V}_\gamma \end{array} \right] \quad (2.35)$$

As expressões a seguir denotam as matrizes H, N, M e L respectivamente.

$$H \begin{cases} H_{km} = \frac{\partial P_k}{\partial \Theta_m} = V_k V_m (G_{km} \sen \Theta_{km} - B_{km} \cos \Theta_{km}) \\ H_{kk} = \frac{\partial P_k}{\partial \Theta_k} = -Q_k - V_k^2 B_{kk} \end{cases} \quad (2.36)$$

$$N \begin{cases} N_{km} = \frac{\partial P_k}{\partial V_m} = V_k (G_{km} \cos \Theta_{km} + B_{km} \sen \Theta_{km}) \\ N_{kk} = \frac{\partial P_k}{\partial V_k} = V_k^{-1} (P_k + V_k^2 G_{kk}) \end{cases} \quad (2.37)$$

$$M \begin{cases} M_{km} = \frac{\partial Q_k}{\partial \Theta_m} = -V_k V_m (G_{km} \cos \Theta_{km} + B_{km} \sen \Theta_{km}) \\ M_{kk} = \frac{\partial Q_k}{\partial \Theta_k} = P_k - V_k^2 G_{kk} \end{cases} \quad (2.38)$$

$$L \begin{cases} L_{km} = \frac{\partial Q_k}{\partial V_m} = V_k (G_{km} \sen \Theta_{km} - B_{km} \cos \Theta_{km}) \\ L_{kk} = \frac{\partial Q_k}{\partial V_k} = V_k^{-1} (Q_k - V_k^2 B_{kk}) \end{cases} \quad (2.39)$$

Por fim, pode-se reescrever as etapas do processo de solução do método de Newton-Raphson de acordo com a formulação do subsistema 1, conforme os passos a seguir:

- i) Para $\gamma = 0$, escolher os valores iniciais dos módulos das tensões das barras PQ ($V = V_\gamma = V_0$) e os ângulos das tensões das barras PQ e PV ($\Theta = \Theta_\gamma = \Theta_0$).
- ii) Calcular $\underline{P}(\underline{x}_\gamma)$, $\underline{Q}(\underline{x}_\gamma)$, e determinar os resíduos $\Delta \underline{P}_\gamma$ e $\Delta \underline{Q}_\gamma$.
- iii) Testar a convergência do processo iterativo:
 - a) se $\text{Max} \{|\Delta P_{k_\gamma}|\} \leq \varepsilon_P$ e $\text{Max} \{|\Delta Q_{k_\gamma}|\} \leq \varepsilon_Q$, $\forall k \in \mathbb{N} \mid 1 \leq k \leq NB$, o processo convergiu para a solução $(\underline{V}_\gamma, \underline{\Theta}_\gamma)$;
 - b) caso contrário passar para o próximo passo.
- iv) Calcular a matriz jacobiana $J(\underline{x}_\gamma)$.
- v) Determinar a nova solução $\underline{x}_{\gamma+1}$, segundo (2.40) e (2.41),

$$\underline{\Theta}_{\gamma+1} = \underline{\Theta}_\gamma + \Delta \underline{\Theta}_\gamma \quad (2.40)$$

$$\underline{V}_{\gamma+1} = \underline{V}_\gamma + \Delta \underline{V}_\gamma \quad (2.41)$$

em que $\Delta\theta_\gamma$ e ΔV_γ são determinados através da resolução do sistema linear (2.35).

vi) Fazer $\gamma \leftarrow \gamma + 1$ e voltar ao passo (ii).

2.1.4 Controles e Limites

Um sistema de energia elétrica tem uma série de dispositivos de controle que influem diretamente nas condições de operação e, portanto devem ser incluídos na modelagem do sistema para que se possa simular corretamente seu desempenho. À formulação básica do problema de fluxo de potência devem, então, ser incorporadas as equações que representam esses dispositivos de controle bem como as inequações associadas aos limites de operação do sistema [6].

Entre os controles geralmente representados em programas de fluxo de potência temos:

- Controle de magnitude de tensão nodal por injeção de reativos
- Controle de magnitude de tensão nodal por ajuste de tap
- Controle de intercâmbio entre áreas
- Limites de injeção de potência reativa em barras *PV*
- Limites de tensão em barras *PQ*
- Limites de taps de transformadores
- Limites de fluxos em circuitos

Existem basicamente três maneiras de representar os controles mencionados anteriormente:

- a) Classificação por tipo de barra (*PQ*, *PV*, *V θ* , etc) e o agrupamento das equações correspondentes nos subsistemas 1 e 2.
- b) Mecanismos de ajuste executados alternadamente com a solução iterativa do Subsistema 1, ou seja, durante o cálculo de uma iteração as variáveis de controle permanecem inalteradas e, entre uma iteração e outra, essas variáveis são reajustadas procurando-se fazer que as variáveis controladas se aproximem cada vez mais dos respectivos valores especificados.
- c) Incorporação de equações e variáveis adicionais ao Subsistema 1 ou substituição de equações e variáveis dependentes desse subsistema por novas equações e/ou variáveis.

Dentre os controles e limites citados, destaca-se neste trabalho o controle de tensão através de ajuste automático de *TAP's* em transformadores *LTC's*.

Transformadores são equipamentos fundamentais nos sistemas elétricos, tendo em vista que, permitem a utilização de vários níveis de tensão. Do ponto de vista do fluxo de potência, as alterações na sua relação de transformação tem por objetivo compensar as variações nos módulos das tensões no sistema, que ocorrem principalmente devido às variações das condições de operação, tais como variação da carga, da topologia do sistema, violação da capacidade de geração de potência reativa, etc. Existem duas formas de se alterar esta relação, sob ou sem carga. A variação automática sob carga é usada quando a alteração do tap é usada de forma frequente, como por exemplo durante as variações da carga durante o decorrer do dia. Os transformadores de variação automática de *TAP* usualmente permitem uma variação de 10% a 15% em torno do valor nominal de tap. [7]

Considere um transformador em-fase com terminais k e m , cuja relação de transformação a_{km} deve ser variada para controlar a magnitude de V_m de uma das tensões terminais.

As equações (2.3), (2.4) podem ser utilizadas para representar o modelo matemático do transformador em fase considerando os parâmetros adequados conforme a Tabela (2.1).

A relação de sensibilidade:

$$\Delta a_{km} = \alpha \Delta V_m \quad (2.42)$$

pode ser utilizada na determinação da correção Δa_{km} a ser introduzida na variável de controle a_{km} objetivando corrigir o erro

$$\Delta V_m = V_m^{esp} - V_m^{calc} \quad (2.43)$$

em que V_m^{esp} é o valor especificado e V_m^{calc} é o valor calculado na iteração mais recente. Se a barra k , que é o terminal oposto do transformador, for rígida, ou seja, se a magnitude de tensão V_k for pouco suscetível às variações de relação de transformação a_{km} , então o fator de sensibilidade α será aproximadamente unitário. A barra m passa a ser classificada como sendo do tipo *PQV*, isto é, as variáveis P_m , Q_m e V_m são especificadas. Com isso, o Subsistema 1 fica com uma incógnita a menos (V_m), que é então substituída no vetor de variáveis dependentes pela relação de transformação a_{km} . Esquematicamente, a matriz Jacobiana passa a ter a seguinte forma geral:

$$\begin{aligned}
& NPV + NPQ + NPQV \left\{ \begin{bmatrix} \Delta \underline{P} \\ \Delta \underline{Q} \end{bmatrix} \right\} = \begin{bmatrix} \frac{\partial \underline{P}}{\partial \underline{\Theta}} & \frac{\partial \underline{P}}{\partial \underline{V}} & \frac{\partial \underline{P}}{\partial \underline{a}} \\ \frac{\partial \underline{Q}}{\partial \underline{\Theta}} & \frac{\partial \underline{Q}}{\partial \underline{V}} & \frac{\partial \underline{Q}}{\partial \underline{a}} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \Delta \underline{\Theta} \\ \Delta \underline{V} \\ \Delta \underline{a} \end{bmatrix} \left\{ \begin{array}{l} \} NPV + NPQ + NPQV \\ \} NPQ \\ \} NT = NPQV \end{array} \right. \\
& \hspace{15em} (2.44)
\end{aligned}$$

onde:

NPQ número de barras PQ

NPV número de barras PV

NT número de transformadores com controle automático de tap

$NPQV$ número de barras PQV

2.2 Fluxo de Potência Continuado

Uma das principais ferramentas na análise estática de estabilidade de tensão são as curvas PV e QV. Estas curvas vêm sendo adotadas como principal ferramenta de avaliação dos critérios de estabilidade de tensão em diversos estudos. Outra aplicação muito útil das curvas PV e QV é no estudo de perfil de tensão em barras e circuitos no ambiente de planejamento do sistema.

As curvas PV e QV são resultados oriundos do fluxo de potência continuado, que podem ser obtidas por meio de sucessivas soluções do fluxo de potência, partindo de um caso base até o ponto de máximo carregamento seguidos por aumentos graduais da carga. Porém, os métodos convencionais para a solução do fluxo de potência (como é o caso do método de Newton-Raphson apresentado no Capítulo 2.1 apresentam problemas de convergência quando o carregamento do sistema se aproxima do ponto de máximo carregamento onde a matriz jacobiana, no caso do método de Newton-Raphson, torna-se singular [8].

Logo, para determinar o ponto de máximo carregamento de maneira precisa, é necessário contornar os problemas relacionados a convergência do método de Newton-Raphson, para isto são empregados diversos métodos e técnicas, dentre elas o mais conhecido e utilizado é o Fluxo de Potência continuado através da estratégia preditor-corretor. Este método utiliza uma reformulação no problema de fluxo de potência incluindo um parâmetro de carregamento e, através do método preditor-corretor, determina uma trajetória de convergência evitando o mal comportamento da matriz jacobiana [9].

A Figura 2.2 ilustra a trajetória realizada pelo algoritmo preditor-corretor.

2.2.1 Reformulação do Fluxo de Potência

Considerando o sistema de equações não-lineares do problema de fluxo de potência representado pela equação 2.21, introduz-se um parâmetro de carregamento λ , então o sistema de equações não-lineares passa a ser:

$$g(\underline{x}, \lambda) = 0 \quad (2.45)$$

O método da continuação consiste na obtenção, a partir de uma solução base $(\underline{x}^1, \lambda^1)$, da solução subsequente $(\underline{x}^2, \lambda^2)$ até o ponto $(\underline{x}^n, \lambda^n)$. A solução $(\underline{x}^1, \lambda^1)$ é obtida através do fluxo de potência pelo método tradicional. Para a determinação do ponto de operação subsequente é utilizado o método preditor-corretor, como mostra a Figura 2.2.

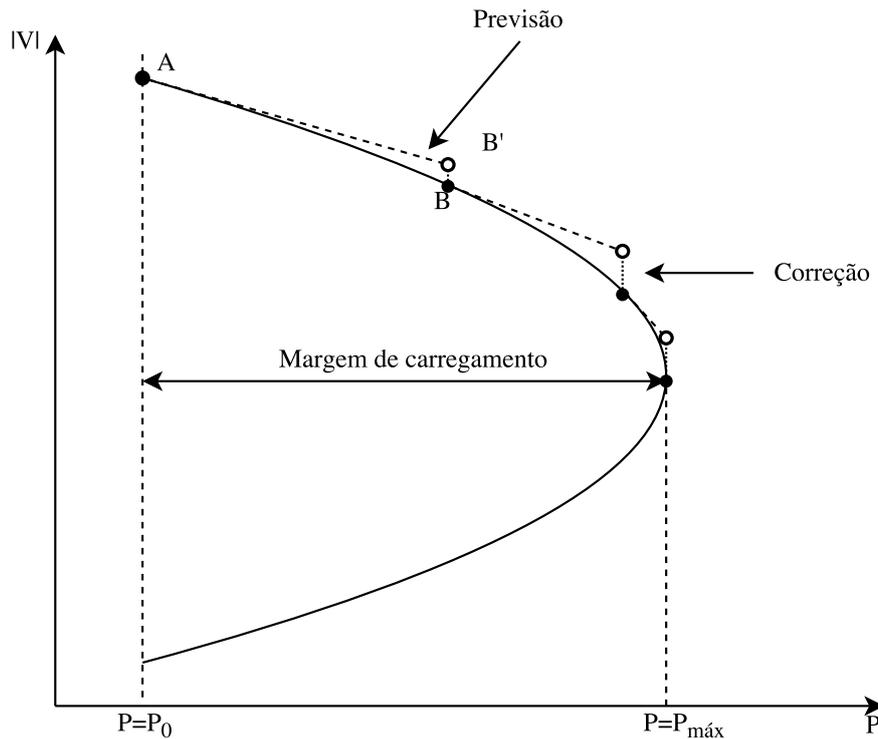


Figura 2.2: Ilustração do esquema preditor-corretor do FPC

Partindo do ponto de operação base (ponto A), obtido através do fluxo de potência tradicional, é feita uma estimativa segundo a reta tangente da equação 2.45, limitado a um passo de continuação pré determinado. Assim, um novo ponto B' é calculado. Este ponto é utilizado como condição inicial para obtenção da solução corrigida B . O processo se repete até o ponto $(\underline{x}^n, \lambda^n)$, sendo $\lambda^1 = 0$ e $\lambda^n = \lambda_{max}$.

2.2.1.1 Preditor

A partir de uma solução, prevê-se a próxima solução ao se avançar na direção do vetor tangente à curva, com determinado passo. Pode-se obter o vetor tangente através do diferencial da equação 2.45:

$$\left[\begin{array}{cc|c} g_{\Theta} & g_V & f_{\lambda} \end{array} \right] \left[\begin{array}{c} \frac{d\Theta}{d\lambda} \\ \frac{dV}{d\lambda} \end{array} \right] = 0 \quad (2.46)$$

Sendo:

$$g_{\Theta} = \frac{\partial g(x)}{\partial \Theta}, \quad g_V = \frac{\partial g(x)}{\partial V}, \quad f_{\lambda} = \frac{\partial f(x)}{\partial \lambda}$$

Onde $\left[\begin{array}{cc} g_{\Theta} & g_V \end{array} \right]$ é a própria matriz jacobiana do método de Newton-Raphson descrita pela equação 2.33.

Para que o sistema 2.46 seja determinado, é preciso introduzir uma equação adicional no sistema. Para isto, estipula-se para uma das incógnitas do sistema um valor específico (usualmente ± 1). Em que esta variável passa a se chamar Parâmetro de Continuação.

Neste caso, tem-se:

$$\left[\begin{array}{ccc} g_{\Theta} & g_V & f_{\lambda} \\ & C_{1k} & \end{array} \right] \left[\begin{array}{c} \frac{d\Theta}{d\lambda} \\ \frac{dV}{d\lambda} \end{array} \right] = \left[\begin{array}{c} 0 \\ \pm 1 \end{array} \right] \quad (2.47)$$

Sendo C_{1k} o vetor nulo, exceto no k -ésimo elemento, no método tradicional descrito em [9], a escolha do índice k , ou parâmetro de continuação, é feita de forma a garantir que a matriz jacobiana não seja singular no PMC, podendo ser parametrizada alternadamente por λ , V_k ou Θ_k .

O parâmetro de continuação deve ser selecionado de tal maneira que apresente a maior taxa de variação próximo ao ponto em questão.

Após calculado o vetor tangente no ponto corrente, a previsão da próxima solução é dada por:

$$\left[\begin{array}{c} \Theta^{k+1} \\ V^{k+1} \\ \lambda^{k+1} \end{array} \right] = \left[\begin{array}{c} \Theta^k \\ V^k \\ \lambda^k \end{array} \right] + \sigma \left[\begin{array}{c} \frac{d\Theta}{d\lambda} \\ \frac{dV}{d\lambda} \end{array} \right] \quad (2.48)$$

Em que σ é o passo a ser dado na direção do vetor tangente.

A escolha ou determinação do passo deve ser estabelecido com critério pois caso o passo utilizado no preditor seja demasiadamente grande, a etapa de correção pode

não vir convergir, ou caso seja demasiadamente pequeno, muitos pontos podem vir a ser calculados, aumentando o tempo e esforço computacional. Existem algumas estratégias para a determinação do passo descritas na literatura que não serão abordadas neste trabalho.

2.2.1.2 Corretor

Na etapa de correção é feita a solução do fluxo de potência para a condição inicial do sistema determinada pela etapa de predição. O resultado obtido pelo preditor é, na verdade, um reajuste das condições iniciais a partir das quais o método de Newton-Raphson será inicializado. Desta maneira, o corretor nada mais é que a solução do seguinte sistema:

$$\begin{bmatrix} f(x) \\ x_k \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 \\ \eta \end{bmatrix} \quad (2.49)$$

Onde x_k representa a variável escolhida como parâmetro de continuação e η o valor estabelecido para o parâmetro de continuação na etapa de previsão.

2.2.1.3 Outros Métodos de Continuação

Conforme mencionado no início deste capítulo, os métodos de continuação utilizados no fluxo de potência são empregados quando o sistema já não pode ser solucionado pelo método tradicional de Newton-Raphson devido à característica singular da matriz Jacobiana ao se aproximar do ponto de máximo carregamento. A principal vantagem do método de continuação através do fluxo de potência utilizando o esquema preditor-corretor é permitir a solução do fluxo de potência na região de operação instável, ou seja, no ponto de máximo carregamento e na parte inferior da curva PV, contudo, esta não é a única técnica de continuação que apresenta resultados satisfatórios.

Algumas técnicas utilizadas para otimizar o processo de convergência do método de Newton permitem a solução próximo ao ponto de máximo carregamento, como por exemplo a otimização de passo.[10]

O Anarede, por se tratar de um programa comercial de grande porte, possui inúmeros métodos e técnicas empregados na solução do problema de fluxo de potência, de forma a garantir a robustez do método de solução empregado no problema. Apesar de possuir o recurso do FPC utilizando a estratégia preditor-corretor nem sempre sua aplicação é necessária para a obtenção do ponto de máximo carregamento. Com a alta robustez dada as diversas técnicas utilizadas na solução do problema de fluxo de potência, o ponto de máximo carregamento é determinado com satisfatória precisão quando comparado ao FPC com preditor-corretor.

O método utilizado neste trabalho é baseado na formulação simples do fluxo de potência continuado, onde são executados sucessivos incrementos de carga em uma determinada direção de crescimento de carga.

Seja λ o fator de carregamento aplicado as cargas de uma determinada barra k ou à um conjunto de barras selecionadas para receber o incremento, pode-se escrever P_k^{esp} e Q_k^{esp} como:

$$P_k^{esp} = P_k^{ger} - P_k^0(1 + \lambda) \quad (2.50)$$

$$Q_k^{esp} = Q_k^{ger} - Q_k^0(1 + \lambda) \quad (2.51)$$

Onde P_k^0 e Q_k^0 representam a carga inicial da barra k e P_k^{ger} e Q_k^{ger} a geração de potência ativa e reativa na barra k . Com o auxílio das equações (2.50) e (2.51) é possível traçar a curva $P \times V$ seguindo os passos:

- i) Calcular o fluxo de potência do caso Base.
- ii) Aplicar o incremento λ_i onde $\lambda_i = \lambda_{i-1} + \lambda$.
- iii) Calcular o fluxo de potência:
 - a) Se convergir plote o ponto na curva $P \times V$.
 - b) Se divergir retorne para o carregamento $i = i - 1$ e faça $\lambda = \lambda/p$, onde p é um fator de redução do incremento (usualmente 2).
- iv) Verificar os critérios de parada do fluxo de potência continuado:
 - a) Se não atender a todos os critérios retorne ao item ii)
 - b) Caso contrário pare.

Os critérios de parada do fluxo de potência continuado podem ser por exemplo: o número máximo de incrementos, violação de fluxo em alguma linha de transmissão, número máximo de tentativas de incrementos mal sucedidos e etc.

Este método possui a vantagem de não necessitar da etapa do preditor, calculando o incremento das cargas de forma bem definida e utilizando o ponto de operação anterior como ponto inicial para o próximo patamar.

2.3 Estabilidade e Segurança em Sistemas Elétricos de Potência

Nesta seção serão introduzidos conceitos sobre estabilidade e segurança de Sistemas Elétricos de Potência. Os conceitos apresentados nesta seção se baseiam nos

trabalhos realizados por uma força-tarefa conjunta IEEE/CIGRÉ[11] e em uma publicação temática da IEEE Power & Energy Magazine[12].

SEPs estão permanentemente sujeitos a diferentes tipos de distúrbio. Para garantir não apenas o fornecimento contínuo de energia elétrica, mas também uma energia com padrões de qualidade e segurança, faz-se necessário o conhecimento e o estudo da natureza destes distúrbios e dos consequentes impactos sobre o sistema. Estando o sistema sob uma condição de operação inicial, deve-se avaliar sua capacidade em retornar a um estado de equilíbrio após ter sido submetido a um distúrbio, ou seja, o sistema deve ser estável.

A estabilidade de um SEP pode ser definida como sendo a capacidade que este sistema tem de se manter em um determinado estado de equilíbrio e de alcançar um novo estado de equilíbrio quando submetido a um distúrbio [11], seja um curto-circuito em uma linha de transmissão, uma variação de carga, um desligamento de algum equipamento do sistema, etc.

A classificação da estabilidade de SEPs leva em consideração a natureza física do modo instável que surge, a amplitude da perturbação considerada e a janela de tempo em que se observa o sistema. A Figura 2.3 mostra a classificação da estabilidade de sistemas de potência, considerando a natureza da grandeza física envolvida e a magnitude da perturbação considerada.

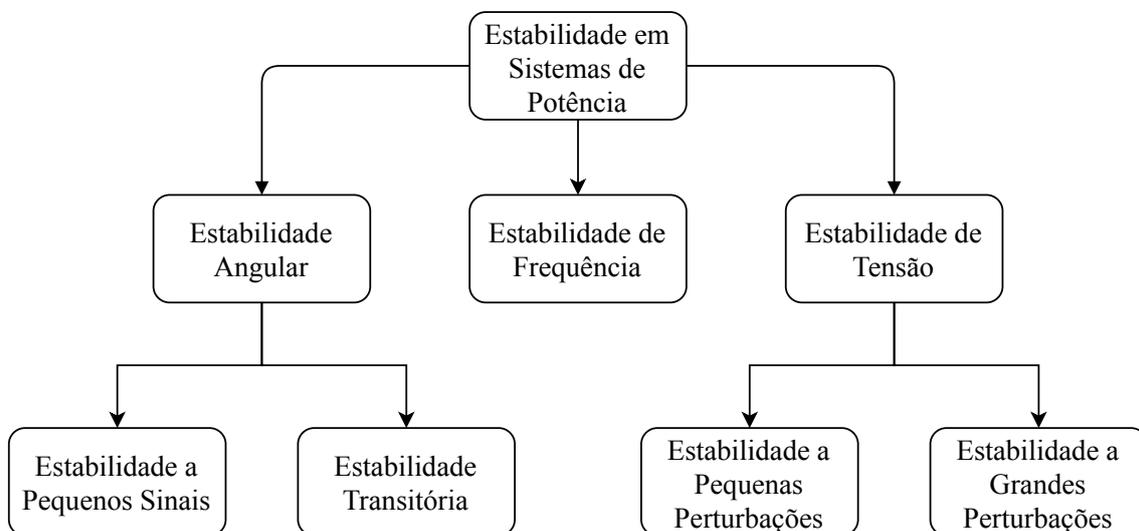


Figura 2.3: Classificação da Estabilidade em Sistemas de Potência

2.4 Estabilidade Angular

A estabilidade angular está relacionada com a capacidade das máquinas síncronas interligadas de permanecer em equilíbrio (sincronismo) em regime normal de operação e após a ocorrência de algum distúrbio. Este equilíbrio está associado à capacidade de manter ou restaurar o equilíbrio entre o torque eletromagnético e o torque

mecânico de cada máquina. Caso contrário, a instabilidade resultante ocorre na forma de um aumento das oscilações angulares de algum gerador, levando à perda de sincronismo com outros geradores. Duas classes de estabilidade podem ser usadas para caracterizar a estabilidade angular:

2.4.1 Estabilidade a Pequenos Sinais

Mesmo após a ocorrência de um pequeno distúrbio, o SEP mantém o sincronismo. Os distúrbios são considerados suficientemente pequenos, o que permite a linearização do sistema de equações para a análise. A análise a pequenos sinais usando técnicas lineares depende do ponto de operação do sistema e traz informações valiosas a respeito da característica dinâmica do sistema de potência neste ponto.

2.4.2 Estabilidade Transitória

É relativa à capacidade do SEP em manter o sincronismo após uma grande perturbação. Envolve grandes excursões do ângulo de carregamento do gerador e é influenciada pela relação não-linear entre a potência e o ângulo de carregamento.

A estabilidade transitória depende tanto do ponto de operação inicial do sistema como da severidade e natureza da perturbação.

O intervalo de tempo de interesse dos estudos de estabilidade transitória é usualmente limitado em 3 a 5 segundos após a perturbação, podendo ser estendido para 10 segundos em grandes sistemas interligados. A técnica de simulação não-linear no domínio do tempo e com modelagem transitória convencional é a empregada nos estudos de estabilidade transitória.

2.5 Estabilidade de Frequência

Estabilidade de frequência é a capacidade de um SEP manter a frequência elétrica dentro de uma faixa em torno da nominal mesmo após ser submetido a um grande desbalanço entre geração/ carga.

Estes desbalanços podem ocorrer em determinados eventos aos quais os SEP estão sujeitos como, por exemplo, quando alguma grande usina é desconectada do sistema ou quando um grande bloco de carga é desligado, observa-se uma variação da frequência elétrica que até então estava em equilíbrio.

A redução da frequência em relação ao seu valor nominal indica que a geração é insuficiente para atender a demanda solicitada naquele instante. Caso contrário, o aumento da frequência evidencia que existe um excesso de geração naquele instante [7].

Normalmente, os problemas de estabilidade de frequência estão associados às inadequadas respostas de equipamentos, fraca coordenação de controles e equipamentos de proteção, ou reserva de geração insuficiente.

Os efeitos da atuação dos controles automáticos de geração (CAG), saturação de transformadores e comportamento da carga fora das condições nominais, são importantes nesta análise.

2.6 Estabilidade de Tensão

A estabilidade de tensão é definida como a capacidade de um sistema de potência manter níveis aceitáveis de tensão em regime permanente em todas as barras do sistema, em condições normais de operação e após ser submetido a um distúrbio qualquer. A estabilidade de tensão depende da capacidade de manutenção ou restauração do equilíbrio entre a demanda da carga e o seu suprimento pelas fontes do sistema.

A ausência de estabilidade de tensão decorrente de um progressivo declínio ou elevação da tensão equivale à instabilidade de tensão[11][4]. A perda de carga em determinadas áreas ou o desligamento de linhas e outros elementos por atuação de proteções, levando o sistema a desligamentos em sequência é um possível desdobramento deste processo.

O termo colapso de tensão é frequentemente usado na literatura para identificar situações nas quais uma sequência de eventos, associado à instabilidade de tensão, leva o sistema ao blecaute ou a uma condição anormal de tensão, abaixo dos limites aceitáveis, em uma significativa parte do sistema de potência [11].

O termo segurança de tensão também costuma ser usado e significa a capacidade do sistema não somente operar de maneira estável como também permanecer nesta condição após uma contingência ou um aumento de carga. O termo significa ainda a existência de uma margem considerável entre um determinado ponto de operação estável e o ponto de colapso de tensão [3].

2.6.1 Estabilidade de Tensão a Grandes Perturbações

A estabilidade de tensão a grandes perturbações está ligada com a capacidade do sistema manter tensões de regime após a ocorrência de um grande distúrbio como perda de geração ou de circuitos. Esta capacidade é determinada pelas características do sistema e da carga, e também pelas interações dos diversos controles (discretos e contínuos) e proteções [11].

A análise da estabilidade de tensão a uma grande perturbação normalmente requer a análise do comportamento dinâmico do sistema em um período de tempo

suficiente para observar as interações e ações de dispositivos de controle e segurança. Isto requer uma análise não-linear do sistema em um período de tempo de interesse para o estudo, que pode variar de uns poucos segundos a minutos e requerer a realização de simulações no domínio do tempo [11].

2.6.2 Estabilidade de Tensão a Pequenas Perturbações

A estabilidade de tensão a pequenas perturbações relaciona-se com a capacidade do sistema em manter tensões de regime após uma pequena perturbação como, por exemplo, uma pequena variação de carregamento. Esta forma de estabilidade é influenciada pelas características da carga, controles contínuos e controles discretos em um dado instante de tempo. Este conceito é útil para determinar, como a tensão irá se comportar frente a uma pequena mudança no sistema, como, por exemplo, a transição entre períodos de carga. Para pequenos distúrbios, as equações do sistema podem ser linearizadas e permitem obter informações de sensibilidade na identificação de fatores que influenciam a estabilidade de tensão [11].

2.6.3 Estabilidade de Tensão de Curto Prazo

A estabilidade de tensão de curto prazo envolve as dinâmicas rápidas de algumas cargas, por exemplo, motores de indução, cargas eletronicamente controladas e conversores de sistemas de corrente contínua. O período de interesse de estudo é da ordem de alguns segundos e a análise requer a solução de equações diferenciais representativas do sistema, de forma semelhante à solução do problema de estabilidade transitória [11].

2.6.4 Estabilidade de Tensão de Longo Prazo

A estabilidade de tensão de longo prazo envolve as dinâmicas lentas de determinados equipamentos, por exemplo, LTC's, cargas termoestáticas e atuações de limitadores de correntes de geradores. O período de interesse pode se estender de alguns a muitos minutos e simulações de longo prazo são necessárias para avaliar o desempenho dinâmico do sistema. A estabilidade é geralmente determinada a partir do estado final, em vez da severidade inicial do distúrbio. Em muitos casos, análises estáticas podem ser usadas para estimar margens de estabilidade, identificar fatores de influência e examinar diferentes condições do sistema e muitos cenários. Nas situações onde o tempo de ação dos controles é importante, as análises estáticas podem ser complementadas por simulações no domínio do tempo [11].

2.6.5 Análise Dinâmica

A análise dinâmica usa técnicas não-lineares de simulação no domínio do tempo ou frequência, proporcionando uma reprodução real da dinâmica da instabilidade de tensão. É importante para estudos envolvendo coordenação de controles e proteções, bem como análises de situações específicas de colapso de tensão [13].

As vantagens da análise dinâmica residem na possibilidade de captura e cronologia dos eventos e na reprodução fiel da dinâmica da instabilidade de tensão. No entanto, as desvantagens dessa análise residem na necessidade de aquisição de uma quantidade considerável de dados, de longos tempos de simulação e o não fornecimento direto de informações a respeito da margem de estabilidade e áreas críticas.

2.6.6 Análise Estática

Embora a estabilidade de tensão seja um fenômeno dinâmico, diversas ferramentas estáticas têm sido utilizadas para análise devido à complexidade, ao tempo computacional necessário para simulações de grandes sistemas de potência e ao fato das dinâmicas envolvidas muitas vezes serem lentas [13].

A análise estática é baseada em equações de fluxo de potência, não envolvendo, portanto, equações diferenciais. Essa forma de análise é importante para proporcionar respostas a respeito da “distância” de um ponto de operação à instabilidade e sobre a identificação da origem do problema, de forma a serem definidas medidas corretivas e/ou preventivas. Adicionalmente, em uma análise de estabilidade de tensão, frequentemente é necessário avaliar uma ampla faixa de condições do sistema, tornando atraente uma análise de regime permanente, cujo custo computacional é reduzido.

A avaliação da bibliografia relativa à análise de estabilidade de tensão mostra que existem diferentes linhas de pesquisas, sem que haja um consenso sobre qual a técnica mais adequada. Entretanto, apesar do problema ainda necessitar de desenvolvimentos adicionais, é possível observar algumas tendências nas análises publicadas.

2.6.7 Caracterização do Fenômeno

Os problemas de estabilidade de tensão estão associados a sistemas elétricos que operam próximo a sua capacidade máxima de transmissão e em condições limites, tais como linhas de transmissão com carregamentos elevados, fontes locais de potência reativa insuficientes e transmissão de potência através de longas distâncias.

Verificadas as condições citadas como parte do estado operativo inicial do sistema, a instabilidade de tensão irá se manifestar após a ocorrência de um ou mais

dos seguintes eventos:

- a) elevação abrupta da carga (crescimento MW/min acentuado e anormal);
- b) defeito em um elemento importante do sistema;
- c) desligamento de elemento importante do sistema, por atuação correta ou não da proteção;
- d) falha em dispositivos de proteção e controle;
- e) erros de operação.

Estes eventos são apenas um exemplo e não limitam a instabilidade de tensão à sua ocorrência. Eventos como os anteriores provocam sobrecargas em elementos, ocasionando elevação das perdas (principalmente de potência reativa) e consequente redução no perfil de tensão do sistema. A redução das tensões nos centros de consumo e em áreas adjacentes pode provocar um decréscimo na carga total do sistema (cargas variáveis com a tensão), ou mesmo desligamento de algumas cargas, possibilitando assim a operação em um novo ponto de equilíbrio com tensões mais baixas.

Os níveis reduzidos de tensão e carga podem sensibilizar, entretanto, os elementos de controle do sistema como: os taps dos LTC's, reguladores de sistemas de distribuição, termostatos, reguladores automáticos de tensão das unidades geradoras (AVR). A atuação destes elementos promove a elevação da carga do sistema, com consequente acréscimo nas perdas de potência reativa.

Por outro lado, a redução das tensões provoca uma diminuição das potências reativas fornecidas pelos elementos passivos de compensação instalados próximos aos centros de consumo. Isto faz com que outros elementos do sistema sejam solicitados (como SVCs, compensadores síncronos e geradores), provocando, também, acréscimos nas perdas de potência reativa.

A elevação das perdas promove nova redução no perfil de tensões do sistema, com redução de carga e operação em um novo ponto de equilíbrio com tensões ainda mais baixas. O processo se repete até que algum elemento do sistema alcance seu limite operativo, podendo causar desligamentos pela atuação de dispositivos de proteção. Os casos mais comuns são:

- a) operação de SVCs e compensadores síncronos em condições limites, deixando de apresentar ações efetivas no controle da tensão;
- b) condição limite de operação para as correntes de campo de unidades geradoras, deixando de controlar as tensões terminais destas unidades;

- c) operação limite para a corrente da armadura, podendo causar desligamento de unidade geradora;
- d) sobrecarga em linhas de transmissão e transformadores, com possível desligamento pela atuação dos sistemas de proteção;
- e) alcance de tap máximo em transformadores com LTC.

Os possíveis desligamentos e as reduções na capacidade de controle do sistema promovem novas e substanciais reduções no perfil de tensão, causando instabilidade de tensão em algumas barras e podendo evoluir para condições de colapso em grandes áreas do sistema de potência.

Alguns fatores interferem de forma severa na estabilidade de tensão. Dentre os principais destacam-se: [14]

Capacidade dos Geradores: Os geradores têm sua capacidade de fornecimento de potência reativa limitada. Embora transitoriamente possam fornecer potência reativa além desses limites, a atuação de seus reguladores de tensão provocará a redução dessa potência em um instante posterior.

Características das Linhas de Transmissão: Uma linha de transmissão apresenta um comportamento diferenciado em função de seu carregamento. Ela produz potência reativa proporcionalmente ao quadrado da tensão e consome potência ativa e reativa, proporcionalmente ao quadrado da corrente. Dessa forma, a potência reativa líquida proporcionada por uma linha de transmissão variará com seu ciclo de carga, sendo as condições de carga pesada as mais críticas sob o aspecto de estabilidade de tensão, quando as perdas elétricas e quedas de tensão podem se tornar elevadas.

Compensadores de Potência Reativa: Os bancos de capacitores shunt, apesar de melhorarem o suporte local de potência reativa, têm o inconveniente de fornecer essa potência como função do quadrado da tensão. Portanto, podem não produzir bons resultados em condições de operação com tensões baixas. Mesmo os compensadores estáticos, apesar de proporcionarem maior flexibilidade, ao atingirem seus limites de geração de potência reativa tornam-se simples capacitores shunt.

Quanto aos capacitores série, que tradicionalmente têm sido associados com longas linhas de transmissão para proporcionarem benefícios do ponto de vista da estabilidade angular, reduzindo o ângulo de fase entre os terminais transmissor e receptor, hoje em dia também vêm encontrando aplicações em linhas mais curtas para melhorar a estabilidade de tensão. Isso decorre da característica de auto-regulação inerente dos capacitores série, haja vista que 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. Assim

sendo, eles destacam-se por serem tão mais efetivos quanto mais se necessita de compensação. Entretanto, apresentam como desvantagem o fato de propiciarem o aparecimento de ressonância subsíncrona e a necessidade da utilização de dispositivos especiais de proteção contra sobretensões decorrentes de curto-circuito na rede elétrica. De forma similar à compensação shunt, uma maior flexibilidade pode ser obtida através do uso de compensação série controlável [15].

Já os compensadores síncronos proporcionam um aumento instantâneo no fornecimento de potência reativa quando de uma queda de tensão no sistema, sendo a sua subsequente diminuição da tensão interna ou do fluxo (reação de armadura), compensada pelo sistema de controle de excitação. Os compensadores síncronos podem suportar uma sobrecarga por dezenas de segundos. Um sistema que utiliza compensação síncrona é capaz de apresentar tensões críticas menores no ponto de máxima potência.

Característica das Cargas: Alguns tipos de carga, como, por exemplo, iluminação incandescente, apresentam um comportamento de variação da potência com o quadrado da tensão e são denominadas cargas do tipo impedância constante. Outras, como, por exemplo, motores, não variam significativamente suas potências com a tensão, denominando-se cargas do tipo potência constante.

A modelagem da carga total de uma subestação deve, portanto, levar em conta a sua composição, sendo usual a representação por um modelo composto que considere parcelas de carga com diferentes comportamentos em função da tensão. Cargas industriais, onde predomina o comportamento do tipo potência constante, são mais críticas sob o aspecto de estabilidade de tensão. Por outro lado, cargas residenciais, de uma maneira geral apresentam redução de suas potências sob situações de queda de tensão, são mais favoráveis do ponto de vista de estabilidade de tensão.

Também é importante destacar que algumas cargas, apesar de em um primeiro momento apresentarem redução de suas potências com a queda da tensão, podem, alguns instantes depois, elevar suas potências, seja pela presença de transformadores com taps comutáveis sob carga junto às mesmas, seja por usarem termostatos [7].

Observa-se, portanto, que o comportamento da carga tem grande influência na análise de estabilidade de tensão, tornando importante sua correta modelagem.

Os modelos representativos do comportamento da carga com a tensão são tradicionalmente classificados em duas categorias: modelos estáticos e modelos dinâmicos [16].

Os modelos estáticos de carga expressam as potências ativa e reativa de uma barra em um determinado instante de tempo, como função da magnitude da tensão nessa barra para o mesmo instante. Esses modelos são usados para representar componentes essencialmente estáticos da carga, por exemplo, cargas de aquecimento e iluminação, e como uma aproximação para componentes dinâmicos da carga, por

exemplo, cargas acionadas por motores. Um modelo estático bastante utilizado é o modelo polinomial(ZIP). O modelo ZIP representa uma combinação de parcelas do tipo potência constante, corrente constante e impedância constante. A Figura 2.4 mostra a representação deste modelo em função da variação da tensão.

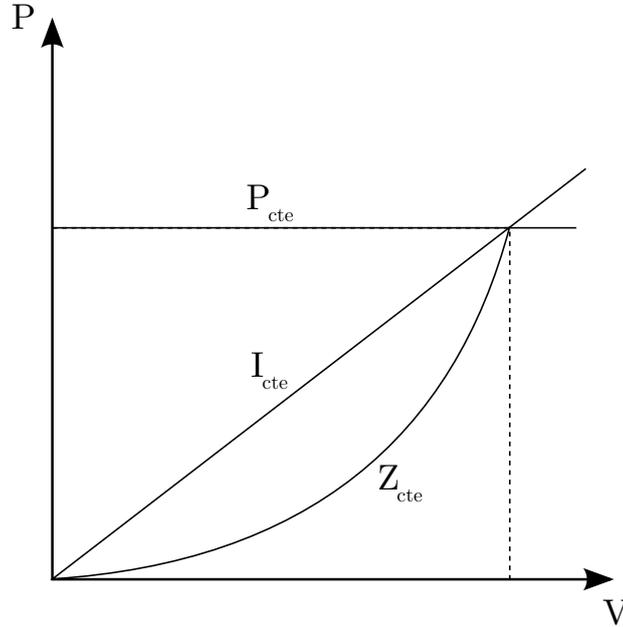


Figura 2.4: Modelo ZIP.

$$P = P_0[(1 - \alpha_1 - \beta_1) + \alpha_1 V + \beta_1 V^2] \quad (2.52)$$

$$Q = Q_0[(1 - \alpha_2 - \beta_2) + \alpha_2 V + \beta_2 V^2] \quad (2.53)$$

As equações (2.52) e (2.53) representam o modelo polinomial clássico para as parcelas ativa e reativa da carga, onde:

P_0 valor da carga ativa para tensão nominal

Q_0 valor da carga reativa para tensão nominal

α_i parcela da carga tipo I constante, em pu

β_i parcela da carga tipo Z constante, em pu

V tensão na carga, em pu.

Os modelos dinâmicos de carga expressam as potências ativa e reativa de uma barra em um determinado instante de tempo como função da magnitude da tensão.

Cargas constituídas essencialmente por motores, onde a resposta a um distúrbio não ocorre instantaneamente, mas sim com determinada constante de tempo, podem requerer esses tipos de modelos, cuja representação requer o uso de equações diferenciais.

Destaca-se que, sob o ponto de vista da fidelidade da representação da carga, a maneira mais apropriada para identificar seu modelo seria através de testes nas diversas subestações de um sistema.

Transformadores com LTC: A impedância de um transformador tem a mesma influência na estabilidade de tensão que a impedância de uma linha de transmissão. Porém, um fator de muita importância no desenvolvimento deste fenômeno é a comutação automática de taps (LTC).

Os LTC's são usados para controlar e manter as tensões nas barras de carga em valores adequados à operação. Após a ocorrência de algum evento que provoque uma queda de tensão, as cargas apresentam um comportamento de redução com a tensão, o que torna o sistema menos carregado e impede que a tensão continue a cair. No entanto, após alguns instantes, os LTC's irão procurar restaurar a tensão, e consequentemente as cargas para os níveis de pré-distúrbio, o que anulará este efeito atenuador, provocando uma nova queda de tensão no sistema. Assim, a atuação dos LTC's pode levar o sistema a uma progressiva queda na tensão [17].

2.7 Segurança de Sistemas de Potência

Nesta seção serão introduzidos conceitos acerca da Segurança de SEP, utilizados na ferramenta desenvolvida neste trabalho, baseados na publicação de Morrison, Wang e Kundur[12] na revista "IEEE Power & Energy Magazine"

A segurança se refere ao grau de risco quanto à capacidade de um sistema de potência sobreviver a distúrbios iminentes sem a interrupção do fornecimento de energia ao consumidor. A segurança está relacionada com a robustez do sistema em relação a distúrbios iminentes e, portanto, depende das condições operativas do sistema assim como da probabilidade dos distúrbios.

Uma das ferramentas para avaliação de segurança em SEP amplamente utilizada é o DSA (*Dynamic Security Assessment*). Através desta ferramenta é possível determinar se um SEP consegue atingir o grau de confiabilidade e segurança especificados em regime permanente e transitório, para todas as contingências consideradas. Esta ferramenta exige que as análises realizadas contemplem um grande número de aspectos de segurança do sistema, como limites térmicos das linhas de transmissão, limites de tensão dos barramentos e as diferentes formas de estabilidade. A realização de todos estes estudos envolvendo envolvendo os aspectos de segurança citados requer um grande esforço computacional, principalmente quando aplicado a sistemas de

grande porte.

Historicamente, a avaliação da segurança de um sistema é realizada num ambiente de planejamento da operação, onde submete-se o sistema a diferentes condições previsíveis, através de ferramentas de análises de regime permanente e de análises transitórias.

Neste novo ambiente competitivo esta avaliação não é mais suficiente devido ao grande número de incertezas relacionadas às previsões que podiam ser realizadas no planejamento. Surge, então, a necessidade de uma nova ferramenta que avalie a segurança do sistema de maneira mais ágil, permitindo sua utilização, em tempo real. Neste contexto, diversas simulações são realizadas utilizando o estado operativo do sistema capturado pelo ambiente de tempo real e considerando as modificações de carga e geração resultantes das previsões de curto prazo, com rapidez o suficiente para o operador reagir caso determinada contingência analisada se mostre como potencialmente insegura.

Dentre as análises relacionadas à segurança de sistemas de potência, destacam-se a seguir as principais utilizadas neste contexto:

- Análise de Contingência;
- Métodos Baseados na curva *PV*;
- Região de Segurança pelo Método dos Nomogramas;

A análise de contingências em um SEP é realizada através de uma simulação computacional na qual, dado um ponto de operação do sistema, uma lista de contingências é simulada. Para cada caso é avaliado o impacto causado no sistema, como violação dos limites de tensão, de fluxo ou até mesmo a não convergência do caso.

Uma contingência em um SEP é definida como sendo uma alteração topológica, de carregamento ou de geração. A contingência pode ser causada por uma perturbação ou um defeito, seguida da retirada de operação do componente devido à atuação da proteção.

As contingências podem ser classificadas em[18]:

- Simples - Apenas um componente do sistema é retirado de operação.
- Múltipla - Composta por uma combinação de alterações topológicas, de carregamento ou de geração.

A análise de contingências pode ser classificada como estática e dinâmica. A análise estática, amplamente utilizada em tempo real, avalia o estado final da rede a partir das equações do fluxo de potência, após a aplicação da contingência. Possui

sua aplicação na operação e planejamento dos SEPs para o monitoramento, avaliação e reforço da segurança do sistema, sendo uma importante ferramenta na análise de segurança estática de um SEP.

A análise dinâmica contempla não apenas o estado final do sistema, quando este entra em regime permanente após a aplicação da contingência, mas também o período que compreende a transição do sistema de um estado para outro. Esta análise enquadra-se nos estudos de estabilidade transitória.

O estado de operação do sistema em regime permanente pode ser classificado como[6]:

- Seguro - Estado em que são obedecidas as restrições de carga, de operação e de segurança. O sistema está sob operação normal atendendo toda a demanda e sem violação dos limites de operação. Para este estado, caso alguma das contingências listadas ocorra, o sistema continuará atendendo as cargas normalmente. Contudo, há a possibilidade de o sistema entrar em estado de emergência caso ocorra uma contingência que não estava na lista.
- Alerta - Neste estado o sistema opera normalmente. Contudo, alguma contingência incluída na lista poderá levar o sistema ao estado de emergência, caso ela venha a ocorrer de fato.
- Emergência - Neste caso há a violação de uma ou mais restrições operativas. A emergência pode ser provocada por uma contingência com consequente desligamento de um ou mais equipamentos do sistema.
- Restaurado - Este estado é atingido quando uma emergência é eliminada através de um desligamento manual ou automático de partes do sistema, comprometendo sua integridade através do corte de cargas para que as restrições de operação sejam atendidas.

As informações obtidas através da análise de contingências são necessárias para que o operador possa tomar ações adequadas, dependendo do tipo de evento, de maneira a manter o sistema operando de forma segura e mantendo o atendimento da carga mesmo após a contingência. As ações podem ser preventivas e/ou corretivas. Nestas situações, deve-se prever se os fluxos de potência e tensões se reajustarão, permanecendo dentro de limites aceitáveis de operação, ou se ocorrerá uma sobrecarga severa e tensões muito baixas poderão levar o sistema a um colapso.

A sobrecarga causada devido a uma contingência pode levar à atuação da proteção, retirando de operação outros equipamentos, o que pode provocar sobrecarga nos equipamentos que permaneceram em operação, causando nova atuação da proteção e dando início a um processo em cascata que pode levar ao desligamento de grande parte do sistema. Por isso, quando previamente conhecido o estado do sistema após

uma contingência, as ações de controle podem garantir o menor impacto possível sobre um menor número de consumidores.

Para sistemas de grande porte e alta complexidade, define-se a lista de contingências mais severas e/ou mais prováveis, de maneira a reduzir o esforço computacional da simulação. Para isso são utilizados algoritmos específicos de seleção de contingências.

Os estudos de estabilidade podem ser classificados em análises dinâmicas e análises estáticas. As análises dinâmicas requerem um modelo detalhado do sistema, incluindo os equipamentos de controle, e a descrição do comportamento dinâmico dos componentes do sistema por equações diferenciais. Já na análise estática, as variáveis de estado assumem um valor constante para cada instante de tempo e as equações são reduzidas a equações algébricas demandando um esforço computacional bem menor que aquele demandado pela análise dinâmica. Os métodos estáticos são baseados nas equações do fluxo de potência e avaliam as condições críticas do sistema de uma maneira rápida e simples, possibilitando o seu monitoramento on-line.

Assim, para um dado ponto de operação do sistema, a quantidade adicional de carga que causaria o colapso de tensão é denominada Margem de Estabilidade de Tensão (MET) ou ainda Margem de Carregamento (MC). Esta margem é função da diferença entre o valor de um parâmetro correspondente ao evento (colapso) e o seu valor atual (ponto de operação).

O alvo deste estudo é avaliar o Ponto de Máximo Carregamento (PMC) para um acréscimo de carga. Desta forma, pode-se traçar uma curva $P \times V$ do sistema para a determinação da MC.

Uma curva PV típica é apresentada na Figura 2.5 onde a MC é representada como a distância entre o ponto de operação P_0 e o PMC, também conhecido como “nariz” da curva PV ou ponto de colapso de tensão.

A curva PV fornece a margem de carregamento do sistema e é traçada através de sucessivas soluções do problema de fluxo de potência para variações incrementais de potência ativa e/ou reativa numa determinada direção de crescimento de carga. Ao se aproximar do PMC surge uma singularidade na matriz jacobiana, o que dificulta a obtenção da solução no entorno do PMC. Este problema pode ser resolvido através da utilização de um método de continuação [9].

Este tipo de análise foi abordado na Seção 2.2.

2.7.1 Região de Segurança Estática

Nesta seção serão apresentados conceitos acerca da Região de Segurança Estática, de acordo com as definições empregadas no Anarede, o qual, foi adotado como modelo e base para a implementação realizada neste trabalho[19].

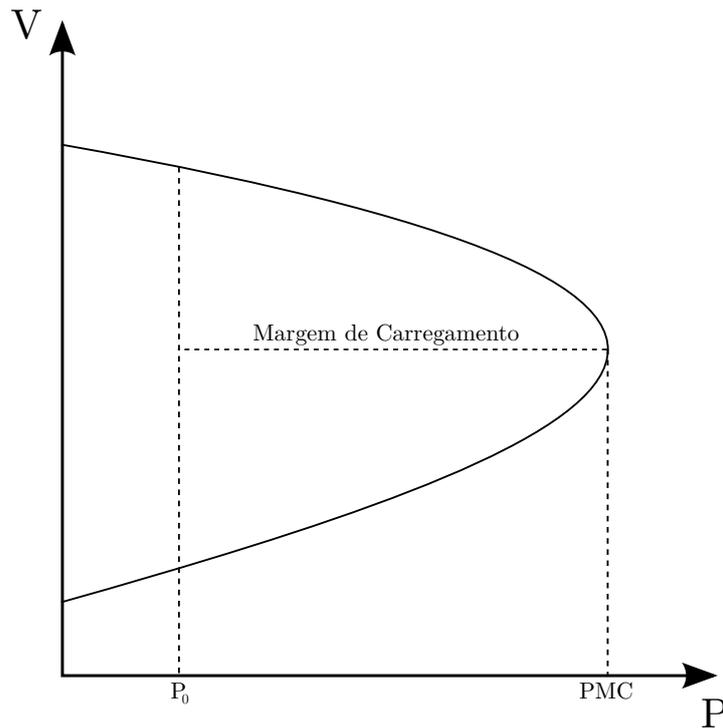


Figura 2.5: Definição da Margem de carregamento.

Um sistema VSA (*Voltage Security Assessment*) deve efetuar a avaliação da segurança estática de um SEP. Esta avaliação pode ser empregada no monitoramento de um SEP em tempo-real (*online*) ou em estudos *offline*. As duas principais diferenças entre um sistema VSA *online* e *offline* são a origem dos dados e os requisitos de tempo de execução.

Em sistemas VSA *online*, os dados utilizados se originam de medidas adquiridas por um sistema de gerenciamento de energia EMS (Energy Management System). Já em sistemas *offline*, os dados do SEP a ser avaliado são obtidos de arquivos em formato binário ou texto, nos quais os dados representam o modelo nó-ramo do SEP, normalmente adotado em estudos de fluxo de potência [20].

A utilização de um sistema VSA para avaliação de segurança estática de um SEP possibilita as seguintes ações [21]:

- Analisar o estado de segurança de um determinado ponto de operação, sob condições normais (caso base) ou após a ocorrência de contingências;
- Calcular os limites de segurança do SEP, obtidos automaticamente por meio da variação dos possíveis cenários de geração a fim de atender a um demanda previamente estabelecida;
- Identificar a capacidade total de transmissão entre regiões de interesse do

SEP (grupos geradores / sistemas interligados), visando a possibilidade de intercâmbio de energia;

- Prever problemas relacionados à instabilidade de tensão e, em alguns casos, recomendar ações corretivas capazes de remover as violações de segurança, antes ou após a ocorrência de contingências.

Portanto, uma variedade de aplicações pode ser identificada para um sistema VSA, tanto em ambientes *online* quanto *offline*, nos centros de supervisão e controle, ou em estudos de planejamento da operação e expansão de um SEP.

Este sistema realiza a avaliação da segurança de tensão baseando-se em técnicas de análise em regime permanente, como a solução do fluxo de potência convencional, incluindo a modelagem de limites operativos e dispositivos de controle, a análise de contingências e a utilização da ferramenta de cálculo da máxima transferência de potência entre regiões para obtenção dos limites de intercâmbio. A ferramenta de VSA implementada no Anarede foi batizada de Região de Segurança Estática (RSE), e é capaz de reunir todas estas técnicas, fornecendo soluções e resultados graficamente.

A Região de Segurança Estática (RSE) realiza uma varredura ao longo das combinações dos despachos dos grupos geradores conforme a equação 2.54. Essas combinações são realizadas através da transferência da potência gerada entre os três grupos. Ao longo de cada direção de transferência são realizadas soluções de fluxo de potência em conjunto com análise de contingências pré-definidas.

$$P_{G1} + P_{G2} + P_{G3} = k \quad (2.54)$$

A RSE fornece, através de um gráfico tridimensional, toda a região de operação do SEP analisado. Cada eixo de uma RSE representa o montante de potência ativa gerada por um determinado grupo gerador pertencente ao SEP, como pode ser observado na Figura 2.6.

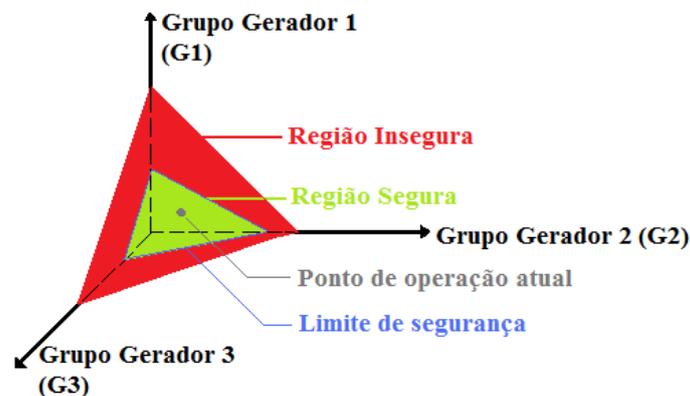


Figura 2.6: RSE ilustrativa com 3 dimensões [21].

A região de operação segura é delimitada por uma fronteira a partir da qual é verificada a violação de um ou mais limites de segurança pré-estabelecidos, tais como [21]:

- **Limite de Tensão:** representa os limites especificados, máximo e mínimo, das magnitudes de tensão de todas as barras;
- **Limite Térmico:** define o limite térmico de linhas de transmissão e transformadores, isto é, a capacidade máxima de carregamento (MVA) dos equipamentos;
- **Limite de Mvar:** denota o limite de geração de potência reativa dos geradores;
- **Limite de MW:** determina o limite de geração de potência ativa de um grupo gerador, significando que todos os geradores de um determinado grupo estão operando em sua capacidade máxima neste ponto;
- **Limite de Segurança:** simboliza o limite de transferência de potência ou limite de estabilidade de tensão, estado em que o sistema se torna vulnerável a problemas de instabilidade de tensão.

Cada um dos limites é verificado em cada ponto da RSE, tanto para o caso normal, quanto para as contingências programadas. Se, em um determinado ponto, pelo menos um equipamento ou barra do sistema apresentar qualquer tipo de violação, a curva indicativa do limite violado é demarcada neste ponto.

A RSE é gerada para um patamar fixo de carga, cujo ponto de operação inicial (caso base) representa o despacho inicial dos três grupos geradores. Estes grupos contêm todos os geradores do SEP analisado, previamente distribuídos.

Por meio desta ferramenta, o monitoramento da segurança estática de um SEP pode ser efetuado por simples inspeção visual. A margem de segurança do sistema é definida pela distância, em *megawatts* (MW), entre o ponto de operação inicial e a fronteira (curva indicativa de um limite) mais próxima. Verifica-se assim, a situação em que este ponto se situa:

- **Região Segura:** uma operação com níveis de segurança apropriados, sem qualquer violação dos critérios de segurança adotados;
- **Região Insegura:** um alerta de riscos para a segurança do sistema e possível blecaute como consequência mais severa.

Esta análise gráfica permite a avaliação da segurança do ponto de operação atual (pré e pós-contingências) e possibilita observar os impactos resultantes da alteração

no perfil de geração dos três grupos geradores selecionados para suprir a carga fixa, simulando todos os possíveis cenários de transferência de potência ativa entre eles.

A fim de facilitar a análise gráfica, costuma-se representar uma RSE sob a forma de nomogramas, definidos como a projeção ortogonal de uma RSE sobre um dos planos que representam as possíveis direções de transferência de geração entre dois grupos geradores (G1xG2, G1xG3 ou G2xG3). A Figura 2.7 exemplifica um nomograma do plano G2xG3 do gráfico tridimensional apresentado anteriormente na Figura 2.6.

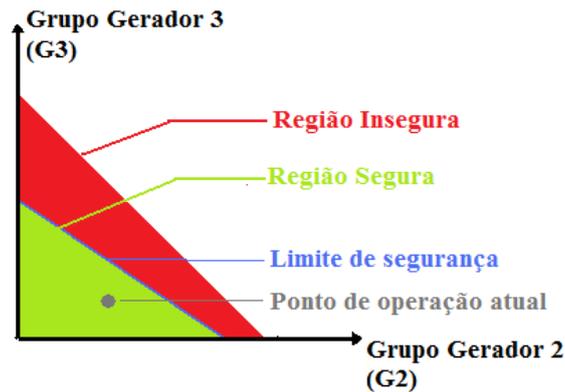


Figura 2.7: Nomograma ilustrativo do plano G2xG3 [21].

Resumidamente, uma RSE possibilita determinar graficamente:

- Limites de segurança do sistema;
- Estado de segurança do ponto de operação atual;
- Condições de atendimento à demanda atual, por meio de diversas possibilidades de despacho dos três grupos geradores.

A Figura 2.8 ilustra o resultado de um caso exemplo contendo os nomogramas da RSE em conjunto com algumas informações sobre o processo.

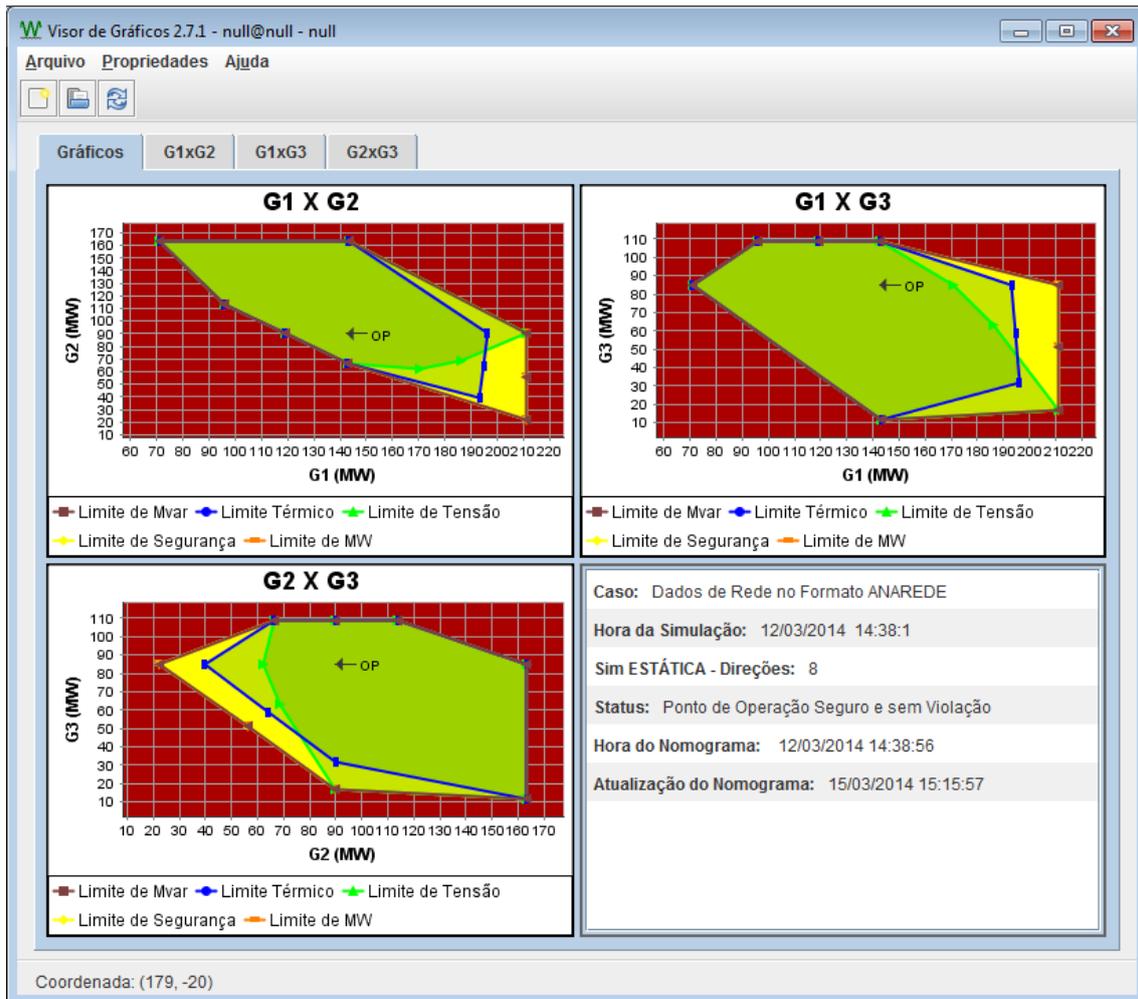


Figura 2.8: Visualização de uma RSE no programa VisorChart Gerado pelo Anarede.

Na Figura 2.8 são exibidos os gráficos das projeções bi-dimensionais G1xG2, G1xG3 e G2xG3. O ponto *OP* é o ponto de operação inicial.

Pode-se destacar algumas características do nomograma ilustrado na Figura 2.9 como:

- A seta *OP* define a localização do ponto de operação inicial ou base;
- A curva marrom indica violação do limite de geração de potência reativa;
- A curva azul indica violação do limite de fluxo de linha (limite térmico);
- A curva verde indica violação do limite de tensão;
- A região verde-escura determina que não há limites violados;
- A região verde-clara determina que há apenas um limite violado (tensão ou térmico);

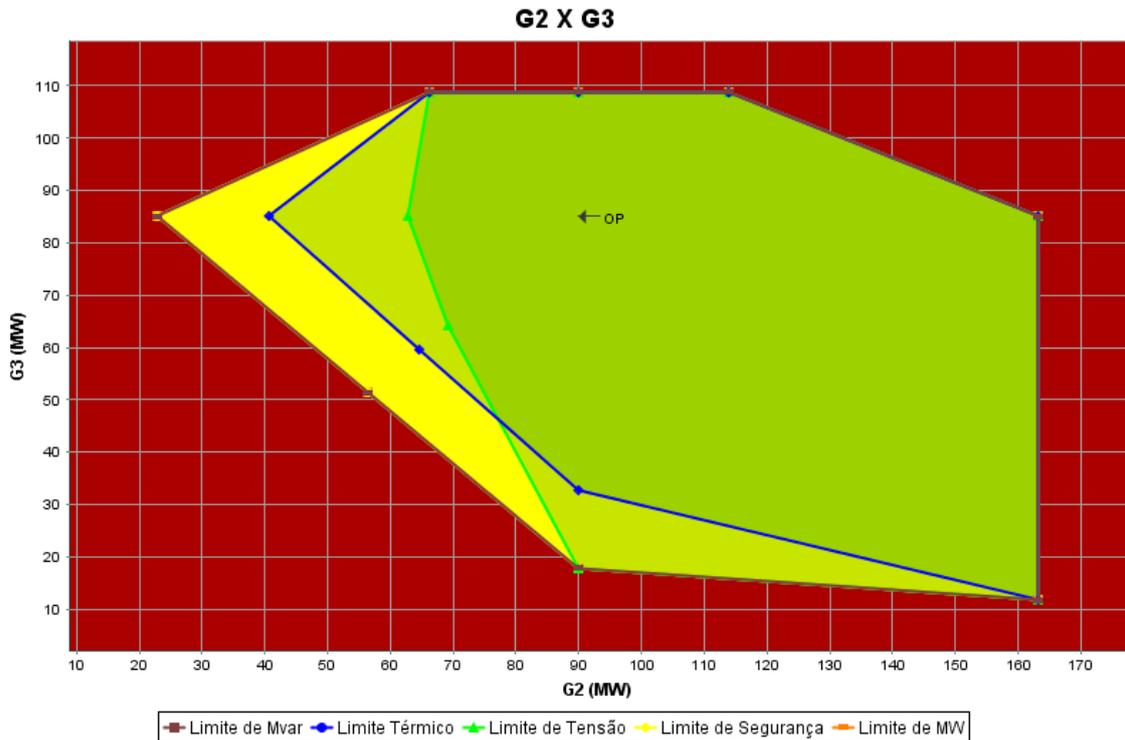


Figura 2.9: Visualização de um nomograma.

- A região amarela determina que há violação dos limites térmico e de tensão simultaneamente;
- A curva laranja delimita a região de mesma cor que indica que alguma contingência violou a capacidade máxima de transferência de potência, ou seja, atingiu o limite de estabilidade de tensão;
- A região vermelha indica que se excedeu a capacidade máxima de geração no caso base.

Como a violação do limite de geração de potência reativa não representa uma restrição direta à operação, não há alteração de cor de preenchimento da região delimitada pela curva marrom.

Esta convenção de cores utilizadas na construção do nomograma resultado da RSE, será adotado na metodologia proposta neste trabalho e será revisada na Seção 3.3.

2.7.2 Região de Segurança Dinâmica

Além da Região de Segurança Estática (RSE), existe a Região de Segurança Dinâmica (RSD), cuja análise está relacionada ao comportamento de sistemas elétricos de potência (SEP) após a ocorrência de distúrbios em determinados instantes de tempo. Esta análise é conhecida como análise de estabilidade eletromecânica e é

comumente efetuada, no setor elétrico, com o auxílio do programa Anatem desenvolvido pelo Cepel.

Nesta avaliação dinâmica, são processadas as contingências programadas no caso estático e as contingências adicionais especificadas para o caso dinâmico. Os mesmos critérios avaliados na análise estática são verificados nas simulações para intervalos superiores a 10 segundos a partir do último evento aplicado, visto que este intervalo seria suficiente para estabelecer o regime permanente [20].

Além da verificação dos critérios de regime permanente e da estabilidade do sistema, são analisados critérios dinâmicos estabelecidos nos Procedimentos de Rede [22].

Detalhes sobre a ferramenta de análise dinâmica através de uma RSD e os diversos critérios utilizados nesta análise não serão abordados neste trabalho.

Capítulo 3

Metodologia

Neste capítulo será apresentada a metodologia proposta neste trabalho, bem como suas definições e requisitos necessários para seu funcionamento.

3.1 Fluxo de Potência Continuado com Região de Segurança

O Fluxo de Potência Continuado e a Análise Estática de Contingências(AEC) são ferramentas de grande importância para a avaliação de segurança de sistemas de potência. A aplicação destas técnicas permite avaliar tanto o critério de segurança frente a defeitos quanto do ponto de vista da estabilidade de tensão. Conforme proposto em [23], a aplicação de forma conjunta do FPC e da AEC, denominada Fluxo de Potência Continuado com Contingência (FPCC), permite não apenas visualizar na curva PV o ponto de máximo carregamento, como também permite definir qual contingência pode levar o sistema à perda da estabilidade de tensão.

A Figura 3.1, mostra um exemplo da aplicação do fluxo de potência continuado aliado à análise de contingência. Pode-se observar que a contingência exibida no gráfico tem potencial para causar instabilidade de tensão caso o sistema atinja ou supere o carregamento do ponto de máximo carregamento desta contingência. Além destas informações, também é possível, através da curva PV, observar o perfil de tensão para cada contingência simulada, trazendo ainda mais informação quanto ao estado operativo pós-contingência.

Aliado ao FPCC, utilizando os conceitos, premissas e convenções da RSE implementada no Anarede, podem ser definidas regiões de segurança relacionadas à curva PV, como proposto em [24].

Na RSE, conforme definida e implementada no Anarede, busca-se definir uma região de operação do sistema em função do atendimento aos limites de certas grandezas (tensão, fluxo de potência e etc.) observadas durante a redistribuição de

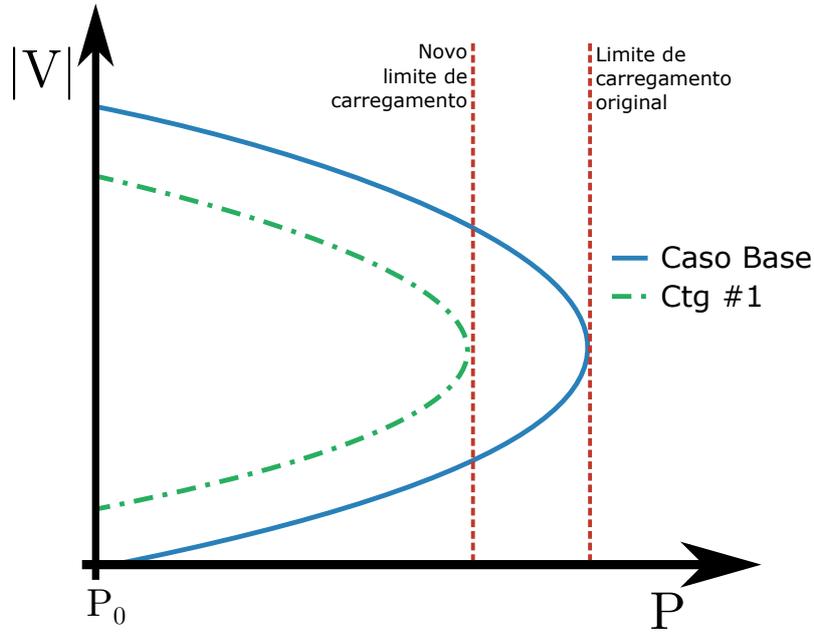


Figura 3.1: Curva PV obtida através do Fluxo de Potência Continuado com Contingência

potência dos grupos geradores ao longo das direções de transferência de geração predefinidas. Neste tipo de estudo, a carga do sistema é mantida inalterada (salvo a variação de acordo com a tensão conforme o modelo de carga adotado).

Esta ferramenta permite observar o comportamento e características de segurança do sistema frente a modificações nos despachos das usinas e, de acordo com os critérios adotados, é possível definir regiões em torno do ponto de operação, como descrito em 2.7.1. No entanto, esta ferramenta não traz qualquer informação quanto ao comportamento do sistema frente à variação de carregamento, ou ainda, não é possível determinar qual variação de carregamento pode levar o sistema a não atender os critérios de segurança.

Como definido em [24], considerando a ferramenta de VSA/DSA do Anarede, na qual o algoritmo consiste em caminhar em determinada direção de redespacho de geração, avaliando em cada ponto as violações do sistema em relação à tensão, fluxo e geração de potência reativa, estende-se esse conceito ao Fluxo de Potência Continuado.

Considerando estas informações pode-se, a cada ponto de operação gerado pelo FPC e para cada contingência considerada neste ponto, avaliar se há ou não violações. Considera-se a informação de segurança, para cada patamar de carga, como sendo a mais severa dentre os casos analisados. Isto é, caso determinada contingência apresente violação de tensão e outra apresente apenas violação de carregamento, considera-se para aquele ponto de operação que tanto tensão quanto carregamento não são respeitados.

Obtendo-se para cada um dos patamares de carga gerados as informações relativas a cada critério de segurança, pode-se agregar esses resultados tanto de uma maneira textual, na forma de tabelas, quanto de uma maneira gráfica. Como o FPC tem como resposta a curva PV, na qual se mostra a relação do carregamento do sistema com o nível de tensão de determinada barra, propôs-se adicionar a esta curva as informações de segurança, como na RSE [24].

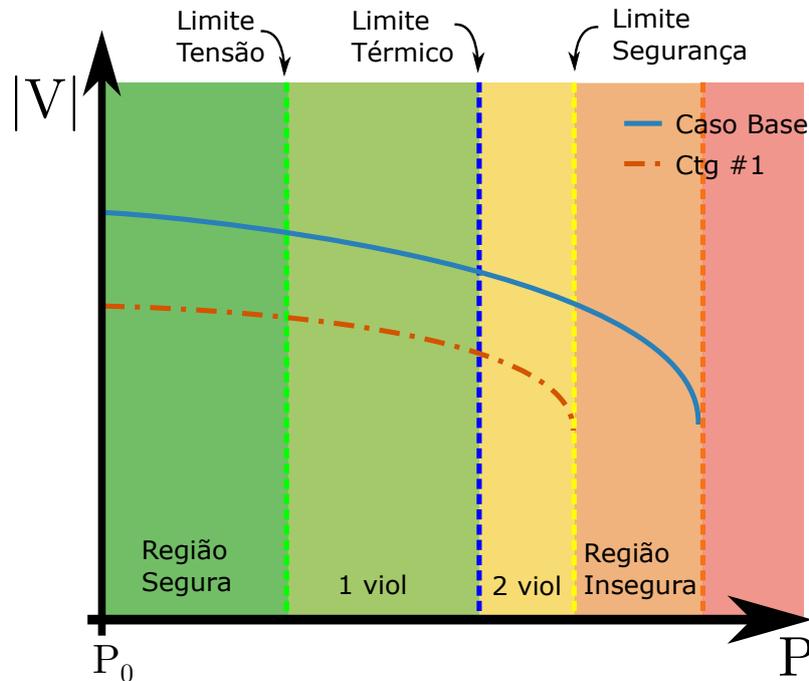


Figura 3.2: Ilustração da Curva PV com Informação de Segurança [24]

A Figura 3.2 mostra o resultado da ferramenta de FPC com informação de segurança para um sistema exemplo. As divisões das regiões seguem, de forma análoga, a convenção adotada nos Nomogramas da RSE do Anarede, onde:

- A reta delimitadora azul indica violação do limite de fluxo de linha (limite térmico);
- A reta delimitadora verde indica violação do limite de tensão;
- A reta delimitadora amarela indica violação do limite de segurança;
- A reta delimitadora laranja indica violação do limite de estabilidade de tensão;
- A região verde-escura determina que não há limites violados;
- A região verde-clara determina que há apenas um limite violado (tensão ou térmico);
- A região amarela determina que há violação dos limites térmico e de tensão;

- A região laranja indica que para alguma contingência não obteve-se a solução do fluxo potência, ou seja, atingiu o limite de estabilidade de tensão;
- A região vermelha indica que se atingiu o limite de estabilidade de tensão no caso base, ou seja, o ponto de máximo carregamento do sistema.

Nesta ferramenta, a região de limite de segurança (região laranja) é definida como sendo a região na qual alguma das contingências simuladas já não possui solução, ou seja, não atende ao critério $N - 1$. Diferentemente da ferramenta de RSE, neste caso, como ocorre a variação do carregamento em uma única direção, o ponto de operação inicial, sempre será a origem da curva, o que não ocorre na RSE, onde há a necessidade de posicionar o ponto inicial com uma seta dentro da região delimitada.

Para que seja possível a utilização do FPC com Informação de Segurança é necessário informar previamente alguns dados, como os dados de contingência, de incremento de carga ativa e reativa (direção de crescimento de carga), além dos dados de monitoração, sendo estes últimos opcionais, caso não seja objetivo do estudo monitorar todo o sistema durante a execução da ferramenta.

Além da análise estática, também é possível realizar a análise dinâmica, assim como na ferramenta de DSA implementada no Anarede. Para isso é necessário fornecer dados tais como os modelos dinâmicos dos equipamentos da rede elétrica e os eventos a serem simulados no domínio do tempo. Esta opção não será abordada neste trabalho.

3.2 Sistema Aberto de Gerenciamento de Energia - SAGE

O objetivo deste trabalho é integrar a metodologia proposta em sistemas de monitoração online. Para isto é necessário que haja a integração com o sistema EMS. O sistema EMS desenvolvido pelo Cepel é o Sistema Aberto de Gerenciamento de Energia (SAGE).

O sistema SAGE EMS é um sistema computacional que tem por objetivo executar as funções de supervisão, controle e gerenciamento de sistemas elétricos de potência em tempo-real. O SAGE EMS foi concebido com adesão integral ao conceito de Sistemas Abertos. Para atender a essa exigência foi dado destaque à robustez, à flexibilidade, à facilidade de manutenção e à capacidade de comunicação através dos diferentes protocolos em uso no Brasil [25].

Este sistema pode ser configurado para diversas aplicações no processo de automação das empresas de energia elétrica, incluindo usinas e subestações suportadas por arquiteturas de baixo custo ou aplicações nos níveis hierárquicos superiores, tais

como Centros de Operação de Sistemas (COS), suportadas por redes de alto desempenho. O SAGE EMS provê ainda suporte para a integração da base de dados de tempo-real com a rede de gestão corporativa da empresa, através da base de dados histórica disponibilizada em um banco de dados relacional de mercado.

O COS pode ser provido com a estrutura básica do sistema SAGE EMS, o qual é composto por um sistema SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition) e pelas funções de Análise de Redes (Configurador de Redes, Estimação de Estado, Análise de Contingência e Fluxo de Potência do Operador [26].

As funções de Análise Estática de Redes do SAGE EMS têm por objetivo monitorar a condição operativa corrente do sistema elétrico, fornecendo ao operador uma estimativa confiável do estado do sistema, informando quando da ocorrência de condições operativas não desejáveis e produzindo estratégias de controle que permitam alterar o ponto de operação para uma condição operativa normal.

Essas funções permitem monitorar e informar ao operador o nível de segurança estática do sistema elétrico. No caso do sistema elétrico estar operando em uma região insegura é possível produzir estratégias de controle capazes de mudar o ponto de operação para uma região segura.

O uso destas funções possibilita, ainda, a realização de estudos relativos a condições de pós-operação, análise detalhada da condição operativa corrente, possibilitando a simulação de manobras na rede, além de permitir às equipes de programação e supervisão o estabelecimento e a revisão do Programa de Operação do Sistema Elétrico.

3.3 Monitoração das Margens de Segurança a Partir do Fluxo de Potência Continuado

Com o objetivo de aumentar a confiabilidade, segurança e disponibilidade do suprimento de energia elétrica surge a necessidade de criação de ferramentas para a avaliação e estudos dos sistemas elétricos de potência. Seja qual for o ambiente, de operação, pós-operação, planejamento da operação ou da expansão, existe a necessidade de garantir um melhor fornecimento, com qualidade e eficiência. Buscando aumentar o portfólio de ferramentas de análises de sistemas de potência, tanto em tempo real, quanto num contexto pré ou pós-operativo, buscam-se novas alternativas de análises.

Nos últimos anos, o Cepel vem buscando desenvolver novas ferramentas que atendem a estas premissas, integradas ao SAGE, como por exemplo o VSA/DSA, e mais recentemente o SSA[27].

Neste trabalho será feita a proposição e implementação de uma nova ferramenta, que visa principalmente a avaliação da estabilidade de tensão e de segurança do Sis-

tema Elétrico, baseada no fluxo de potência continuado, introduzido anteriormente.

A proposta inicial consiste basicamente em determinar a margem de estabilidade de tensão ao longo da operação do sistema quase em tempo real (*quasi real time*). Para isto, calcula-se o FPCC de cada caso de fluxo de potência que é gerado continuamente pelo SAGE a cada período de tempo que pode variar de algumas dezenas de segundos a alguns minutos.

Como resultado, constrói-se um gráfico temporal de Margem de Estabilidade de Tensão(%) versus tempo (data e horário de aquisição dos dados), além da tradicional curva PV para cada caso simulado.

A Figura 3.3 apresenta uma ilustração de um resultado da proposta inicial da ferramenta, onde basicamente se propunha obter a estabilidade de tensão ao longo do tempo.

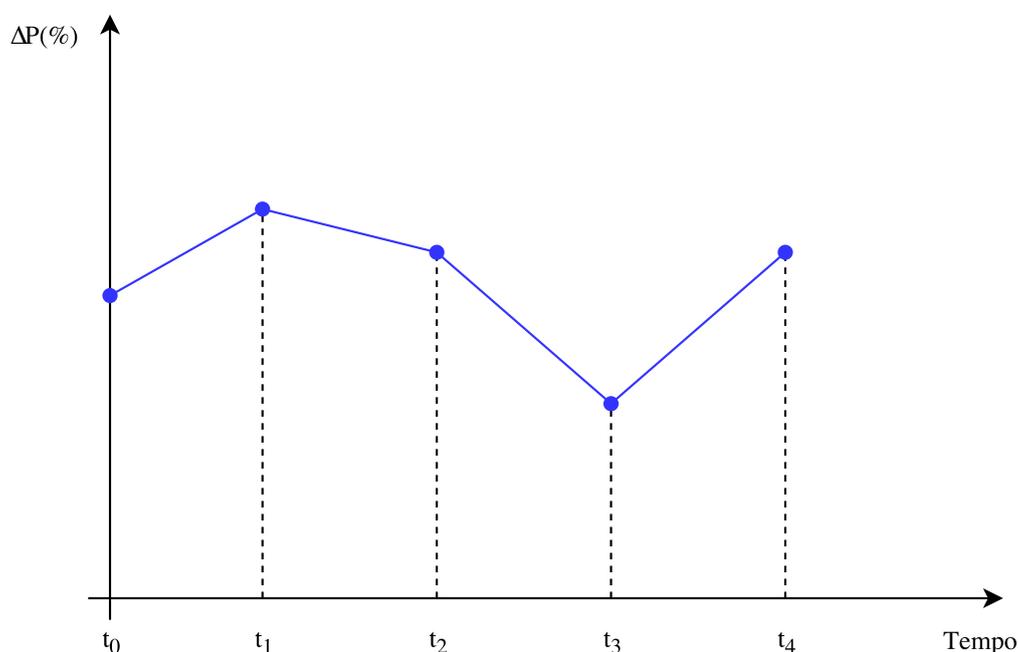


Figura 3.3: Exemplo de Monitoração da estabilidade de tensão proposto inicialmente

O gráfico da Figura 3.3 traz informações importantes e úteis para a operação e estudo do sistema, que mostra o comportamento da margem de estabilidade de tensão no decorrer do tempo, contudo esta informação pode ainda ser melhorada para a implantação em um ambiente de operação. Tendo isto em vista, propôs-se adicionar a análise de contingência na monitoração da margem de estabilidade de tensão [23], utilizando o fluxo de potência continuado com análise de contingência, conforme introduzido neste capítulo. Com isto, a proposta inicial passa a fornecer a informação da estabilidade de tensão para o sistema observado (denominado caso base) em determinado instante de tempo, bem como para uma lista de contingências elencadas de acordo com os critérios de análise e operação adotados por quem opera

o sistema ou realiza o estudo.

A Figura 3.4 traz o resultado da ferramenta incluindo a informação da margem de estabilidade de tensão das contingências. Como a lista de contingências selecionadas para o estudo pode ter um número elevado de eventos, optou-se por exibir apenas a contingência que apresentou a menor margem de estabilidade a cada instante, facilitando a análise do gráfico, permitindo com isso uma tomada de decisão mais rápida e efetiva ou ainda propondo uma medida corretiva do ponto de vista do planejamento ou análise pós-operativa. No entanto ainda são construídas as curvas PV como descrito na Seção 3.1 e armazenadas em arquivos a parte, permitindo a completa análise de cada caso executado bem como as respectivas contingências posteriormente.

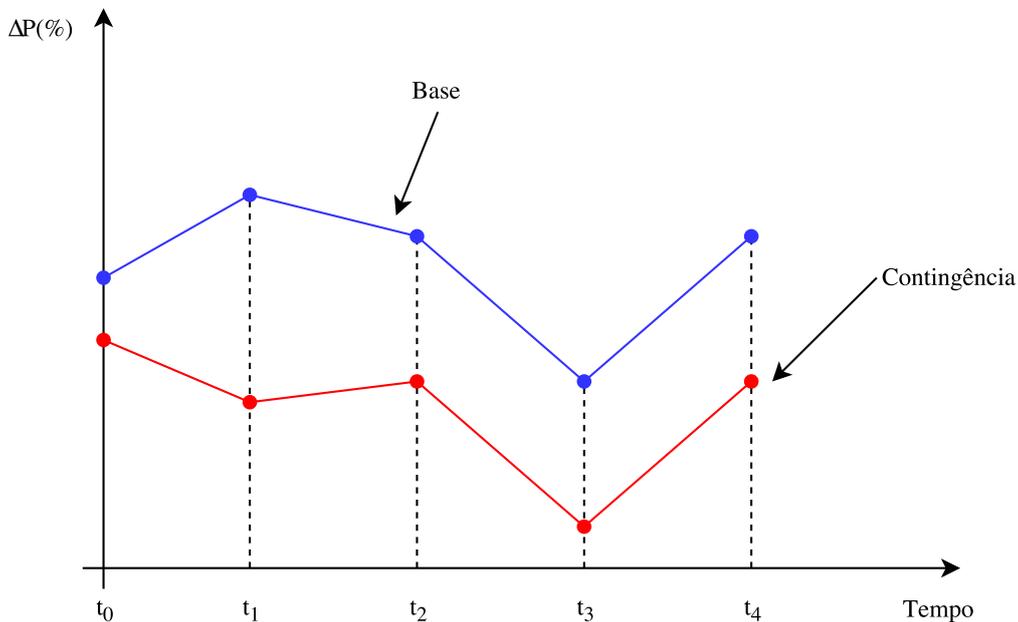


Figura 3.4: Exemplo de Monitoração da estabilidade de tensão com contingência

No decorrer do desenvolvimento da ferramenta, propôs-se a inclusão de região de segurança através da curva PV proposta em [24], assim, a ferramenta passa a exibir não apenas informação quanto a estabilidade de tensão, mas também quanto a informação de segurança. Seguindo a lógica do que foi apresentado anteriormente pode-se acrescentar estas informações na monitoração através da inclusão de mais duas curvas, a curva de primeira violação e a curva da segunda violação, conforme implementado em [24].

A Figura 3.5 traz, então, a informação de segurança e estabilidade de tensão frente a variações de carregamento, em que a curva amarela representa o percentual de incremento onde surge a primeira ocorrência de dois tipos de violação (limite de tensão e limite térmico) e a curva verde representa o percentual de carregamento onde surge a primeira ocorrência de apenas um tipo de violação (limite de tensão ou

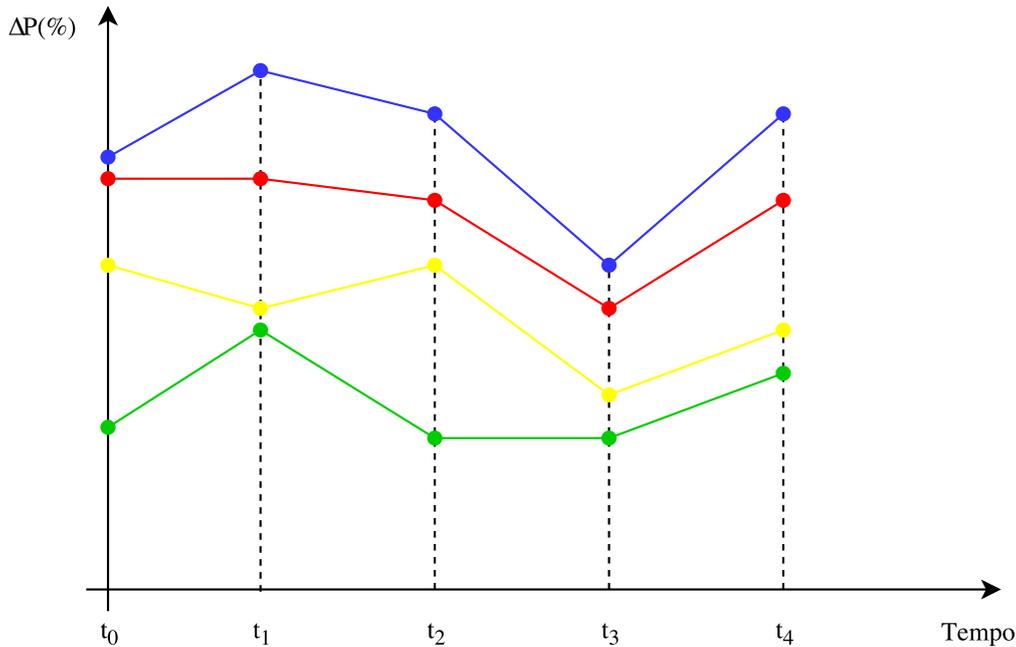


Figura 3.5: Exemplo de Monitoração da estabilidade de tensão com informação de segurança

limite térmico). Entretanto, a observação e análise do gráfico temporal apresentado na Figura 3.5, a princípio, pode ser de difícil entendimento quando analisado no contexto de tempo de operação e tomada de decisão, para facilitar sua visualização serão propostas algumas modificações. Como descrito na Seção 3.1, o FPC com informação de segurança, apresenta como resultado a curva PV dividida em regiões conforme ilustra a Figura 3.2. Seguindo o padrão de cores e divisões foi proposto a divisão da curva de monitoração seguindo a convenção de cores proposta em [24], o que resulta por fim na Figura 3.6.

Onde:

- A região verde-escura determina que não há limites violados;
- A região verde-clara determina que há apenas um limite violado (tensão ou térmico);
- A região amarela determina que há violação dos limites térmico e de tensão simultaneamente;
- A região laranja indica que para alguma contingência não obteve-se a solução do fluxo potência, ou seja, atingiu o limite de estabilidade de tensão;
- A região vermelha indica que se atingiu o limite de estabilidade de tensão no caso base, ou seja, o ponto de máximo carregamento do sistema.

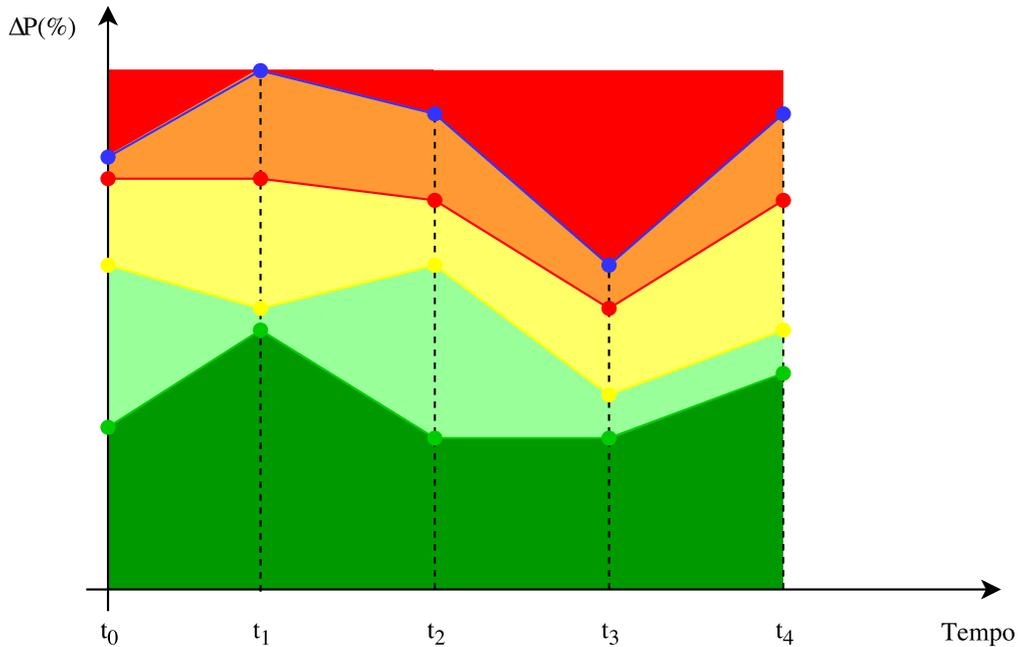


Figura 3.6: Exemplo de Monitoração com Região de Segurança

Assim como na curva PV com informação de segurança, durante a execução da monitoração em tempo real pode haver a inexistência de alguma das regiões, modificando a forma e cor da curva. A Figura 3.7 traz um exemplo onde não ocorrem violações no instante de tempo t_3 , fazendo com que as regiões verde-claro e amarelo não sejam exibidas no gráfico.

O sistema SAGE pode gerar, periodicamente, pontos de operação em tempo real, em intervalos predefinidos, usualmente da ordem de alguns minutos, no formato de dados de fluxo de potência do programa Anarede [28].

Para a realização da monitoração da estabilidade de tensão com informação de segurança é feita uma monitoração, propriamente dita, destes pontos de operação oriundos do sistema SAGE, em um diretório no computador remoto, responsável pela execução da ferramenta, no caso da aplicação *online*. Ao detectar alteração do caso de fluxo de potência a ferramenta realiza o FPC com informação de segurança, armazena as margens de estabilidade de tensão referentes a cada região e escreve em arquivo para plotagem. A Figura 3.8 traz um diagrama de blocos que ilustra o funcionamento da ferramenta.

O algoritmo para realização da monitoração das margens de segurança através do FPC é idêntico tanto no contexto de aplicação *online* quanto *offline*. Apenas na aplicação *offline* há a necessidade da utilização de um software auxiliar, o *Data Manager Program*(DMP). O DMP fará a atualização dos pontos de operação, antes realizado pelo SAGE, realizando uma cópia dos pontos de operação de uma base de dados históricos dos pontos de operação do período de interesse(geradas pelo

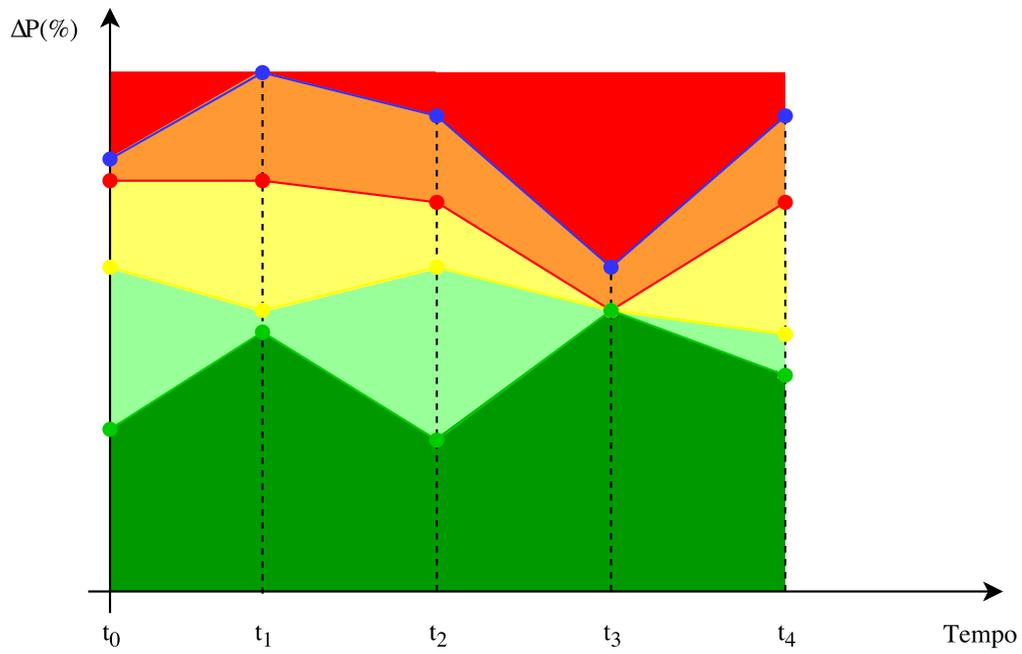


Figura 3.7: Exemplo de Monitoração com Região de Segurança

SAGE), e envia ao diretório de monitoração.

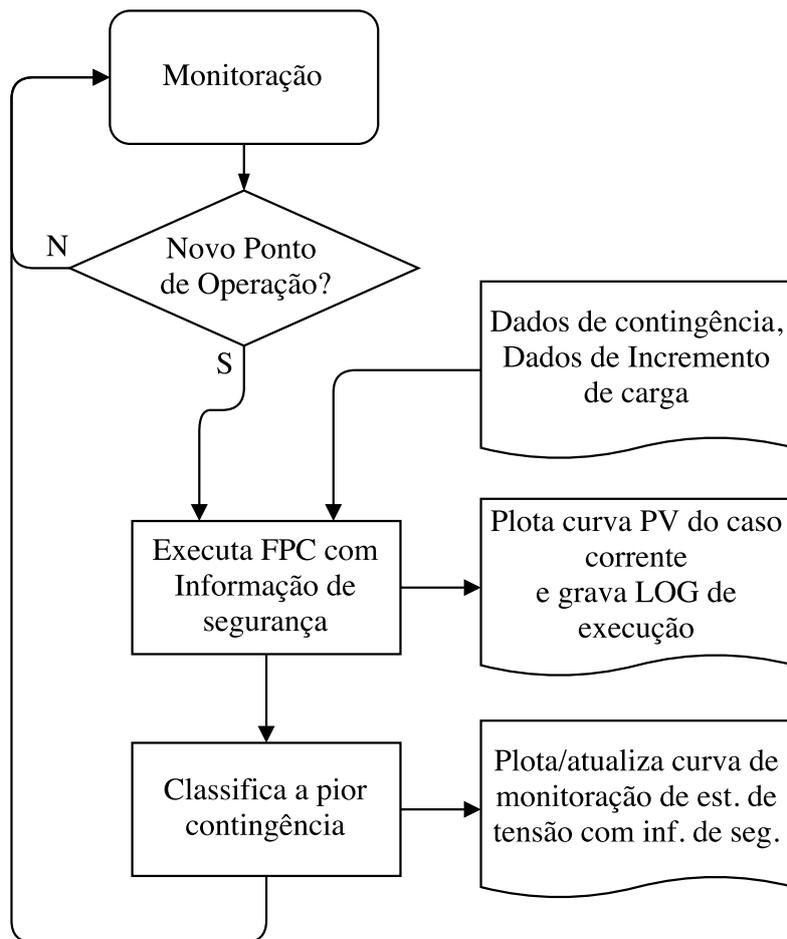


Figura 3.8: Algoritmo de Monitoração com Região de Segurança

Capítulo 4

Resultados

Para avaliação da ferramenta de monitoração da margem de segurança estática a partir do FPC, considerou-se inicialmente um sistema de pequeno porte e, em seguida, um caso do Sistema Interligado Nacional. Neste capítulo serão apresentados os resultados da ferramenta avaliada nestes sistemas, bem como detalhes e características observadas durante a execução. Também é feita uma avaliação do tempo computacional e da viabilidade de aplicação *online*. Foi utilizado um computador equipado com o processador Intel Core i5 4670k(4 núcleos), oito gigabytes de memória, rodando o sistema operacional Windows 10.

4.1 Sistema Teste de Pequeno Porte do Sage

Os resultados que serão apresentados nesta seção permitirão avaliar o desempenho e a aplicabilidade da metodologia proposta e implementada. Na obtenção destes resultados, uma rede elétrica exemplo, contendo 65 barras e 5 usinas, cujo diagrama unifilar é apresentado na Figura 4.1, foi utilizada para avaliar a região de segurança estática utilizando FPC[29].

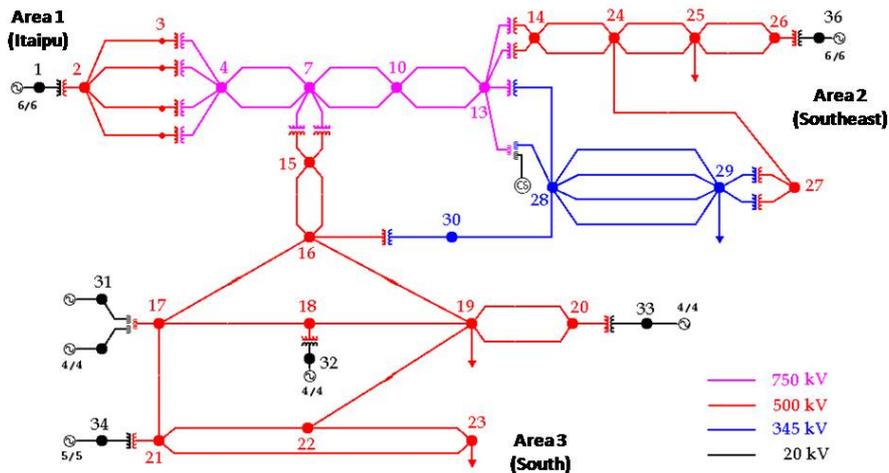


Figura 4.1: Diagrama Unifilar do Sistema Teste 65 barras

Os resultados apresentados a seguir foram criados em um ambiente de testes. Este ambiente possui um simulador digital de redes elétricas para treinamento de operadores, denominado de Topsim, também desenvolvido pelo Cepel. Esta ferramenta simula o comportamento real de um SEP a partir da solução de fluxo de potência da rede elétrica, da curva de carga e de controles simulados, tais como set-point de geração, trip ou close de disjuntores, etc. A comunicação de dados entre o simulador e o SAGE EMS é realizada através de um protocolo de comunicação de dados da função do SCADA do SAGE, de forma a permitir a aquisição e o controle do SEP, como ilustrado na Figura 4.2.

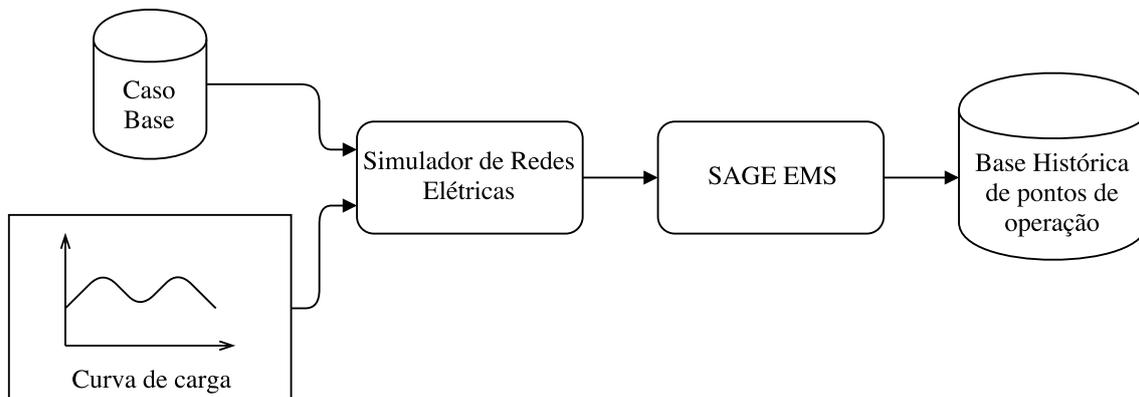


Figura 4.2: Arquitetura de teste da integração

Durante a execução da monitoração do sistema teste, a curva de carga apresentada na Figura 4.3 foi utilizada para simular a evolução dos cenários e dos pontos de operação desse sistema, representando a sua operação ao longo de 2 horas e 15 minutos, no período entre 10:15 até 12:30. Com isto, as cargas do sistema teste sofreram uma variação de $\pm 15\%$ no período de teste. Entretanto, o horário exibido na curva de monitoração da margem de segurança estática via FPC é o horário de

simulação (horário Brasília), por exemplo, a simulação da rede elétrica iniciou as 13:16, este coincide com o horário inicial de 10:15 da curva de carga, e assim sucessivamente até o fim da monitoração. Com isso, foi gerada uma base de dados contendo um total de 130 casos oriundos do sistema representado na Figura 4.1.



Figura 4.3: Curva de carga utilizada durante a monitoração

Conforme dito na Seção 3.3, é necessário informar previamente os dados de incremento de carga e de contingência que serão considerados na monitoração. O incremento realizado será feito em todas as barras de carga do sistema (barras 19, 23, 25, 29), iniciando em 10% com fator de potência constante[22]. As contingências selecionadas são exibidas na Tabela 4.1. Todos os parâmetros e constantes utilizados na simulação, bem como o caso base, podem ser encontrados no apêndice A.

Tabela 4.1: Lista de contingências Simuladas no Sistema 65 barras

#	Tipo	De	Para
1	Desligamento de Circuito	16	19
2	Desligamento de Circuito	15	16
3	Desligamento de Circuito	28	30
4	Desligamento de Geração	31	-

A Figura 4.4 apresenta a curva de monitoração das margens de segurança para o caso teste de 65 barras. É possível observar que o comportamento das margens é oposto ao da curva de carga mostrada na Figura 4.3, conforme esperado, com exceção da região segura (região verde escura) que se comporta de acordo com a

curva de carga. As margens encontradas revelam a robustez do sistema frente a incrementos no carregamento.

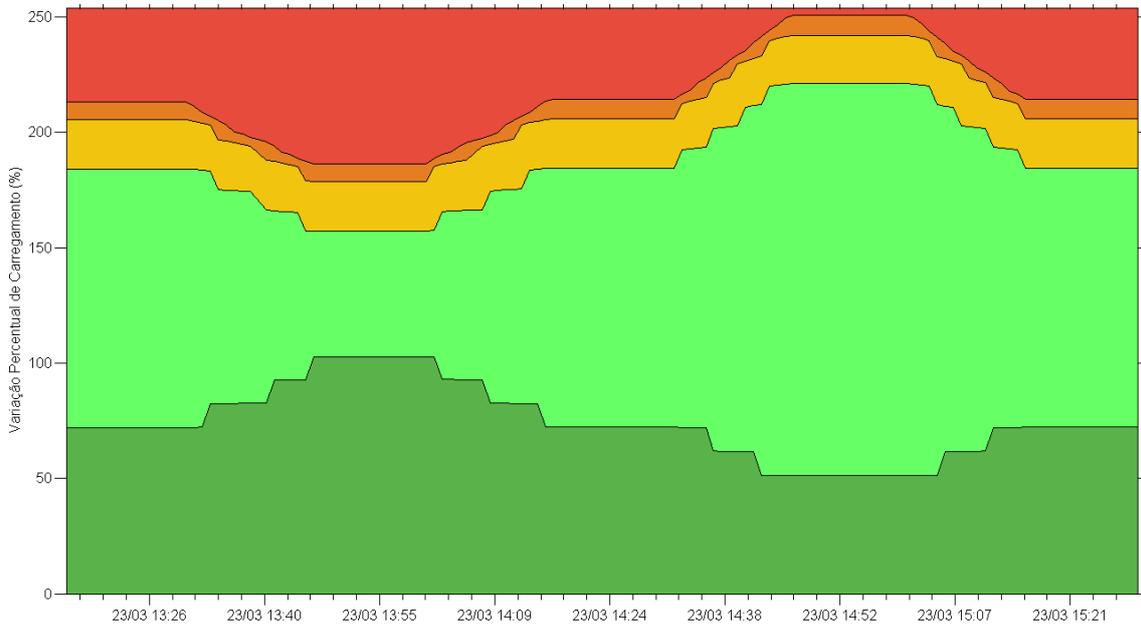


Figura 4.4: Curva de monitoração Caso teste 65 barras

De forma complementar, é possível plotar as curvas PV para qualquer ponto de operação monitorado, disponibilizadas após a execução da ferramenta, bem como relatórios de monitoração e quaisquer outros relatórios disponíveis no Anarede.

As Figuras 4.5, 4.6 e 4.7 mostram as curvas PV da barra 21 em condição de caraga mínima, máxima e média(1pu).

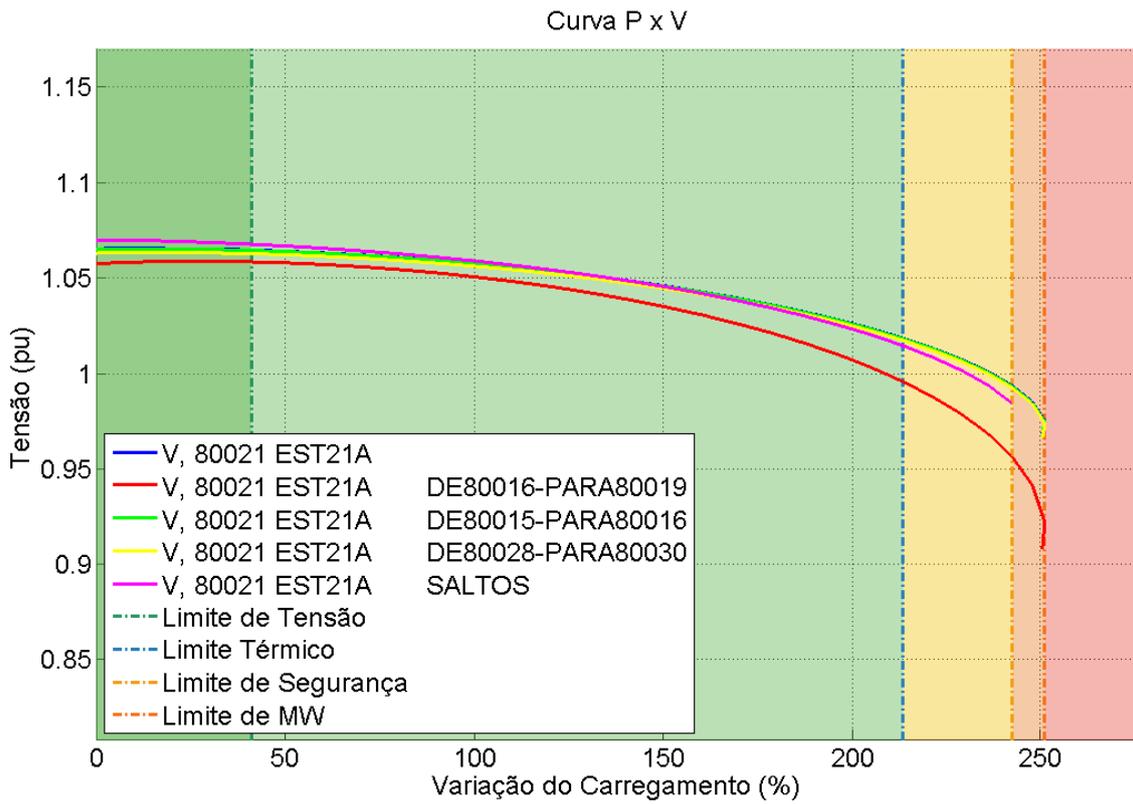


Figura 4.5: Curva PV da barra 21 carga mínima

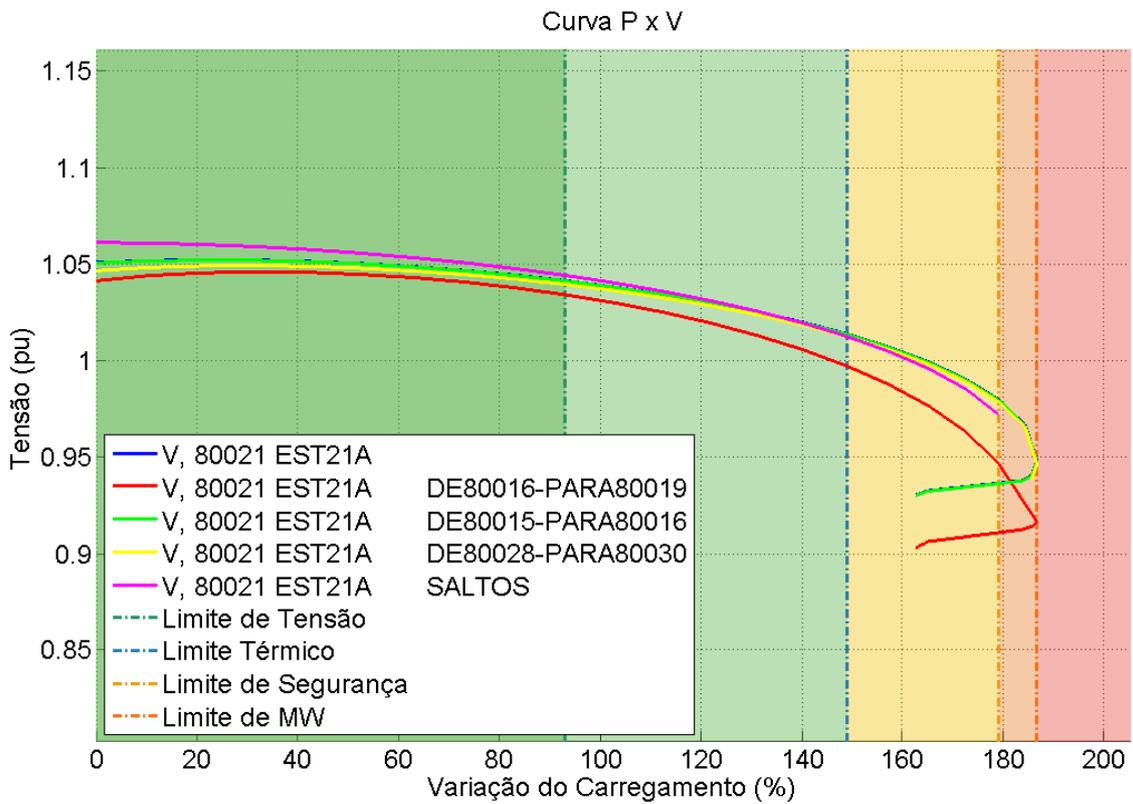


Figura 4.6: Curva PV da barra 21 carga máxima

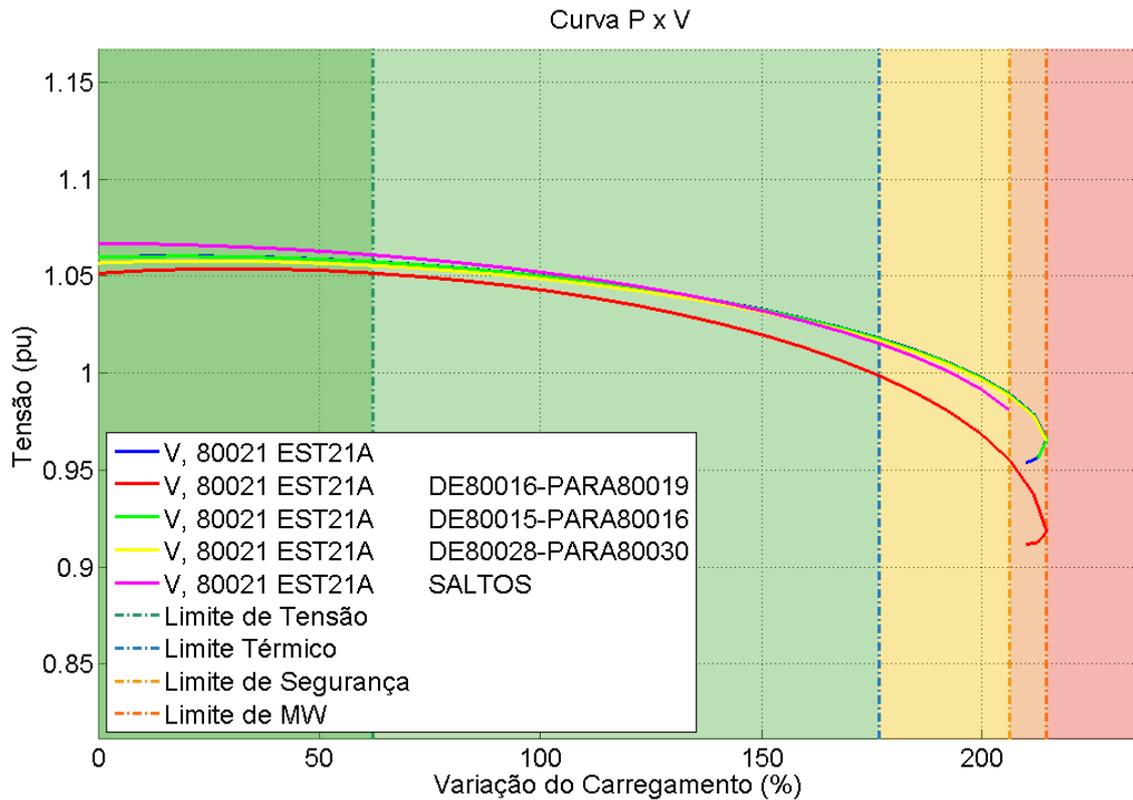


Figura 4.7: Curva PV da barra 21 carga média

4.2 Sistema Interligado Nacional

O Sistema Interligado Nacional é um sistema de geração e transmissão de energia elétrica, com tamanho e características que permitem considerá-lo único em âmbito mundial, englobando as cinco regiões do Brasil e com forte predomínio de usinas hidrelétricas. Com múltiplos proprietários, cujas instalações são operadas por empresas de natureza privada, pública e de sociedade mista, regulado e fiscalizado pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), cabendo ao Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) sua coordenação e controle, de acordo com as disposições dos Procedimentos de Rede, que são documentos de caráter normativo, elaborados pelo ONS, com participação dos agentes, e aprovados pela ANEEL. Estes documentos definem os procedimentos e os requisitos necessários à realização das atividades de planejamento da operação eletroenergética, administração da transmissão, programação e operação em tempo real no âmbito do SIN.

Os ativos de transmissão integram a Rede Básica do SIN, com aproximadamente 100.000 km de linhas de transmissão, e compreendem subestações e linhas de transmissão em tensões iguais ou superiores a 230 kV. O acesso ao sistema de transmissão é livre e garantido por lei, havendo o dever legal de compartilhar a infraestrutura existente com os acessantes habilitados. Como exposto acima, o setor de transmissão

é fortemente regulado, por ser considerado um monopólio natural. Os equipamentos de transmissão podem ser descritos genericamente como intensivos em capital, robustos, de vida longa e não facilmente realocáveis. As linhas de transmissão cumprem o papel de levar a energia das usinas geradoras aos centros consumidores de energia. Adicionalmente, permitem que a geração de energia no Brasil seja otimizada, de modo a permitir a transferência de energia entre regiões, por meio das linhas de interligação. A transmissão permite que o sistema elétrico opere com sinergia e confiabilidade, gerando uma grande otimização de custos através de grandes intercâmbios de energia.

Assim, além da função transporte de energia, o Sistema de Transmissão permite o melhor uso da água e a minimização da geração térmica, por meio da exploração da complementariedade hidrológica das bacias, sendo considerado uma “usina virtual”. A Transmissão é fator importante para a melhoria da segurança elétrica e energética. Atualmente no Brasil existem instalações de transmissão de até 765 kV, com a perspectiva de chegar a 800 kV em breve. *Fonte: ONS* A Figura 4.8 representa o SIN no horizonte 2017.

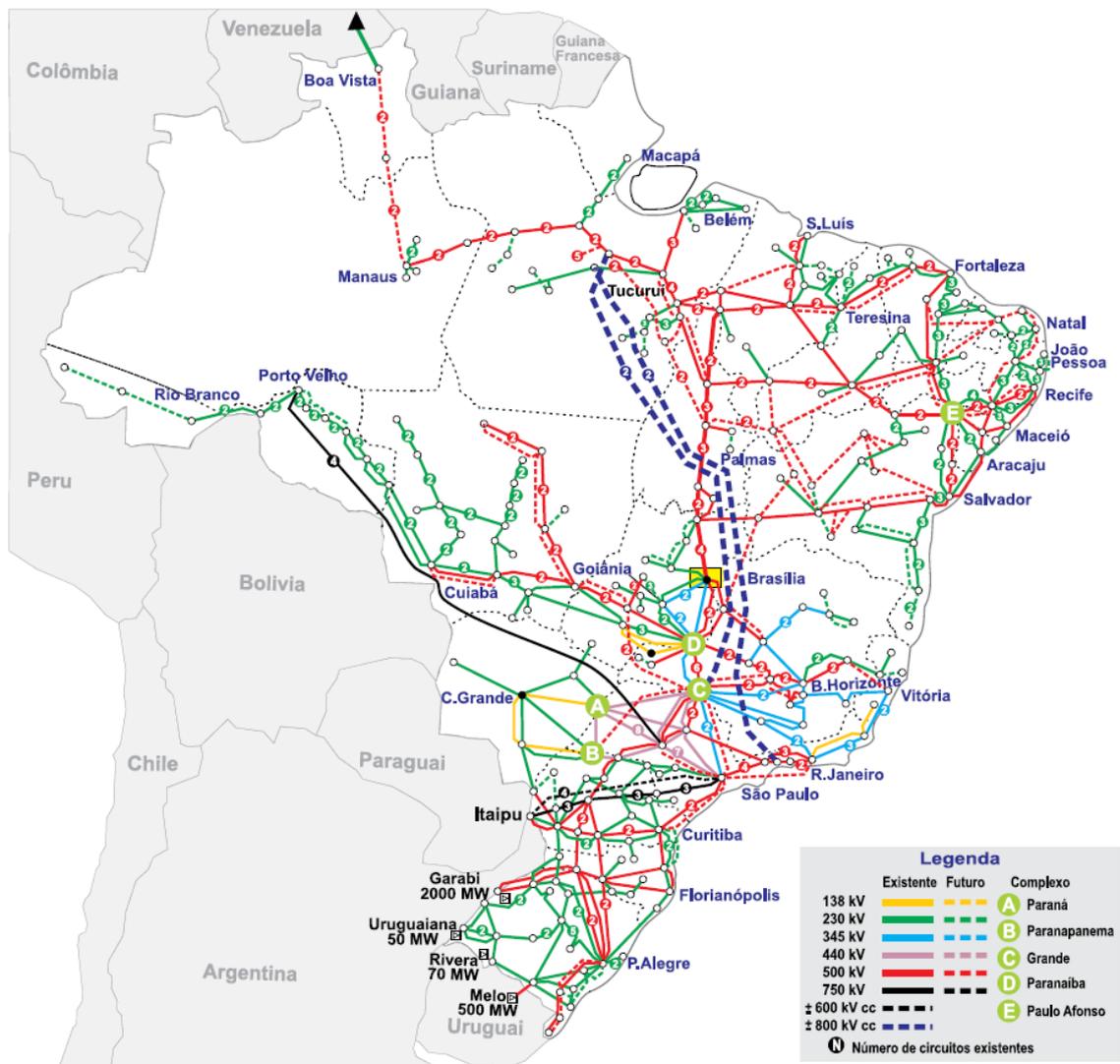


Figura 4.8: Sistema Interligado Nacional.

Fonte: <http://ons.org.br/pt/paginas/sobre-o-sin/mapas> acessado em 10 de Janeiro de 2017

Neste trabalho, foram realizados testes utilizando dados de tempo real do SIN. Utilizou-se um banco de dados do SAGE, originários do Centro de Operação do Sistema (COS) em Brasília, para obtenção dos arquivos de fluxo de potência. Os primeiros resultados dizem respeito ao dia 24/04/2016. Os demais resultados dizem respeito à semana compreendida entre os dias 22/04/2016 e 28/04/2016.

A região Sudeste foi a selecionada para a realização da monitoração. Foram monitoradas todas as barras e circuitos entre 230 e 750 kV da região. As barras selecionadas para incremento foram as principais barras de carga compreendidas nesta região listadas na Tabela 4.2

Tabela 4.2: Barras selecionadas para receber o incremento

Número	Nome
270	RJCDV-138S1P
284	RJFCN-138SP1
289	RJCAM-138SP1
415	SPOES-88S03
443	SPNOD-88S3A
444	SPANH-88PS5A
465	SPLES-88PS03
467	SPRRF-88PS3A
475	SPSUL-88S3A
486	SPPIR288PS3A
493	SPBAN-88S03
496	SPMFO-88PS3A
588	SPJAD-88PS03

As contingências simuladas foram selecionadas a partir de um estudo prévio, onde foi aplicado o critério $N - 1$ na região de interesse e apenas as mais relevantes foram selecionadas para a monitoração, descritas na Tabela 4.3

Tabela 4.3: Lista de contingências simuladas no SIN

Número	Tipo	Identificação
1	Desligamento de Circuito	NORTE-SUL
2	Desligamento de Circuito	TOCO-MAIZ
3	Desligamento de Circuito	ANGRA500-SAO-JOSE
4	Desligamento de Circuito	ANGRA500-ZONA-OESTE
5	Desligamento de Circuito	POCOS-DE-CALDA-ITAJUBA
6	Desligamento de Circuito	CACHOEIRA-PAULISTA-CAMPINAS

Todos os parâmetros e constantes utilizados na simulação estão disponibilizados no apêndice B.

4.2.1 Monitoração do dia 24/04/2016

Foram monitorados 268 pontos de operação, demandando um tempo total de execução foi de aproximadamente quatro horas e vinte e cinco minutos, sem a utilização de processamento paralelo. Conclui-se que foi necessário aproximadamente

um minuto de tempo de processamento para a execução de cada ponto de operação, dado este que viabiliza sua implementação *online*, do ponto de vista de tempo computacional.

A Figura 4.9 exhibe o resultado da monitoração do dia 24/04/2016, domingo, utilizando os conjuntos de dados de incremento e contingência mencionados anteriormente.

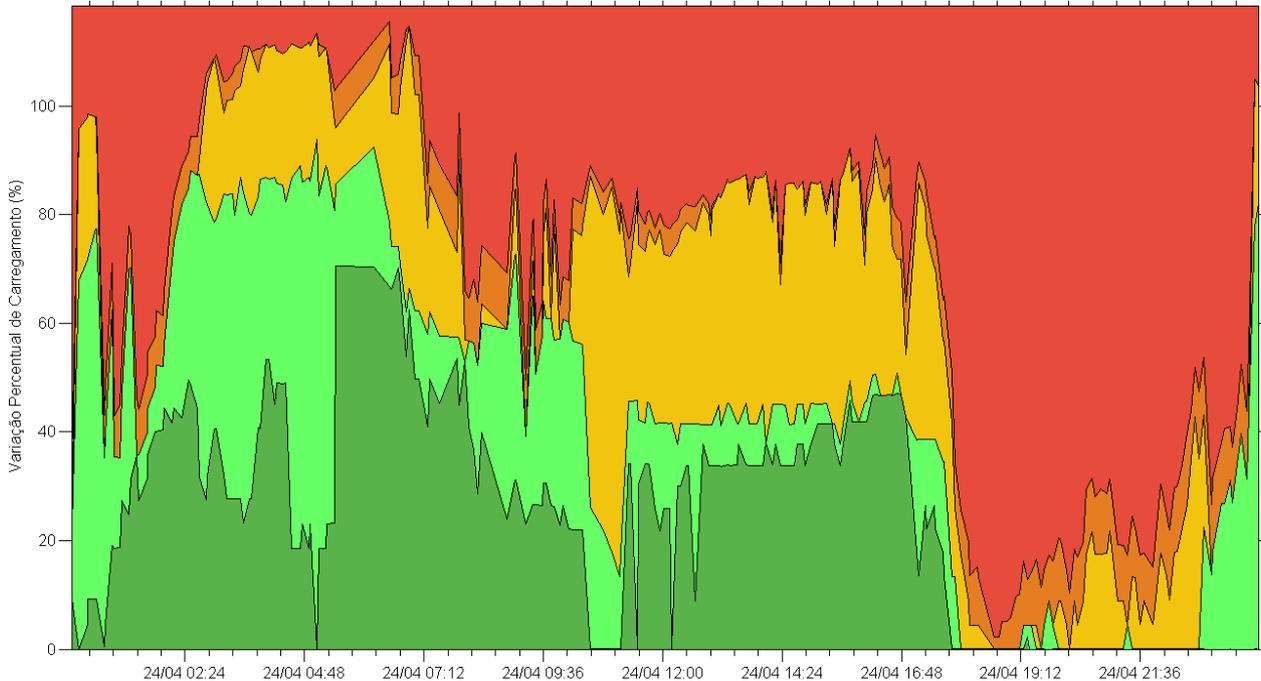


Figura 4.9: Curva de monitoração do SIN no domingo, dia 24/04/2016

Destaca-se na Figura 4.9, principalmente no período entre às 16:30h e às 22:00h, uma redução acentuada das margens de estabilidade de tensão, e próximo das 18:30h, observa-se ainda apenas existência da região laranja, o que indica que existem violações desde o ponto de operação inicial (antes de receber os incrementos de carga) e que alguma(s) das contingências simuladas não possui solução. Esta condição oferece risco à segurança do sistema de forma global, do ponto de vista da segurança e estabilidade de tensão estática.

Contudo na maior parte do dia a margem de estabilidade de tensão é superior a 40%, o que indica uma margem segura do ponto de vista da estabilidade de tensão, garantindo o fornecimento.

4.2.2 Monitoração dos dias 22 a 28/04/2016

Nesta seção são apresentados os resultados obtidos através da monitoração dos dias 22 à 28/04/2016, utilizando uma estratégia de processamento paralelo. Esta estratégia consiste basicamente em dividir o total de 2141 casos referentes à base

de dados do período de interesse, pelo número de processadores disponíveis no computador, que neste caso eram 4. Após a divisão do conjunto total a ferramenta é executada para cada conjunto de forma simultânea. Ao todo, foram divididos três conjuntos contendo 535 e um contendo 536 casos de fluxo de potência.

Foram necessárias cinco horas e trinta minutos até que todos os processos finalizassem a execução da ferramenta, ou seja, o tempo máximo de execução de algum dos grupos, já que cada grupo levou um tempo específico para execução devido ao mal balanceamento da demanda de processamento desta estratégia de paralelização. Considerando o tempo de cinco horas e trinta minutos, alcança-se uma média de trinta e cinco segundos de tempo de processamento para cada caso simulado. Apesar desta técnica não poder ser considerada formalmente processamento paralelo, apresentou um resultado satisfatório quando comparado com a execução por um único processador que levou em média um minuto por caso. Esta média tende a melhorar caso seja aplicada alguma ferramenta formal de paralelização como MPI ou OpenMP, com bom balanceamento de carga entre os processadores. Entretanto, do ponto de vista da aplicação *online* (tempo real), a princípio, não há a necessidade de paralelização, sendo um minuto um tempo muito menor que os intervalos de monitoração e geração de casos de arquivo histórico, o que viabiliza sua implantação *online*.

A Figura 4.10 apresenta o resultado da monitoração utilizando os conjuntos de dados descritos anteriormente

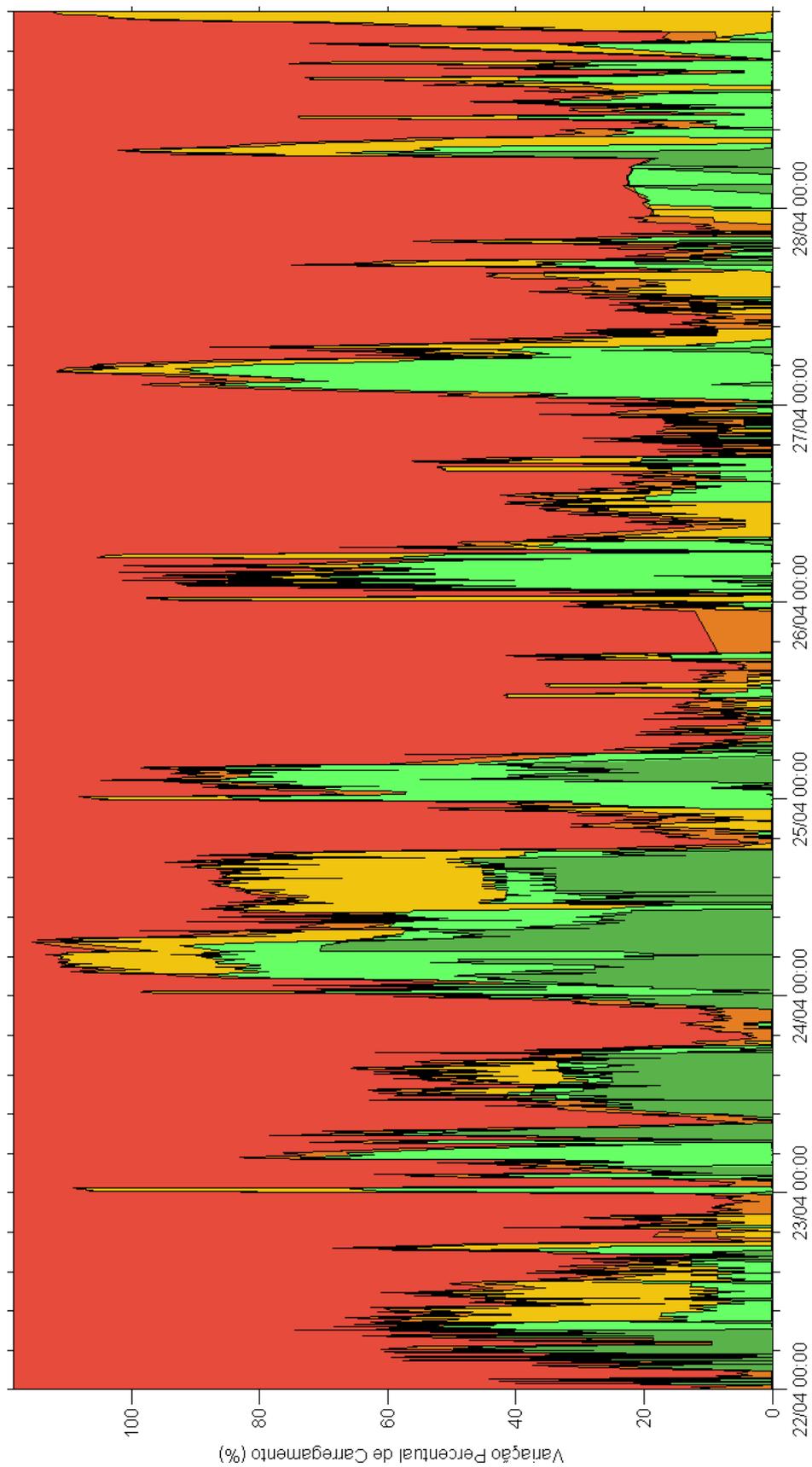


Figura 4.10: Curva de monitoração do SIN entre os dias 22 e 28/04/2016

As Figuras 4.11, 4.12, 4.14, 4.15, 4.16 e 4.17 mostram o resultado da moni-

toração dos dias 22, 23, 25, 26, 27, e 28/04/2016, respectivamente. O resultado da monitoração do dia 24/04/2016 é apresentado na Figura 4.9.

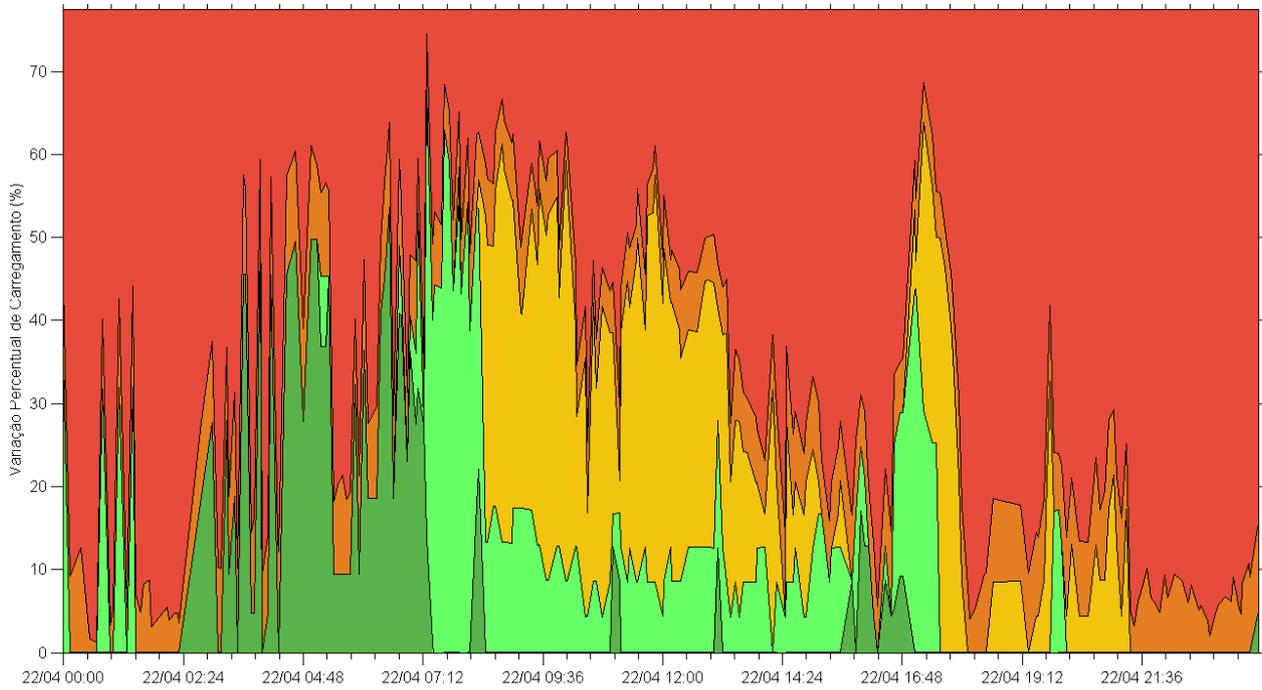


Figura 4.11: Curva de monitoração do SIN da sexta-feira, dia 22/04/2016

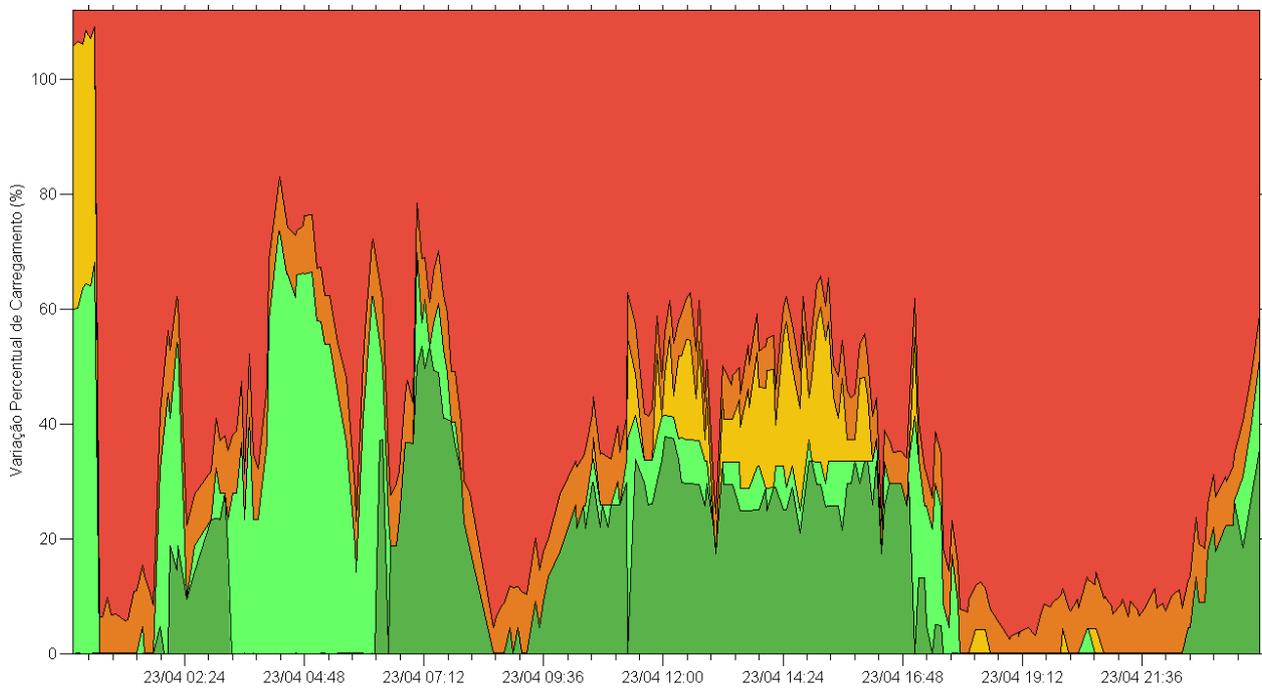


Figura 4.12: Curva de monitoração do SIN do sábado, dia 23/04/2016

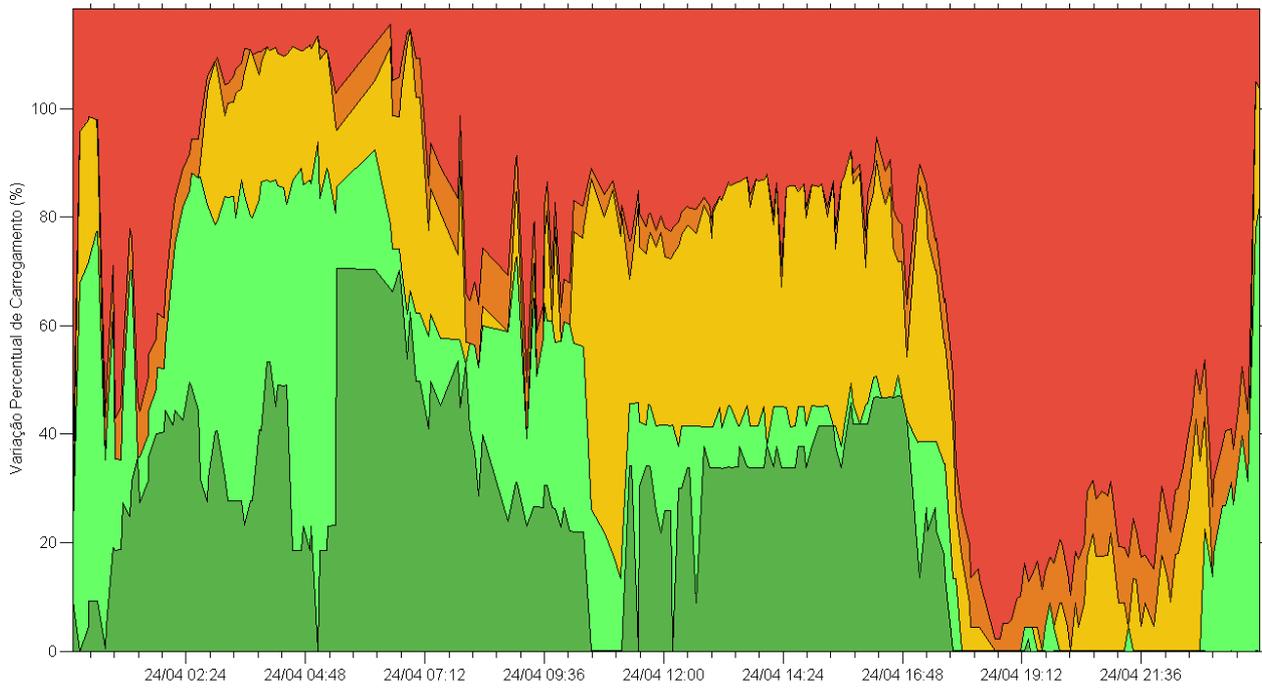


Figura 4.13: Curva de monitoração do SIN da segunda-feira, dia 24/04/2016 (mesma que a apresentada na Figura 4.9)

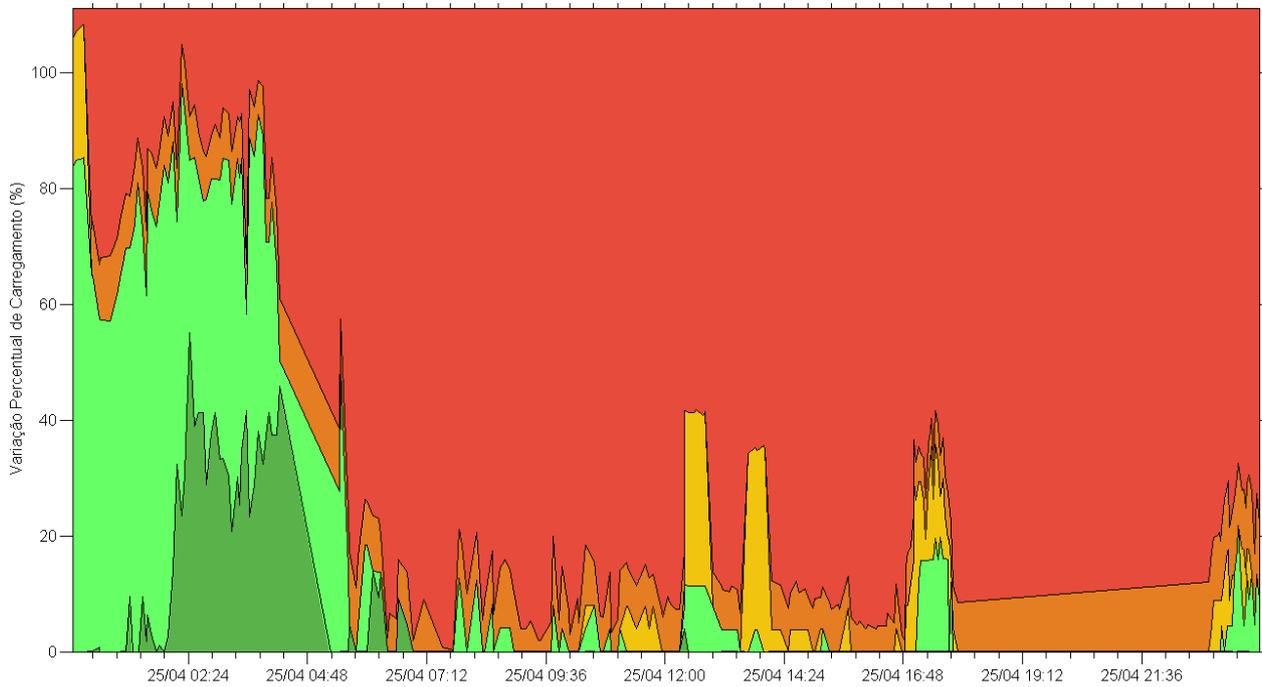


Figura 4.14: Curva de monitoração do SIN da segunda-feira, dia 25/04/2016

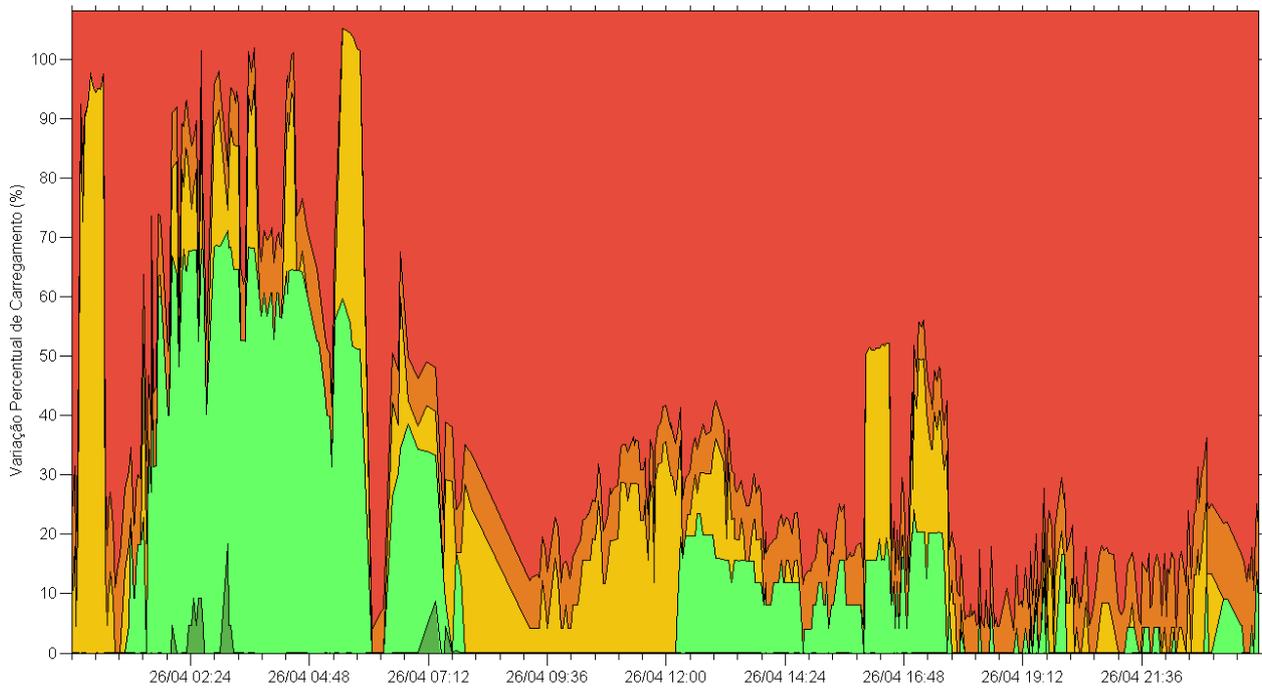


Figura 4.15: Curva de monitoração do SIN da terça-feira, dia 26/04/2016

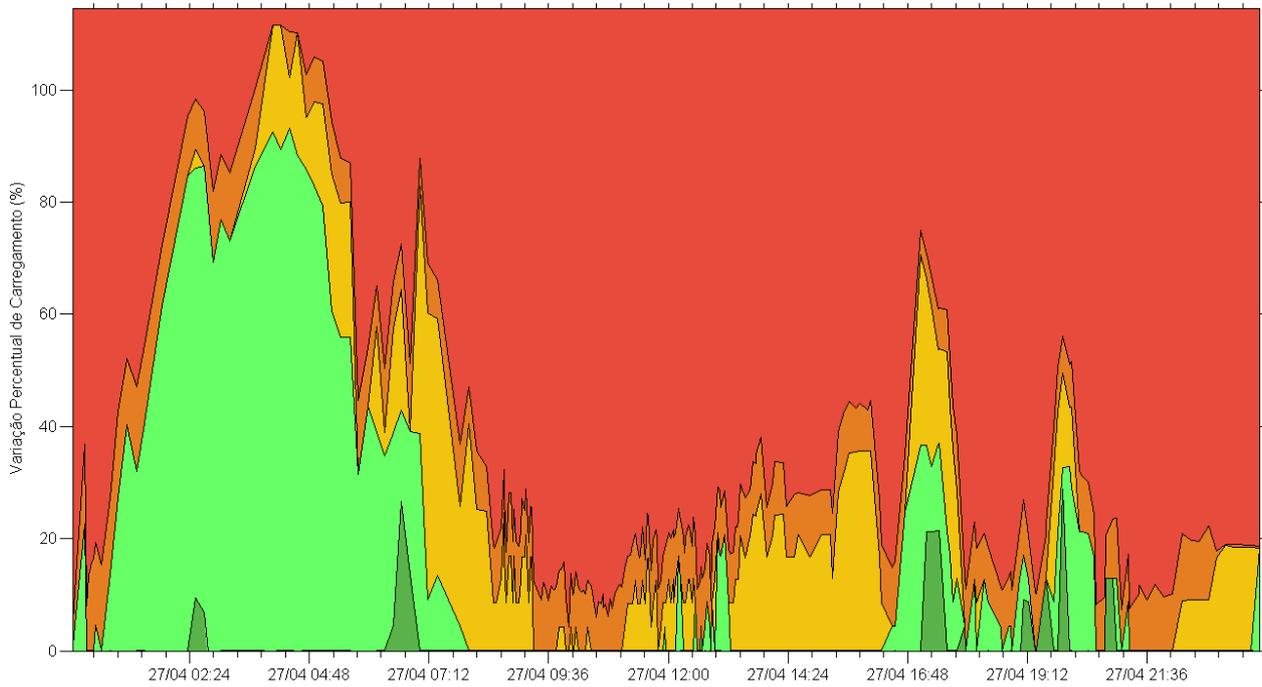


Figura 4.16: Curva de monitoração do SIN da quarta-feira, dia 27/04/2016

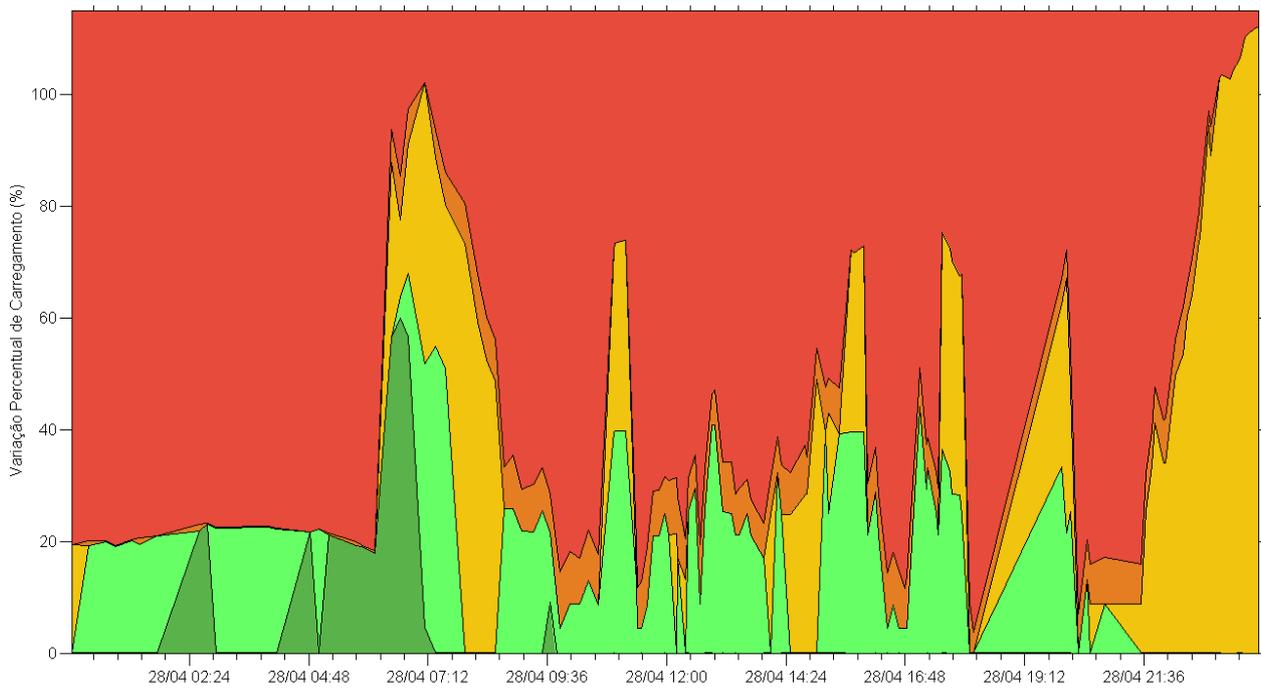


Figura 4.17: Curva de monitoração do SIN da quinta-feira, dia 28/04/2016

É possível observar que a margem de segurança no final de semana apresenta maior módulo e a região segura (verde escuro) é mais presente na curva quando comparada com os demais dias da semana, conforme esperado. Além disso, na Figura 4.14 ocorre entre 17:00 e 23:00, a presença de uma reta, o que indica que para estes casos dentro do intervalo houve problemas de convergência no caso base, o que significa algum problema na modelagem e representação dos dados do sistema, tendo em vista que este é factível e não houve nenhum blecaute ou evento de maior importância registrado neste dia e horário.

Os resultados apresentados nesta seção podem não refletir plenamente o comportamento do sistema, pois esta é a primeira base de dados disponível oriunda do projeto REGER[25] que vem sendo continuamente desenvolvida e nos últimos meses recebeu diversas melhorias e desenvolvimentos que contribuem para uma melhor representação e modelagem do sistema, garantindo uma maior precisão nos resultados. Além disso, o principal objetivo deste capítulo é exemplificar a funcionalidade e utilidade da ferramenta proposta.

Capítulo 5

Conclusões e Trabalhos Futuros

Conforme exposto ao longo dos capítulos anteriores, a proposta de implementação da ferramenta de monitoração online da segurança de sistemas de potência utilizando o FPC foi bem concretizada, com resultados satisfatórios e de grande valia.

Na aplicação da ferramenta ao sistema teste foi possível observar a simplicidade de uso, bem como a relevância das informações fornecidas, tanto para a operação em tempo real quanto para o ambiente de estudos.

Os resultados apresentados pela ferramenta, quando aplicados ao SIN, consideradas as condições e premissas utilizadas, revelaram certa fragilidade do ponto de vista da segurança e estabilidade de tensão. Isto não significa que o SIN seja frágil, tendo em vista que as premissas e dados utilizados foram escolhidos de forma a gerar resultados que permitissem explorar a capacidade de visualização de resultados proporcionada pela ferramenta. Entretanto, em um estudo mais aprofundado ou na aplicação online, considerando melhorias na modelagem e representação da rede através do SAGE, a ferramenta tem grande potencial de fornecer informações mais expressivas e realistas das condições de segurança relacionadas à estabilidade de tensão. Como trabalhos futuros, sugere-se:

- i) A aplicação de um método de seleção de contingências para a monitoração, podendo empregar inclusive ferramentas de avaliação de confiabilidade, como o NH2, também desenvolvido pelo Cepel.
- ii) Utilização de modelos de previsão de carga para definir a direção de crescimento da carga de modo que esta represente o comportamento do sistema de forma mais realista. Isso permitiria a execução da monitoração considerando um estado futuro do sistema, fornecendo uma previsão das margens de segurança e antecipando a ocorrência de um colapso de tensão.
- iii) Integração desta ferramenta com um programa de Fluxo de Potência Ótimo, como o Flupot, também desenvolvido pelo Cepel. Esta integração permitiria

propor medidas corretivas durante a monitoração em tempo real, auxiliando na operação e tomada de decisão.

- iv) Aplicação do conceito de região de segurança em N direções, assim como é feito na RSE, permitindo a construção de nomogramas considerando múltiplas direções de crescimento de carga, de forma análoga aos nomogramas apresentados para a variação dos despachos dos grupos geradores (vide Capítulo 2).

Referências Bibliográficas

- [1] DE PESQUISA ENERGÉTICA, E. “Projeção da Demanda de Energia Elétrica: para os próximos 10 anos (2017-2026)”, *Ministério de Minas e Energia, In Serie: Estudos de Demanda de Energia–Nota Técnica DEA*, v. 22, pp. 12, 2017.
- [2] SAUER, P., PAI, M. “Power system steady-state stability and the load-flow Jacobian”, *IEEE Transactions on power systems*, v. 5, n. 4, pp. 1374–1383, 1990.
- [3] TAYLOR, C. W. *Power system voltage stability*. São Paulo, McGraw-Hill, 1994.
- [4] KUNDUR, P. “General Introduction and Basic Concepts of Voltage Stability Analysis”. In: *IEEE PES Summer Meeting, IEEE Special Tutorial Course: Voltage Stability, San Diego*, 1998.
- [5] GOMES, P. *Segurança Operativa dos Sistemas Elétricos: Diagnóstico e Perspectivas Face à Reestruturação do Setor Elétrico*. Dissertação de mestrado, Itajubá, MG, 2001.
- [6] MONTICELLI, A. J. *Fluxo de carga em redes de energia elétrica*. São Paulo, Edgard Blücher, 1983.
- [7] KUNDUR, P. *Power system stability and control*. USA, Tata McGraw-Hill Education, 1994.
- [8] AJJARAPU, V., CHRISTY, C. “The Continuation Power Flow: a Tool for Steady State Voltage Stability Analysis”, *Power Systems, IEEE Transactions on*, v. 7, n. 1, pp. 416–423, 1992.
- [9] AJJARAPU, V., CHRISTY, C. “The continuation power flow: A tool for steady state voltage stability analysis”. In: *Power Industry Computer Application Conference, 1991. Conference Proceedings*, pp. 304–311. IEEE, 1991.
- [10] CASTRO, C. A., BRAZ, L. M. “Uma nova abordagem para a solução do problema de fluxo de carga pelo método de newton com otimização de passo”, *Revista Controle & Automação*, v. 8, n. 3, pp. 121–133, 1997.

- [11] KUNDUR, P., PASERBA, J., AJJARAPU, V., et al. “Definition and Classification of Power System Stability IEEE/CIGRE Joint Task Force on Stability Terms and Definitions”, *IEEE transactions on Power Systems*, v. 19, n. 3, pp. 1387–1401, 2004.
- [12] MORISON, K., WANG, L., KUNDUR, P. “Power System Security Assessment”, *IEEE Power and Energy Magazine*, v. 2, n. 5, pp. 30–39, 2004.
- [13] MANSOUR, Y. “Suggested techniques for voltage stability analysis”. IEEE Working Group on Voltage Stability, 1993.
- [14] KUNDUR, P., MORISON, K., GAO, B. “Practical considerations in voltage stability assessment”, *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, v. 15, n. 4, pp. 205–215, 1993.
- [15] TARANTO, G. N., PINTO, L., PEREIRA, M. V. F. “Representation of FACTS devices in power system economic dispatch”, *IEEE transactions on Power Systems*, v. 7, n. 2, pp. 572–576, 1992.
- [16] GUIMARÃES, C. H. C. *Sistemas Elétricos de Potência e seus Principais Componentes*. São Paulo, Ciência Moderna, 2014.
- [17] GAO, B., MORISON, G., KUNDUR, P. “Voltage stability evaluation using modal analysis”, *IEEE transactions on power systems*, v. 7, n. 4, pp. 1529–1542, 1992.
- [18] GÓMEZ-EXPÓSITO, A., CONEJO, A., CAÑIZARES, C. “Sistemas de energia elétrica: análise e operação”, *RJ: LTC*, 2011.
- [19] DA CUNHA GOMES, F. *Obtenção da Região de Segurança Estática em Sistemas Elétricos de Potência Utilizando o Programa Computacional ANAREDE*. Trabalho de conclusão de curso, Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2014.
- [20] ALVES, F. R. M., HENRIQUES, R. M., RANGEL, R. D., et al. “Ferramenta integrada para avaliação da segurança estática e dinâmica de sistemas elétricos de potência de grande porte”. In: *XII SEPOPE*, pp. 65–74, 2013.
- [21] ALMEIDA, F. D. C. B. *Avaliação do Desempenho dos Dispositivos de Controle e Modelagem de Carga a Partir de Regiões de Segurança Estática*. Dissertação de mestrado, Universidade Federal de Juiz de Fora, 2011.
- [22] *Procedimentos de Rede - Submódulo 23.3*, 2.0 ed. Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS, 2011.

- [23] MUNIZ, V. S. *Fluxo de Potência Continuado Aplicado na Análise de Contingência*. Trabalho de conclusão de curso, Universidade Federal Fluminense, Julho 2015.
- [24] NETTO, N. A. R. L. *Novas Ferramentas para a Avaliação de Segurança estática e Dinâmica de Sistemas de Potência*. Dissertação de mestrado, COPPE/UFRJ, 2016.
- [25] OLIVEIRA FILHO, A., SANTOS, H., PEREIRA, L., et al. “Soluções para a Rede de Gerenciamento de Energia do ONS-REGER”, *XXI SNPTEE, Florianópolis, SC, Brasil*, 2011.
- [26] COSTA, M. R., PEREIRA, L. A. C., ALVES, J. M. T. “A importância e a Evolução das Funções de Análise de Redes no Sistema de Supervisão e Controle”, *VIII EDAO, Recife, PE, Brasil*, 2005.
- [27] PARREIRAS, T. J. M. A., GOMES JÚNIOR, S., TARANTO, G. N., et al. “Avaliação de Segurança a Pequenos Sinais de Sistemas de Potência com o PacDyn”. In: *XXIII Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica - SNPTEE*, 2015.
- [28] *Manual do usuário do programa de Análise de Redes Elétricas - ANAREDE*. Centro de Pesquisas de Energia Elétrica - CEPTEL, Rio de Janeiro, 2014.
- [29] DA COSTA, M. R., JUNIOR, S. G., PARREIRAS, T. J. M. A. “Integração de uma ferramenta de SSA ao sistema EMS SAGE”. In: *XXIV Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica - SNPTEE*, 2017.

Apêndice A

Sistema Teste 65 barras

A.1 Dados do Sistema

```
(=====
( TITULO DO CASO
(=====
TITU
23-03-17 13:42 - Dados de entrada do Anarede - Geradores Grupados (BASE demo_ems
(
(=====
( DADOS DE BARRA CA
(=====
DBAR
(Num)OETGb( nome )G1( V)( A)( Pg)( Qg)( Qn)( Qm)(Bc )( Pl)( Q1)( Sh)Are(Vf)
  904 1G1ITA-5MAQ 3107257.91219.-286.-1089612.9 904 3
80021 G2EST21A 3105350.5 -150. 3
  800 1G1BMUNHOZ-4MAQ 3107051.21206.-289.-1327688.5 800 3
80020 G2EST20A 3107344.5 3
  810 1G1NEYBRAG-4MAQ 3104854.21133.-205.-815.465.1 810 3
80018 G2EST18A 3106348. 3
  9251 1G1SALTOS1-4MAQ 3105053.3999.5-90. -1189642.2 9251 3
80017 G2EST17A 3106447.4 3
80023 G2EST23A 3105342.5 3
80022 G2EST22A 3107146.8 -100. 3
80019 G2EST19A 3107544.1 3
80030 G4EST30A 3118131. 3
80016 G2EST16A 3110633.4 3
  501 2G1SOLTEIRA 31045 2860.-616.-15001500. 501 2
80026 G2EST26A 31065-4.2 2
80025 G2EST25A 31068-4.9 2
80024 G2EST24A 31055-1.6 2
80029 G4EST29A 310475.74 2
80027 G2EST27A 31040-.27 2
  1100 2ZYITAIPU50-4MQ 31019 1118.382.9-31261834. 1100 51
```

80055	G2PRSTF55A	31025-3.3		51
100	G2Estacao-02A	3104038.8		1
1107	1G1ITAIPU60-6MQ	3 95342. 2097.210.5-32232420.	1107	1
80048	1G1EST35A	3 99811.6	2.169-300.299.5 80048	1
80028	G4EST28A	310498.56		883.2 1
80014	G2EST14A	310585.74		1
80013	G3EST13A	3100211.3		1
80069	G3C2E10ASC1B	3 98531.3		1
80070	G3C2E10ASC2B	3 98631.3		1
80012	G3EST10A	3102521.2		-100. 1
80015	G2EST15A	3110733.2		1
80065	G3C2E07ASC1A	3 99224.9		1
80067	G3C2E07ASC2A	3 99124.9		1
80066	G3C2E07ASC1B	3 99038.4		1
80068	G3C2E07ASC2B	3 99038.4		1
80011	G3EST07A	3100729.6		-330. 1
80010	G3EST04A	3 99236.7		1
80009	G2EST03D	3104038.7		1
80008	G2EST03C	3104038.7		1
80007	G2EST03B	3104038.7		1
80006	G2EST03A	2104038.7		1
80062	00C2S05TR31	1 99811.6		1
80063	00C4S07TR31	1106447.7		3
80064	00C4S07TR32	1106447.7		3

(Barras desligadas neste caso

99999

(

(=====

(DADOS DE GRUPO LIMITE DE TENSAO

(=====

DGLT

1	.5	1.5	.5	1.5
2	.89	1.11	.89	1.11
3	.8	1.2	.8	1.2

99999

(

(=====

(DADOS DE GRUPO BASE DE TENSAO

(=====

DGBT

00	1.0	0	0	0
G1	20.0	0	0	0
G2	500.0	0	0	0
G3	750.0	0	0	0
G4	345.0	0	0	0
ZY	18.0	0	0	0

99999

(
(=====

(DADOS DE CIRCUITO CA

(=====

DLIN

(De)	d 0 d(Pa)	NcEP	(R%)	(X%)	(MVAR)	(Tap)	(Tmn)	(Tmx)	(Phs)	(Bc)	(Cn)	(Ce)	Ns
100	80006	1	.0052	.05	11.033								14542424
100	80007	2	.0051	.05	10.87								14542424
100	80008	3	.005	.05	10.688								99999999
100	80009	4	.005	.05	10.538								99999999
80010	80065	1	.076	1.84	927.8								35075845
80010	80067	2	.076	1.85	929.1								99999999
80066	80012	1	.064	1.53	760.								99999999
80068	80012	2	.063	1.53	755.7								99999999
80069	80013	1	.072	1.75	877.5								99999999
80070	80013	2	.072	1.75	873.								99999999
80015	80016	1 T	.01	.05	1.135								15062511
80015	80016	2 T	.01	.05	1.135								99999999
80028	80029	1 T	.0812	.8	7.56								99999999
80028	80029	2 T	.0812	.8	7.56								99999999
80028	80029	3 T	.0812	.8	7.56								99999999
80028	80029	4 T	.0812	.8	7.56								99999999
80028	80030	1	1.6	9.	300.								99999999
80014	80024	1 T	.0826	1.04	32.								99999999
80014	80024	2 T	.0826	1.04	32.								99999999
80024	80025	1	.0284	.352	10.83								99999999
80024	80025	2	.0284	.352	10.83								99999999
80024	80027	1	.0223	.28	14.462								99999999
80025	80026	1	.007	.088	2.707								99999999
80025	80026	2	.007	.088	2.707								99999999
80016	80017	1	.154	1.94	236.97								99999999
80016	80019	1	.191	2.414	294.92								99999999
80017	80018	1	.056	.697	85.746								99999999
80017	80021	1	.172	2.17	265.16								99999999
80018	80019	1	.0624	.7848	96.592								99999999
80019	80020	1	.01	.126	15.428								99999999
80019	80020	2	.01	.13	15.16								99999999
80019	80022	1	.162	2.048	250.17								99999999
80021	80022	1	.102	1.268	155.24								99999999
80021	80023	1	.282	3.852	493.7								99999999
80022	80023	1	.225	3.033	381.46								99999999
501	80026	1		1.701	1.								99999999
501	80026	2		1.701	1.								99999999
501	80026	3		1.701	1.								99999999
501	80026	4		1.701	1.								99999999
501	80026	5		1.701	1.								99999999
501	80026	6		1.701	1.								99999999

80006	80010	1	.6276	1.05	99999999
80007	80010	1	.6276	1.05	99999999
80008	80010	1	.6276	1.05	99999999
80009	80010	1	.6276	1.05	99999999
80015	80011	1	.7	1.133.87961.169	800152121324735
80015	80011	2	.7	1.133.87961.169	800159999999935
80014	80013	1	.7	1.06 .87961.169	800149999999935
80014	80013	2	.7	1.06 .87961.169	800149999999935
80028	80013	1	.899	1.013.85921.102	800289999999923
80013	80062	1	-.11	1.	99999999
80028	80062	1	1.033	1.013.85931.115	800289999999923
80048	80062	1	2.483	1.	99999999
80029	80027	1	1.44	1.04	99999999
80029	80027	2	1.44	1.04	99999999
1107	100	1	1.701	.9125	99999999
1107	100	2	1.701	.9125	99999999
1107	100	3	1.701	.9125	99999999
1107	100	4	1.701	.9125	99999999
1107	100	5	1.701	.9125	99999999
1107	100	6	1.701	.9125	99999999
80030	80016	1	.899	1.066	99999999
80017	80063	1	.016 .097	1.	99999999
9251	80063	1	.034 4.359	1.	99999999
9251	80063	2	.034 4.365	1.	99999999
80017	80064	1	.016 .101	1.	99999999
9251	80064	3	.034 4.34	1.	99999999
9251	80064	4	.034 4.323	1.	99999999
810	80018	1	4.2	1.013	99999999
810	80018	2	4.2	1.013	99999999
810	80018	3	4.2	1.013	99999999
810	80018	4	4.2	1.013	99999999
800	80020	1	4.32	1.034	99999999
800	80020	2	4.32	1.034	99999999
800	80020	3	4.32	1.034	99999999
800	80020	4	4.32	1.034	99999999
904	80021	1	.0825 5.6814	1.057	99999999
904	80021	2	.0825 5.6814	1.057	99999999
904	80021	3	.0825 5.6814	1.057	99999999
904	80021	4	.0825 5.6814	1.057	99999999
904	80021	5	.0825 5.6814	1.057	99999999
80055	1100	1	2.12	1.024	99999999
80055	1100	2	2.12	1.024	99999999
80055	1100	3	2.12	1.024	99999999
80055	1100	4	2.12	1.024	99999999
80011	80065	1	-.749		99999999
80011	80066	1	-.778		99999999
80011	80067	1	-.749		99999999

80011	80068	1	- .778	99999999
80012	80069	1	- .915	99999999
80012	80070	1	- .915	99999999

99999

(
(=====

(DADOS DE SHUNT DE LINHA

(=====

DSHL

(De) 0 (Pa)Nc (Shde)(Shpa) ED EP

80010	80065	1	-330.0-150.0
80010	80067	2	-330.0-150.0
80066	80012	1	-330.0-330.0
80068	80012	2	-330.0-330.0
80069	80013	1	0.0-165.0
80070	80013	2	0.0-165.0
80016	80017	1	-100.0 0.0
80016	80019	1	-100.0 0.0
80017	80021	1	0.0-150.0
80019	80022	1	0.0-100.0
80021	80023	1	0.0-150.0
80022	80023	1	0.0-150.0

99999

(
(=====

(DADOS DE CARGA

(=====

DCAI

(Num)	0	(G)	E	(U)	UOp	(P)	(Q)	(A)	(B)	(C)	(D)	(Vf1)	(Vf)
100		1		1	1	-86.	184.8						
80027		1		1	1	57.63	22.94	20	15	12	20		1040
80027		2		1	1	195.4	14.39	20	15	12	20		1040
80027		3		1	1	399.4	23.91	20	15	12	20		1040
80029		1		1	1	500.1	104.5	20	15	12	20		1047
80029		2		1	1	25.85	11.62	20	15	12	20		1047
80029		3		1	1	122.3	6.367	20	15	12	20		1047
80029		4		1	1	503.4	6.693	20	15	12	20		1047
80025		1		1	1	3961.	-1546	20	15	12	20		1068
80025		2		1	1	440.4	-172.	20	15	12	20		1068
80025		3		1	1	450.7	-95.6	20	15	12	20		1068
80025		4		1	1	553.6	-95.4	20	15	12	20		1068
80025		5		1	1	115.7	-25.3	20	15	12	20		1068
80025		6		1	1	264.9	-47.6	20	15	12	20		1068
80025		7		1	1	643.6	-15.5	20	15	12	20		1068
80019		1		1	1	1238.	-196.	20	15	12	20		1075
80019		2		1	1	137.5	-21.8	20	15	12	20		1075
80019		3		1	1	76.44	-12.1	20	15	12	20		1075

```

80019      4      1      1      76.44 -12.1  20  15  12  20      1075
80022      1      1      1      -.612 -4.67
80023      1      1      1      224.7 43.13  20  15  12  20      1053
80023      2      1      1      224.7 43.13  20  15  12  20      1053
80023      3      1      1      224.7 43.13  20  15  12  20      1053
80017      1      1      1      -34.1 191.1  20  15  12  20      1064
80021      1      1      1      3.271 -50.2

```

99999

(

(=====

(DADOS DE COMPENSADOR ESTATICO

(=====

DCER

(No) O Gr Un (Kb) (Incl) (Qg)(Qn)(Qm) C E

99999

(

(=====

(DADOS DE GERADOR INDIVIDUALIZADO

(=====

DGEI

(Num) OA(G) E(U)UOpUOn(Pg)(Qg)(Qn)(Qm)(Xtrf) (Xd)(Xq)(Xl) (fp)(Sn)(Ptu)

1107 N 10 L 6 6 1349.435.09-537.403.3 0.0 94.9 67.8 12. .95 737. 70245

1100 N 10 L 4 4 1279.595.72-782.458.6 0.0 94.5 69.3 13.01 .95 823.6740.

501 N 10 L 6 6 1476.7-103.-250.250. 0.0 .95 800. 700.

9251 N 10 L 4 4 1249.9-22.5-297.160.5 0.0 91.7962.2518.86 .95 369.8355.

810 N 10 L 4 4 1283.1-51.3-204.116.3 0.0 87.8556.6110.35 .95 333. 315.

800 N 10 L 4 4 1301.5-72.3-332.172.1 0.0 91.8968.6316.13 .95 419. 419.

904 N 10 L 5 5 1243.8-57.2-218.122.6 0.0 110. 73. 16. .95 305. 294.8

80048 N 99 L 1 1 1 0.0 2.169-300.299.5 0.0 170. 100. 17.5 0.0300. 0.0

99999

(

(=====

(DADOS DE AREA

(=====

DARE

(Ar (Xchg) (Identificacao da area) (Xmin) (Xmax)

3 0.0 Área 3 - SUL-LESTEO 0.0 0.0

2 0.0 Área 2 - SUL-LESTEO 0.0 0.0

51 0.0 Área 2 - SUL-LESTEO 0.0 0.0

1 0.0 Área 1 - SUL-LESTEO 0.0 0.0

99999

(

(=====

(DADOS DE ELO DC

(=====

DELO

(No) O (V) (P) (Identificacao) M E

```

1    600. 1566. ELO1N          N L
2    600. 1566. ELO1P          N L
99999
(
(=====
( DADOS DE BARRA DC
(=====
DCBA
(No) 0 TP( Nome )G1( Vd)          ( Rs)(Elo
20   0+SE05_CV3N    574.3          1
40   00SE05_CV10
10   1+PRSTF5_CV3N  583.9          1
30   00PRSTF5_CV10          1
60   0+SE05_CV4P    574.3          2
80   00SE05_CV20          2
50   1+PRSTF5_CV4P  583.9          2
70   00PRSTF5_CV20          2
99999
(
(=====
( DADOS DE LINHA DC
(=====
DCLI
(De) 0 (Pa)Nc P ( R )( L )          (Cn)
10   20 1    10.00 1.00          5999
50   60 1    10.00 1.00          5999
99999
(
(=====
( DADOS DE CONVERSOR DC
(=====
DCNV
(No) 0 (CA ) (CC) (EL) T p (Ino) (Xc ) (Vfs) (Snt) (Rra) (Lra) (CCC) Fr
2    80028 20 40 I 4 2610. 17.2 122.0 450. 0.0 0.0
1    80055 10 30 R 4 2610. 17.8 127.4 471. 0.0 0.0
4    80028 60 80 I 4 2610. 17.2 122.0 450. 0.0 0.0
3    80055 50 70 R 4 2610. 17.8 127.4 471. 0.0 0.0
99999
(
(=====
( DADOS DE CONTROLE DC
(=====
DCCV
(No) 0 FMC (Vsp) (Marg (IMax (Dsp) (Dtn) (Dtm) (Tmn) (Tmx) (S (Vmn (Tmh) (Ttr)
2    F P 550. 10.0 40. 17.0 17.0 72.7 1.11 1.5 975 1.500 1.000
1    N P 559. 0.0 5.0 5.0 85.0 1.11 1.5 975 1.500 1.000
4    F P 550. 10.0 40. 17.0 17.0 72.7 1.11 1.5 975 1.500 1.000

```

3 N P 559. 0.0 5.0 5.0 85.0 1.11 1.5 975 1.500 1.000
99999
FIM

A.2 Dados Adicionais

```
(
(=====
( OPCOES DE EXECUCAO
(=====
DOPC
(Op) E (Op) E
FILE d IMPR L PERC L
99999
(
(=====
( DADOS DE CONSTANTES
(=====
DCTE
(Mn) ( Val) (Mn) ( Val)
TEPA .001 TEPR .001 TLVC .001
99999
(
(=====
( DADOS DE BARRA
(=====
DBAR
(Num)OETGb( nome )G1( V)( A)( Pg)( Qg)( Qn)( Qm)(Bc )( P1)( Q1)( Sh)Are(Vf)M
80030M 1
1107 M 1
99999
(
(=====
( DADOS DE GERADOR
(=====
DGER
(No ) O (Pmn ) (Pmx ) ( Fp) (FpR) (FPn) (Fa) (Fr) (Ag) ( Xq) (Sno) (Est)
1107 1245.
1100 1280.
501 1400.
9251 1246.
810 1297.
800 1321.
904 1241.
99999
(
(=====
( DADOS DE INCREMENTO DE CARGA
(=====
DINC
(tp) (no ) C (tp) (no ) C (tp) (no ) C (tp) (no ) O ( P ) ( Q ) (Pmx) (Qmx)
```

```

BARR 80029 E BARR 80025 E BARR 80023 E BARR 80019      10   10
(BARR 80025                                           10   10
(BARR 80023                                           10   10
(BARR 80019                                           10   10
99999
(
(=====
( DADOS DE CONTINGENCIA
(=====
DCTG
(Nc) 0 Pr (      IDENTIFICACAO DA CONTINGENCIA      )
1      1 DE80016-PARA80019
(Tp) (El ) (Pa ) Nc (Ext) (DV1) (DV2) (DV3) (DV4) (DV5) (DV6) (DV7) Gr Und
CIRC 80016 80019 1
FCAS
(Nc) 0 Pr (      IDENTIFICACAO DA CONTINGENCIA      )
2      1 DE80015-PARA80016
(Tp) (El ) (Pa ) Nc (Ext) (DV1) (DV2) (DV3) (DV4) (DV5) (DV6) (DV7) Gr Und
CIRC 80015 80016 1
FCAS
(Nc) 0 Pr (      IDENTIFICACAO DA CONTINGENCIA      )
3      1 DE80028-PARA80030
(Tp) (El ) (Pa ) Nc (Ext) (DV1) (DV2) (DV3) (DV4) (DV5) (DV6) (DV7) Gr Und
CIRC 80028 80030 1
FCAS
(Nc) 0 Pr (      IDENTIFICACAO DA CONTINGENCIA      )
4      1 SALTOS
(Tp) (El ) (Pa ) Nc (Ext) (DV1) (DV2) (DV3) (DV4) (DV5) (DV6) (DV7) Gr Und
GEID 9251                                           10  4
FCAS
99999
FIM

```

Apêndice B

Dados Adicionais utilizados no SIN

```
(=====
( DADOS DE GRUPO LIMITE DE TENSAO
(=====
DGLT
(G (Vmn) (Vmx) (Vmne (Vmxe
2 0.950 1.100 0.950 1.050
4 0.944 1.100 0.900 1.110
5 0.950 1.100 0.900 1.110
8 0.950 1.100 0.900 1.110
9 0.948 1.100 0.900 1.110
10 0.950 1.100 0.900 1.110
11 0.950 1.100 0.900 1.110
12 0.950 1.100 0.900 1.110
13 0.950 1.100 0.900 1.110
14 0.942 1.100 0.900 1.110
15 0.950 1.100 0.900 1.110
16 0.950 1.100 0.900 1.110
19 0.950 1.100 0.900 1.110
20 0.950 1.100 0.900 1.110
22 0.950 1.100 0.900 1.110
24 0.900 1.100 0.900 1.110
26 0.950 1.100 0.900 1.110
27 0.952 1.100 0.900 1.110
28 0.950 1.100 0.900 1.110
31 0.950 1.100 0.900 1.110
33 0.950 1.100 0.900 1.110
38 0.950 1.100 0.900 1.110
41 0.948 1.100 0.900 1.110
42 0.896 1.100 0.896 1.110
43 0.944 1.100 0.900 1.110
47 0.952 1.100 0.900 1.110
```

48 0.952 1.100 0.900 1.110
49 0.896 1.100 0.896 1.110
50 0.944 1.100 0.900 1.110
51 0.950 1.100 0.900 1.110
52 0.950 1.100 0.900 1.110
53 0.944 1.100 0.900 1.110
55 0.927 1.100 0.900 1.110
56 0.942 1.100 0.900 1.110
57 0.950 1.100 0.900 1.110
58 0.950 1.100 0.900 1.110
59 0.950 1.100 0.900 1.110
60 0.950 1.100 0.900 1.110
61 0.957 1.100 0.900 1.110
62 0.949 1.100 0.900 1.110
63 0.942 1.100 0.900 1.110
64 0.948 1.100 0.900 1.110
65 0.949 1.100 0.900 1.110
66 0.957 1.100 0.900 1.110
67 0.927 1.100 0.900 1.110
74 0.950 1.100 0.900 1.110
75 0.950 1.100 0.900 1.110
76 0.950 1.100 0.900 1.110
77 0.927 1.100 0.900 1.110
78 0.950 1.100 0.900 1.110
79 0.935 1.100 0.900 1.110
80 0.950 1.100 0.900 1.110
81 0.950 1.100 0.900 1.110
82 0.942 1.100 0.900 1.110
83 0.949 1.100 0.900 1.110
84 0.957 1.100 0.900 1.110
85 0.853 1.100 0.853 1.110
86 0.950 1.100 0.900 1.110
87 0.913 1.100 0.900 1.110
88 0.950 1.100 0.900 1.110
89 0.950 1.100 0.900 1.110
90 0.950 1.100 0.900 1.110
91 0.950 1.100 0.900 1.110
92 0.950 1.100 0.900 1.110
93 0.927 1.100 0.900 1.110
94 0.950 1.100 0.900 1.110
95 0.950 1.100 0.900 1.110
96 0.948 1.100 0.900 1.110
97 0.942 1.100 0.900 1.110
99 0.948 1.100 0.900 1.110
68 0.873 1.100 0.873 1.119
70 0.838 1.100 0.838 1.112
71 0.826 1.100 0.826 1.123

98 0.848 1.100 0.848 1.123
 6 0.950 1.100 0.950 1.150
 17 0.950 1.100 0.950 1.150
 21 0.950 1.100 0.950 1.150
 23 0.950 1.100 0.950 1.150
 25 0.950 1.100 0.950 1.150
 29 0.948 1.100 0.950 1.150
 30 0.948 1.100 0.950 1.150
 35 0.950 1.100 0.950 1.150
 37 0.950 1.100 0.950 1.150
 39 0.950 1.100 0.950 1.150
 40 0.950 1.100 0.950 1.150
 44 0.948 1.100 0.948 1.150
 45 0.950 1.100 0.950 1.150
 46 0.950 1.100 0.950 1.150
 54 0.948 1.100 0.855 1.150
 72 0.950 1.100 0.950 1.150
 69 0.950 1.100 0.945 1.155
 73 0.950 1.100 0.945 1.155
 7 0.944 1.100 0.853 1.157
 3 0.800 1.100 0.800 1.200
 18 0.950 1.100 0.800 1.200
 1 0.500 1.500 0.500 1.500

99999

(

(=====

(DADOS DE MONITORACAO DE TENSÃO

(=====

DMTE

(tp) (no) C (tp) (no) C (tp) (no) C (tp) (no) O F

TENS 230 A TENS 765 S AREA 4 A T

99999

(

(=====

(DADOS DE MONITORACAO DE FLUXO

(=====

DMFL

(tp) (no) C (tp) (no) C (tp) (no) C (tp) (no) O I

TENS 230 A TENS 765 S AREA 4 A T

99999

(

(=====

(DADOS DE CONSTANTES

(=====

DCTE

(Mn) (Val) (Mn) (Val)

ICMN .001 tepe .1 tepr .1 vart 20.

99999

(
(=====

(OPCOES DE EXECUCAO

(=====

DOPC

(Op) E
BPSI D CILH d FILE l perc l MOST L MOSF L ctap d crem L csca L

99999

(
(=====

(DADOS DE INCREMENTO DE CARGA

(=====

DINC

(tp) (no) C (tp) (no) C (tp) (no) C (tp) (no) O (P) (Q) (Pmx) (Qmx)

BARR	289									A 5.	5.
BARR	465									A 5.	5.
BARR	475									A 5.	5.
BARR	493									A 5.	5.
BARR	415									A 5.	5.
BARR	496									A 5.	5.
BARR	467									A 5.	5.
BARR	443									A 5.	5.
BARR	444									A 5.	5.
BARR	99975									A 5.	5.
BARR	486									A 5.	5.
(BARR	99838									A5.	5.
BARR	588									A 5.	5.
BARR	284									A 5.	5.
BARR	270									A 5.	5.

99999

(
(=====

(DADOS DE CONTINGENCIA

(=====

DCTG

(Nc) 0 Pr (IDENTIFICACAO DA CONTINGENCIA)

1 1 NORTE-SUL

(Tp) (El) (Pa) Nc (Ext) (DV1) (DV2) (DV3) (DV4) (DV5) (DV6) (DV7) Gr Und

CIRC 73 76 1

FCAS

(Nc) 0 Pr (IDENTIFICACAO DA CONTINGENCIA)

2 1 LT_7302-7591-LT_7302-7591

(Tp) (El) (Pa) Nc (Ext) (DV1) (DV2) (DV3) (DV4) (DV5) (DV6) (DV7) Gr Und

CIRC 7302 7591 1

FCAS

(Nc) 0 Pr (IDENTIFICACAO DA CONTINGENCIA)

3 1 ANGRA500-SJ500
(Tp) (El) (Pa) Nc (Ext) (DV1) (DV2) (DV3) (DV4) (DV5) (DV6) (DV7) Gr Und
CIRC 105 108 1
FCAS
(Nc) 0 Pr (IDENTIFICACAO DA CONTINGENCIA)
4 1 ANGRA500-Z0500
(Tp) (El) (Pa) Nc (Ext) (DV1) (DV2) (DV3) (DV4) (DV5) (DV6) (DV7) Gr Und
CIRC 105 9601 1
FCAS
(Nc) 0 Pr (IDENTIFICACAO DA CONTINGENCIA)
5 1 POCOS_DE_CALDA-ITAJUBA
(Tp) (El) (Pa) Nc (Ext) (DV1) (DV2) (DV3) (DV4) (DV5) (DV6) (DV7) Gr Und
CIRC 102 1503 1
FCAS
(Nc) 0 Pr (IDENTIFICACAO DA CONTINGENCIA)
6 1 CACHOEIRA_PAULISTA-CAMPINAS
(Tp) (El) (Pa) Nc (Ext) (DV1) (DV2) (DV3) (DV4) (DV5) (DV6) (DV7) Gr Und
CIRC 104 103 1
FCAS
((Nc) 0 Pr (IDENTIFICACAO DA CONTINGENCIA)
(7 1 ARARAQUARA-POCOS_DE_CALDA
((Tp) (El) (Pa) Nc (Ext) (DV1) (DV2) (DV3) (DV4) (DV5) (DV6) (DV7) Gr Und
(CIRC 101 102 1
(FCAS
((Nc) 0 Pr (IDENTIFICACAO DA CONTINGENCIA)
(8 1 ANGRA500-CACHOEIRAP
((Tp) (El) (Pa) Nc (Ext) (DV1) (DV2) (DV3) (DV4) (DV5) (DV6) (DV7) Gr Und
(CIRC 105 104 1
(FCAS
99999
(
(=====

(DADOS DE MONITORACAO DE ESTABILIDADE TENSAO
(=====

DMET
(tp) (no) C (tp) (no) C (tp) (no) C (tp) (no) C
BARR 289
BARR 465
BARR 475
BARR 493
BARR 415
BARR 496
BARR 467
BARR 443
BARR 444
BARR 99975
BARR 486

BARR 588
BARR 284
BARR 270
99999
(
EXLF
FIM