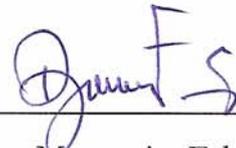


CÁLCULO DA CAPACIDADE DE TRANSMISSÃO DINÂMICA EM
SISTEMAS DE POTÊNCIA ATRAVÉS DE FERRAMENTAS
INTEGRADAS E SISTEMAS INTELIGENTES

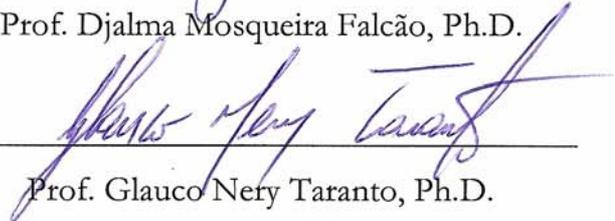
Tatiana Mariano Lessa de Assis

TESE SUBMETIDA AO CORPO DOCENTE DA COORDENAÇÃO DOS
PROGRAMAS DE PÓS-GRADUAÇÃO DE ENGENHARIA DA UNIVERSIDADE
FEDERAL DO RIO DE JANEIRO COMO PARTE DOS REQUISITOS
NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE DOUTOR EM CIÊNCIAS
EM ENGENHARIA ELÉTRICA.

Aprovada por:



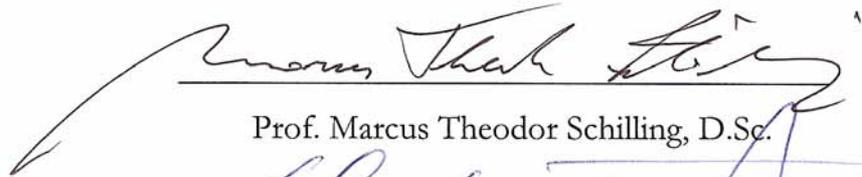
Prof. Djalma Mosqueira Falcão, Ph.D.



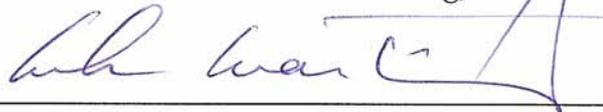
Prof. Glauco Nery Taranto, Ph.D.



Dr. Jorge Luiz de Araújo Jardim, Ph.D.



Prof. Marcus Theodor Schilling, D.Sc.



Dr. Nelson Martins, Ph.D.



Prof. Sandoval Carneiro Júnior, Ph.D.

RIO DE JANEIRO, RJ – BRASIL

JANEIRO DE 2007

ASSIS, TATIANA MARIANO LESSA DE

Cálculo da Capacidade de Transmissão
Dinâmica em Sistemas de Potência através de
Ferramentas Integradas e Sistemas Inteligentes
[Rio de Janeiro] 2007

XV, 191 p. 29,7 cm (COPPE/UFRJ, D.Sc.,
Engenharia Elétrica, 2007)

Tese – Universidade Federal do Rio de
Janeiro, COPPE

1. Capacidade de Transmissão
2. Avaliação Dinâmica de Sistemas de Potência
3. Ferramentas Integradas
4. Inteligência Artificial

I. COPPE/UFRJ II. Título (série)

Para meus pais, Fernando e Tania, e para minha avó, Marília, pelos ensinamentos de vida.
Para Andréa, Giselle e Victor, pelo orgulho e felicidade de tê-los como irmãos.

Agradecimentos

O trabalho de doutoramento é uma tarefa extremamente solitária. No entanto, o desenvolvimento de uma tese de doutorado não acontece sem a colaboração de outras partes, seja no campo técnico ou pessoal. Por isso, não posso deixar de reconhecer e lembrar aqueles que sem dúvida nenhuma me ajudaram nesta empreitada. Assim, agradeço:

Aos meus orientadores Professores Djalma Mosqueira Falcão e Glauco Nery Taranto pela orientação precisa, pela paciência e pela confiança. Obrigada também pelas inúmeras oportunidades de aprendizado que certamente foram fundamentais na minha formação.

Ao Professor Edson Hirokazu Watanabe pela amizade e incentivo incondicionais.

Aos colegas Júlio Alberto Dias e Zulmar Soares Machado Júnior pelo auxílio no entendimento da plataforma computacional.

À amiga Andréia Maia Monteiro pelas diversas contribuições, pelo companheirismo, além das incansáveis palavras encorajadoras.

Ao amigo Marcio Leonardo Ramos Roberto pelas inúmeras colaborações, pelo constante estímulo e principalmente pela amizade sincera e rara.

Ao colega Alessandro Manzoni por disponibilizar a plataforma computacional.

A todos os professores, colegas e funcionários da UFRJ, CEPTEL, ONS e UFF que, de alguma forma, colaboraram para o cumprimento de mais esta etapa.

A toda minha família. Agradeço a vocês pelo carinho, compreensão, apoio e por tudo aquilo que não cabe nestas páginas.

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

CÁLCULO DA CAPACIDADE DE TRANSMISSÃO DINÂMICA EM SISTEMAS DE POTÊNCIA ATRAVÉS DE FERRAMENTAS INTEGRADAS E SISTEMAS INTELIGENTES

Tatiana Mariano Lessa de Assis

Janeiro/2007

Orientadores: Djalma Mosqueira Falcão

Glauco Nery Taranto

Programa: Engenharia Elétrica

A habilidade de calcular a capacidade de transmissão tem se tornado mais importante pois os sistemas elétricos estão operando próximo aos seus limites. Para calcular valores precisos, a segurança estática e dinâmica precisam ser consideradas.

Este trabalho apresenta uma metodologia para calcular a capacidade de transmissão em sistemas de potência, considerando a avaliação da segurança estática e dinâmica. Um algoritmo de fluxo de potência ótimo (FPO) é utilizado para calcular a capacidade de transmissão do ponto de vista estático. A avaliação da segurança dinâmica do ponto de operação obtido com o FPO é realizada, incluindo a estabilidade transitória, de tensão e a pequenos sinais. Se algum critério da segurança dinâmica for violado, restrições adicionais são incluídas à formulação original do FPO e um novo e seguro limite de transmissão é calculado. Estas novas restrições podem ser muito simples, como limitar a potência transmitida, ou mais elaboradas, baseadas em regras que utilizam sistemas inteligentes.

O sistema inteligente adotado é um sistema de inferência fuzzy (SIF) que conduz o redespacho de potência ativa da geração. A saída do SIF é utilizada para formular as novas restrições para o FPO. Além do FPO, a metodologia proposta faz uso de outras ferramentas de análise de sistemas de potência, tais como a simulação completa no domínio do tempo, a simulação rápida e a análise modal. A metodologia foi implementada em uma plataforma computacional que integra todas essas ferramentas. Assim, a implementação e a automação tornaram-se tarefas mais eficazes e robustas.

Os resultados obtidos com sistemas testes mostraram os benefícios potenciais da metodologia proposta e a importância em considerar diferentes aspectos dinâmicos no cálculo da capacidade de transmissão.

Abstract of Thesis presented to COPPE/UFRJ as a partial fulfillment of the requirements for the degree of Doctor of Science (D.Sc.)

DYNAMIC TRANSMISSION CAPABILITY CALCULATION IN POWER SYSTEMS USING INTEGRATED TOOLS AND INTELLIGENT SYSTEMS

Tatiana Mariano Lessa de Assis

January/2007

Advisors: Djalma Mosqueira Falcão

Glauco Nery Taranto

Department: Electrical Engineering

The ability in computing transfer capability has become more important as electric systems are operating close to their security limits. To calculate accurate limit values, static and dynamic security should be taken into account.

This work presents a methodology to calculate transmission capability in power systems, considering both static and dynamic security assessment. An optimal power flow (OPF) algorithm is used to compute the transmission capacity from the static point of view. Then, the dynamic security assessment of the operating point obtained from the OPF is evaluated. Transient, voltage and small-signal stability assessments are considered, and if any dynamic security criterion is violated, additional constraints are added to the original OPF formulation, and a new and secure transmission limit is calculated. These new constraints can be very simple, such as to limit the transmitted power, or more elaborate, based on some rules that use intelligent systems.

The intelligent system adopted is a fuzzy inference system (FIS) that drives the redispatch of active power generation. The FIS output is used to formulate the new constraints to the OPF. In addition to the OPF, the proposed methodology makes use of other power systems analysis tools, such as full time-domain simulation, fast simulation and modal analysis. The methodology was implemented in a computational platform that integrates all these tools in a single framework. Consequently, the implementation and automation become more efficient and robust.

The results for test systems have shown the potential benefits of the proposed methodology and the importance of considering different dynamic aspects to compute transmission capacity.

Índice

CAPÍTULO 1 - INTRODUÇÃO	1
1.1 IMPORTÂNCIA DA CAPACIDADE DE TRANSMISSÃO NOS SISTEMAS DE POTÊNCIA INTERLIGADOS ...	2
1.2 MOTIVAÇÃO	4
1.3 OBJETIVOS	6
1.4 SUMÁRIO	7
CAPÍTULO 2 - CAPACIDADE DE TRANSMISSÃO E A SEGURANÇA DOS SISTEMAS DE POTÊNCIA.....	9
2.1 SEGURANÇA DE SISTEMAS DE POTÊNCIA: CONCEITOS BÁSICOS	12
2.1.1 <i>Segurança Estática</i>	13
2.1.2 <i>Segurança Dinâmica</i>	13
2.2 CÁLCULO DA CAPACIDADE DE TRANSMISSÃO: REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	21
2.2.1 <i>Métodos de Cálculo Baseados no Desempenho em Regime Permanente</i>	22
2.2.2 <i>Métodos de Cálculo Baseados no Desempenho Dinâmico</i>	23
2.2.3 <i>Métodos de Cálculo Baseados em Técnicas Inteligentes</i>	24
2.2.4 <i>Capacidade de Transmissão Probabilística</i>	25
2.3 TEMPO COMPUTACIONAL E ANÁLISE DE CONTINGÊNCIAS	25
2.4 CONSIDERAÇÕES FINAIS	27
CAPÍTULO 3 - METODOLOGIA PROPOSTA.....	29
3.1 MÉTODO SIMPLIFICADO.....	33
3.2 MÉTODOS BASEADOS EM SISTEMAS INTELIGENTES.....	34
3.2.1 <i>Visão Geral do Sistema Inteligente Adotado</i>	35
3.3 UTILIZAÇÃO DE FERRAMENTAS INTEGRADAS.....	36
3.4 ANÁLISE E TRATAMENTO DE MÚLTIPLAS CONTINGÊNCIAS	37
3.5 CONSIDERAÇÕES FINAIS	39
CAPÍTULO 4 - TÉCNICAS ADOTADAS NO REDESPACHO DE POTÊNCIA ATIVA	40
4.1 ESTABILIDADE TRANSITÓRIA	41
4.1.1 <i>Revisão Bibliográfica</i>	41
4.1.2 <i>Descrição da Metodologia Utilizada</i>	42
4.1.3 <i>Exemplo de Aplicação do Método</i>	49
4.2 ESTABILIDADE DE TENSÃO	54
4.2.1 <i>Revisão Bibliográfica</i>	54
4.2.2 <i>Descrição da Metodologia Utilizada</i>	54
4.2.3 <i>Exemplo de Aplicação do Método</i>	61
4.3 ESTABILIDADE A PEQUENOS SINAIS.....	67

4.3.1	<i>Revisão Bibliográfica</i>	67
4.3.2	<i>Descrição da Metodologia Utilizada</i>	68
4.3.3	<i>Exemplo de Aplicação do Método</i>	74
4.4	CONSIDERAÇÕES FINAIS	77
CAPÍTULO 5 - AGREGAÇÃO DAS TÉCNICAS DE REDESPACHO E COMPOSIÇÃO DAS NOVAS RESTRIÇÕES		79
5.1	AGREGAÇÃO: JUSTIFICATIVA E METODOLOGIA	80
5.2	SISTEMAS DE INFERÊNCIA FUZZY	81
5.2.1	<i>Uma Visão Geral: Conceitos Fundamentais</i>	81
5.2.2	<i>Características do Sistema de Inferência Fuzzy Adotado</i>	90
5.3	FORMULAÇÃO DAS NOVAS RESTRIÇÕES	94
5.4	CONSIDERAÇÕES FINAIS	96
CAPÍTULO 6 - IMPLEMENTAÇÃO COMPUTACIONAL		97
6.1	CARACTERÍSTICAS DA ESTRUTURA COMPUTACIONAL	98
6.2	NOVA FERRAMENTA: CLIENTE	101
6.2.1	<i>Principais Características dos Aplicativos Utilizados</i>	102
6.3	SISTEMA DE INFERÊNCIA FUZZY	103
6.4	AUTOMAÇÃO DA FERRAMENTA	105
6.4.1	<i>Avaliação da Segurança Dinâmica</i>	105
6.4.2	<i>Algoritmo: Método Simplificado</i>	106
6.4.3	<i>Algoritmo: Método Inteligente</i>	108
6.5	CONSIDERAÇÕES FINAIS	110
CAPÍTULO 7 - RESULTADOS OBTIDOS		112
7.1	SISTEMA DE 9 BARRAS	113
7.1.1	<i>Critérios e Avaliação da Segurança</i>	114
7.1.2	<i>Resultados Obtidos pelo Método Simplificado</i>	115
7.1.3	<i>Resultados Obtidos com o Sistema Inteligente</i>	117
7.1.4	<i>Considerações Adicionais</i>	119
7.1.5	<i>Detalhamento do Processo Computacional</i>	120
7.2	SISTEMA DE 39 BARRAS	123
7.2.1	<i>Critérios e Avaliação da Segurança</i>	126
7.2.2	<i>Resultados Obtidos pelo Método Simplificado</i>	127
7.2.3	<i>Resultados Obtidos com o Sistema Inteligente</i>	129
7.2.4	<i>Considerações Adicionais</i>	131
7.2.5	<i>Detalhamento do Processo Computacional</i>	133
7.3	SISTEMA DE 205 BARRAS	136
7.3.1	<i>Critérios e Avaliação da Segurança</i>	139
7.3.2	<i>Resultados Obtidos pelo Método Simplificado</i>	140

7.3.3	<i>Resultados Obtidos com o Sistema Inteligente</i>	143
7.3.4	<i>Considerações Adicionais</i>	145
7.3.5	<i>Detalhamento do Processo Computacional</i>	149
7.4	CONSIDERAÇÕES FINAIS	152
CAPÍTULO 8 - CONCLUSÕES		153
8.1	CONSIDERAÇÕES GERAIS	153
8.2	APLICAÇÃO DA METODOLOGIA PROPOSTA A SISTEMAS DE GRANDE PORTE	155
8.3	FUTUROS DESENVOLVIMENTOS	156
REFERÊNCIAS		158
ANEXO 1 – DADOS DO SISTEMA 9 BARRAS		167
ANEXO 2 – DADOS DO SISTEMA 205 BARRAS		170
ANEXO 3 – MODELOS.....		184

Índice de Figuras

FIGURA 1.1 – BALANÇO ENERGÉTICO DO SIN (MW MÉDIO):13/11/2006	5
FIGURA 2.1 - TRANSFERÊNCIA DE POTÊNCIA ENTRE DUAS ÁREAS	10
FIGURA 3.1 – METODOLOGIA PROPOSTA: VISÃO GERAL	30
FIGURA 3.2 – METODOLOGIA PROPOSTA: SOLUÇÃO SIMPLIFICADA	33
FIGURA 3.3 – METODOLOGIA PROPOSTA: SISTEMAS INTELIGENTES	34
FIGURA 3.4 – PRINCIPAIS MÓDULOS DO SISTEMA INTELIGENTE ADOTADO	35
FIGURA 3.5 – METODOLOGIA PROPOSTA: SISTEMA INTELIGENTE ADOTADO	37
FIGURA 3.6 – CONSIDERAÇÃO DE MÚLTIPLAS CONTINGÊNCIAS.....	38
FIGURA 4.1 – VELOCIDADES ANTES DO REDESPACHO	43
FIGURA 4.2 – VELOCIDADES APÓS O REDESPACHO.....	43
FIGURA 4.3 – SISTEMA TESTE	49
FIGURA 4.4 – COMPORTAMENTO DINÂMICO PARA O CASO BASE.....	50
FIGURA 4.5 – COMPORTAMENTO DINÂMICO APÓS O REDESPACHO	52
FIGURA 4.6 – VELOCIDADES DOS ROTORES ANTES DO REDESPACHO.....	53
FIGURA 4.7 – VELOCIDADES DOS ROTORES APÓS O REDESPACHO	53
FIGURA 4.8 – CÁLCULO DOS ÍNDICES DE PARTICIPAÇÃO	59
FIGURA 4.9 – INCORPORAÇÃO DA BARRA DA REFERÊNCIA FICTÍCIA	60
FIGURA 4.10 – RAMPA DE CARGA APLICADA	62
FIGURA 4.11 – PERFIL DE TENSÃO PARA O CASO BASE	63
FIGURA 4.12 – FATORES DE PARTICIPAÇÃO DE GERAÇÃO ATIVOS	65
FIGURA 4.13 – PERFIL DE TENSÃO APÓS O REDESPACHO.....	67
FIGURA 4.14 – AUTOVALOR QUALQUER NO PLANO COMPLEXO	68
FIGURA 4.15 – CÁLCULO DOS ÍNDICES DE SENSIBILIDADE	71

FIGURA 4.16 – AUTOVALORES PARA O CASO BASE	74
FIGURA 4.17 – AUTOVALORES ANTES E DEPOIS DO REDESPACHO	76
FIGURA 5.1 – AGREGAÇÃO DOS ÍNDICES DE CONTROLE	81
FIGURA 5.2 – CONJUNTO CLÁSSICO (A) X CONJUNTO FUZZY (B).....	82
FIGURA 5.3 – CONJUNTOS FUZZY PARA TENSÃO	83
FIGURA 5.4 – ESTRUTURA GENÉRICA DE UM SISTEMA DE INFERÊNCIA FUZZY	83
FIGURA 5.5 – FUZZYFICAÇÃO.....	84
FIGURA 5.6 – CONJUNTOS FUZZY PARA POTÊNCIA REATIVA.....	85
FIGURA 5.7 – INFERÊNCIA FUZZY: IMPLICAÇÃO PELO MÍNIMO	86
FIGURA 5.8 – INFERÊNCIA FUZZY: COMPOSIÇÃO PELO MÁXIMO.....	87
FIGURA 5.9 – DEFUZZYFICAÇÃO PELO CENTRÓIDE.....	88
FIGURA 5.10 – COMBINAÇÃO DOS ANTECEDENTES	89
FIGURA 5.11 – FUNÇÕES DE PERTINÊNCIA USUAIS	90
FIGURA 5.12 – FUNÇÕES DE PERTINÊNCIA PARA OS CONJUNTOS DE ENTRADA	92
FIGURA 5.13 – FUNÇÕES DE PERTINÊNCIA PARA OS CONJUNTOS DE SAÍDA	93
FIGURA 5.14 – CARACTERÍSTICA NÃO-LINEAR DA BASE DE REGRAS	94
FIGURA 6.1 – DIAGRAMA GERAL DE CLASSES DA PLATAFORMA COMPUTACIONAL UTILIZADA	100
FIGURA 6.2 – DIAGRAMA DE CLASSES DA PLATAFORMA COMPUTACIONAL UTILIZADA: SEE X APLICATIVOS.....	101
FIGURA 6.3 – CÁLCULO DA CCT: CLIENTE DOS DEMAIS APLICATIVOS.....	102
FIGURA 6.4 – INTEGRAÇÃO DO SIF AO APLICATIVO DESENVOLVIDO	104
FIGURA 6.5 – ALGORITMO DE AUTOMAÇÃO DO MÉTODO SIMPLIFICADO.....	107
FIGURA 6.6 – ALGORITMO DE AUTOMAÇÃO DO MÉTODO INTELIGENTE.....	109
FIGURA 7.1 – DEFINIÇÃO DAS ÁREAS DO SISTEMA DE 9 BARRAS.....	114
FIGURA 7.2 – PRIMEIRA OTIMIZAÇÃO (A), (C) E (E) X RESULTADO FINAL (B), (D) E (F): MÉTODO SIMPLIFICADO – SISTEMA DE 9 BARRAS	116

FIGURA 7.3 – PRIMEIRA OTIMIZAÇÃO (A), (C) E (E) X RESULTADO FINAL (B), (D) E (F): SISTEMA INTELIGENTE – SISTEMA DE 9 BARRAS	118
FIGURA 7.4 – EVOLUÇÃO DO PROCESSO DE CÁLCULO PARA O SISTEMA DE 9 BARRAS	119
FIGURA 7.5 – <i>MODE-SHAPE</i> DE VELOCIDADE	120
FIGURA 7.6 – DIAGRAMA UNIFILAR DO SISTEMA DE 39 BARRAS	124
FIGURA 7.7 – DEFINIÇÃO DAS ÁREAS DO SISTEMA DE 39 BARRAS.....	125
FIGURA 7.8 – PRIMEIRA OTIMIZAÇÃO (A), (C) E (E) X RESULTADO FINAL (B), (D) E (F): MÉTODO SIMPLIFICADO – SISTEMA DE 39 BARRAS	128
FIGURA 7.9 – PRIMEIRA OTIMIZAÇÃO (A), (C) E (E) X RESULTADO FINAL (B), (D) E (F): SISTEMA INTELIGENTE – SISTEMA DE 39 BARRAS	130
FIGURA 7.10 – EVOLUÇÃO DO PROCESSO DE CÁLCULO PARA O SISTEMA DE 39 BARRAS	131
FIGURA 7.11 – <i>MODE-SHAPE</i> DE VELOCIDADE	132
FIGURA 7.12 – REPRESENTAÇÃO ESQUEMÁTICA DO SISTEMA DE 205 BARRAS	137
FIGURA 7.13 – CONEXÕES ENTRE OS SUBSISTEMAS	138
FIGURA 7.14 – PRIMEIRA OTIMIZAÇÃO (A), (C) E (E) X RESULTADO FINAL (B), (D) E (F): MÉTODO SIMPLIFICADO – SISTEMA DE 205 BARRAS	142
FIGURA 7.15 – PRIMEIRA OTIMIZAÇÃO (A), (C) E (E) X RESULTADO FINAL (B), (D) E (F): SISTEMA INTELIGENTE – SISTEMA DE 205 BARRAS	144
FIGURA 7.16 – EVOLUÇÃO DO PROCESSO DE CÁLCULO PARA O SISTEMA DE 205 BARRAS	145
FIGURA 7.18 – <i>MODE SHAPE</i> DE VELOCIDADE.....	148

Índice de Tabelas

TABELA 4.1 – GERAÇÃO DO CASO BASE.....	49
TABELA 4.2 – VELOCIDADE DO ROTOR EM RELAÇÃO AO CENTRO DE INÉRCIA – 50 MS.....	50
TABELA 4.3 – ÍNDICES DE DIREÇÃO.....	51
TABELA 4.4 – ÍNDICES DE CONTROLE PARA ETR.....	51
TABELA 4.5 – TENSÕES ANTES E DEPOIS DA INCORPORAÇÃO DO GERADOR FICTÍCIO	63
TABELA 4.6 – MATRIZ JACOBIANA REDUZIDA ATIVA.....	64
TABELA 4.7 – AUTOVALORES DA MATRIZ JACOBIANA REDUZIDA ATIVA.....	64
TABELA 4.8 – FATORES DE PARTICIPAÇÃO ATIVOS	65
TABELA 4.9 – ÍNDICES DE PARTICIPAÇÃO.....	66
TABELA 4.10 – ÍNDICES DE CONTROLE PARA ETS	66
TABELA 4.11 – ÍNDICES DE SENSIBILIDADE	75
TABELA 4.12 – ÍNDICES DE CONTROLE PARA EPS.....	75
TABELA 5.1 – PRINCIPAIS CARACTERÍSTICAS DO SIF	91
TABELA 5.2 – BASE DE REGRAS	94
TABELA 7.1 – PRINCIPAIS CARACTERÍSTICAS DO SISTEMA DE 9 BARRAS.....	113
TABELA 7.2 – RESULTADO OBTIDO PELO MÉTODO SIMPLIFICADO.....	115
TABELA 7.3 – RESULTADO OBTIDO PELO MÉTODO INTELIGENTE.....	117
TABELA 7.4 – DETALHES DO PROCESSO COMPUTACIONAL PARA O SISTEMA DE 9 BARRAS.....	121
TABELA 7.5 – VALORES DAS RESTRIÇÕES DE INTERCÂMBIO	121
TABELA 7.6 – ÍNDICES DE CONTROLE CALCULADOS PARA O INTERCÂMBIO DE 256 MW	122
TABELA 7.7 – FATORES DE REDESPACHO CALCULADOS PARA O INTERCÂMBIO DE 256 MW	122
TABELA 7.8 – RESTRIÇÕES DE GERAÇÃO CALCULADAS PARA O INTERCÂMBIO DE 256 MW	122

TABELA 7.9 – PRINCIPAIS CARACTERÍSTICAS DO SISTEMA DE 39 BARRAS.....	123
TABELA 7.10 – RESULTADO OBTIDO PELO MÉTODO SIMPLIFICADO.....	127
TABELA 7.11 – RESULTADO OBTIDO COM O SISTEMA INTELIGENTE.....	129
TABELA 7.12 – COMPARAÇÃO DA GERAÇÃO DA ÁREA #1: SIMPLIFICADO X INTELIGENTE..	133
TABELA 7.13 – DETALHES DO PROCESSO COMPUTACIONAL PARA O SISTEMA DE 39 BARRAS.....	134
TABELA 7.14 – VALORES DAS RESTRIÇÕES DE INTERCÂMBIO	134
TABELA 7.15 – ÍNDICES DE CONTROLE CALCULADOS PARA O INTERCÂMBIO DE 2229 MW ..	135
TABELA 7.16 – FATORES DE REDESPACHO CALCULADOS PARA O INTERCÂMBIO DE 2229 MW	135
TABELA 7.17 – RESTRIÇÕES DE GERAÇÃO CALCULADAS PARA O INTERCÂMBIO DE 2229 MW	136
TABELA 7.18 – PRINCIPAIS CARACTERÍSTICAS DO SISTEMA DE 205 BARRAS.....	139
TABELA 7.19 – RESULTADO OBTIDO PELO MÉTODO SIMPLIFICADO.....	141
TABELA 7.20 – RESULTADO OBTIDO PELO SISTEMA INTELIGENTE.....	143
TABELA 7.21 – COMPARAÇÃO DA GERAÇÃO DO NORDESTE: SIMPLIFICADO X INTELIGENTE	148
TABELA 7.22 – COMPARAÇÃO DA GERAÇÃO DO NORTE: SIMPLIFICADO X INTELIGENTE....	149
TABELA 7.23 – DETALHES DO PROCESSO COMPUTACIONAL PARA O SISTEMA DE 39 BARRAS.....	149
TABELA 7.24 – VALORES DAS RESTRIÇÕES DE INTERCÂMBIO	150
TABELA 7.25 – ÍNDICES DE CONTROLE CALCULADOS PARA O INTERCÂMBIO DE 581 MW	150
TABELA 7.26 – FATORES DE REDESPACHO CALCULADOS PARA O INTERCÂMBIO DE 581 MW	151
TABELA 7.27 – RESTRIÇÕES DE GERAÇÃO CALCULADAS PARA O INTERCÂMBIO DE 581 MW	151

Siglas e Abreviações

ATC – *Available Transfer Capability*
CAG – Controle Automático de Geração
CAIE – Critério das Áreas Iguais Estendido
CAL – Classes para Álgebra Linear
CDU – Controlador Definido pelo Usuário
CST – Controle Secundário de Tensão
CTT – Capacidade Total de Transmissão
DSA – *Dynamic Security Assessment*
EPS – Estabilidade a Pequenos Sinais
ETR – Estabilidade Transitória
ETS – Estabilidade de Tensão
FACTS – *Flexible AC Transmission Systems*
FPO – Fluxo de Potência Ótimo
HVDC – *High Voltage DC transmission systems*
MOO – Modelagem Orientada a Objetos
NERC – *North American Electric Reliability Council*
OASIS – *Open Access Same-Time Information System*
OEL – *Overexcitation Limiter*
OLTC – *On Load Tap Changer*
ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico
PSS – *Power System Stabilizers*
RNA – Redes Neurais Artificiais
SCADA – *Supervisory Control and Data Acquisition*
SEE – Sistema de Energia Elétrica
SIF – Sistemas de Inferência *Fuzzy*
SIME – *Single Machine Equivalent*
SIN – Sistema Interligado Nacional

Capítulo 1

Introdução

O uso comercial da eletricidade teve início em 1870 quando lâmpadas a arco foram utilizadas na iluminação de ruas e residências. Cerca de doze anos depois, entrava em operação o primeiro sistema elétrico de potência, construído por Thomas Edison, na cidade de Nova Iorque. Tratava-se de um sistema de corrente contínua onde eram supridos 59 consumidores em um raio de 1,5 km. Em poucos anos, sistemas similares surgiram em outras importantes cidades do mundo e com o desenvolvimento dos transformadores e da transmissão em corrente alternada, por volta de 1893, os primeiros sistemas trifásicos entraram em operação [1].

A necessidade de transmitir grandes quantidades de potência a longas distâncias incentivou o aumento progressivo das tensões de transmissão. Além disso, com o desenvolvimento das válvulas de mercúrio (1950) seguidas dos tiristores (1972), surgiram

também os sistemas de transmissão de corrente contínua em alta tensão (HVDC – *High Voltage DC transmission systems*).

Ao longo dos anos, os benefícios da interligação de diferentes sistemas tornaram-se evidentes. A interconexão de redes elétricas de áreas vizinhas permitiria não só uma operação mais econômica, onde a exploração de fontes de menor custo seria possível, mas também traria um aumento na segurança e na confiabilidade dos sistemas elétricos [1][2].

O cenário atual dos sistemas de potência retrata a existência de várias fontes de geração de energia, dos mais variados tipos (hidráulica, térmica, nuclear, eólica, etc.), suprindo os diferentes setores da demanda (industrial, comercial e residencial) através de redes de transmissão, subtransmissão e distribuição. Todos esses elementos compõem subsistemas que operam de forma interligada e essa interligação pode existir entre diferentes concessionárias de energia elétrica, entre diferentes regiões de um país e até entre diferentes países.

No Brasil, a primeira forte interligação elétrica foi propiciada pela usina hidrelétrica Furnas (rio Grande, Minas Gerais) e envolveu os maiores centros urbanos e industriais do país: São Paulo, Rio de Janeiro e Belo Horizonte. A entrada em operação daquela usina, em 1963, foi o passo inicial para a formação do primeiro sistema interligado brasileiro, o chamado Sistema Interligado da Região Centro-Sul, mais tarde designado por Sistema Interligado Sudeste/Centro-Oeste [3]. Com o desenvolvimento dos sistemas elétricos das demais regiões do país, ocorreram sucessivas interligações interestaduais, culminando, em 1999, com a interligação dos grandes subsistemas Sul/Sudeste/Centro-Oeste e Norte/Nordeste. Este grande sistema é hoje denominado Sistema Interligado Nacional (SIN) [3].

1.1 Importância da Capacidade de Transmissão nos Sistemas de Potência Interligados

Nos últimos anos, os sistemas de potência passaram por profundas modificações. O processo de desregulamentação do setor elétrico em diversos países no mundo vem trazendo novos desafios para a operação dos sistemas de potência interligados, uma vez que estes passam a operar de forma mais estressada. No Brasil, o processo de

reestruturação foi iniciado em 1996, através da implantação de um projeto coordenado pelo Ministério das Minas e Energia, ligado ao governo federal [4].

O novo ambiente, mais competitivo e caracterizado por diferentes transações comerciais regidas por regras de mercado, exige uma maior segurança e confiabilidade dos sistemas de transmissão. Além disso, o livre acesso à rede de transmissão e a necessidade de grandes intercâmbios entre diferentes áreas requer uma capacidade avançada no monitoramento e controle dos limites de segurança.

Em geral, o impacto da desregulamentação na segurança e confiabilidade dos sistemas inclui um maior carregamento dos circuitos e a redução das margens de estabilidade. Desta forma, este processo resulta em um afastamento da operação segura do sistema, visando o atendimento aos requisitos do mercado. Conseqüentemente, a questão dos limites de transferência de potência deve ser encarada com maior rigidez e precisão.

A capacidade de transferência de potência de um sistema elétrico indica o máximo intercâmbio entre suas diferentes áreas sem que a segurança seja comprometida. Esta informação é de vital importância tanto na fase do planejamento quanto na fase de operação. Para o planejamento da expansão, por exemplo, é fundamental o conhecimento de gargalos da rede, indicando áreas carentes de reforços de transmissão. Da mesma forma, o agente operador não deve colocar em prática valores de intercâmbio que excedam os limites, evitando assim a operação em situações inseguras.

O valor da capacidade de transferência entre regiões ou subsistemas deve ser atualizado regularmente, garantindo que os níveis praticados não provocarão sobrecargas, danos a equipamentos ou blecautes. Mas, se por um lado, a violação de limites leva o sistema a pontos de operação inseguros, por outro, a adoção de intercâmbios muito conservativos pode significar uma elevação dos custos operacionais provocada pelo uso ineficiente da rede.

O cálculo dos limites de transferência deve estar baseado na segurança estática e dinâmica do sistema. Com a operação estressada dos sistemas de potência, os limites dinâmicos tendem a ser mais restritivos do que os limites estáticos. No caso da segurança estática, são avaliados apenas os níveis de tensão e os limites térmicos dos circuitos de transmissão através da solução do fluxo de potência da rede (regime permanente). Já o termo “segurança dinâmica” é bastante geral e pode envolver diferentes formas de

estabilidade, incluindo a estabilidade transitória, a estabilidade de tensão e a estabilidade a pequenas perturbações.

Historicamente, a instabilidade transitória dominava plenamente o problema de estabilidade na grande maioria dos sistemas de potência e, por muito tempo, foi o grande foco das empresas do setor elétrico [5]. Com o crescimento dos sistemas de potência, incluindo grandes redes malhadas, a interconexão de diferentes áreas e o uso de novas tecnologias e controles, as demais formas de estabilidade ganharam importância e são, cada vez mais, uma preocupação dos agentes do setor [6].

1.2 Motivação

Um sistema de potência deve operar com custo mínimo, atendendo a critérios de segurança pré-estabelecidos. No Brasil, o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), realiza estudos do ponto de vista energético buscando otimizar a utilização dos recursos hídricos em conjunto com a geração térmica. Os estudos energéticos levam em conta séries hidrológicas históricas e prevêem cenários de aflúências, procurando a minimização dos custos operativos.

Embora os estudos energéticos apontem para soluções eficientes, muitas vezes restrições elétricas impedem a realização dos despachos programados. Restrições elétricas são aquelas ligadas à segurança do sistema elétrico, seja esta estática ou dinâmica. Desta forma, o despacho definido pelo planejamento energético deverá atender aos critérios definidos pelo planejamento elétrico, inclusive quando da indisponibilidade eventual de equipamentos da rede.

O cálculo da capacidade de transmissão pode indicar, a partir de cenários energéticos ótimos, a transferência de potência disponível considerando as restrições elétricas. Por outro lado, o conhecimento dos limites de transferência de potência entre subsistemas pode ser utilizado para estabelecer restrições no processo de otimização utilizado nos estudos energéticos.

Estudos de segurança de sistemas elétricos, principalmente em tempo-real, se limitam, muitas vezes, a análises estáticas. Problemas históricos, tais como restrições no tempo de processamento computacional e das próprias ferramentas de análise podem

inviabilizar a realização de estudos dinâmicos. Além disso, são necessários conjuntos de dados confiáveis e resultados de fácil interpretação e aplicação por parte dos operadores.

Limites que garantem a segurança dinâmica são utilizados, mas em geral são provenientes de análises realizadas na fase do planejamento de médio e longo-prazo (anual ou quadrimestral). Assim, trabalha-se de forma conservativa, já que na fase de planejamento são consideradas condições bastante estressadas, não usuais, para determinação dos limites. Além disso, em muitos casos, as análises de estabilidade dinâmica se restringem aos estudos de transitórios eletromecânicos e não contemplam problemas de estabilidade de tensão (médio e longo-prazo) ou mesmo a estabilidade a pequenos sinais (oscilações mal amortecidas).

Nos sistemas de potência atuais é notável o aumento dos níveis de potência transferidos entre diferentes áreas. A Figura 1.1 ilustra o balanço energético do Sistema Interligado Nacional para o dia 13/11/2006 [7]. Fica evidente o grande volume de intercâmbio entre as diversas regiões do país. Junta-se a isso, a redução das reservas de potência reativa, o surgimento da competição nos mercados de energia elétrica, as



Figura 1.1 – Balanço energético do SIN (MW médio):13/11/2006

restrições econômicas e ambientais e a necessidade de operar o sistema de forma mais segura e confiável.

Os limites de transferência seguros de um sistema de potência podem ser diferentes, dependendo do critério de análise adotado. Por exemplo, a análise de regime permanente pode levar a um valor de transferência inaceitável do ponto de vista da estabilidade transitória. Neste caso, uma vez praticado um certo intercâmbio definido com base em estudos de fluxo de potência, o sistema operaria em uma condição insegura. Fica evidente então a necessidade de determinar a capacidade de transmissão sob a perspectiva da segurança dinâmica da rede.

1.3 Objetivos

O foco principal deste trabalho é o desenvolvimento de uma metodologia para o cálculo da capacidade de transmissão em sistemas de potência, contemplando simultaneamente aspectos da segurança estática e dinâmica. Além disso, o trabalho tem como finalidade a implementação computacional desta metodologia através de uma plataforma que integre as ferramentas de análise utilizadas, possibilitando assim a automação do procedimento proposto. Neste contexto, os principais objetivos desta tese são:

- (i) Apresentar os principais conceitos sobre a capacidade de transmissão em um sistema de potência, abordando também a importância da sua correta determinação;
- (ii) Descrever as dificuldades práticas da determinação de limites de transferência, destacando as diferentes metodologias apontadas na literatura;
- (iii) Descrever os conceitos de segurança estática e dinâmica de sistemas de potência, indicando as principais formas de análise;
- (iv) Apresentar uma metodologia para determinação dos limites de transferência de potência que contemple aspectos estáticos e dinâmicos da segurança;

- (v) Implementar a metodologia proposta em uma plataforma computacional que integre as diferentes ferramentas de análise de sistemas de potência de forma a automatizar o cálculo dos limites de intercâmbio;
- (vi) Aplicar a metodologia proposta a alguns sistemas de teste para avaliar o seu potencial e sua aplicação a sistemas elétricos de grande porte.

Parte dos resultados apresentados nesta tese estão disponíveis nas referências [8], [9] e [10].

1.4 Sumário

Os conceitos básicos relacionados com a capacidade de transmissão são apresentados no Capítulo 2. São ainda discutidos os diferentes aspectos da segurança e da estabilidade de sistemas de potência, destacando-se a estabilidade transitória, a estabilidade de tensão e a estabilidade a pequenos sinais. O Capítulo 2 traz também uma revisão bibliográfica no tocante aos métodos disponíveis para o cálculo da capacidade de transmissão em sistema interligados.

No Capítulo 3, é apresentada uma metodologia para o cálculo da capacidade de transmissão que contempla simultaneamente aspectos estáticos e dinâmicos da segurança. São descritas duas técnicas de utilização do método proposto: uma técnica simplificada e uma técnica baseada em sistemas inteligentes. Esta última faz uso de métodos de redespacho de potência ativa e de um sistema de inferência *fuzzy*.

O Capítulo 4 faz uma revisão dos métodos de redespacho disponíveis e apresenta com um maior nível de detalhamento as técnicas adotadas no sistema inteligente proposto no Capítulo 3. São discutidas técnicas voltadas para melhoria da estabilidade transitória, da estabilidade de tensão e da estabilidade a pequenos sinais.

Conceitos fundamentais de sistemas de inferência *fuzzy* são mostrados no Capítulo 5. Além disso, o sistema de inferência *fuzzy* adotado neste trabalho é descrito em detalhes, mostrando como é feito o acoplamento entre as técnicas de redespacho apresentadas no Capítulo 4 e a metodologia de cálculo da capacidade de transmissão proposta no Capítulo 3.

A implementação computacional da metodologia sugerida é descrita no Capítulo 6. A descrição inclui a apresentação da plataforma computacional adotada, que integra diferentes ferramentas de análise de sistemas de potência. A origem do sistema de inferência *fuzzy* utilizado também é apresentada. Além disso, é discutido o processo de automação do cálculo dos limites de transmissão.

O Capítulo 7 traz alguns resultados obtidos com o método proposto. São utilizados como sistemas de teste redes com 9, 39 e 205 barras. Os dois últimos sistemas têm como base equivalentes simplificados do sistema elétrico brasileiro.

Finalmente, o Capítulo 8 mostra as conclusões da tese, bem como discute algumas propostas para futuros desenvolvimentos.

Capítulo 2

Capacidade de Transmissão e a Segurança dos Sistemas de Potência

A capacidade de transmissão de um sistema elétrico pode ser definida como a máxima potência que pode ser transferida entre duas áreas previamente especificadas, sem comprometer a segurança. O termo “segurança” pode ser encarado de diferentes formas, mas em última instância, dizer que uma transferência é segura significa afirmar que determinados critérios de avaliação são plenamente atendidos.

A Figura 2.1 ilustra o conceito de capacidade de transmissão. Uma das áreas é definida como o subsistema exportador ou “fonte”, enquanto que a outra área, ou subsistema importador, é chamada de “carga”.

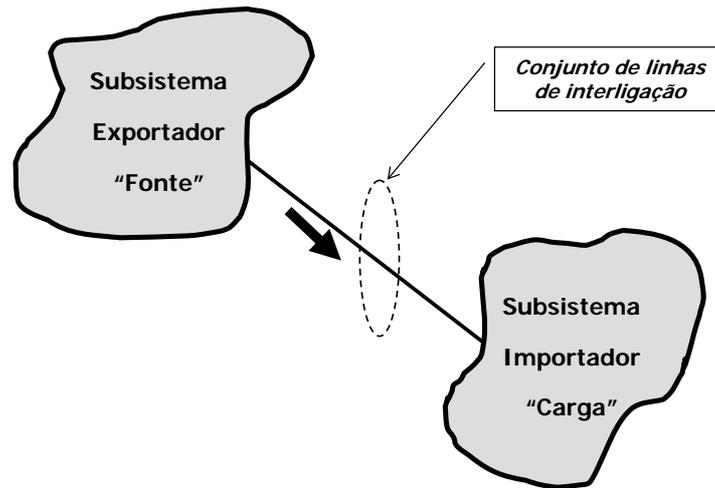


Figura 2.1 - Transferência de potência entre duas áreas

O intercâmbio entre os dois subsistemas é dado pelo somatório de fluxos de potência ativa nas linhas de interligação, medidos nas barras de fronteiras entre as duas regiões consideradas. A capacidade de transmissão¹ é o máximo intercâmbio seguro entre os dois subsistemas.

O cálculo dos limites de intercâmbio nos sistemas interligados é um problema antigo [11][12]. Para buscar a otimização energética, mantendo um certo padrão de segurança, é preciso saber a capacidade de transmissão nos diferentes corredores do sistema. Além disso, na fase de planejamento, o conhecimento da capacidade de transferência de potência poderá indicar a necessidade de investimentos ou até mesmo adiar obras desnecessárias.

Com o processo de desregulamentação do setor de energia elétrica, houve um aumento no interesse em quantificar a capacidade de transmissão em função da operação dos mercados de energia. A limitação da capacidade de transferência, ou ainda, o congestionamento do sistema de transmissão traz um impacto econômico, reduzindo a competitividade no setor de geração. De fato, sistemas com capacidade de transmissão muito elevada são mais competitivos.

Os limites de transferência servem então como sinais indicadores aos agentes do setor, notadamente àqueles ligados à comercialização. Desta forma, muitos pesquisadores

¹ Ao longo do texto, os termos “capacidade de transmissão”, “capacidade total de transmissão” “capacidade de transferência”, “limite de transmissão” ou ainda “limite de intercâmbio” são usados como sinônimos.

têm se dedicado a investigar métodos de cálculo da capacidade total de transmissão. O número de trabalhos voltados para este tema vem crescendo de forma acelerada, principalmente após a publicação, em 1996 nos Estados Unidos, dos documentos [13] e [14]. Tais documentos, publicados pela Agência Federal Reguladora de Energia (FERC – *Federal Energy Regulatory Commission*), estabelecem normas que visam aumentar a competitividade no mercado de energia elétrica. Mais especificamente, o documento [14] estabelece que a capacidade de transmissão disponível ou ATC (*Available Transfer Capability*) deve ser calculada para cada área de controle e estes valores devem ser publicados em um sistema de comunicação denominado OASIS (*Open Access Same-Time Information System*). O OASIS é acessível por todos os agentes do mercado através de sistemas de mídia, como por exemplo, a Internet.

O objetivo da divulgação do valor da ATC em um ambiente de domínio público é fornecer sinais ao mercado sobre a capacidade de transferência de energia entre os sistemas, estimulando a competição principalmente onde a estrutura do mercado de energia é dominada por transações bilaterais. A capacidade de transmissão disponível é calculada a partir da capacidade total de transmissão, conforme definido pelo NERC² (*North American Electric Reliability Council*) [15]. O surgimento da nova vertente para determinação da capacidade de transmissão em conjunto a operação mais estressada, incentivou a incorporação desta tarefa em sistemas de avaliação da segurança de tempo-real [16][17].

Seja para dar indicadores de mercado, seja para garantir uma operação segura ou ainda para auxiliar no planejamento, o cálculo da capacidade de transmissão é extremamente importante. Sistemas capazes de acomodar grandes transferências de potência entre áreas são mais robustos, flexíveis e permitem a busca pela operação ótima do ponto de vista energético. Isso significa que a capacidade de transmissão é também de certa forma uma medida da segurança e confiabilidade do sistema.

Para calcular a capacidade de transmissão, a transferência de potência entre duas áreas (regiões de interesse) do sistema deve ser aumentada e os critérios de avaliação da segurança, observados. O aumento da transferência de potência pode ser feito através de um aumento de carga na área importadora com conseqüente aumento da geração na área exportadora, ou, mantendo-se o carregamento constante, aumentar a geração da área

² Grupo industrial americano que trabalha no desenvolvimento de guias e padrões ligados ao planejamento e à operação de sistemas de potência.

exportadora com conseqüente diminuição da geração da área importadora. Estes aumentos de carga ou geração podem ser realizados segundo algum critério específico ou mesmo de maneira uniforme baseado em fatores de participação. Por exemplo, as usinas podem aumentar seu nível de geração proporcionalmente à sua capacidade instalada.

Embora a idéia seja extremamente simples, o cálculo da capacidade de transmissão não é uma tarefa trivial. O grande número de cenários envolvidos, a necessidade de considerar prováveis contingências, além de diferentes critérios de segurança introduzem uma série de complicadores. Da mesma forma, no ambiente de tempo-real, a alta velocidade de processamento é fundamental, o que traz conflitos entre a precisão e o desempenho computacional. Hoje, a determinação de um procedimento para calcular a capacidade total de transmissão de forma confiável e rápida ainda é um desafio.

2.1 Segurança de Sistemas de Potência: Conceitos Básicos

A capacidade de transmissão é calculada com base em critérios de segurança. Assim, antes de falar das metodologias de cálculo da capacidade de transmissão propriamente ditas (Seção 2.2), é importante fazer algumas considerações quanto à segurança de sistemas de potência, estabelecendo alguns conceitos básicos relacionados ao tema.

A segurança de sistemas de potência pode ser definida como a habilidade do sistema em suportar qualquer distúrbio, de uma lista de fenômenos prováveis, sem que haja danos sérios à operação. Desta forma, o sistema é dito seguro se, após um determinado distúrbio na rede, este não é levado a um estado de emergência. O nível de segurança de um sistema está fortemente vinculado à sua robustez, depende das condições operativas e também da probabilidade de ocorrência de distúrbios.

A avaliação da segurança refere-se às análises e métodos utilizados na determinação do estado de segurança (seguro ou inseguro) de um sistema, tendo como base critérios pré-definidos. Dependendo da modelagem e das técnicas utilizadas, esta avaliação pode ser classificada como estática ou dinâmica. A primeira avalia as condições do sistema em regime permanente no que diz respeito aos níveis de tensão e aos limites

térmicos dos circuitos de transmissão. Por outro lado, a segurança dinâmica pode englobar uma série de outros aspectos relativos à estabilidade do sistema.

2.1.1 Segurança Estática

A segurança estática de um sistema elétrico está ligada a um dado ponto de equilíbrio da rede, para o qual são avaliados os níveis de tensão e carregamento [18].

Normalmente, a ferramenta de análise da segurança estática se resume a algoritmos de fluxo de potência. Ou seja, para um dado ponto de operação, o sistema é considerado estaticamente seguro se os níveis de tensão em todas as barras (ou em um conjunto pré-definidos de barras) da rede estão dentro da faixa aceitável e, se os fluxos nos circuitos de transmissão e nos transformadores se encontram dentro dos seus limites térmicos. O efeito das contingências deve ser levado em consideração de forma que os critérios de segurança de regime permanente sejam respeitados, mesmo quando houver perda de algum elemento do sistema.

2.1.2 Segurança Dinâmica

Muitos avanços na avaliação da segurança dinâmica (DSA – *Dynamic Security Assessment*) vêm sendo observados nos últimos anos, principalmente na tecnologia associada à operação de tempo-real [6]. Para garantir um bom nível de precisão, a análise deve considerar as diferentes formas de estabilidade [1], incluindo:

- Estabilidade transitória – ETR;
- Estabilidade a pequenos sinais – EPS;
- Estabilidade de tensão – ETS.

A segurança dinâmica deve ser garantida de forma a manter a confiabilidade e a qualidade do serviço (níveis adequados de tensão e frequência) prestado aos consumidores. Em um sistema seguro, eventos tais como curtos-circuitos, perda de geração e mudanças de carga não devem levar o sistema à instabilidade.

A estabilidade transitória, juntamente com a estabilidade de tensão e a estabilidade a pequenos sinais, determina as características dinâmicas de sistemas de potência [5][6]. Nas seções seguintes, serão descritos alguns dos principais conceitos relacionados a cada tipo de estabilidade, destacando a modelagem utilizada e as formas de análise.

2.1.2.1 Estabilidade Transitória

A avaliação da estabilidade transitória é um dos estudos de maior importância nos sistemas de potência e, tradicionalmente, é realizada através de simulações no domínio do tempo. Desta forma, é possível avaliar os efeitos provocados em um sistema elétrico na presença de grandes perturbações, tais como curtos-circuitos, perda de grandes blocos de geração ou carga, entre outras. Estes eventos podem provocar grandes excursões nos ângulos dos rotores das máquinas síncronas, levando à perda de sincronismo e, conseqüentemente, à instabilidade.

A simulação dinâmica no domínio do tempo ou “simulação completa” é a metodologia que fornece o melhor nível de precisão com relação ao comportamento dinâmico do sistema. O processo de cálculo consiste na solução de um conjunto de equações diferenciais e algébricas não-lineares que descreve o comportamento dinâmico dos diversos elementos do sistema (II.1).

$$\begin{cases} \dot{x} = f(x, r, u) \\ 0 = g(x, r, u) \end{cases} \quad (\text{II.1})$$

Onde:

x é o vetor de variáveis de estado (velocidade da máquina, ângulo do rotor, etc.);

r é o vetor de variáveis algébricas (módulo, ângulos das tensões terminais, etc.);

u é o vetor de variáveis de entrada (controles);

f é o vetor de funções não-lineares que descreve as equações diferenciais dos modelos dos dispositivos dinâmicos do sistema (geradores, motores de indução, equipamentos FACTS, sistemas HVDC, os diversos controles, etc.);

g é o vetor de funções não-lineares que descreve as equações algébricas da rede e de alguns modelos de dispositivos presentes no sistema.

A solução do sistema de equações acima é realizada através de técnicas de integração numérica no domínio do tempo (passo-a-passo). Normalmente, a simulação dos primeiros 10 ou 20 segundos após o distúrbio são suficientes para indicar problemas de estabilidade transitória. Por esse motivo, o termo “estabilidade de curto-prazo” também é utilizado.

Uma vez detectada a possibilidade de ocorrência de instabilidade, medidas devem ser adotadas para garantir um ponto de operação seguro. Tais medidas podem incluir o redespacho de potência ativa ou até mudanças dos esquemas de proteção do sistema.

Em aplicações onde o tempo de simulação é crítico, como por exemplo, a operação em tempo-real, a solução numérica do sistema (II.1) pode ser inviável, devido ao tempo consumido pelo processo iterativo. Este fato tem fortalecido linhas de pesquisa que investigam os chamados métodos diretos baseados em funções de energia [19]. Os métodos diretos têm suas raízes na teoria de estabilidade de Lyapunov e são capazes de avaliar a estabilidade transitória sem a necessidade da integração numérica. Além disso, o uso de funções de energia tem como grande atrativo o fato de possibilitar a obtenção do grau de estabilidade do sistema com base na margem de energia [20].

Embora os métodos diretos apresentem grande vantagem na redução no tempo computacional, sua utilização requer limitações na modelagem dos elementos dinâmicos do sistema. Os chamados métodos híbridos [21][22], que combinam as vantagens da simulação no domínio do tempo e dos métodos diretos, também vêm sendo bastante explorados. Outra alternativa para melhorar o desempenho computacional, mantendo-se a modelagem detalhada dos elementos dinâmicos, é o uso de métodos de integração com passo e ordem variáveis [23].

Com o objetivo de reduzir o esforço computacional em aplicações de tempo-real, a utilização de técnicas de inteligência artificial também vem sendo investigada. Na referência [24], redes neurais artificiais (RNA) são treinadas a partir de resultados de simulações obtidos a nível de planejamento e auxiliam na avaliação da estabilidade transitória. Em [25] e [26], conceitos de lógica *fuzzy* são aplicados para determinar o grau de segurança do sistema do ponto de vista da estabilidade de curto-prazo.

A melhoria da eficiência computacional na solução do sistema (II.1) também pode ser conseguida através de técnicas de computação de alto desempenho atualmente disponíveis para aplicações de sistemas de potência [27]. Outra forma de acelerar um

estudo de estabilidade transitória em tempo real é a execução concorrente de vários casos em sistemas multicomputadores (*clusters*).

2.1.2.2 Estabilidade a Pequenos Sinais

Na estabilidade a pequenos sinais (angular), também chamada de estabilidade oscilatória, a preocupação é o nível de amortecimento do sistema quando da presença de pequenos distúrbios.

Com o crescimento dos sistemas de potência interligados, tornou-se mais comum o aparecimento de problemas ligados à estabilidade a pequenos sinais. Inclusive, em algumas situações, este tipo de problema tem sido o fator limitante na definição da capacidade de transmissão entre subsistemas. Em alguns casos, oscilações interáreas com fator de amortecimento inaceitável são observadas [28].

Um estudo apresentado pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), referente ao plano de ampliações e reforços do SIN – Sistema Interligado Nacional – (período entre 2005 e 2007), mostra que um dos fatores limitantes na obtenção dos limites de intercâmbio nas interligações entre regiões do Brasil é a presença de oscilações com baixo amortecimento [29].

Nos estudos de estabilidade a pequenos sinais, os distúrbios são considerados suficientemente pequenos de forma que a avaliação da estabilidade pode ser feita com base na linearização das equações que descrevem o comportamento dinâmico do sistema. Com relação ao sistema (II.1), pode-se escolher variáveis de saída de interesse, tal que (II.2):

$$\begin{cases} \dot{x} = f(x, r, u) \\ 0 = g(x, r, u) \\ y = v(x, r, u) \end{cases} \quad (\text{II.2})$$

Onde:

y é o vetor de variáveis de saída;

v é o vetor das funções não-lineares que relacionam as variáveis de entrada e saída.

Se consideradas apenas pequenas perturbações (Δ), o sistema acima pode ser linearizado em torno de um ponto de operação através da série de Taylor. Além disso, as

variáveis algébricas e as variáveis de saída podem ser agrupadas, chegando-se à seguinte forma linearizada [1]:

$$\begin{cases} \Delta \dot{x} = A\Delta x + B\Delta u \\ \Delta y = C\Delta x + D\Delta u \end{cases} \quad (\text{II.3})$$

Onde:

A , B , C e D são matrizes formadas pelas derivadas das funções não-lineares em relação aos estados e às entradas do sistema.

Através da análise dos autovalores da matriz A , conhecida como “matriz de estados”, é possível estudar a estabilidade do sistema frente a pequenas perturbações. Conhecendo-se os autovalores, identifica-se os modos de oscilação do sistema, bem como o nível de amortecimento de cada um deles.

O estudo é realizado então considerando um dado ponto de operação e o sistema é considerado seguro, do ponto de vista da estabilidade a pequenas perturbações, se o fator de amortecimento dos modos críticos se encontrar abaixo de níveis preestabelecidos. Uma vez detectada a existência de modos de oscilação mal amortecidos, medidas devem ser adotadas para garantir um desempenho adequado. Tais medidas podem incluir o redespacho de potência ativa ou até o reajuste de controladores tais como os PSSs (*Power System Stabilizers*).

Para calcular os autovalores e conseqüentemente os níveis de amortecimento, pode-se utilizar o tradicional método QR, que tem como principal característica a determinação de todos os autovalores do sistema [30]. O método QR apresenta algumas limitações com relação à dimensão da matriz de estados. Questões associadas à eficiência computacional e à precisão dos resultados limitam a aplicação deste método a sistemas de no máximo 1000 variáveis de estado [31]. A referência [32] indica que o uso de rotinas otimizadas pode permitir o aproveitamento do método QR a sistemas com até 3000 variáveis de estado. De qualquer forma, a aplicação direta a sistemas de grande porte não é indicada [33].

Visando contornar as limitações intrínsecas ao método QR, pesquisadores desenvolveram inúmeras técnicas de solução parcial de autovalores. Como exemplo, pode-se citar os métodos iterativos descritos nas referências [34] e [35].

Alternativamente ao cálculo de autovalores a partir da linearização das equações que descrevem o comportamento dinâmico do sistema, técnicas de identificação de sistemas também podem ser empregadas na análise da estabilidade a pequenos sinais. Neste caso, a determinação dos modos de oscilação, bem como dos níveis de amortecimento, é feita a partir de dados de sinais no domínio do tempo, não sendo necessária a linearização de todo o sistema de equações [36]. A limitação destes métodos está no fato de que apenas os modos presentes no sinal analisado são identificados [33].

A aplicação de sistemas inteligentes na avaliação da estabilidade a pequenos sinais também vem sendo investigada. Na referência [37], em lugar da utilização dos algoritmos de cálculo de autovalores, é proposta a utilização de redes neurais artificiais para a determinação da localização dos autovalores do sistema no plano complexo.

2.1.2.3 Estabilidade de Tensão

A estabilidade de tensão é um dos aspectos da segurança dinâmica. Entretanto, como o termo “segurança dinâmica” sempre foi associado à estabilidade angular, muitas vezes, a estabilidade de tensão é tratada como uma classe distinta de problemas.

A estabilidade de tensão refere-se à capacidade do sistema em manter tensões estáveis em todas as suas barras após um distúrbio na rede. Geralmente, a instabilidade aparece na forma de uma queda progressiva e descontrolada na tensão em algumas barras provocada pela tentativa de restabelecimento da carga [1]. A instabilidade de tensão é um fenômeno não-linear, de caráter local, provocado pela alocação inadequada ou pela insuficiência de potência reativa.

A estabilidade de tensão³ vem sendo considerada há algum tempo uma preocupação constante na operação dos sistemas de potência modernos [38]. Esta preocupação se agrava com a desregulamentação do setor elétrico, que força a operação próxima de limites técnicos de forma a explorar ao máximo a capacidade de transmissão da rede. Neste contexto, a estabilidade de tensão pode se apresentar como um fator limitante na máxima transferência de potência entre subsistemas.

³ O termo “estabilidade de tensão” engloba, de forma geral, fenômenos de curta, média e longa duração [1]. Neste trabalho, o termo é utilizado exclusivamente para dinâmicas lentas (médio e longo-prazo).

Os fenômenos envolvidos na estabilidade de tensão são, geralmente, de natureza lenta⁴ (minutos ou horas). Ao contrário da instabilidade transitória que se dá poucos segundos após a ocorrência da perturbação da rede, a instabilidade de tensão pode ser comandada por variações na carga e por sistemas de controle e dispositivos de ação discreta.

Inúmeras metodologias já foram propostas para estudos de estabilidade de tensão. Análises estáticas têm sido bastante empregadas e muitas estão baseadas na construção de curvas que relacionam a potência ativa e a potência reativa com a tensão (P-V e Q-V, respectivamente) [39][40]. Entretanto, a superioridade das análises baseadas na simulação no domínio do tempo já foi comprovada [41], uma vez que permite uma modelagem mais precisa dos elementos dinâmicos do sistema.

Os programas para análise da estabilidade eletromecânica não contemplam, em geral, a modelagem de dispositivos e controles de ação discreta ou lenta, tais como com os limitadores de sobre-excitação das máquinas (OELs – *Overexcitation Limiters*) e os transformadores com comutação automática sob carga (OLTCs – *On Load Tap Changers*). Esse fato é perfeitamente aceitável, já que os objetivos estão concentrados em analisar os fenômenos transitórios. Entretanto, se há interesse em estudos de médio e longo-prazo, foco da estabilidade de tensão, é fundamental a representação de tais dispositivos e controles.

Além dos OELs e dos OLTCs, destaca-se também o chaveamento de equipamentos de compensação reativa, as variações lentas de carga e os controles centralizados, tais como o controle automático de geração (CAG) e o controle secundário de tensão (CST). A inclusão da modelagem destes elementos em (II.1) leva à representação do sistema através do seguinte conjunto de equações (II.4):

$$\begin{cases} \dot{x} = f(x, r, u, z_c, z_{d(k)}) \\ 0 = g(x, r, u, z_c, z_{d(k)}) \\ \dot{z}_c = h_c(x, r, u, z_c, z_{d(k)}) \\ z_{d(k+1)} = h_d(x, r, u, z_c, z_{d(k)}) \end{cases} \quad (\text{II.4})$$

⁴ A análise da estabilidade de tensão de curto-prazo deve ser feita através das ferramentas utilizadas nos estudos de estabilidade transitória, como a simulação completa no domínio do tempo.

Onde:

z_c é o vetor de variáveis de estado associadas a dinâmicas lentas;

z_d é o vetor de variáveis discretas;

h_c é o vetor das funções de controle das variáveis de estado com dinâmica lenta;

h_d é o vetor das funções de controle das variáveis discretas;

$k = 0, 1, 2, \dots$

No vetor z_d inclui-se, por exemplo, a posição de tapes de transformadores OLTCs. No vetor, z_c inclui-se, por exemplo, variáveis associadas à dinâmica do CAG.

A solução do conjunto de equações acima fornece de maneira bastante fiel as características dinâmicas do sistema, englobando os fenômenos de curto, médio e longo-prazos. Entretanto, a utilização das tradicionais ferramentas de simulação no domínio do tempo, onde a trajetória do sistema é obtida através de técnicas de integração numérica, torna-se inviável. Uma vez que os horizontes de interesse são da ordem de minutos ou horas, o custo computacional fica extremamente elevado, principalmente em sistemas de grande porte. Mesmo com os avanços da computação de alto desempenho, este método de simulação ainda pode ser considerado lento.

Uma forma de aumentar a eficiência computacional em programas que utilizam a modelagem completa para as diferentes escalas de tempo (curto, médio e longo-prazos) é a adoção de métodos com passo e ordem de integração variáveis. Diferentemente dos programas tradicionalmente utilizados na análise de sistemas de potência, os quais utilizam passo e ordem de integração fixos, nestes métodos, o passo de integração é alterado automaticamente, baseando-se na estimação do erro de truncamento local [42][43].

Outra alternativa interessante para estudos de estabilidade de tensão é a utilização da chamada “simulação quase-estática” ou “simulação rápida”, onde as dinâmicas transitórias (rápidas) são desprezadas, sendo consideradas estáveis e instantâneas. Este método, proposto originalmente por Van Cutsem et al. [44], tem como foco as dinâmicas lentas comandadas pelas condições da carga, pela atuação do CAG e pelos dispositivos de ação discreta. Assim, o sistema de equações apresentado em (II.4) é substituído por:

$$\begin{cases} 0 = f(x, r, u, z_c, z_{d(k)}) \\ 0 = g(x, r, u, z_c, z_{d(k)}) \\ \dot{z}_c = h_c(x, r, u, z_c, z_{d(k)}) \\ z_{d(k+1)} = h_d(x, r, u, z_c, z_{d(k)}) \end{cases} \quad (\text{II.5})$$

O conjunto de equações acima é concentrado na análise de longo prazo e sua solução é muito mais simples quando comparado com (II.4). Neste caso, é possível a utilização de passos da ordem de 1 a 10 s [40], uma vez que são desprezadas as dinâmicas transitórias. Assim, com a nova formulação, há um ganho considerável na eficiência computacional, que é devida também à simplificação natural que ocorre nos modelos dinâmicos dos diferentes dispositivos presentes no sistema. Com base no equacionamento quase-estático, a estabilidade de tensão de médio e longo prazo pode ser corretamente avaliada.

O uso de inteligência artificial para avaliação da estabilidade de tensão também vem sendo estudado. Nas referências [45] e [46], são propostos esquemas baseados em redes neurais artificiais. Em [47], os autores estimam a margem de estabilidade de tensão combinando a lógica *fuzzy* com um modelo neural.

Normalmente, independentemente da técnica utilizada, a margem de estabilidade é calculada e o sistema é dito seguro, do ponto de vista de tensão, se o valor encontrado estiver acima do mínimo preestabelecido. Caso a margem de estabilidade de tensão do sistema não atenda ao critério especificado, medidas devem ser adotadas para garantir um desempenho adequado. Tais medidas podem incluir o redespacho de potência ativa e reativa, o chaveamento de equipamentos de compensação, entre outros.

2.2 Cálculo da Capacidade de Transmissão: Revisão Bibliográfica

Atualmente, a literatura técnica oferece uma enorme quantidade de métodos voltados para o cálculo da capacidade de transmissão. Muito deles se baseiam apenas no desempenho do sistema em regime permanente, ou seja, na segurança estática da rede. Por outro lado, outras publicações apresentam metodologias para a determinação dos limites de transferência de potência considerando também aspectos dinâmicos do

sistema. Neste caso, a grande parte dos trabalhos tem como foco a garantia da estabilidade transitória. No entanto, alguns deles se concentram nas questões ligadas à estabilidade de tensão e à estabilidade a pequenos sinais.

Com o desenvolvimento das técnicas de inteligência artificial, incluindo os sistemas de inferência *fuzzy*, as redes neurais artificiais e as árvores de decisão, muitos trabalhos também vêm sendo elaborados fazendo uso desses recursos.

Outra linha também explorada é a que dá um tratamento probabilístico à capacidade de transmissão.

As próximas seções fazem uma revisão da bibliografia disponível.

2.2.1 Métodos de Cálculo Baseados no Desempenho em Regime Permanente

Com o objetivo de acelerar o processo computacional, principalmente nos casos onde os limites de transferência de potência precisam ser constantemente atualizados, diversos trabalhos têm focado o cálculo da capacidade de transmissão utilizando apenas como critério o desempenho do sistema em regime permanente. Nestes casos, as questões associadas à estabilidade transitória, de tensão ou a pequenos sinais não são avaliadas e são utilizadas ferramentas de análise de regime permanente, especialmente o fluxo de potência linearizado, o fluxo de potência convencional e o fluxo de potência ótimo [48]-[54].

As abordagens mais simples se baseiam nos modelos do fluxo de potência linearizado [55], onde a circulação de potência reativa e as variações de tensão não são consideradas. É o caso do método apresentado por G.C. Ejebe et al. em [48], que considera apenas os limites térmicos dos circuitos e utiliza três conjuntos de sensibilidades lineares para o cálculo do limite de transmissão: o fator de distribuição para o deslocamento de geração, o fator de distribuição para o deslocamento de ramo e o fator de distribuição de transferência de potência.

Weixing Li et al. [49] utilizam o fluxo de potência ótimo com restrições de segurança [50] resolvido através do método de decomposição de Benders [51]. Para melhorar o desempenho computacional, é inserido, no método de decomposição, um esquema paralelo de solução para as contingências.

M.H. Gravener et al. [52] combinam o fluxo de potência desacoplado com o fluxo de potência convencional para o cálculo dos limites de transmissão. É proposto um algoritmo de busca generalizado, onde o fluxo de carga é repetidamente calculado, conduzindo ao valor da máxima transferência de potência. Durante o cálculo, são considerados os limites térmicos e de tensão.

S. Grijalva et al. [53] propõem o cálculo da capacidade de transferência através de um algoritmo de fluxo de potência linearizado modificado, onde são incluídos os fluxos de potência reativa. A referência mostra que a desconsideração dos fluxos de potência reativa pode provocar erros significativos nos valores dos limites de intercâmbio.

Em [54], Xiao-Ping Zhang descreve um método baseado fluxo de potência ótimo com restrições de segurança onde, além dos limites térmicos e de tensão, é possível modelar controladores FACTS. O trabalho mostra que quando o controle corretivo é considerado, pode-se aumentar a transferência de potência.

2.2.2 Métodos de Cálculo Baseados no Desempenho Dinâmico

O cálculo da capacidade de transmissão com foco único e exclusivo no desempenho de regime permanente pode levar a resultados não conservativos. De fato, quando apenas a segurança estática é avaliada, podem ser encontrados limites inseguros do ponto de vista dinâmico, o que significa que a prática de tais valores poderá acarretar em sérios danos à operação. Embora a transferência de potência possa ser limitada pela segurança estática, em geral, ocorre exatamente o oposto. Normalmente, a limitação está relacionada com os aspectos da estabilidade do sistema.

Com esta preocupação em mente, algumas linhas de pesquisa apontam para o desenvolvimento de ferramentas ou métodos capazes de considerar algum aspecto da segurança dinâmica na determinação dos limites de transferência [56]-[68].

I.A. Hiskens et al. [56] propuseram o termo “capacidade de transmissão disponível dinâmica” (*Dynamic ATC*), destacando a importância em considerar, não só as condições de regime permanente nos períodos pré e pós-defeito, mas avaliar também se o sistema é capaz de passar de maneira segura de um estado para o outro. O trabalho destaca a necessidade em utilizar algoritmos de solução rápidos nas aplicações de tempo-real.

A preocupação com a estabilidade transitória tem sido explorada por alguns grupos de pesquisa. No trabalho desenvolvido nas referências [57], [58] e [59], o fluxo de potência ótimo é combinado com o método SIME (*Single Machine Equivalent*) para calcular a capacidade de transmissão em um ambiente de tempo-real. O SIME, descrito em detalhes em [21], é um método híbrido de avaliação da estabilidade transitória que transforma a trajetória de um sistema multimáquina, dada por um programa de simulação no tempo, na trajetória de um sistema “máquina x barra infinita” equivalente.

K. Morison et al. [60] também utilizam um método híbrido para avaliação da estabilidade transitória aplicável ao cálculo da capacidade de transmissão.

Em [61], os autores descrevem uma ferramenta para avaliação da segurança em tempo-real que possui, dentre outras funcionalidades, o cálculo de limites seguros em corredores de transmissão. A ferramenta faz uso de métodos de simulação com passo e ordem de integração variáveis, funções de energia, entre outros.

Em [62], os autores formulam um problema de otimização que inclui restrições associadas à estabilidade transitória. Tais restrições são escritas a partir da discretização do conjunto de equações algébrico-diferenciais que modelam o sistema elétrico.

No caso da estabilidade de tensão, estão disponíveis diversos trabalhos na literatura. A grande maioria dos métodos encontrados faz uso do fluxo de potência continuado e de outras técnicas de análise baseadas nas curvas P-V e Q-V, mantendo a modelagem estática do sistema. Como exemplos, pode-se citar os trabalhos apresentados em [63]-[67]. Outros desenvolvimentos, como [60], estimulam o uso da técnica de simulação rápida para avaliação da estabilidade de tensão. Desta forma, os limites de transferência, do ponto de vista da estabilidade de tensão, podem ser obtidos com base em uma modelagem mais detalhada dos elementos do sistema.

O problema da estabilidade a pequenos sinais, do ponto de vista da máxima capacidade de transmissão, é pouco mencionado na literatura. Na referência [68], é proposta uma estratégia para aumentar os limites de transmissão baseada na estabilidade a pequenas perturbações.

2.2.3 Métodos de Cálculo Baseados em Técnicas Inteligentes

A aplicação de técnicas de inteligência artificial para o cálculo da capacidade de transmissão é interessante pois pode acumular o conhecimento de situações anteriores e

da própria experiência dos operadores ou especialistas em uma rede específica. Com o auxílio de informações de caráter heurístico, é possível conhecer antecipadamente locais de atuações em função das condições do ponto de operação analisado. Como exemplo, pode-se citar a manutenção de um determinado nível de tensão em uma barra chave do sistema, um nível de amortecimento mínimo para um modo de oscilação crítico já conhecido, entre outros.

A referência [69] mostra uma metodologia de maximização do intercâmbio construída a partir de regras práticas tiradas do conhecimento dos operadores do sistema. Naquele trabalho, algoritmos de otimização multiobjetivo são integrados com programas comerciais de análise de sistemas de potência com a finalidade de garantir a segurança dinâmica sob os diferentes aspectos da estabilidade.

2.2.4 Capacidade de Transmissão Probabilística

Devido às incertezas ligadas ao comportamento dos sistemas de potência, eventos inesperados, tais como alterações na carga, o desligamento repentino de um circuito ou de um gerador, podem levar a uma redução na capacidade de transmissão. Neste sentido, alguns pesquisadores têm considerado um tratamento estocástico no cálculo dos limites de transferência de potência [70][71].

No caso do tratamento probabilístico da capacidade de transmissão, obtém-se, não um valor limite de transferência, mas uma faixa da capacidade esperada ou ainda uma função densidade de probabilidade da capacidade de transmissão.

Este tema tem maior valor do ponto de vista comercial, já que possibilita a avaliação do risco associado às operações de mercado, ajudando na tomada de decisões dos economistas.

2.3 Tempo Computacional e Análise de Contingências

Um grande problema associado à determinação da capacidade de transmissão diz respeito ao tempo computacional envolvido. Normalmente, há interesse em analisar diferentes cenários nos quais um conjunto de contingências deverá ser considerado.

Dependendo das ferramentas de análise empregadas e do porte do sistema estudado, o custo computacional pode ficar bastante elevado.

A determinação dos limites de intercâmbio deve considerar prováveis contingências no sistema. Um grande esforço computacional pode ser associado à análise e à classificação das inúmeras contingências, principalmente em um sistema de grande porte. Este esforço pode ser agravado se a combinação de múltiplas contingências for também estudada. De fato, a consideração de múltiplas contingências restringirá ainda mais os limites de transferência, embora a probabilidade de ocorrência desses eventos seja bastante reduzida.

Em geral, vem sendo empregado o conhecido critério “ $n - 1$ ”, que estabelece que o sistema deve suportar contingências simples na rede⁵. Desta forma, a rigor, o cálculo da CTT deve envolver todas as contingências potenciais do sistema, tendo como base critério “ $n - 1$ ”. Entretanto, mesmo para sistemas de pequeno porte, a análise de todas as contingências simples ainda é uma tarefa bastante penosa.

De forma a evitar a análise de todas as contingências potenciais do sistema, os estudos são feitos tendo como base uma lista de contingências definida por ordem de severidade. Esta lista é gerada por um filtro de contingências que deve ter a habilidade de selecionar os eventos que merecem ser avaliados com um maior nível de detalhe. Muitas vezes, o filtro de contingências são os próprios especialistas no sistema estudado, que têm como base o conhecimento e a experiência de operação naquela rede.

Embora uma lista de contingências possa ser elaborada baseada na experiência, à medida que os sistemas elétricos passam por alterações (entrada em operação de novas unidades geradoras, expansão da rede de transmissão, aumento de carga, etc.), as contingências antes classificadas como críticas podem não incomodar mais. Da mesma forma, contingências antes inofensivas ao sistema podem, em uma nova configuração da rede, representar situações severas. Assim, o levantamento adequado da lista de contingências deve ser realizado através de métodos matemáticos que indiquem com relativa precisão os eventos mais severos.

Diversas metodologias já foram propostas na literatura para a filtragem e classificação de contingências. Em [73], a filtragem das contingências é realizada através do chamado “critério das áreas iguais modificado”, que divide as máquinas do sistema

⁵ No Brasil, o agente operador tem considerando também o critério “ $n - 2$ ” para linhas de transmissão que compartilham a mesma estrutura (circuito duplo) ou que percorrem a mesma faixa de passagem [72].

em dois grupos em função dos seus desvios angulares e reduz o sistema a uma rede do tipo “máquina x barra infinita”. O critério das áreas iguais [2] é então aplicado sobre esta rede equivalente. Na referência [74], a filtragem e classificação das contingências é realizada com base no método SIME.

Em [75], M. La Scala et al. propõem uma avaliação qualitativa da estabilidade do sistema, de forma a classificar cada contingência como estável ou instável. O diagnóstico da estabilidade transitória é feito através do método SLEP (Superfície Limite de Energia Potencial) e o processo é agilizado através da utilização de processamento paralelo.

A aplicação de técnicas inteligentes para diminuir o tempo de simulação e de análise vem sendo bastante explorada. A referência [76] define índices de severidade e utiliza redes neurais para classificar contingências com base nestes índices. Em [77], as redes neurais são aplicadas no ranqueamento de contingências em sistemas de grande porte, baseadas em diversas grandezas da rede (tensões, fluxos, etc.). A utilização de sistemas de inferência *fuzzy* [78] e sistemas híbridos (*neuro-fuzzy*) [79] também vem sendo investigada.

Embora muitos métodos para filtragem de contingências já tenham sido propostos, o problema persiste como uma relação de compromisso entre a precisão, ou seja, a certeza de classificação correta de um determinado evento, e o custo computacional envolvido. O uso de processamento distribuído pode ser uma boa alternativa.

2.4 Considerações Finais

Este capítulo apresentou alguns conceitos fundamentais sobre a capacidade de transmissão de sistemas de potência. Embora este tópico sempre tenha sido foco de preocupação na operação de sistemas interligados, com o processo de desregulamentação sofrido por diversos sistemas elétricos do globo, este tema ganhou importância, incentivando o surgimento de várias linhas de pesquisa.

Foi visto que, embora muitos trabalhos tenham como preocupação a segurança estática do sistema, a consideração dos aspectos da segurança dinâmica é fundamental para o cálculo preciso dos limites de transferência de potência.

A estabilidade transitória tem sido explorada pela grande maioria dos trabalhos que abordam questões de natureza dinâmica. No entanto, a avaliação da estabilidade de tensão e da estabilidade a pequenos sinais também é importante. Foram apresentados alguns conceitos relacionados à modelagem e técnicas de análise destas diferentes formas de estabilidade.

O capítulo apresentou ainda uma revisão bibliográfica referente aos métodos de cálculo da capacidade de transmissão em sistemas elétricos. Além das técnicas propriamente ditas, foram discutidos problemas relacionados ao custo computacional envolvido na análise e classificação de contingências.

As técnicas de inteligência artificial aparecem como ferramentas com grande potencial, principalmente em aplicações de tempo-real onde a velocidade de processamento é importante [80][81]. O aproveitamento de técnicas baseadas em redes neurais, sistemas *fuzzy* e árvores de decisão é notado não só para avaliar os diferentes aspectos da segurança, mas também para classificação de contingências, além da indicação de ações preventivas e corretivas. Essas características aparecem como potenciais benefícios para o desenvolvimento de métodos de determinação da capacidade de transmissão.

No Capítulo 3, uma metodologia para o cálculo da capacidade de transmissão em sistemas de potência será apresentada.

Capítulo 3

Metodologia Proposta

Neste capítulo é proposta uma metodologia para o cálculo da capacidade de transmissão em um sistema de potência, objetivo principal desta tese. O método é caracterizado por considerar simultaneamente aspectos da segurança estática e da segurança dinâmica. A Figura 3.1 mostra uma visão geral da metodologia proposta.

O ponto de partida é um caso base que pode ser oriundo da operação em tempo-real ou do ambiente de planejamento. Como premissa, considera-se que o caso base é uma solução factível, ou seja, atende a todos os critérios de segurança do sistema. A partir do caso base, o intercâmbio é maximizado através de um algoritmo de fluxo de potência ótimo (FPO).

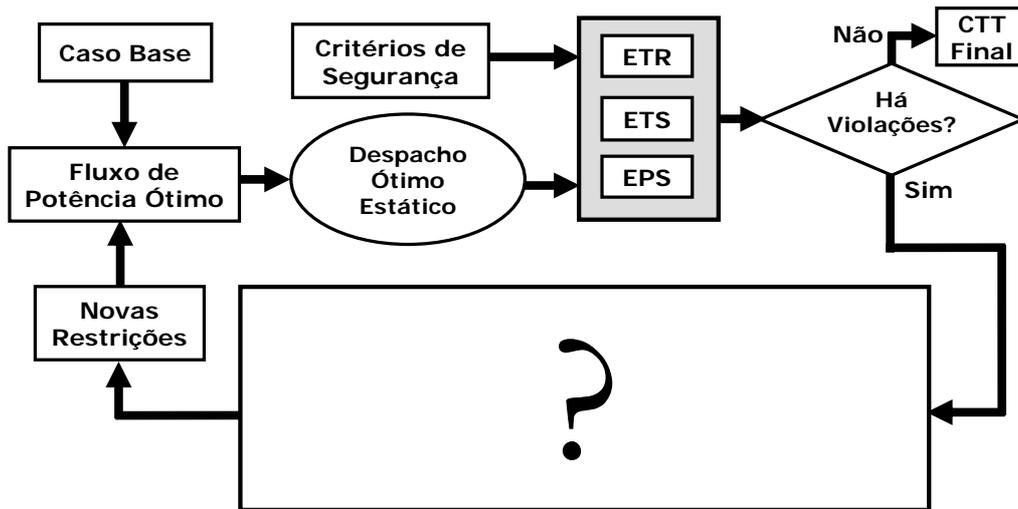


Figura 3.1 – Metodologia proposta: visão geral

O fluxo de potência ótimo é formulado matematicamente como um problema geral de programação não-linear, de acordo com o seguinte formato padrão [82]:

$$\text{Minimize } f(u, x) \quad (\text{III.1})$$

sujeito a:

$$g(u, x) = 0 \quad (\text{III.2})$$

$$h(u, x) \geq 0 \quad (\text{III.3})$$

Onde:

f é a função objetivo;

u, x são as variáveis de controle e as variáveis dependentes, respectivamente.

As equações representadas por (III.2) são as chamadas restrições de igualdade que, no FPO, são as equações do problema de fluxo de potência. As inequações representadas por (III.3) são as chamadas restrições de desigualdade que, no FPO, são os limites das variáveis de controle e os limites operacionais do sistema.

No caso do FPO para o cálculo da capacidade de transmissão, tem-se a seguinte formulação:

$$Máx \left\{ \sum_{rs \in cli} F_{rs} \right\} \quad (III.4)$$

sujeito a:

$$P_i = \sum_{j \in \Omega_i} V_i V_j [G_{ij} \cos \delta_{ij} + B_{ij} \sin \delta_{ij}], \quad i \in N \quad (III.5)$$

$$Q_i = \sum_{j \in \Omega_i} V_i V_j [G_{ij} \sin \delta_{ij} - B_{ij} \cos \delta_{ij}], \quad i \in N \quad (III.6)$$

$$P_k^{mín} \leq P_k \leq P_k^{máx}, \quad k \in G \quad (III.7)$$

$$Q_k^{mín} \leq Q_k \leq Q_k^{máx}, \quad k \in G \quad (III.8)$$

$$V_n^{mín} \leq V_n \leq V_n^{máx}, \quad n \in N \quad (III.9)$$

$$S_c \leq S_c^{máx}, \quad c \in C \quad (III.10)$$

Onde:

F_{rs} é o fluxo de potência ativa nos circuitos que interligam as barras (ou áreas) r e s ;

cli é o conjunto das linhas de interligação entre os sistemas de interesse;

P_i é a potência ativa injetada na barra i ;

Q_i é a potência reativa injetada na barra i ;

N é o conjunto de todas as barras do sistema;

V_i é o módulo da tensão terminal da barra i ;

G_{ij} e B_{ij} são os elementos da matriz de admitâncias do sistema;

Ω_i é o conjunto das barras adjacentes à barra i , incluindo a barra i ;

δ_{ij} é a diferença angular entre as tensões terminais nas barras i e j ;

G é o conjunto de barras de geração;

S_c é a potência aparente que flui no circuito c ;

C é o conjunto de todos os circuitos do sistema.

A função objetivo, representada pela equação (III.4), busca maximizar o somatório dos fluxos de potência ativa nas linhas de interligação entre as áreas ou subsistemas de interesse. As equações (III.5) e (III.6) são as equações da rede (injeções de potência ativa e reativa, respectivamente).

As inequações representam os limites de geração (inequações (III.7) e (III.8)) e os limites de segurança estática do sistema: limites de tensão (inequação (III.9)) e limites térmicos (inequação (III.10)).

Durante o processo de otimização, a carga do sistema é mantida constante e a transferência de potência é maximizada através de redespachos de potência ativa. O resultado obtido após a otimização é a chamada “capacidade de transmissão estática” ou “despacho ótimo estático” (Figura 3.1), já que não há garantias de que o perfil de geração determinado pela otimização é seguro do ponto de vista dinâmico.

Neste momento, o resultado fornecido pelo FPO é avaliado do ponto de vista da segurança dinâmica. Esta avaliação inclui, em sua forma mais completa, a estabilidade transitória (ETR) a estabilidade de tensão (ETS) e a estabilidade a pequenos sinais (EPS). Conforme indica a Figura 3.1, a avaliação da segurança dinâmica é realizada com base em alguns critérios predefinidos. Note-se que a metodologia não estabelece ou fixa tais critérios, nem mesmo a forma de avaliação da segurança. Assim, podem ser utilizados os mais variados critérios e diferentes técnicas de avaliação da segurança. Dependendo dos critérios e das técnicas empregadas, esta etapa pode envolver vários métodos de análise ou ferramentas computacionais, dentre elas a simulação completa no domínio do tempo, a simulação rápida e técnicas de análise modal.

Se, após a avaliação da segurança dinâmica, não são encontradas violações relativas aos critérios predefinidos (Figura 3.1), considera-se que a capacidade total de transmissão foi encontrada. Por outro lado, caso haja violações, alguma medida deve ser considerada no sentido de tentar encontrar um perfil de geração seguro, não só do ponto de vista estático, mas também do ponto de vista da dinâmica do sistema. Na metodologia proposta, isso é feito através da inclusão de restrições adicionais no problema de

otimização (Figura 3.1). A formulação dessas novas restrições pode utilizar métodos simplificados, como por exemplo a simples limitação do intercâmbio, ou ser feita com base em sistemas inteligentes. Estes métodos serão descritos nas próximas seções.

Todo o processo mostrado na Figura 3.1 é repetido até que a máxima transferência (segura) seja encontrada. Espera-se que, em situações críticas, o método seja convergente para a condição do caso base. Além disso, se desejável, os critérios de segurança podem ser relaxados em benefício de intercâmbios mais elevados.

3.1 Método Simplificado

Um procedimento bastante simples na tentativa de encontrar um perfil de geração seguro é a inclusão de uma restrição que limite o intercâmbio entre as duas áreas em questão. Ou seja, adota-se uma regra simplificada que diz que “se o sistema não for seguro, limite o intercâmbio”, como indica a Figura 3.2.

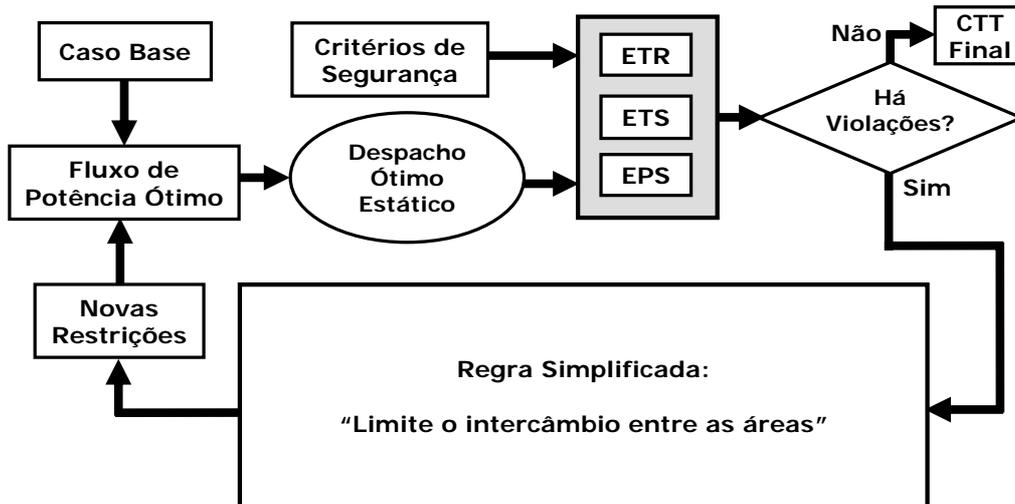


Figura 3.2 – Metodologia proposta: solução simplificada

Dizer que o sistema não é seguro significa dizer que algum critério de segurança não foi respeitado, podendo este estar associado à estabilidade transitória, de tensão ou a pequenos sinais. Neste caso, o intercâmbio pode ser limitado a um percentual relativo ao valor obtido na última otimização. Este percentual deve ser escolhido com cautela, já que valores elevados devem acarretar em um maior número de iterações e, valores demasiadamente baixos devem levar a resultados ineficientes.

Com o método simplificado, não há nenhuma orientação ou pista sobre o fator limitante da transmissão. Entretanto, em muitas situações, este pode ser o único artifício disponível para calcular o limite de intercâmbio, principalmente quando não há um profundo conhecimento do sistema elétrico estudado.

3.2 Métodos Baseados em Sistemas Inteligentes

No lugar do método simplificado, pode-se utilizar métodos baseados em sistemas inteligentes. Um sistema inteligente tem como principal função identificar e indicar os pontos mais fracos do sistema no que diz respeito à maximização da potência transmitida.

A idéia de utilizar sistemas inteligentes é tentar encontrar um perfil de geração seguro sem necessariamente ou diretamente limitar o intercâmbio, como no caso do método simplificado.

A Figura 3.3 indica alguns elementos que podem estar envolvidos em um sistema inteligente.

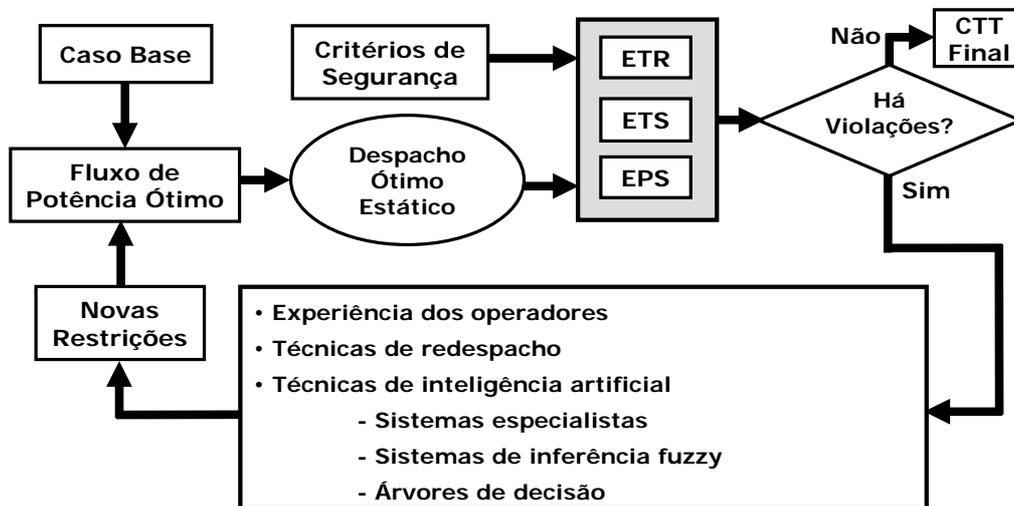


Figura 3.3 – Metodologia proposta: sistemas inteligentes

As novas restrições podem ser formuladas tendo como base regras provenientes da experiência dos operadores do sistema em questão. Neste caso, é necessário um bom conhecimento do comportamento dinâmico do sistema.

A utilização de técnicas de redespacho também pode ser útil na formulação das

novas restrições. Estas técnicas usam o redespacho orientado de potência ativa para melhorar o desempenho dinâmico do sistema. A literatura técnica é bastante rica em técnicas de redespacho de potência ativa, principalmente para problemas associados à estabilidade angular. O Capítulo 4 faz uma revisão bibliográfica desses métodos.

A Figura 3.3 indica ainda a aplicação de técnicas de inteligência artificial, tais como os sistemas especialistas, os sistemas de inferência *fuzzy* e as árvores de decisão.

A próxima seção dará uma visão geral do sistema inteligente utilizado neste trabalho. Basicamente, as novas restrições para o FPO são formuladas com base em técnicas de redespacho de potência ativa associadas a um sistema de inferência *fuzzy*. Uma descrição mais profunda de cada elemento do sistema inteligente utilizado será feita nos capítulos seguintes.

3.2.1 Visão Geral do Sistema Inteligente Adotado

O sistema inteligente adotado nesta tese utiliza técnicas de redespacho de potência ativa em conjunto com um sistema de inferência *fuzzy*. Na Figura 3.4, podem ser vistos os três blocos principais que compõem o sistema inteligente sugerido.

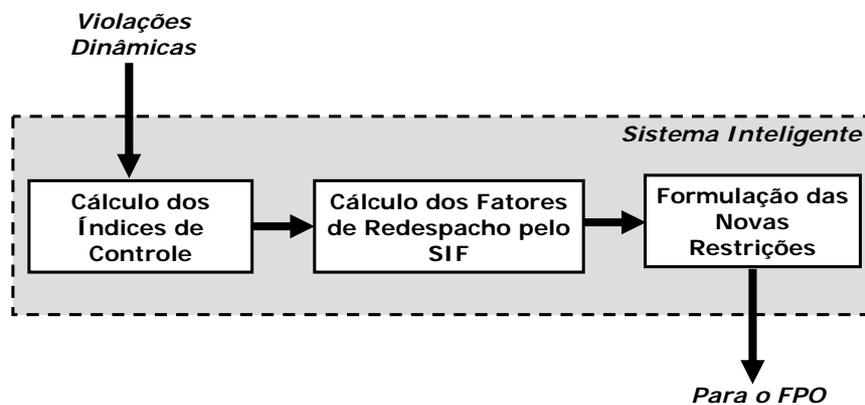


Figura 3.4 – Principais módulos do sistema inteligente adotado

O primeiro bloco é responsável pelo cálculo dos chamados “índices de controle”. Os índices de controle são números que apontam uma direção e um peso a ser dado para o redespacho de cada gerador do sistema, objetivando a melhoria do desempenho dinâmico da rede. Como será mostrado no Capítulo 4, esses índices de controle são obtidos a partir de técnicas de redespacho de potência ativa propostas na literatura. Tais

técnicas consideram separadamente os diferentes aspectos da segurança dinâmica aqui abordados (estabilidade transitória, de tensão e a pequenos sinais).

O segundo bloco do sistema inteligente (Figura 3.4) é composto essencialmente por um sistema de inferência *fuzzy* (SIF). Como será visto no Capítulo 5, o SIF é utilizado como mecanismo de agregação dos índices de controle fornecidos pelo bloco inicial. Esta agregação é necessária para combinar os índices de controle associados à estabilidade transitória, à estabilidade de tensão e à estabilidade a pequenos sinais, produzindo um único fator de redespacho para cada gerador do sistema. Assim como os índices de controle, o fator de redespacho indica uma direção e um peso relacionado ao redespacho de cada máquina do sistema, visando a melhoria da segurança. Entretanto, o fator de redespacho é calculado pelo SIF, levando em consideração simultaneamente os diferentes aspectos da avaliação dinâmica. O Capítulo 5 mostrará em detalhes as características do SIF e a forma de obtenção dos fatores de redespacho.

Finalmente, o terceiro e último bloco do sistema inteligente (Figura 3.4) recebe os fatores de redespacho calculados na segunda etapa e, em função deles, estabelece as novas restrições para o FPO. As novas restrições nada mais são do que a limitação da geração em determinadas usinas do sistema. Esta limitação pode ser de geração mínima ou máxima, dependendo da localização do gerador (área importadora ou área exportadora, respectivamente) e obviamente do fator de redespacho. Os detalhes da formulação das novas restrições também serão apresentados no Capítulo 5.

A Figura 3.5 ilustra o diagrama de blocos da metodologia proposta para o cálculo da capacidade de transmissão, considerando o sistema inteligente adotado neste trabalho.

3.3 Utilização de Ferramentas Integradas

As seções anteriores apresentaram a metodologia proposta para o cálculo da capacidade de transmissão. Este cálculo pode ser feito utilizando tanto um método simplificado (Seção 3.1) como um método inteligente (Seção 3.2).

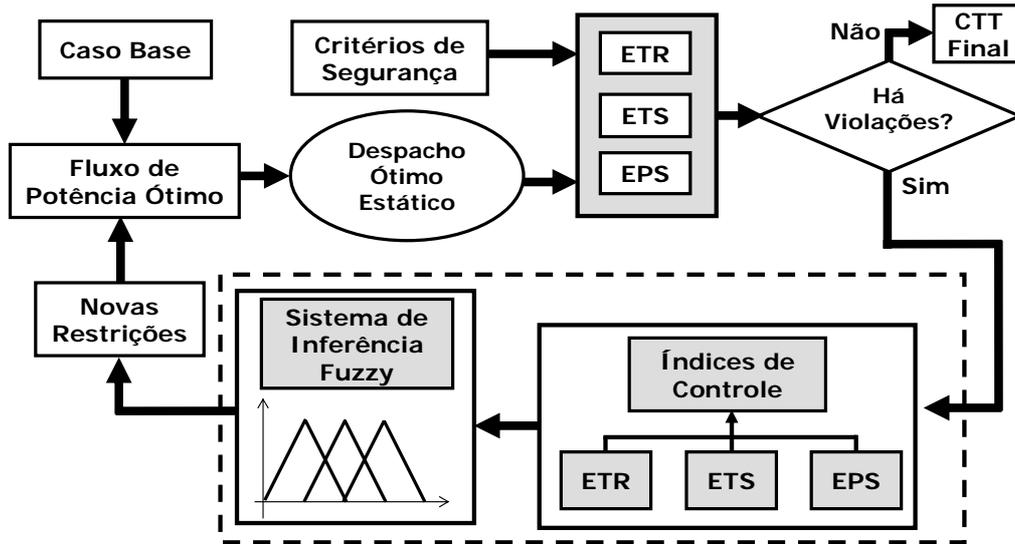


Figura 3.5 – Metodologia proposta: sistema inteligente adotado

Como ficará mais claro adiante, o processo de cálculo da capacidade de transmissão faz uso de diferentes ferramentas computacionais. Essas ferramentas incluem, além do próprio fluxo de potência ótimo, o fluxo de potência convencional, o cálculo de autovalores (análise modal), a simulação completa no domínio do tempo e a técnica de simulação rápida (quase-estática). Essas ferramentas de análise são utilizadas na etapa de avaliação da segurança (ETR, ETS e EPS) e também para o cálculo dos índices de controle utilizados no método inteligente.

A metodologia proposta (método simplificado e inteligente) foi implementada em uma estrutura computacional voltada para análise de sistemas elétricos que tem como principal característica a integração de diferentes ferramentas compartilhando uma base de dados comum. A utilização de um ambiente integrado trouxe vários benefícios para a implementação, possibilitando inclusive tornar o processo de cálculo totalmente automático. Todas as características da estrutura computacional utilizada e da implementação propriamente dita serão descritas no Capítulo 6.

3.4 Análise e Tratamento de Múltiplas Contingências

No Capítulo 2, foi enfatizada a necessidade da consideração de contingências no sistema para a adequada determinação da capacidade de transmissão, ou seja, de limites seguros.

Um limite seguro é aquele que garante a boa operação mesmo na ocorrência de defeitos no sistema.

Neste ponto, é importante distinguir “contingência” de “cenário em contingência”. Uma contingência é um evento inesperado associado a um defeito na rede elétrica, como é o caso de um curto-circuito seguido do desligamento de uma linha de transmissão. Um cenário em contingência normalmente está associado a um período de tempo predeterminado, em geral relacionado a manutenções preventivas ou corretivas. Neste caso, sabe-se antecipadamente que a rede elétrica operará sem um determinado elemento e, com esta nova (precária) configuração, o sistema deve ainda suportar defeitos inesperados (contingências). Na metodologia proposta para o cálculo da capacidade de transmissão não foram incluídos cenários em contingência, o que poderá ser feito em futuros desenvolvimentos.

O esquema aqui proposto para o cálculo dos limites de transmissão supõe que uma lista com as piores contingências para o sistema é conhecida. Esta lista pode ser gerada a partir das técnicas de seleção ou filtragem de contingências como aquelas citadas no Capítulo 2 ou mesmo com base na experiência de operação do sistema em questão. De posse da lista com os eventos mais severos, o cálculo da capacidade de transmissão é realizado considerando-se cada contingência isoladamente e o limite final é o menor valor encontrado. O esquema da Figura 3.6 ilustra este tratamento.

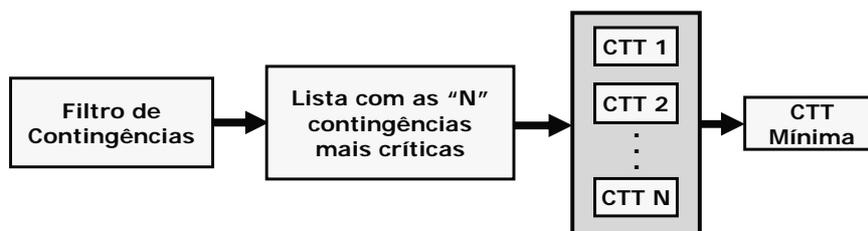


Figura 3.6 – Consideração de múltiplas contingências

Supõe-se ainda que o caso base, ponto de partida do processo de cálculo, deve ser seguro para todas as contingências consideradas.

3.5 Considerações Finais

Este capítulo apresentou uma metodologia para o cálculo da capacidade de transmissão em sistemas de potência. A metodologia se caracteriza por considerar simultaneamente aspectos da segurança estática e dinâmica do sistema.

Basicamente, o método consiste em maximizar a transferência de potência entre as áreas de interesse através de um FPO. A partir daí, a segurança dinâmica do sistema é avaliada e, caso haja violação de um ou mais critérios, novas restrições são incluídas no problema de otimização na tentativa de obter um perfil de geração seguro.

A inclusão das novas restrições pode ocorrer através de um método simplificado, onde o intercâmbio entre as regiões de interesse é limitado, ou através de sistemas inteligentes. O sistema inteligente aqui proposto combina técnicas de redespacho com um sistema de inferência *fuzzy*.

A metodologia proposta parte de um caso base onde todos os critérios de segurança são respeitados. Assim, espera-se que, nos casos mais desfavoráveis, o método convirja para uma solução próxima da condição do caso base. Entretanto, ao longo do processo de cálculo, pode ser considerado um relaxamento dos critérios de segurança em favor da maximização do intercâmbio.

Algumas propostas para cálculo da capacidade de transmissão baseadas no fluxo de potência ótimo têm como diferencial a inclusão de restrições de estabilidade no problema de otimização [83]. Normalmente, apenas a estabilidade transitória é observada e as restrições são formuladas com base nas equações de oscilação dos geradores. Ao contrário, a proposta desta tese é a inclusão de simples restrições de limitação de geração com base em indicadores (índices de controle) advindos de técnicas de redespacho.

O Capítulo 4 fará uma descrição das técnicas de redespacho de potência ativa adotadas para composição do sistema inteligente proposto.

Capítulo 4

Técnicas Adotadas no Redespacho de Potência Ativa

A metodologia proposta no Capítulo 3 está baseada em técnicas que deverão indicar a melhor direção para o redespacho de potência ativa. Além disso, a metodologia pressupõe que, para as diferentes formas de estabilidade (transitória, de tensão e a pequenos sinais), diferentes direções de redespacho poderão ser apontadas. Este capítulo traz uma revisão de alguns métodos disponíveis na literatura técnica para esta tarefa. Em geral, tais métodos foram originalmente desenvolvidos com o objetivo de realizar um controle preventivo. Ou seja, uma vez identificados problemas de segurança, um redespacho é definido para melhorar o desempenho do sistema.

Deve ficar claro que a metodologia proposta no Capítulo 3 independe da técnica de redespacho utilizada, da própria forma de avaliação e dos critérios das diferentes formas de estabilidade. Não se pretende aqui apontar o melhor ou o mais eficaz método de redespacho, já que uma investigação mais detalhada destas técnicas não faz parte dos objetivos desta tese. As opções implementadas foram escolhidas por apresentarem resultados satisfatórios e, principalmente, pela simplicidade de implementação.

A estabilidade transitória, de tensão e a pequenos sinais são abordadas separadamente nas seções seguintes. Serão apresentadas com um maior nível de detalhamento as técnicas efetivamente adotadas nesta tese, já considerando algumas eventuais adaptações para a presente aplicação. Em seguida, um pequeno exemplo de cada método é mostrado.

4.1 Estabilidade Transitória

4.1.1 Revisão Bibliográfica

A estabilidade transitória é talvez o problema mais estudado no tocante ao desempenho dinâmico dos sistemas de potência. Existe uma quantidade enorme de publicações dedicadas à melhoria da estabilidade transitória e esses trabalhos têm em comum o fato de buscarem soluções através do redespacho de potência ativa.

Muitas linhas de pesquisas utilizam o cálculo de sensibilidades para indicar a melhor maneira de realizar o redespacho [84]-[87]. Em [84], K.N. Shubhanga et al. propõem uma metodologia na qual o redespacho é determinado em função da sensibilidade da margem de energia do sistema em relação à geração em cada usina. O método, desenvolvido inicialmente considerando a modelagem clássica do sistema, é estendido para aplicações onde modelos detalhados são empregados.

J.A. Momoh et al. [85] também fazem uso da sensibilidade da margem de energia em relação à geração e propõem uma alternativa para o tratamento de sistemas multi-áreas. O método combina as sensibilidades com fatores de distribuição de deslocamento de geração para garantir um redespacho adequado.

No método proposto por Wenping Li et al. [86], são definidos índices de desempenho, que são funções da trajetória, ao longo do tempo, dos ângulos dos rotores das máquinas. O método se baseia na idéia de que, para casos estáveis, o ângulo do rotor de cada máquina se moverá de forma coerente com o centro de massa do sistema. Por outro lado, nos casos instáveis, os ângulos dos rotores de algumas máquinas se afastarão do centro de massa. Com base nos índices de desempenho, determina-se a máquina crítica e em seguida as sensibilidades do ângulo do rotor desta máquina em relação à potência gerada em casa usina do sistema. Essas sensibilidades identificam a direção para o redespacho ativo.

Na referência [87], K.W. Chan et al. utilizam um método híbrido, onde a simulação no domínio do tempo é combinada com o método do critério das áreas iguais estendido (CAIE). Uma técnica heurística é adotada para identificar o conjunto de máquinas críticas que deverão ter a geração reduzida.

Em [21] M. Pavella et al. mostram como o método SIME pode ser utilizado para um eficiente redespacho preventivo à instabilidade transitória.

Alguns pesquisadores têm se dedicado em melhorar as técnicas de redespacho incorporando ferramentas de inteligência artificial como as redes neurais [24][88]-[90] e a lógica *fuzzy* [91].

4.1.2 Descrição da Metodologia Utilizada

A técnica de redespacho adotada nesta tese está baseada na formulação apresentada na referência [92]. Aquele trabalho propõe um método de redespacho fundamentado no conceito do aumento da coerência entre os geradores. A metodologia tem como base a idéia de que, aproximando a taxa de variação da velocidade das diversas máquinas de um sistema, a margem de estabilidade transitória aumenta. Na situação limite, se todos os geradores tiverem exatamente a mesma taxa de variação de velocidade, o sistema seria de fato estável. Ou seja, a igualdade na taxa de variação da velocidade de todas as máquinas síncronas de um sistema é uma condição suficiente para a estabilidade [92].

A Figura 4.1, reproduzida a partir de [92], mostra as velocidades dos rotores dos geradores de um determinado sistema, considerando a ocorrência de um curto-circuito.

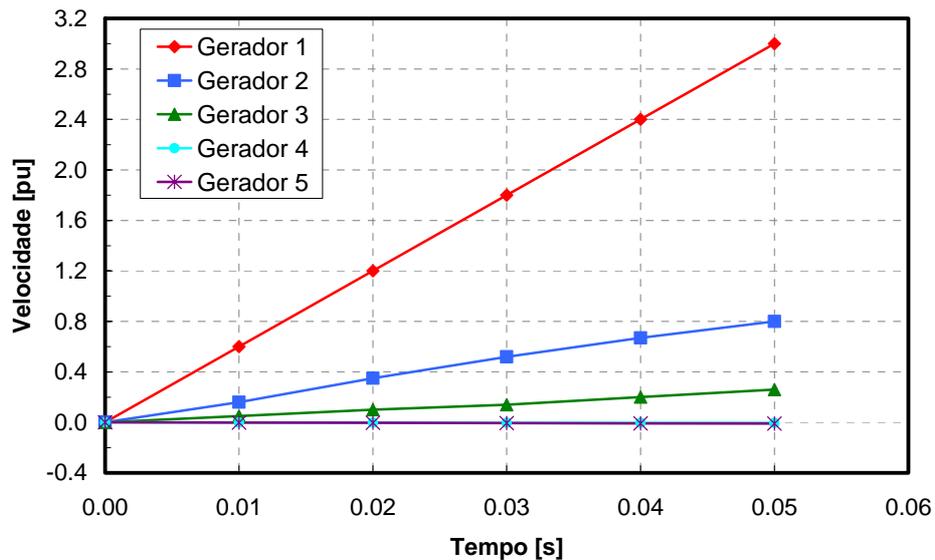


Figura 4.1 – Velocidades antes do redespacho

Após o redespacho, com o qual é obtida melhoria da margem de estabilidade transitória [92], a coerência entre os geradores aumenta, como pode ser visto na Figura 4.2.

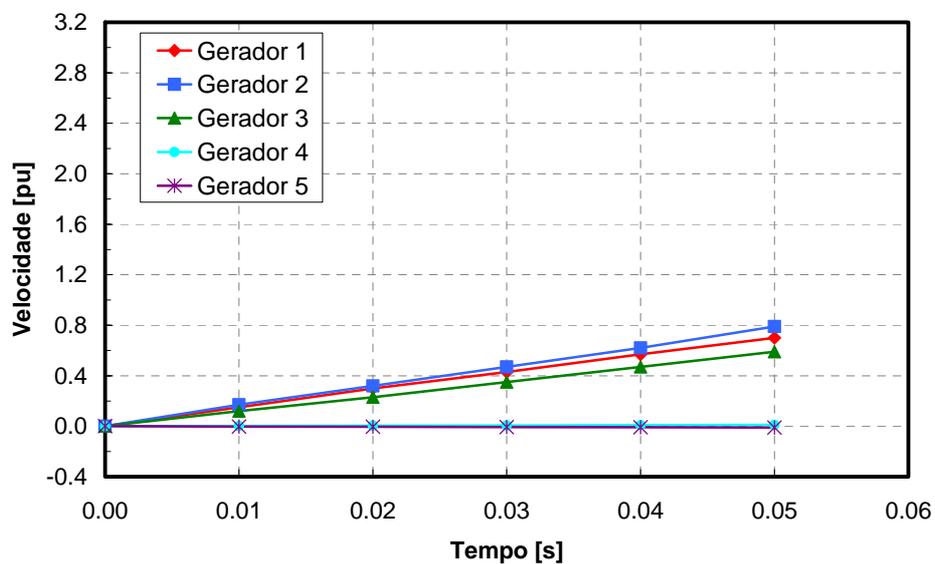


Figura 4.2 – Velocidades após o redespacho

A formulação proposta em [92] utiliza resultados de simulação passo a passo no domínio do tempo e considera as seguintes suposições:

- Na ocorrência de um defeito, durante o período transitório, a taxa de variação da velocidade do rotor de cada gerador fica constante até o momento de eliminação do defeito;
- Após o redespacho, não há alteração da carga;
- O montante total de geração não é alterado após o redespacho.

Embora as afirmativas acima não sejam rigorosamente verdadeiras do ponto de vista matemático e representem de fato simplificações, os resultados apresentados em [92] são bastantes satisfatórios na aplicação do método para melhoria da estabilidade transitória. Além disso, nesta tese, o método proposto em [92] será utilizado apenas para indicar uma direção de redespacho que conduza a um cenário melhor do ponto de vista da estabilidade transitória. Assim, a falta de uma maior rigidez matemática não trouxe problemas. A seguir é mostrado um resumo do método empregado.

Considere que a dinâmica do i -ésimo gerador de um determinado sistema possa ser modelada por:

$$M_i \cdot \dot{\omega}_i = Pm_i - Pe_i \quad (\text{IV.1})$$

$$\dot{\delta}_i = \omega_i \quad (\text{IV.2})$$

Onde:

M_i é a constante de inércia do i -ésimo gerador;

ω_i é a velocidade do rotor do i -ésimo gerador;

Pm_i é a potência mecânica do i -ésimo gerador;

Pe_i é a potência elétrica do i -ésimo gerador;

δ_i é o ângulo do rotor do i -ésimo gerador.

Nas equações (IV.1) e (IV.2), o ângulo e a velocidade são dados em relação à referência síncrona. Para obter essas grandezas com relação ao centro de inércia do sistema, deve-se calcular:

$$\tilde{\delta}_i = \delta_i - \delta_0 \quad (IV.3)$$

$$\tilde{\omega}_i = \omega_i - \omega_0 \quad (IV.4)$$

Onde:

$\tilde{\delta}_i$ é o ângulo do rotor do i-ésimo gerador em relação ao centro de inércia do sistema;

$\tilde{\omega}_i$ é a velocidade do rotor do i-ésimo gerador em relação ao centro de inércia do sistema;

δ_0 é o ângulo do centro de inércia do sistema;

ω_0 é a velocidade do centro de inércia do sistema;

Por definição, as coordenadas do centro de inércia são obtidas por [1]:

$$\delta_0 = \frac{1}{M_T} \cdot \sum_{i=1}^{NG} (M_i \cdot \delta_i) \quad (IV.5)$$

$$\omega_0 = \frac{1}{M_T} \cdot \sum_{i=1}^{NG} (M_i \cdot \omega_i) \quad (IV.6)$$

Onde:

NG é o número total de geradores no sistema;

M_T é somatório das constantes de inércia de todos os geradores, ou seja:

$$M_T = \sum_{i=1}^{NG} M_i \quad (IV.7)$$

As equações (IV.1) (IV.2) podem ser reescritas de maneira a fornecer o comportamento dinâmico do i-ésimo gerador em relação ao centro de inércia do sistema. Combinando (IV.3) e (IV.4) com (IV.1) e (IV.2), tem-se:

$$M_i \cdot (\ddot{\tilde{\omega}}_i + \dot{\omega}_0) = Pm_i - Pe_i \quad (IV.8)$$

$$\left(\ddot{\tilde{\delta}}_i + \dot{\delta}_0 \right) = \ddot{\tilde{\omega}}_i + \omega_0 \quad (IV.9)$$

Ou ainda:

$$M_i \cdot \ddot{\tilde{\omega}}_i = Pm_i - Pe_i - M_i \cdot \dot{\omega}_0 \quad (IV.10)$$

$$\dot{\tilde{\delta}}_i = \tilde{\omega}_i \quad (IV.11)$$

Combinando com (IV.6), chega-se a:

$$M_i \cdot \ddot{\tilde{\omega}}_i = Pm_i - Pe_i - \frac{M_i}{M_T} \cdot \left[\sum_{i=1}^{NG} (M_i \cdot \dot{\omega}_i) \right] \quad (IV.12)$$

$$\dot{\tilde{\delta}}_i = \tilde{\omega}_i \quad (IV.13)$$

As equações (IV.12) e (IV.13) fornecem as dinâmicas do i-ésimo gerador do sistema em relação ao centro de inércia do sistema.

O método de redespacho utilizado tenta aproximar as taxas de variação das velocidades das máquinas do sistema, ou seja, fazer com que as máquinas se movam em uma mesma direção. Com base nas equações (IV.12) e (IV.13) e, considerando as simplificações já descritas, podem ser obtidas as equações que fornecem os novos valores de geração para cada máquina. Estas equações são mostradas a seguir. Os detalhes do desenvolvimento matemático não serão apresentados aqui, mas podem ser consultados em [92].

Inicialmente, é determinado o novo valor de geração para uma primeira máquina qualquer ($i = 1$). Em seguida, obtém-se valor de geração para as demais máquinas ($i > 1$) em função do valor calculado para a primeira:

$$Pm_i^S = \frac{Pm_i + \frac{Pm_i}{M_i} \cdot \sum_{k=2}^{NG} M_k + \sum_{k=2}^{NG} \left[M_k \cdot \left(\frac{\tilde{\omega}_k - \tilde{\omega}_i}{t_r} \right) \right]}{1 + \frac{1}{M_i} \cdot \sum_{k=2}^{NG} M_k}, \text{ para } i = 1 \quad (\text{IV.14})$$

$$Pm_i^S = \frac{M_i}{M_1} \cdot (Pm_1^S - Pm_1) - M_i \cdot \left(\frac{\tilde{\omega}_i - \tilde{\omega}_1}{t_r} \right) + Pm_i, \text{ para } i > 1 \quad (\text{IV.15})$$

Onde:

Pm_i^S é o novo valor da potência mecânica;

t_r é o tempo de simulação considerado para o redespacho.

As equações acima mostram que o novo valor de geração depende somente do despacho original, das constantes de inércia dos geradores e da velocidade das máquinas no tempo de simulação considerado para o redespacho. Os dois parâmetros iniciais são constantes. As velocidades das máquinas são obtidas através da simulação passo a passo no domínio do tempo e dependem do tempo de simulação considerado. Quanto maior o tempo, maiores serão as velocidades e também as diferenças entre as velocidades das máquinas, já que as taxas de variação são de forma geral distintas. Para evitar redespachos muito elevados, a referência [92] sugere que, para fins de determinação do redespacho, o tempo de simulação do defeito seja de, no máximo, 50 ms.

O método proposto por [92] determina o novo despacho de cada máquina pelas equações (IV.14) e (IV.15). Aqui, estes novos valores de geração servirão somente para indicar a direção do redespacho. Desta forma, define-se um “índice de direção” como sendo a diferença entre a geração proposta pelo método de redespacho descrito e a geração inicial de cada máquina. Ou seja:

$$\text{Índice de Direção}_i = Pm_i^S - Pm_i \quad (\text{IV.16})$$

Onde:

$\acute{I}ndice\ de\ Dire\c{c}\tilde{a}\tilde{o}_i$ é o índice de direção de redespacho da i -ésima máquina.

Com base no método proposto, pode-se dizer que índices de direção positivos indicam que, quanto maior a geração naquela usina, maior será a coerência entre as máquinas do sistema e, conseqüentemente, maior será a margem de estabilidade transitória. Por outro lado, o aumento da geração em unidades com índices de direção negativos acarretará em uma redução da coerência, reduzindo a segurança do sistema do ponto de vista de estabilidade transitória. Assim, nas máquinas com índices de direção positivos, a geração deverá ser aumentada. Da mesma forma, máquinas com índices de direção negativos deverão ter sua geração reduzida.

A partir dos índices de direção, são definidos “índices de controle para a estabilidade transitória”. Os índices de controle são gerados separando-se os índices de direção em dois grupos: positivos e negativos. Após a separação, os valores são normalizados em relação à soma dos índices de direção dentro de cada um dos grupos. Desta forma, o índice de controle para a estabilidade transitória do i -ésimo gerador de cada grupo é calculado por (IV.17):

$$\acute{I}ndice\ de\ Controle_i^{ETR} = \frac{\acute{I}ndice\ de\ Dire\c{c}\tilde{a}\tilde{o}_i}{\sum_{i=1}^n \acute{I}ndice\ de\ Dire\c{c}\tilde{a}\tilde{o}_i} \quad (IV.17)$$

Onde:

$\acute{I}ndice\ de\ Controle_i^{ETR}$ é o índice de controle de estabilidade transitória do i -ésimo gerador;

n é número total de geradores pertencentes ao grupo do i -ésimo gerador.

Em posse dos índices de controle e definido o montante de potência que se deseja redespachar, os novos valores de geração são calculados através de (IV.18).

$$P_i = P_i^{original} + \acute{I}ndice\ de\ Controle_i^{ETR} \cdot \Delta P \quad (IV.18)$$

Onde:

$P_i^{original}$ é geração do i -ésimo gerador no caso inicial;

ΔP é o montante de geração a ser redespachado.

A seção seguinte mostra a aplicação do método descrito acima para melhoria da estabilidade transitória.

4.1.3 Exemplo de Aplicação do Método

O sistema utilizado para ilustração deste método está baseado em um sistema extraído da referência [93]. A Figura 4.3 mostra seu diagrama unifilar. Todos os dados deste sistema estão apresentados nos Anexos 1 e 3 deste trabalho, incluindo a modelagem associada aos dispositivos dinâmicos.

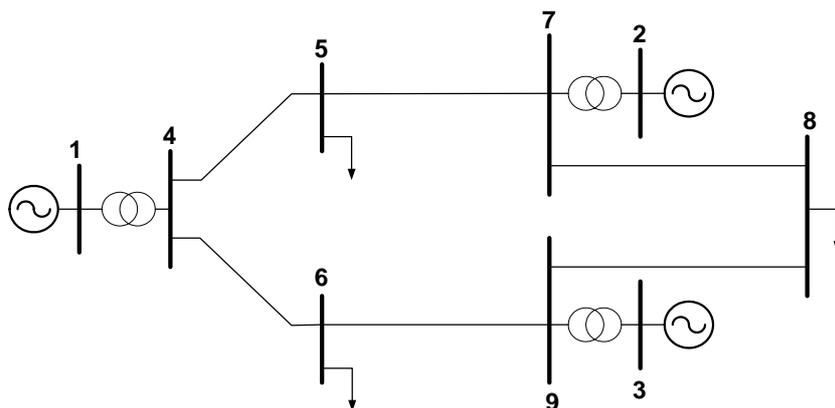


Figura 4.3 – Sistema teste

Para o caso base, os valores de geração em cada máquina estão descritos na Tabela 4.1.

Tabela 4.1 – Geração do caso base

Gerador	Valor [MW]
1	569,9
2	78,7
3	75,1

A Figura 4.4 mostra os ângulos das máquinas quando é aplicado um curto-circuito trifásico na Barra #7, seguido da abertura do Circuito 7-5, em 100 ms. O distúrbio é aplicado em $t = 0,5$ s.

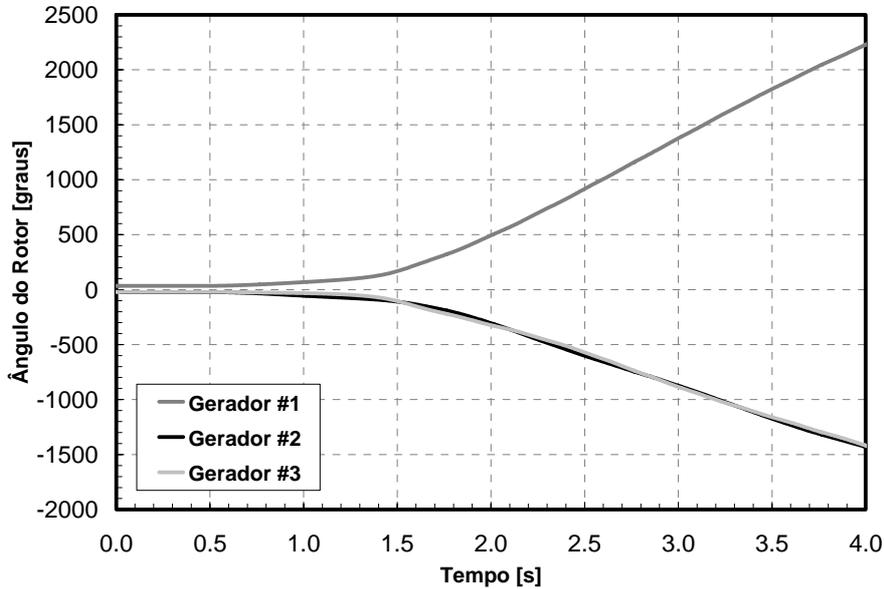


Figura 4.4 – Comportamento dinâmico para o caso base

A figura mostra que o sistema é instável para o defeito aplicado. Assim, será proposto um redespacho com base no método descrito.

Do resultado da simulação já realizada, toma-se os valores da velocidade dos rotores das máquinas (já em relação ao centro de inércia) para o instante de tempo $t = 1$ s, ou seja, 50 ms após a aplicação do defeito. Esses valores são mostrados na Tabela 4.2.

Tabela 4.2 – Velocidade do rotor em relação ao centro de inércia – 50 ms

Gerador	Valor [pu]
1	0.001072
2	-0.000518
3	-0.000353

Neste ponto utiliza-se as equações (IV.14), (IV.15) e (IV.16) para determinar os índices de direção para cada gerador do sistema. A Tabela 4.3 apresenta o resultado obtido.

Tabela 4.3 – Índices de direção

Gerador	Valor [pu]
1	-1.1544
2	0.6405
3	0.5140

Seguindo a metodologia, os geradores do sistema são separados em dois grupos: aqueles com índice de direção positivo e aqueles com índice de direção negativo. Para este exemplo, o grupo com índices de direção positivos é composto pelos geradores das Barras #2 e #3, enquanto que o grupo com índices de direção negativos se restringe ao gerador da Barra #1. Após esta divisão, pode-se obter os índices de controle de estabilidade transitória a partir de (IV.17), como mostra a Tabela 4.4.

Tabela 4.4 – Índices de controle para ETR

Gerador	Valor
1	-1.000
2	0.555
3	0.445

Para um determinado montante a ser redespachado, por exemplo 100 MW, pode-se determinar os novos valores de geração com base nos índices de controle de cada usina. Pela equação (IV.18):

$$\begin{aligned}
 P_1 &= 569,9 - 1,000 \times 100 = 469,9 \text{ MW} \\
 P_2 &= 78,7 + 0,596 \times 100 = 134,2 \text{ MW} \\
 P_3 &= 75,1 + 0,404 \times 100 = 119,6 \text{ MW}
 \end{aligned}
 \tag{IV.19}$$

Na obtenção do novo ponto de equilíbrio, o valor de geração associado à barra de referência do sistema, neste caso a Barra #1, fica um pouco diferente do valor acima indicado devido à variação das perdas na rede. Para este caso, a geração na Barra #1 no novo ponto de equilíbrio é de 448,9 MW.

O gráfico da Figura 4.5 mostra os ângulos dos geradores para o mesmo distúrbio após a aplicação do redespacho. O sistema agora é estável.

Caso o sistema permanecesse instável, um novo redespacho deveria ser considerado.

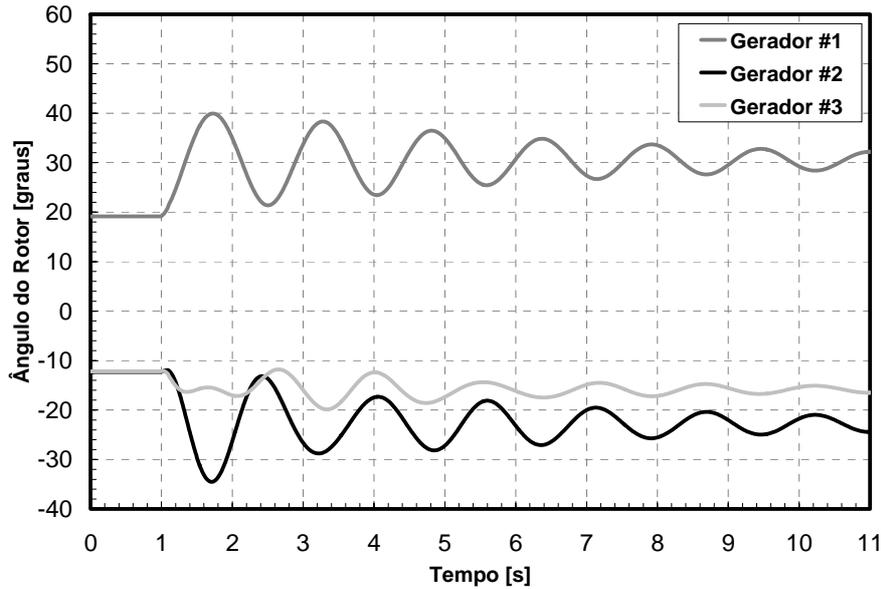


Figura 4.5 – Comportamento dinâmico após o redespacho

Embora não esteja sendo usado nenhuma forma de avaliação da margem de estabilidade, mas simplesmente avaliando a condição de estabilidade, ou seja, se o sistema é ou não estável para uma determinada contingência, o resultado acima indica que o método fornece uma direção de redespacho adequada à melhoria da estabilidade transitória.

A idéia da coerência está ilustrada abaixo, onde são mostradas as velocidades das máquinas no início do distúrbio antes (Figura 4.6) e após (Figura 4.7) o redespacho.

O método descrito nesta seção será utilizado na metodologia proposta nesta tese para o cálculo da máxima transferência de potência. Entretanto, como será mostrado no Capítulo 5, não será fixado um montante de geração a ser redespachado conforme ilustrado aqui. Como a metodologia é baseada no uso do fluxo de potência ótimo para maximizar a transferência de potência entre duas áreas, os índices de controle de estabilidade transitória são utilizados para limitar a geração mínima ou máxima em determinadas máquinas do sistema através de inclusão de restrições no problema de otimização. Os detalhes serão mostrados no próximo capítulo.

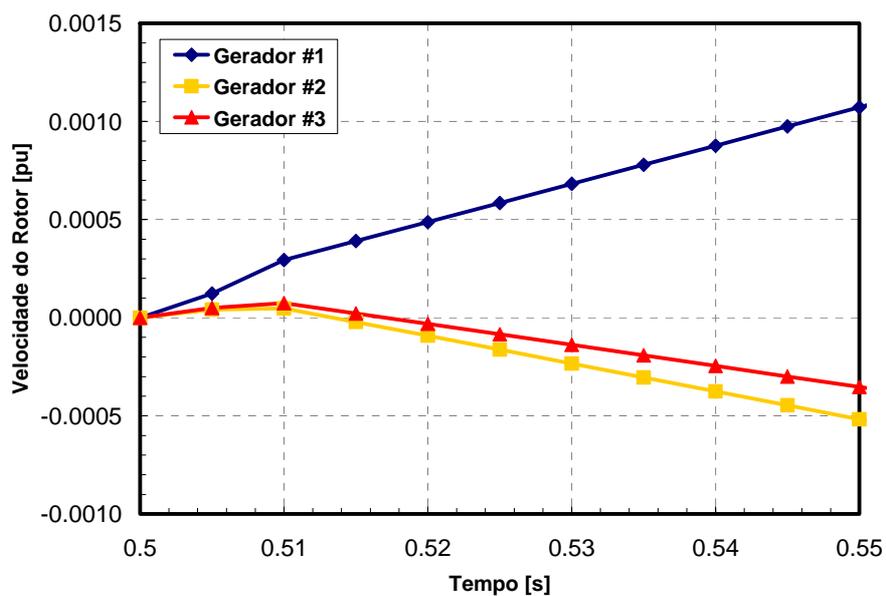


Figura 4.6 – Velocidades dos rotores antes do resdespacho

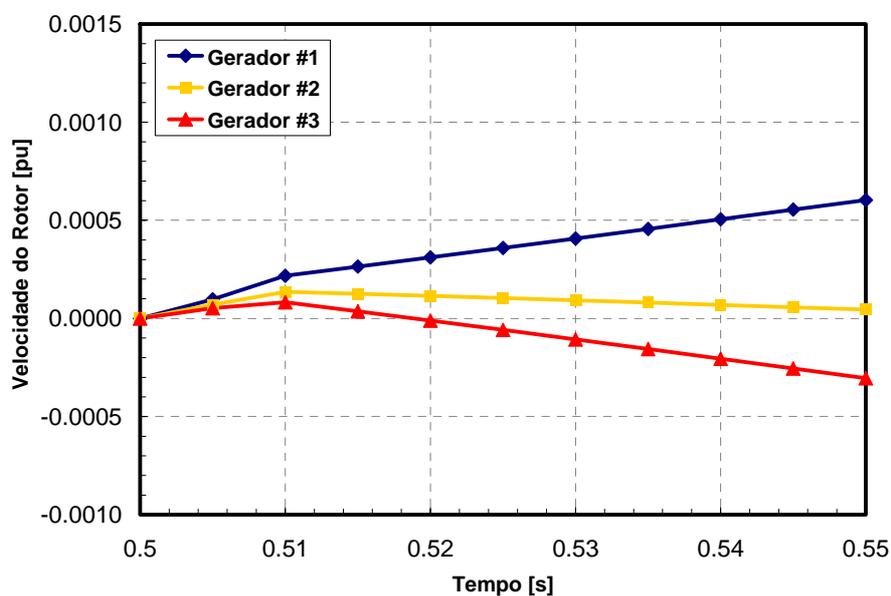


Figura 4.7 – Velocidades dos rotores após o resdespacho

4.2 Estabilidade de Tensão

4.2.1 Revisão Bibliográfica

Existem diferentes métodos voltados para o controle e melhoria das margens de estabilidade de tensão. A literatura técnica inclui metodologias fundamentadas no corte de carga [94][95], no controle de OLTCs [96][97], no redespacho [98] e aumento da reserva de potência reativa [99] e também no chaveamento de equipamentos, tais como capacitores e compensadores estáticos [100][101]. Outros trabalhos fazem uso do redespacho de potência ativa, que é foco utilizado nesta tese [102]-[104].

L.C.P. da Silva [105] mostra que o forte acoplamento entre as tensões e a potência reativa é verdadeiro em condições normais de operação, onde a hipótese de desprezar as variações de potência ativa é válida. Entretanto, quando o sistema está próximo ao ponto de máximo carregamento, esta hipótese torna-se falsa e as tensões podem ser mais sensíveis às variações de potência ativa do que às variações de potência reativa

K. Visakha et al. [102] desenvolveram uma metodologia para melhoria das margens de estabilidade de tensão baseada no redespacho de potência ativa. O redespacho é determinado em função de um índice de estabilidade de tensão calculado a partir dos elementos da matriz de admitância nodal do sistema e da sensibilidade das tensões nas barras de carga em relação às tensões nas barras de geração.

Em [103], S.G. Johansson et al. avaliam a influência dos limitadores de corrente na armadura e no circuito de campo na instabilidade de tensão e mostram como o redespacho de potência ativa pode ser usado para controlar problemas associados.

4.2.2 Descrição da Metodologia Utilizada

A técnica de redespacho adotada nesta tese utiliza os conceitos publicados em [104]. O método é baseado na formulação estática de sistemas de potência para avaliação da estabilidade de tensão. Entretanto, como será mostrado mais adiante, a formulação dinâmica foi introduzida parcialmente na tentativa de obter melhores resultados.

A técnica desenvolvida em [104] foi adotada nesta tese por permitir relacionar a estabilidade de tensão com o redespacho de potência ativa e também pelos bons resultados demonstrados [106]-[111]. A seguir detalhes do método utilizado são apresentados.

O tradicional cálculo do fluxo de potência de um sistema elétrico, baseado no modelo estático do sistema linearizado em torno de um ponto de operação, é feito através do seguinte sistema de equações [55]:

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = [J] \cdot \begin{bmatrix} \Delta \theta \\ \Delta V \end{bmatrix} \quad (\text{IV.20})$$

$$[J] = \begin{bmatrix} H & N \\ M & L \end{bmatrix} \quad (\text{IV.21})$$

Onde:

J é a matriz Jacobiana do sistema;

ΔP é a variação incremental de potência ativa;

ΔQ é a variação incremental de potência reativa;

$\Delta \theta$ é a variação incremental no ângulo da tensão nodal;

ΔV é a variação incremental na magnitude da tensão nodal;

H , M , N e L são submatrizes que compõe a matriz Jacobiana do sistema no ponto de operação avaliado.

As submatrizes H , M , N e L representam as sensibilidades das variações de potência ativa e reativa em relação às variações dos ângulos e magnitudes das tensões nodais. Ou seja:

$$H = \frac{\partial P}{\partial \theta} \quad (\text{IV.22})$$

$$N = \frac{\partial P}{\partial V} \quad (\text{IV.23})$$

$$M = \frac{\partial Q}{\partial \theta} \quad (IV.24)$$

$$L = \frac{\partial Q}{\partial V} \quad (IV.25)$$

Fazendo $\Delta Q = 0$ em (IV.20), obtém-se:

$$\Delta \theta = [H - N \cdot L^{-1} \cdot M]^{-1} \cdot \Delta P \quad (IV.26)$$

Ou ainda:

$$\Delta \theta = J_{RP\theta}^{-1} \cdot \Delta P \quad (IV.27)$$

$$J_{RP\theta} = H - N \cdot L^{-1} \cdot M \quad (IV.28)$$

Onde:

$J_{RP\theta}$ é a chamada matriz Jacobina reduzida ativa.

A matriz Jacobiana reduzida ativa representa o acoplamento entre a potência ativa e o ângulo das tensões quando não há variação na potência reativa ($\Delta Q = 0$).

A referência [104] mostra que a singularidade desta matriz ocorre no mesmo ponto de singularidade da matriz Jacobiana completa (IV.21), podendo ser utilizada para avaliação da estabilidade de tensão.

Seguindo o trabalho de [112], a referência [104] define os chamados fatores de participação ativos como o produto, elemento por elemento, dos autovalores à direita e à esquerda da matriz $J_{RP\theta}$, ou seja:

$$FPA_{ki} = u_{ik} \cdot v_{ki} \quad (IV.29)$$

Onde:

FPA_{ki} é o fator de participação ativo da barra i no k -ésimo autovalor da matriz Jacobiana reduzida ativa;

u_{ik} é o autovetor à direita associado à barra i e ao k -ésimo autovalor da matriz Jacobiana reduzida ativa;

v_{ki} é o autovetor à esquerda associado à barra i e ao k -ésimo autovalor da matriz Jacobiana reduzida ativa.

Estressando-se o sistema até ou próximo ao ponto de colapso, podem ser calculados os fatores de participação ativos associados ao autovalor crítico. Os fatores de participação ativos indicarão a influência da potência ativa (geração ou carga) de uma determinada barra do sistema na estabilidade de tensão. Estes fatores podem ser utilizados para determinar um redespacho ou estabelecer um critério de corte de carga, visando o aumento da margem de estabilidade de tensão do sistema. Nesta tese, o foco está no redespacho de potência ativa, de forma que apenas as barras de geração serão avaliadas.

A referência [104] mostra que quanto maior for o fator de participação ativo de um gerador no autovalor crítico, maior será a margem de estabilidade de tensão do sistema se a injeção de potência ativa deste gerador for aumentada. Assim, este índice serve como um classificador para o redespacho.

O uso dos fatores de participação ativos para a melhoria da estabilidade de tensão foi testada nos trabalhos desenvolvidos em [106]-[111] e os resultados se mostraram bastante interessantes.

O sistema é estressado até ou próximo ao ponto de colapso onde a matriz J_{RP0} possuirá um autovalor próximo de zero. Neste ponto, são calculados os fatores de participação ativos de geração associados ao autovalor crítico.

Os “índices de participação”, que indicarão o redespacho para aumento da margem de estabilidade de tensão, são então definidos como:

$$\text{Índice de Participação}_i = \frac{\sum_{i=1}^{NG} FPA_i}{NG} - FPA_i \quad (IV.30)$$

Onde:

$\text{Índice de Participação}_i$ é o índice de participação de redespacho do i -ésimo gerador;

FPA_i é o fator de participação ativo do i -ésimo gerador no modo crítico;

NG é o número total de geradores do sistema.

Com base no método proposto, pode-se dizer que índices de participação positivos indicam que, quanto maior a geração naquela usina, maior será a margem de estabilidade de tensão do sistema. Por outro lado, o aumento da geração em unidades com índices de participação negativos acarretará em uma redução da segurança do sistema do ponto de vista de estabilidade de tensão. Assim, nas máquinas com a índices de participação positivos, a geração deverá ser aumentada. Da mesma forma, máquinas com índices de participação negativos deverão ter sua geração reduzida.

Embora o cálculo dos fatores de participação de geração ativa no autovalor crítico seja feito com base na modelagem estática do sistema elétrico, nesta tese, a determinação no ponto de colapso é realizada através do método de simulação rápida no tempo. Na simulação rápida, a modelagem dos dispositivos dinâmicos do sistema é preservada, o que fornecerá resultados mais realistas. A referência [113] mostra que a utilização da modelagem estática na avaliação da estabilidade de tensão pode conduzir a resultados otimistas, pouco conservativos.

Neste ponto, uma consideração importante sobre a barra de referência do sistema deve ser feita. A matriz Jacobiana do sistema, definida em (IV.21), assim como a matriz Jacobiana reduzida ativa (IV.28), não contém a equação correspondente à barra de referência do sistema. Isso significa que não serão calculados fatores de participação ativos da geração da barra de referência em relação ao autovalor crítico do sistema. Em outras palavras, poderá haver uma distorção nos índices de participação. Para contornar esse problema, adotou-se a sugestão usada em [106], onde é inserida uma barra de referência fictícia, eletricamente distante, que praticamente não contribui para o

sistema. De fato, esta barra fictícia servirá apenas para fornecer uma referência angular à rede.

Com o intuito de tornar mais claro todo o procedimento adotado para a determinação dos índices de participação, a Figura 4.8 mostra um diagrama com cada etapa realizada durante o cálculo.

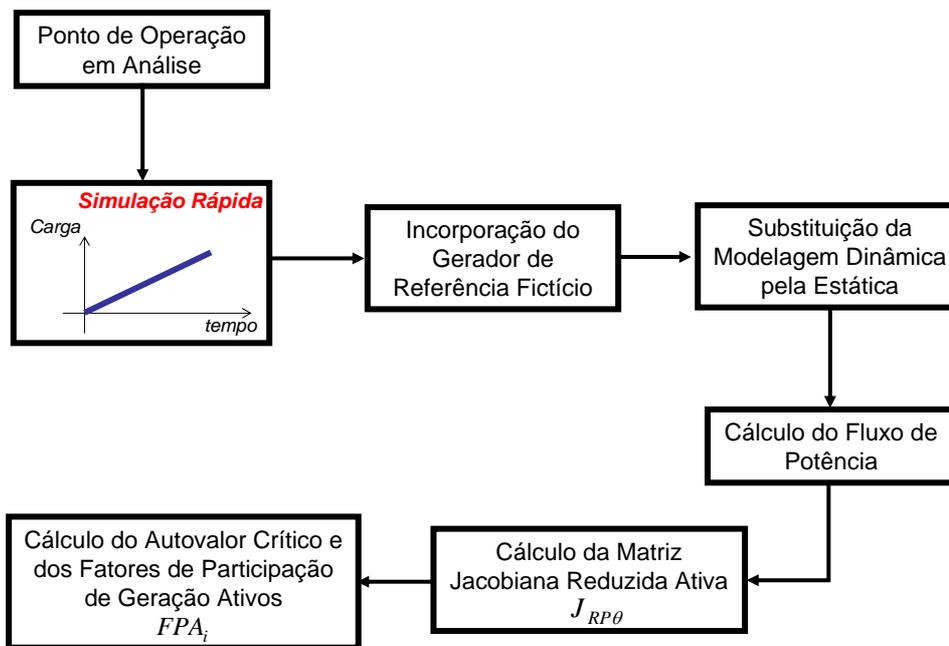


Figura 4.8 – Cálculo dos índices de participação

O ponto de operação estudado é estressado até uma situação limite, próxima ao ponto de colapso. Isso é feito aplicando-se uma rampa de carga ao longo do tempo até que o sistema não seja mais numericamente convergente. Note-se que, nesta etapa, a modelagem dinâmica do sistema é preservada já que é utilizado um algoritmo de simulação rápida no tempo. O ponto onde a convergência numérica não é mais alcançada não representa necessariamente o ponto de colapso. Entretanto, para os objetivos deste trabalho, a aproximação do ponto de colapso pelo ponto de não convergência é perfeitamente aceitável.

Em posse do último ponto de operação obtido, ou seja, com o sistema extremamente estressado, é incorporado um gerador fictício que servirá como referência angular no cálculo do fluxo de potência. Isso é feito através da conexão de um gerador eletricamente distante, ou seja, conectado a um determinado ponto da rede através de

uma grande impedância, como ilustra a Figura 4.9. A inserção deste gerador fictício garante a existência da equação de geração ativa associada a todos os geradores do sistema estudado.

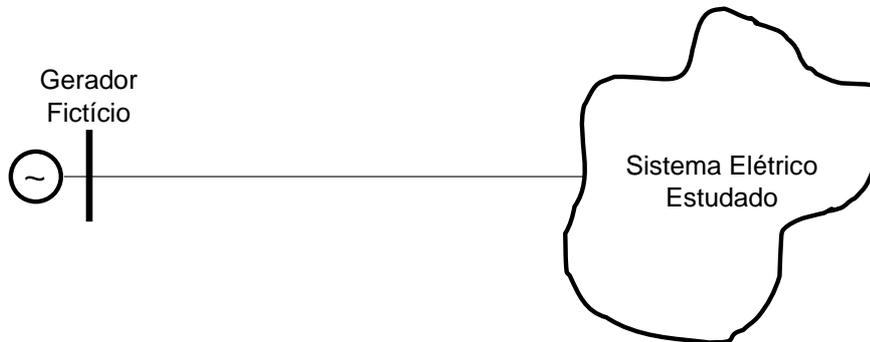


Figura 4.9 – Incorporação da barra da referência fictícia

Conforme indica a Figura 4.8, após a incorporação do gerador fictício, a modelagem dinâmica usada na simulação rápida é substituída pela modelagem estática para o cálculo do fluxo de potência. Note-se que, como o sistema já se encontra em um ponto de equilíbrio previamente estabelecido pelo simulador rápido, o cálculo do fluxo de potência é rapidamente convergente. Além disso, a barra de referência (gerador fictício) praticamente não influencia no resultado. O exemplo numérico que será apresentado na Seção 4.2.3 mostrará maiores detalhes.

No ponto de operação obtido pelo fluxo de potência, calcula-se a matriz Jacobiana reduzida ativa, o autovalor crítico e os fatores de participação de geração ativos para cada máquina do sistema. Os índices de participação de cada gerador são finalmente determinados pela equação (IV.30).

A partir dos índices de participação, são definidos “índices de controle para a estabilidade de tensão”. Os índices de controle são gerados separando-se os índices de participação em dois grupos: positivos e negativos. Após a separação, os valores são normalizados em relação à soma dos índices de participação dentro de cada um dos grupos. Desta forma, o índice de controle para a estabilidade de tensão do i -ésimo gerador de cada grupo é calculado por (IV.31):

$$\text{Índice de Controle}_i^{ETS} = \frac{\text{Índice de Participação}_i}{\sum_{i=1}^n \text{Índice de Participação}_i} \quad (\text{IV.31})$$

Onde:

$\text{Índice de Controle}_i^{ETS}$ é o índice de controle de estabilidade de tensão do i -ésimo gerador;

n é número total de geradores pertencentes ao grupo do i -ésimo gerador.

Em posse dos índices de controle e definido o montante de potência que se deseja redespachar, os novos valores de geração são calculados através de (IV.32).

$$P_i = P_i^{original} + \text{Índice de Controle}_i^{ETS} \cdot \Delta P \quad (\text{IV.32})$$

Onde:

$P_i^{original}$ é geração do i -ésimo gerador no caso inicial;

ΔP é o montante de geração a ser redespachado.

A seção seguinte mostra a aplicação do método descrito acima para melhoria da estabilidade de tensão.

4.2.3 Exemplo de Aplicação do Método

O sistema utilizado aqui é o mesmo da seção anterior. Inicialmente, a estabilidade de tensão é avaliada através da margem de carregamento do sistema⁶. Para isso, utiliza-se a técnica de simulação rápida e aplica-se a rampa de carregamento da Figura 4.10.

⁶ Neste texto, o termo “margem de carregamento” é utilizado para designar “margem de estabilidade de tensão”. A margem de carregamento é o índice mais utilizado e aceito na avaliação da estabilidade de tensão e representada a distância entre o ponto de operação inicial e o ponto de colapso.

A rampa mostrada na Figura 4.10 corresponde a um aumento de carga de 5% por minuto. Além disso, a parcela de potência reativa é incrementada na mesma proporção de forma a manter constante o fator de potência ao longo da simulação.

O incremento de carga é aplicado até o ponto onde não seja mais conseguida convergência numérica. A não convergência indica que o sistema se encontra próximo ao ponto de colapso de tensão. Assim, o tempo total de simulação indica a margem de carregamento do sistema.

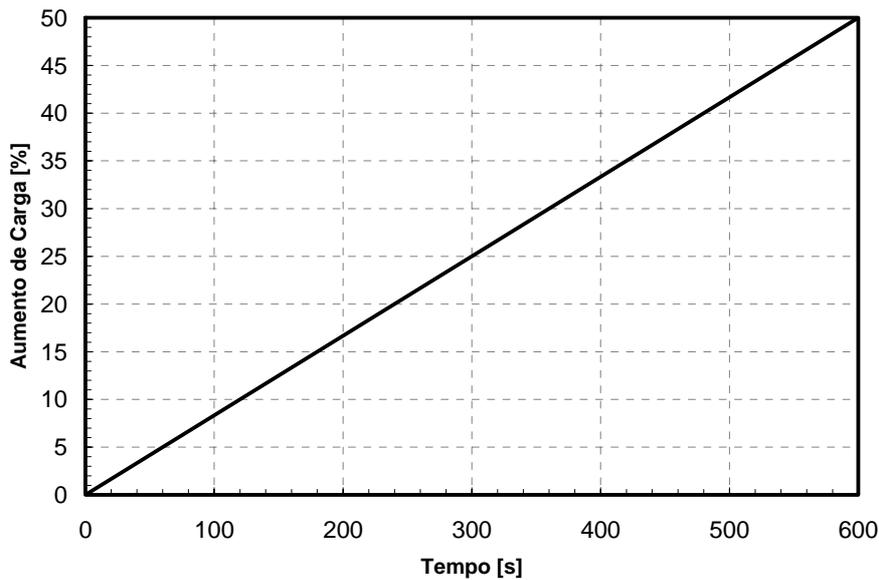


Figura 4.10 – Rampa de carga aplicada

O gráfico da Figura 4.11 mostra o perfil de tensões em algumas barras quando a rampa de carga é aplicada ao sistema, partindo-se do caso base.

A margem de carregamento suportada é de 14,75%, o que corresponde a um tempo total de simulação de 178 segundos.

Supondo que o critério de estabilidade de tensão deste sistema requeira uma margem de estabilidade de tensão mínima de 20%, um redespacho será realizado com base nos fatores de participação ativos associados ao autovalor crítico da matriz $J_{RP\theta}$. Espera-se que, após o redespacho, o critério exigido seja atendido.

Para o cálculo dos fatores de participação, segue-se o diagrama de blocos da Figura 4.8. Após a aplicação da rampa de carga até 178 segundos, ou seja, com o sistema estressado e muito próximo ao ponto de colapso de tensão, é introduzida a barra de

referência fictícia, os modelos dinâmicos são substituídos pelos estáticos e é calculado o fluxo de potência.

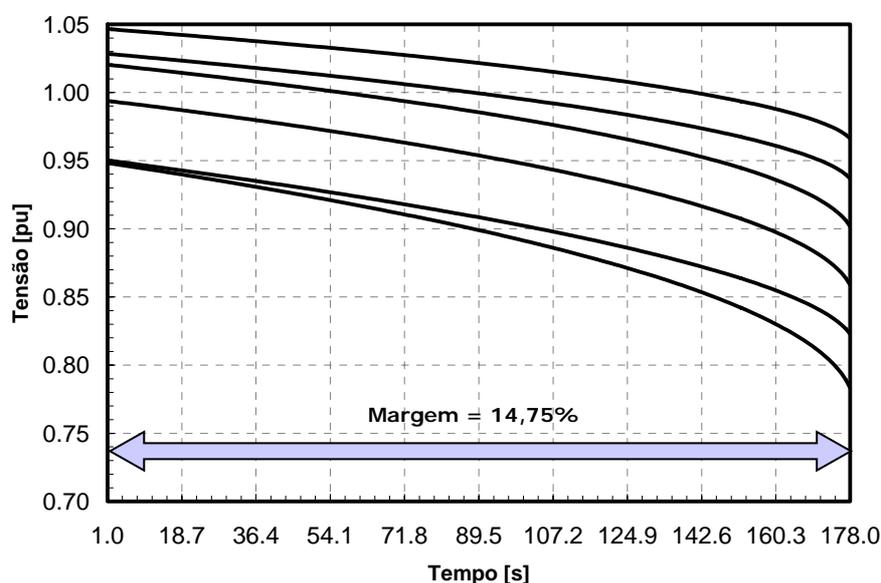


Figura 4.11 – Perfil de tensão para o caso base

A título de ilustração, a Tabela 4.5 compara as tensões em todas as barras do sistema no ponto de operação calculado pelo simulador rápido com aquelas obtidas com o fluxo de potência, após a introdução do gerador fictício.

Tabela 4.5 – Tensões antes e depois da incorporação do gerador fictício

Barra	Antes ⁽¹⁾		Depois ⁽²⁾	
	Módulo [pu]	Ângulo [graus]	Módulo [pu]	Ângulo [graus]
1	1,0457	0,31	1,0457	0,31
2	1,0440	-62,08	1,0440	-62,07
3	1,0449	-56,02	1,0449	-56,02
4	0,9058	-24,12	0,9058	-24,12
5	0,7889	-48,26	0,7889	-48,26
6	0,8635	-41,62	0,8635	-41,62
7	0,9395	-66,41	0,9395	-66,41
8	0,8264	-77,53	0,8264	-77,53
9	0,9688	-60,36	0,9688	-60,36

⁽¹⁾ Calculadas pelo simulador rápido antes da incorporação da barra fictícia

⁽²⁾ Calculadas pelo fluxo de potência após a incorporação da barra fictícia

A tabela acima indica que não há diferenças significativas entre os dois pontos de equilíbrio. Além disso, vale destacar que a geração da barra de referência é praticamente nula e pode ser desprezada.

Com a nova barra de referência, pode-se calcular a matriz Jacobiana reduzida ativa, junto ao ponto de colapso, contendo todas as barras do sistema. A Tabela 4.6 mostra o resultado.

Tabela 4.6 – Matriz Jacobiana reduzida ativa

Barra	2	3	1	5	6	7	9	8	4
2	14.1610	-0.02023	-0.07290	0.018556	0.019187	-14.2360	-0.13051	0.43207	-0.17060
3	-0.02067	15.7300	-0.07068	0.048225	-0.03887	-0.09739	-15.7990	0.40630	-0.15768
1	-0.09341	-0.09151	11.5290	1.88170	1.1428	0.042004	-0.02402	0.86121	-15.2490
5	0.052133	0.063302	1.63800	10.0320	-0.85326	-4.54760	-0.01704	-0.53072	-5.83700
6	0.027278	-0.01966	1.0123	-0.87377	11.9760	-0.10624	-4.69860	-0.06144	-7.25590
7	-14.3390	-0.03997	0.40279	-5.1996	-0.26971	28.4730	-0.42269	-9.56990	0.96463
9	-0.07222	-15.917	0.38974	-0.39279	-5.1792	-0.50296	27.1100	-6.27210	0.83698
8	0.40075	0.37342	0.61818	-0.27184	0.054952	-9.1715	-6.00060	12.5790	1.41740
4	-0.15507	-0.12304	-15.67	-5.4268	-7.0363	0.12825	-0.11183	1.31140	27.0830

Em posse da matriz Jacobiana reduzida ativa, são calculados seus autovalores, mostrados na Tabela 4.7. Como esperado, existe um autovalor muito próximo de zero (autovalor #4), indicando que o sistema está próximo ao ponto de colapso de tensão.

Tabela 4.7 – Autovalores da matriz Jacobiana reduzida ativa

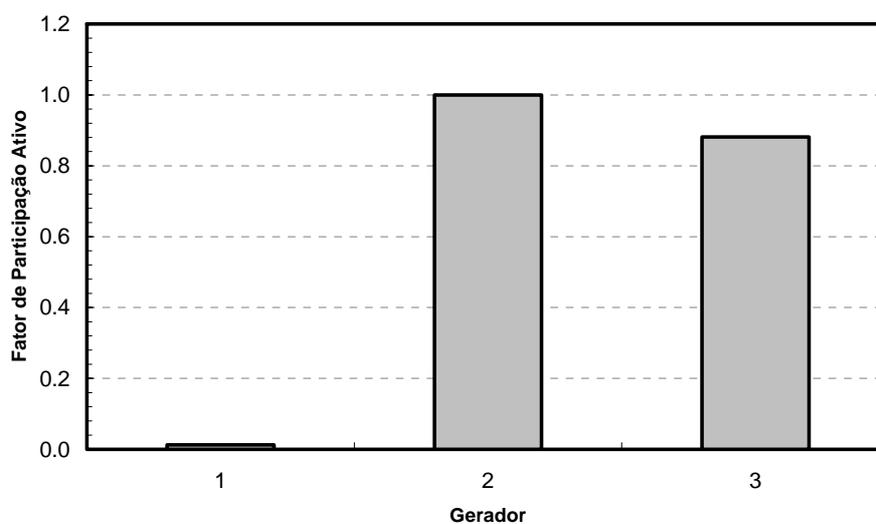
Número	Autovalor
1	41.871
2	38.943
3	38.555
4	3.3785e-005
5	0.6047
6	4.1822
7	9.0893
8	12.959
9	12.47

Finalmente, a Tabela 4.8 mostra os fatores de participação ativos associados ao autovalor crítico para cada barra do sistema. Note-se que só foi possível incluir todas as barras de geração devido à incorporação da barra de referência fictícia.

Tabela 4.8 – Fatores de participação ativos

Barra	Valor
2	0.1369800
3	0.1207000
1	0.0017227
5	0.1027100
6	0.0797500
7	0.1391600
9	0.1225900
8	0.1599600
4	0.0289270

Como o objetivo aqui é o redespacho de potência ativa para melhoria da estabilidade de tensão, apenas os fatores de participação associados às barras de geração serão utilizados. A Figura 4.12 mostra os fatores de participação de geração ativos já normalizados em relação ao maior valor.

**Figura 4.12** – Fatores de participação de geração ativos

Os índices de participação, calculados pela equação (IV.30), são apresentados na Tabela 4.9.

Tabela 4.9 – Índices de participação

Gerador	Valor
1	-0,6186660
2	0,3687577
3	0,2499083

Seguindo a metodologia, os geradores do sistema são separados em dois grupos: aqueles com participação positiva e aqueles com participação negativa. Para este exemplo, o grupo com participação positiva é composto pelos geradores das Barras #2 e #3, enquanto que o grupo com participação negativa se restringe ao gerador da Barra #1. Após esta divisão, pode-se obter os índices de controle a partir de (IV.31), como mostra a Tabela 4.10.

Tabela 4.10 – Índices de controle para ETS

Gerador	Valor
1	-1.000
2	0.596
3	0.404

Para um determinado montante a ser redespachado, por exemplo 100 MW, pode-se determinar os novos valores de geração com base nos índices de controle de cada usina. Pela equação (IV.32):

$$\begin{aligned}
 P_1 &= 569,9 - 1,000 \times 100 = 469,9 \text{ MW} \\
 P_2 &= 78,7 + 0,596 \times 100 = 134,2 \text{ MW} \\
 P_3 &= 75,1 + 0,404 \times 100 = 119,6 \text{ MW}
 \end{aligned}
 \tag{ IV.33 }$$

Na obtenção do novo ponto de equilíbrio, o valor de geração associado à barra de referência do sistema, neste caso a Barra #1, fica um pouco diferente do valor acima indicado devido à variação das perdas na rede. Para este caso, a geração na Barra #1 no novo ponto de equilíbrio é de 448,9 MW.

O gráfico da Figura 4.13 mostra o perfil de tensão obtido após o redespacho para a aplicação da mesma rampa de carga anterior. A margem de estabilidade de tensão agora é de 23,33%, contra 14,75% do caso base. Se o critério de 20% não tivesse sido atendido, um novo redespacho deveria ser considerado.

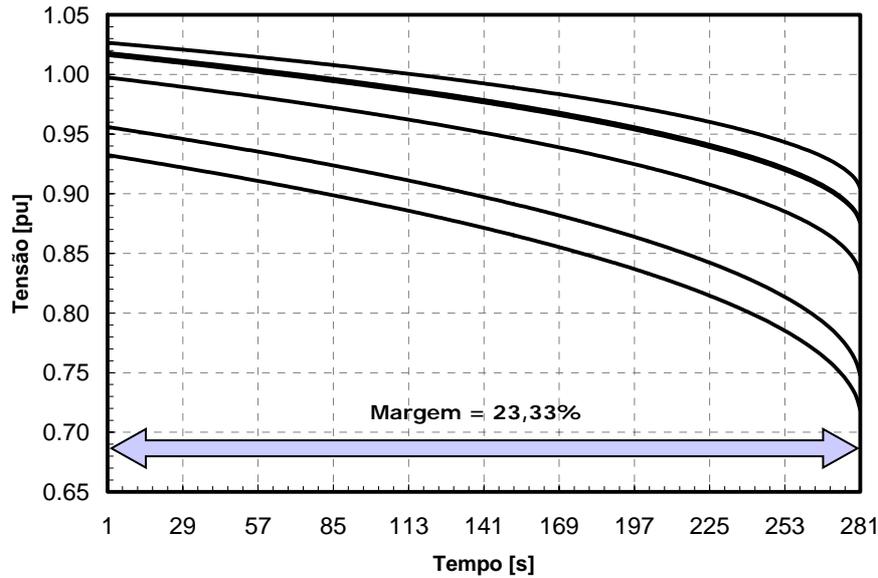


Figura 4.13 – Perfil de tensão após o redespacho

O método descrito nesta seção será utilizado na metodologia proposta nesta tese para o cálculo da máxima transferência de potência. Entretanto, como será mostrado no Capítulo 5, não será fixado um montante de geração a ser redespachado. Como a metodologia é baseada no uso do fluxo de potência ótimo para maximizar a transferência de potência entre duas áreas, os índices de controle de estabilidade de tensão são utilizados para limitar a geração mínima ou máxima em determinadas máquinas do sistema através de inclusão de restrições no problema de otimização. Os detalhes serão mostrados no próximo capítulo.

4.3 Estabilidade a Pequenos Sinais

4.3.1 Revisão Bibliográfica

Assim como na estabilidade transitória, na estabilidade a pequenos sinais, o redespacho de potência ativa aparece como uma solução eficaz, uma vez que a estabilidade a pequenos sinais também é um problema de estabilidade angular. Entretanto, o problema

de redespacho de potência visando a estabilidade a pequenos sinais não foi tão investigado quanto o primeiro.

D. Ruiz-Vega et al. [114] combinam uma técnica de análise e identificação de sinais obtidos a partir de simulações no domínio do tempo (Prony), com o método SIME. A técnica estabelece o redespacho de potência ativa para obter níveis de amortecimento aceitáveis.

A referência [115] propõe uma técnica de redespacho baseada em uma análise de sensibilidade que visa a garantia da estabilidade a pequenas perturbações. Com idéias similares às aquelas apresentadas em [68], o método utilizado em [115] se destaca por permitir a consideração simultânea de várias contingências críticas para o sistema.

4.3.2 Descrição da Metodologia Utilizada

A técnica utilizada neste trabalho é baseada nas propostas apresentadas nas referências e [115] e [68]. A seguir é feita uma breve descrição do método empregado.

O primeiro passo é a avaliação da segurança do ponto de operação de interesse, no que diz respeito à estabilidade a pequenos sinais. Essa avaliação consiste em determinar o autovalor crítico com base em um índice de segurança que nada mais é do que o fator de amortecimento dos modos eletromecânicos do sistema.

Um autovalor λ qualquer pode ser representado no plano complexo como mostra a Figura 4.14.

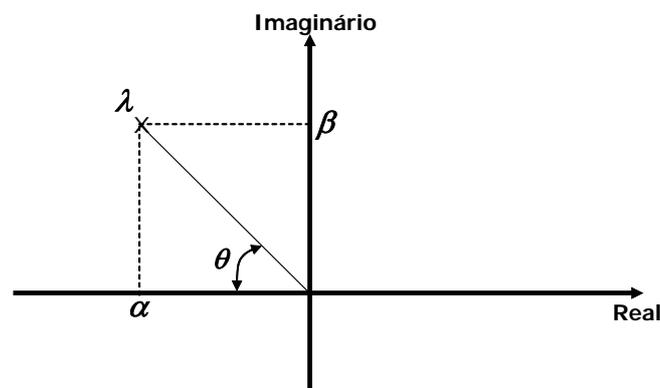


Figura 4.14 – Autovalor qualquer no plano complexo

Ou ainda, através de (IV.34)

$$\lambda = \alpha + j\beta \quad (IV.34)$$

Onde:

α é parte real do autovalor;

β é parte imaginária do autovalor.

O fator de amortecimento do modo de oscilação associado ao autovalor é definido por (IV.35)

$$\begin{cases} \zeta = \cos \theta \\ \zeta = \frac{-\alpha}{\sqrt{\alpha^2 + \beta^2}} \end{cases} \quad (IV.35)$$

Quanto menor o fator de amortecimento, maior a severidade. Para garantir uma operação segura, os fatores de amortecimento de todos os modos eletromecânicos do sistema deverão estar acima de um mínimo especificado, ou seja (IV.36):

$$\zeta \geq \zeta_{min} \quad (IV.36)$$

Onde:

ζ_{min} é o fator de amortecimento mínimo especificado.

Neste trabalho, o cálculo dos autovalores foi realizado através do tradicional método QR. Como comentado no Capítulo 2, este método apresenta algumas limitações associadas à eficiência computacional e à precisão dos resultados, quando aplicado a sistemas de grande porte. Para os sistemas estudados nesta tese, o método QR pôde ser aplicado sem qualquer problema. O Capítulo 8 expõe algumas possíveis alternativas para sistemas de grande porte.

Uma vez determinado o modo de oscilação crítico, ou seja, aquele com o menor fator de amortecimento, a sensibilidade deste fator de amortecimento crítico com relação à potência ativa produzida por cada gerador do sistema é calculada. Assim, são determinados os índices de sensibilidade associados a cada gerador, conforme indicado por (IV.37).

$$\text{Índice de Sensibilidade}_i = \frac{\partial \zeta_{\text{crítico}}}{\partial P_i} \quad (\text{IV.37})$$

Onde:

$\text{Índice de Sensibilidade}_i$ é o índice de sensibilidade de redespacho do i -ésimo gerador;

$\zeta_{\text{crítico}}$ é o fator de amortecimento do modo de oscilação crítico;

P_i é a potência ativa produzida pelo i -ésimo gerador.

O índice de sensibilidade indica a influência da geração ativa de uma determinada usina no fator de amortecimento do modo crítico do sistema.

Para o fator de amortecimento definido por (IV.35), o índice de sensibilidade pode ser obtido da seguinte forma:

$$\frac{\partial \zeta_{\text{crítico}}}{\partial P_i} = \frac{1}{\alpha^2 + \beta^2} \cdot \left[\begin{array}{l} -\frac{1}{2 \cdot \sqrt{\alpha^2 + \beta^2}} \cdot \left(2 \cdot \alpha \cdot \frac{\partial \alpha}{\partial P_i} + 2 \cdot \beta \cdot \frac{\partial \beta}{\partial P_i} \right) \cdot (-\alpha) - \\ -\frac{\partial \alpha}{\partial P_i} \cdot \sqrt{\alpha^2 + \beta^2} \end{array} \right] \quad (\text{IV.38})$$

$$\frac{\partial \zeta_{\text{crítico}}}{\partial P_i} = \left(\frac{-1}{\sqrt{\alpha^2 + \beta^2}} + \frac{\alpha^2}{(\alpha^2 + \beta^2)^{3/2}} \right) \cdot \frac{\partial \alpha}{\partial P_i} + \left(\frac{\alpha \cdot \beta}{(\alpha^2 + \beta^2)^{3/2}} \right) \cdot \frac{\partial \beta}{\partial P_i} \quad (\text{IV.39})$$

$$\frac{\partial \zeta_{\text{crítico}}}{\partial P_i} = \left(\frac{-\beta^2}{(\alpha^2 + \beta^2)^{3/2}} \right) \cdot \frac{\partial \alpha}{\partial P_i} + \left(\frac{\alpha \cdot \beta}{(\alpha^2 + \beta^2)^{3/2}} \right) \cdot \frac{\partial \beta}{\partial P_i} \quad (\text{IV.40})$$

Na equação (IV.40), é necessário determinar as sensibilidades ou derivadas das partes real ($\partial\alpha/\partial P_i$) e imaginária ($\partial\beta/\partial P_i$) do autovalor em relação à potência ativa. O cálculo dessas sensibilidades pode ser feito numericamente, aplicando-se uma pequena variação na geração, ou considerando uma formulação matemática mais rigorosa como proposto em [116]. Neste trabalho, adotou-se a primeira alternativa por ser relativamente simples e fornecer resultados adequados.

Obter as sensibilidades numericamente significa calcular o autovalor crítico do sistema em duas situações: primeiro, com um i -ésimo gerador produzindo uma potência P_i e, segundo, com este mesmo gerador produzindo a mesma potência P_i acrescida de uma pequena variação ($P_i + \Delta P_i$). A Figura 4.15 mostra como se dá o processo de cálculo.

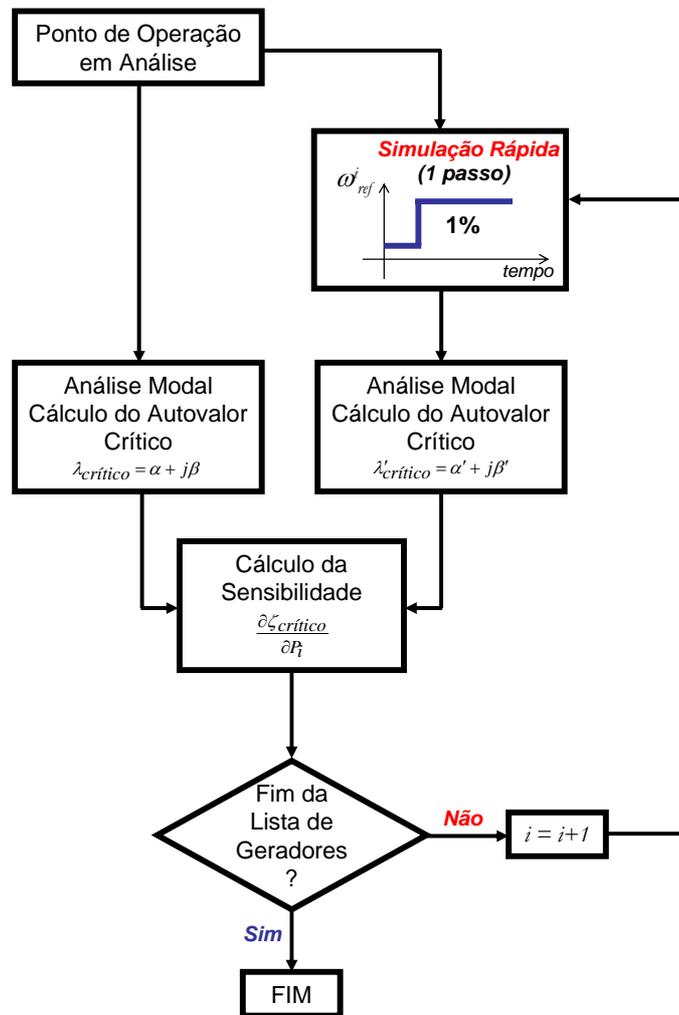


Figura 4.15 – Cálculo dos índices de sensibilidade

A partir do ponto de operação em análise, o autovalor crítico é determinado através da análise modal. Em seguida, escolhe-se um dos geradores do sistema e aplica-se um degrau de 1% no valor de referência associado ao regulador de velocidade desta máquina. Em geral, é utilizada a velocidade de referência (ω_{ref}) ou ainda, a potência ativa de referência, dependendo da modelagem do regulador.

O novo ponto de operação, após a aplicação do degrau, é calculado através de um simulador rápido com o objetivo de manter a modelagem detalhada dos dispositivos dinâmicos presentes no sistema. A utilização do simulador rápido se mostrou bastante interessante por alocar naturalmente a diferença de potência aplicada ao i -ésimo gerador às demais máquinas do sistema, ou seja, considerando os aspectos dinâmicos de cada uma delas. Assim, não foi necessário atribuir fatores de participação ou mesmo deixar que a diferença na geração fosse deslocada indiscriminadamente à barra de referência utilizada na solução do fluxo de potência.

Em face da pequena perturbação aplicada, um único passo da simulação rápida é suficiente para obter o novo ponto de equilíbrio. Este ponto é, de fato, muito parecido com o ponto de operação inicial, uma vez que a amplitude do degrau aplicado é pequena. Assim, o autovalor crítico praticamente não sofre variação, mantendo suas características originais, tais como fator de amortecimento e frequência, praticamente inalterados. Entretanto, as pequenas alterações observadas são suficientes para permitir o cálculo da sensibilidade deste modo crítico em relação à potência gerada naquela usina.

Assim, em posse do autovalor crítico antes e depois da variação na potência gerada na i -ésima máquina, a sensibilidade do fator de amortecimento deste modo crítico em relação à potência gerada nesta i -ésima máquina pode ser determinada (Figura 4.15). Todo este procedimento é repetido até o final da lista de geradores do sistema em questão. Desta forma, ao final do processo, é conhecida a sensibilidade do modo crítico em relação à potência ativa de todos os geradores da rede.

O índice de sensibilidade define uma direção de redespacho. Sensibilidades positivas indicam que, quanto maior a geração naquela usina, maior será o fator de amortecimento daquele modo (crítico). Por outro lado, o aumento da geração em unidades com sensibilidade negativa acarretará no aumento das oscilações associadas ao modo crítico. Assim, nas máquinas com a sensibilidade positiva, a geração deverá ser aumentada. Da mesma forma, máquinas com a sensibilidade negativa deverão ter sua geração reduzida.

A partir das sensibilidades, são definidos “índices de controle para a estabilidade a pequenos sinais”. Os índices de controle são gerados separando-se as sensibilidades em dois grupos: positivas e negativas. Após a separação, os valores são normalizados em relação à soma dos índices de sensibilidade dentro de cada um dos grupos. Desta forma, o índice de controle para a estabilidade a pequenos sinais do i -ésimo gerador de cada grupo é calculado por (IV.41):

$$\text{Índice de Controle}_i^{EPS} = \frac{\text{Índice de Sensibilidade}_i}{\sum_{i=1}^n \text{Índice de Sensibilidade}_i} \quad (\text{IV.41})$$

Onde:

$\text{Índice de Controle}_i^{EPS}$ é o índice de controle de estabilidade a pequenos sinais do i -ésimo gerador;

n é número total de geradores pertencentes ao grupo do i -ésimo gerador.

Em posse dos índices de controle e definido o montante de potência que se deseja redespachar, os novos valores de geração são calculados através de (IV.42).

$$P_i = P_i^{original} + \text{Índice de Controle}_i^{EPS} \cdot \Delta P \quad (\text{IV.42})$$

Onde:

$P_i^{original}$ é geração do i -ésimo gerador no caso inicial;

ΔP é o montante de geração a ser redespachado.

A seção seguinte mostra a aplicação do método descrito acima para melhoria da estabilidade a pequenas perturbações.

4.3.3 Exemplo de Aplicação do Método

O sistema utilizado aqui é o mesmo das seções anteriores. O gráfico da Figura 4.16 mostra os autovalores associados aos três modos eletromecânicos do sistema com pior fator de amortecimento, para o caso base.

O modo crítico, ou seja, o modo com o menor fator de amortecimento aparece na frequência de 0,78 Hz e vale (IV.43) :

$$\lambda_{\text{crítico}} = 0,017 \pm j4,920 \quad (\text{IV.43})$$

Este modo é instável e tem fator de amortecimento de -0,35%. Supondo que o critério de estabilidade a pequenos sinais deste sistema requiera um fator de amortecimento mínimo de 5% para os modos eletromecânicos, um redespacho será feito com base nas sensibilidades do amortecimento do modo crítico em relação à potência gerada. Espera-se que, após o redespacho, o critério exigido seja atendido.

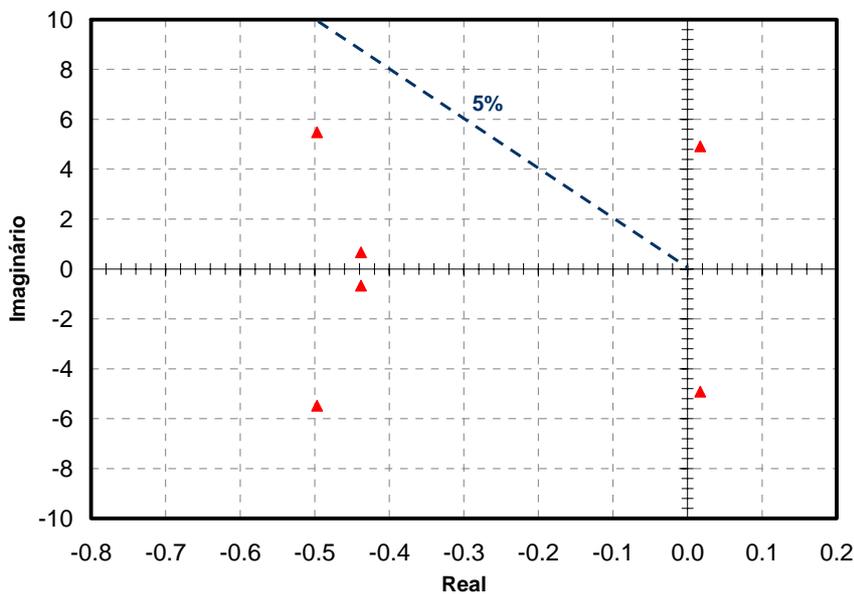


Figura 4.16 – Autovalores para o caso base

Seguindo o fluxograma da Figura 4.15, são obtidas as sensibilidades do fator de amortecimento do modo crítico em relação à potência ativa gerada em cada uma das três usinas existentes no sistema. A Tabela 4.11 apresenta o resultado obtido.

Tabela 4.11– Índices de sensibilidade

Gerador	Valor
1	-7.368618E-04
2	3.408118E-04
3	3.408118E-04

Os geradores do sistema são então separados em dois grupos: aqueles com sensibilidade positiva e aqueles com sensibilidade negativa. Para este exemplo, o grupo com sensibilidade positiva é composto pelos geradores das Barras #2 e #3, enquanto que o grupo com sensibilidade negativa se restringe ao gerador da Barra #1. Após esta divisão, pode-se obter os índices de controle a partir de (IV.41), como mostra a Tabela 4.12.

Tabela 4.12– Índices de controle para EPS

Gerador	Valor
1	-1.000
2	0.500
3	0.500

Para um determinado montante a ser redespachado, por exemplo 100 MW, pode-se determinar os novos valores de geração com base nos índices de controle de cada usina. Pela equação (IV.42):

$$\begin{aligned}
 P_1 &= 569,9 - 1,000 \times 100 = 469,9 \text{ MW} \\
 P_2 &= 78,7 + 0,500 \times 100 = 128,7 \text{ MW} \\
 P_3 &= 75,1 + 0,500 \times 100 = 125,1 \text{ MW}
 \end{aligned}
 \tag{ IV.44 }$$

Na obtenção do novo ponto de equilíbrio, o valor de geração associado à barra de referência do sistema, neste caso a Barra #1, fica um pouco diferente do valor acima indicado devido à variação das perdas na rede. Para este caso, a geração na Barra #1 no novo ponto de equilíbrio é de 449,0 MW.

O gráfico da Figura 4.17 compara os três modos eletromecânicos com pior amortecimento antes e depois do redespacho.

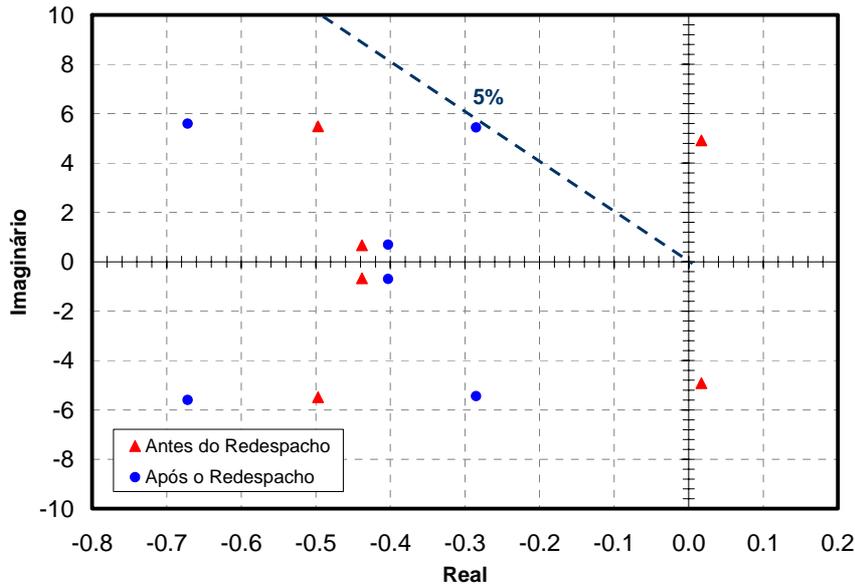


Figura 4.17 – Autovalores antes e depois do redespacho

Para a nova configuração, houve um pequeno aumento na frequência do modo crítico, passando de 0,78 Hz para 0,87 Hz. Os autovalores associados a este modo valem (IV.45):

$$\lambda_{\text{crítico}} = -0,285 \pm j5,440 \quad (\text{IV.45})$$

O fator de amortecimento passou de -0,35% para 5,22%, atendendo ao critério exemplo de 5%. Caso o critério não tivesse sido atendido, um novo redespacho deveria ser considerado.

Neste sistema, o redespacho não modificou de forma significativa os modos de oscilação. Entretanto, em alguns casos, pode-se observar uma alteração no modo crítico do sistema. Ou seja, embora o redespacho em uma determinada direção acarrete na melhoria do amortecimento de um determinado modo de oscilação, esse mesmo redespacho pode provocar a redução do amortecimento de um outro modo, fazendo com que este passe a ser o modo crítico do sistema e, eventualmente, não atenda ao critério de segurança. Nestas situações, diversas iterações podem ser necessárias para se

obter uma solução satisfatória e, dependendo do amortecimento mínimo requerido, esta pode não ser conseguida apenas com o redespacho de potência ativa. Estes casos podem indicar a necessidade de um reajuste dos controladores do sistema, em especial dos PSSs.

O método descrito nesta seção será utilizado na metodologia proposta nesta tese para o cálculo da máxima transferência de potência. Entretanto, como será mostrado no Capítulo 5, não será fixado um montante de geração a ser redespachado. Como a metodologia é baseada no uso do fluxo de potência ótimo para maximizar a transferência de potência entre duas áreas, os índices de controle de estabilidade a pequenos sinais são utilizados para limitar a geração mínima ou máxima em determinadas máquinas do sistema através de inclusão de restrições no problema de otimização. Os detalhes serão mostrados no próximo capítulo.

4.4 Considerações Finais

Este capítulo apresentou uma revisão das técnicas de redespacho disponíveis na literatura. Muitas dessas técnicas foram originalmente propostas visando o controle preventivo de sistemas de potência e abordam separadamente a estabilidade transitória, a estabilidade de tensão e a estabilidade a pequenos sinais.

As metodologias de redespacho adotadas para compor o sistema inteligente descrito no capítulo anterior foram apresentadas com um maior nível de detalhamento, incluindo as adaptações realizadas para esta aplicação.

Para estabilidade transitória, um método baseado no aumento da coerência dos geradores foi utilizado e a direção de redespacho é obtida a partir dos resultados da simulação do sistema no tempo. Para estabilidade de tensão, um método baseado nos fatores de participação de geração ativos foi adotado e a direção de redespacho é obtida a partir dos resultados da simulação rápida no tempo em conjunto com um algoritmo de fluxo de potência e de técnicas de análise de autovalores. Finalmente, para a estabilidade a pequenos sinais, a direção de redespacho é obtida através do cálculo de sensibilidades do fator de amortecimento do modo crítico em relação à potência ativa gerada em cada máquina do sistema. O cálculo dessas sensibilidades incluem a utilização de técnicas de análise modal em conjunto com a simulação rápida no tempo.

O capítulo apresentou ainda exemplos simples da utilização dos métodos adotados. Tais métodos foram escolhidos em função da relativa simplicidade de implementação aliada aos bons resultados demonstrados. No entanto, nada impede que futuramente outras técnicas de redespacho sejam utilizadas, o que não altera em nada a metodologia proposta no Capítulo 3.

O sistema inteligente proposto nesta tese utiliza as técnicas de redespacho de potência ativa em conjunto com um SIF. O Capítulo 5 mostrará como o SIF agrega os resultados dessas técnicas, viabilizando a elaboração das novas restrições para o problema de otimização.

Capítulo 5

Agregação das Técnicas de Redespacho e Composição das Novas Restrições

No Capítulo 4, as técnicas de redespacho utilizadas neste trabalho foram apresentadas. Com base nestas técnicas são calculados os chamados índices de controle para estabilidade transitória, estabilidade de tensão e estabilidade a pequenos sinais. Conforme já comentado nas Seções 4.1, 4.2 e 4.3, as técnicas de redespacho não foram aplicadas para determinar diretamente os novos valores de geração em cada máquina no sistema a partir de um montante a ser despachado, mas sim fornecer uma direção e um peso associado a cada uma delas com o objetivo de estabelecer novas restrições para o problema de otimização.

Como descrito no Capítulo 3, embora sejam calculados três índices de controle distintos para cada máquina (ETR, ETS e EPS), apenas um valor é utilizado na definição das novas restrições. Esse valor é chamado de “fator de redespacho” e é obtido através de uma agregação dos índices de controle.

Neste capítulo será mostrado como são obtidos os fatores de redespacho e como estes são utilizados para compor as novas restrições.

5.1 Agregação: Justificativa e Metodologia

Os índices de controle associados aos três tipos de estabilidade podem apontar modificações (peso ou direção) diferentes no despacho de cada usina. Por exemplo, o índice de controle de estabilidade transitória pode indicar que um *grande* aumento na geração de uma determinada máquina é necessário para melhorar a segurança. Por outro lado, o índice de controle de estabilidade de tensão pode apontar para um *pequeno* aumento na geração desta mesma máquina. Neste caso, haveria uma diferença no peso (*grande* x *pequeno*) a ser dado para cada gerador.

Esta questão fica ainda mais difícil quando não só os pesos são diferentes, mas as direções são opostas. Por exemplo, o índice de controle de estabilidade de tensão pode indicar que a produção de um determinado gerador deve *aumentar*, enquanto que o índice de controle de estabilidade a pequenos sinais determina que a produção desta mesma máquina deve *diminuir*.

Este problema se mostra extremamente complexo e uma solução analítica que trate simultaneamente os diferentes aspectos da segurança não é trivial. Para contornar esta dificuldade, nesta tese, é proposta uma agregação dos índices de controle através de um sistema de inferência *fuzzy* (SIF). Este SIF combina os índices de controle através de regras relativamente simples, produzindo um fator de redespacho que será efetivamente utilizado no estabelecimento das novas restrições para o problema de otimização.

A Figura 5.1 ilustra a agregação dos três índices de controle por um SIF, que produz um único fator de redespacho.

A Seção 5.2 apresentará alguns conceitos básicos sobre sistemas de inferência *fuzzy*.

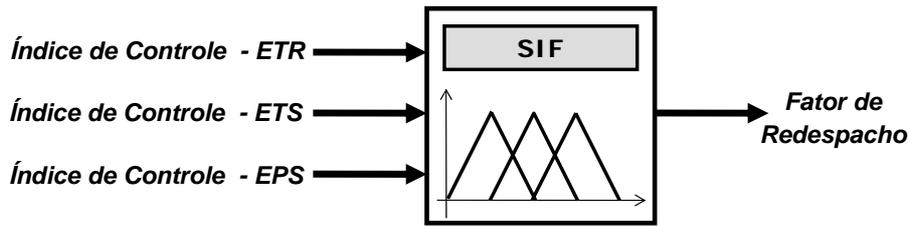


Figura 5.1 – Agregação dos índices de controle

5.2 Sistemas de Inferência Fuzzy

A Seção 5.2.1 apresenta uma breve descrição dos sistemas de inferência *fuzzy* e em seguida, na Seção 5.2.2, as características do SIF adotado neste trabalho serão descritas. Não pretende-se aqui esgotar toda a teoria dos SIF, mas somente apresentar seus conceitos fundamentais e algumas características que permitam o entendimento da aplicação realizada nesta tese. Um maior aprofundamento no assunto pode ser feito consultando-se [117]-[120].

5.2.1 Uma Visão Geral: Conceitos Fundamentais

Sistemas de inferência *fuzzy*⁷ são métodos baseados em conjuntos e na lógica *fuzzy* [117]. A teoria dos conjuntos *fuzzy* possibilita a representação de incertezas sem que estas estejam vinculadas a processos aleatórios. De fato, os SIF processam informações de natureza vaga através de regras estabelecidas pela experiência ou mesmo pela intuição.

Os conjuntos *fuzzy* se diferenciam dos conjuntos convencionais por não estabelecerem uma fronteira rígida entre os elementos que fazem ou não parte de um determinado universo. Isso significa que as transições entre os membros pertencentes ou não àquele universo acontecem de forma gradual. Na teoria clássica de conjuntos, uma função de pertinência só pode assumir valores iguais a “0” ou “1”, o que indicará se um determinado elemento pertence ou não a um conjunto (verdadeiro ou falso). Por outro

⁷ O termo *fuzzy* em inglês, que significa “difuso”, “nebuloso”, será mantido ao longo deste texto.

lado, na teoria dos conjuntos *fuzzy*, as funções de pertinência podem assumir valores entre “0” e “1”, ou seja, é possível representar o grau de pertinência de um elemento a um determinado conjunto. Neste caso, uma afirmação pode não ser totalmente verdadeira ou totalmente falsa.

Para tornar mais clara a diferença, a Figura 5.2 mostra a função de pertinência $\mu(V)$ associada a um conjunto de *tensões altas*, considerando a teoria clássica e a teoria *fuzzy*. No conjunto clássico, a *tensão* é automaticamente classificada como *alta* se estiver acima de 1,05 pu. No caso do conjunto *fuzzy*, *tensões* acima de 1,00 pu serão classificadas como *altas* com um certo grau de verdade. Neste exemplo, é 63% verdadeiro que uma *tensão* 1,05 pu é *alta*.

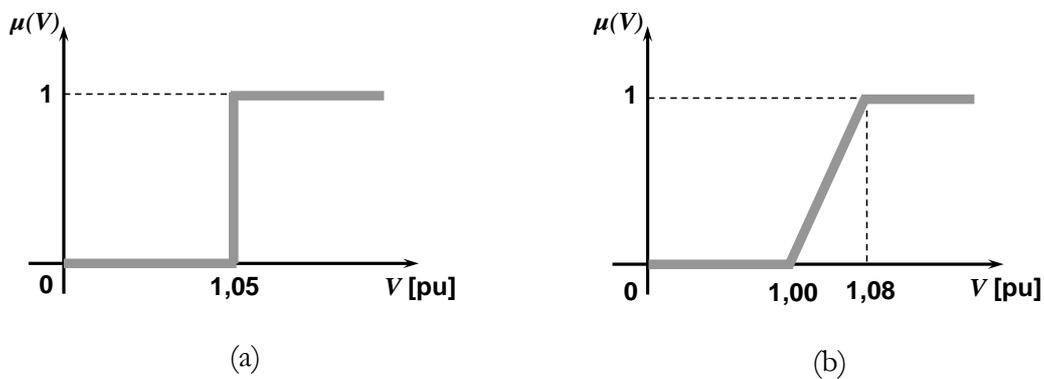


Figura 5.2 – Conjunto clássico (a) x conjunto *fuzzy* (b)

Note-se que uma variável numérica (*tensão*) é associada a uma variável lingüística (*alta*) com um determinado nível de veracidade. Assim, uma mesma variável numérica pode pertencer a diferentes conjuntos *fuzzy* associados a variáveis lingüísticas também distintas. A *tensão*, por exemplo, pode estar associada às variáveis lingüísticas *alta*, *normal* e *baixa*, sendo cada uma delas perfeitamente definidas por suas respectivas funções de pertinência. Neste caso, existiriam três conjuntos *fuzzy* como ilustrado na Figura 5.3.

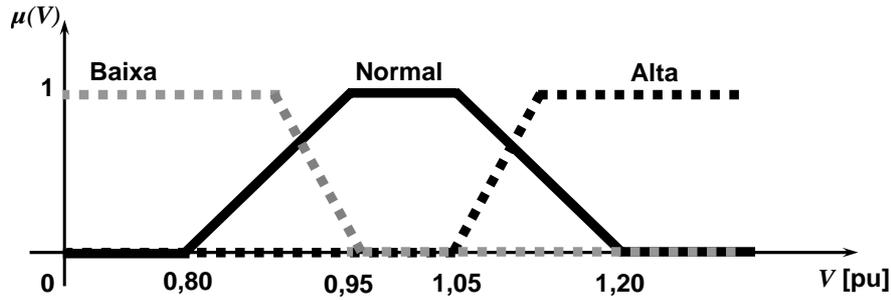


Figura 5.3 – Conjuntos *fuzzy* para tensão

É claro que a definição do que é *baixo*, *normal* ou *alto* dependerá da aplicação específica.

A lógica *fuzzy* trabalha com informações vagas e incertas, as quais podem ser traduzidas por expressões do tipo: a maioria, mais ou menos, talvez, muito, pouco, etc. Ela tenta modelar o senso de palavras para chegar a uma tomada de decisões através de um conjunto de regras.

A Figura 5.4 mostra esquematicamente a estrutura de um SIF genérico. Ele é composto basicamente por um fuzzyficador, um sistema de inferência associado a um banco de regras e por um defuzzyficador. Note-se que a entrada e a saída do SIF são valores numéricos bem determinados, precisos, sem qualquer tipo de incerteza.



Figura 5.4 – Estrutura genérica de um sistema de inferência *fuzzy*

O fuzzyficador recebe uma entrada numérica associada a uma determinada variável e a converte em uma entrada *fuzzy*. Isso é feito através de um mapeamento do domínio dos números reais para o domínio *fuzzy*.

O quadro da Figura 5.5 mostra o processo de fuzzyficação para o exemplo anterior. Neste caso, é suposta uma tensão de 1,08 pu como entrada. O resultado da fuzzyficação são as entradas *fuzzy*, ou seja, 0,4 para *tensão alta*, 0,8 para *tensão normal* e 0,0

para tensão baixa. Ou seja, as entradas $fuzzy$ nada mais são do que os valores das funções de pertinência associadas a cada uma das variáveis lingüísticas de entrada.

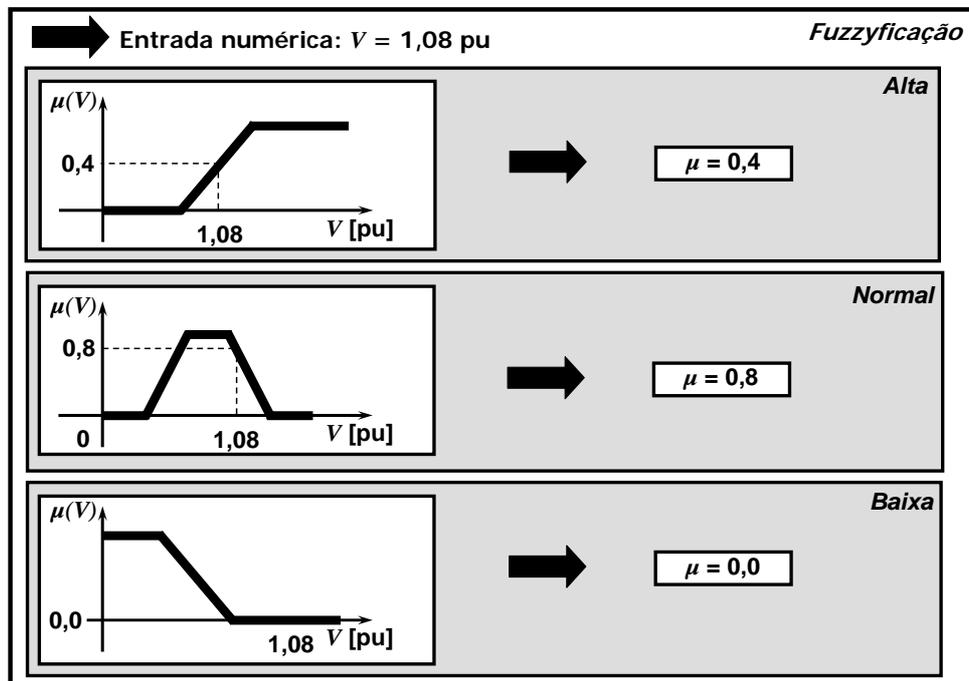


Figura 5.5 – Fuzzyficação

Uma vez estabelecidas as entradas $fuzzy$, o processo de inferência produzirá saídas $fuzzy$ com base em um banco de regras (Figura 5.4). O banco de regras sintetiza os objetivos do SIF. Ele é composto por um conjunto de declarações do tipo “SE-ENTÃO” estabelecidas por um especialista na aplicação em questão.

De uma maneira geral, uma regra pode ser escrita como “se x é A , então y é B ”. Ou seja, com base em uma premissa (antecedente), estabelece-se uma conclusão (conseqüente). Tanto a premissa quanto a conclusão envolvem variáveis numéricas (x e y) e variáveis lingüísticas (A e B). Por exemplo, uma regra para o controle da tensão em uma barra de um sistema elétrico pode dizer que “se a *tensão* está *alta*, então a *potência reativa* deve *diminuir*”. Neste caso, as variáveis numéricas *tensão* e *potência reativa* são quantificadas pelas variáveis lingüísticas *baixa* e *diminuir*, respectivamente.

As variáveis de saída, associadas ao conseqüente das regras, também são definidas por conjuntos $fuzzy$ através de suas funções de pertinência. Por exemplo, a variável numérica *potência reativa* pode ser definida pelos conjuntos das variáveis lingüísticas

aumentar, manter e diminuir, como ilustra a Figura 5.6. O valor de ΔQ , que aparece no eixo das abscissas, pode ser um sinal para algum sistema de controle de um gerador ou compensador de reativos que efetivamente manterá, aumentará ou diminuirá o montante de potência reativa injetado no sistema.

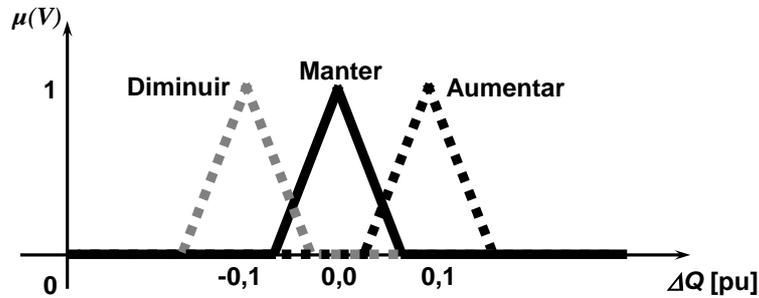


Figura 5.6 – Conjuntos *fuzzy* para potência reativa

O mecanismo de inferência serve para moldar os conjuntos de saída ou ainda estabelecer as saídas *fuzzy* em função da base de regras. Existem diferentes técnicas para moldar os conjuntos de saída [117]. Neste texto, apenas o mais comum deles e que foi de fato utilizado nesta tese, conhecido “mínimo-máximo”, será abordado.

A inferência é realizada em duas etapas: a implicação e a composição. Na implicação, cada conjunto associado a uma variável de saída é moldado individualmente em função do valor da função de pertinência da entrada *fuzzy*. Em uma segunda etapa, esses conjuntos são agregados, formando uma única função de pertinência para a variável de saída.

O quadro da Figura 5.7 ilustra o processo de implicação pelo mínimo (ou truncamento) para a regra “se a *tensão* está *alta*, então a *potência reativa* deve *diminuir*”.

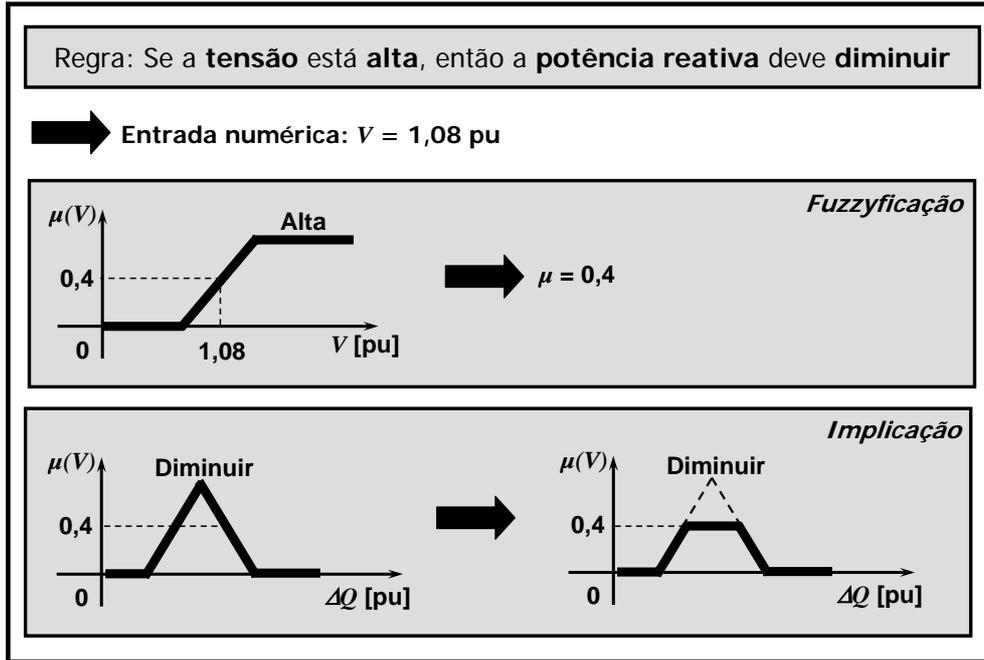


Figura 5.7 – Inferência *fuzzy*: implicação pelo mínimo

O fuzzyficador recebe o valor numérico da tensão (1,08 pu), verifica a pertinência no conjunto *alta* (0,4) e fornece a entrada *fuzzy* ao bloco de inferência. O bloco de inferência, por sua vez, toma o conjunto do conseqüente *diminuir* e determina a saída *fuzzy* da variável *potência reativa*. Essa saída nada mais é do que o conjunto original (*diminuir*) truncado no valor da função de pertinência do antecedente (*alta*).

A implicação é aplicada a todas as regras do SIF e os resultados obtidos para as diferentes variáveis lingüísticas de uma mesma variável numérica de saída são agregados através do máximo (ou união). Seguindo o exemplo anterior, a variável de saída *potência reativa fuzzy* é obtida combinando-se os conjuntos *diminuir*, *manter* e *aumentar* como ilustra o quadro da Figura 5.8.

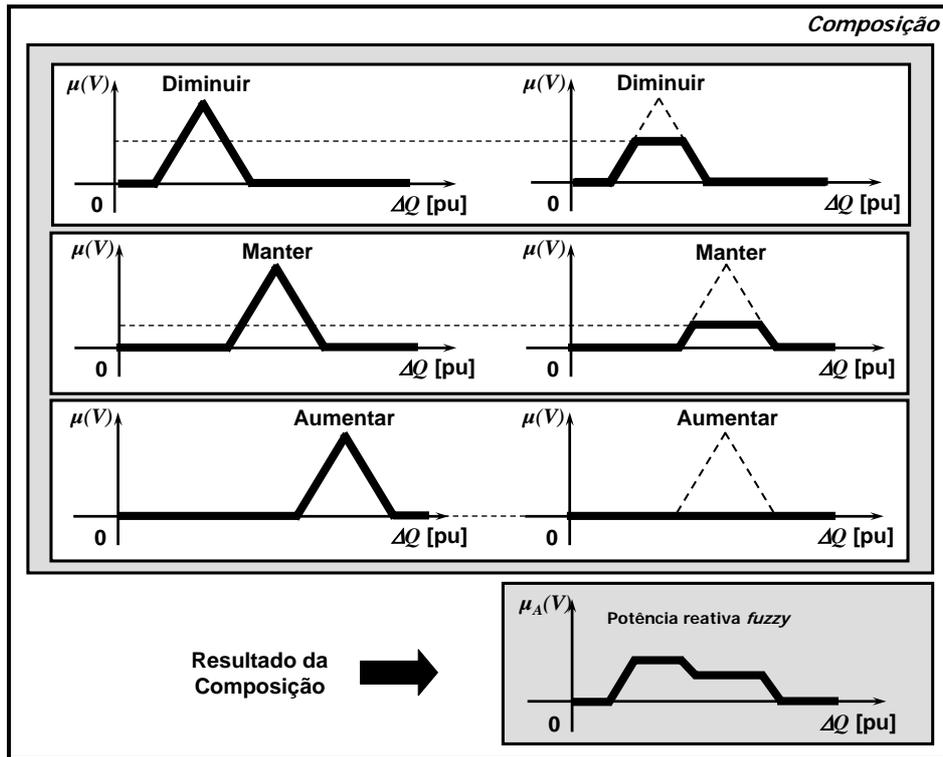


Figura 5.8 – Inferência fuzzy: composição pelo máximo

O resultado da composição é uma nova e única função de pertinência da variável de saída $\mu_A(V)$. Essa nova função representa a variável de saída na sua forma fuzzy.

As saídas fuzzy são a entrada do defuzzyficador (Figura 5.4). Este fará um mapeamento contrário aquele feito pelo fuzzyficador, ou seja, dos conjuntos fuzzy de saída para o domínio dos números reais, produzindo uma saída numérica, bem determinada.

Existem inúmeros métodos de realizar a defuzzyficação [117], sendo o método do centro de área ou centróide um dos mais utilizados.

Também chamado de método do centro de gravidade, no método do centróide, a saída do SIF é determinada pelo centróide da área formada pelas funções de pertinência da variável de saída após a composição. Ou seja [117]:

$$x_c = \frac{\int \mu_A(x) \cdot x \cdot dx}{\int \mu_A(x) \cdot dx} \quad (\text{IV.46})$$

Onde:

x_c é o valor da variável de saída associada ao centróide;

$\mu_A(x)$ é a função de pertinência da variável de saída x após a composição.

Para o exemplo da Figura 5.8, a variável de saída *potência reativa* vale -0,06 conforme ilustrado na Figura 5.9.

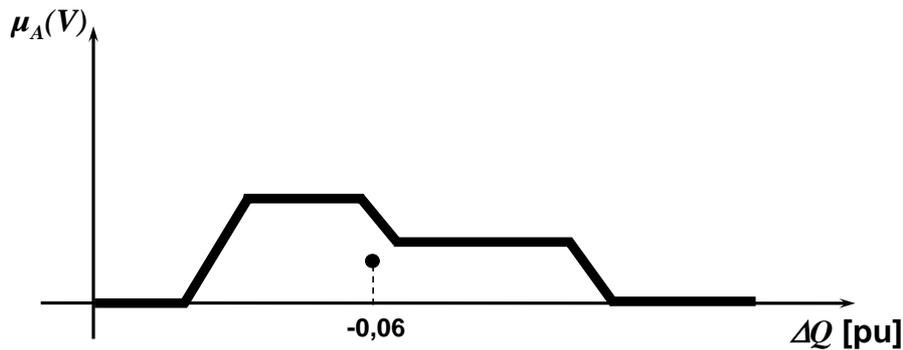


Figura 5.9 – Defuzzificação pelo centróide

No exemplo acima, a regra “se a *tensão* está *alta*, então a *potência reativa* deve *diminuir*” possui um único antecedente (*tensão*). Entretanto, é comum a existência de regras com mais de um antecedente. Por exemplo, na regra “se a *tensão* está *baixa* e a *carga* está *alta*, então a *potência reativa* deve *aumentar*”, a premissa considera as variáveis *tensão* e *carga* simultaneamente.

Em regras com mais de um antecedente, a implicação deve considerar uma combinação das entradas *fuzzy* com base no operador de conexão das variáveis de entrada, que pode ser “E” (mínimo) ou “OU” (máximo). Para a regra “se a *tensão* está *baixa* e a *carga* está *alta*, então a *potência reativa* deve *aumentar*”, o valor do antecedente será o mínimo entre a *tensão baixa* e a *carga alta*. O quadro da Figura 5.10 ilustra esta situação.

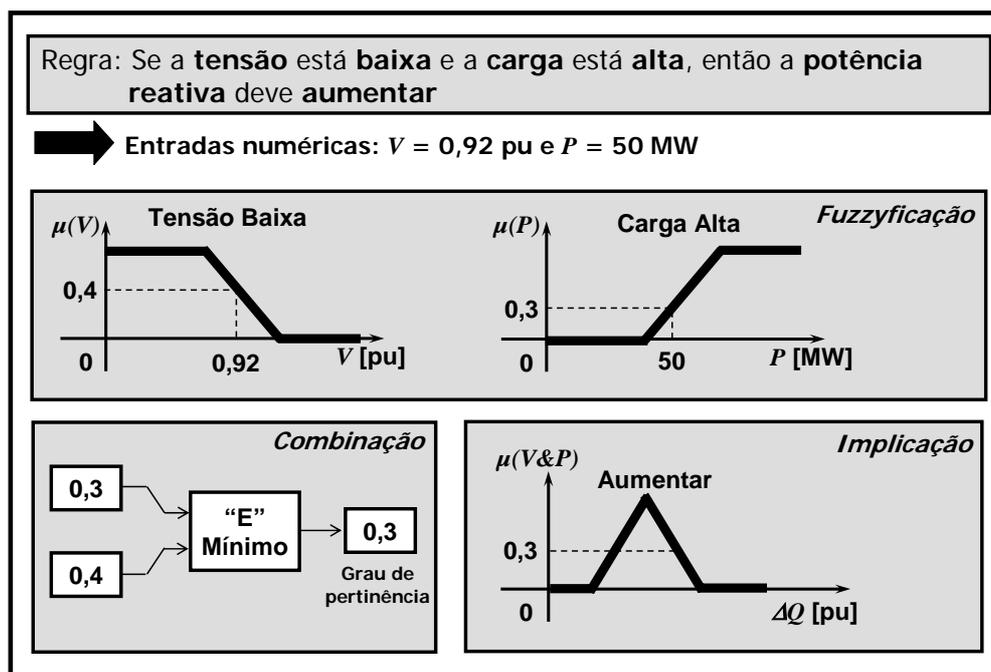


Figura 5.10 – Combinação dos antecedentes

Não existem regras para a escolha do formato das funções de pertinência. Normalmente, são utilizadas funções triangulares, trapezoidais, gaussianas ou as funções sino generalizadas (Figura 5.11). A determinação da função mais apropriada a uma dada aplicação deve estar baseada na opinião de um especialista ou ainda na observação de dados experimentais. No ajuste de um SIF, pode-se primeiramente arbitrar funções de pertinência e, em função de testes, fazer alterações necessárias para um melhor desempenho.

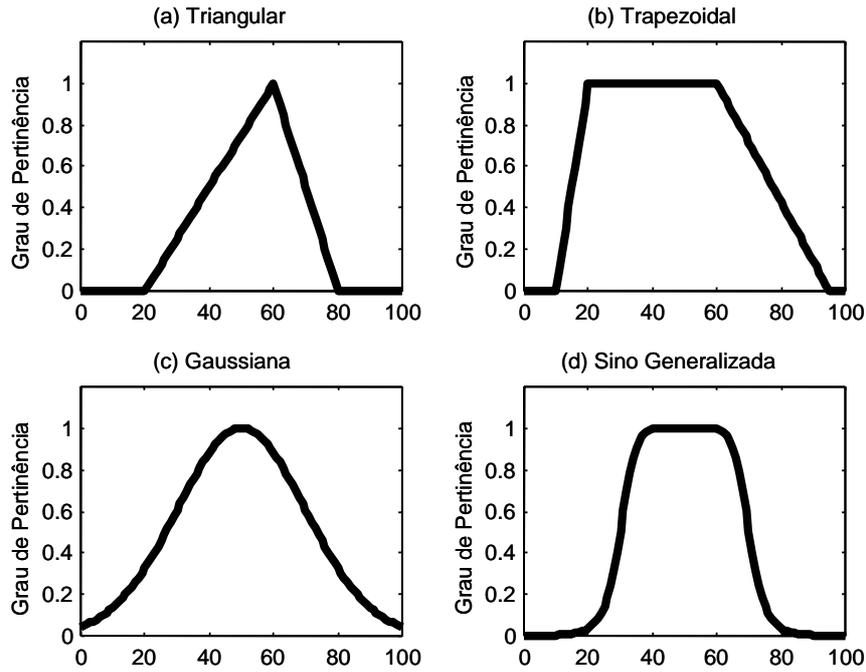


Figura 5.11 – Funções de pertinência usuais

5.2.2 Características do Sistema de Inferência Fuzzy Adotado

A lógica *fuzzy* vem sendo aplicada a diversas áreas da engenharia como controle, otimização, reconhecimento de padrões, construção de sistemas especialistas, entre outras. A idéia de usar um SIF que combine os índices de controle de estabilidade definidos no Capítulo 4 vem da dificuldade em se encontrar uma solução analítica que atenda simultaneamente às diferentes formas de estabilidade. Um SIF pode naturalmente tratar situações conflitantes e instituir ações com base em regras preestabelecidas.

Os índices de controle podem ser vistos como uma tentativa de indicar um redespacho para aumentar a segurança do sistema. O termo “tentativa” é aqui utilizado, pois, de fato, os números calculados não têm caráter determinístico e não devem ser encarados como uma resposta definitiva para o problema. Na verdade, os índices de controle dão apenas pistas de quais máquinas poderão influenciar mais ou menos em uma determinada forma de estabilidade. Este fato fortalece a idéia de que a utilização de um SIF é adequada para esta aplicação.

Na Seção 5.2 foi visto que os SIF operam segundo regras que são escritas por especialistas conhecedores do problema em questão. Inicialmente, pensou-se em formular regras específicas para um determinado sistema elétrico com base única e exclusivamente no conhecimento do seu comportamento dinâmico para diferentes condições operativas. Assim, pensou-se em estabelecer relações do tipo: “se a *geração da usina A* está *alta* e o *compensador síncrono B* opera *próximo ao limite* então o *fluxo na linha CD* deve ser *pequeno*”, ou ainda “se a *margem de estabilidade de tensão* é *muito baixa* e o *fluxo no transformador E* é *pequeno*, então a *geração da usina F* deve *aumentar*”.

O desenvolvimento de tal SIF se mostrou extremamente difícil, principalmente para sistemas de médio e grande porte, já que o número de variáveis e condições operativas envolvidas levaria a uma quantidade absurdamente elevada de regras. Por isso, decidiu-se criar regras simples com base em informações advindas de algum tipo de avaliação matemática que nada mais são do que os índices de controle. De fato, regras elaboradas em função dos índices de controle são intuitivas e podem atender a diferentes sistemas sem a necessidade de uma reformulação rigorosa. Entretanto, em desenvolvimentos futuros, poderá ser considerada a inclusão de regras baseadas no conhecimento específico de uma determinada rede elétrica.

O SIF utilizado neste trabalho é aplicado a cada máquina do sistema participante do redespacho de potência ativa. As entradas do SIF são os três índices de controle associados a um determinado gerador (ETR, ETS e EPS). Com base nesses índices de controle, o SIF produz como saída um fator de redespacho para aquele gerador. O fator de redespacho é finalmente utilizado para elaborar novas restrições para o problema de otimização, como será mostrado na Seção 5.3. A Tabela 5.1 resume as principais características do sistema *fuzzy* implementado.

Tabela 5.1 – Principais características do SIF

Elemento	Característica
Entradas	Índices de Controle de ETR, ETS e EPS
Saída	Fator de Redespacho
Regras	21 regras do tipo “SE-ENTÃO”
Combinação dos Antecedentes	Mínimo (“E”)
Implicação	Mínimo/Truncamento
Composição da Saída	Máximo (“OU”)
Defuzzyficação	Centróide

Pela própria definição dos índices de controle, sabe-se que valores negativos estão associados a uma indicação de redução na geração para melhoria da estabilidade. Da mesma forma, valores de índices de controle positivos estão associados a uma indicação de aumento na geração. Assim, foram definidas as seguintes variáveis linguísticas para quantificação das entradas (índices de controle): *muito negativo*, *pouco negativo*, *baixo*, *pouco positivo* e *muito positivo*. A Figura 5.12 mostra as funções de pertinência adotadas para cada variável linguística das entradas.

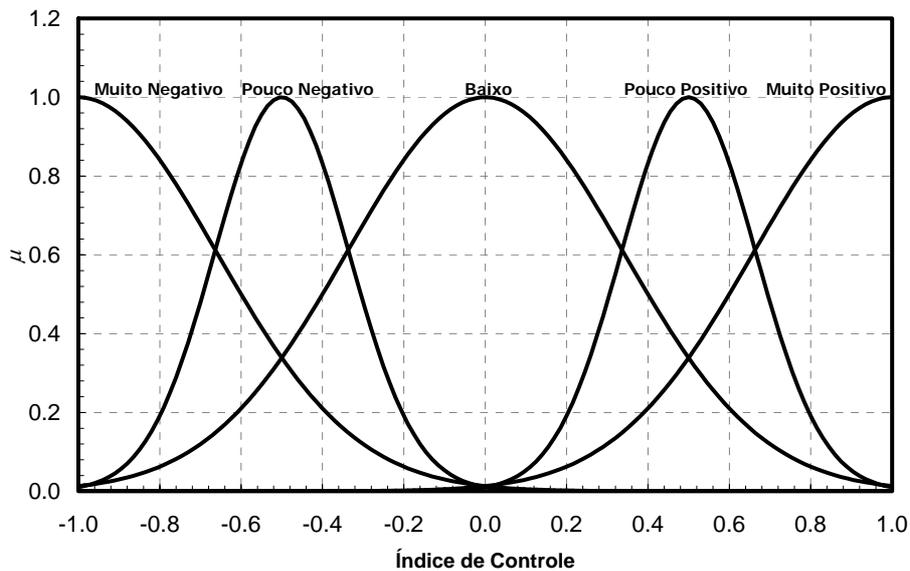


Figura 5.12 – Funções de pertinência para os conjuntos de entrada

Os conjuntos da figura acima foram utilizados para os três índices de controle (ETR, ETS e EPS) que servem de entrada ao SIF. Como definido no capítulo anterior, os índices de controle são valores normalizados, estando compreendidos -1 e 1.

A variável de saída, ou seja, o fator de redespacho está diretamente relacionado com uma ação na geração de cada máquina. Desta forma, para a saída, foram definidas as variáveis linguísticas *reduzir*, *reduzir pouco*, *manter*, *aumentar pouco* e *aumentar*. A Figura 5.13 mostra as funções de pertinência adotadas para cada variável linguística da saída. O valor de “L” indicado no gráfico define os limites (superior e inferior) utilizados para o fator de redespacho. O valor exato de tais limites serão indicados no Capítulo 7, para cada sistema estudado.

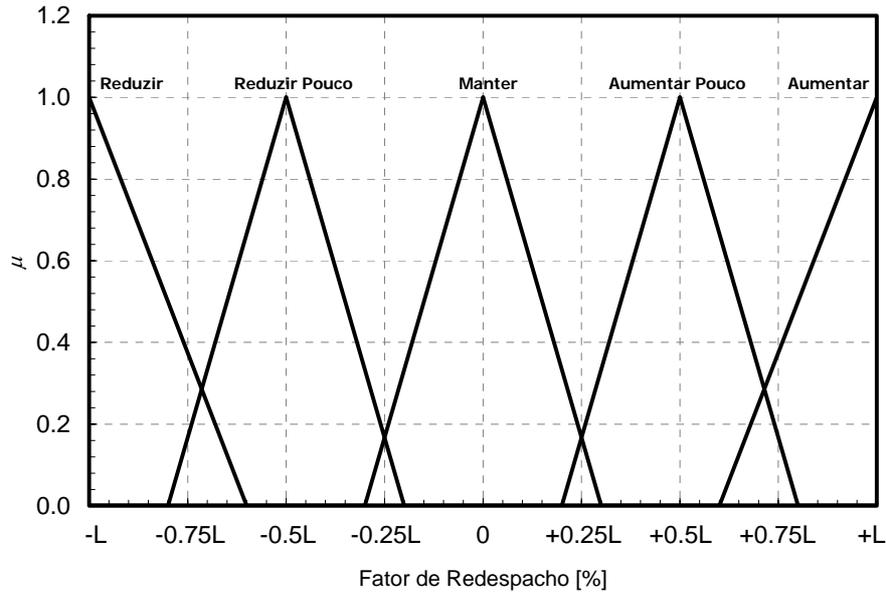


Figura 5.13 – Funções de pertinência para os conjuntos de saída

As funções de pertinência utilizadas para os conjuntos de entrada (Figura 5.12) e saída (Figura 5.13) foram inicialmente arbitradas e sofreram um ajuste fino com base em inúmeros testes realizados para cada sistema estudado.

O SIF utilizado conta com um total de 21 regras, apresentadas de forma esquemática na Tabela 5.2. Essas regras relacionam os índices de controle com um fator de redespacho para cada gerador. Por exemplo, a regra 1 diz que “se o índice de controle da estabilidade transitória é muito negativo e o índice de controle da estabilidade de tensão é baixo e o índice de controle da estabilidade a pequenos sinais é baixo, então a geração deve ser reduzida”. Note-se que a ação sobre a geração está diretamente relacionada com o fator de redespacho.

A construção deste conjunto de regras foi feita com base na intuição, adotando como diretriz principal a priorização da melhoria da estabilidade transitória. “Priorizar a estabilidade transitória” significou simplesmente a inclusão de regras cujo conseqüente apresentasse uma relação mais forte com o antecedente associado aquele fenômeno (índice de controle da ETR). É o caso, por exemplo da regra #21, onde há um conflito entre a ETR e a EPS. Além disso, até se chegar na base de regras de fato utilizada, uma série de testes foram realizados, ajustando-se o SIF para obter melhores resultados.

Tabela 5.2 – Base de regras

Regra	Antecedentes			Conseqüentes
	SE	E	E	ENTÃO
1	ETR <i>muito negativo</i>	ETS <i>baixo</i>	EPS <i>baixo</i>	Geração <i>reduzir</i>
2	ETR <i>baixo</i>	ETS <i>baixo</i>	EPS <i>baixo</i>	Geração <i>manter</i>
3	ETR <i>muito positivo</i>	ETS <i>baixo</i>	EPS <i>baixo</i>	Geração <i>aumentar</i>
4	ETR <i>pouco negativo</i>	ETS <i>baixo</i>	EPS <i>baixo</i>	Geração <i>reduzir pouco</i>
5	ETR <i>pouco positivo</i>	ETS <i>baixo</i>	EPS <i>baixo</i>	Geração <i>aumentar pouco</i>
6	ETR <i>muito negativo</i>	ETS <i>muito negativo</i>	EPS <i>muito negativo</i>	Geração <i>reduzir</i>
7	ETR <i>muito positivo</i>	ETS <i>muito positivo</i>	EPS <i>muito positivo</i>	Geração <i>aumentar</i>
8	ETR <i>pouco positivo</i>	ETS <i>pouco positivo</i>	EPS <i>pouco positivo</i>	Geração <i>aumentar pouco</i>
9	ETR <i>pouco negativo</i>	ETS <i>pouco negativo</i>	EPS <i>baixo</i>	Geração <i>reduzir pouco</i>
10	ETR <i>baixo</i>	ETS <i>muito negativo</i>	EPS <i>muito negativo</i>	Geração <i>reduzir</i>
11	ETR <i>baixo</i>	ETS <i>baixo</i>	EPS <i>muito negativo</i>	Geração <i>reduzir</i>
12	ETR <i>baixo</i>	ETS <i>muito positivo</i>	EPS <i>baixo</i>	Geração <i>aumentar</i>
13	ETR <i>baixo</i>	ETS <i>baixo</i>	EPS <i>muito positivo</i>	Geração <i>aumentar</i>
14	ETR <i>baixo</i>	ETS <i>pouco negativo</i>	EPS <i>baixo</i>	Geração <i>reduzir pouco</i>
15	ETR <i>baixo</i>	ETS <i>baixo</i>	EPS <i>pouco negativo</i>	Geração <i>reduzir pouco</i>
16	ETR <i>baixo</i>	ETS <i>pouco positivo</i>	EPS <i>baixo</i>	Geração <i>aumentar pouco</i>
17	ETR <i>baixo</i>	ETS <i>baixo</i>	EPS <i>pouco positivo</i>	Geração <i>aumentar pouco</i>
18	ETR <i>muito negativo</i>	ETS <i>muito positivo</i>	EPS <i>baixo</i>	Geração <i>reduzir pouco</i>
19	ETR <i>muito negativo</i>	ETS <i>baixo</i>	EPS <i>muito positivo</i>	Geração <i>reduzir pouco</i>
20	ETR <i>muito positivo</i>	ETS <i>muito negativo</i>	EPS <i>baixo</i>	Geração <i>aumentar pouco</i>
21	ETR <i>muito positivo</i>	ETS <i>baixo</i>	EPS <i>muito negativo</i>	Geração <i>aumentar pouco</i>

A Figura 5.14 ilustra a característica não-linear da base de regras para o caso particular onde as entradas são os índices de controle de estabilidade transitória (ETR) e de estabilidade a pequenos sinais (EPS). Neste caso, as funções de pertinência para os conjuntos de saída (fator de redespacho) estão limitadas entre $\pm 20\%$.

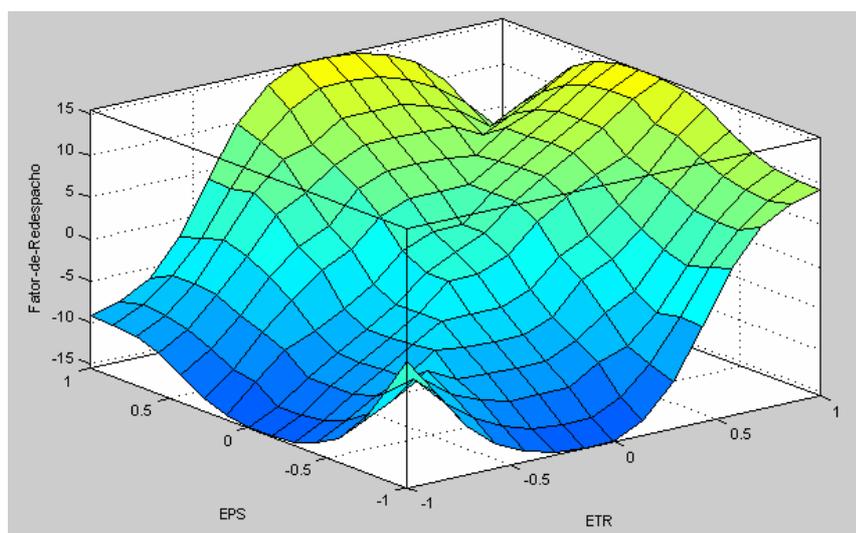


Figura 5.14 – Característica não-linear da base de regras

5.3 Formulação das Novas Restrições

O fator de redespacho calculado pelo SIF é utilizado para formular novas restrições para o FPO, limitando a geração em determinadas usinas. Este fator já contempla informações das diferentes formas de estabilidade, já que o SIF recebe como entrada os índices de controle de estabilidade transitória, de tensão e a pequenos sinais.

O fator de redespacho de um determinado gerador pode ser positivo ou negativo, indicando que uma restrição será incluída limitando a geração mínima ou máxima daquela unidade. Um fator de redespacho positivo indicará que um aumento na geração contribuirá para melhorar a segurança do sistema. Por outro lado, um fator de redespacho negativo indicará que um aumento na geração daquela usina trará prejuízos à segurança do sistema. Assim, uma nova restrição de geração é incluída no problema de otimização com base em (V.1).

$$P_{lim}^i = P_{atual}^i \cdot (1 + R^i) \quad (V.1)$$

Onde:

P_{lim}^i é o limite da nova restrição de geração do i-ésimo gerador;

P_{atual}^i é geração do i-ésimo gerador estabelecida pelo FPO na última otimização;

R^i fator de redespacho do i-ésimo gerador (saída do SIF).

A nova restrição será uma restrição de geração mínima caso o fator de redespacho seja positivo. Por outro lado, a nova restrição será de geração máxima caso o fator de redespacho seja negativo. Deve ficar claro que as novas restrições de geração devem respeitar os limites físicos do gerador no tocante à sua produção mínima e máxima.

A inclusão das novas restrições no problema de otimização não limita necessariamente a transferência de potência entre as áreas para as quais está sendo calculado o limite de intercâmbio, mas tenta conduzir o processo iterativo a um resultado mais favorável à segurança dinâmica do sistema.

Para não permitir que um número elevado de restrições fosse adicionado ao problema de otimização desnecessariamente, foram estabelecidas algumas normas complementares para a formulação das novas restrições. Essas normas podem ser resumidas como:

- Se o fator de redespacho é positivo e o gerador pertence à área exportadora, nada deve ser feito;
- Se o fator de redespacho é negativo e o gerador pertence à área importadora, nada deve ser feito;
- Fatores de redespacho inferiores a 3% são desprezados.

As duas normas iniciais foram consideradas pois, se o gerador pertence à área exportadora (importadora), sua geração será naturalmente aumentada (reduzida) durante o processo de otimização. A terceira norma impede que alterações pouco significativas sejam introduzidas no problema de otimização.

5.4 Considerações Finais

Este capítulo apresentou algumas noções fundamentais sobre sistemas de inferência *fuzzy* e descreveu as características do SIF utilizado no sistema inteligente proposto. Além disso, foi mostrado como o resultado produzido pela máquina de inferência é utilizado para compor as novas restrições do fluxo de potência ótimo. Basicamente, tais restrições representam a limitação da geração em algumas máquinas do sistema, podendo restringir a geração máxima ou mínima, dependendo da influência da geração na segurança e da sua localização no sistema.

A idéia principal do sistema inteligente é tentar obter um perfil de geração seguro sem necessariamente ou diretamente limitar o intercâmbio entre as regiões de interesse.

O Capítulo 6 mostrará alguns detalhes da implementação computacional da metodologia proposta, incluindo o método simplificado e o método inteligente já descritos.

Capítulo 6

Implementação Computacional

Neste capítulo são feitas algumas considerações referentes à implementação computacional propriamente dita do método proposto. Para essa implementação, foi utilizada a linguagem de programação C++, empregando conceitos de modelagem orientada a objetos (MOO). Todo o desenvolvimento foi realizado através do aplicativo C++BUILDER, da BORLAND.

O desenvolvimento das ferramentas de análise de sistemas de potência utilizadas durante o cálculo da capacidade de transmissão está fora do escopo desta tese. De fato, foi utilizada uma plataforma computacional totalmente voltada para aplicações de sistemas de potência, desenvolvida por A. Manzoni [121] e complementada no trabalho de Z.S. Machado Jr. [122]. A próxima seção descreve as principais características da estrutura computacional adotada.

Além das ferramentas de análise, o método aqui proposto utiliza um sistema de inferência *fuzzy*. Neste capítulo também é comentada a origem do SIF utilizado, bem como sua integração à plataforma de desenvolvimento.

6.1 Características da Estrutura Computacional

A realidade atual dos sistemas de potência vem exigindo a criação de ferramentas computacionais cada vez mais precisas, rápidas e robustas. Além disso, a palavra-chave do desenvolvimento de aplicativos modernos na área de sistema de potência é a “integração”. Com a elevada diversidade de técnicas de análises hoje disponíveis ao engenheiro de sistemas elétricos, a tendência no cenário mundial de desenvolvimento de programas é a construção de pacotes integrados onde estejam disponíveis instrumentos de estudo acomodados em um único ambiente computacional.

Além da integração funcional, ou seja, dos aplicativos propriamente ditos, a tendência no desenvolvimento de programas para o setor elétrico também inclui a integração da base de dados e a chamada “integração vertical”. Programas verticalmente integrados são aqueles que possuem, em um único ambiente computacional, ferramentas para os setores de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica. Neste caso, a representação de modelos com diferentes níveis de detalhamento também é exigida.

Atualmente, já podem ser encontradas ferramentas computacionais a nível comercial e acadêmico que possuem algum tipo de integração, seja ela funcional, vertical e/ou da base de dados. Como exemplo, pode-se citar o DIGSILENT [123], o PSAT [124], o ORGANON [125] e o FASTSIM⁺⁺ [126].

No contexto do desenvolvimento de aplicativos integrados, a modelagem orientada a objetos surge como uma técnica promissora [127][128]. A aplicação da MOO pode trazer inúmeros benefícios no desenvolvimento de programas, tais como a facilidade de manutenção da estrutura computacional, flexibilidade de gerenciamento, alto grau de organização e generalização, entre outros.

A MOO tem se mostrado especialmente interessante para aplicações em sistemas de potência e uma quantidade crescente de trabalhos vem sendo publicada [121][122][129]-[135]. Foram propostos trabalhos voltados exclusivamente para o a análise em regime permanente [129]-[131], mas também para aplicações mais abrangentes

[121][122][132]-[134], incluindo a análise da segurança de sistemas de energia elétrica [135].

A. Manzoni [121] desenvolveu um modelo orientado a objetos para a representação da topologia da rede elétrica caracterizado por conceber a descrição física e lógica do sistema. Assim, pode ser feito um detalhamento a nível de chaves seccionadoras e disjuntores, permitindo, por exemplo, a representação minuciosa de arranjos de subestações. O modelo proposto mostrou-se adequado para acomodar aplicativos tais como fluxo de potência, análise modal, simulação rápida e simulação completa. Além disso, o grau de generalização no desenvolvimento é tal que permite a incorporação automática de novos equipamentos e modelos, de forma que estes sejam naturalmente assimilados por todo o elenco de aplicativos existentes.

A Figura 6.1, reproduzida a partir de [121], mostra o diagrama geral de classes⁸ proposto naquele trabalho, que descreve o sistema de energia elétrica (**SEE**). O diagrama utiliza a notação gráfica da UML (*Unified Modeling Language*) [128] e seus detalhes podem ser obtidos nas referências [121] e [122].

⁸ Uma classe é a descrição de um tipo de objeto, que na MOO é a entidade fundamental e representa um conceito no domínio do problema (conjunto de atributos ou dados e métodos ou funções) [121].

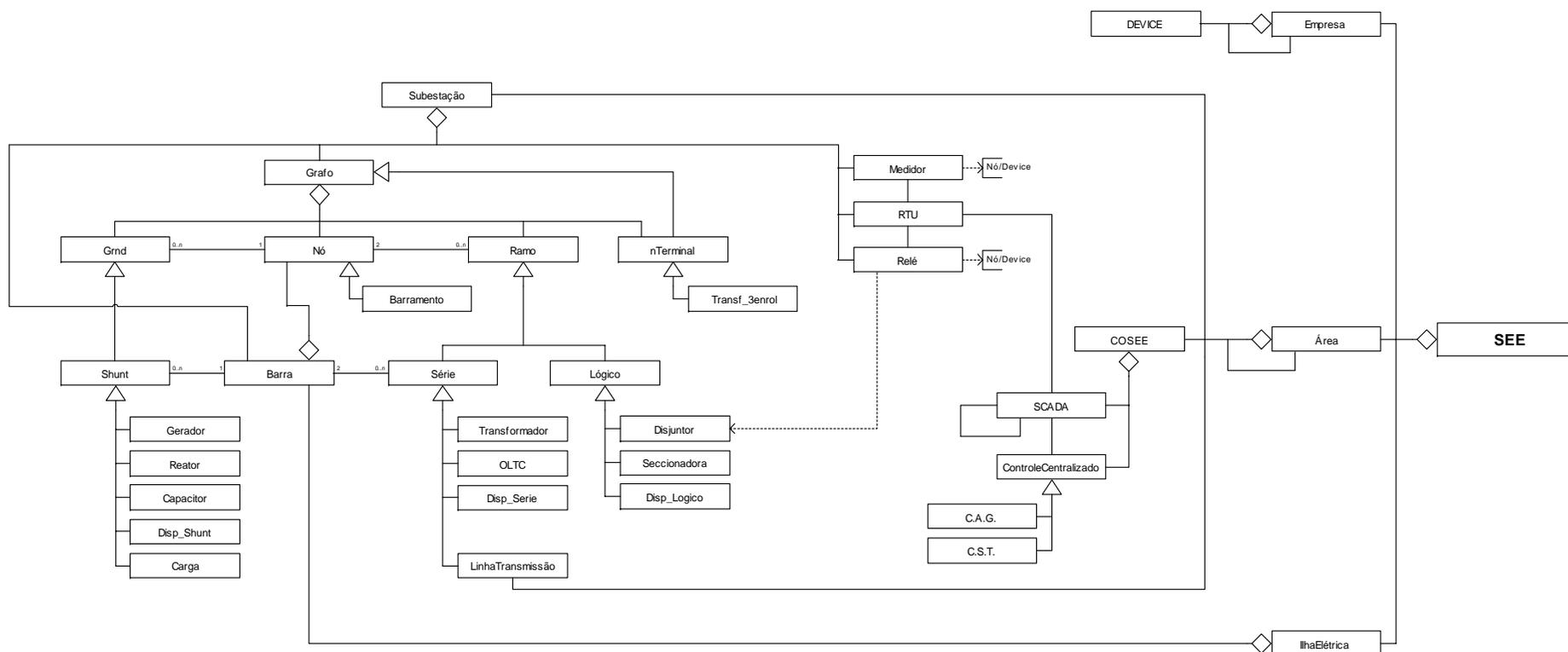


Figura 6.1 – Diagrama geral de classes da plataforma computacional utilizada

Além da entidade global que descreve o **SEE**, existe uma classe base para a construção de aplicativos (**APLICATIVOS**). Esta classe possui associações com a classe **SEE** e com um pacote de ferramentas matemáticas denominado **CAL⁺⁺** (Figura 6.2)[121]. O pacote **CAL⁺⁺** é responsável pelo gerenciamento de matrizes, vetores e sistemas lineares, dando o suporte matemático requerido pelos aplicativos.

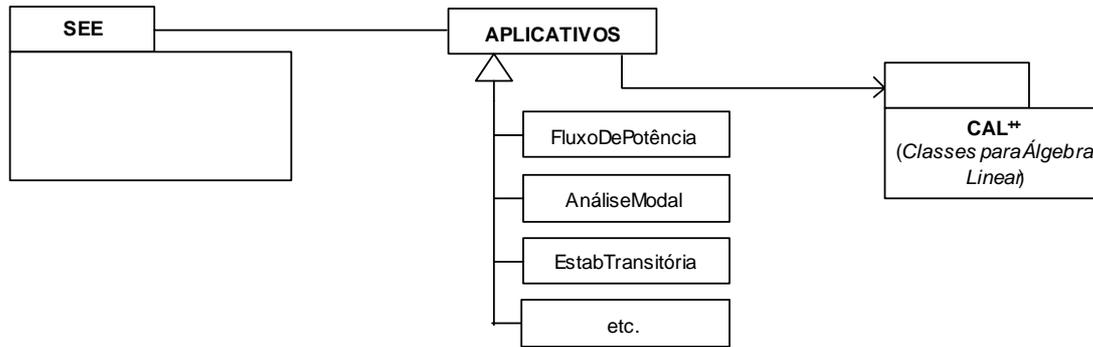


Figura 6.2 – Diagrama de classes da plataforma computacional utilizada: SEE x aplicativos

Z.S. Machado Jr [122] desenvolveu um modelo orientado a objetos para uso geral em problemas de otimização. Este modelo foi utilizado para o estabelecimento de um novo aplicativo na estrutura criada por A. Manzoni [121], o fluxo de potência ótimo. O uso da MOO permitiu o desenvolvimento de um FPO altamente flexível no tocante à modelagem dos dispositivos, bem como na elaborações de funções objetivo e restrições do problema de otimização. Detalhes podem ser encontrados em [122].

6.2 Nova Ferramenta: Cliente

A implementação computacional realizada nesta tese utilizou como base a estrutura desenvolvida em [121] em conjunto com os avanços alcançados em [122]. A ferramenta para o cálculo da capacidade de transmissão foi incorporada ao programa já existente como um benefício adicional. Além disso, a nova ferramenta trabalha como um programa “cliente” fazendo uso dos aplicativos já disponíveis na plataforma computacional (Figura 6.3).

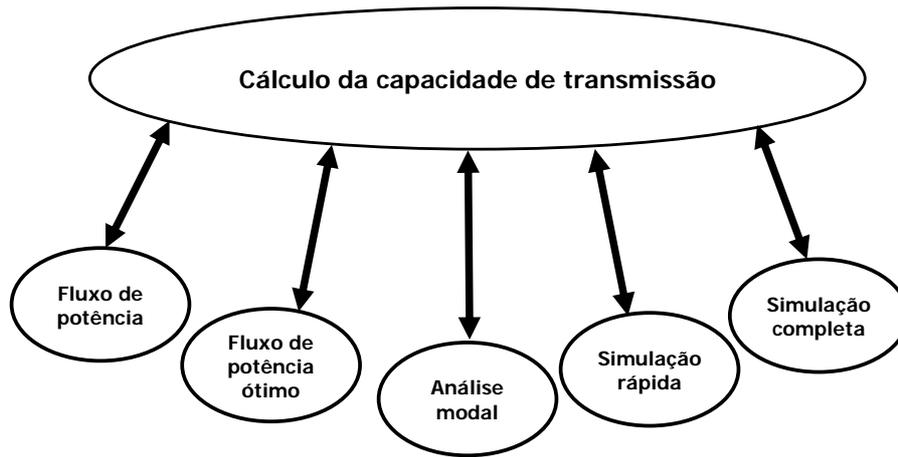


Figura 6.3 – Cálculo da CCT: cliente dos demais aplicativos

Como a metodologia para cálculo dos limites de transmissão apresentada no Capítulo 3 utiliza várias ferramentas computacionais, foi extremamente interessante utilizar uma plataforma totalmente integrada, onde o acesso a tais ferramentas e aos elementos do sistema (ângulos dos geradores, margem de carregamento, níveis de tensão, etc.) fosse realizado de forma natural e relativamente simples.

6.2.1 Principais Características dos Aplicativos Utilizados

A Tabela 6.1 mostra as principais características de cada aplicativo utilizado na implementação da metodologia descrita no Capítulo 3. As referências [121], [122] e [138] apresentam validações destas ferramentas.

Ressalta-se que o desenvolvimento e a implementação desses aplicativos não fizeram parte deste trabalho de tese. Mais detalhes e características dos aplicativos podem ser obtidos nas referências [121] e [122].

Tabela 6.1 – Principais características dos aplicativos

Aplicativo	Características
Fluxo de Potência	O fluxo de potência é calculado pelas formulações clássica [55] e generalizada [121], ambas resolvidas pelo método de Newton.
Fluxo de Potência Ótimo	O problema de programação não-linear representado por (III.4) a (III.10) é resolvido através do método dos pontos interiores primal-dual [136].
Análise Modal	Para análise modal do sistema linearizado representado por (II.3) é utilizado o método QR [30].
Simulação Completa no Tempo	A simulação completa no domínio do tempo é realizada através do método de solução alternado [137], em conjunto com a regra trapezoidal implícita para algebrização das equações diferenciais do sistema algébrico-diferencial (II.1).
Simulação Rápida no Tempo	As dinâmicas do sistema (II.4) são desprezadas e sucessivos pontos de equilíbrio são obtidos com a solução do sistemas de equações pelo método de Newton.

6.3 Sistema de Inferência Fuzzy

O sistema de inferência *fuzzy* aqui utilizado foi obtido a partir do pacote comercial MATLAB, da MATHWORKS. O MATLAB possui uma biblioteca de lógica *fuzzy*, que inclui uma ferramenta voltada para o projeto e o desenvolvimento de sistemas de inferência *fuzzy*. Esta ferramenta possibilita o uso de diferentes tipos de funções de pertinência, métodos de implicação, combinação, defuzzyficação, etc [139].

Embora o SIF do MATLAB possua uma interface gráfica bastante amigável, também é disponibilizado no pacote comercial um código fonte, escrito em linguagem C, que permite a manipulação do SIF sem qualquer interação com o MATLAB. Assim, o uso desta ferramenta se mostrou bastante útil para a implementação proposta neste trabalho.

A partir do código fonte, são lidos arquivos texto contendo todas as informações sobre as funções de pertinência, métodos utilizados e a base de regras do SIF, além dos dados de entrada. Da mesma forma, os dados de saída gerados pelo SIF também são escritos em um arquivo texto.

A rigor, os arquivos de dados da estrutura, de entrada e de saída do SIF não são estritamente necessários, já que essas informações podem ser passadas diretamente às funções pertinentes, bastando para isso simples modificações no código fonte. Entretanto, optou-se por não alterar o algoritmo original disponibilizado pelo MATLAB e manteve-se assim a troca de informações via arquivos.

O arquivo texto contendo a estrutura do SIF pode ser gerado automaticamente pelo MATLAB, utilizando a interface gráfica do aplicativo. Entretanto, sua construção pode ser feita também manualmente, seguindo algumas regras de formatação. Desta forma, o SIF pode ser utilizado de maneira totalmente desacoplada do aplicativo comercial.

Com o código do sistema de inferência *fuzzy* escrito em linguagem C, foi possível integrá-lo ao aplicativo desenvolvido nesta tese de forma relativamente simples, como ilustra esquematicamente a Figura 6.4. Com os índices de controle calculados a partir das ferramentas de análise (fluxo de potência, cálculo de autovalores, simulação completa e simulação rápida no tempo) em conjunto com as técnicas de redespacho descritas no Capítulo 5, são construídos os arquivos de entrada para o SIF. Como já explicado, o SIF também recebe os arquivos de estrutura, onde são passadas as funções de pertinência, a base de regras, os métodos de implicação, agregação e defuzzyficação.

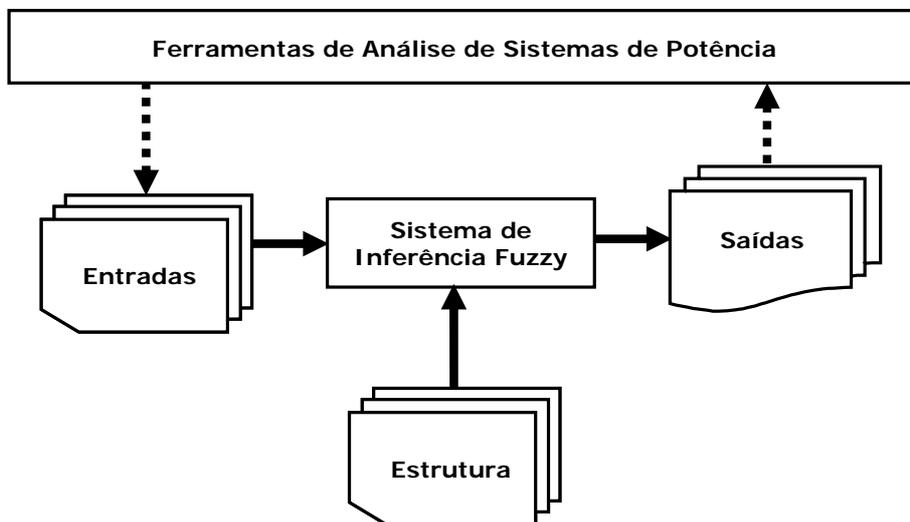


Figura 6.4 – Integração do SIF ao aplicativo desenvolvido

Finalmente, os fatores de redespacho (saída do SIF) são também escritos em um arquivo de saída e servirão para a formulação das novas restrições para a otimização.

Seguindo a metodologia proposta, a partir das novas restrições, as ferramentas de análises são novamente utilizadas.

6.4 Automação da Ferramenta

O fato de se ter adotado uma plataforma computacional integrada, onde todos os aplicativos, sem exceção, compartilham a mesma base de dados, trouxe um benefício adicional: a automação. Na verdade, a integração não é um requisito essencial para a automação, mas de fato torna esta tarefa extremamente simples e direta.

A automação de qualquer processo computacional requer um bom nível de robustez por parte dos aplicativos utilizados. Por exemplo, é indesejável que durante a evolução do cálculo existam problemas de convergência numérica, o que traria uma interrupção no método. Contudo, não foi objeto desta tese avaliar a robustez dos aplicativos desenvolvidos em [121] e [122], já que a proposta de automação independente desta tarefa.

A metodologia proposta no Capítulo 3 foi totalmente automatizada, tanto para o método simplificado (Seção 3.1), quanto para o método inteligente (Seção 3.2). Nos dois casos, foi necessário estabelecer métodos de avaliação da segurança dinâmica, os quais são descritos na seção seguinte.

6.4.1 Avaliação da Segurança Dinâmica

Na implementação automática, foram definidos métodos simples de avaliação da segurança dinâmica. Entretanto, nada impede que, em futuros desenvolvimentos, métodos mais sofisticados sejam considerados. A adoção de métodos diferentes dos atualmente implementados não modifica a metodologia proposta.

No caso da estabilidade a pequenos sinais, a avaliação considera simplesmente o fator de amortecimento dos modos eletromecânicos do sistema. Os modos eletromecânicos são filtrados em função da frequência de oscilação. Na implementação atual, foi considerada uma faixa de frequências de 0,1 a 3,0 Hz. Ou seja, o sistema é considerado inseguro se o fator de amortecimento de algum modo nesta faixa de frequências estiver abaixo de um determinado valor predefinido.

A estabilidade de tensão é avaliada em função da margem de carregamento do sistema. Aplica-se uma rampa de carga e o sistema é dito seguro se a margem de carregamento estiver acima de um valor predeterminado.

Finalmente, a estabilidade transitória é avaliada através da simulação completa no domínio do tempo. Para uma determinada contingência preestabelecida, a trajetória do ângulo dos geradores em relação ao centro de massa do sistema é monitorado durante a simulação. O caso é considerado instável ou inseguro se um dos ângulos ultrapassar 180 graus. Nesta situação, a simulação é automaticamente interrompida.

6.4.2 Algoritmo: Método Simplificado

A Figura 6.5 mostra de forma resumida o algoritmo implementado para automação do método simplificado. Alguns detalhes foram omitidos para não sobrecarregar o diagrama.

A figura mostra que o algoritmo é basicamente governado por um laço principal, o qual é repetido sempre que alguma violação é encontrada. Esse controle é realizado através da variável lógica “Violações”.

Sempre que o laço é repetido, a topologia ou configuração do caso base é carregada, juntamente com os modelos estáticos e de otimização.

A partir da segunda iteração, é calculado um limite de intercâmbio (por exemplo, 90% do último valor calculado), que é traduzido como uma nova restrição ao problema de otimização. Na estrutura orientada a objetos utilizada, a inclusão da restrição é realizada através da classe **RESTRITO**, onde são estabelecidas as restrições de igualdade e desigualdade, diretamente associada à classe **OTIMIZAÇÃO** [122].

A partir da solução do fluxo de potência ótimo, é calculado o intercâmbio atual e os modelos dinâmicos são incorporados para dar início à avaliação dinâmica do sistema. Primeiramente, é efetuada a análise modal e, em seguida, caso não haja violações, realiza-se a avaliação da estabilidade de tensão. Neste caso, são carregados os dados de eventos associados a avaliação de longo prazo (rampa de carga) e a análise é feita a partir do simulador rápido.

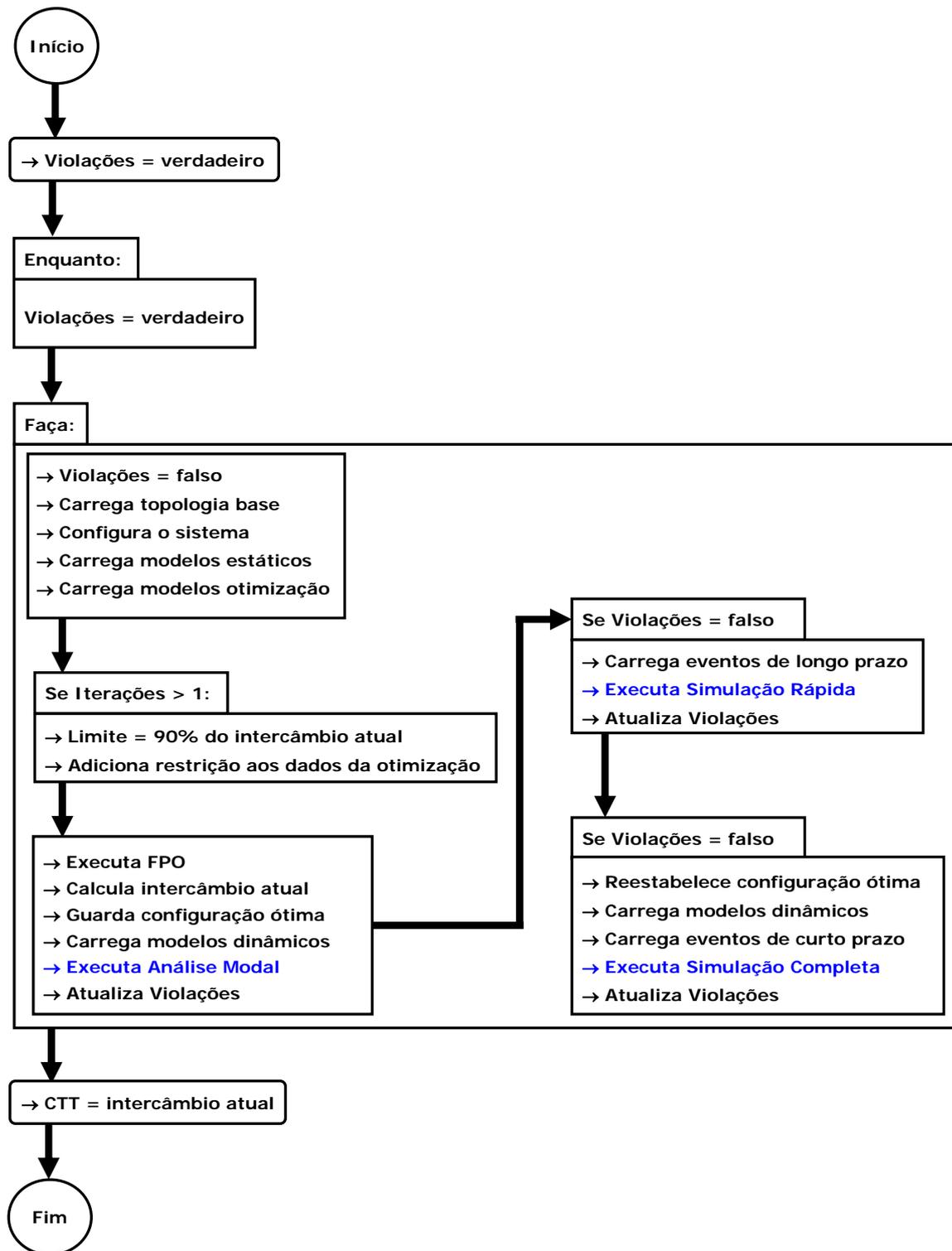


Figura 6.5 – Algoritmo de automação do método simplificado

Se não forem encontrados problemas de segurança de tensão, parte-se para a avaliação da estabilidade transitória com o simulador completo. Para isso, é necessário

restabelecer o ponto de operação fornecido pelo FPO, uma vez que a simulação rápida produziu alterações no ponto de equilíbrio inicial sistema. Os modelos dinâmicos são novamente carregados, juntamente com os dados dos eventos associados à avaliação de curto prazo (curto-circuito).

Ao final da execução do laço principal, onde todos os critérios de segurança foram atendidos, a capacidade total de transmissão (CTT) é dada pelo valor do intercâmbio calculado na última otimização.

No diagrama da Figura 6.5, a execução da análise modal, da simulação rápida e da simulação completa, incluem também a avaliação da segurança, conforme descrito na Seção 6.4.1 (cálculo dos fatores de amortecimento, da margem de carregamento e a monitoração do ângulo dos geradores).

6.4.3 Algoritmo: Método Inteligente

A Figura 6.6 mostra de forma resumida o algoritmo implementado para automação do método inteligente. Alguns detalhes foram omitidos para não sobrecarregar o diagrama.

Assim como no método simplificado, o algoritmo é governado por um laço principal, o qual é repetido sempre que alguma violação é encontrada. Esse controle é realizado através das variáveis lógicas “Violação_ETR”, “Violação_ETS” e “Violação_EPS”.

Sempre que o laço é repetido, a topologia ou configuração do caso base é carregada, juntamente com os modelos estáticos e de otimização.

A partir da segunda iteração, são calculados limites de geração com base nos fatores de redespacho. Tais limites são traduzido como novas restrições ao problema de otimização. A restrição é manipulada através da classe **RESTRITO** associada à classe **OTIMIZAÇÃO** [122].

A partir da solução do fluxo de potência ótimo, é calculado o intercâmbio atual e os modelos dinâmicos são incorporados para dar início à avaliação dinâmica do sistema. Primeiramente, é efetuada a análise modal e, caso o critério de amortecimento não seja observado, calcula-se os índices de sensibilidade. É importante lembrar que os índices de sensibilidade são obtidos com base no diagrama da Figura 4.15, que também está inserido no processo de automação. De posse dos índices de sensibilidade, calcula-se os índices de controle de estabilidade a pequenos sinais.

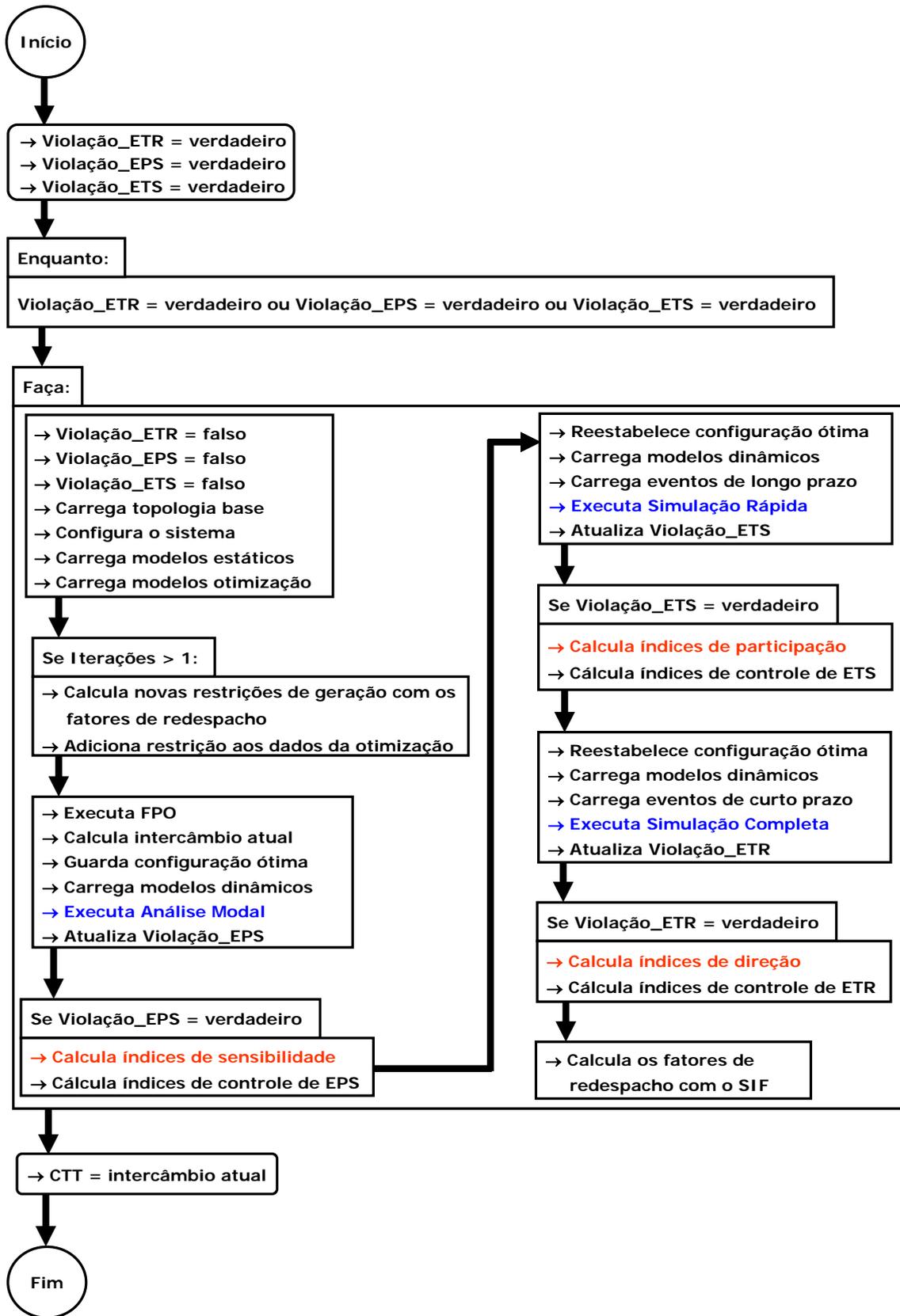


Figura 6.6 – Algoritmo de automação do método inteligente

Na etapa seguinte, a configuração ótima é restabelecida e os modelos dinâmicos são carregados, juntamente com os dados de eventos associados à avaliação de longo prazo. Com o simulador rápido, avalia-se a margem de carregamento e, havendo violação do critério, são calculados os índices de participação. É importante lembrar que os índices de participação são obtidos com base no diagrama da Figura 4.8, que também está inserido no processo de automação. Em posse dos índices de participação, calcula-se os índices de controle de estabilidade de tensão.

Mais uma vez, o cenário ótimo é restabelecido e os modelos dinâmicos carregados com os eventos da avaliação de curto prazo. Com o auxílio da simulação completa, verifica-se se o sistema é ou não estável. Sendo o sistema instável, são calculados os índices de direção e, finalmente, os índices de controle de estabilidade transitória.

No último bloco do laço principal, determina-se os fatores de redespacho com o sistema de inferência *fuzzy*.

Ao final da execução do laço principal, onde todos os critérios de segurança foram atendidos, a capacidade total de transmissão (CTT) é dada pelo valor do intercâmbio calculado na última otimização.

6.5 Considerações Finais

Este capítulo apresentou algumas considerações com relação à implementação computacional do método proposto no Capítulo 3. A plataforma computacional utilizada foi sucintamente descrita e tem como principal característica o fato de integrar em um único modelo diferentes ferramentas de análise de sistemas de potência. Desta forma, a metodologia proposta para o cálculo dos limites de transferência funciona como um novo aplicativo (cliente) fazendo uso das ferramentas disponíveis.

O sistema de inferência *fuzzy* adotado, embora tenha origem em um aplicativo comercial, também foi totalmente integrado ao programa.

A completa integração das ferramentas, compartilhando uma base de dados comum, possibilitou de forma relativamente simples a automação de toda a metodologia para o cálculo da capacidade de transmissão. Para isso, foram fixados procedimentos de avaliação da segurança dinâmica. Embora tais procedimentos sejam bastante simples,

nada impede que em futuros desenvolvimentos técnicas mais apuradas sejam implementadas, o que não alteraria em nada o método proposto.

As principais etapas do algoritmo desenvolvido para a automação do método simplificado e do método inteligente foram descritas.

Capítulo 7

Resultados Obtidos

Neste capítulo são apresentados alguns resultados obtidos com a metodologia proposta nesta tese. O método foi inicialmente testado em um sistema de 9 barras e, em seguida, foi aplicado a sistemas de 39 e 205 barras. O sistema de 9 barras é o mesmo utilizado nos exemplos apresentados no Capítulo 4.

Os sistemas de 39 e 205 barras são representações simplificadas de parte do sistema elétrico brasileiro, que serão detalhadas nas seções seguintes. Entretanto, deve-se deixar claro que não foi objetivo desta tese calcular a máxima transferência de potência entre as áreas geoeletricas do Sistema Interligado Nacional, nem tampouco estudar a segurança dinâmica do sistema elétrico brasileiro. Por outro lado, procurou-se utilizar sistemas que apresentassem de algum modo características similares as de um sistema real para que o problema aqui estudado e a aplicação da metodologia proposta pudesse ser melhor ilustrada.

Para todos os sistemas testados, duas formas de controle da segurança foram avaliadas. Na primeira delas, foi aplicado o método simplificado, onde uma limitação no intercâmbio é incluída como restrição para o FPO sempre que algum critério de segurança é violado. Na segunda, o sistema inteligente descrito anteriormente é utilizado para restringir a geração em determinadas máquinas do sistema.

Para todos os sistemas estudados, não foi realizado qualquer tipo de seleção das contingências críticas. Foi considerada como pior contingência um defeito em um dos circuitos de interligação e apenas o estudo referente a esta pior contingência foi realizado. As seções seguintes mostram detalhadamente os resultados alcançados.

7.1 Sistema de 9 Barras

O primeiro sistema testado é o sistema de 230 kV, com 9 barras, utilizado no Capítulo 4. Os dados deste sistema, originalmente extraído de [93], estão detalhados nos Anexos 1 e 3, incluindo todos os dados e modelos dos dispositivos dinâmicos. A Tabela 7.1 mostra as principais características desse sistema.

Tabela 7.1 – Principais características do sistema de 9 barras

Dado	Quantidade
Carga total	677,5 MW
Geradores	3
Transformadores	3
Linhas de transmissão	6
Variáveis de estado	33

Para testar o método aqui proposto, o sistema mostrado na Figura 4.3 foi dividido em duas áreas como mostra a Figura 7.1. O objetivo do estudo é calcular o máximo intercâmbio ou a máxima capacidade de transferência de potência da Área #1 para a Área #2. Isso significa que deseja-se maximizar o fluxo de potência nas linhas #5-7 e #6-9 como indicam as setas da Figura 7.1. Note-se que as barras #7 e #9 representam a fronteira entre os dois subsistemas.

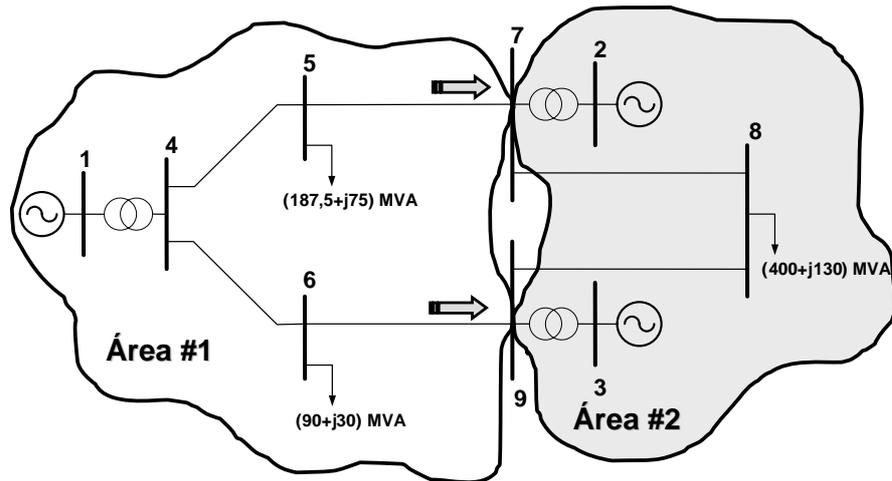


Figura 7.1 – Definição das áreas do sistema de 9 barras

7.1.1 Critérios e Avaliação da Segurança

Além dos limites de tensão mínimo e máximo (95% e 105%, respectivamente) considerados no FPO, foram arbitrados os critérios de segurança dinâmica para cada tipo de estudo realizado, o que inclui a forma de avaliação. Tais critérios foram escolhidos de maneira a ilustrar e melhorar o entendimento da metodologia proposta. A seguir, os critérios adotados são apresentados.

- **Estabilidade transitória**
 - ➔ Contingência: curto-circuito trifásico de 100 ms na barra #7, seguido da abertura da linha #7-5;
 - ➔ Ferramenta de avaliação: simulação completa no domínio do tempo;
 - ➔ Critério: o sistema é considerado inseguro se o ângulo do rotor de alguma máquina em relação ao centro de inércia exceder 180 graus. Neste caso, a simulação é interrompida.

- **Estabilidade de tensão**
 - ➔ Ferramenta de avaliação: simulação rápida no tempo;
 - ➔ Critério: uma rampa de carga com uma taxa de crescimento de 5% por minuto é aplicada a todo o sistema. As parcelas ativa e reativa são

alteradas na mesma proporção de forma a manter um fator de potência constante. O sistema é considerado seguro do ponto de vista de tensão se a margem de carregamento for superior a 25%.

- **Estabilidade a pequenos sinais**

- ➔ Ferramenta de avaliação: análise modal;
- ➔ Critério: o sistema é considerado seguro se os fatores de amortecimento de todos os modos eletromecânicos forem superiores a 5%.

7.1.2 Resultados Obtidos pelo Método Simplificado

Inicialmente, a máxima transferência de potência foi calculada pelo método simplificado. Assim, a seguinte regra foi adotada:

“Se algum critério de segurança for violado, então o intercâmbio entre a Área #1 e a Área #2 deve ser limitado em 95% do valor fornecido pela última otimização.”

A Tabela 7.2 mostra o resultado obtido pelo método simplificado. É apresentado o resultado final, bem como os valores de geração do caso base e aqueles obtidos após a primeira otimização. Além disso, o intercâmbio entre as Áreas #1 e #2 também é mostrado.

Tabela 7.2 – Resultado obtido pelo método simplificado

Área	Gerador	Geração [MW]		
		Caso Base	Primeira Otimização	Resultado Final
1	1	345	569	452
2	2	225	79	164
2	3	125	75	89
Intercâmbio 1→2		59	256	157

Na primeira otimização, onde apenas as restrições associadas à segurança estática são consideradas, houve violação de um ou mais critérios de segurança. Isso significa que o sistema não pode ser seguramente operado com um intercâmbio de 256 MW da

Área #1 para a Área #2. Após algumas iterações, chega-se ao intercâmbio máximo de 157 MW .

A título de ilustração, a Figura 7.2 faz uma comparação entre o desempenho do sistema no ponto de operação associado à primeira otimização e no ponto de operação correspondente ao resultado final.

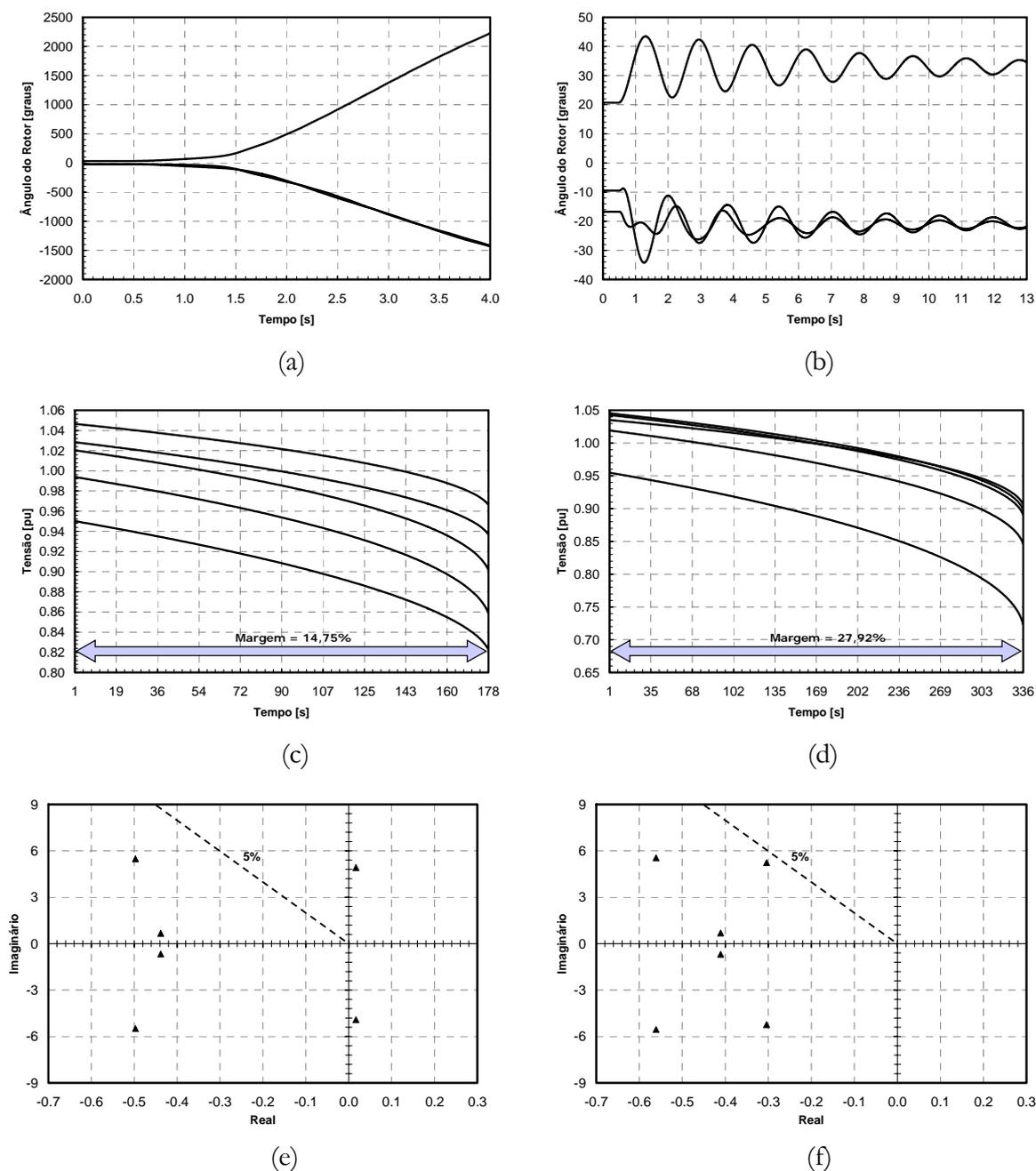


Figura 7.2 – Primeira otimização (a), (c) e (e) x Resultado final (b), (d) e (f): Método simplificado – Sistema de 9 barras

Com o intercâmbio de 256 MW (Figura 7.2a), o sistema se torna transitóriamente instável para a contingência aplicada. Por outro lado, com o intercâmbio de 157 MW não há problemas de instabilidade (Figura 7.2b).

Para a estabilidade de tensão, a Figura 7.2c indica que a margem de carregamento mínima requerida (25%) não é atendida quando o intercâmbio é de 256 MW. Com uma transferência de potência de 157 MW (Figura 7.2d), é alcançada uma margem de 27,92%.

Finalmente, a Figura 7.2e mostra os autovalores do sistema para o intercâmbio de 256 MW, indicando que o modo crítico não só não atende ao critério de mínimo amortecimento definido como premissa (5%), como se apresenta como um modo instável. Com o intercâmbio reduzido para 157 MW, o modo crítico passa a ter um fator de amortecimento de 5,8% (Figura 7.2f).

Estes resultados reforçam a importância da consideração dos aspectos dinâmicos no cálculo da capacidade de transmissão.

7.1.3 Resultados Obtidos com o Sistema Inteligente

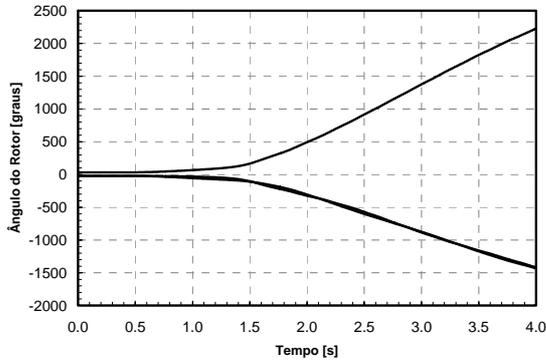
O cálculo da capacidade de transmissão foi refeito considerando o sistema inteligente descrito nos capítulos anteriores. A Tabela 7.3 mostra o resultado obtido. Os valores do caso base e da primeira otimização são idênticos aos apresentados na Tabela 7.2. Entretanto, quando o sistema inteligente é utilizado, a capacidade de transmissão calculada é de 162 MW.

Tabela 7.3 – Resultado obtido pelo método inteligente

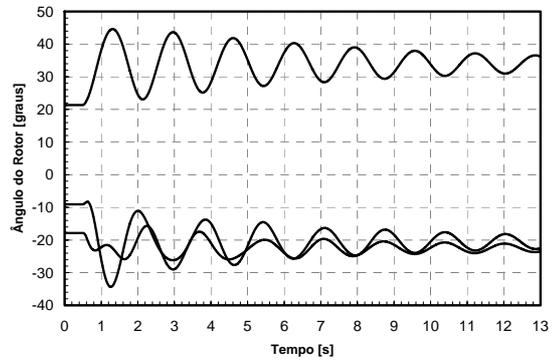
Área	Gerador	Geração [MW]		
		Caso Base	Primeira Otimização	Resultado Final
1	1	345	569	458
2	2	225	79	165
2	3	125	75	82
Intercâmbio 1→2		59	256	162

A título de ilustração, a Figura 7.3 faz uma comparação entre o desempenho do sistema no ponto de operação associado à primeira otimização e no ponto de operação correspondente ao resultado final. Com o intercâmbio de 256 MW (Figura 7.3a), o sistema se torna transitóriamente instável para a contingência aplicada. Por outro lado, com o intercâmbio de 162 MW não há problemas de instabilidade (Figura 7.3b).

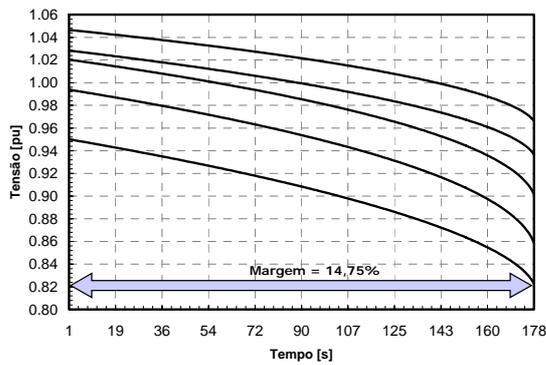
Para a estabilidade de tensão, a Figura 7.3c indica que a margem de carregamento mínima requerida (25%) não é atendida quando o intercâmbio é de 256 MW. Com uma transferência de potência de 162 MW (Figura 7.3d), é alcançada uma margem de 28%.



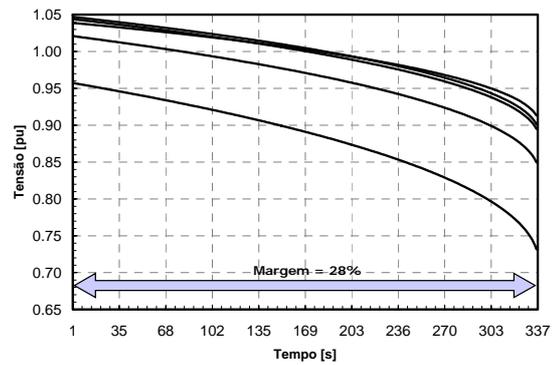
(a)



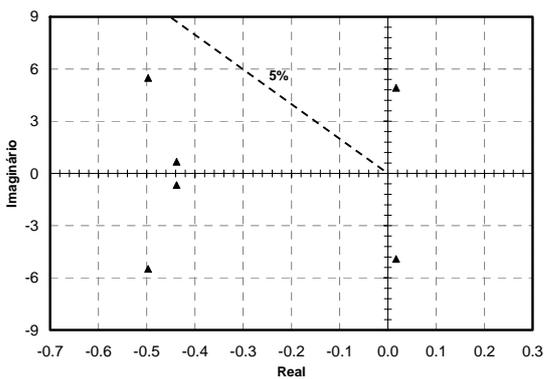
(b)



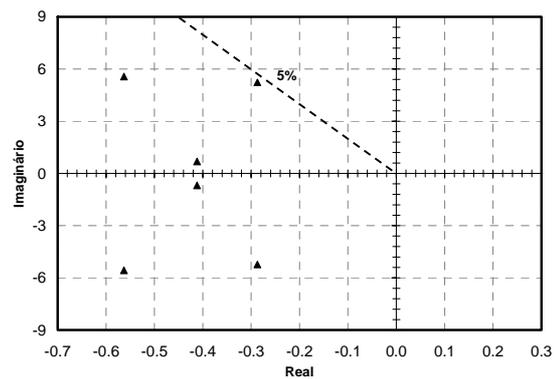
(c)



(d)



(e)



(f)

Figura 7.3 – Primeira otimização (a), (c) e (e) x Resultado final (b), (d) e (f): Sistema Inteligente – Sistema de 9 barras

Finalmente, a Figura 7.3e mostra os autovalores do sistema para o intercâmbio de 256 MW, indicando que o modo crítico não atende ao critério de mínimo amortecimento definido como premissa (5%). Com o intercâmbio reduzido para 162 MW, todos os autovalores apresentam fator de amortecimento superior ao critério preestabelecido (Figura 7.3f).

7.1.4 Considerações Adicionais

A capacidade de transmissão calculada nas seções anteriores é praticamente a mesma, considerando-se o método simplificado (157 MW) e o método inteligente (162 MW). A diferença de 5 MW, cerca de 3%, é irrelevante.

A Figura 7.4 mostra os valores de intercâmbio obtidos em cada iteração. São apresentados os resultados dados pelo método simplificado e pelo sistema inteligente. A iteração indicada por “0” corresponde ao caso base e a primeira iteração diz respeito à primeira otimização (apenas restrições estáticas).

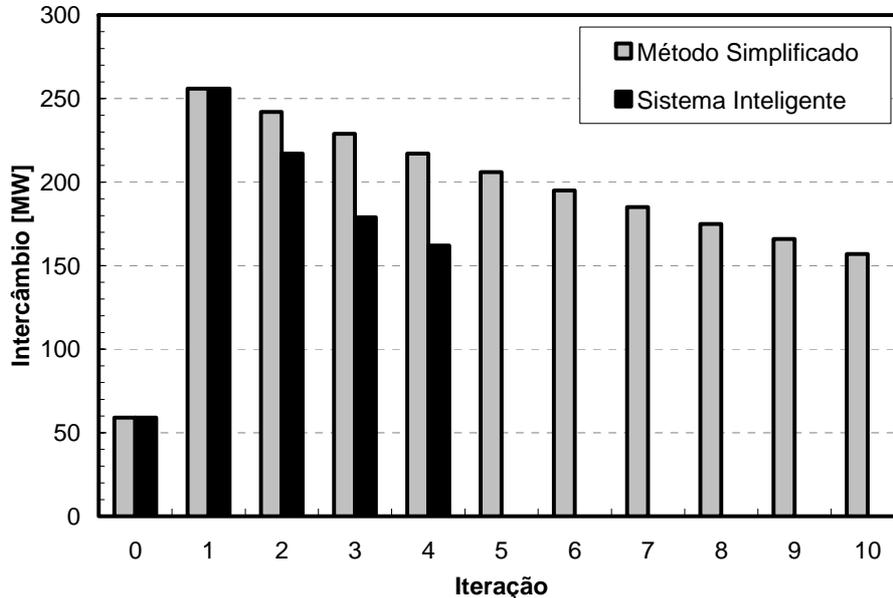


Figura 7.4 – Evolução do processo de cálculo para o sistema de 9 barras

Quando o sistema inteligente é utilizado, o resultado final é alcançado em 4 iterações, com um intercâmbio máximo de 162 MW. Por outro lado, quando a regra

simplificada é aplicada, alcança-se o resultado final em 10 iterações, com uma transferência máxima de 157 MW.

O método inteligente se destaca do método simplificado por buscar uma distribuição de geração mais favorável à estabilidade do sistema. Entretanto, no sistema de 9 barras, esta “qualidade” não é percebida devido às características dinâmicas do sistema. Neste sistema, o grande fator limitante do intercâmbio é um modo de oscilação entre o gerador #1 e os geradores #2 e #3. A Figura 7.5 ilustra o *mode-shape* de velocidade referente a este modo, calculado após a primeira otimização (intercâmbio de 256 MW).

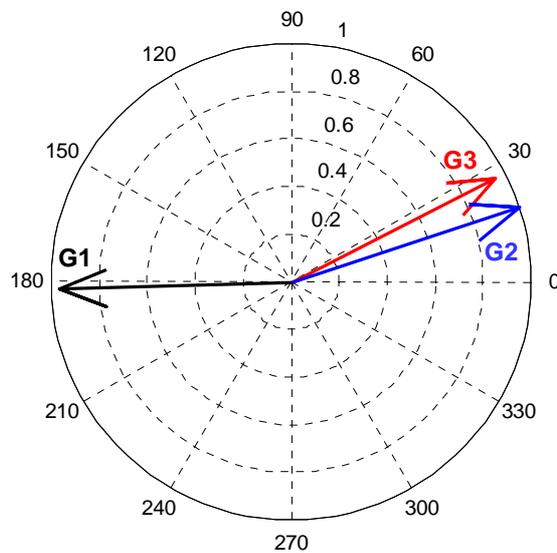


Figura 7.5 – *Mode-shape* de velocidade

A figura mostra claramente que este é um modo interárea onde os geradores #2 e #3 oscilam com o gerador #1. Além disso, não há diferença significativa entre os geradores da área importadora. Assim, um amortecimento aceitável deste modo interárea só é conseguido quando o intercâmbio entre os dois subsistemas é reduzido. Por esse motivo, os métodos simplificado e inteligente fornecem resultados muito semelhantes.

7.1.5 Detalhamento do Processo Computacional

O cálculo da capacidade de transmissão mostrado nas Seções 7.1.2 e 7.1.3 foi realizado de forma totalmente automática usando a implementação descrita no Capítulo 6.

A Tabela 7.4 mostra algumas informações sobre o processo computacional percorrido quando da aplicação do método simplificado e do sistema inteligente.

Tabela 7.4 – Detalhes do processo computacional para o sistema de 9 barras

Ferramenta	Número de Acessos à Ferramenta	
	Método Simplificado	Sistema Inteligente
Fluxo de Potência	22	29
Fluxo de Potência Ótimo	10	4
Análise Modal	10	15
Simulação Rápida ⁽¹⁾	1	14
Simulação Completa ⁽²⁾	1	4
Sistema <i>Fuzzy</i>	0	3
Tempo total⁽³⁾	5 segundos	10 segundos

⁽¹⁾ Tempo total simulado de 346 segundos no método simplificado e 1630 segundos no método inteligente

⁽²⁾ Tempo total simulado de 15 segundos no método simplificado e 37 segundos no método inteligente

⁽³⁾ Tempo total gasto no processamento

A tabela indica o número total de vezes em que um determinado subaplicativo foi utilizado, bem como o tempo total gasto na simulação (esforço computacional). Este tempo foi obtido com um processador Pentium D, de 3 GHz com 1GB de memória RAM. No caso das simulações no domínio do tempo (rápida e completa), é também indicado o tempo total simulado por cada aplicativo.

Durante o processo de cálculo, algumas restrições foram adicionadas ao FPO. No caso do método simplificado, foram incluídas restrições de intercâmbio a cada violação dos critérios de segurança. A Tabela 7.5 detalha os valores das restrições para cada iteração. Na primeira otimização, não há qualquer restrição de intercâmbio entre as áreas.

Tabela 7.5 – Valores das restrições de intercâmbio

Iteração	Limite Máximo
1	Infinito
2	242
3	229
4	217
5	206
6	195
7	185
8	175
9	166
10	157

Para o sistema inteligente, são incluídas restrições de geração mínima e máxima em função dos índices de controle e dos fatores de redespacho. A Tabela 7.6 mostra os índices de controle para cada gerador, calculados após a primeira otimização (256 MW). O cálculo é feito com base nas equações (IV.17), (IV.31) e (IV.41).

Tabela 7.6 – Índices de controle calculados para o intercâmbio de 256 MW

Área	Gerador	Índices de Controle		
		ETR	ETS	EPS
1	1	-1,000	-1,000	-1,000
2	2	+0,555	+0,595	+0,485
2	3	+0,445	+0,405	+0,515

A tabela indica que os três índices de controle apontam uma inevitável redução do intercâmbio, já que indicam redução da geração na unidade #1 (área exportadora) e um aumento da geração nas unidades #2 e #3 (área importadora).

Com base nos índices de controle da Tabela 7.6, o sistema de inferência *fuzzy* determina os fatores de redespacho para cada unidade geradora. Estes fatores são apresentados na Tabela 7.7. Neste caso, o fator de redespacho foi limitado em 10%, de acordo com as funções de pertinência mostradas na Figura 5.13.

Tabela 7.7 – Fatores de redespacho calculados para o intercâmbio de 256 MW

Área	Gerador	Fatores de Redespacho [%]
1	1	-8,37
2	2	+4,47
2	3	+4,21

Finalmente, são definidas as novas restrições de geração através da equação (V.1). Os valores são indicados na Tabela 7.8.

Tabela 7.8 – Restrições de geração calculadas para o intercâmbio de 256 MW

Área	Gerador	Geração Atual [MW]	Limite	
			Natureza	Valor [MW]
1	1	569	Máximo	521
2	2	79	Mínimo	82
2	3	75	Mínimo	78

Para as próximas iterações, os cálculos realizados foram semelhantes aos acima indicados.

7.2 Sistema de 39 Barras

O segundo sistema teste é composto por uma rede de 39 barras que representa um equivalente bastante simplificado dos sistemas Sul e Sudeste brasileiros. O diagrama unifilar desse sistema é mostrado na Figura 7.6. Os dados deste sistema foram obtidos a partir da referência [140].

A Tabela 7.9 mostra as principais características desse sistema, que possui níveis de tensão de 750, 500 e 345 kV.

Tabela 7.9 – Principais características do sistema de 39 barras

Dado	Quantidade
Carga total	10.589 MW
Geradores	6
Transformadores	17
Linhas de transmissão	35
Variáveis de estado	85

Para testar o método aqui proposto, este sistema foi dividido em duas áreas principais definidas de acordo com a Figura 7.7. O objetivo do estudo é calcular o máximo intercâmbio ou a máxima capacidade de transferência de potência da Área #1 para a Área #2. Isso significa que deseja-se maximizar o fluxo de potência nas linhas #17-16 e #19-16 como indicam as setas da Figura 7.7. Note-se que a barra #16 representa a fronteira entre os dois subsistemas.

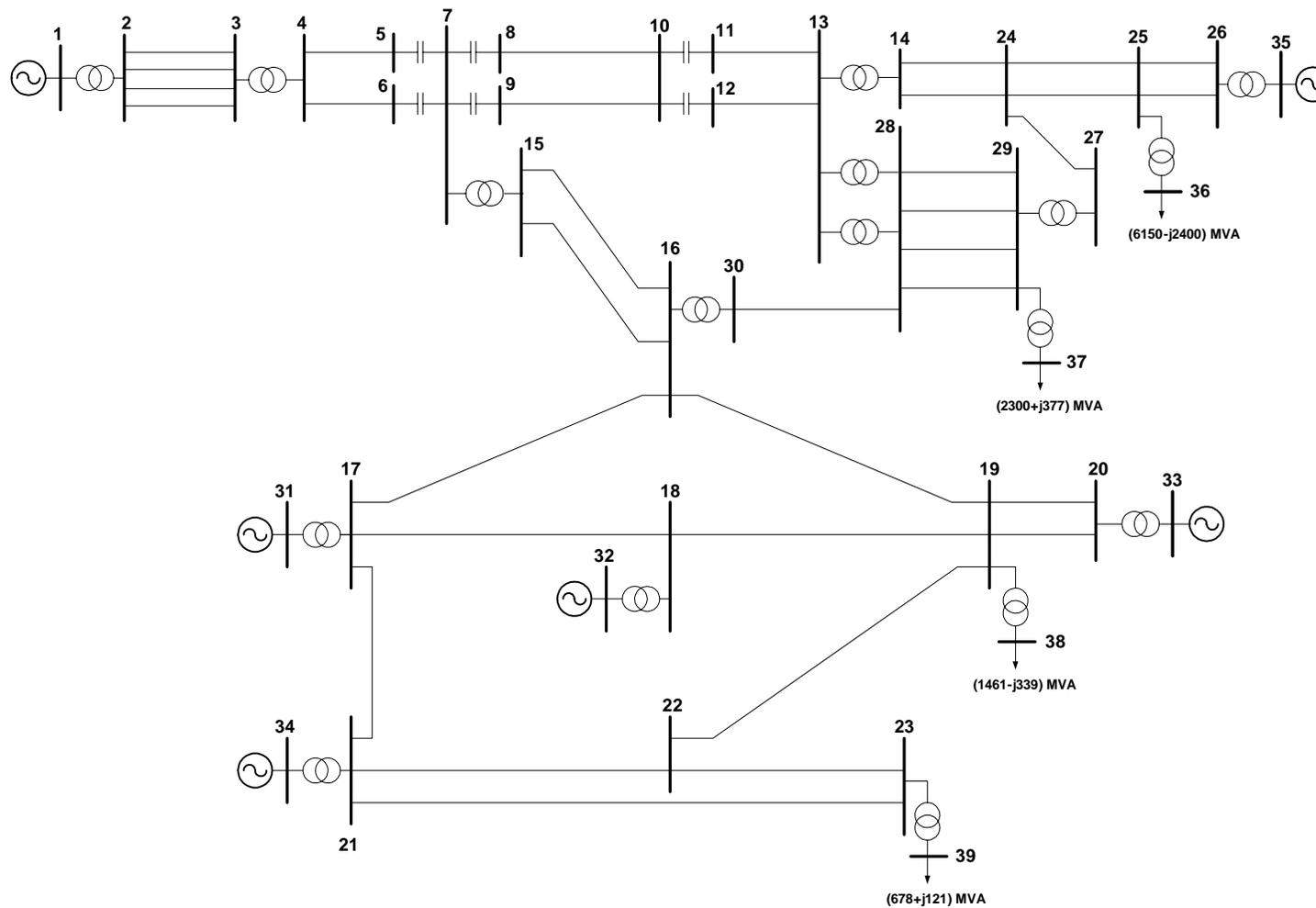


Figura 7.6 – Diagrama unifilar do sistema de 39 barras

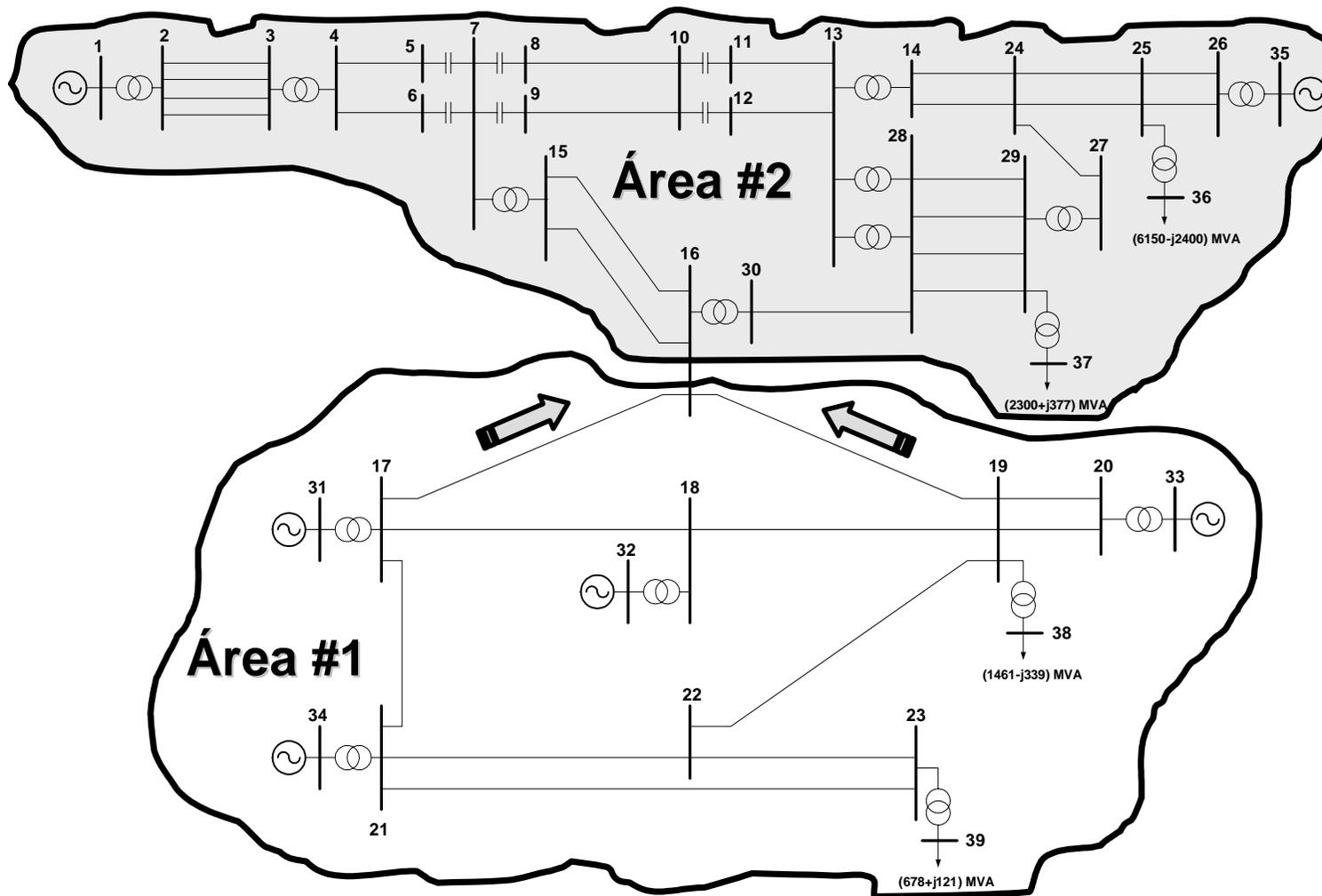


Figura 7.7 – Definição das áreas do sistema de 39 barras

7.2.1 Critérios e Avaliação da Segurança

Além dos limites de tensão mínimo e máximo (95% e 105%, respectivamente) considerados no FPO, foram arbitrados os critérios de segurança dinâmica para cada tipo de estudo realizado, o que inclui a forma de avaliação. Tais critérios foram escolhidos de maneira a ilustrar e melhorar o entendimento da metodologia proposta. A seguir, os critérios adotados são apresentados.

- **Estabilidade transitória**
 - ➔ Contingência: curto-circuito trifásico de 100 ms na barra #16, seguido da abertura da linha #16-17;
 - ➔ Ferramenta de avaliação: simulação completa no domínio do tempo;
 - ➔ Critério: o sistema é considerado inseguro se o ângulo do rotor de alguma máquina em relação ao centro de inércia exceder 180 graus. Neste caso, a simulação é interrompida.

- **Estabilidade de tensão**
 - ➔ Ferramenta de avaliação: simulação rápida no tempo;
 - ➔ Critério: uma rampa de carga com uma taxa de crescimento de 5% por minuto é aplicada a todo o sistema. As parcelas ativa e reativa são alteradas na mesma proporção de forma a manter um fator de potência constante. O sistema é considerado seguro do ponto de vista de tensão se a margem de carregamento for superior a 10%.

- **Estabilidade a pequenos sinais**
 - ➔ Ferramenta de avaliação: análise modal;
 - ➔ Critério: o sistema é considerado seguro se o fator de amortecimento de todos os modos eletromecânicos for superior a 7,5%.

7.2.2 Resultados Obtidos pelo Método Simplificado

Como no exemplo anterior, para o sistema de 39 barras, a máxima transferência de potência também foi inicialmente calculada pelo método simplificado. Assim, a seguinte regra foi adotada:

“Se algum critério de segurança for violado, então o intercâmbio entre a Área #1 e a Área #2 deve ser limitado em 90% do valor fornecido pela última otimização.”

A Tabela 7.10 mostra o resultado obtido pelo método simplificado. É apresentado o resultado final, bem como os valores de geração do caso base e aqueles obtidos após a primeira otimização. Além disso, o intercâmbio entre as Áreas #1 e #2 também é mostrado.

Tabela 7.10 – Resultado obtido pelo método simplificado

Área	Gerador	Geração [MW]		
		Caso Base	Primeira Otimização	Resultado Final
2	1	3500	2520	2740
2	35	4333	3940	4448
1	31	1000	1259	1259
1	32	1000	1257	1260
1	33	1000	1350	921
1	34	23	577	219
Intercâmbio 1→2		842	2229	1463

Na primeira otimização, onde apenas as restrições associadas à segurança estática são consideradas, houve violação de um ou mais critérios de segurança. Isso significa que o sistema não pode ser seguramente operado com um intercâmbio de 2229 MW da Área #1 para a Área #2. Após algumas iterações, chega-se ao intercâmbio máximo de 1463 MW.

A título de ilustração, a Figura 7.8 faz uma comparação entre o desempenho do sistema no ponto de operação associado à primeira otimização e no ponto de operação correspondente ao resultado final. Com o intercâmbio de 2229 MW (Figura 7.8a), o sistema se torna transitoriamente instável para a contingência aplicada. Por outro lado, com o intercâmbio de 1463 MW não há problemas de instabilidade (Figura 7.8b).

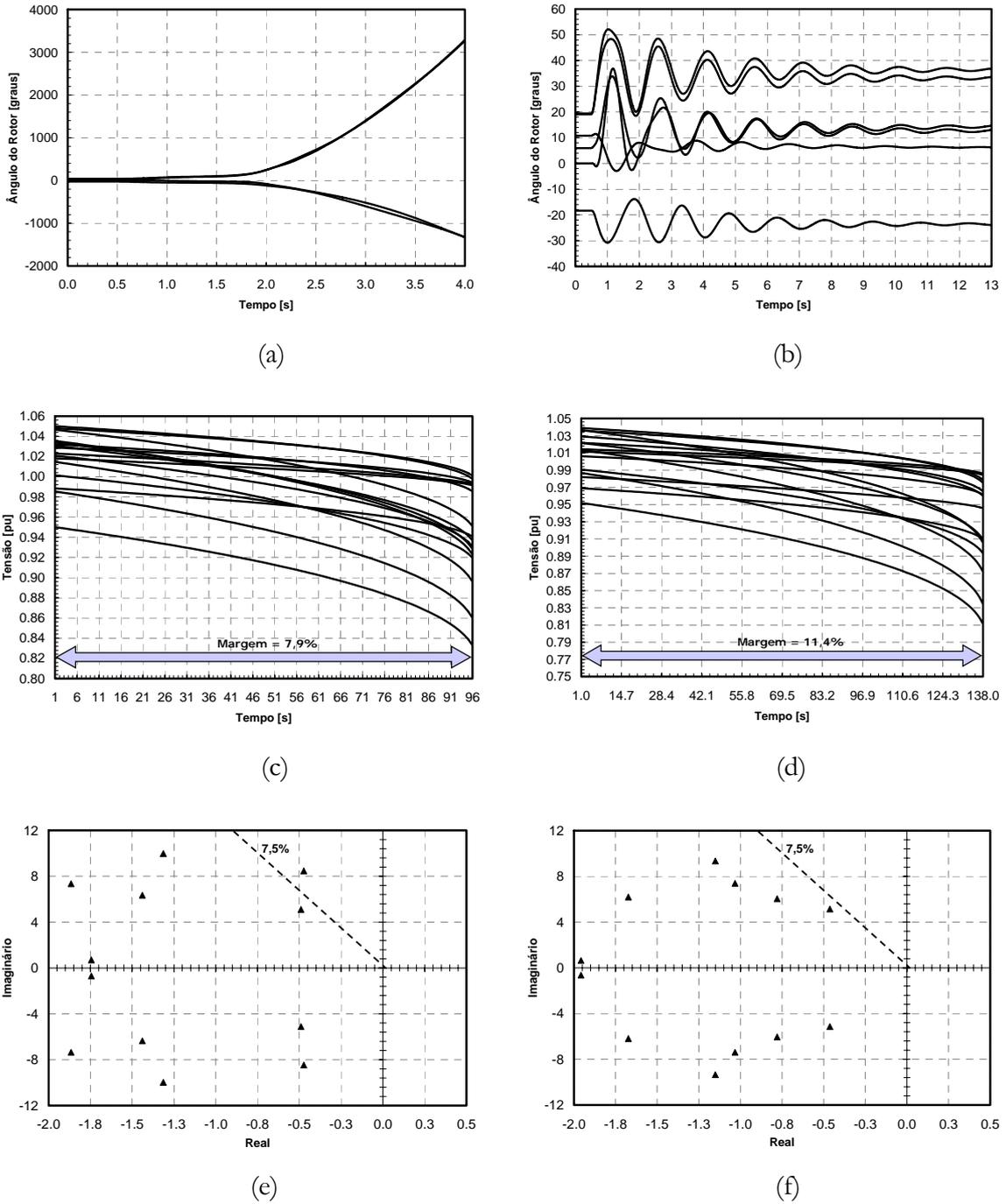


Figura 7.8 – Primeira otimização (a), (c) e (e) x Resultado final (b), (d) e (f): Método simplificado – Sistema de 39 barras

Para a estabilidade de tensão, a Figura 7.8c indica que a margem de carregamento mínima requerida (10%) não é atendida quando o intercâmbio é de 2229 MW. Com uma transferência de potência de 1463 MW (Figura 7.8d), é alcançada uma margem de 11,4%.

Finalmente, a Figura 7.8e mostra os autovalores do sistema para o intercâmbio de 2229 MW, indicando que o modo crítico não atende ao critério de mínimo amortecimento definido como premissa (7,5%). Com o intercâmbio reduzido para 1463 MW, todos os autovalores apresentam fator de amortecimento superior ao critério preestabelecido (Figura 7.8f).

Estes resultados reforçam a importância da consideração dos aspectos dinâmicos no cálculo da capacidade de transmissão.

7.2.3 Resultados Obtidos com o Sistema Inteligente

O cálculo da capacidade de transmissão foi feito considerando o sistema inteligente. A Tabela 7.11 mostra o resultado obtido. Os valores do caso base e da primeira otimização são idênticos aos apresentados na Tabela 7.10. Entretanto, quando o sistema inteligente é utilizado, a capacidade de transmissão calculada é de 1626 MW.

Tabela 7.11 – Resultado obtido com o sistema inteligente

Área	Gerador	Geração [MW]		
		Caso Base	Primeira Otimização	Resultado Final
2	1	3500	2520	2661
2	35	4333	3940	4371
1	31	1000	1259	939
1	32	1000	1257	1190
1	33	1000	1350	1674
1	34	23	577	21
Intercâmbio 1→2		842	2229	1626

A título de ilustração, a Figura 7.9 faz uma comparação entre o desempenho do sistema no ponto de operação associado à primeira otimização e no ponto de operação correspondente ao resultado final. Com o intercâmbio de 2229 MW (Figura 7.9a), o sistema se torna transitoriamente instável para a contingência aplicada. Por outro lado, com o intercâmbio de 1626 MW não há problemas de instabilidade (Figura 7.9b).

Para a estabilidade de tensão, a Figura 7.9c indica que a margem de carregamento mínima requerida (10%) não é atendida quando o intercâmbio é de 2229 MW. Com uma transferência de potência de 1626 MW (Figura 7.9d), é alcançada uma margem de 10,5%.

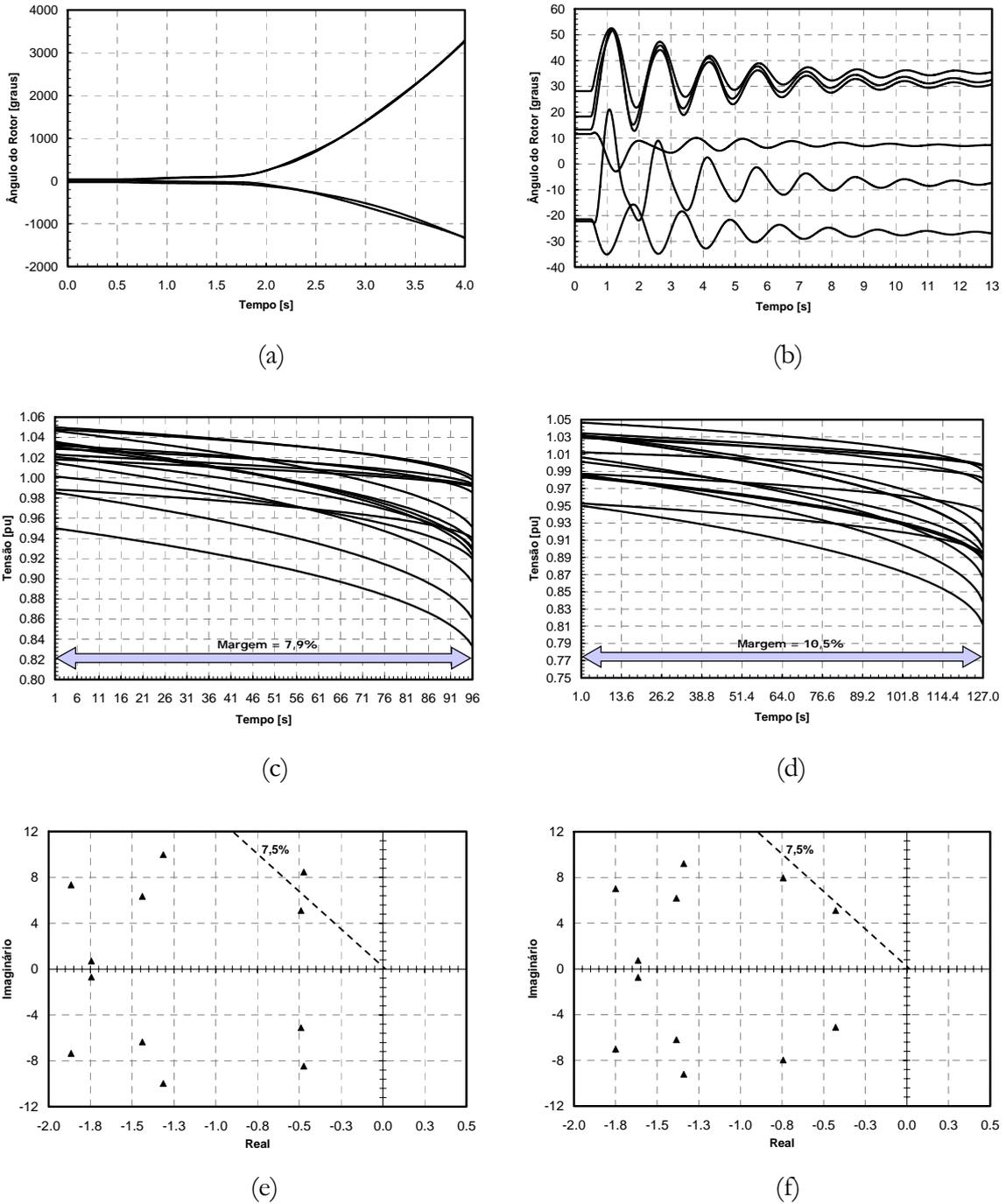


Figura 7.9 – Primeira otimização (a), (c) e (e) x Resultado final (b), (d) e (f): Sistema Inteligente – Sistema de 39 barras

Finalmente, a Figura 7.9e mostra os autovalores do sistema para o intercâmbio de 2229 MW, indicando que o modo crítico não atende ao critério de mínimo amortecimento definido como premissa (7,5%). Com o intercâmbio reduzido para

1626 MW, todos os autovalores apresentam fator de amortecimento superior ao critério preestabelecido (Figura 7.9f).

7.2.4 Considerações Adicionais

As seções anteriores mostraram que a capacidade de transmissão pode ser melhor explorada quando seu cálculo é realizado utilizando sistemas inteligentes. Para o sistema de 39 barras, o cálculo através do sistema inteligente proposto indicou um intercâmbio máximo cerca de 11% superior aquele conseguido com o método simplificado. Neste caso, 11% equivalem a 163 MW.

A Figura 7.10 mostra os valores de intercâmbio obtidos em cada iteração. São apresentados os resultados dados pelo método simplificado e pelo sistema inteligente. A iteração indicada por “0” corresponde ao caso base e a primeira iteração diz respeito à primeira otimização (apenas restrições estáticas).

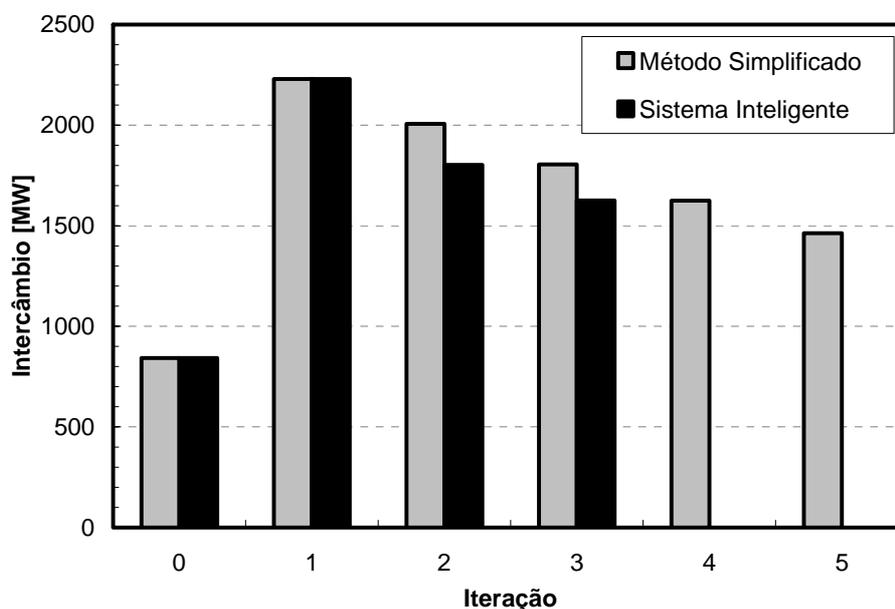


Figura 7.10 – Evolução do processo de cálculo para o sistema de 39 barras

Quando o sistema inteligente é utilizado, o resultado final é alcançado em 3 iterações, com um intercâmbio máximo de 1626 MW. Por outro lado, quando a regra

simplificada é aplicada, alcança-se o resultado final em 5 iterações, com uma transferência máxima de 1463 MW.

O gráfico acima mostra que os intercâmbios calculados na terceira iteração do sistema inteligente e na quarta iteração do método simplificado são muito próximos: 1626 MW e 1625 MW, respectivamente. Entretanto, algum critério de segurança não foi respeitado no segundo caso.

Examinando o comportamento do sistema em detalhes, percebe-se que existe um modo de oscilação local na Área #1, que pode se tornar fracamente amortecido dependendo do perfil da geração. A Figura 7.11 apresenta o *mode-shape* de velocidade relativos a este modo de oscilação, que aparece como modo crítico no ponto de operação referente à primeira otimização (intercâmbio de 2229 MW). Como visto na Figura 7.9, o fator de amortecimento do modo crítico está abaixo do mínimo especificado, valendo 5,6%.

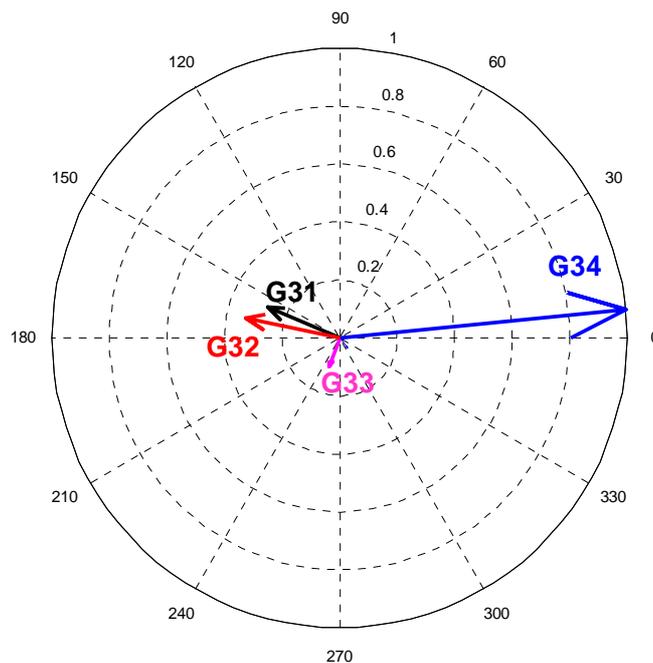


Figura 7.11 – *Mode-shape* de velocidade

O *mode-shape* de velocidade mostra que este modo de oscilação envolve todos os geradores da Área #1 de tal forma que, para aumentar o fator de amortecimento, a transferência de potência entre as duas áreas não precisa ser necessariamente reduzida. Neste caso, é possível melhorar a estabilidade a pequenos sinais redespachando somente

as unidades geradoras da Área #1. Ao longo do processo iterativo, o sistema inteligente leva essa informação em consideração através dos índices de controle, enquanto que o método simplificado não o faz. A Tabela 7.12 enfatiza essa situação, comparando a geração das máquinas da Área #1 nas duas situações em que o intercâmbio é aproximadamente o mesmo (iteração #4 pelo método simplificado x iteração #3 pelo método inteligente).

Tabela 7.12 – Comparação da geração da Área #1: simplificado x inteligente

Gerador	Geração [MW]	
	Simplificado – Iteração #4	Inteligente – Iteração #3
31	1166	939
32	1219	1190
33	956	1674
34	482	21
Total	3823	3824

A tabela mostra que, embora a geração interna total seja praticamente a mesma, a produção de cada usina é bastante diferente. Nota-se claramente que, no sistema inteligente, há um deslocamento da geração entre as barras #33 e #34, o que garante a observação do critério de estabilidade.

7.2.5 Detalhamento do Processo Computacional

O cálculo da capacidade de transmissão mostrado nas Seções 7.2.3 foi realizado de forma totalmente automática usando a implementação descrita no Capítulo 6.

A Tabela 7.13 mostra algumas informações sobre o processo computacional percorrido quando da aplicação do método simplificado e do sistema inteligente.

Tabela 7.13 – Detalhes do processo computacional para o sistema de 39 barras

Ferramenta	Número de Acessos à Ferramenta	
	Método Simplificado	Sistema Inteligente
Fluxo de Potência	12	24
Fluxo de Potência Ótimo	5	3
Análise Modal	5	9
Simulação Rápida ⁽¹⁾	3	10
Simulação Completa ⁽²⁾	1	3
Sistema <i>Fuzzy</i>	0	2
Tempo total⁽³⁾	24 segundos	38 segundos

⁽¹⁾ Tempo total simulado de 392 segundos no método simplificado e 614 segundos no método inteligente

⁽²⁾ Tempo total simulado de 15 segundos no método simplificado e 33 segundos no método inteligente

⁽³⁾ Tempo total gasto no processamento

A tabela indica o número total de vezes em que um determinado subaplicativo foi utilizado, bem como o tempo total gasto na simulação (esforço computacional). Este tempo foi obtido com um processador Pentium D, de 3 GHz com 1GB de memória RAM. No caso das simulações no domínio do tempo (rápida e completa), é também indicado o tempo total simulado por cada aplicativo.

Durante o processo de cálculo, algumas restrições foram adicionadas ao FPO. No caso do método simplificado, foram incluídas restrições de intercâmbio a cada violação dos critérios de segurança. A Tabela 7.14 detalha os valores das restrições para cada iteração. Na primeira otimização, não há qualquer restrição de intercâmbio entre as áreas.

Tabela 7.14 – Valores das restrições de intercâmbio

Iteração	Limite Máximo
1	Infinito
2	2006
3	1804
4	1625
5	1463

Para o sistema inteligente, são incluídas restrições de geração mínima e máxima em função dos índices de controle e dos fatores de redespacho. A Tabela 7.15 mostra os índices de controle para cada gerador, calculados após a primeira otimização (2229 MW). O cálculo é feito com base nas equações (IV.17), (IV.31) e (IV.41).

Tabela 7.15 – Índices de controle calculados para o intercâmbio de 2229 MW

Área	Gerador	Índices de Controle		
		ETR	ETS	EPS
2	1	+0,092	-0,131	+0,430
2	35	+0,908	+1,000	+0,091
1	31	-0,376	-0,227	-0,035
1	32	-0,318	-0,224	-0,044
1	33	-0,245	-0,207	+0,479
1	34	-0,061	-0,210	-0,920

Os índices de controle de estabilidade transitória mostram uma inevitável redução do intercâmbio, conduzido principalmente pelo aumento na geração na barra #35. Os índices de controle de estabilidade de tensão também apontam para um aumento na geração da barra #35. Entretanto, há uma indicação de redução na geração da barra #1 que pertence à mesma área da barra #35. Finalmente, os índices de controle de estabilidade a pequenos sinais indicam que uma redução na geração da barra #34 deve ser feita, compensando principalmente através das gerações nas barras #33 e #1. Note-se uma compensação feita através da geração na barras #33 não compromete diretamente o intercâmbio.

Com base nos índices de controle da Tabela 7.15, o sistema de inferência *fuzzy* determina os fatores de redespacho para cada unidade geradora. Estes fatores são apresentados na Tabela 7.16. Neste caso, o fator de redespacho foi limitado em 20%, de acordo com as funções de pertinência mostradas na Figura 5.13.

Tabela 7.16 – Fatores de redespacho calculados para o intercâmbio de 2229 MW

Área	Gerador	Fatores de Redespacho [%]
2	1	+5,61
2	35	+6,85
1	31	-6,22
1	32	-5,34
1	33	+3,36
1	34	-15,08

Com exceção do gerador #33, que apresenta fator de redespacho positivo e está na área exportadora, os demais geradores receberão novas restrições de geração. Tais restrições são calculadas através da equação (V.1) e os valores são indicados na Tabela 7.17.

Tabela 7.17 – Restrições de geração calculadas para o intercâmbio de 2229 MW

Área	Gerador	Geração Atual [MW]	Limite	
			Natureza	Valor [MW]
2	1	2520	Mínimo	2661
2	35	3940	Mínimo	4209
1	31	1259	Máximo	1180
1	32	1257	Máximo	1190
1	34	577	Máximo	490

Para as próximas iterações são realizados cálculos semelhantes aos acima indicados.

7.3 Sistema de 205 Barras

O terceiro sistema teste é composto por uma rede de 205 barras que representa um equivalente simplificado dos sistemas Norte e Nordeste brasileiros. Este sistema foi montado tendo como referência os dados disponibilizados pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) em janeiro de 2006 para o patamar de carga média [141]. Entretanto, foram realizadas algumas simplificações e alterações de forma a facilitar a análise e tornar o exemplo mais ilustrativo. Todos os dados do sistema, incluindo a modelagem utilizada, estão disponíveis nos Anexos 2 e 3 desta tese.

O mapa mostrado na Figura 7.12 ilustra as três áreas representadas no sistema estudado. Estão indicadas esquematicamente as interconexões entre os sistemas Norte, Nordeste e Sul/Sudeste/Centro-Oeste, todas em 500 kV.

O sistema Sul/Sudeste/Centro-Oeste foi representado por um conjunto carga-geração, de tal forma que a potência recebida por esta subárea foi fixada e mantida igual a 1368 MW. Isso significa que, apesar da existência dos três subsistemas, apenas dois (Norte e Nordeste) foram considerados no cálculo da capacidade de transmissão. Os sistemas Norte e Nordeste foram detalhadamente representados, incluindo a modelagem dinâmica dos principais geradores e seus controles.



Figura 7.12 – Representação esquemática do sistema de 205 barras

O objetivo do estudo aqui realizado é calcular a máxima exportação do Nordeste, ou seja, deseja-se maximizar o fluxo de potência nas linhas de interligação entre a região Nordeste e as regiões Norte e Sul/Sudeste/Centro-Oeste⁹. O diagrama unifilar da Figura 7.13 ilustra os pontos de conexão entre os subsistema. A figura original foi extraída de [142].

Como a potência recebida pelo Sudeste é constante, o cálculo da máxima exportação será realizado alterando-se apenas as gerações das máquinas dos sistemas Norte e Nordeste.

⁹ Inicialmente, foi calculada a máxima exportação do Norte, mas não foram observados problemas do ponto de vista dinâmico. Assim, optou-se por detalhar apenas o estudo de máxima exportação do Nordeste.

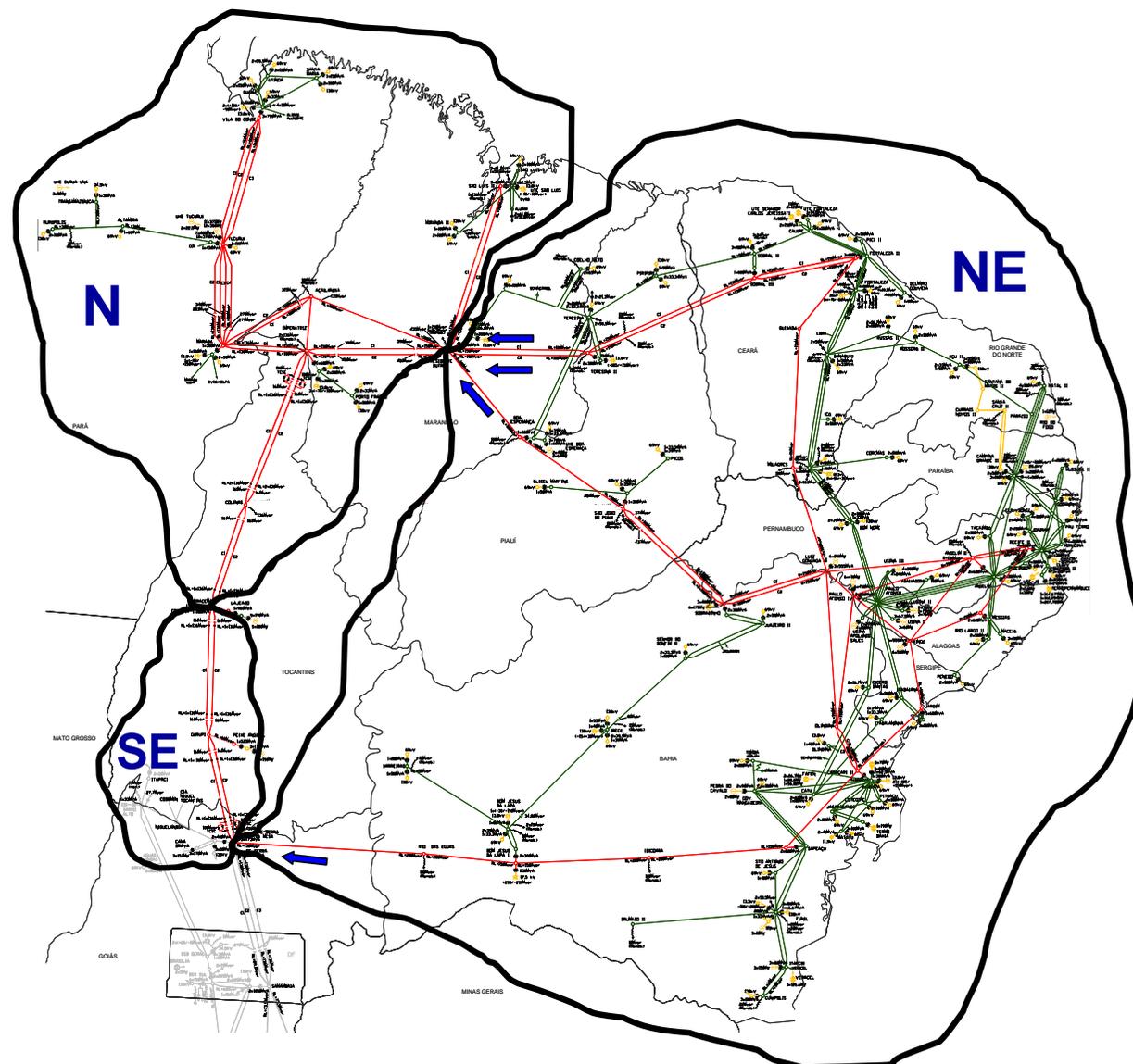


Figura 7.13 – Conexões entre os subsistemas

A Tabela 7.18 mostra as principais características do sistema, já consideradas as simplificações.

Tabela 7.18 – Principais características do sistema de 205 barras

Dado	Quantidade
Carga total	16.946 MW
Geradores	18
Compensadores síncronos	6
Transformadores	113
Linhas de transmissão	166
Variáveis de estado	337

7.3.1 Critérios e Avaliação da Segurança

Além dos limites de tensão mínimo e máximo (variando entre 90% e 110%, dependendo da barra) considerados no FPO, foram arbitrados os critérios de segurança dinâmica para cada tipo de estudo realizado, o que inclui a forma de avaliação. Tais critérios foram escolhidos de maneira a ilustrar e melhorar o entendimento da metodologia proposta. A seguir, os critérios adotados são apresentados.

- **Estabilidade transitória**

- ➔ Contingência: curto-circuito monofásico de 100 ms na barra de 500 kV de São João do Piauí (barra #5570), seguido da abertura da linha de 500 kV São João do Piauí – Sobradinho (#5570-5572). A linha #5570-5572 compõe um dos trechos da interligação Norte-Nordeste;
- ➔ Ferramenta de avaliação: simulação completa no domínio do tempo;
- ➔ Critério: o sistema é considerado inseguro se o ângulo do rotor de alguma máquina em relação ao centro de inércia exceder 180 graus. Neste caso, a simulação é interrompida.

- **Estabilidade de tensão**

- ➔ Ferramenta de avaliação: simulação rápida no tempo;
- ➔ Critério: uma rampa de carga com uma taxa de crescimento de 5% por minuto é aplicada a todo o sistema. As parcelas ativa e reativa são

alteradas na mesma proporção de forma a manter um fator de potência constante. O sistema é considerado seguro do ponto de vista de tensão se a margem de carregamento for superior a 25%.

- **Estabilidade a pequenos sinais**
 - ➔ Ferramenta de avaliação: análise modal;
 - ➔ Critério: o sistema é considerado seguro se o fator de amortecimento de todos os modos eletromecânicos for superior a 5%.

7.3.2 Resultados Obtidos pelo Método Simplificado

Seguindo os exemplos anteriores, para o sistema de 205 barras, a máxima transferência de potência também foi inicialmente calculada pelo método simplificado. Assim, a seguinte regra foi adotada:

“Se algum critério de segurança for violado, então a exportação do Nordeste deve ser limitada em 90% do valor fornecido pela última otimização.”

A Tabela 7.19 mostra o resultado obtido pelo método simplificado. É apresentado o resultado final, bem como os valores de geração do caso base e aqueles obtidos após a primeira otimização. Além disso, o volume total de exportação do Nordeste também é mostrado. Apenas os geradores que aparecem na tabela participaram processo de redespacho durante a otimização.

Tabela 7.19– Resultado obtido pelo método simplificado

Área	Gerador	Geração [MW]		
		Caso Base	Primeira Otimização	Resultado Final
Nordeste	5015	300	350	347
Nordeste	5016	300	352	349
Nordeste	5022	2130	2152	1986
Nordeste	5051	500	670	591
Nordeste	5054	500	646	591
Nordeste	5061	2700	3072	3031
Nordeste	6294	650	716	727
Norte	6419	790	705	766
Norte	6420	590	470	524
Norte	6422	590	470	524
Norte	6424	870	705	772
Norte	6425	1524	1175	1257
Exportação NE		-216	581	278

Na primeira otimização, onde apenas as restrições associadas à segurança estática são consideradas, houve violação de um ou mais critérios de segurança. Isso significa que o sistema não pode ser seguramente operado com o Nordeste exportando 581 MW. Após algumas iterações, chega-se à exportação máxima de 278 MW.

A título de ilustração, a Figura 7.14 faz uma comparação entre o desempenho do sistema no ponto de operação associado à primeira otimização e no ponto de operação correspondente ao resultado final. Com o intercâmbio de 581 MW (Figura 7.14a), o sistema se torna transitoriamente instável para a contingência aplicada. Por outro lado, com o intercâmbio de 278 MW não há problemas de instabilidade (Figura 7.14b).

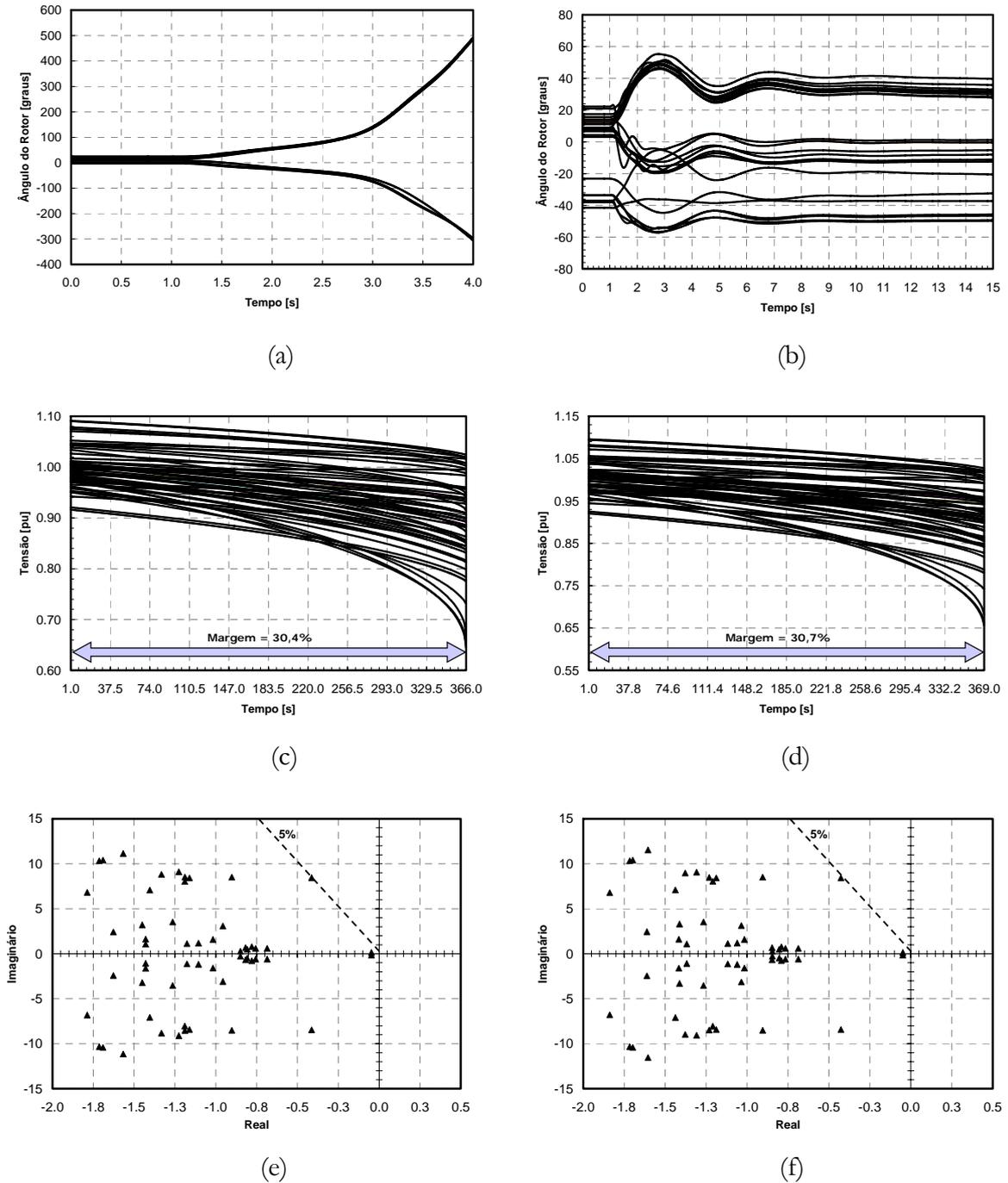


Figura 7.14 – Primeira otimização (a), (c) e (e) x Resultado final (b), (d) e (f): Método simplificado – Sistema de 205 barras

Neste sistema, não houve problemas em atender à margem de carregamento requerida. Com uma transferência de potência de 278 MW (Figura 7.14d), é alcançada uma margem de carregamento de 30,7%.

Finalmente, a Figura 7.14e mostra os autovalores do sistema para o intercâmbio de 581 MW, indicando que o modo crítico tem um fator de amortecimento ligeiramente inferior (4,88%) ao mínimo requerido (5%). Com o intercâmbio reduzido para 281 MW, todos os autovalores apresentam fator de amortecimento superior ao critério preestabelecido (Figura 7.14f).

7.3.3 Resultados Obtidos com o Sistema Inteligente

A Tabela 7.20 mostra o resultado obtido considerando o sistema inteligente. Os valores do caso base e da primeira otimização são idênticos aos apresentados na Tabela 7.19. Entretanto, quando o sistema inteligente é utilizado, a capacidade de transmissão calculada é de 422 MW.

Tabela 7.20 – Resultado obtido pelo sistema inteligente

Área	Gerador	Geração [MW]		
		Caso Base	Primeira Otimização	Resultado Final
Nordeste	5015	300	350	400
Nordeste	5016	300	352	400
Nordeste	5022	2130	2152	2280
Nordeste	5051	500	670	690
Nordeste	5054	500	646	607
Nordeste	5061	2700	3072	2862
Nordeste	6294	650	716	532
Norte	6419	790	705	712
Norte	6420	590	470	477
Norte	6422	590	470	477
Norte	6424	870	705	713
Norte	6425	1524	1175	1310
Exportação NE		-216	581	422

A título de ilustração, a Figura 7.15 faz uma comparação entre o desempenho do sistema no ponto de operação associado à primeira otimização e no ponto de operação correspondente ao resultado final. Com o intercâmbio de 581 MW (Figura 7.15a), o sistema se torna transitoriamente instável para a contingência aplicada. Por outro lado, com o intercâmbio de 422 MW não há problemas de instabilidade (Figura 7.15b).

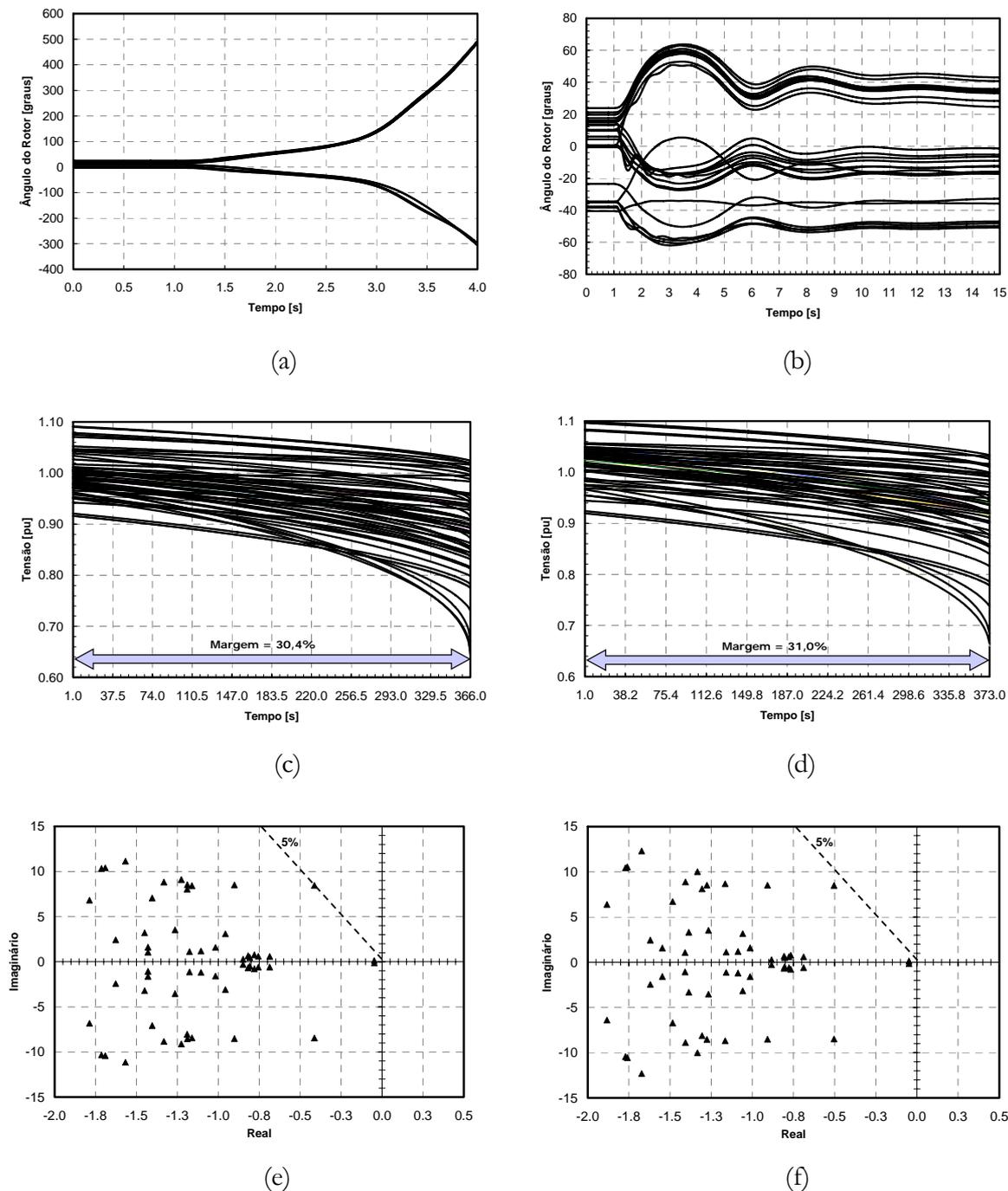


Figura 7.15 – Primeira otimização (a), (c) e (e) x Resultado final (b), (d) e (f): Sistema Inteligente – Sistema de 205 barras

Mais uma vez, não houve problemas em atender à margem de carregamento requerida. Com uma transferência de potência de 422 MW (Figura 7.15d), é alcançada uma margem de carregamento de 31,0%.

Finalmente, a Figura 7.15e mostra os autovalores do sistema para o intercâmbio de 581 MW, indicando que o modo crítico tem um fator de amortecimento ligeiramente inferior (4,88%) ao mínimo requerido (5%). Com o intercâmbio reduzido para 422 MW, todos os autovalores apresentam fator de amortecimento superior ao critério preestabelecido (Figura 7.15f).

7.3.4 Considerações Adicionais

Para o sistema de 205 barras, o cálculo através do sistema inteligente proposto indicou um intercâmbio máximo cerca de 52% superior aquele conseguido com o método simplificado. Neste caso, 52% equivalem a 144 MW.

A Figura 7.16 mostra os valores de intercâmbio obtidos em cada iteração. São apresentados os resultados dados pelo método simplificado e pelo sistema inteligente. A iteração indicada por “0” corresponde ao caso base e a primeira iteração diz respeito à primeira otimização (apenas restrições estáticas).

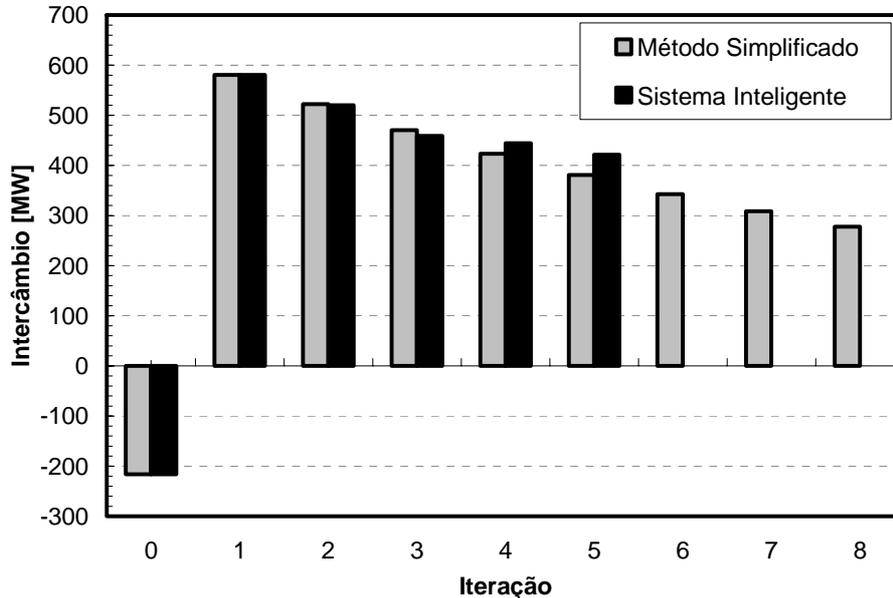


Figura 7.16 – Evolução do processo de cálculo para o sistema de 205 barras

Quando o sistema inteligente é utilizado, o resultado final é alcançado em 5 iterações, com um intercâmbio máximo de 422 MW. Por outro lado, quando a regra

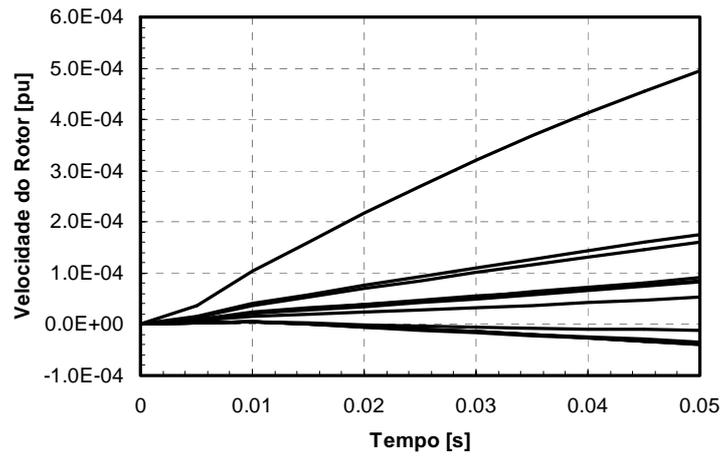
simplificada é aplicada, alcança-se o resultado final em 8 iterações, com uma transferência máxima de 278 MW.

O gráfico acima mostra que os intercâmbios calculados na quinta iteração com o sistema inteligente e na quarta iteração com o método simplificado são muito próximos: 422 MW e 423 MW, respectivamente. Entretanto, algum critério de segurança não foi respeitado no segundo caso.

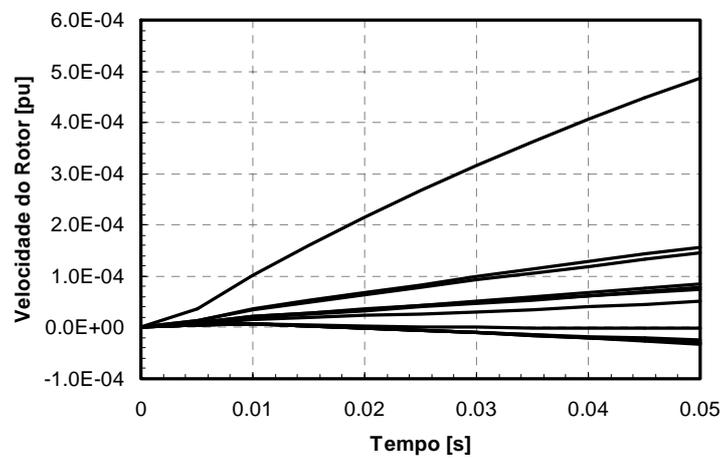
A Figura 7.17 mostra as velocidades de algumas máquinas no início da simulação transitória. Os gráficos correspondem aos resultados da iteração #1 (igual para o método simplificado e para o sistema inteligente – Figura 7.17a), da iteração #4 no método simplificado (Figura 7.17b) e da iteração #5 no método inteligente (Figura 7.17c).

Comparando a Figura 7.17a com a Figura 7.17b percebe-se que, embora tenha ocorrido uma redução no intercâmbio de 158 MW (581 MW x 423 MW), não houve alterações significativas no que diz respeito à coerência entre as máquinas. Por outro lado, comparando a Figura 7.17a com a Figura 7.17c, nota-se que houve um aumento, embora pequeno, da coerência entre os geradores quando da aplicação do defeito. Como será mostrado mais adiante, o aumento da coerência acontece em função da redistribuição da geração no sistema, notadamente devido à redução da geração da usina #6294, localizada junto à interligação dos dois subsistemas. Vale observar que as escalas utilizadas nas três figuras são exatamente as mesmas. Além disso, é importante lembrar que os dois primeiros casos são instáveis, enquanto que o terceiro é estável.

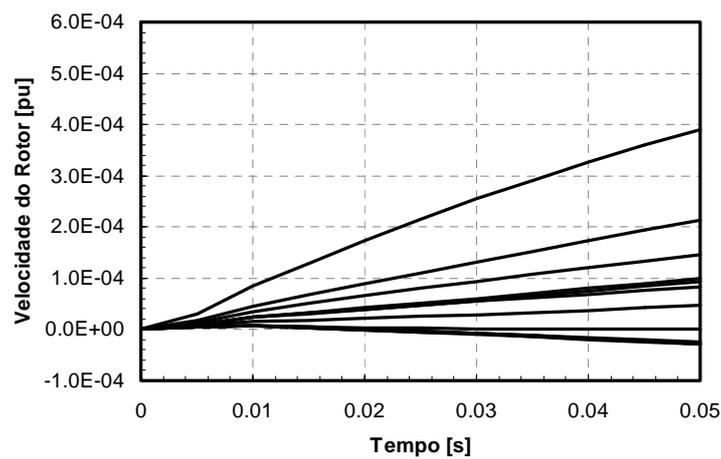
A análise dos autovalores do sistema mostra que o modo crítico é um modo local associado ao gerador #5061, que está com seu estabilizador (PSS) propositalmente desintonizado. A Figura 7.18 mostra o *mode-shape* de velocidade associado ao modo crítico, calculado para o ponto de operação obtido após a primeira otimização (intercâmbio de 581 MW). O aumento da geração nesta usina poderá acarretar na violação do critério de estabilidade a pequenos sinais (5%). Ao longo do processo iterativo, o sistema inteligente leva essa informação em consideração através dos índices de controle, enquanto que o método simplificado não o faz.



(a)



(b)



(c)

Figura 7.17 – Comparação da coerência entre as máquinas

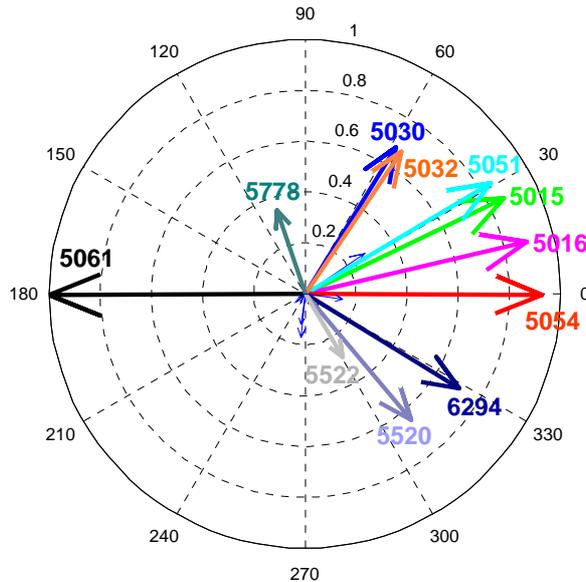


Figura 7.18 – Mode shape de velocidade

A Tabela 7.21 compara a geração das máquinas do Nordeste nas duas situações em que o intercâmbio é aproximadamente o mesmo (iteração #4 pelo método simplificado x iteração #5 pelo método inteligente).

Tabela 7.21 – Comparação da geração do Nordeste: simplificado x inteligente

Gerador	Geração [MW]	
	Simplificado – Iteração #4	Inteligente – Iteração #5
5015	347	400
5016	349	400
5022	2028	2280
5051	595	690
5054	595	607
5061	3140	2862
6294	727	534
Total	7781	7773

A tabela mostra que, embora a geração interna total seja praticamente a mesma, a produção de cada usina é bastante diferente. Nota-se claramente que, no sistema inteligente, há um deslocamento da geração das barras #5061 e #6294 para as demais. Da mesma forma, a Tabela 7.22 compara a geração do Norte, indicando um aumento da geração na barra #6425, com redução nas demais, mantendo a mesma geração interna nas duas situações.

Tabela 7.22 – Comparação da geração do Norte: simplificado x inteligente

Gerador	Geração [MW]	
	Simplificado – Iteração #4	Inteligente – Iteração #5
6419	739	712
6420	502	477
6422	502	477
6424	741	712
6425	1204	1310
Total	3688	3688

7.3.5 Detalhamento do Processo Computacional

O cálculo da capacidade de transmissão mostrado nas Seções 7.3.2 e 7.3.3 foi realizado de forma totalmente automática usando a implementação descrita no Capítulo 6.

A Tabela 7.23 mostra algumas informações sobre o processo computacional percorrido quando da aplicação do método simplificado e do sistema inteligente.

Tabela 7.23 – Detalhes do processo computacional para o sistema de 39 barras

Ferramenta	Número de Acessos à Ferramenta	
	Método Simplificado	Sistema Inteligente
Fluxo de Potência	10	15
Fluxo de Potência Ótimo	8	5
Análise Modal	8	17
Simulação Rápida ⁽¹⁾	1	17
Simulação Completa ⁽²⁾	1	5
Sistema <i>Fuzzy</i>	0	4
Tempo total⁽³⁾	1786 segundos	1655 segundos

⁽¹⁾ Tempo total simulado de 379 segundos no método simplificado e 1918 segundos no método inteligente

⁽²⁾ Tempo total simulado de 15 segundos no método simplificado e 34 segundos no método inteligente

⁽³⁾ Tempo total gasto na processamento

A tabela indica o número total de vezes em que um determinado subaplicativo foi utilizado, bem como o tempo total gasto na simulação (esforço computacional). Este tempo foi obtido com um processador Pentium D, de 3 GHz com 1 GB de memória RAM. No caso das simulações no domínio do tempo (rápida e completa), é também indicado o tempo total simulado por cada aplicativo.

Durante o processo de cálculo, algumas restrições foram adicionadas ao FPO. No caso do método simplificado, foram incluídas restrições de intercâmbio a cada violação dos critérios de segurança. A Tabela 7.24 detalha os valores das restrições para

cada iteração. Na primeira otimização, não há qualquer restrição de intercâmbio entre as áreas.

Tabela 7.24 – Valores das restrições de intercâmbio

Iteração	Limite Máximo
1	Infinito
2	523
3	471
4	424
5	381
6	343
7	309
8	278

Para o sistema inteligente, são incluídas restrições de geração mínima e máxima em função dos índices de controle e dos fatores de redespacho. A Tabela 7.25 mostra os índices de controle para cada gerador, calculados após a primeira otimização (581 MW). O cálculo é feito com base nas equações (IV.17), (IV.31) e (IV.41).

Tabela 7.25 – Índices de controle calculados para o intercâmbio de 581 MW

Área	Gerador	Índices de Controle		
		ETR	ETS	EPS
Nordeste	5015	-0,022	0,000	+0,029
Nordeste	5016	-0,016	0,000	-0,091
Nordeste	5022	-0,079	0,000	+0,177
Nordeste	5051	-0,128	0,000	+0,064
Nordeste	5054	-0,117	0,000	-0,361
Nordeste	5061	+0,066	0,000	-0,458
Nordeste	6294	-0,639	0,000	-0,090
Norte	6419	+0,189	0,000	+0,145
Norte	6420	+0,094	0,000	+0,143
Norte	6422	+0,130	0,000	+0,144
Norte	6424	+0,195	0,000	+0,146
Norte	6425	+0,326	0,000	+0,152

Os índices de controle de estabilidade de tensão são nulos, pois não houve violação do critério. Os índices de estabilidade transitória apontam para uma redução do intercâmbio, conduzida principalmente pelo aumento na geração na barra #6294 com redução na #6425. Finalmente, os índices de controle de estabilidade a pequenos sinais indicam que uma redução na geração das barras #5061 e #5054 deve ser feita,

compensando através das máquina da região Norte, o que também levará a uma redução do intercâmbio.

Com base nos índices de controle da Tabela 7.25, o sistema de inferência fuzzy determina os fatores de redespacho para cada unidade geradora. Estes fatores são apresentados na Tabela 7.26. Neste caso, o fator de redespacho foi limitado em 20%, de acordo com as funções de pertinência mostradas na Figura 5.13.

Tabela 7.26 – Fatores de redespacho calculados para o intercâmbio de 581 MW

Área	Gerador	Fatores de Redespacho [%]
Nordeste	5015	+0,033
Nordeste	5016	-0,712
Nordeste	5022	+1,686
Nordeste	5051	-0,871
Nordeste	5054	-5,890
Nordeste	5061	-6,846
Nordeste	6294	-9,953
Norte	6419	+2,505
Norte	6420	+1,547
Norte	6422	+1,576
Norte	6424	+2,636
Norte	6425	+5,353

Seguindo as regras do sistema inteligente, os geradores com fator de redespacho acima de 3% receberão novas restrições de geração. Tais restrições são calculadas através da equação (V.1) e os valores são indicados na Tabela 7.27.

Tabela 7.27 – Restrições de geração calculadas para o intercâmbio de 581 MW

Área	Gerador	Geração Atual [MW]	Limite	
			Natureza	Valor [MW]
Nordeste	5054	646	Máximo	608
Nordeste	5061	3072	Máximo	2862
Nordeste	6294	716	Máximo	645
Norte	6425	1175	Mínimo	1238

Para as próximas iterações são realizados cálculos semelhantes aos acima indicados.

7.4 Considerações Finais

Este capítulo mostrou a aplicação da metodologia proposta neste trabalho para calcular a capacidade de transmissão em sistemas interligados. Foram apresentados resultados obtidos utilizando o método simplificado e o método inteligente, ambos aplicados a três sistemas testes de 9, 39 e 205 barras.

Os cálculos foram realizados de forma totalmente automática através das implementações descritas na Seção 6.4. Os resultados mostraram que a observação dos critérios dinâmicos é fundamental para a determinação de limites seguros.

Com a aplicação do método inteligente foi possível uma maior exploração das interligações quando comparada com aquela determinada pelo método simplificado.

Embora este trabalho não tenha se concentrado na eficiência computacional do método proposto, os tempos de processamento dos casos estudados foram apresentados. O desempenho observado pode ser melhorado com a otimização dos algoritmos de simulação utilizados, bem como com a implementação de métodos mais eficientes.

Capítulo 8

Conclusões

8.1 Considerações Gerais

Os sistemas de potência atuais têm como característica a interligação de diferentes áreas através de corredores de transmissão. A capacidade de transferência de potência entre as áreas é uma informação importante não só no contexto do planejamento e da operação econômica, mas também para estimular um ambiente competitivo nos mercados de energia.

O cálculo dos limites de transferência de potência baseado apenas na avaliação do desempenho do sistema em regime permanente pode levar a resultados não

conservadores. A adoção de tais limites pode conduzir o sistema a pontos de operação inseguros.

Para uma avaliação completa da segurança dinâmica, os diferentes aspectos da estabilidade do sistema devem ser considerados, incluindo não apenas a estabilidade transitória, mas também a estabilidade de tensão e a estabilidade a pequenos sinais.

Com a evolução dos sistemas interligados, aumenta a necessidade em analisar e solucionar problemas de forma rápida e precisa. Por outro lado, com o crescimento dos sistemas e das exigências operativas, aumenta também a complexidade dos cálculos. Neste contexto, o desenvolvimento de processos automáticos, que auxiliem o engenheiro em tais tarefas vem se tornando um requisito fundamental.

Neste trabalho foi desenvolvido um novo método para o cálculo da capacidade de transmissão em sistemas de potência. O método desenvolvido tem como principais características:

- A consideração da segurança estática e dinâmica do sistema;
- A consideração simultânea de diferentes aspectos da segurança dinâmica: a estabilidade transitória, a estabilidade de tensão e a estabilidade a pequenos sinais;
- A automação de todo o procedimento de cálculo.

O método proposto faz uso de várias ferramentas computacionais para análise de redes elétricas. Para sua implementação foi utilizada uma plataforma computacional totalmente integrada, onde os aplicativos utilizados compartilham a mesma base de dados.

Embora o conceito da capacidade de transmissão seja simples, sua determinação não é uma tarefa trivial, principalmente quando são considerados diferentes aspectos da estabilidade. A metodologia proposta neste trabalho utiliza um fluxo de potência ótimo para maximizar o intercâmbio entre duas áreas de interesse. Com o perfil de geração indicado na otimização, faz-se uma avaliação da segurança dinâmica do sistema. Caso haja problemas de segurança, são incluídas restrições adicionais na formulação do problema de otimização, na tentativa de se obter uma solução viável.

Há diferentes formas de realizar a avaliação da segurança dinâmica, que dependem do tipo de ferramenta computacional disponível e também dos critérios adotados. Na presente implementação, esta avaliação foi feita através de um simulador

completo no domínio do tempo (estabilidade transitória), de um simulador rápido (estabilidade de tensão) e do cálculo de autovalores (estabilidade a pequenos sinais). Os critérios adotados foram relativamente simples, mas suficientes para testar o procedimento de cálculo.

Foram propostas duas alternativas para formulação das restrições para o fluxo de potência ótimo no caso de violação dos critérios de segurança. A primeira, batizada de *método simplificado*, consiste em limitar o intercâmbio entre as regiões de interesse. Na segunda, batizada de *método inteligente* são incluídas restrições obtidas a partir de técnicas de redespacho de potência ativa e um sistema de inferência *fuzzy*. O método inteligente tem como função identificar as usinas mais influentes no problema de segurança observado e incluir as novas restrições sem limitar diretamente a transmissão entre os subsistemas.

A capacidade de transmissão foi calculada em três sistemas de teste, utilizando a metodologia apresentada. Em todos os casos simulados, tanto o método simplificado quanto o método inteligente produziram resultados satisfatórios no sentido de fornecer soluções que atendessem aos critérios de segurança estática e dinâmica especificados. O sistema inteligente se mostrou mais eficaz na exploração das interligações entre os subsistemas.

A utilização do método simplificado pode ser uma boa alternativa quando não se tem informações sobre a origem do problema de segurança. Entretanto, em algumas situações, o método simplificado poderá limitar desnecessariamente a capacidade de transmissão.

8.2 Aplicação da Metodologia Proposta a Sistemas de Grande Porte

A aplicação da metodologia proposta a sistemas de potência de grande porte requer uma série de considerações. A primeira refere-se à forma de avaliação da estabilidade transitória. Na implementação atual, esta avaliação é feita através da simulação completa no domínio do tempo. Este tipo de abordagem em sistemas grandes deve ser observado com cautela, uma vez que o custo computacional pode inviabilizar sua aplicação, mesmo quando considerados os avanços na tecnologia de processamento dos computadores

modernos. Nestes casos, uma atenção especial deverá ser dada ao uso de funções de energia, aos métodos híbridos, às técnicas de inteligência artificial e à utilização de processamento paralelo. A mudança no método de avaliação da estabilidade transitória não afeta a metodologia proposta.

Outro ponto importante é a avaliação da estabilidade a pequenos sinais. Na implementação atual, é realizado o cálculo de todos os autovalores do sistema através de uma rotina QR. Em sistemas de grande porte, o cálculo de todos os autovalores é inviável, sendo necessária a utilização de algoritmos de solução parcial de pólos ou algoritmos de pólo dominante. Neste caso, a técnica de redespacho adotada para melhoria da estabilidade de tensão seria igualmente beneficiada, uma vez que também faz uso do cálculo de autovalores.

A metodologia deve ser aplicada às contingências potencialmente mais severas à rede. Em sistemas de grande porte, o uso de uma técnica de filtragem de contingências relativamente precisa é fundamental para acelerar e viabilizar o processo de cálculo.

Finalmente, destaca-se a questão dos critérios. Em grandes sistemas interligados, diferentes critérios são utilizados nas diferentes áreas e devem estar adequados à operação da rede. Além disso, é preciso considerar os esquemas especiais de proteção ou emergência.

8.3 Futuros Desenvolvimentos

O trabalho de pesquisa desenvolvido nesta tese está longe de ser esgotado. De fato, questões ligadas à segurança dinâmica, que incluem a determinação da capacidade de transmissão, vem ganhando cada vez mais importância no cenário atual dos sistemas interligados. Assim, abaixo são citadas algumas sugestões visando a continuidade do trabalho aqui apresentado:

- Investigação mais detalhada dos métodos de redespacho de potência ativa, notadamente daqueles baseados em técnicas de inteligência artificial;
- Melhoria da base de regras *fuzzy* com a inclusão de princípios heurísticos aplicados a um sistema específico;

- Melhoria da base de regras *fuzzy*, na tentativa de considerar múltiplas contingências durante o cálculo dos limites de transmissão;
- Melhoria das técnicas de avaliação da segurança dinâmica adotadas;
- Investigação para o tratamento de sistemas multiáreas;
- Extensão do fluxo de potência ótimo para inclusão de restrições de segurança;
- Consideração de cenários em contingência, ou seja, operação com a rede alterada;
- Implementação de métodos mais rápidos para análise da estabilidade transitória, notadamente aqueles baseados em funções de energia, onde seja possível quantificar a margem de segurança;
- Inclusão de técnicas de solução parcial de autovalores.

Referências

- [1] P. Kundur, “Power System Stability and Control”, 1st ed. New York, McGraw-Hill Inc., 1994.
- [2] W. Stevenson and J. Grainger, “Power Systems Analysis”, McGraw-Hill, 1994.
- [3] ONS, “História da Operação do Sistema Interligado Nacional”, Centro da Memória da Eletricidade do Brasil, Rio de Janeiro, 2003.
- [4] MME, “Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro – Volume I: Sumário Executivo”, Ministério das Minas e Energia, Governo Federal, 1996.
- [5] P. Kundur, J. Paserba, V. Ajjarapu, G. Andersson, A. Bose, C. Canizares, N. Hatziargyriou, D. Hill, A. Stankovic, C. Taylor, T. Van Cutsem and V. Vittal, “Definition and Classification of Power System Stability”, IEEE/CIGRE Joint Task Force on Stability Terms and Definitions, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 19, No. 2, May, 2004.
- [6] K. Morison, L. Wang and P. Kundur, “Power System Security Assessment”, IEEE Power & Energy Magazine, September/October, 2004.
- [7] ONS, “Boletim Diário da Operação – Intercâmbio: Balanço do Dia – 13/11/2006”, Disponível em <http://www.ons.org.br>, em 29/11/2006.
- [8] T.M.L. Assis, D.M. Falcão and G.N. Taranto, “Dynamic Transmission Capability Calculation using Integrated Analysis Tools and Intelligent Systems”, IEEE Transactions on Power Systems (*submitted - under revision*), 2006.
- [9] T.M.L. Assis, D.M. Falcão and G.N. Taranto, “Dynamic Transmission Capability Calculation using Integrated Analysis Tools and Intelligent Systems”, Seminar for the Next Generation of Researchers in Power Systems (*invited paper*), The University of Manchester, Manchester-UK, September, 2006.
- [10] T.M.L. Assis, D.M. Falcão and G.N. Taranto, “Power Systems Transmission Capability Calculation Involving Static and Dynamic Aspects through Integrated Analysis Tools”, Proceedings of the X Symposium of Specialists in Electric Operational and Expansion Planning - SEPOPE, Florianópolis, 2006.
- [11] G.L. Landgren and S.W. Anderson, “Simultaneous Power Interchange Capability Analysis”, IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. 92, November-December, 1973.
- [12] Union Electric Co., “Simultaneous Transfer Capability: Direction for Software Development”, EPRI Report EL7351, Project 3140-1, Electric Power Research Institute, Palo Alto, August, 1991.
- [13] FERC, “Promoting Utility Competition Through Open Access, Non-Discriminatory Transmission Service By Public Utilities; Recovery Of Stranded

- Costs By Public Utilities And Transmitting Utilities”, Order No. 888, Final Rule, April 24, 1996.
- [14] FERC, “Open Access Same-Time Information System and Standards of Conduct”, Order No. 889, Final Rule, April 24, 1996.
- [15] NERC, “Available Transfer Capability Definitions and Determination – A Framework for Determining Available Transfer Capabilities of the Interconnected Transmission Networks for a Commercially Viable Electricity Market” – North American Electric Reliability Council (NERC), June, 1996.
- [16] E.Vaahedi and K.W. Cheung, “Evolution and Future of On-Line DSA”, IEEE Power Engineering Society Summer Meeting, July, 1999.
- [17] G.C. Ejebe, C. Jing, J.G. Waight, G. Pieper and F. Jamshidian, “Security Monitor for On-Line Dynamic Security Assessment”, Power System Control and Management, IEE Conference Publication No. 421, 1996.
- [18] J. Carpentier, “Static Security Assessment and Control: a Short Survey”, Proceedings of the Athens Power Tech, 1993, Joint International Power Conference, Vol. 1, September, 1993.
- [19] Chang Hsiao-Dong, Chu Chia-Chi and G. Cauley, “Direct Stability Analysis of Electric Power Systems Using Energy Functions: Theory, Applications, and Perspective”, Proceedings of the IEEE, Vol. 83, No. 11, November, 1995.
- [20] M. El-Kady, C.K. Tang, V.F. Carvalho, A.A. Fouad and V. Vittal, “Dynamic Security Assessment Utilizing the Transient Energy Function”, IEEE Transactions on Power Systems, PWRS-1, August, 1986.
- [21] M. Pavella, D. Ernst and D. Ruiz-Vega, “Transient Stability of Power Systems: A Unified Approach to Assessment and Control”, Kluwer Academic Publishers, 2000.
- [22] G.A. Maria, C. Tang and J. Kim, “Hybrid Transient Stability Analysis”, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 5, No. 2, May, 1990.
- [23] T. Kato and K. Ikeuchi, “Variable Order and Variable Step-Size Integration Method for Transient Analysis Programs”, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 6, No. 1, February, 1991.
- [24] A. Sittithumwat and K. Tomsovic, “Dynamic Security Margin Estimation with Preventive Control Using Artificial Neural Networks”, Electricity Supply Industry in Transition: Issues and Prospect for Asia, January, 2004.
- [25] J.L. Souflis, A.V. Machias and B.C. Papadias, “An Application of Fuzzy Concepts to Transient Stability Evaluation”, IEEE Transactions on Power Systems, Vol.44, No.3, 1989.
- [26] L. Guan and S.K. Tso, “A Real-Time Transient Stability Assessment Scheme For Large-Scale Power Systems Based on Fuzzy Reasoning”, Proceedings of the 5th International Conference on Advances in Power System Control, Operation and Management – APSCOM, Hong Kong, October, 2000.
- [27] D.M. Falcão, “High Performance Computing in Power System Applications”, Lecture Notes in Computer Science, Springer-Verlag, Vol. 1215, 1997.
- [28] CIGRÉ Task Force 38.01.07, “Analysis and Control of Power System Oscillations”, CIGRÉ Technical Brochure, December, 1996.
- [29] ONS, “Plano de Ampliações e Reforços na Rede Básica, Volume I – PAR 2005-2007”, Disponível em <http://www.ons.org.br>, em 02/09/2004.
- [30] D.S. Watkins, “Understanding QR Algorithm”, SIAM Review, Vol. 24, No. 4, October, 1982.
- [31] Cepel, “PacDyn User’s Manual – Version 6.1”, December, 2002.

-
- [32] L. Wang, F. Howell, P. Kundur, C.Y. Chung and Wilsun Xu, "A Tool for Small-Signal Security Assessment of Power Systems", Proceedings of the 2001 IEEE Conference on Power Industry Computer Applications – PICA, May, 2001.
- [33] M. J. Gibbard, N. Martins, J.J. Sanchez-Gasca, N. Uchida, V. Vittal and L.Wang, "Recent Applications of Linear Analysis Techniques", IEEE Transactions on Power Systems Vol. 16, No. 1, February, 2001.
- [34] J.M. Campagnolo, N. Martins, D.M. Falcão, "Refactored Bi-Iteration: A High Performance Eigensolution Method for Large Power System Matrices", IEEE Transactions on Power System, Vol. 11, No. 3, 1996.
- [35] N. Martins, "The Dominant Pole Spectrum Eigensolver", IEEE Transactions on Power System, Vol. 12, No. 1, 1997.
- [36] J.F. Hauer, "Application of Prony Analysis to the Determination of Modal Content and Equivalent Models for Measured Power System Response", IEEE Power Engineering Society Winter Meeting, 215-4 PWRS, 1991.
- [37] S.P. Teeuwesen and M.A. El-Sharkawi, "Neural Network Based Classification Method for Small-Signal Stability Assessment", Proceedings of the 2003 IEEE Bologna Power Tech Conference, June, 2003.
- [38] CIGRÉ Task Force 38.01.03, "Planning Against Voltage Collapse", Electra, No. 111, December, 1987.
- [39] C. W. Taylor, "Power System Voltage Stability", McGraw-Hill, 1994.
- [40] T. Van Cutsem and C. Vournas, "Voltage Stability of Electrical Power Systems", Kluwer Academic Publishers, 1998.
- [41] B.H. Chowdhury and C.W. Taylor, "Voltage Stability Analysis: V-Q Power Flow Simulation versus Dynamic Simulation", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 15, No. 4, November, 2000.
- [42] J.L. Jardim, "Utilização de Ferramentas de Simulação Dinâmica de Longa Duração na Análise de Fenômenos de Colapso de Tensão e no Treinamento de Operadores", Anais do XIV SNPTEE, Belém, 1997.
- [43] J.L. Jardim, M.A. Fernandes e C.A. da Silva Neto, "Uma Ferramenta para Simulação de Fenômenos Dinâmicos de Longa Duração", Anais do XV SNPTEE, Foz do Iguaçu, 1999.
- [44] T. Van Cutsem, Y. Jacquemart, J.N. Marquet and P. Pruvot, "A Comprehensive Analysis of Mid-Term Voltage Stability", IEEE Transactions on Power Systems Vol. 10, No. 3, August, 1995.
- [45] B. Jeyasurya, "Artificial Neural Networks for On-Line Voltage Stability Assessment", IEEE Power Engineering Society Summer Meeting, July, 2000.
- [46] D. Popovic, D. Kukolj and F. Kuli, "Monitoring and Assessment of Voltage Stability Margins Using Artificial Neural Networks with a Reduced Input Set", IEE Proceedings – Generation Transmission and Distribution, Vol. 145, No. 4, July, 1998.
- [47] A. Berizzi, C. Bovo, M. Delfanti, M. Merlo and M. Pozzi, "A Neuro-Fuzzy Inference System for the Evaluation of Voltage Collapse Risk Indices", Bulk Power System Dynamics and Control - VI, August, 2004.
- [48] G.C. Ejebe, J.G. Waight, M. Santos-Nieto and F. Tinney, "Fast Calculation of Linear Available Transfer Capability", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 15, No. 3, August, 2000.
- [49] Weixing Li, M. Shaaban, Zheng Yan, Yixin Ni and Felix F. Wu, "Available Transfer Capability Calculation with Static Security Constraints", Proceedings of the 2003 IEEE Power Engineering Society General Meeting, 2003.

-
- [50] B. Stott, O. Alsac and A.J. Monticelli, "Security Analysis and Optimization", Proceedings of the IEEE, Vol. 75, No. 12, December, 1987.
- [51] J. F. Benders, "Partitioning Procedure for Solving Mixed Variables Programming Problems", Numerische Mathematik, 1962.
- [52] M.H. Gravener, C. Nwankpa and Tai-Sim Yeoh, "ATC Computational Issues", Proceedings of the 32nd Hawaii International Conference on System Sciences, IEEE, 1999.
- [53] S. Grijalva, P. W. Sauer and J. D. Weber, "Enhancement of Linear ATC Calculations by the Incorporation of Reactive Power Flows", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 18, No. 2, May, 2003.
- [54] Xiao-Ping Zhang, "Transfer Capability Computation with Security Constraints", Proceedings of the 15th Power System Computation Conference – PSCC, August, Liège, 2005.
- [55] A.J. Monticelli, "Fluxo de Carga em Redes de Energia Elétrica", Ed. Edgard Blücher Ltda, São Paulo, 1983.
- [56] I.A. Hiskens, M.A. Pai, P.W. Sauer, "Dynamic ATC", Proceedings of the 2000 IEEE Power Engineering Society Winter Meeting, 2000.
- [57] A.L. Bettiol, L. Wehenkel and M. Pavella, "Transient Stability-Constrained Maximum Allowable Transfer", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 14, No. 2, May, 1999.
- [58] M. Pavella, D. Ruiz-Vega and R. Avila-Rosales, "An Integrated Scheme for On-Line Static and Transient Stability Constrained ATC Calculations", IEEE Power Engineering Society Summer Meeting, July, 1999.
- [59] R.A. Rosales, D. Ruiz-Vega, D. Ernst, M. Pavella and J. Giri, "On-Line Transient Stability Constrained ATC Calculations", Proceedings of the 2000 IEEE Power Engineering Society Summer Meeting, July, 2000.
- [60] K. Morison, H. Hamadanizadeh and L. Wang, "Dynamic Security Assessment Tools", Proceedings of the 1999 IEEE Power Engineering Society Summer Meeting, July, 1999.
- [61] J.L. Jardim, C.A. Neto, M. Groetares dos Santos and P. Gomes, "Design Features of a Dynamic Security Assessment System", Proceedings of the IX Symposium of Specialists in Electric Operational and Expansion Planning - SEPOPE, Rio de Janeiro, 2004.
- [62] E. De Tuglie, M. Dicorato, M. La Scala and P. Scarpellini, "A Static Optimization Approach to Assess Dynamic Available Transfer Capability", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 15, No. 3, August, 2000.
- [63] Xiong Pan and Guoyu Xu, "Available Transfer Capability Calculation Considering Voltage Stability Margin", Electric Power Systems Research, No. 76, Elsevier, 2005.
- [64] A. Ibsais, V. Ajjarapu, "Voltage Stability-Limited Interchange Flow", Electric Power Systems Research, No. 38, Elsevier, 1996.
- [65] R.R. Austria, X.Y. Chao, N.D. Reppen and D.E. Welsh, "Integrated Approach to Transfer Limits Calculations", IEEE Computer Application in Power, Vol. 8, No. 1, January, 1995.
- [66] X.Y. Chao, R.R. Austria, N.D. Reppen, D.E. Welsh, J.A. Uhrin and J.B. Shultz, "Practical Determination of Operating Transfer Limits", Proceedings of the 1995 IEEE Conference on Power Industry Computer Applications – PICA, May, 1995.
- [67] G.C. Ejebe, J. Tong, J.G. Waight, J.G. Frame, X. Wang and W. F. Tinney, "Available Transfer Capability Calculations", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 13, No. 4, November, 1998.

- [68] L. Wang and C.Y. Chung, "Increasing Power Transfer Limits at Interfaces Constrained by Small-Signal Stability", IEEE Power Engineering Society Winter Meeting, January, 2002.
- [69] Y. Li and V. Venkatasubramanian, "Coordination of Transmission Path Transfers", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 19, No. 3, August, 2004.
- [70] Xingbin Yu and C. Singh, "Probabilistic Analysis of Total Transfer Capability Considering Security Constraints", Proceedings of the 8th International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems, Iowa State University, Ames, Iowa, September, 2004.
- [71] J.W. Stahlhut, G.T. Heydt and G.B. Sheblé, "A Stochastic Evaluation of Available Transfer Capability", Proceedings of the 2005 IEEE Power Engineering Society General Meeting, June, 2005.
- [72] ONS, "Procedimentos de Rede – Módulo 23: Critérios para Estudos", Disponível em <http://www.ons.org.br>, em 05/10/2006.
- [73] Chun-Ling Yang, S. Fukui and Y. Kataoka, "A Smart Security Screening Approach for Large Scale Power Systems", IEEE International Conference on Electric Power Engineering, PowerTech Budapest, 1999.
- [74] D. Ruiz-Vega, D. Ernst, C.M. Ferreira, M. Pavella, P. Hirsch and D. Sobajic, "A Contingency Filtering, Ranking and Assessment Technique for On-Line Transient Stability Studies", Proceedings of the 2000 IEEE Conference on Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies, London, 2000.
- [75] M. La Scala, G. Lorusso, R. Sbrizzai and M. Trovato, "A Qualitative Approach to The Transient Stability Analysis", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 11, No. 4, November, 1996.
- [76] V. Brandwajn, A.B.R. Kumar, A. Ipakchi, A. Bose and S.D. Kuo, "Severity Indices for Contingency Screening in Dynamic Security Assessment", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 12, No. 3, August, 1997.
- [77] Y. Mansour, E. Vaahedi and M.A. El-Sharkawi, "Large Scale Dynamic Security Screening and Ranking Using Neural Networks", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 12, No. 2, May, 1997.
- [78] H. Mori and E. Ando, "Dynamic Contingency Screening with Simplified Fuzzy Inference in Power Systems", IEEE International Conference on Systems, Man, and Cybernetics, 1999.
- [79] I. Kamwa, R. Grondin and L. Loud, "Time-Varying Contingency Screening for Dynamic Security Assessment Using Intelligent-Systems Techniques", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 16, No. 3, August, 2001.
- [80] K. Morison, "On-Line Dynamic Security Assessment Using Intelligent Systems", Proceedings of the 2006 IEEE Power Engineering Society General Meeting, June, 2006.
- [81] J.L.A. Jardim, "Online Dynamic Security Assessment: Implementation Problems and Potential Use of Artificial Intelligence", IEEE Power Engineering Society Summer Meeting, July, 2000.
- [82] P.E. Gill, W. Murray, and M.H. Wright, "Practical Optimization", Academic Press, London, 1981.
- [83] Yan Xia, Ka Wing Chan, Mingbo Liu and Jie Wu, "Calculation of Available Transfer Capability with Transient Stability Constraints", Proceedings of the 2004 IEEE Conference on Electric Utility Deregulation, Restructuring and Power Technologies – DRPT, April, 2004.

-
- [84] K.N. Shubhanga and A.M. Kulkarni, "Stability-Constrained Generation Rescheduling Using Energy Margin Sensitivities", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 19, No. 3, August, 2004.
- [85] J.A. Momoh and C.B. Effiong, "Generation Rescheduling for Dynamic Security Enhancement for Multi-Area Power System", Proceedings of the 1997 IEEE Conference on Computational Cybernetics and Simulation, October, 1997.
- [86] Wenping Li and A. Bose, "A Coherency Based Rescheduling Method for Dynamic Security", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 13, No. 3, August, 1998.
- [87] K.W. Chan, C.H. Cheung and H.T. Su, "Time Domain Simulation Based Transient Stability Assessment and Control", Proceedings of the 2002 IEEE Conference on Power System Technology - PowerCon, October, 2002.
- [88] C.R. Minussi, W. de Freitas Filho, "Uma metodologia para o Controle da Segurança de Sistemas de Energia Elétrica", Revista SBA Controle & Automação, Vol. 9, No. 2, Maio-Agosto, 1998.
- [89] S. Ghosh and B.H. Chowdhury, "Security-Constrained Optimal Rescheduling of Real Power Using Hopfield Neural Network", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 11, No.4, November, 1996.
- [90] C.B. Effiong and J.A. Momoh, "Power System Preventive Control Using Artificial Neural Networks Based Generation Rescheduling Method", Proceedings of the 40th Midwest Symposium on Circuits and Systems, IEEE, August, 1997.
- [91] D. Vlaisavljevic, M.B. Djukanovic, D.J. Sobajic and B.S.Babic, "Fuzzy Linear Programming Based Optimal Power System Rescheduling Including Preventive Redispatch", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 14, No. 2, May, 1999.
- [92] Ding-Heh Kuo and A. Bose, "A Generation Rescheduling Method to Increase the Dynamic Security of Power Systems", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 10, No. 1, February, 1995.
- [93] P.M. Anderson and A.A. Fouad, "Power System Control and Stability", The Iowa State University Press, 1977.
- [94] S. Arnborg and G. Andersson, "On Strategies for Undervoltage Load Shedding in Power Systems", Stockholm Power Tech, Sweden, 1995.
- [95] C. Taylor, "Concepts of Undervoltage Load Shedding for Voltage Stability," IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 7, No. 2, 1992.
- [96] D. Popovic, I.A. Hiskens and D.J. Hill, "Investigations of Load-Tap Changer Interaction", International Journal of Electrical Power and Energy Systems, Vol. 18, No. 2, 1996.
- [97] Z. Gajic, D. Karlsson and M. Kockott, "Advanced OLTC Control to Counteract Power System Voltage Instability", ABB Power Technologies, Substation Automation, SE-721 59, No. 24, 2006.
- [98] A.M. Chebbo, M.R. Irving and M.J.H. Sterling, "Reactive Power Dispatch Incorporating Voltage Stability", IEE Proceedings -C, Vol. 139, No. 3, May, 1992.
- [99] H. Song, B. Lee, S-H. Kwon and V. Ajjarapu, "Reactive Reserve-Based Contingency Constrained Optimal Power Flow (RCCOPF) for Enhancement of Voltage Stability Margins", IEEE Transactions on Power systems, Vol. 18, No. 4, November, 2003.
- [100] W. Xu, Y. Mansour, P.G. Harrington, "Planning Methodologies for Voltage Stability Limited Power Systems", International Journal of Electrical Power and Energy Systems, Vol. 14, No. 4, 1993.
- [101] L. Battistelli, D. Lauria and D. Proto, "Reactive Control in a Deregulated Environment with Static Var Compensators Improving Voltage Stability", IEE Proceedings – Generation Transmission and Distribution, Vol. 150, No. 1, January, 2003.

-
- [102] K. Visakha, D. Thukaram and L. Jenkins, “An Approach for Real Power Scheduling to Improve System Stability Margins under Normal and Network Contingencies”, *Electric Power Systems Research*, No. 71, 2004.
- [103] S.G. Johansson, J.E. Daalder, D. Popovic and D.J. Hill, “Avoiding Voltage Collapse by Fast Active Power Rescheduling”, *Electric Power & Energy Systems*, Vol. 19, No. 8, Elsevier, 1997.
- [104] L.C.P. da Silva, V.F. da Costa and W. Xu, “Preliminary Results on Improving the Modal Analysis Technique for Voltage Stability Assessment”, *Proceedings of the 2000 Power Engineering Society Summer Meeting*, July, 2000.
- [105] L.C.P. da Silva, “Uma Expansão dos Métodos de Curvas-PV e de Análise Modal Estática para o Estudo da Estabilidade de Tensão em Sistemas de Energia Elétrica”, *Tese de Doutorado, Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação – UNICAMP, Março, 2001.*
- [106] L.C.P. da Silva, Y. Wang, V.F. da Costa and W. Xu, “Assessment of Generator Impact on System Power Transfer Capability Using Modal Participation Factors”, *IEE Proceedings – Generation Transmission and Distribution*, Vol. 149, No. 5, September, 2002.
- [107] I. Kopcak, L.C.P. da Silva, V.F. da Costa and J.S. Naturesa, “Transmission Systems Congestion Management by Using Modal Participation Factors”, *Proceedings of the 2003 IEEE Bologna PowerTech Conference*, June, 2003.
- [108] C.M. Affonso, L.C.P. da Silva, F.G.M. Lima and S. Soares, “Optimal MW/Mvar Dispatch and Minimal Load Shedding Strategy for Improving Voltage Stability Margin”, *Proceedings of the 2003 IEEE Power Engineering Society General Meeting*, July, 2003.
- [109] F.S. Moreira, T. Ohishi, L.C.P. da Silva e V.F. da Costa, “Um Procedimento para Reprogramação da Operação incluindo Restrições de Estabilidade de Tensão”, *Anais do XVI Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica – SNPTEE, Campinas, Outubro, 2001.*
- [110] T.V. Menezes, L.C.P. da Silva, C. Affonso, V.F. da Costa and S. Soares, “Mvar Management on the Pre-dispatch Problem for Improving Voltage Stability Margin”, *IEE Proceedings – Generation Transmission and Distribution*, Vol. 151, No. 2, November, 2004.
- [111] T.V. Menezes, L.C.P. da Silva and V.F. da Costa, “Dynamic var Sources Scheduling for Improving Voltage Stability Margin”, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 18, No. 2, May, 2003.
- [112] B. Gao, G.K. Morison and P. Kundur, “Voltage Stability Evaluation Using Modal Analysis”, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 7, No. 4, November, 1992.
- [113] A. Manzoni, G.N. Taranto and D.M. Falcão, “A Comparison of Power Flow, Full and Fast Dynamic Simulations”, *Proceedings of the 14th Power System Computation Conference – PSCC, June, Sevilla, 2002.*
- [114] D. Ruiz-Vega, A.R. Messina and M. Pavella, “Online Assessment and Control of Transient Oscillations Damping”, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 19, No. 2, May, 2004.
- [115] C.Y. Chung, L. Wang, F. Howell and P. Kundur, “Generation Rescheduling Methods to Improve Power Transfer Capability Constrained by Small-Signal Stability”, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 19, No. 1, February, 2004.
- [116] H.K. Nam, Y.K. Kim and K.Y. Lee, “A New Eigen-Sensitivity Theory of Augmented Matrix and its Application to Power Systems”, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 15, No. 1, February, 2000.

- [117] T.J. Ross, “Fuzzy Logic with Engineering Applications”, New York: McGraw-Hill, 1995.
- [118] J.M. Mendel, “Fuzzy Logic Systems for Engineering: a Tutorial”, Proceedings of the IEEE, Vol. 83, March, 1995.
- [119] H.J. Zimmermann, “Fuzzy Set Theory and Its Applications”, 4th ed. Kluwer Academic Publishers, 2001.
- [120] I.S. Shaw e M.G. Simões, “Controle e Modelagem Fuzzy”, 1^a ed. Edgard Blücher Ltda, São Paulo, 1999.
- [121] A. Manzoni, “Desenvolvimento de um Sistema Computacional Orientado a Objetos para Sistemas Elétricos de Potência: Aplicação a Simulação Rápida e Análise da Estabilidade de Tensão”, Tese de Doutorado, Programa de Engenharia Elétrica, COPPE/UFRJ, Março, 2005.
- [122] Z.S. Machado Jr., “Desenvolvimento de um Ambiente Computacional Flexível para Aplicações de Fluxo de Potência Ótimo utilizando Modelagem Orientada a Objetos”, Tese de Doutorado, Programa de Engenharia Elétrica, COPPE/UFRJ, Dezembro, 2005.
- [123] DigSILENT, “DigSILENT PowerFactory – Digital Simulator for Electrical Network”, www.digsilent.de, September, 2006.
- [124] F. Milano, “PSAT – Power Systems Analysis Toolbox – Documentation for PSAT Version 1.3.1”, <http://thunderbox.uwaterloo.ca/fmilano>, July, 2004.
- [125] J.L.A. Jardim, C.A.S. Neto, P. Gomes e M.G. Santos, “ORGANON – Um Sistema de Avaliação da Segurança Dinâmica de Sistemas de Potência”, Ciclo Interno de Debates do ONS – CINTER, Rio de Janeiro, Novembro, 2003.
- [126] D.M. Falcão, A. Manzoni e G.N. Taranto, “An Integrated Computational Tool for Power Flow, Full and Fast Dynamic Simulations: Application to Voltage Stability Analysis”, Proceedings of the VIII Symposium of Specialists in Electric Operational and Expansion Planning - SEPOPE, Brasília, 2002.
- [127] J. Rumbaugh, M. Blaha, W. Premerlani, F. Eddy and W. Lorezen, “Modelagem e Projetos Baseados em Objetos”, Editora Campus, 1994.
- [128] G. Booch, J. Rumbaugh and I. Jacobson, “The Unified Modeling Language User Guide”, New York: Addison-Wesley, 1999.
- [129] N.B. Phillips, J.O. Gann and M.R. Irving, “The Simian Architecture – An Object Orientated Framework for Integrated Power System Modelling Analysis and Control”, Power System Control and Management, Conference Publication No. 421, IEE, April, 1996.
- [130] M.N. Agostini, I.C. Decker, and A.S. e Silva, “Desenvolvimento e Implementação de uma Base Computacional Orientada a Objetos para Aplicações em Sistemas de Energia Elétrica,” XIII Congresso Brasileiro de Automática – CBA, Florianópolis, Setembro, 2000.
- [131] S. Pandit, S.A. Soman and S.A. Khaparde, “Object-Oriented Modeling of Power Systems”, IEEE Computer Application in Power, Vol. 14, Issue: 2, May, 1999.
- [132] D.G. Flinn and R.C. Dugan, “A database for Diverse Power System Simulation Applications,” IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 7, No. 2, May, 1992.
- [133] A. Manzoni, A.S. Silva and I.C. Decker, “Power Systems Dynamics Simulation Using Object-Oriented Programming”, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 14, Issue: 1, February, 1999.
- [134] I. Dizafic, M. Glavic and S. Tesnjak, “An Object-Oriented Graphical Package for Power System Simulation and Analysis”, Proceedings of the 12th IEEE Mediterranean Electrotechnical Conference – MELECON, May, 2004.

-
- [135] D. Dotta, I.C. Decker, M.N. Agostini and A. Souza, “Modelagem Orientada a Objetos para Análise da Segurança Dinâmica”, Anais do IX Simpósio de Especialistas em Planejamento da Operação e Expansão Elétrica – SEPOPE, Rio de Janeiro, 2004.
- [136] S.J. Wright, “Primal-Dual Interior-Point Methods”, SIAM, Philadelphia, 1997.
- [137] B. Stott, “Power System Dynamic Response Calculations”, Proceedings of the IEEE, Vol. 67, No. 2, February 1979.
- [138] L.D. Penna, “Validação de um Simulador de Fenômenos de Curto e Médio Prazos”, Tese de Mestrado, Programa de Engenharia Elétrica, COPPE/UFRJ, Fevereiro, 2005.
- [139] MathWorks, “Matlab User’s Manual – Version 6.5, Release 13, Fuzzy Logic Toolbox – Version 2.1.2, June, 2002.
- [140] W.W. Ping e L.D. Penna, “Instalação e Testes do Programa Eurostag”, Relatório Técnico – CEPEL, Rio de Janeiro, 1998.
- [141] ONS, “Casos de Referência do Planejamento Mensal da Operação”, Disponível em <http://www.ons.org.br>, em 13/01/2006.
- [142] ONS, “Mapas do SIN”, Disponível em <http://www.ons.org.br>, em 13/12/2006.

Anexo 1

Dados dos Sistema 9 Barras

Este anexo apresenta os dados do sistema de 9 barras (Figura 4.3) utilizado nas simulações. São detalhados os seguintes dados:

- Rede elétrica: dados dos circuitos e cargas do sistema;
- Geradores: modelagem estática;
- Geradores: dados dinâmicos.

A1.1 – Rede Elétrica

A tabela seguinte mostram os parâmetros da rede elétrica, incluindo os dados das linhas de transmissão e transformadores.

Circuito		Parâmetro				
		R[%]	X[%]	B[Mvar]	Tape	
De	Para				Mínimo	Máximo
1	4	0,00	5,76	-	0,90	1,10
4	5	1,00	8,50	17,60	-	-
4	6	1,70	9,20	15,80	-	-
5	7	3,20	16,10	30,60	-	-
6	9	3,90	17,00	35,80	-	-
7	2	0,00	6,25	-	0,90	1,10
7	8	0,85	7,20	14,90	-	-
8	9	1,19	10,08	20,90	-	-
9	3	0,00	5,86	-	0,90	1,10

Abaixo, são mostrados os valores de carga ativa e reativa do sistema. Nos estudos de estabilidade transitória e a pequenos sinais, foi utilizado o modelo de impedância constante, enquanto que, nos estudos de longo-prazo (estabilidade de tensão), manteve-se o modelo de potência constante do fluxo de carga.

Barra	Potência Ativa [MW]	Potência Reativa [Mvar]
5	187,5	75,0
6	90,0	30,0
8	400,0	130,0

A1.2 – Geradores – Modelagem Estática

A seguir são mostrados os modelos adotados em cada gerador nos estudos de fluxo de potência e fluxo de potência ótimo. São incluídos também os limites de geração ativa e reativa por unidade geradora e o número total de unidades considerado.

Barra	Unidades	Potência Ativa [MW]		Potência Reativa [Mvar]	
		Mínima	Máxima	Mínima	Máxima
1	4	22,50	225,00	-112,50	112,50
2	4	12,50	125,00	-62,50	62,50
3	4	18,75	187,50	-93,75	93,75

A1.3 – Geradores – Dados Dinâmicos

Nesta seção são apresentados os dados dos geradores, utilizados nos estudos dinâmicos do sistema. Os parâmetros indicados nas tabelas referem-se às máquinas síncronas, aos

reguladores de tensão, aos reguladores de velocidades (incluindo a turbina) e aos estabilizadores. O diagrama de blocos associado a cada modelo utilizado pode ser consultado no Anexo 3 através do nome indicado.

A1.3-I: Máquinas Síncronas – Modelo MS-Mdl#1

Parâmetro	Máquina		
	1	2	3
H [s]	3,39	4,77	3,30
D	0,00	0,00	0,00
Sbase [MVA]	231,60	125,00	192,00
X _d [%]	93,00	122,00	165,10
X _q [%]	69,00	116,00	159,00
X' _d [%]	30,20	17,40	23,20
T' _{do} [%]	8,00	8,97	5,90
X'' _d [%]	24,50	13,40	17,10
X'' _q [%]	24,50	13,40	17,10
T'' _{do} [s]	0,03	0,03	0,03
T'' _{qo} [s]	0,06	0,07	0,08
W _o	1,00	1,00	1,00
R [%]	0,00	0,00	0,00

A1.3-II: Reguladores de Tensão – Modelo RT-Mdl#1

Parâmetro	Máquina		
	1	2	3
K	50	50	50
T	0,05	0,05	0,05
Lmn	-9999	-9999	-9999
Lmx	9999	9999	9999

A1.3-III: Reguladores de Velocidade – Modelo RV-Mdl#1

Parâmetro	Máquina		
	1	2	3
w _r	1,000	1,000	1,000
R	0,050	0,050	0,050
T _c	0,010	0,010	0,010
T _r	2,000	2,000	2,000

A1.3-IV: Estabilizadores – Modelo ES-Mdl#1

Parâmetro	Máquina		
	1	2	3
K _w	20,0	20,0	20,0
T _w	3,00	3,00	3,00
T ₁	0,06	0,06	0,06
T ₂	0,02	0,02	0,02

Anexo 2

Dados dos Sistema 205 Barras

Este anexo apresenta os dados do sistema de 205 barras utilizado nas simulações. São detalhados os seguintes dados:

- Rede elétrica: dados dos circuitos, cargas e reatores do sistema;
- Geradores: modelagem estática;
- Geradores: dados dinâmicos.

A2.1 – Rede Elétrica

A tabela seguinte mostram os parâmetros da rede elétrica, incluindo os dados das linhas de transmissão e transformadores.

Circuito		Parâmetro				
		R[%]	X[%]	B[Mvar]	Tape	
De	Para				Mínimo	Máximo
235	6444	0,19	2,74	389,72	-	-
235	7236	0,00	-0,64	0,00	-	-
235	7237	0,00	-0,64	0,00	-	-
5001	5050	0,04	0,47	46,42	-	-
5001	5060	0,05	0,68	67,40	-	-
5003	5029	0,11	0,58	1,01	-	-
5004	5028	0,11	0,58	1,01	-	-
5050	5408	0,21	2,57	343,26	-	-
5050	6300	0,27	3,64	372,48	-	-
5050	6300	0,29	3,99	411,44	-	-
5060	5100	0,20	2,52	261,96	-	-
6203	6233	17,38	25,55	0,37	-	-
6203	6253	4,08	6,22	0,10	-	-
6203	6264	0,48	1,02	0,02	-	-
6300	5572	0,20	2,68	271,94	-	-
6301	6311	0,78	4,00	7,50	-	-
6301	6311	0,78	4,00	7,50	-	-
6201	6250	0,49	1,59	0,38	-	-
6233	6253	9,18	22,94	0,37	-	-
6253	6255	3,49	7,03	0,12	-	-
6255	6264	2,18	4,57	0,08	-	-
6311	6321	1,42	7,28	13,68	-	-
6311	6331	2,70	13,90	26,26	-	-
6321	6331	1,30	6,67	12,52	-	-
6331	6341	3,85	20,82	36,42	-	-
6341	6351	5,06	27,48	49,10	-	-
6351	6361	4,25	22,18	40,68	-	-
6444	6349	0,24	3,49	496,85	-	-
5001	5740	0,21	2,68	272,76	-	-
5003	5701	2,45	13,10	22,68	-	-
5003	5711	2,96	15,23	28,90	-	-
5004	5701	2,46	13,15	22,74	-	-
5004	5711	2,96	15,23	28,90	-	-
5050	5740	0,31	3,10	324,34	-	-
5060	5720	0,15	2,03	204,54	-	-
5701	5730	1,44	7,65	13,18	-	-
5701	5731	3,15	16,86	29,30	-	-
5711	5721	0,79	4,04	7,58	-	-
5711	5721	0,79	4,04	7,58	-	-
5711	5961	1,42	7,71	12,74	-	-
5720	5750	0,23	3,15	321,92	-	-
5721	5722	0,22	1,22	2,12	-	-
5721	5724	0,14	0,74	1,26	-	-
5730	5782	2,23	11,94	20,62	-	-
5731	5782	0,5	2,65	4,58	-	-
5740	5750	0,2	1,88	195,00	-	-
5740	5750	0,15	1,90	192,54	-	-
5750	6369	0,11	1,33	135,45	-	-
5751	5782	0,46	2,46	4,26	-	-
5751	5782	0,45	2,45	4,06	-	-
5961	5782	2,61	14,31	23,74	-	-

Circuito		Parâmetro				
		R[%]	X[%]	B[Mvar]	Tape	
De	Para				Mínimo	Máximo
6349	6359	0,17	2,46	350,90	-	-
6359	6369	0,19	2,80	399,03	-	-
5001	5100	0,22	2,79	284,68	-	-
5003	5101	3,98	21,85	36,78	-	-
5003	5101	3,97	20,88	38,52	-	-
5004	5101	3,97	20,88	38,50	-	-
5004	5101	2,00	16,25	49,46	-	-
5050	5100	0,31	3,10	326,72	-	-
5060	5300	0,21	2,78	279,86	-	-
5100	5140	0,22	2,13	220,70	-	-
5100	5140	0,17	2,15	218,68	-	-
5101	5141	3,09	16,15	29,48	-	-
5101	5142	3,10	16,14	29,60	-	-
5101	5281	2,10	11,44	18,96	-	-
5101	5301	1,44	7,35	13,74	-	-
5101	5301	1,44	7,35	13,74	-	-
5101	5301	1,46	7,70	13,42	-	-
5140	5300	0,17	2,25	235,60	-	-
5141	5281	1,05	5,71	9,42	-	-
5003	5401	3,09	16,25	29,42	-	-
5003	5401	2,31	9,19	53,16	-	-
5004	5401	2,31	9,19	53,16	-	-
5401	5411	1,61	8,07	14,56	-	-
5401	5411	1,16	4,57	26,19	-	-
5401	5411	1,16	4,57	26,19	-	-
5408	5428	0,26	2,97	399,02	-	-
5428	5451	0,14	1,55	203,0	-	-
5480	5451	0,14	2,31	339,08	-	-
5480	5451	0,14	2,24	330,47	-	-
5480	5500	0,32	3,55	536,58	-	-
5500	5480	0,21	3,48	528,60	-	-
5500	5580	0,14	2,26	329,30	-	-
5501	5502	0,46	2,35	4,40	-	-
5501	5502	0,46	2,35	4,40	-	-
5501	5511	3,59	19,24	33,76	-	-
5501	5511	3,61	19,20	34,12	-	-
5570	5574	0,00	-2,08	0,00	-	-
5571	5671	3,02	16,15	28,24	-	-
5571	5681	3,14	16,73	29,38	-	-
5572	5570	0,00	-1,88	0,00	-	-
5574	5510	0,22	2,97	301,54	-	-
5580	5500	0,13	2,21	322,66	-	-
5580	5510	0,20	2,61	263,28	-	-
5580	5550	0,29	3,77	392,74	-	-
5580	5550	0,20	3,13	463,66	-	-
5582	5586	0,00	3,36	0,00	-	-
5585	5588	0,00	11,23	0,00	-	-
5590	6513	0,00	-1,37	0,00	-	-
5590	6515	0,00	-1,14	0,00	-	-
6507	6400	0,00	-0,70	0,00	-	-
6512	5580	0,00	-1,37	0,00	-	-

Circuito		Parâmetro				
De	Para	R[%]	X[%]	B[Mvar]	Tape	
					Mínimo	Máximo
6513	6512	0,37	4,78	510,29	-	-
6514	5580	0,00	-1,14	0,00	-	-
6515	6514	0,25	3,96	602,32	-	-
6517	5580	0,00	-1,22	0,00	-	-
6700	5590	0,04	0,610	87,19	-	-
6700	6702	0,00	-1,22	0,00	-	-
6701	6700	0,00	-0,79	0,00	-	-
6702	6517	0,26	4,07	622,01	-	-
6703	6700	0,00	-0,79	0,00	-	-
6400	5590	0,18	2,35	231,80	-	-
6400	5590	0,12	1,92	278,41	-	-
6400	6701	0,17	2,63	387,10	-	-
6400	6703	0,17	2,56	356,10	-	-
6401	6407	2,55	13,82	25,86	-	-
6402	6403	0,00	-0,76	0,00	-	-
6402	6403	0,00	-0,76	0,00	-	-
6402	6404	0,00	9,85	0,00	-	-
6402	6404	0,00	9,85	0,00	-	-
6407	6409	0,54	2,92	5,47	-	-
6410	6430	0,00	0,80	0,00	-	-
6410	6460	0,21	3,40	507,50	-	-
6410	6510	0,23	2,87	284,81	-	-
6410	6511	0,15	2,34	342,06	-	-
6416	6521	2,38	18,08	94,67	-	-
6430	6460	0,32	4,16	422,60	-	-
6430	6507	0,16	2,41	335,30	-	-
6430	6509	0,15	2,30	335,00	-	-
6455	6458	0,00	3,89	0,00	-	-
6509	6400	0,00	-0,69	0,00	-	-
6510	6400	0,00	-0,88	0,00	-	-
6511	6400	0,00	-0,71	0,00	-	-
6521	6528	0,00	20,70	0,00	-	-
6521	6531	1,41	10,49	53,36	-	-
6525	6528	0,00	14,12	0,00	-	-
6531	6541	1,11	8,25	41,48	-	-
6541	6548	0,00	7,94	0,00	-	-
6541	6549	0,00	7,94	0,00	-	-
6543	6548	0,00	14,54	0,00	-	-
6545	6549	0,00	14,38	0,00	-	-
7100	7102	0,00	-0,96	0,00	-	-
7100	7104	0,00	-0,95	0,00	-	-
7101	7100	0,00	-0,96	0,00	-	-
7102	7201	0,17	2,67	391,43	-	-
7103	7100	0,00	-0,95	0,00	-	-
7104	7203	0,18	2,68	403,50	-	-
7200	7208	0,00	7,42	0,00	-	-
7201	7200	0,00	-0,95	0,00	-	-
7203	7200	0,00	-0,95	0,00	-	-
7204	7200	0,02	0,40	38,70	-	-
7236	7101	0,17	2,70	396,12	-	-
7237	7103	0,19	2,76	407,40	-	-

Circuito		Parâmetro				
De	Para	R[%]	X[%]	B[Mvar]	Tape	
					Mínimo	Máximo
7300	7301	0,00	-0,95	0,00	-	-
7300	7303	0,00	-0,95	0,00	-	-
7301	7200	0,11	1,84	265,83	-	-
7302	7300	0,00	-0,95	0,00	-	-
7303	7200	0,13	1,85	270,44	-	-
7304	7300	0,00	-0,95	0,00	-	-
7591	7302	0,22	3,53	529,69	-	-
7592	5590	0,00	-0,64	0,00	-	-
7592	7591	0,00	-0,95	0,00	-	-
7593	7304	0,24	3,56	539,69	-	-
7594	5590	0,00	-0,64	0,00	-	-
7594	7593	0,00	-0,95	0,00	-	-
5001	5022	0,00	0,45	-	0,90	1,10
5001	5023	0,00	2,67	-	0,90	1,10
5001	5024	0,00	2,67	-	0,90	1,10
5001	5025	0,00	2,67	-	0,90	1,10
5001	5026	0,00	2,67	-	0,90	1,10
5001	5027	0,00	2,67	-	0,90	1,10
5003	5001	0,00	1,41	-	0,90	1,10
5003	5015	0,00	2,78	-	0,90	1,10
5003	5017	0,00	5,94	-	0,90	1,10
5003	6200	0,00	6,24	-	0,90	1,10
5003	6201	0,00	5,33	-	0,90	1,10
5003	6202	0,00	4,35	-	0,90	1,10
5004	5001	0,00	1,41	-	0,90	1,10
5004	5005	0,00	21,19	-	0,90	1,10
5004	5006	0,00	21,12	-	0,90	1,10
5004	5007	0,00	20,85	-	0,90	1,10
5004	5016	0,00	3,01	-	0,90	1,10
5004	5018	0,00	6,01	-	0,90	1,10
6200	5009	0,00	13,48	-	0,90	1,10
6201	5010	0,00	14,22	-	0,90	1,10
6203	5003	0,00	12,56	-	0,9	1,38
5028	5032	0,00	5,89	-	0,90	1,10
5028	5033	0,00	11,75	-	0,90	1,10
5029	5030	0,00	5,89	-	0,90	1,10
5029	5031	0,00	11,75	-	0,90	1,10
5050	5051	0,00	1,37	-	0,90	1,10
5050	5052	0,00	4,11	-	0,90	1,10
5050	5053	0,00	4,11	-	0,90	1,10
5050	5054	0,00	1,37	-	0,90	1,10
5050	5055	0,00	4,11	-	0,90	1,10
5050	5056	0,00	4,11	-	0,90	1,10
5060	5061	0,00	0,36	-	0,90	1,10
5060	5062	0,00	2,50	-	0,90	1,10
5060	5063	0,00	2,57	-	0,90	1,10
5060	5064	0,00	2,55	-	0,90	1,10
5060	5065	0,00	2,59	-	0,90	1,10
5060	5066	0,00	2,51	-	0,90	1,10
6300	6294	0,00	0,95	-	0,90	1,10
6300	6296	0,00	5,70	-	0,90	1,10
6300	6297	0,00	5,70	-	0,90	1,10

Circuito		Parâmetro				
		R[%]	X[%]	B[Mvar]	Tape	
De	Para				Mínimo	Máximo
6300	6298	0,00	5,70	-	0,90	1,10
6300	6299	0,00	5,70	-	0,90	1,10
6301	6300	0,00	3,56	-	0,90	1,10
6301	6300	0,00	3,56	-	0,90	1,10
6250	6252	0,00	99,80	-	0,90	1,10
6250	6252	0,00	95,00	-	0,90	1,10
6252	6253	0,00	1,84	-	0,90	1,10
6342	6341	0,00	11,09	-	0,90	1,18
6351	6349	0,00	2,70	-	0,79	1,20
6351	6349	0,00	2,70	-	0,79	1,20
6351	6350	0,00	15,25	-	0,90	1,10
6365	6361	0,00	9,28	-	0,85	1,38
5721	5720	0,00	1,27	-	0,77	1,17
5730	5735	0,00	55,00	-	0,90	1,10
5731	5736	0,00	64,00	-	0,90	1,10
5751	5750	0,00	1,39	-	0,77	1,17
5751	5750	0,00	1,39	-	0,77	1,17
5751	5750	0,00	1,38	-	0,77	1,17
5751	5750	0,00	1,22	-	0,77	1,17
5751	5778	0,00	4,11	-	0,90	1,10
6368	6369	0,00	1,35	-	0,79	1,20
6368	6369	0,00	1,35	-	0,79	1,20
5101	5100	0,00	1,77	-	0,87	1,04
5101	5100	0,00	1,77	-	0,87	1,04
5141	5140	0,00	1,40	-	0,77	1,17
5141	5140	0,00	1,40	-	0,77	1,17
5141	5144	0,00	-0,03	-	0,90	1,10
5142	5140	0,00	1,40	-	0,77	1,17
5142	5140	0,00	1,22	-	0,77	1,17
5144	5145	0,00	8,28	-	0,90	1,10
5144	5147	0,00	8,28	-	0,90	1,10
5301	5300	0,00	1,26	-	0,84	1,15
5301	5300	0,00	1,26	-	0,84	1,15
5408	5411	0,00	1,27	-	0,86	1,29
5501	5504	0,00	32,40	-	0,90	1,02
5501	5507	0,00	31,43	-	0,90	1,10
5507	5506	0,00	14,30	-	0,90	1,10
5504	5505	0,00	14,08	-	0,90	1,10
5502	5500	0,00	3,50	-	0,86	1,17
5502	5500	0,00	3,50	-	0,86	1,17
5502	5509	0,00	8,25	-	0,90	1,10
5511	5510	0,00	3,44	-	0,89	1,14
5511	5520	0,00	9,52	-	0,90	1,10
5511	5521	0,00	20,08	-	0,90	1,10
5511	5522	0,00	9,52	-	0,90	1,10
5571	5570	0,00	3,48	-	0,90	1,10
5580	5588	0,00	2,43	-	0,90	1,10
5581	5582	0,00	0,16	-	0,90	1,10
5581	5588	0,00	0,43	-	0,90	1,10
5590	5591	0,00	1,11	-	0,90	1,10
5591	5596	0,00	2,72	-	0,90	1,10
6400	6408	0,00	4,07	-	0,90	1,10

Circuito		Parâmetro				
De	Para	R[%]	X[%]	B[Mvar]	Tape	
					Mínimo	Máximo
6401	6402	0,00	37,12	-	0,90	1,10
6401	6402	0,00	37,12	-	0,90	1,10
6401	6405	0,00	6,18	-	0,90	1,10
6401	6408	0,00	-0,77	-	0,90	1,10
6406	6408	0,00	5,93	-	0,90	1,10
6407	6398	0,00	22,53	-	0,90	1,10
6410	6419	0,00	1,15	-	0,90	1,10
6410	6420	0,00	1,72	-	0,90	1,10
6410	6422	0,00	1,72	-	0,90	1,10
6410	6458	0,00	2,88	-	0,90	1,10
6416	6458	0,00	-0,56	-	0,90	1,10
6430	6424	0,00	1,57	-	0,90	1,10
6430	6425	0,00	1,18	-	0,90	1,10
6523	6528	0,00	-1,22	-	0,91	1,10
6534	6531	0,00	44,13	-	0,90	1,10
6542	6548	0,00	-0,60	-	0,90	1,10
6544	6549	0,00	-0,88	-	0,90	1,10
7202	7208	0,00	-0,45	-	0,92	1,18
7205	7208	0,00	4,61	-	0,90	1,10
7204	7207	0,00	1,28	-	0,90	1,10
7207	7206	0,00	1,26	-	0,90	1,10

Abaixo, são mostrados os valores de carga ativa e reativa do sistema. Nos estudos de estabilidade transitória e a pequenos sinais, foi utilizado o modelo de impedância constante, enquanto que, nos estudos de longo-prazo (estabilidade de tensão), manteve-se o modelo de potência constante do fluxo de carga.

Barra	Potência Ativa [MW]	Potência Reativa [Mvar]	Barra	Potência Ativa [MW]	Potência Reativa [Mvar]
235	5868,00	-124,00	5505	20,00	1,50
6203	44,60	11,00	5506	12,20	0,50
6253	25,90	5,50	5511	24,90	5,50
6255	4,90	0,70	5571	8,60	0,30
6341	33,80	6,60	5480	177,00	19,80
6342	23,20	4,70	5671	40,90	9,20
6349	0,00	33,80	5681	14,00	0,60
6351	39,70	9,20	5581	116,30	-7,90
6361	25,70	7,80	5591	147,10	40,80
6365	17,30	3,50	5550	1031,00	97,80
6311	126,60	24,20	6401	103,50	18,40
6321	13,60	4,10	6398	15,00	8,80
6331	47,60	8,80	6407	61,50	20,20
5721	218,20	40,90	6410	-9,10	32,70
5735	3,70	2,10	6416	76,70	23,10
5736	6,00	2,00	6523	14,70	2,80
5751	1608,00	488,10	6534	5,70	2,70

Barra	Potência Ativa [MW]	Potência Reativa [Mvar]	Barra	Potência Ativa [MW]	Potência Reativa [Mvar]
6368	300,60	-49,20	5281	65,10	10,40
5701	13,80	3,20	5411	503,50	-100,00
5711	95,70	21,20	5401	93,10	16,10
5722	29,90	9,80	5451	671,40	119,80
5724	21,80	11,00	5501	283,00	58,90
5782	300,90	57,70	6542	34,80	-0,60
5961	19,00	10,10	6544	20,40	-4,80
5101	620,40	-37,20	6403	23,90	2,10
5141	807,70	180,60	6409	83,20	16,70
5142	817,70	141,60	6460	1595,00	275,40
5145	0,00	-105,00	7202	47,40	-31,20
5147	0,00	-105,00	6543	0,70	0,60
5301	527,40	177,60	-	-	-

A tabela seguinte indica os dados dos reatores em derivação presentes no sistema. A potência nominal refere-se à tensão de 1,0 pu.

Barra	Potência Nominal [Mvar]	Barra	Potência Nominal [Mvar]	Barra	Potência Nominal [Mvar]
5050	400	5501	10	6517	180
6300	450	5500	890	6700	180
6341	15	5510	310	6701	100
6349	300	5570	205	6702	180
6351	40	5480	590	6703	100
6361	10	5580	1350	6400	525
6444	500	5590	800	6531	30
5720	100	5550	336	6460	325
6369	150	6507	100	6509	100
5740	300	7203	136	6521	20
6359	500	7236	136	6541	60
5100	450	7237	136	7101	136
5140	100	7300	136	7102	136
5300	150	7302	270	7103	136
5408	350	7304	270	7104	136
5411	30	7591	136	7200	408
5428	150	7593	136	7201	136
5451	450	235	136	-	-

A2.2 – Geradores – Dados Estáticos

A seguir são mostrados os limites de geração ativa e reativa por unidade geradora e o número de unidades considerado nos cálculos de fluxo de potência e fluxo de potência ótimo. Os dados relativos aos compensadores síncronos também estão incluídos.

Máquina	Unidades	Potência Ativa [MW]		Potência Reativa [Mvar]	
		Mínima	Máxima	Mínima	Máxima
235	10	420	720	-268	306
5015	2	151	200	-144	97
5016	2	151	200	-144	97
5022	6	240	380	-230	205
5030	2	25,5	50	-43	48
5032	2	25,5	50	-43	48
5051	3	151	230	-80	83
5054	3	151	230	-80	83
5061	7	300	500	-220	173
5522	2	53	63,5	-40	37
5509	1	-	-	-105	150
5586	2	-	-	-70	100
5596	3	-	-	-70	100
5778	2	-	-	-105	150
6294	6	61	146	-68	97
6350	1	-	-	-15	30
6405	1	-	-	-90	150
6419	3	235	350	-105	105
6420	2	235	350	-105	105
6422	2	235	350	-105	105
6424	3	235	350	-118	118
6425	4	235	370	-118	118
7206	5	-	180	-57	57

A2.3 – Geradores – Dados Dinâmicos

Nesta seção são apresentados os dados dos geradores (incluindo os compensadores síncronos), utilizados nos estudos dinâmicos do sistema. Os parâmetros indicados nas tabelas referem-se às máquinas síncronas, aos reguladores de tensão, aos reguladores de velocidades (incluindo a turbina) e aos estabilizadores. O diagrama de blocos associado a cada modelo utilizado pode ser consultado no Anexo 3.

A2.3-I: Máquinas Síncronas – Modelo MS-Mdl#2

Máquina	Parâmetro													
	H [s]	D	Sbase [MVA]	Xd [%]	Xq [%]	Xl [%]	X'd [%]	T'do [%]	X''d [%]	X''q [%]	T''do [s]	T''qo [s]	R [%]	Wo
235	5,40	0,00	737,00	94,90	67,80	12,00	31,70	8,50	25,20	25,20	0,09	0,19	0,00	1,00
5015	4,95	0,00	209,00	90,00	57,00	11,00	24,81	4,62	17,39	17,39	0,05	0,09	0,37	1,00
5016	4,95	0,00	209,00	90,00	57,00	11,00	24,81	4,62	17,39	17,39	0,05	0,09	0,37	1,00
5020	4,10	0,00	52,20	79,00	49,00	13,00	24,00	4,00	14,50	14,50	0,03	0,07	0,40	1,00
5022	4,46	0,00	456,00	86,64	66,58	20,52	25,99	6,63	23,26	23,26	0,06	0,13	0,20	1,00
5030	4,05	0,00	122,00	76,50	54,50	13,42	22,50	4,40	15,50	15,50	0,04	0,15	0,30	1,00
5032	4,05	0,00	122,00	76,50	54,50	13,42	22,50	4,40	15,50	15,50	0,04	0,15	0,30	1,00
5051	3,85	0,00	274,00	98,00	55,90	0,00	29,00	5,35	26,00	26,00	0,04	0,09	0,20	1,00
5054	4,06	0,00	274,00	90,00	66,00	0,00	33,00	5,40	26,00	26,00	0,05	0,11	0,20	1,00
5061	4,50	0,00	520,00	95,00	66,00	28,00	36,00	5,10	29,00	29,00	0,06	0,09	0,19	1,00
5522	3,92	0,00	67,00	100,00	68,00	7,50	30,00	6,89	22,00	22,00	0,04	0,11	0,40	1,00
5509	2,10	0,00	150,00	120,00	92,00	10,00	20,00	5,00	16,00	16,00	0,06	0,06	0,00	1,00
5586	2,20	0,00	100,00	139,00	120,00	11,00	30,20	3,78	16,50	16,50	0,05	0,21	0,00	1,00
5596	2,20	0,00	100,00	140,00	120,00	11,00	30,00	9,00	15,00	15,00	0,06	0,21	0,00	1,00
5778	2,10	0,00	150,00	131,00	78,00	15,00	27,00	4,10	17,00	17,00	0,02	0,06	0,00	1,00
6294	4,25	0,00	194,50	80,00	55,00	13,00	32,00	5,40	23,00	23,00	0,06	0,10	0,20	1,00
6350	4,60	0,00	30,00	167,00	105,00	13,00	40,00	9,30	20,00	20,00	0,04	0,10	0,00	1,00
6405	2,18	0,00	150,00	130,00	190,00	0,00	29,51	3,71	17,40	17,40	0,03	0,11	0,00	1,00
6419	4,67	0,00	350,00	79,98	60,97	11,97	24,99	5,64	16,98	16,98	0,08	0,08	0,00	1,00
6420	4,67	0,00	350,00	79,00	49,98	14,00	24,99	5,50	18,97	18,97	0,06	0,25	0,00	1,00
6422	4,67	0,00	350,00	79,98	52,99	9,49	24,99	5,38	14,98	14,98	0,05	0,05	0,00	1,00
6424	4,00	0,00	390,00	120,00	70,00	12,00	30,00	5,00	20,00	20,00	0,10	0,20	0,00	1,00
6425	4,00	0,00	390,00	120,00	70,00	12,00	30,00	5,00	20,00	20,00	0,10	0,20	0,00	1,00
7206	3,06	0,00	190,00	90,00	70,00	13,00	35,00	4,50	28,00	28,00	0,08	0,10	0,00	1,00

A2.3-II: Reguladores de Tensão – Modelo MT-Mdl#1

Parâmetro	Máquina
	5522
K	30,20
T	0,005
Lmn	-3,75
Lmx	3,32

A2.3-III: Reguladores de Tensão – Modelo MT-Mdl#2

Parâmetro	Máquina										
	5022	5051	5054	5061	6350	5509	5596	5586	6424	6425	7206
Ka	50,0	30,8	25,0	20,0	23,35	11,35	349,00	318,00	56,00	56,00	16,34
Ta	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,02	0,00	0,00	0,00
Ke	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	4,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
Te	8,78	1,65	0,99	3,08	3,00	0,25	2,20	4,40	1,50	1,50	0,5
Vmin	-12,8	-16,0	-7,03	-4,47	-9999	-7,20	-10,00	-10,00	-8,00	-8,0	-4,0
Vmax	12,8	16,00	7,03	5,37	9999	7,00	10,00	10,00	8,00	8,00	4,00
Efdmin	-4,28	-4,50	-7,03	-4,47	-9999	-7,20	-3,46	-8,60	-8,00	-8,00	-4,00
Efdmax	5,36	5,00	7,03	5,37	9999	7,00	8,31	8,60	8,00	8,00	4,00

A2.3-IV: Reguladores de Tensão – Modelo MT-Mdl#3

Parâmetro	Máquina									
	235	5030	5032	5778	6405	6419	6420	6422	6294	
Lmin	-1,00	-1,00	-1,00	-1,00	-1,00	-1,00	-1,00	-1,00	-1,00	
Lmax	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	
Tc	1,46	1,00	1,00	0,50	1,81	0,89	0,96	1,19	0,11	
Tb	2,23	10,00	10,00	0,25	6,50	4,53	5,34	5,71	0,02	
Tc1	0,05	0,50	0,50	0,07	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	
Tb1	0,03	0,05	0,05	0,25	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	
Vmin	-8,52	-2,95	-2,95	-7,05	-4,32	-2,99	-2,99	-2,99	-5,24	
Vmax	8,52	3,28	3,28	5,00	6,02	4,46	4,46	4,46	6,16	
Ka	87,00	144,00	144,00	200,00	249,60	183,86	181,80	203,35	142,15	
Ta	0,02	0,005	0,005	0,005	0,001	0,005	0,005	0,005	0,02	
Efdmin	-8,52	-2,95	-2,95	-7,05	-4,32	-2,99	-2,99	-2,99	-5,24	
Efdmax	8,52	3,28	3,28	7,05	6,02	4,46	4,46	4,46	6,16	
Kc	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	

A2.3-V: Reguladores de Tensão – Modelo MT-Mdl#4

Parâmetro	Máquina		
	5015	5016	5520
Ka	85,00	85,00	9,26
Ta	0,20	0,20	0,02
Ke	1,00	1,00	-0,04
Te	0,70	0,70	3,85
Tc	1,00	1,00	2,61
Tb	1,00	1,00	0,20
Kf	0,11	0,11	0,02
Tf	2,20	2,20	1,00
Vmin	-0,80	-0,80	-2,77
Vmax	2,80	2,80	3,28
Aex	0,00023	0,00023	0,01
Bex	2,114	2,114	1,70

A2.3-VI: Reguladores de Velocidade – Modelo RV-Mdl#2

Parâmetro	Máquina						
	5009	5015	5030	5032	5051	5054	5520
At	1,25	1,25	1,25	1,25	1,32	1,32	1,59
Tg	0,20	0,20	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Tw	1,25	1,25	1,90	1,90	2,47	2,47	2,00
Rt	0,40	0,40	0,60	0,60	0,23	0,23	0,30
Tr	2,00	2,00	2,50	2,50	5,90	5,90	4,50
Rp	0,05	0,05	0,10	0,10	0,04	0,04	0,05
Ts	0,40	0,40	1,50	1,50	0,29	0,29	0,40
Tf	0,10	0,10	0,05	0,05	0,05	0,05	0,10
Lmin	-0,16	-0,16	-0,26	-0,26	-0,09	-0,09	-0,12
Lmax	0,16	0,16	0,26	0,26	0,09	0,09	0,12
Vmin	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Vmax	0,87	0,87	0,93	0,93	0,79	0,79	0,76
qnl	0,10	0,10	0,20	0,20	0,09	0,09	0,17
D	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00

Parâmetro	Máquina						
	5522	6294	6419	6420	6422	6424	6425
At	1,587	1,52	1,20	1,20	1,20	1,20	1,20
Tg	0,00	0,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
Tw	2,00	2,20	1,20	1,20	1,20	1,20	1,20
Rt	0,30	0,77	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30
Tr	4,50	0,40	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00
Rp	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05
Ts	0,40	0,50	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10
Tf	0,10	0,05	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04
Lmin	-0,12	-0,15	-0,17	-0,17	-0,17	-0,17	-0,17
Lmax	0,12	0,15	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05
Vmin	0,00	0,00	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005
Vmax	0,764	0,71	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
qnl	0,17	0,11	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13
D	1,00	1,00	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50

A2.3-VII: Reguladores de Velocidade – Modelo RV-Mdl#3

Parâmetro	Máquina			
	235	5022	5061	7206
Rp	0,05	0,10	0,10	0,05
Te	1,00	0,20	0,20	1,00
Kp	1,67	1,00	1,25	2,59
Ki	0,21	0,16	0,17	0,38
Tp2	0,01	0,20	0,20	0,04
G1min	-1,00	-9999	-1,00	-1,00
G1max	1,05	9999	1,00	1,00
Tv	0,01	0,14	0,14	0,40
G2min	-4,00	-9999	-0,14	-1,00
G2max	1,05	9999	0,14	1,00
Tq	0,20	0,60	0,15	0,18
G3min	0,001	-9999	0,01	0,001
G3max	1,05	9999	0,88	1,00
Tw	2,30	1,72	2,40	1,50
At	1,00	1,40	1,33	1,50
qnl	0,05	0,14	0,14	0,20
Dt	0,70	0,001	0,001	1,50

A2.3-VIII: Estabilizadores – Modelo ES-Mdl#1

Parâmetro	Máquina		
	5051	5054	7206
Kw	4,00	4,00	4,00
Tw	6,00	6,00	6,00
T1	0,06	0,06	0,06
T2	0,02	0,02	0,02

A2.3-IX: Estabilizadores – Modelo ES-Mdl#2

Parâmetro	Máquina			
	5022	5061	6424	6425
T1	0,15	0,15	0,90	0,90
T2	0,05	0,05	0,03	0,03
T3	0,15	0,20	0,09	0,09
T4	0,05	0,05	0,03	0,03
T5	0,10	0,10	0,10	0,10
T6	0,01	0,01	0,01	0,01
T7	3,00	15,00	3,00	3,00
T8	0,40	0,40	0,40	0,40
Tw1	3,00	3,00	3,00	3,00
Tw2	3,00	3,00	3,00	3,00
Tw3	3,00	3,00	3,00	3,00
Tw4	0,00	0,00	100,00	100,00
K1	15,00	15,00	12,00	12,00
K2	0,34	0,33	0,38	0,38
K3	1,00	1,00	1,00	1,00
Vmin	-0,10	-0,10	-0,10	-0,10
Vmax	0,10	0,10	0,10	0,10

A2.3-X: Estabilizadores – Modelo ES-Mdl#3

Parâmetro	Máquina
	235
T1	0,000
T2	0,000
T3	0,000
T4	0,015
T5	0,053
T6	0,033
T7	1,000
T8	1,000
Tw	1,500
K1	-0,320
K2	23,70
Vmin	-0,090
Vmax	0,090

A2.3-XI: Estabilizadores – Modelo ES-Mdl#4

Parâmetro	Máquina				
	5522	6294	6419	6420	6422
T1	0,22	0,37	0,04	0,04	0,04
T2	0,15	1,00	0,20	0,20	0,20
T3	0,02	0,01	0,80	0,80	0,80
T4	0,39	1,00	0,40	0,40	0,40
T5	0,01	0,05	0,00	0,00	0,00
T6	0,30	0,00	0,00	0,00	0,00
Tw	0,50	0,82	2,20	2,20	2,20
K1	-1,43	1,17	-2,75	-2,75	-2,75
Vmin	-0,05	-0,10	-0,10	-0,10	-0,10
Vmax	0,05	0,10	0,10	0,10	0,10
Entrada	2	1	2	2	2

Anexo 3

Modelos

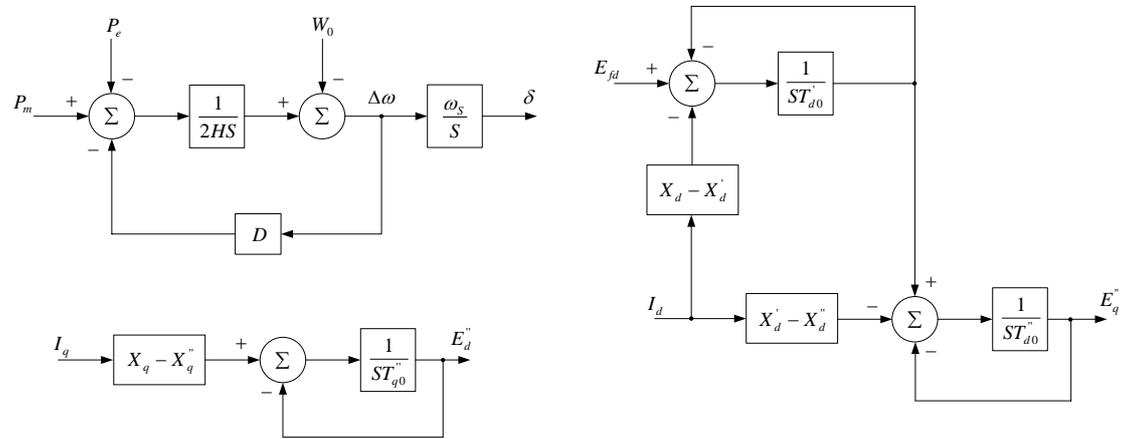
A plataforma computacional utilizada conta com uma biblioteca de modelos para os diferentes dispositivos dinâmicos. No entanto, também é possível incluir novos modelos do tipo CDU (controlador definido pelo usuário).

Para as simulações do sistema 9 barras, foram utilizados modelos já disponíveis na biblioteca padrão. Para o sistema 205 barras, a grande maioria dos modelos foram implementados como CDUs, com base no banco de dados utilizados em [125]. A implementação foi feita através de simples “cartões” de dados, em formato texto, onde o diagrama de blocos de cada modelo é inserido.

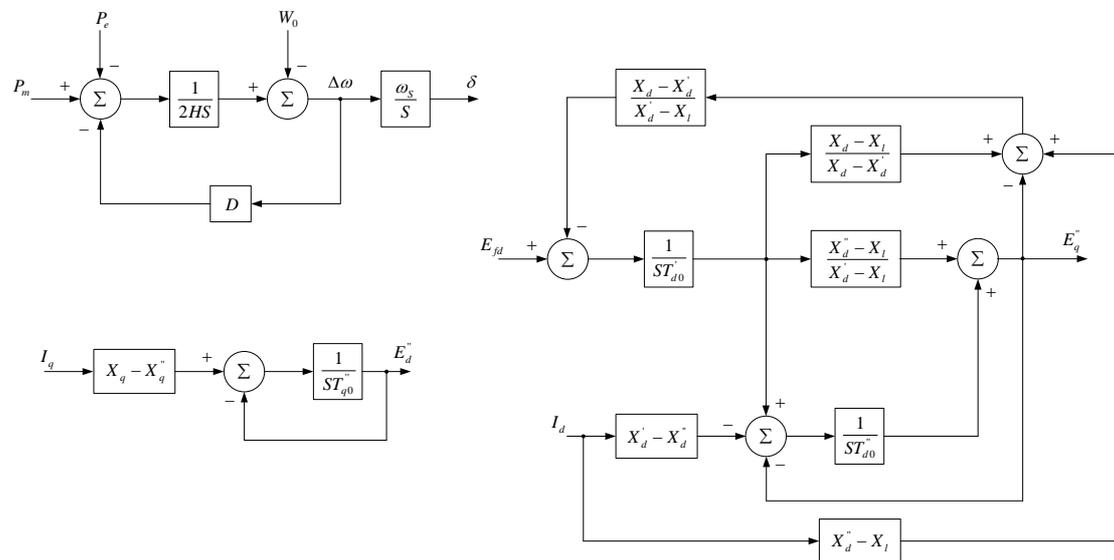
Este anexo mostra os modelos utilizados nas simulações dos sistemas 9 e 205 barras. Os valores de cada parâmetro foram apresentados nos Anexos 1 e 2, respectivamente.

A3.1 – Máquinas Síncronas

A3.1-I: Modelo MS-Mdl#1



A3.1-II: Modelo MS-Mdl#2



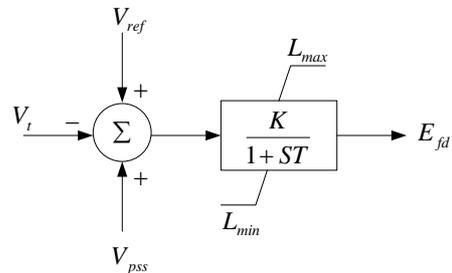
I_d – corrente da armadura: eixo direto

I_q – corrente da armadura: eixo em quadratura

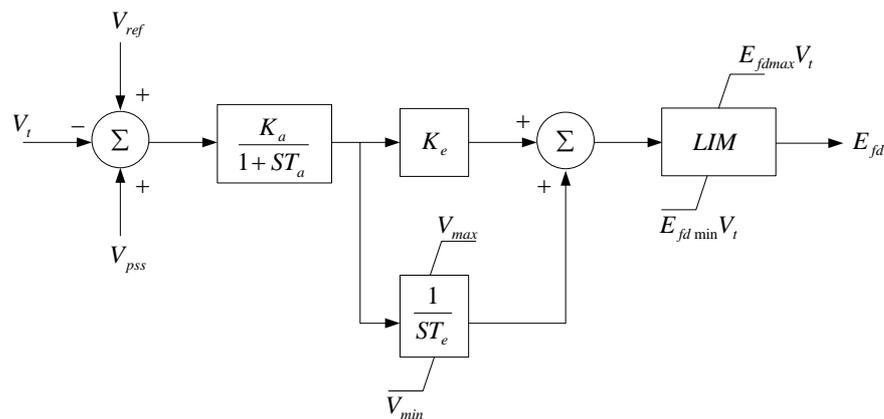
P_e – potência elétrica gerada

A3.2 – Reguladores de Tensão

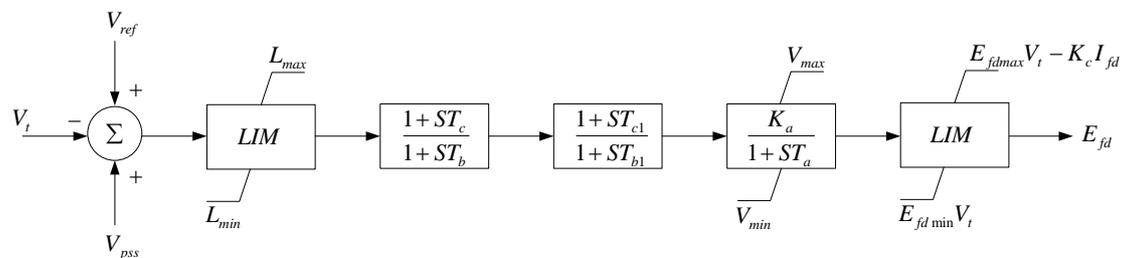
A3.2-I: Modelo MT-Mdl#1

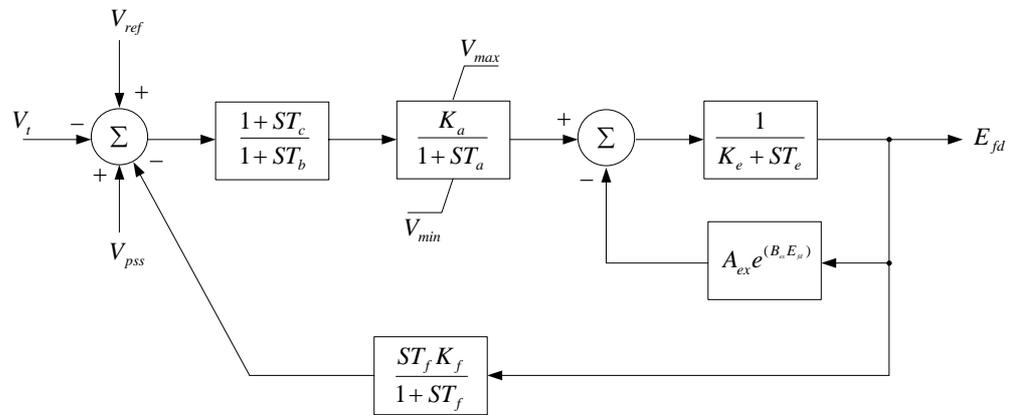


A3.2-II: Modelo MT-Mdl#2



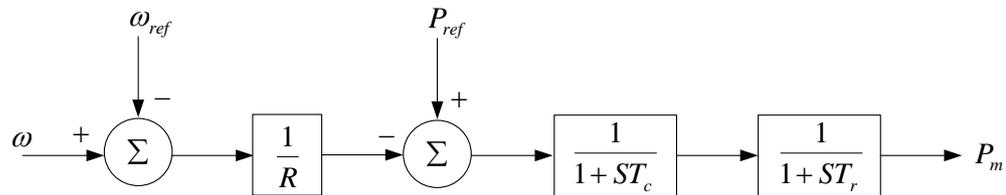
A3.2-III: Modelo MT-Mdl#3



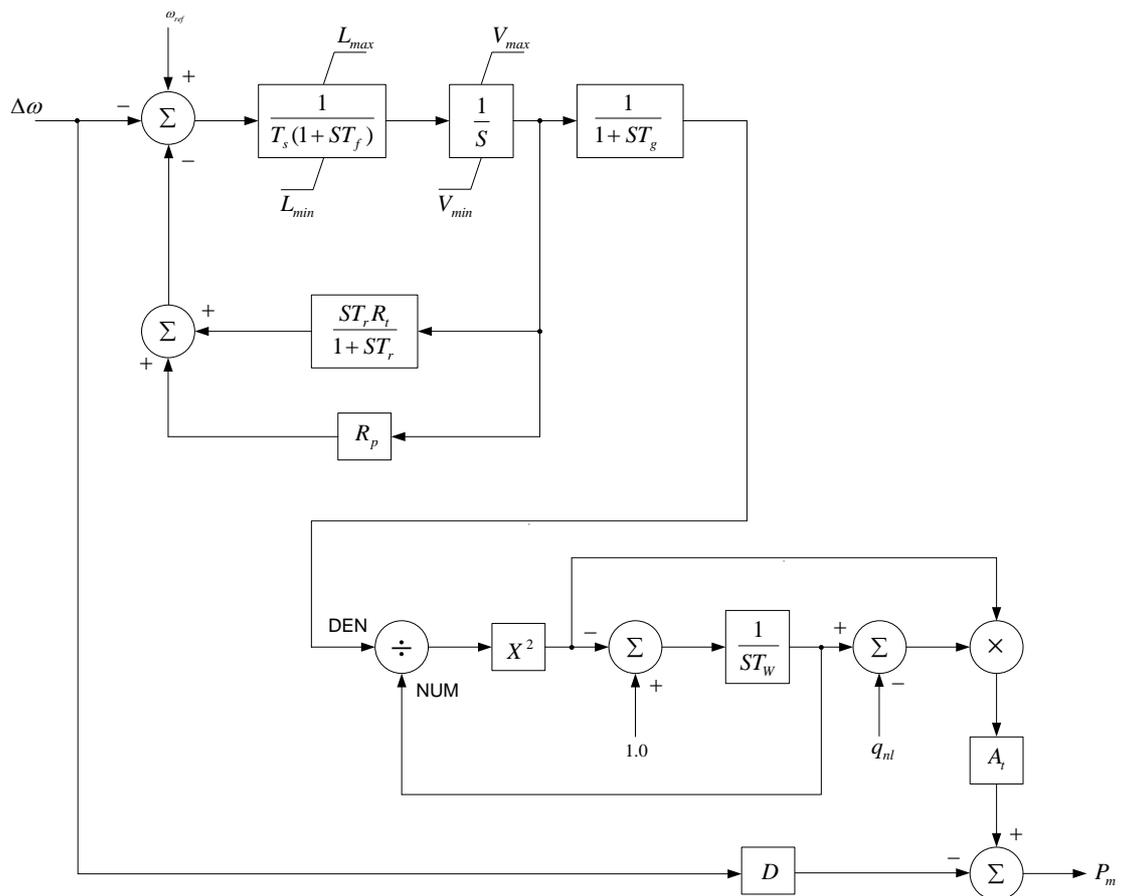
A3.2-IV: Modelo MT-Mdl#4

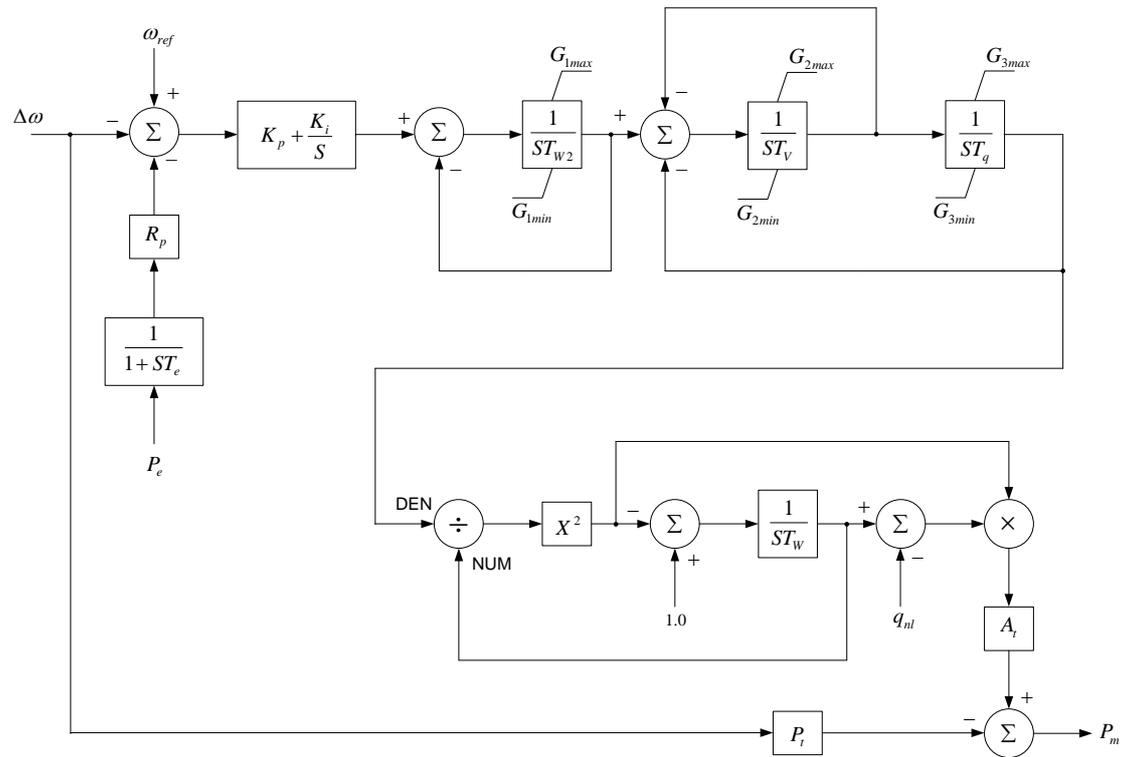
A3.3 – Reguladores de Velocidade

A3.3-I: Modelo RV-Mdl#1



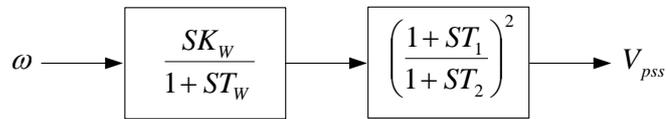
A3.3-II: Modelo RV-Mdl#2



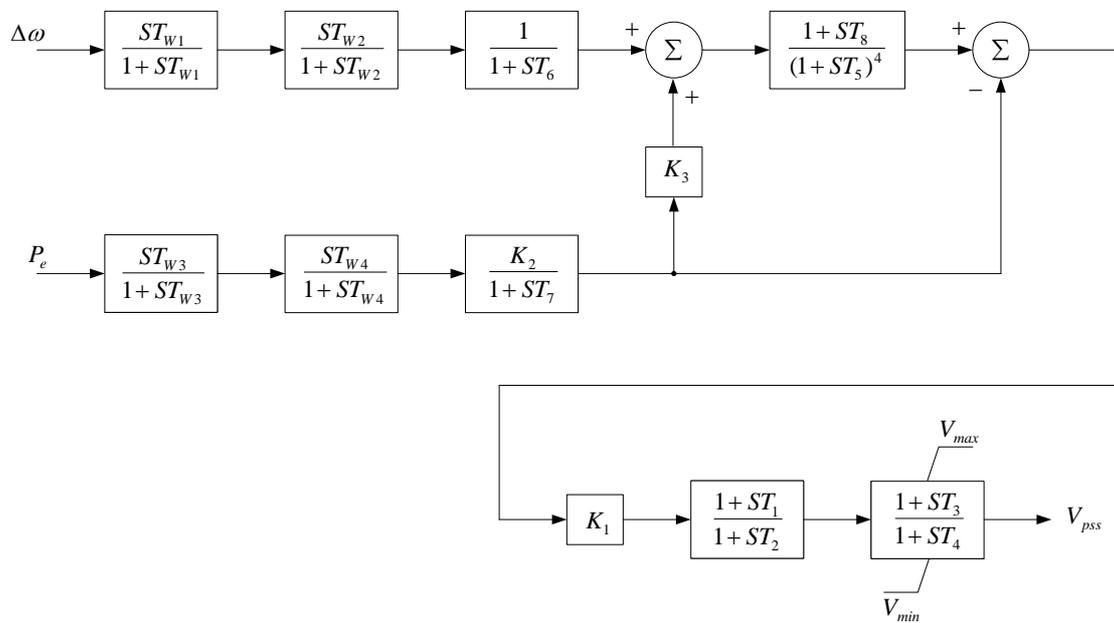
A3.3-III: Modelo RV-Mdl#3

A3.4 – Estabilizadores

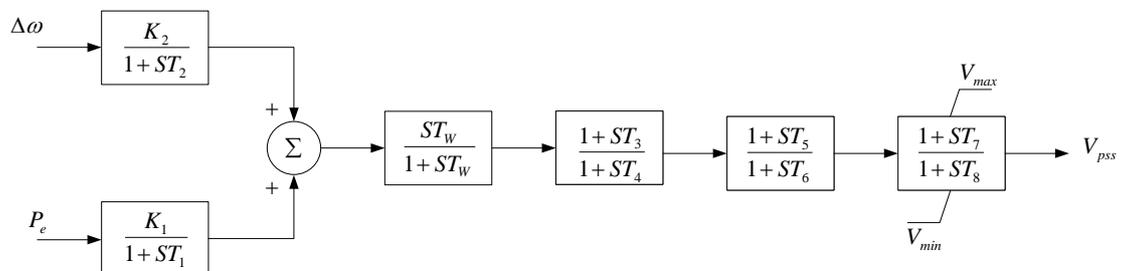
A3.4-I: Modelo ES-Mdl#1



A3.4-II: Modelo ES-Mdl#2



A3.4-III: Modelo ES-Mdl#3



A3.4-IV: Modelo ES-Mdl#4