

UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO–USP
ESCOLA DE ENGENHARIA DE SÃO CARLOS
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA E DE COMPUTAÇÃO
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

Athila Quaresma Santos

**Um Novo Esquema para Rejeição de
Cargas Baseado em um Sistema
Multiagentes**

São Carlos
2016

Athila Quaresma Santos

**Um Novo Esquema para Rejeição de
Cargas Baseado em um Sistema
Multiagentes**

Tese de Doutorado apresentada ao Programa de Engenharia Elétrica da Escola de Engenharia de São Carlos como parte dos requisitos para a obtenção do título de Doutor em Ciências.

Área de concentração: Sistemas Elétricos de Potência

Orientador: Prof. Tit. Denis Vinicius Coury

São Carlos

2016

Trata-se da versão corrigida da tese. A versão original se encontra disponível na EESC/USP que aloja o Programa de Pós-Graduação de Engenharia Elétrica.

AUTORIZO A REPRODUÇÃO TOTAL OU PARCIAL DESTE TRABALHO,
POR QUALQUER MEIO CONVENCIONAL OU ELETRÔNICO, PARA FINS
DE ESTUDO E PESQUISA, DESDE QUE CITADA A FONTE.

S237u Santos, Athila Quaresma
Um Novo Esquema para Rejeição de Cargas Baseado em
um Sistema Multiagentes / Athila Quaresma Santos;
orientador Denis Vinicius Coury. São Carlos, 2016.

Tese (Doutorado) - Programa de Pós-Graduação em
Engenharia Elétrica e Área de Concentração em Sistemas
Elétricos de Potência -- Escola de Engenharia de São
Carlos da Universidade de São Paulo, 2016.

1. Esquema Regional de Alívio de Cargas. 2.
Rejeição de Cargas. 3. Sistema Multiagentes. 4. Métrica
de Avaliação de Esquemas de Rejeição. 5. Smart Grids.
6. Real Time Digital Simulator. 7. Malha Fechada. 8.
Tempo Real. I. Título.

FOLHA DE JULGAMENTO

Candidato: Engenheiro **ÁTHILA QUARESMA SANTOS**.

Título da tese: "Um novo esquema para rejeição de cargas baseado em um sistema multiagentes".

Data da defesa: 13/07/2016

Comissão Julgadora:

Resultado:

Prof. Titular **Denis Vinicius Coury (Orientador)**
(Escola de Engenharia de São Carlos/EESC)

APROVADO

Prof. Associado **Mario Oleskovicz**
(Escola de Engenharia de São Carlos/EESC)

APROVADO

Prof. Associado **Eduardo Nobuhiro Asada**
(Escola de Engenharia de São Carlos/EESC)

APROVADO

Prof. Dr. **Luiz Carlos Pereira da Silva**
(Universidade Estadual de Campinas/UNICAMP)

APROVADO

Prof. Dr. **Fernando Pinhabel Marafão**
(Universidade Estadual Paulista "Júlio de Mesquita Filho"/UNESP – Sorocaba)

APROVADO

Coordenador do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica:
Prof. Associado **Luis Fernando Costa Alberto**

Presidente da Comissão de Pós-Graduação:
Prof. Associado **Luis Fernando Costa Alberto**

*Para Talita, cujo coração foi o mais puro que conheci.
Para minha amada mãe Marlice.*

Agradecimentos

Agradeço primeiramente a Deus por me guiar e me permitir aproveitar tantas oportunidades.

A minha família, que mesmo não compreendendo muitas das decisões que tive em relação a minha carreira profissional, sempre me apoiou e comemorou cada conquista alcançada.

A irmã de coração Raquel de Fátima Mendes por acreditar em mim e me apoiar em todos esses anos.

Ao Prof. Tit. Denis Vinicius Coury pela orientação que norteou a realização desta pesquisa.

Ao Prof. Dr. Mario Oleskovicz pelo apoio e tempo dedicado ao desenvolvimento deste trabalho.

Ao Prof. Dr. José Carlos de Melo Vieira Jr. pelas conversas e sugestões oferecidas.

A Guacira, pela grande amizade conquistada no decorrer desses anos. Você entrou na minha vida bem sorrateiramente com seu jeito simples e divertido. É engraçado como o tempo nos ludibria e como tanta coisa mudou. Isso me lembra também como devemos dar valor para as pessoas que nos são queridas. Agradeço a Deus por ter tido a oportunidade de te conhecer e de ter tido uma amizade tão pura e verdadeira, daquelas que é tão difícil de conseguir. Sem você os dias teriam sido com muito menos alegria.

A Thais, outra grande amizade conquistada nessa fase da minha vida. Seu jeito extrovertido me conquistou aos poucos. Nunca imaginei que teria você como uma pessoa tão especial em minha vida. Seu jeito “meigo” e “delicado” é o que faz de você uma pessoa única e tão contagiante. Quero poder ainda dividir muitas conquistas e realizações com você minha amiga.

Aos amigos Larissa e Luciano que tornaram meus dias mais divertidos. Obrigado por ouvirem minhas lamentações e pelos momentos de descontração.

Ao Prof. Dr. Renato Machado Monaro, que para mim sempre será “Monaro”, pela amizade construída ao longo desses anos e pelo suporte incondicional prestado no desenvolvimento deste trabalho. Obrigado pela atenção, disponibilidade, discussões e contribuições

que possibilitaram o êxito desta pesquisa. Seu profissionalismo e integridade são exemplos que gostaria de poder levar por toda minha vida.

Ao Prof Dr. Ulisses Chemin Netto, um dos educadores mais exemplares que conheci. Seu discurso e didática estão entre as melhores que tive a oportunidade de presenciar. Obrigado pelas conversas e momentos de diversão que tivemos.

Também agradeço aos integrantes do Laboratório de Sistemas de Energia Elétrica (LSEE) que de alguma forma contribuíram tanto para o desenvolvimento deste trabalho, quanto para meu desenvolvimento profissional e pessoal: Aline, André, Carlos Magno, Daniel Barbosa, Daniel Lima, Douglas, Eduardo, Etienne, Fabrício, Fernando, Gustavo, Hermes, Jeovane, Juliano, Júlio, Lázaro, Luiz Henrique, Marcelo Lima, Rafael Marsolla, Ricardo Scarcelli, Rodolfo, Rodrigo Pavanello, Rógério, Rui, Vinicius Albernaz e Vinicius Moro.

A todos os docentes e funcionários do Departamento de Engenharia Elétrica, da Escola de Engenharia de São Carlos (EESC/USP).

À Coordenação de Aperfeiçoamento Pessoal de Nível Superior (CAPES), agradeço pelo apoio financeiro concedido durante o período de realização desta pesquisa.

*“O período de maior ganho de conhecimento e experiência
é o período de maior dificuldade na vida de cada um.”
(Dalai Lama)*

*“Deus de fato joga dados. E o problema é que muitas vezes
Ele os lança em lugares que não enxergamos.”
(Stephen Hawking, astrofísico e matemático inglês)*

Resumo

Santos, Athila Quaresma **Um Novo Esquema para Rejeição de Cargas Baseado em um Sistema Multiagentes**. 176 p. Tese de Doutorado – Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, 2016.

Esquemas de Rejeição de Cargas (RC) por subfrequência, utilizados para manter a frequência de operação de um Sistema Elétrico de Potência (SEP) próxima ao seu valor nominal, precisam ser criteriosamente projetados a fim de diminuir os riscos de colapso generalizado do sistema. Entretanto, pelos métodos convencionais, a quantidade de carga a ser rejeitada não leva em consideração a dinamicidade intrínseca do sistema, sendo baseada em conjecturas estáticas sobre porções do SEP. Como resultado, a redução da carga geralmente não é eficiente, gerando rejeição insuficiente ou excessiva. Neste cenário, este trabalho propõe um novo esquema para o controle da frequência em comparação aos processos de RC usualmente empregados. Com o propósito de superar as limitações e melhorar as principais funções desses processos é proposto um Sistema Multi Agentes (SMA) centralizado que irá coordenar as diversas etapas de monitoramento, processamento e tomada de decisão nos barramentos disponíveis para corte em situações de subfrequência. Busca-se dessa forma, desconectar o menor montante de cargas do sistema, por um curto espaço de tempo e com menor perturbação da frequência. Neste sentido, uma malha de controle fechada foi desenvolvida a partir da simulação de um sistema elétrico de potência completo via o *Real Time Digital Simulator* (RTDS). O SMA foi embarcado em um sistema integrado de *hardware* e *software* em tempo real para teste e validação da metodologia proposta. No contexto delineado, uma métrica de avaliação foi proposta para comparar o método proposto com outras duas filosofias convencionais de RC. Os resultados obtidos permitem evidenciar o bom desempenho do SMA frente às duas filosofias convencionais, principalmente no que se refere ao montante de carga a ser rejeitado, com boa aproximação do valor esperado.

Palavras-chave: Esquema Regional de Alívio de Cargas, Rejeição de Cargas, Sistema Multiagentes, Métrica de Avaliação de Esquemas de Rejeição, *Smart Grids*, *Real Time Digital Simulator*, Malha Fechada, Tempo Real, Sistemas Elétricos de Potência.

Abstract

Santos, Athila Quaresma **A New Scheme for Load Shedding Based on a Multiagent System**. 176 p. Ph.D. Thesis – São Carlos School of Engineering, University of São Paulo, 2016.

Automatic Under Frequency Load Shedding (AUFLS) schemes, used to maintain the frequency of an electric power system close to the nominal value, need to be carefully designed in order to reduce the risk of a widespread system collapse. However, the conventional methods do not take into account the inherent dynamics of an electric system and they are based on static assumptions. As a result, the shedding is generally not efficient, causing insufficient or excessive load discontinuity. In this scenario, this work proposes a new scheme for controlling the frequency compared to the AUFLS processes usually employed. In order to overcome the limitations of the methods usually employed and to improve the main functions of the AUFLS schemes, this work proposes a centralized *MultiAgent System* (MAS) that will coordinate the various stages of the monitoring and decision making process. The MAS seeks to disconnect a minimum amount of loads, in a short period of time and with less disturbance of the system frequency. A *Hardware in Loop* (HIL) configuration was developed from the simulation of a full electric system using the *Real Time Digital Simulator* (RTDS). The MAS was embedded in a real time system, consisting of hardware and software to test and validate the proposed methodology. In addition, a scoring metric evaluation is defined in order to compare other two conventional AUFLS philosophies. The results show good performance of the proposed MAS. The shedding was carried out in a single step and the amount of load shed was very close to the expected value.

Keywords: Regional Load Shedding Scheme, Load Shedding, Multiagent Systems, Scoring Metric, Smart Grids, Real Time Digital Simulator, Closed Loop, Real-Time, Electric Power Systems.

Lista de ilustrações

Figura 1	Limites para a operação de turbinas a vapor para carga parcial ou total.	42
Figura 2	Sistema elétrico equivalente como sistema mecânico em rotação.	45
Figura 3	Função de transferência da velocidade.	46
Figura 4	Função de transferência da velocidade com coeficiente de amortecimento.	47
Figura 5	Fundamentos do regulador de velocidade.	48
Figura 6	Diagrama em blocos de um regulador isócrono.	48
Figura 7	Diagrama em blocos de um regulador isócrono com realimentação.	49
Figura 8	Função de transferência da velocidade.	50
Figura 9	Malha de controle completa da frequência de um Sistema Elétrico de Potência (SEP).	50
Figura 10	Sistema com duas áreas de controle.	51
Figura 11	Diagrama de blocos para um sistema com duas áreas de controle.	52
Figura 12	Diagrama de blocos do Centro Automático da Geração (CAG) para um sistema com duas áreas de controle.	55
Figura 13	Comportamento da frequência em situações de sobrecarga.	60
Figura 14	Exemplificação da taxa de variação média da frequência.	61
Figura 15	Classificação dos Esquemas de Proteção de Sistemas (EPSs) no Brasil.	63
Figura 16	Centros coordenadores e regionalização do Esquema Regional de Alívio de Cargas (ERAC).	64
Figura 17	<i>Rack</i> do RTDS no Laboratório de Sistemas de Energia Elétrica (LSEE).	78
Figura 18	Evolução do barramento PC/104.	80
Figura 19	Empilhamento dos módulos PCI-104.	81
Figura 20	Placa mãe da plataforma PCI-104.	81
Figura 21	Plataforma PCI-104 configurada em laboratório.	82
Figura 22	Organização da biblioteca OpenRelay.	84
Figura 23	<i>Buffer</i> circular.	85
Figura 24	Fluxo de execução da biblioteca OpenRelay.	86

Figura 25	Níveis para o sistema de automação de subestações.	88
Figura 26	Conexões lógicas e físicas.	89
Figura 27	Estrutura lógica de um <i>Intelligent Electronic Device</i> (IED) utilizando IEC 61850.	89
Figura 28	Simplificação da pilha de protocolos do padrão IEC 61850.	91
Figura 29	Transmissão <i>Specific Communication Service Mapping</i> (SCSM) de mensagens GOOSE.	92
Figura 30	SEP 12-barras simulado.	93
Figura 31	Áreas de controle do sistema de transmissão de 12-barras e principais linhas de transmissão.	94
Figura 32	Modelo da turbina à vapor.	95
Figura 33	Modelo do regulador de velocidade para a turbina à vapor.	95
Figura 34	Modelo da turbina e regulador de velocidade para a turbina hidráulica.	96
Figura 35	Excitatriz e regulador de tensão dos geradores do SEP de 12-barras.	96
Figura 36	Estrutura das torres de transmissão.	98
Figura 37	Aplicação do filtro <i>Washout</i> sobre a curva de frequência calculada pelo algoritmo de cruzamento por zero.	100
Figura 38	Curvas de sub-frequência.	101
Figura 39	Ilustração do esquema teste em malha fechada.	101
Figura 40	Curvas de frequência: 2 estágios de rejeição.	105
Figura 41	Mudança de representação efetuada.	106
Figura 42	Frequências máximas e mínimas: 2 estágios de rejeição.	106
Figura 43	Cálculo da área interna pelo método de integração trapezoidal.	107
Figura 44	Tempo de estabilização.	108
Figura 45	Limiars de frequência para o SEP de 12-barras.	113
Figura 46	Distribuição de cargas: uniforme, crescente e decrescente.	114
Figura 47	Distribuição dos limiars de frequência.	116
Figura 48	Lógica de atuação do relé de subfrequência.	117
Figura 49	Área da região interna utilizando a frequência instantânea.	118
Figura 50	Área da região interna ponderada por perfil de carga utilizando a frequência instantânea.	118
Figura 51	Magnitudes utilizando a frequência instantânea.	119
Figura 52	Magnitudes ponderadas por perfil de carga utilizando a frequência instantânea.	119
Figura 53	Tempos de estabilização utilizando a frequência instantânea.	120
Figura 54	Tempo de estabilização ponderado por perfil de carga utilizando a frequência instantânea.	120
Figura 55	Pontuação final dos esquemas utilizando a frequência instantânea.	121

Figura 56	Valores mínimos para a filosofia de rejeição pela derivada da frequência.	123
Figura 57	Distribuição do intervalo df/dt entre os estágios de rejeição.	123
Figura 58	Área da região interna utilizando a derivada da frequência.	124
Figura 59	Área da região interna ponderada por perfil de carga utilizando a derivada da frequência.	125
Figura 60	Magnitudes utilizando a derivada da frequência.	125
Figura 61	Magnitudes ponderadas por perfil de carga utilizando a derivada da frequência.	126
Figura 62	Tempos de estabilização utilizando a derivada da frequência.	126
Figura 63	Tempo de estabilização ponderado por perfil de carga utilizando a derivada da frequência.	127
Figura 64	Pontuação final dos esquemas utilizando a derivada da frequência.	127
Figura 65	Hierarquia e tipo dos Agentes.	138
Figura 66	Agentes Geração e Carga e suas respectivas alocações no sistema elétrico de 12-barras.	140
Figura 67	Agentes Linha e suas respectivas alocações no sistema elétrico de 12-barras.	141
Figura 68	Herança entre as diversas classes do Sistema Multi Agentes (SMA).	142
Figura 69	Fluxograma de execução do Agente Monitor.	144
Figura 70	Fluxograma de execução do Agente Área.	145
Figura 71	Fluxograma de execução do Agente Mediador.	146
Figura 72	Diagrama de sequência para a troca de mensagens entre Agentes.	148
Figura 73	Arquitetura em tempo real proposta.	148
Figura 74	Infraestrutura da rede.	150
Figura 75	Exemplo de rejeição de carga: Ilhamento da Área 2 com $G_4 = 400 MW$.	151
Figura 76	Área da região interna para as diferentes metodologias considerando cada perfil de carga da Área 1.	152
Figura 77	Comparação entre as áreas da região interna da Área 1.	153
Figura 78	Comparação entre as magnitudes da Área 1.	153
Figura 79	Comparação entre os tempos de estabilização da Área 1.	153
Figura 80	Área da região interna para diferentes metodologias considerando cada perfil de carga da Área 2.	155
Figura 81	Área da região interna para diferentes metodologias considerando cada perfil de carga da Área 3.	156
Figura 82	Comparação entre as áreas da região interna da Área 2.	157
Figura 83	Comparação entre as áreas da região interna da Área 3.	157
Figura 84	Comparação entre as magnitudes da Área 2.	157
Figura 85	Comparação entre as magnitudes da Área 3.	158
Figura 86	Comparação entre os tempos de estabilização da Área 2.	158
Figura 87	Comparação entre os tempos de estabilização da Área 3.	158

Figura 88	Valor final da métrica de avaliação para cada área de controle do sistema.	159
Figura 89	Erro absoluto da quantidade de carga a ser rejeitada.	160

Lista de tabelas

Tabela 1	Rejeição de cargas (Regiões SE/CO/Sul).	65
Tabela 2	Rejeição de cargas (Regiões N/NE).	65
Tabela 3	Operação normal.	66
Tabela 4	Condição de rejeição.	66
Tabela 5	Documentos do padrão IEC 61850.	87
Tabela 6	Agrupamento dos nós lógicos do padrão IEC 61850.	90
Tabela 7	Arquivos da linguagem <i>Substation Configuration Language</i> (SCL).	90
Tabela 8	Tipos de mensagens do padrão IEC 61850.	91
Tabela 9	Tensões nominais dos barramentos do sistema IEEE de 12-barras.	94
Tabela 10	Potência e tensões nominais dos geradores síncronos do sistema de transmissão de 12-barras.	94
Tabela 11	Constantes utilizadas para os modelos de turbina à vapor e regulador de velocidade.	95
Tabela 12	Constantes utilizadas para os modelos de turbina à vapor e regulador de velocidade.	96
Tabela 13	Constantes utilizadas para o modelo de excitação e regulador de tensão.	97
Tabela 14	Linhas de transmissão do sistema IEEE de 12-barras.	97
Tabela 15	Dados da linha de transmissão do SEP 12-barras.	98
Tabela 16	Cargas conectadas aos barramentos do SEP de 12-barras.	99
Tabela 17	Descrição geral dos parâmetros de rejeição.	115
Tabela 18	Melhores esquemas de rejeição utilizando a frequência instantânea.	122
Tabela 19	Melhores esquemas de rejeição utilizando a derivada da frequência.	128
Tabela 20	Melhores e piores esquemas da metodologia convencional.	129

Lista de siglas

ANATEL Agência Nacional de Telecomunicações

ANEEL Agência Nacional de Energia Elétrica

AUFLS *Automatic Under Frequency Load Shedding*

CPU *Central Processing Unit*

CAG Centro Automático da Geração

COS Centro de Operação do Sistema

COSR Centro de Operação do Sistema Regional

CNOS Centro Nacional de Operação do Sistema

DSP *Digital Signal Processor*

EPRI *Electric Power Research Institute*

ECA Erro de Controle de Área

EPS Esquema de Proteção de Sistemas

ERAC Esquema Regional de Alívio de Cargas

FACTS *Flexible AC Transmission Systems*

FFT *Fast Fourier Transform*

FPA Field Programmable Analogic Arrays

FIPA *Foundation for Intelligent Physical Agents*

GOOSE *Generic Object Oriented Substation Events*

GPL General Public License

GPS *Global Positioning System*

GSE *Generic Substation Events*

GSSE *Generic Substation Status Event*

HIL *Hardware in Loop*

HVDC *High Voltage Direct Current*

IEC *International Electrotechnical Commission*

IED *Intelligent Electronic Device*

IEEE *Institute of Electrical and Electronics Engineers*

ISA *Industry Standard Architecture*

JADE *Java Agent Development*

LAN *Local Area Network*

LMBP *Levenberg-Marquardt Back-Propagation*

LSEE *Laboratório de Sistemas de Energia Elétrica*

MAS *MultiAgent System*

NERC *North American Electric Council*

ONS *Operador Nacional do Sistema Elétrico*

PC *Personal Computer*

PCI *Peripheral Component Interconnect*

PLC *Power Line Communication*

PLL *Phase-Locked Loop*

PMU *Phasor Measurement Unit*

PSCAD *Power System Analysis Package*

PSO *Particle Swarm Optimization*

RC *Rejeição de Cargas*

RNA *Rede Neural Artificial*

RMS *Root Mean Square*

RTAI *Real Time Application Interface*

RTDS *Real Time Digital Simulator*

RTOS *Real Time Operation System*

SCL *Substation Configuration Language*

SCSM *Specific Communication Service Mapping*

SEP Sistema Elétrico de Potência

SF Sistema *Fuzzy*

SFR *System Frequency Response*

SG *Smart Grid*

SIN Sistema Interligado Nacional

SMA Sistema Multi Agentes

SO Sistema Operacional

SV *Sampled Values*

SVP *Synchrophasor Vector Processor*

TLB *Tie Line Bias*

TF Transformada de Fourier

UFGC *Under Frequency Governor Control*

UFLS *Under Frequency Load Shedding*

VTB *Virtual Test Bed*

XML *eXtender Markup Language*

Lista de símbolos

δ	Deslocamento angular em relação ao campo girante de referência
$\frac{\Delta f}{\Delta t}$	Taxa de variação média da frequência
$\frac{\partial \omega}{\partial t}$	Aceleração angular
$\frac{df}{dt}$	Derivada da frequência
ω	Velocidade angular
θ	Posição elétrica do rotor em relação a uma referência fixa
f	Frequência instantânea
f_0	Frequência nominal
H	Constante de inércia
J	Momento de inércia
K_{pf}	Parâmetro de sensibilidade da frequência para a potência ativa
K_{pv}	Parâmetro de sensibilidade da tensão para a potência ativa
K_{qf}	Parâmetro de sensibilidade da frequência para a potência reativa
K_{qv}	Parâmetro de sensibilidade da tensão para a potência reativa
P_0	Potência ativa inicial
P_a	Potência de aceleração equivalente do sistema de geração
P_c	Potência total da carga
P_{gr}	Potência de geração remanescente
Q_0	Potência reativa inicial

S Potência da unidade geradora

SC Sobrecarga

T_a Torque de aceleração

T_a Torque resultante

T_{ele} Torque elétrico

T_{mec} Torque mecânico

V Tensão instantânea

V_0 Tensão nominal

Sumário

1	Um Novo Paradigma para o Processo de Rejeição de Cargas	31
1.1	Introdução	31
1.2	Motivação e Objetivos	33
1.3	Contribuições da Pesquisa	34
1.4	Organização do Texto	35
2	A Frequência de Operação do Sistema	39
2.1	O Comportamento da Frequência	39
2.2	Proteção de Geradores e Turbinas	41
2.3	A Equação de Balanço do Sistema	43
2.4	O Controle da Frequência	45
2.4.1	Regulação Própria	46
2.4.2	Regulação Primária	48
2.4.3	Regulação Secundária	53
2.5	Considerações sobre a Frequência de Operação do Sistema	54
3	Rejeição de Cargas por Subfrequência	57
3.1	Filosofia Convencional de Rejeição de Cargas	57
3.2	Modelo de Rejeição de Cargas Adotado no Brasil	61
3.3	Parâmetros de Configuração do Projeto de Rejeição de Cargas	66
3.4	Estado da Arte	69
3.5	Considerações sobre a Rejeição de Cargas por Subfrequência	74
4	Plataformas, Protocolos e Sistema Elétrico Utilizado	75
4.1	Breve Levantamento sobre Plataformas Computacionais Dedicadas	75
4.2	Plataformas Computacionais Utilizadas	77
4.2.1	<i>Real Time Digital Simulator</i>	77
4.2.2	PCI-104	79

4.3	Software de Controle e Gerenciamento em Tempo Real	82
4.3.1	Biblioteca OpenRelay	83
4.4	Protocolo de Comunicação IEC 61850	86
4.4.1	Requisitos de Comunicação para Funções e Modelos de Dispositivos	87
4.4.2	Linguagem de Configuração	90
4.4.3	Mapeamento de Serviços de Comunicação	90
4.5	O Sistema Elétrico Simulado	92
4.5.1	Geradores	94
4.5.2	Sistema de Transmissão	97
4.5.3	Perfis de Carga	97
4.5.4	Levantamento do Comportamento da Frequência	98
4.5.5	Malha Fechada em Tempo Real	100
5	Métrica de Comparação entre Esquemas de Rejeição de Cargas	103
5.1	Uma Nova Proposta: Função de Avaliação	103
5.1.1	Visão Geral	104
5.1.2	Avaliação da Região de Variação da Frequência	106
5.1.3	Avaliação dos Máximos e Mínimos	107
5.1.4	Avaliação do Tempo de Estabilização (T_e)	108
5.1.5	Pontuação Final	108
5.2	Considerações sobre a Métrica de Avaliação	109
6	Esquemas Tradicionais de Rejeição de Carga e Aplicação da Métrica de Avaliação sobre o SEP de 12-Barras	111
6.1	Definição dos Parâmetros de Rejeição	111
6.1.1	Contingências	111
6.1.2	Limiares de Frequência	112
6.1.3	Sobrecarga Máxima	113
6.1.4	Número de Estágios de Rejeição	113
6.1.5	Distribuição de Cargas	114
6.1.6	Prioridade das Cargas	114
6.1.7	Métrica de Avaliação	114
6.2	Rejeição de Cargas pela Frequência Instantânea	115
6.2.1	Distribuição dos Limiares de Frequência	115
6.2.2	Aplicação da Métrica de Avaliação	117
6.2.3	Melhores Esquemas	121
6.3	Rejeição de Cargas pela Derivada da Frequência	122
6.3.1	Melhores Esquemas	126
6.4	Considerações sobre os Esquemas Tradicionais de Rejeição de Cargas (RC)	128

7	Um Novo Esquema para Rejeição de Cargas Baseado em um Sistema Multiagentes	131
7.1	Aplicação dos Sistemas Multiagentes	131
7.2	<i>Smart Grids</i>	133
7.2.1	Realidade Brasileira	134
7.2.2	Considerações sobre <i>Smart Grids</i>	135
7.3	Agentes	136
7.4	Solução Multiagentes para o Processo de Rejeição de Cargas	137
7.4.1	Camada de Barramento	138
7.4.2	Camada de Topologia de Área	139
7.4.3	Camada de Decisão	139
7.5	Implementação da Solução Multiagentes	141
7.6	Sistema Multiagentes Aplicado sobre o SEP de 12-barras	147
7.7	Avaliação sobre o SEP de 12-barras	150
7.8	Comparação entre os Erros da Quantidade de Carga Rejeitada	157
7.9	Considerações sobre a Solução do SMA	160
8	Conclusões e Trabalhos Futuros	163
8.1	Continuidade da Pesquisa	165
8.2	Divulgação do Trabalho	165
	Referências	167

Um Novo Paradigma para o Processo de Rejeição de Cargas

Neste capítulo será apresentado o contexto em que este trabalho se insere, as justificativas e objetivos propostos, as contribuições da pesquisa, bem como a organização dos capítulos deste documento.

1.1 Introdução

A energia elétrica forma a base tecnológica da sociedade moderna. Sua utilização influencia diretamente no aumento da qualidade de vida de milhares de pessoas e promove o desenvolvimento econômico de um país ou região. Já o seu fornecimento exige complexas infraestruturas capazes de prover a demanda solicitada por cargas de grandes, médios e pequenos consumidores. Esse conjunto de infraestruturas denomina-se Sistema Elétrico de Potência (SEP), o qual vem se expandindo cada vez mais devido a crescente necessidade de oferta de energia, desde os primórdios de sua criação nos Estados Unidos, em 1885 (STEVENSON, 1986). Neste cenário, o SEP, composto pela geração, transmissão, distribuição e o consumo final da energia elétrica, deve ser planejado e operado para disponibilizar energia elétrica com qualidade e de maneira contínua.

Adicionalmente, observa-se que, como uma consequência natural do desenvolvimento, os SEPs caminham para uma acelerada modernização em função tanto do uso de técnicas avançadas de automação e controle, quanto do desenvolvimento da eletrônica de potência e, principalmente, pela disponibilização de meios de comunicação de dados que, cada vez mais, permitem melhorias em seu desempenho. Em um cenário, não tão distante das situações já evidenciadas na prática, cresce e se define um dos conceitos chave para a abordagem do problema a ser exposto: os *Smart Grids* (SGs). Busca-se pela aplicação deste conceito, redes elétricas que possam se integrar de forma inteligente através de equipamentos e instrumentos modernos às ações de todos os seus elementos a fim de fornecer energia de forma sustentável, econômica e segura.

Como fato registrado e comentado nos informes técnicos-científicos (ANDERSSON et al., 2005; CORSI; SABELLI, 2004; CHEN et al., 2007), é notável a grande quantidade de blecautes que ocorreram em nível mundial no decorrer dos últimos anos. Limitações econômicas, ações equivocadas dos sistemas de proteção, sobrecargas nas linhas de transmissão, instabilidade de tensão e frequência, projetos mal dimensionados de proteção e esquemas não funcionais de Rejeição de Cargas (RC) foram os principais motivos que levaram ao cenário final de colapso do sistema, trazendo direta ou indiretamente consequências danosas para a economia e segurança da região afetada (SEYEDI; SANAYE-PASAND, 2009; YAMASHITA et al., 2009). Vale frisar que, mesmo não sendo possível proteger completamente os sistemas de eventuais blecautes, principalmente devido às restrições econômicas e tecnológicas, deve-se procurar diminuir consideravelmente a frequência e intensidade de tais ocorrências para que estas sejam consideradas situações isoladas e de pouco risco.

Dentre as situações indesejadas de operação de um SEP, que podem disparar uma sequência de desligamentos e caminhar para uma situação de blecaute, tem-se a condição de sub-frequência, causada, em sua maioria, devido às condições de sobrecargas, deficiência de geração, defeitos em equipamentos, curtos-circuitos, aberturas de linhas de transmissão e oscilações eletromecânicas do sistema interligado (SILVA, 2003; RAMOS, 2000; TYAGI; KUMAR; CHANANA, 2013; RAD; ABEDI, 2008).

Frente a esta condição operacional prejudicial ao sistema elétrico, um dos principais esquemas de proteção adotados é a RC por sub-frequência, onde haverá a rejeição de porções/partes das cargas conectadas, visando estabelecer o equilíbrio entre geração e demanda, caso a variável de controle (frequência) venha a assumir um valor abaixo do especificado (PIMJAIPONG; JUNRUSSAMEEVILAI; MANEERAT, 2005). Tal filosofia é recomendada desde o blecaute de 1965 no nordeste dos Estados Unidos (TAYLOR, 1992), por prover meios de baixo custo na detecção da queda de frequência que pode resultar em falhas em cascata, causando perdas de sincronismo e, finalmente, o colapso geral do sistema.

No SEP, assumindo-se que há reserva girante, reguladores de velocidade, podem responder rapidamente para manter a frequência próxima de seu valor nominal, caso contrário, a estratégia de rejeição de cargas deve ser adotada (MITCHELL et al., 2000; TYAGI; KUMAR; CHANANA, 2013; RAD; ABEDI, 2008; THALASSINAKIS; DIALYNAS; AGORIS, 2006). Neste sentido, o esquema mais adequado é aquele que rejeite o menor número possível (quantidade) de cargas, em menor tempo, considerando ainda as restrições do SEP (HOOSHMAND; MOAZZAMI, 2012). Sendo assim, espera-se que o SEP venha alcançar uma nova condição normal de operação após a aplicação correta do processo de RC quando este for solicitado.

Do panorama apresentado, para ações de corte das cargas, a literatura técnico-científica associada a outros estudos e aplicações, mostra que é possível utilizar avançadas ferramentas computacionais, como o emprego de Agentes, para automatizar os processos de RC

existentes, substituindo a função mecânica do operador, e agregando características automáticas ao processo.

Desta forma, a fim de obter um avanço significativo no estado da arte em processos de RC, este trabalho propõe a construção de um Sistema Multi Agentes (SMA) que irá coordenar os diversos estágios do esquema de rejeição em tempo real. Os agentes serão estruturados em uma arquitetura centralizada onde cada camada de controle encapsulará informações locais, deixando a cargo do agente central a decisão de corte e quantidade de carga necessária.

1.2 Motivação e Objetivos

Os SEPs estão constantemente expostos a diversos distúrbios que podem afetar significativamente sua operação, levando muitas vezes ao uso inapropriado da infraestrutura da rede existente. Caso não sejam bem projetados, estarão sujeitos a sobrecargas em determinadas porções decorrentes da má operação, ou desconexão de elementos essenciais ao seu funcionamento.

Desta forma, a filosofia de RC foi proposta a fim de aliviar a infraestrutura em casos de saturação de demanda, procurando garantir o equilíbrio geral do sistema, evitando-se assim, condições de colapso generalizado devido às sobrecargas. Porém, mediante a aplicação desta filosofia, determinadas parcelas de consumo sofrerão uma descontinuidade no fornecimento da energia. Tem-se ainda que a análise dinâmica de uma rede elétrica, após um distúrbio, é uma tarefa muito complexa (MITCHELL et al., 2000) e os métodos convencionais adotados para RC, tanto no Brasil, quanto em diversos países, são lentos e imprecisos (SEYEDI; SANAYE-PASAND, 2009; HIRODONTIS; LI; CROSSLEY, 2009).

Pelos métodos convencionais, a quantidade de carga a ser rejeitada não leva em consideração os parâmetros dinâmicos do sistema e são baseados em conjecturas estáticas avaliadas sobre o sistema global, sem a consideração das peculiaridades intrínsecas à cada porção do SEP. Como resultado, a redução de carga é muitas vezes inexpressiva, gerando rejeição insuficiente, ou excessiva. No primeiro caso, a insuficiência leva à necessidade de uma maior quantidade de estágios para o alcance da estabilidade do sistema, o que pode comprometer os requisitos de tempo de atuação piorando o quadro de decaimento da frequência. Já no segundo, a perda excessiva de cargas gera prejuízos desnecessários tanto para as concessionárias de energia, como para os setores públicos e privados, principalmente de caráter econômico, e para a sociedade que deixa de usufruir da infraestrutura da rede de alimentação.

Diante desses fatos, justifica-se a execução desta pesquisa na busca de uma solução eficiente no controle de cargas que leve em consideração o dinamismo inerente aos SEPs com a aplicação de ferramentas modernas e automatizadas, sendo desenvolvidas e avaliadas através de simulações e implementações computacionais. A busca e o entendimento das

informações necessárias para o desenvolvimento da pesquisa foram baseados nos modelos convencionais aplicados no Brasil e recomendações/padrões internacionais (IEEE, 2007; ONS, 2000; ONS, 2004c; ONS, 2004a). Como será evidenciado pela literatura técnico-científica, buscou-se levantar o estado da arte, guiando os estudos na apresentação da nova abordagem, que aqui está sendo apresentada.

Buscando-se evidenciar e propiciar um contexto voltado às SGs, bem como melhorar a atuação dos processos de RC usualmente aplicados, esta pesquisa utilizará um SMA que deverá prover um ambiente confiável para a atuação do sistema de controle de cargas, tornando-o mais eficiente. Para se alcançar tal propósito, pretende-se dispor de características e informações pertinentes ao problema delineado como: gestão, controle e tomada de decisão, além da necessidade de utilização de informações geograficamente distribuídas. Assim, como principal ganho para o sistema de controle de cargas, procura-se pelos estudos propostos, propiciar melhor flexibilidade e adaptabilidade frente ao dinamismo usual das cargas conectadas a um SEP genérico.

Neste cenário, este trabalho propõe um esquema de RC em um ambiente distribuído favorável à troca de informações, utilizando meios de comunicação que atendam às expectativas das futuras redes elétricas, dentro dos preceitos de SGs. O cenário de aplicação é delineado e associado à um SMA. Cada técnica será aplicada para tarefas específicas executadas por Agentes autônomos, que serão alocados dinamicamente conforme determinada função a ser desempenhada, topologia e cargas associadas em um SEP.

Cabe adiantar que esse sistema será executado através de uma plataforma computacional baseada em *hardware* do tipo *Personal Computer* (PC) compatível (PCI-104). Para isso serão embarcados um Sistema Operacional (SO) em tempo real denominado *Real Time Application Interface* (RTAI) e uma biblioteca de desenvolvimento de funções de relé de propósito geral, denominada *OpenRelay*, baseada na linguagem de programação C/C++ com protocolo de comunicação IEC 61850 para troca de informações entre dispositivos localizados em uma mesma subestações de energia ou entre unidades distintas.

Além disso, a fim de se verificar a eficácia da metodologia proposta, os resultados obtidos foram comparados com outras duas filosofias convencionais de rejeição amplamente utilizadas em projetos de RC (IEEE, 2007): a frequência instantânea e a taxa de variação da frequência. Desta forma, uma métrica de avaliação é proposta com o objetivo de mensurar a qualidade dos esquemas e selecionar aquele com melhor desempenho frente às contingências do sistema.

1.3 Contribuições da Pesquisa

Em relação ao tema aqui abordado esta pesquisa de doutorado irá auxiliar na construção do conhecimento das seguintes formas:

- Avançar o estado da arte em sistemas de RC.

- ❑ Modelar os controles de velocidade e tensão de um sistema de transmissão multi-máquinas, com múltiplas áreas de controle em uma plataforma de tempo real.
- ❑ Embarcar um SO em tempo real na plataforma PCI-104 para configurar a solução em malha fechada.
- ❑ Controlar e coordenar os processos de RC de forma a restabelecer a frequência nominal do sistema, rejeitando uma quantidade de carga mínima.
- ❑ Elaborar uma métrica de avaliação de esquemas de rejeição de carga que leve em consideração parâmetros de estabilidade da frequência e o equilíbrio geral do SEP.
- ❑ Assegurar o tempo de resposta do ajuste dos controles em tempo real, garantindo a execução de determinadas tarefas em um intervalo de tempo predeterminado.
- ❑ Propor uma metodologia baseada em um SMA escalável que possa se adaptar às mudanças estruturais e funcionais do sistema, não importando o projeto de construção do SEP, desde que este esteja organizado em áreas de controle.
- ❑ Obter um esquema de rejeição de cargas com melhor desempenho quando comparado às metodologias convencionais geralmente utilizadas.
- ❑ Expandir a biblioteca *OpenRelay* para suporte à solução multiagentes.
- ❑ Expandir a biblioteca *OpenRelay* para suporte à comunicação entre dispositivos de subestações utilizando o protocolo IEC 61850.

1.4 Organização do Texto

A abordagem do problema de RC será efetuada em dois módulos. Inicialmente, pretende-se estudar detalhadamente as principais características e peculiaridades que norteiam o esquema de RC adotado em diversos países e, especificamente, o modelo Esquema Regional de Alívio de Cargas (ERAC) aplicado ao Brasil, referenciado nesta pesquisa como modelo convencional. Fundamentado nesta fase inicial, outra frente de estudo deverá ser encaminhada, permitindo a elaboração de uma nova proposta, utilizando um SMA que venha a apresentar melhores resultados quando comparada às metodologias usualmente empregadas, referenciado nesta pesquisa como modelo proposto.

A abordagem será formada por um conjunto bem definido de passos com funções específicas que permitirão um monitoramento constante da frequência e, caso necessário, a atuação do sistema com o corte de cargas, levando-se em consideração a dinâmica e a topologia do sistema elétrico.

Além deste **Capítulo 1 – Um Novo Paradigma para o Processo de Rejeição de Cargas**, existem mais sete Capítulos que compõem o corpo deste trabalho e dois

Apêndices. A seguir uma breve descrição é dada para cada um dos capítulos de forma a mostrar sua organização e conteúdo.

- ❑ **Capítulo 2 – *Frequência de Operação do Sistema.*** Este capítulo descreve as várias facetas do comportamento da frequência do sistema elétrico. Além disso, são apresentadas as causas e efeitos de sua operação fora dos limites pré-estabelecidos, principalmente no que se refere à proteção de geradores, bem como as ações usualmente empregadas para se contornar tais situações. Destaque também é dado para o controle automático de velocidade que influencia diretamente no comportamento da frequência do sistema.
- ❑ **Capítulo 3 – *Rejeição de Cargas por Subfrequência.*** A frequência também é destaque deste capítulo que aborda os conceitos relacionados ao esquema de RC (foco deste trabalho). É feita uma abordagem acerca do levantamento bibliográfico e a evolução do tema conforme o decorrer dos anos, trazendo várias definições e métodos propostos por diversos pesquisadores. A filosofia convencional adotada na maioria dos países é detalhada com a descrição dos requisitos pertinentes à criação de um novo projeto de RC, bem como a especificação da metodologia aplicada ao Brasil.
- ❑ **Capítulo 4 – *Plataformas, Protocolos e Sistema Elétrico Utilizado.*** Este capítulo é dedicado à contextualização do ambiente funcional e pela descrição das ferramentas e equipamentos utilizados. É apresentada a plataforma de simulação *Real Time Digital Simulator* (RTDS), responsável por representar a dinâmica de operação do SEP. Além disso, a plataforma embarcada PCI-104, juntamente com a biblioteca de configuração de relés de propósito geral *OpenRelay*, são descritos com a integração do SO RTAI. O protocolo IEC 61850 é brevemente descrito, pois será utilizado para coordenar a troca de informações entre os dispositivos das subestações. Por fim o SEP que é utilizado para teste e validação da metodologia proposta é detalhado.
- ❑ **Capítulo 5 – *Métrica de Comparação entre Esquemas de Rejeição de Cargas.*** Para este capítulo, reserva-se uma descrição da função de avaliação proposta para quantificar a eficácia de um método de rejeição. Características como o tempo de estabilização, valores máximos e mínimos atingidos e intervalo de oscilação da frequência são analisados para compor uma métrica eficiente que selecione esquemas com bons desempenhos frente às contingências do sistema.
- ❑ **Capítulo 6 – *Esquemas Tradicionais de Rejeição de Carga e Aplicação da Métrica de Avaliação sobre o SEP de 12-Barras.*** Este capítulo se utiliza do SEP teste para implementar esquemas de rejeição considerando duas filosofias convencionais: uma baseada na rejeição pela frequência instantânea e outra baseada

na rejeição pela derivada da frequência. Os diversos parâmetros necessários para a composição de cada filosofia são considerados, gerando diversos esquemas candidatos que são avaliados de acordo com a métrica proposta no Capítulo 5 para a escolha daquele com melhor desempenho.

- **Capítulo 7 – *Um Novo Esquema para Rejeição de Cargas Baseado em um Sistema Multiagentes*.** Neste capítulo propõe-se uma nova metodologia de RC baseada em um SMA centralizado. Uma breve descrição a respeito do novo paradigma em sistemas elétricos estabelecido pelas SGs é realizada, justificando o contexto onde esta pesquisa se insere. A solução multiagentes é descrita e os tipos de agentes são classificados conforme a função a ser desempenhada. A metodologia é aplicada sobre o SEP teste para comparação com os dois esquemas convencionais, a partir da avaliação da métrica proposta.
- **Capítulo 8 – *Conclusões e Trabalhos Futuros*.** Neste ponto são apresentadas as considerações finais e as recomendações para a continuidade da pesquisa.

Para uma melhor compreensão sobre as potencialidades e os seus princípios conceituais e de funcionamento que norteiam esta pesquisa, é apresentado a seguir o Capítulo 2, com uma explanação do comportamento da frequência do sistema elétrico.

A Frequência de Operação do Sistema

Este capítulo tem por objetivo estudar os fenômenos decorrentes da operação de sistemas elétricos interligados, com foco principal nos problemas que podem ser ocasionados pela ocorrência do desequilíbrio carga-geração. Neste sentido, será analisado o comportamento da frequência quando sujeita à sobrecargas e os processos usualmente empregados para proteger os elementos do sistema, bem como as ações geralmente consideradas para preservar o equilíbrio e a recuperação da frequência em torno de seu valor nominal. Além disso, a teoria de controle automático, a partir dos reguladores de velocidade é apresentada, considerando múltiplas áreas de controle e o intercâmbio de potência entre as mesmas.

2.1 O Comportamento da Frequência

Para que um sistema elétrico opere de forma segura, as seguintes condições devem ser obedecidas (GUIMARAES, 2009):

1. condicionamento de carga, pelo qual a demanda deve ser atendida; e o
2. condicionamento operacional, onde os limites devem ser atendidos.

Desta forma, verifica-se três estados de operação aos quais os SEPs estão submetidos, conforme o atendimento ao condicionamento da carga (1) e/ou da operação (2): normal, de emergência e restaurativo.

Estado normal

Um sistema está em seu estado normal de operação quando ambos os condicionamentos de carga e de operação são satisfeitos. Normalmente, os SEPs operam no estado normal, também denominado estado estável ou adequado. Para este estado, as seguintes exigências devem ser atendidas:

- ❑ a frequência do sistema deve estar dentro das faixas especificadas;
- ❑ as tensões devem estar dentro dos limites especificados;

- ❑ todos os equipamentos devem estar operando dentro de suas capacidades de regime contínuo, ou nos limites de sobrecarga de corrente de curta duração;
- ❑ os níveis de falta devem estar dentro das capacidades dos equipamentos existentes no sistema;
- ❑ o sistema deve possuir quantidades suficientes de reservas requeridas pelas margens de segurança (critério $N - 1$); e
- ❑ o ponto de operação corrente deve ser estável, sob o ponto de vista da estabilidade transitória, da estabilidade à pequenas perturbações e da estabilidade de tensão.

Estado de emergência

Um sistema está em seu estado de emergência quando o condicionamento operacional não é completamente satisfeito, apesar de atender o condicionamento da carga. Geralmente é caracterizado por um estado sem reservas operacionais, tensões ou frequência fora das faixas admissíveis.

Estado restaurativo

Um sistema está em seu estado restaurativo quando o condicionamento da carga não é totalmente satisfeito. Duas situações são possíveis:

- ❑ situação de ilhamento ou perdas parciais de cargas, de geração e de equipamentos de transmissão do sistema; e
- ❑ situação de colapso ou blecaute do sistema.

Normalmente, o sistema opera no estado normal. Após uma perturbação, dependendo de sua severidade, o sistema poderá se encontrar operando no estado de emergência. Neste caso, a atuação da proteção, dos equipamentos de controle, da utilização das reservas de restabelecimento e das ações iniciais dos operadores fará com que o sistema volte a operar no estado normal.

Da prática, sabe-se que quando o SEP está em operação estável, todas as unidades geradoras irão funcionar com velocidade correspondente à frequência nominal do sistema. A potência mecânica total dos geradores será igual a soma de todas as cargas conectadas mais as perdas ativas intrínsecas a cada sistema, conforme mostra a Equação 1 (JONES; KIRKLAND, 1988). A operação anormal, que refletirá sobre a frequência, acontece quando essa condição de balanço é perdida.

$$\sum \text{geração} = \sum \text{cargas} + \sum \text{perdas} \quad (1)$$

A condição de sub-frequência em um SEP é o resultado de uma redução abrupta da potência gerada ou da solicitação excedente da demanda. Isso pode acontecer, por exemplo, devido a perda de uma ou mais unidades geradoras ou de uma linha de transmissão

principal. Devido a condição de sobrecarga, os geradores restantes sofrerão uma redução de sua velocidade e, conseqüentemente, a frequência do sistema irá diminuir. Além disso, projetos mal dimensionados de plantas de geração podem acarretar em consumo maior que a oferta disponibilizada, causando desequilíbrios tanto na tensão quanto na frequência do sistema.

Uma frequência de operação não adequada pode ser desfavorável para os principais dispositivos das unidades geradoras como turbinas, geradores, transformadores e equipamentos auxiliares. Além disso, uma frequência diferente da fundamental pode ser prejudicial à operação do sistema elétrico se ações apropriadas não forem tomadas. Com isso, disjuntores podem ser acionados removendo geradores, linhas de transmissão e outros elementos do sistema, provocando ilhamentos não intencionais devido às oscilações de potência, causando instabilidade.

Geradores e turbinas possuem capacidade de operação limitada em frequências fora de sua margem de tolerância, principalmente para valores abaixo da frequência nominal do sistema. Turbinas, particularmente as de gás e vapor, são mais limitadas devido a ressonância mecânica de suas lâminas. Com o aumento do estresse mecânico, há acúmulo de danos, o que pode acarretar em prejuízos permanentes em sua estrutura. Programas de RC geralmente oferecem a proteção primária de sub-frequência para o conjunto turbina-gerador, porém, a planta de geração também deverá ter a proteção específica para casos extremos de desvio de frequência a fim de se manter a integridade de seus componentes.

A primeira resposta do sistema elétrico para condições de sub-frequência geralmente acontece com a ativação da reserva girante. A reserva girante pode ser definida como a capacidade de geração não utilizada e já sincronizada ao sistema que pode ser ativada em tempos específicos (JIANG; XU; WANG, 2011). Geralmente, estas são acionadas automaticamente por malhas de controle de velocidade (reserva instantânea) ou pelo acionamento manual (reservas de longo prazo) (DAS, 2009).

Nas próximas seções, a proteção de geradores e turbinas associadas às ocorrências de perturbações da frequência serão explanadas. As características e efeitos da operação fora da frequência nominal do sistema serão descritas, assim como as ações corretivas normalmente utilizadas e definidas em normas específicas.

2.2 Proteção de Geradores e Turbinas

A operação de turbinas fora de seu valor nominal de frequência, principalmente em baixas velocidades, pode acarretar na ressonância de suas lâminas com risco de fadiga e conseqüente avaria permanente (IEC, 2008). Desta forma, um controle apropriado, que previna operações de sub-frequência e sobre-frequência em plantas de geração, deve ser utilizado e acionado apenas quando as fases da RC não sejam suficientes para restabelecer a frequência para valores aceitáveis.

A combinação de operações em diferentes faixas de frequência durante um evento possui um efeito acumulativo na vida útil das lâminas. A Figura 1 ilustra os limites de operação para uma turbina a vapor típica, com frequência de operação de 60 Hz, durante situações de carga parcial ou total, destacando as regiões de restrição e operabilidade.

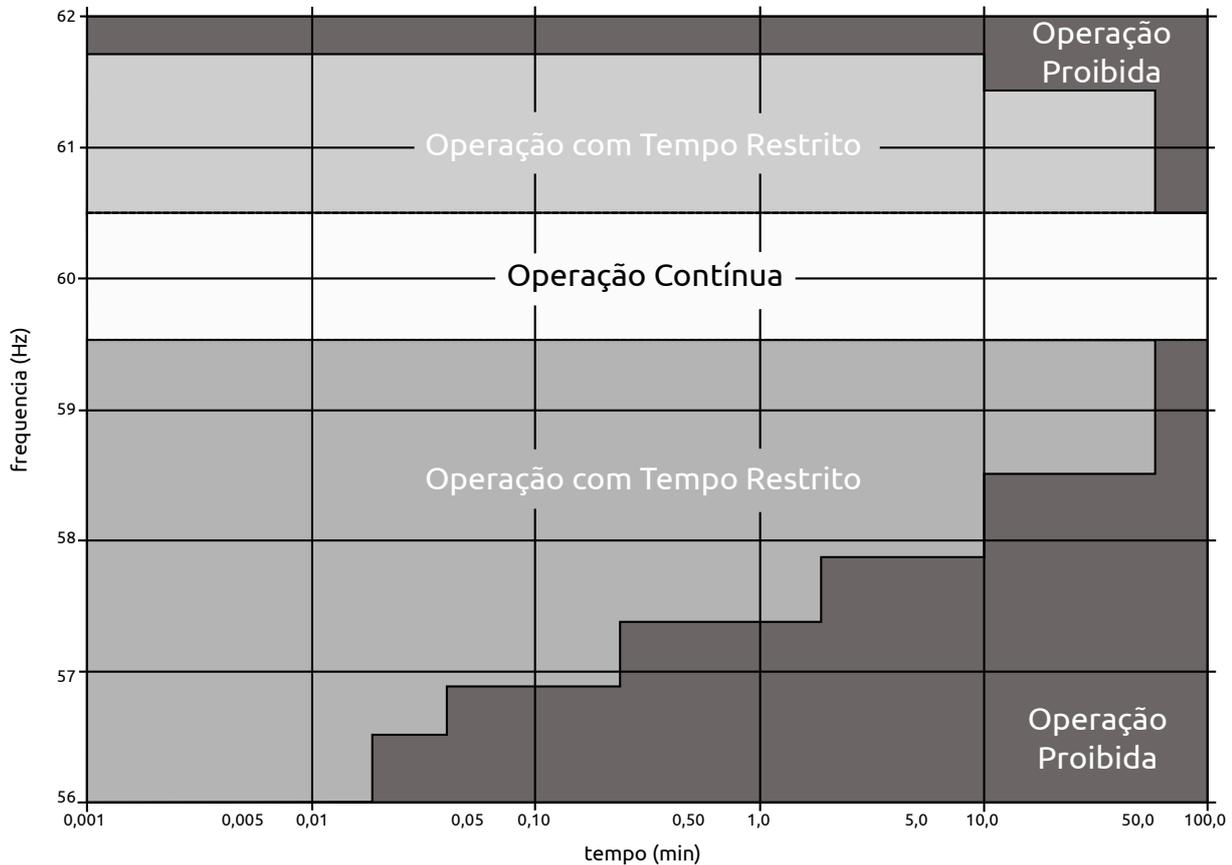


Figura 1 – Limites para a operação de turbinas a vapor para carga parcial ou total.

Fonte: IEEE (1987a).

Enquanto turbinas a vapor e combustão possuem maiores restrições de variação de frequência, unidades de geração hidroelétricas, em geral, toleram variações maiores (CIGRÉ B5, 2011). As limitações de frequência para geradores com turbinas hidráulicas são muito menos rigorosas quando comparadas com sistemas que trabalham com turbinas à vapor ou combustão. Geralmente, geradores de turbinas hidráulicas são projetados para suportar melhor às variações de frequência do sistema, em alguns casos, com um aumento de até 100% de excesso de velocidade. Embora os fabricantes devam ser consultados para a verificação de suas recomendações específicas, a capacidade de frequência para operação contínua de uma unidade hidráulica geralmente está concentrada dentro do intervalo [57 : 63] Hz (IEEE, 1987a).

Desta forma, um bom projeto de RC deve levar em conta as características de operação da planta para que o próprio esquema de proteção dos geradores não atue indevidamente.

As margens de tempo de atraso devem ser coerentes, considerando a susceptibilidade do sistema a um evento de sub-frequência e acionamento correto do esquema de RC.

2.3 A Equação de Balanço do Sistema

Admitindo-se que a geração possa ser representada por um único gerador equivalente, a equação clássica de balanço do sistema (*Swing Equation*) (MARDEGAN, 2011), desprezando-se o efeito de amortecimento elétrico induzido pelas cargas, é dada pela Equação 2. Aqui, δ representa o ângulo do rotor em relação ao campo girante de referência (rad), ω_0 representa a velocidade angular do campo girante de referência ($\omega_0 = 2\pi f_0$) ou velocidade síncrona (rad/seg). T_a representa o torque acelerante, em pu. H é a constante de inércia do sistema de geração (em segundos ou MJ/MVA) e traduz a quantidade de energia cinética armazenada nas massas girantes.

$$\frac{d^2\delta}{dt^2} = \frac{\omega_0}{2H} T_a \quad (2)$$

A constante de inércia H de um conjunto de unidades geradoras do sistema interligado pode ser obtida a partir das constantes de inércias individuais através da média ponderada de todas elas, em função das capacidades de cada unidade, conforme a Equação 3. H_i representa a constante de inércia e S_i a potência ou capacidade de cada unidade geradora, respectivamente, com $i = 1, 2, \dots, n$. $S_T = S_1 + S_2 + \dots + S_n$ é a potência ou capacidade total do sistema.

$$H = H_1 \frac{S_1}{S_T} + H_2 \frac{S_2}{S_T} + \dots + H_n \frac{S_n}{S_T} \quad (3)$$

Em uma máquina síncrona, como a posição elétrica do rotor em relação a uma referência fixa (θ em rad) cresce com o tempo, utiliza-se um referencial síncrono móvel (ωt) e um deslocamento angular (δ) para escrever a posição do rotor conforme a Equação 4.

$$\theta = \omega_0 t + \delta = \omega t = 2\pi f t \quad (4)$$

Derivando-se 4 até a segunda ordem, obtêm-se as relações 5 e 6.

$$\frac{d\theta}{dt} = \omega_0 + \frac{d\delta}{dt} = \omega = 2\pi f \quad (5)$$

$$\frac{d^2\theta}{dt^2} = \frac{d^2\delta}{dt^2} = \frac{d\omega}{dt} = 2\pi \frac{df}{dt} \quad (6)$$

Substituindo a Equação 6 em 2, obtêm-se 7.

$$\dot{f} = \frac{df}{dt} = \frac{f_0}{2H} T_a \quad (7)$$

Como, em pu, $P_a \approx T_a$ ($P = T\omega$ e $\omega_{pu} \approx 1$), obtêm-se a expressão 8 que fornece a taxa de variação de frequência do sistema com o tempo, em que P_a é a potência de aceleração equivalente do sistema de geração (p.u.).

$$\dot{f} = \frac{df}{dt} = \frac{f_0}{2H} P_a \quad (8)$$

Assim, a frequência instantânea do sistema é dada pela Equação 9.

$$f(t) = f_0 + \dot{f}t \quad (9)$$

A potência acelerante do sistema P_a , em p.u., na base de geração restante é dada pela Equação 10, em que P_{gr} representa a potência de geração restante ou remanescente e P_c a potência total da carga. Para $P_a > 0$ há um excesso de geração e por isso há uma aceleração da máquina. Se $P_a < 0$ há um deficit na geração e uma consequente desaceleração da máquina.

$$P_a = \frac{P_{gr} - P_c}{P_{gr}} \quad (10)$$

Quando ocorre uma perda repentina de geração dentro do sistema, sem uma compensação por decréscimo na carga, a potência de aceleração do sistema será negativa, acarretando, por conseguinte, uma desaceleração das máquinas. Nestas condições, a variação da frequência no tempo será função, fundamentalmente, da constante de inércia do sistema e da respectiva sobrecarga ou potência de aceleração. A sobrecarga (SC) imposta a um sistema quando da perda de uma quantidade de geração é definida pela Equação 11. Já a geração perdida é dada pela Equação 12 em que P_i representa a geração total inicial.

$$SC = \frac{\text{Carga} - \text{Geração Remanescente}}{\text{Geração Remanescente}} = \frac{P_c - P_{gr}}{P_{gr}} \quad (11)$$

$$P_{G_{perd}} = \frac{\text{Geração Perdida}}{\text{Geração Inicial}} = \frac{P_i - P_{gr}}{P_i} \quad (12)$$

Pela análise das equações 11 e 12 é possível verificar que a quantidade de sobrecarga do sistema devido a um deficit de geração, não é igual à quantidade de geração perdida. Na verdade, ela é maior devido à geração remanescente ser menor que a geração inicial. Por outro lado, comparando as expressões 11 e 10 constata-se que $SC = -P_a$.

Desta forma, a partir dos equacionamentos demonstrados, é possível perceber o comportamento dinâmico de SEPs sob contingências em que há desequilíbrio entre geração e demanda, seguida ou não de RC, considerando os efeitos das várias variáveis do sistema.

2.4 O Controle da Frequência

Um sistema elétrico de potência se comporta como um sistema mecânico em rotação (IEEE, 2007). A Figura 2 mostra um sistema equivalente em que a potência mecânica é obtida através de uma força motriz que produz um torque mecânico (T_m) no eixo que liga a turbina ao gerador. O gerador transforma a potência mecânica em potência elétrica. A carga conectada ao gerador produz um torque elétrico (T_e) no eixo.

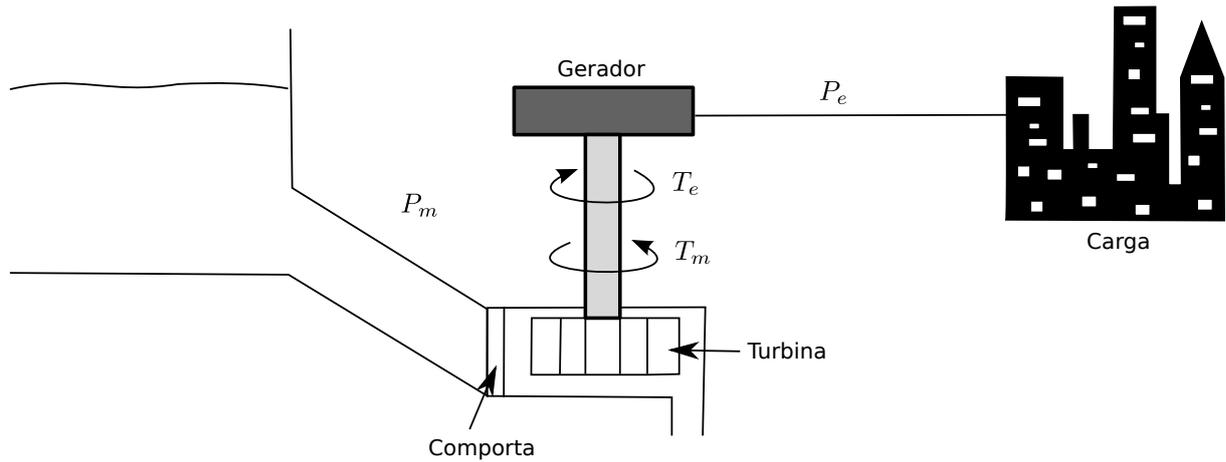


Figura 2 – Sistema elétrico equivalente como sistema mecânico em rotação.

Adaptado de: IEEE (2007).

A diferença entre o torque elétrico e mecânico cria um torque resultante de aceleração (T_a) dado pela Equação 13. É estipulada a convenção de sinal para T_a , ou seja, para a máquina funcionando como gerador, T_m (grandeza positiva) atua no sentido de acelerar o rotor. Em oposição ao torque mecânico há o surgimento de um agente contrabalanceador, T_e (grandeza positiva), gerado pelas correntes das cargas conectadas ao sistema e desprezando-se as perdas rotacionais, que atua no sentido contrário, desacelerando o rotor. P_m e P_e representam a Potência Mecânica produzida no gerador e a Potência Elétrica consumida pela carga.

$$T_a = T_m - T_e \quad (13)$$

A equação de movimento mostra a relação entre o torque de aceleração e a aceleração angular resultante da turbina, dada pela Equação 14. Na qual J é o momento de inércia, ω é a velocidade angular, $\frac{\partial \omega}{\partial t}$ é a aceleração angular e T_a é o torque resultante.

Desta forma, verifica-se que mudanças na produção ou demanda de energia acarretam em variações na frequência. Se um gerador é retirado do sistema, a frequência tenderá a cair devido a sobrecarga resultante.

$$T_a = T_{mec} - T_{ele} = J \frac{\partial \omega}{\partial t} \quad (14)$$

Para a análise em regime permanente em SEPs é comum considerar as configurações de carga e geração para determinado momento do sistema e efetuar um estudo para determinar o seu comportamento. Parte-se do pressuposto de que um estado de equilíbrio foi atingido e que a frequência do sistema é constante e próxima de seu valor nominal. Porém, tal estado não existe na prática, pois o SEP em questão sofre mudanças de carregamento de forma frequente, alterando o seu equilíbrio carga/geração. Por isso, são necessários mecanismos que permitam ao sistema restabelecer o seu estado original de equilíbrio.

Desta forma, surge a necessidade da aplicação de sistemas de controle automáticos capazes de detectar as variações de carga e prover meios de ajustes para a frequência do sistema. Dentre os sistemas de controle em um SEP, pode-se citar: os reguladores de velocidade dos geradores, reguladores automáticos de tensão, compensadores estáticos, transformadores com *tap* variável, etc.

2.4.1 Regulação Própria

Embora o SEP esteja em constante variação de carga, em condições normais de operação estas variações ocorrem de forma relativamente lenta dentro de pequenas faixas de tempo. Caso ocorra um aumento no consumo, o equilíbrio carga/geração é desfeito (Equação 1), sendo que o deficit resultante é suprido através da energia cinética das massas girantes. Como consequência, há uma redução na velocidade das máquinas, e por fim, uma queda na frequência do sistema.

Em geral, cargas resistivas, como lâmpadas incandescentes, sistemas de aquecimento, etc., são independentes da frequência instantânea do sistema. Já cargas indutivas, como motores, dependem da frequência do sistema. Para estudos de carga/frequência é preferível representar a relação da Figura 3(a) em termos da potência mecânica e elétrica ao invés de seus respectivos torques. A relação entre potência e torque é dada pela Equação 15.

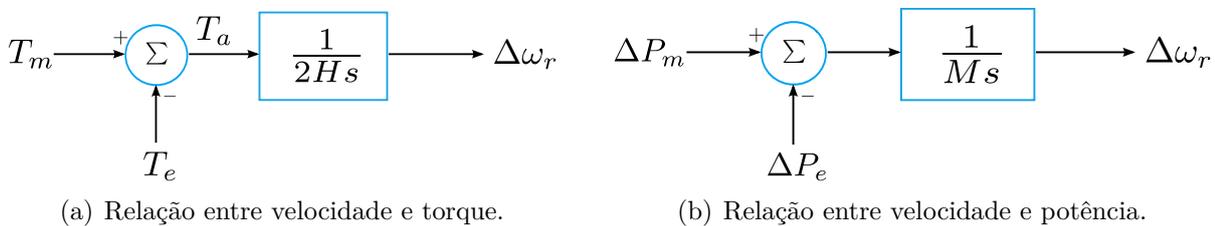


Figura 3 – Função de transferência da velocidade.

$$P = \omega_r T \quad (15)$$

Considerando uma pequena variação do parâmetro analisado (denotado pelo prefixo Δ), a partir dos valores iniciais (subíndices $_0$), pode-se chegar nas relações listadas na

Equação 16.

$$\begin{aligned} P &= P_0 + \Delta P \\ T &= T_0 + \Delta T \\ \omega_r &= \omega_0 + \Delta\omega_r \end{aligned} \quad (16)$$

Desta forma, a partir da Equação 15, tem-se a Equação 17.

$$P_0 + \Delta P = (\omega_0 + \Delta\omega_r)(T_0 + \Delta T) \quad (17)$$

Desconsiderando os termos de ordem elevada, pode-se chegar a Equação 18.

$$\Delta P = \omega_0 \Delta T + T_0 \Delta\omega_r \quad (18)$$

Portanto, o desequilíbrio entre o Torque Mecânico (T_m) e o Torque Elétrico (T_e) é quantificado conforme a Equação 19.

$$\Delta P_m - \Delta P_e = \omega_0(\Delta T_m - \Delta T_e) + (T_{m0} - T_{e0})\Delta\omega_r \quad (19)$$

Uma vez que no regime permanente os torques elétricos e mecânicos são equivalentes ($T_{m0} = T_{e0}$) e as equações estão expressas em p.u. ($\omega_0 = 1$), pode-se reescrever a Equação 19 de acordo com a Equação 20.

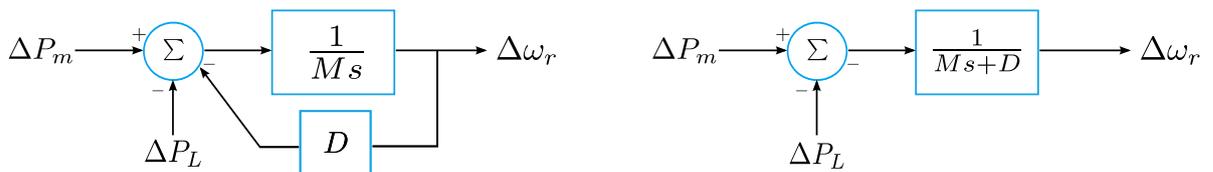
$$\Delta P_m - \Delta P_e = \Delta T_m - \Delta T_e \quad (20)$$

Desta forma, é possível representar a função de transferência da velocidade em termos da variação de potências do sistema, conforme mostra a Figura 3(b) em p.u., com $M = 2H$.

O fator de amortecimento D modela a dependência da frequência de algumas cargas do sistema. Tal dependência pode ser modelada a partir da Equação 21.

$$\Delta P_e = \Delta P_L + D\Delta\omega_r \quad (21)$$

onde ΔP_L é a componente da carga que não sofre alteração com a modificação da frequência. E $\Delta\omega_r$ é a componente da carga dependente da frequência. A Figura 4(a) mostra a nova relação da Equação 21. Já a Figura 4(b) mostra o equivalente final em apenas um bloco.



(a) Coeficiente de amortecimento.

(b) Coeficiente de amortecimento simplificado.

Figura 4 – Função de transferência da velocidade com coeficiente de amortecimento.

Desta forma, evidencia-se que, na ausência de reguladores, a resposta do sistema à mudança de cargas é determinada pela constante de inércia H e pelo coeficiente de amortecimento D . Em regime permanente, pequenas variações de cargas são compensadas pela dependência da frequência que estas possuem. Já para variações significativas, camadas de controle automáticas são utilizadas para estabilização e correção do erro da frequência em regime permanente, conforme será visto nas próximas subseções.

2.4.2 Regulação Primária

Uma vez que a regulação própria não é suficiente para garantir a estabilidade do sistema frente ao desequilíbrio carga/geração, adotam-se reguladores automáticos de velocidade nas unidades geradoras para que atuem no sentido de variar a potência gerada em função da variação da frequência. A Figura 5 ilustra o conceito básico da regulação primária de velocidade através da representação de uma unidade geradora alimentando uma carga local e foi baseada na Figura 2.

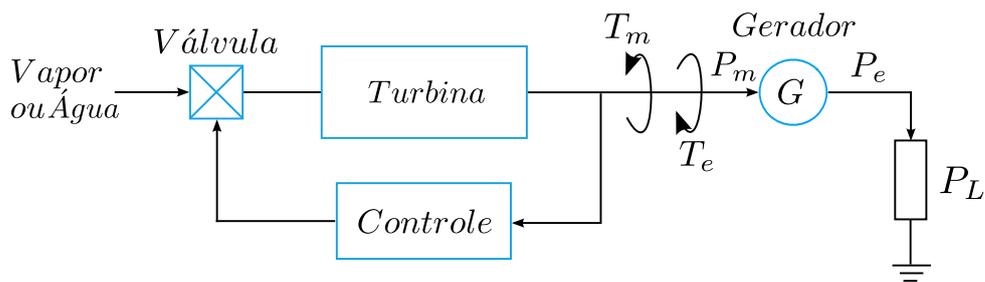


Figura 5 – Fundamentos do regulador de velocidade.

2.4.2.1 Regulador Isócrono

O termo isócrono está relacionado ao conceito de velocidade constante. Um regulador isócrono atua no sentido de controlar a turbina de um gerador para que a frequência do sistema esteja próxima de seu valor nominal. A Figura 6 mostra o diagrama de blocos de um regulador de velocidade isócrono. A velocidade do rotor ω_r é comparada com o seu valor de referência ω_0 . O sinal de erro é amplificado e integrado, produzindo o sinal de controle ΔA que atua sobre a abertura de admissão da turbina.

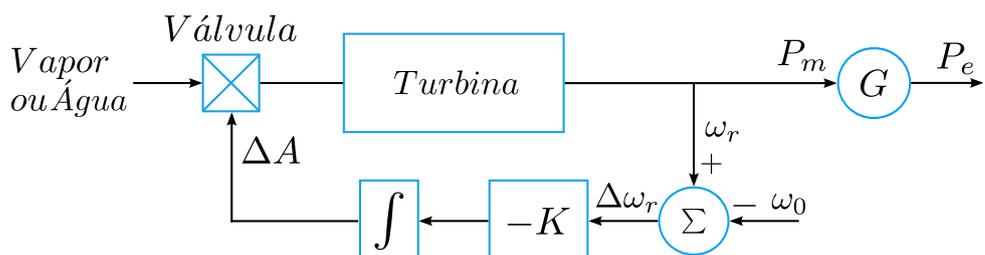


Figura 6 – Diagrama em blocos de um regulador isócrono.

Um regulador isócrono é utilizado quando um gerador alimenta uma carga isolada ou quando, em um sistema malhado, apenas um gerador é responsável por atender às mudanças de carga do sistema. Para arranjos com mais de um gerador, outra configuração possível é quando os geradores são similares e trabalham na mesma velocidade de operação. Mesmo sendo pouco usual, serve como base para o desenvolvimento de novas alternativas, como reguladores com queda de velocidade, que são aplicados quando a carga distribuída do sistema deve ser alimentada por vários geradores.

Como a variação da abertura de admissão da turbina será nula apenas quando a variação de velocidade for nula, esse tipo de regulador possui pouca estabilidade e pouca flexibilidade, no que se refere à distribuição de cargas entre as unidades geradoras. Geralmente os geradores nessa configuração tendem a competir entre si, impossibilitando a convergência do valor final da frequência.

2.4.2.2 Regulador com queda de velocidade ou estatismo

Para que a distribuição de cargas entre unidades geradoras, operando em paralelo, ocorra de forma estável, é necessário acrescentar uma característica ao regulador que permita aumentar a velocidade com o aumento de carga. Isso pode ser feito adicionando uma malha de realimentação, conforme mostra a Figura 7.

O parâmetro R , denominado constante de regulação ou estatismo do regulador, determina a razão entre a velocidade em regime permanente e a característica de carregamento da geração e é expresso em porcentagem, conforme mostra a Equação 22.

$$R(\%) = \frac{\text{Variação de frequência}}{\text{Variação da potência gerada}} \quad (22)$$

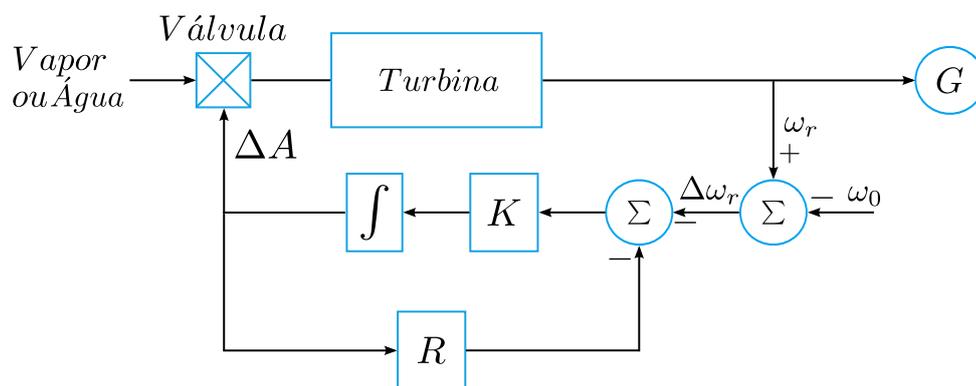


Figura 7 – Diagrama em blocos de um regulador isócrono com realimentação.

O diagrama de blocos do regulador da Figura 7 é apresentada através da Figura 8. Na Figura 8(a) é apresentada a função de transferência do regulador, que é caracterizada por um controlador proporcional de ganho $\frac{1}{R}$. A sua forma simplificada é apresentada na Figura 8(b) com $T_G = \frac{1}{KR}$.

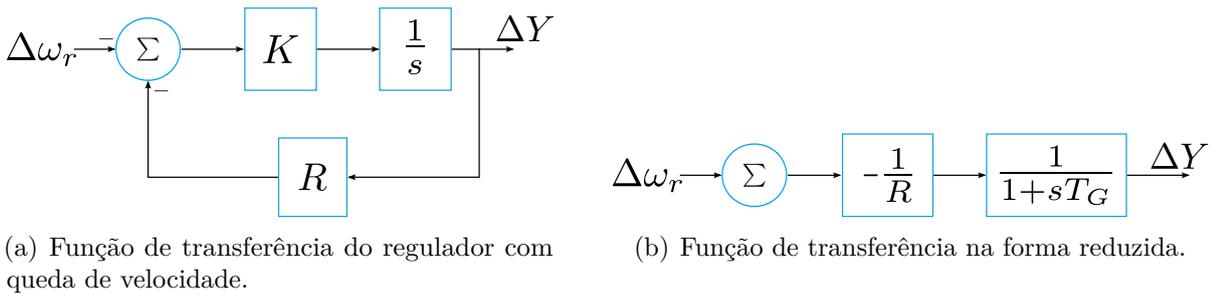


Figura 8 – Função de transferência da velocidade.

Embora esse tipo de regulador seja mais estável, há um erro associado a frequência de estabilização e, portanto, uma malha secundária de controle se torna necessária (Subseção 2.4.3). O erro em regime permanente pode ser calculado através do teorema do valor final, considerando um degrau unitário na entrada do regulador. A partir da Equação 23.

$$\Delta A_{r.p.} = \lim_{s \rightarrow 0} \left(\frac{1}{s} \frac{-1/R}{1 + sT_G} \right) = \frac{-1}{R} \quad (23)$$

Portanto, o valor final de $\Delta A_{r.p.}$ é inversamente proporcional ao parâmetro R e $\Delta F_{r.p.}$ é diretamente proporcional ao parâmetro R . O valor em regime permanente $\Delta F_{r.p.}$ corresponde ao erro de frequência do sistema, conforme mostra a Equação 24.

$$\Delta F_{r.p.} = -R \quad (24)$$

Para a representação completa da malha de controle é necessário levar em consideração a modelagem da turbina de cada gerador. Esse tipo de análise foge do escopo deste trabalho e por isso não será analisado. Além disso, reguladores de unidades hidráulicas geralmente trabalham com outro tipo de controle denominado regulador com queda de velocidade e estatismo transitório que também não será detalhado. A malha de controle completa da frequência de um SEP é ilustrada na Figura 9.

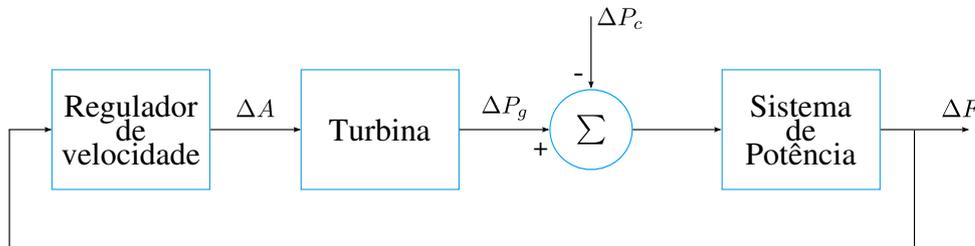


Figura 9 – Malha de controle completa da frequência de um SEP.

Fonte: Fabri (2003).

2.4.2.3 Área de controle

É comum dividir um SEP em duas ou mais regiões denominadas Áreas de Controle. O propósito dessa separação é administrar as variações de carga e analisar os impactos

de perturbações sobre o sistema. Uma área de controle pode ser definida como sendo uma parte de um determinado SEP na qual as unidades geradoras são responsáveis pelo atendimento das variações de carga que ocorrem nesta parte do sistema (FABRI, 2003; IEEE, 1991).

Na análise do controle carga-frequência é comum ignorar as oscilações entre máquinas e o desempenho da transmissão de energia para focar na equivalência total dos geradores do sistema. As variações de carga do sistema são atendidas através de uma geração equivalente com constante de inércia M_{eq} , composta pela soma de todas as constantes de inércia das unidades geradoras. Da mesma forma, o efeitos da dependência das cargas do sistema frente à variação de frequência são agregados em um único fator de amortecimento resultante D .

De forma simplificada, pode-se aferir que a relação entre desbalanço de potência e a frequência do sistema depende tanto do estatismo equivalente da malha de geração, quanto do fator de amortecimento resultante. Para um SEP com n geradores e fator de amortecimento resultante D , o desvio de frequência em regime permanente, a partir de uma mudança de carga ΔP_L , é dado pela Equação 25. A relação entre desbalanço de potência e a frequência do sistema é denominada característica natural da área de controle (β).

$$\Delta f_{r.p.} = \frac{-\Delta P_L}{D + 1/R_{eq}} = \frac{-\Delta P_L}{\beta} \quad (25)$$

$$R_{eq} = \frac{1}{1/R_1 + 1/R_2 + \dots + 1/R_n}$$

A Figura 10(a) mostra de forma simplificada duas áreas de controle interconectadas por uma linha de transmissão de reatância X_{linha} . Para a análise do comportamento da frequência, cada área de controle pode ser representada por um equivalente de geração, desde que as oscilações entre as máquinas sejam desconsideradas.

A Figura 10(b) mostra o equivalente elétrico da interconexão das duas áreas de controle. Cada área é representada por uma fonte de tensão e uma reatância vista a partir da linha de interligação.

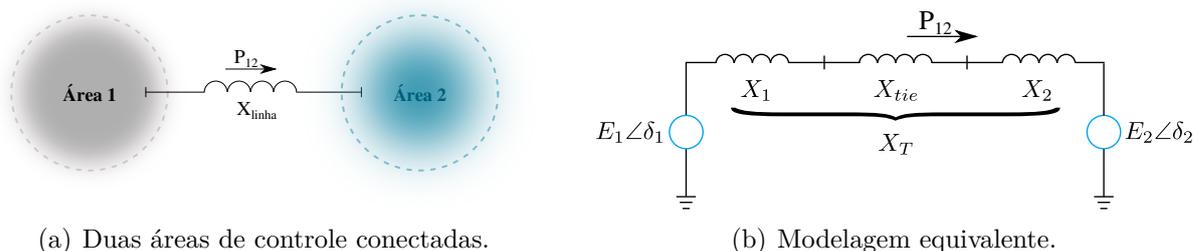


Figura 10 – Sistema com duas áreas de controle.

A potência de transmissão da Área 1 para a Área 2 pode ser vista pela Equação 26 e sua linearização é mostrada na Equação 27, onde $\Delta\delta_{12} = \Delta\delta_1 - \Delta\delta_2$ e T é o coeficiente de torque sincronizante, dado pela Equação 28.

$$P_{12} = \frac{E_1 E_2}{X_T} \text{sen}(\delta_1 - \delta_2) \quad (26)$$

$$\Delta P_{12} = T \Delta\delta_{12} \quad (27)$$

$$T = \frac{E_1 E_2}{X_T} \text{cos}(\delta_1 - \delta_2) \quad (28)$$

O diagrama de blocos para um sistema com duas áreas de controle é representado na Figura 11 com cada área sendo representada por um equivalente de inércia M , o fator de amortecimento D , o modelo da turbina e sistema com regulador com queda de velocidade e estatismo R . A linha de interligação é representada pelo coeficiente de torque sincronizante T . Um valor positivo de ΔP_{12} representa um aumento na transferência de potência da Área 1 para a Área 2.

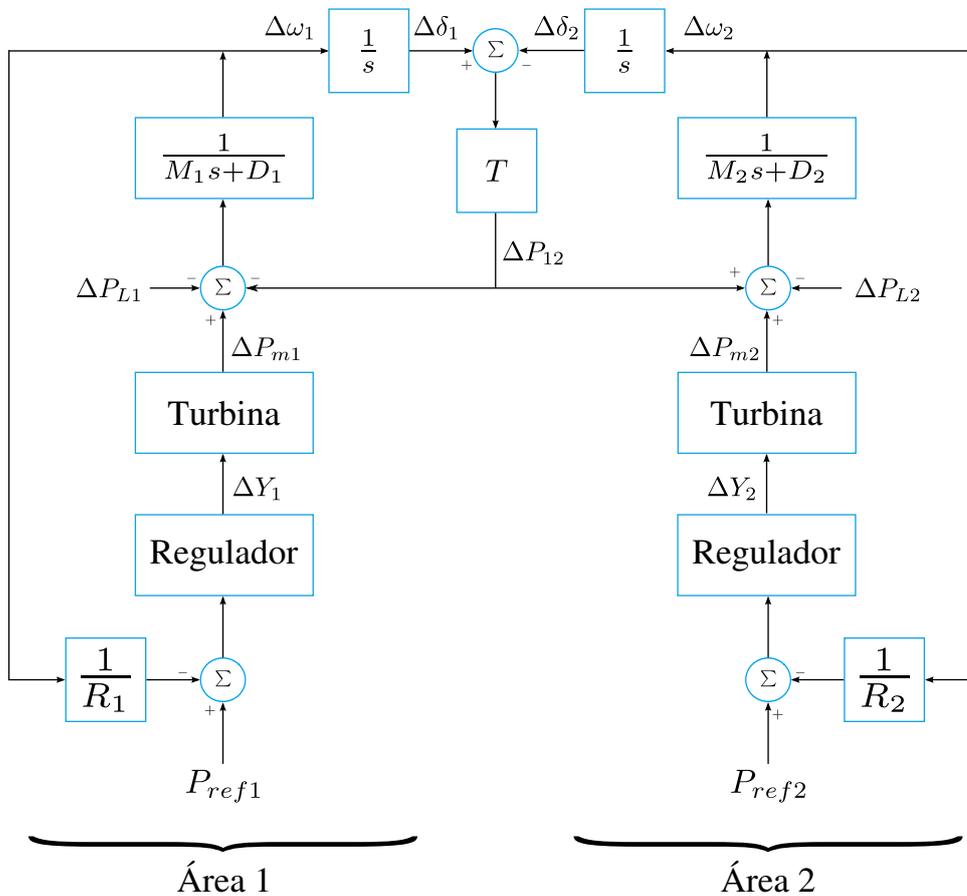


Figura 11 – Diagrama de blocos para um sistema com duas áreas de controle.

Fonte: Kundur, Balu e Lauby (1994).

O desvio da frequência em regime permanente é o mesmo para as duas áreas. Para uma variação total de carga ΔP_L , tem-se a Equação 29.

$$\Delta f_1 = \Delta f_2 = \frac{-\Delta P_L}{(1/R_1 + 1/R_2)(D_1 + D_2)} \quad (29)$$

É possível mostrar (KUNDUR; BALU; LAUBY, 1994) para a Área 1 que um aumento de carga ΔP_{L1} resulta em uma queda de frequência em ambas as áreas e uma variação de potência de transmissão ΔP_{12} , conforme Equação 30. De forma similar, as respectivas grandezas para a Área 2 são dadas pela Equação 31.

$$\begin{aligned} \Delta f_1 &= \frac{-\Delta P_{L1}}{\beta_1 + \beta_2} \\ \Delta P_{12} &= \frac{-\Delta P_{L1}\beta_2}{\beta_1 + \beta_2} \end{aligned} \quad (30)$$

$$\begin{aligned} \Delta f_2 &= \frac{-\Delta P_{L2}}{\beta_1 + \beta_2} \\ \Delta P_{12} &= -\Delta P_{21} = \frac{-\Delta P_{L2}\beta_1}{\beta_1 + \beta_2} \end{aligned} \quad (31)$$

Onde $\beta_1 = \frac{1/R_1}{D_1+D_2}$ e $\beta_2 = \frac{1/R_2}{D_1+D_2}$ são as características naturais da área de controle 1 e 2, respectivamente.

2.4.3 Regulação Secundária

O objetivo do controle secundário é corrigir o erro decorrente da ação da regulação primária. Para isso, deve-se manter a frequência do sistema próximo ao seu valor nominal, bem como manter os intercâmbios entre as áreas conectadas próximos do valor programado. Desta forma, restabelece-se o equilíbrio entre carga e geração em uma determinada área de controle.

Para corrigir o erro em regime da frequência do sistema é utilizado um controle de característica isócrona. Este controle é conhecido como Controle Secundário, Controle Suplementar ou Centro Automático da Geração (CAG) (WOOD; WOLLENBERG, 2006). Para isso, deve-se anular o sinal de erro a partir de um integrador matemático. O sinal de entrada que constitui o erro é definido como Erro de Controle de Área (ECA).

Existem basicamente três modalidades de controle do CAG, conforme listado a seguir.

□ *Flat Frequency* (FF): desvios nulos de frequência.

No caso de uma área de controle operando isoladamente, o sinal de erro é a própria variação de frequência do sistema, ou seja, $ECA = \Delta f$.

□ *Flat Tie Line* (FTL): desvios nulos de potência ativa de intercâmbio.

Quando se considera apenas os desvios de potência ativa de intercâmbio tem-se, $ECA = \Delta P$.

□ *Tie Line Bias* (TLB): desvios nulos de frequência e potência ativa de intercâmbio.

Para a operação em TLB, o sinal de erro da entrada do controlador CAG deve considerar tanto as variações de frequência Δf quanto as variações de potência ativa de intercâmbio ΔP . O parâmetro B , denominado Bias de frequência, relaciona as duas variáveis de dimensões diferentes e por isso, possui dimensão MW/Hz e geralmente é igual ou menor que a característica natural da área de controle ($B \leq \beta$) (KUNDUR; BALU; LAUBY, 1994). A Equação 32 mostra o erro de controle de área para o CAG operando em TLB.

$$ECA = B\Delta f + \Delta P \quad (32)$$

Desta forma, o erro de controle de área para um SEP com duas áreas de controle é definido pela Equação 33.

$$\begin{aligned} ACE_{Area\ 1} &= \Delta P_{12} + B_1\Delta f \\ ACE_{Area\ 2} &= \Delta P_{21} + B_2\Delta f \end{aligned} \quad (33)$$

A Figura 12 ilustra a malha de controle primária e secundária em um sistema constituído por duas áreas de controle. Essa última responsável pelo CAG.

2.5 Considerações sobre a Frequência de Operação do Sistema

O presente capítulo abordou o comportamento da frequência do sistema quando sujeita à situações de sobrecarga. Os vários fenômenos relacionados a sua oscilação e experimentados pelos equipamentos do sistema elétrico foram descritos. Esse tipo de análise permite a consideração dos limites estabelecidos pela proteção dos componentes do sistema e serão especificados sobre o SEP simulado.

As equações que definem o comportamento da frequência, a partir da equação clássica de balanço do sistema, foram apresentadas, focando-se no esquema de RC utilizado para controlar o declínio da frequência ocasionado pelo desbalanço de potência entre carga e geração. Além disso, a teoria de controle automático da velocidade de geradores foi brevemente descrita a partir do controle primário e secundário para estabilização e correção do erro da frequência em regime permanente, respectivamente.

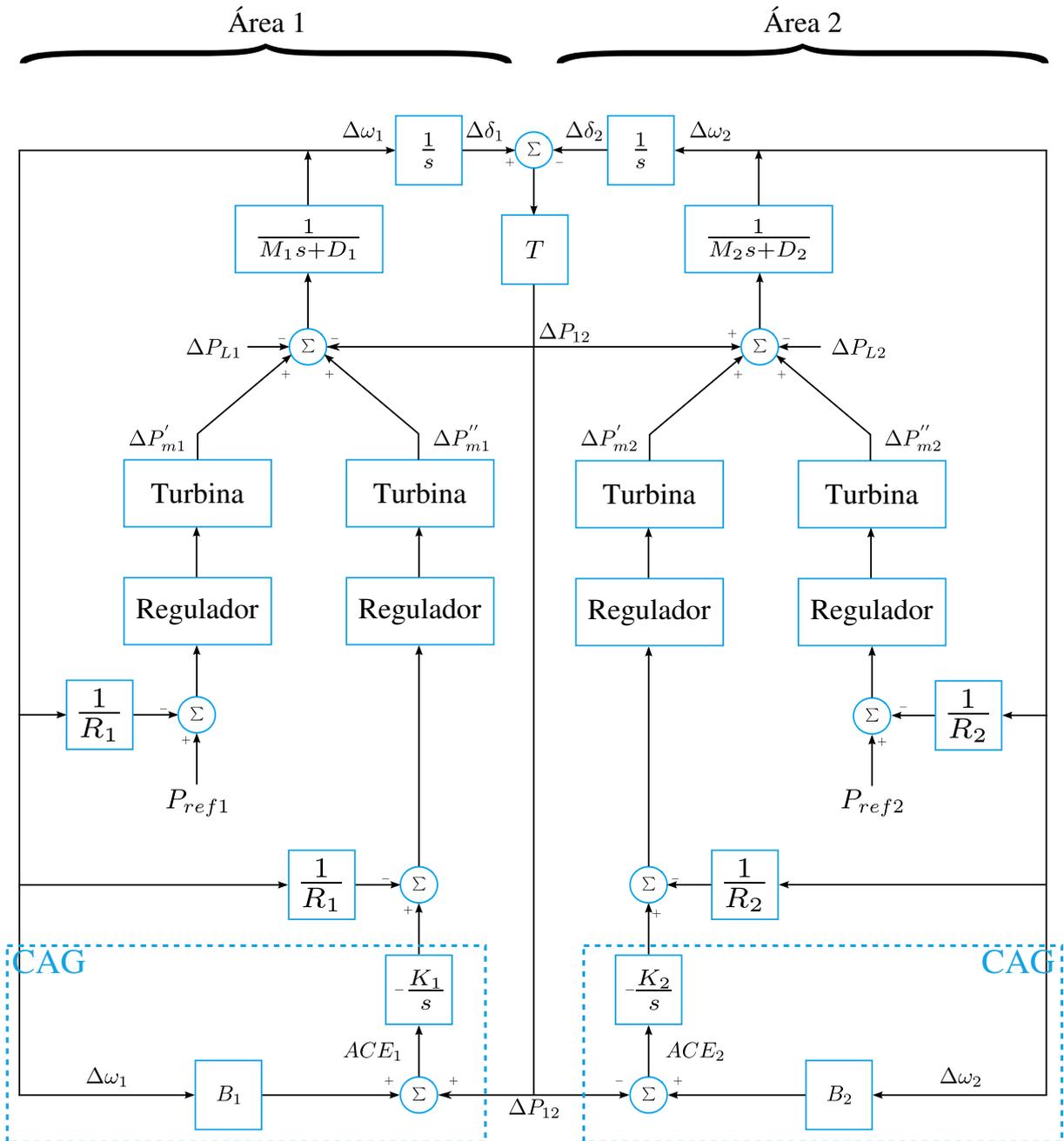


Figura 12 – Diagrama de blocos do CAG para um sistema com duas áreas de controle.

Fonte: Kundur, Balu e Lauby (1994).

Rejeição de Cargas por Subfrequência

Este capítulo aborda o esquema especial de proteção por subfrequência denominado Rejeição de Cargas. Os parâmetros de configuração necessários para a composição de um esquema genérico de RC são detalhados e seus limiares são sugeridos pela literatura. As principais filosofias empregadas em diversos países, inclusive no Brasil, são mostradas e serão implementadas a fim de se comparar o desempenho da nova proposição. Além disso, a evolução histórica da temática de RC é descrita para que os trabalhos publicados sirvam de respaldo por parte da comunidade técnico-científica para a formulação de uma nova metodologia.

3.1 Filosofia Convencional de Rejeição de Cargas

A mudança na demanda ou oferta de energia causará variação na velocidade do conjunto turbina-gerador, resultando na variação da frequência do SEP. Conseqüentemente, a frequência se torna um indicador confiável para sinalizar condições de deficiência, pois está diretamente relacionada ao balanço dinâmico entre carga e geração. Qualquer desvio em seu valor devido ao excesso de cargas ou incidentes não previstos, como faltas, defeitos em equipamentos, perda de geração ou perda de linhas, etc., pode levar a um estado de emergência (TYAGI; KUMAR; CHANANA, 2013). Os efeitos de uma queda na frequência podem resultar em falhas em cascata, causando perdas de sincronia e, finalmente, no colapso geral do sistema. Desligamentos em cascata ocorrem quando uma sucessão descontrolada de abertura de circuitos é realizada. Em situações de sobrecarga, o desligamento de unidades de geração diminui a oferta de energia do sistema aumentando o desequilíbrio entre geração/demanda, acionando muitas vezes a proteção por subfrequência dos geradores restantes até o colapso total do sistema.

Conseqüentemente, os geradores irão acelerar se houver um excesso de geração ou desacelerar se houver um déficit. A deficiência na geração frequentemente é resultado da perda de um transformador ou linha de transmissão principal que estão envolvidos em grande transferência de potência dentro de um SEP, ou entre sistemas interconectados,

bem como na perda de grande geração não programada.

Respostas às mudanças bruscas de cargas podem não ser adequadas para a faixa de variação estabelecida pelo projeto de controle, necessitando assim de esquemas auxiliares. O sistema consegue manter-se em operação em situações como essa apenas se uma quantidade suficiente de cargas é desconectada a fim de se igualar o balanço de energia total do sistema.

Desta forma, estabeleceu-se o processo de rejeição ou alívio de cargas elétricas com o objetivo de manter a margem de geração de energia a nível nominal evitando, em última instância, o colapso geral do sistema (PIMJAIPONG; JUNRUSSAMEEVILAI; MANEERAT, 2005). Duas situações de RC são passíveis de ocorrer em um SEP. Estas são encadeadas por (GUIMARAES, 2009):

Corte aleatório de carga

Atuação de relés de sobrecorrente ou subtensão devido a, por exemplo, curto-circuito em um determinado barramento. Esse tipo de rejeição é denominada Rejeição não-Deliberada de Carga. O sistema de geração busca se ajustar ao novo valor de carga remanescente.

Corte programado de carga

Atuação de relés de subfrequência para compensar a perda de geração do sistema. Esse tipo de rejeição é denominada Rejeição Deliberada de Carga, sendo o foco deste trabalho de pesquisa.

O processo de RC também previne a desconexão indesejada, devido às sobrecargas, de ramos importantes ao sistema. Isso envolve o corte imediato do fornecimento de potência para alguns circuitos elétricos reduzindo assim o estresse do sistema. Esse corte deve ser feito de forma ótima considerando as devidas prioridades e pertinências entre as cargas. O objetivo é prevenir o decaimento de frequência e tensão, mantendo-se o equilíbrio entre geração e demanda.

Desta forma, evita-se que a frequência permaneça fora de seus limites por um tempo que extrapole a suportabilidade dos dispositivos. Se o declínio de frequência é excessivo, unidades de geração podem ser removidas automaticamente do sistema por seus próprios esquemas de proteção piorando o declínio da frequência, o que pode levar ao colapso geral do sistema. É muito importante coordenar o esquema de RC por sub-frequência e os sistemas de proteção específicos dos geradores para que não ocorra o acionamento prematuro dos últimos.

A filosofia de corte por subfrequência é utilizada para preservar a segurança tanto da geração quanto do sistema de transmissão durante perturbações que provocam, principalmente, redução na frequência do sistema. Tais esquemas são essenciais quando o objetivo é minimizar o risco de colapso total do sistema, maximizar a confiabilidade global da rede e proteger os equipamentos do sistema contra danos (ALMEIDA; PRADA, 2005). Desta forma, segundo WSCC (1997), os principais objetivos da RC convencional são:

- ❑ proteger as instalações de geração e transmissão contra danos;
- ❑ permitir o maior equilíbrio possível entre a geração e a carga quando em situações de déficit de geração;
- ❑ promover um corte de carga equitativo entre as diversas empresas envolvidas;
- ❑ minimizar o risco de colapso total do sistema no caso de separação de sistemas ou de perda de geração; e
- ❑ permitir o pronto restabelecimento da carga e das interligações.

A RC manual é um processo pouco confiável. O declínio severo da frequência geralmente ocorre na ordem de segundos. Desta forma, não há tempo hábil para a sua execução. Contudo, é possível permitir a operação individual em determinadas subestações de acordo com as diretrizes de cada região. Geralmente esse esquema é utilizado após a aplicação de todos os estágios automáticos de RC, prevenindo o decréscimo da frequência ou restaurando-a em seu valor nominal para os casos em que a frequência se estabilize em níveis inferiores aos permitidos.

Portanto, esquemas automáticos, que empregam relés de frequência, são utilizados para o corte de cargas individuais ou em blocos que se concentram em determinado alimentador. As subestações de distribuição e/ou transmissão, onde alimentadores principais podem ser controlados, são o foco de atuação desse esquema, pois apresentam acesso aos dispositivos (disjuntores) de acionamento, além de incluir a infraestrutura necessária para os relés de sub-frequência. Idealmente, a RC deve ser realizada o mais próximo possível da área de geração deficiente. Contudo, tanto a carga quanto as unidades geradoras não são uniformemente distribuídas em toda extensão geográfica do SEP e, por isso, deve-se realizá-la em todo o sistema.

A Figura 13 mostra o comportamento da frequência quando o sistema enfrenta uma situação de sobrecarga. Dependendo da reserva girante do sistema, a frequência irá eventualmente retornar ao valor de referência, conforme pode ser visto na Figura 13(a). Contudo, se a frequência atingir patamares muito baixos é necessário a ação de relés de sub-frequência para a sua recuperação. Se a perda de geração é maior que a reserva girante do sistema, a frequência pode estabilizar em um patamar diferente do valor nominal, conforme é exemplificado na Figura 13(b).

Na prática, uma ação corretiva é aplicada ao sistema antes que a frequência se estabilize em patamares inferiores ao valor nominal. Como visto na Seção 2.2, as turbinas de um SEP são extremamente suscetíveis às avarias decorrentes da operação sob condições de sub-frequência ou durante uma severa condição de sobrecarga imposta ao sistema em déficit de geração. As turbinas são cuidadosamente projetadas para que as frequências de ressonância das palhetas, para a rotação nominal, sejam suficientemente defasadas, de forma a evitar vibrações e excesso de *stress* ou fadiga.

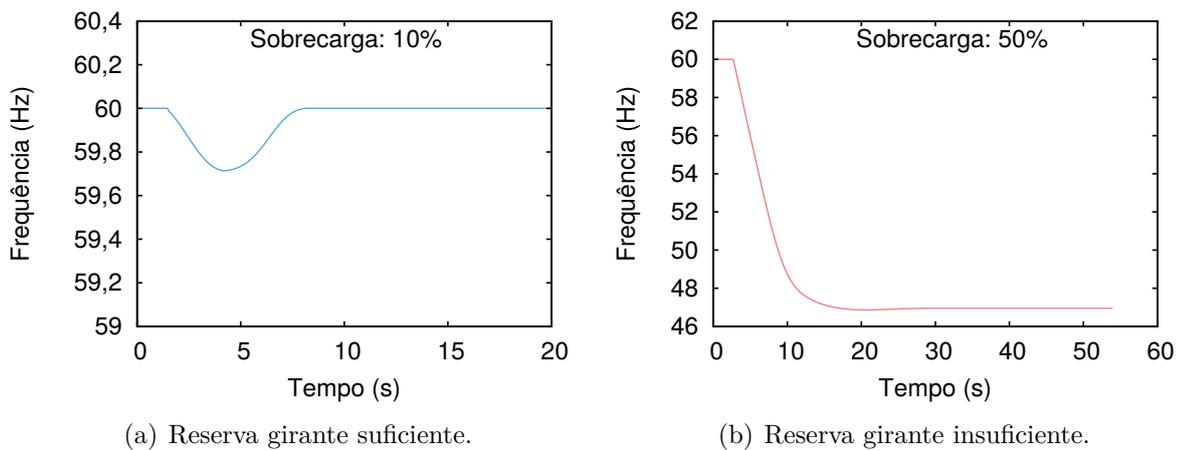


Figura 13 – Comportamento da frequência em situações de sobrecarga.

Os principais parâmetros utilizados para o tratamento das condições de sub-frequência são:

- ❑ A frequência instantânea do sistema

O parâmetro de frequência instantânea do sistema (f) é geralmente configurado em relés de sub-frequência através de limiares de frequência pré-estabelecidos. O relé deve operar quando a frequência atingir o limiar previamente configurado.

- ❑ A taxa de variação da frequência

A taxa de variação da frequência ($\frac{df}{dt}$) é um indicador instantâneo do desequilíbrio de potência, conforme foi mostrado na Equação 8 da Seção 2.3. Como este parâmetro é muito suscetível a pequenas variações, é comum utilizá-lo juntamente com outro parâmetro do sistema.

- ❑ A taxa de variação média da frequência

A taxa de variação média da frequência ($\frac{\Delta f}{\Delta t}$) mede a tendência de variação, conforme apresentado na Figura 14. Assim é possível relacionar a carga a ser aliviada com a velocidade da variação da frequência. Como é menos suscetível a pequenas variações, torna-se um indicador mais confiável do desequilíbrio do sistema. Geralmente, para um intervalo $[t_0; t_1]$ ($\Delta t = t_1 - t_0$), a taxa de variação média é calculada pela Equação 34.

$$\frac{\Delta f}{\Delta t} = \frac{f(t_1) - f(t_0)}{t_1 - t_0} \quad (34)$$

Com isso é possível implementar vários estágios temporizados de medição, possibilitando que as cargas sejam aliviadas conforme a severidade da contingência do sistema, representada pela inclinação da reta de variação média. No caso da Figura 14, o

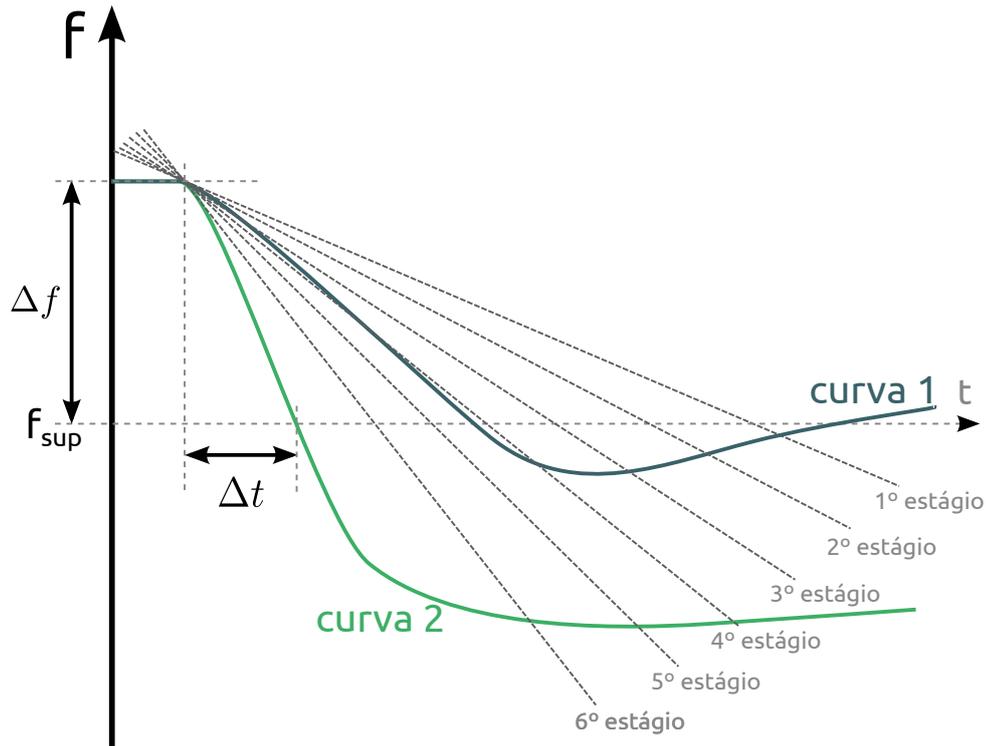


Figura 14 – Exemplificação da taxa de variação média da frequência.

esquema prevê um relé com seis estágios de atuação. A taxa de variação média mostrada na curva 1 apenas leva a atuação dos quatro primeiros estágios. Para a curva 2 atuam todos os seis estágios simultaneamente, desconectando do sistema elétrico um montante maior, uma vez que a perturbação é mais severa.

Todos os parâmetros usualmente empregados apresentam vantagens e/ou desvantagens em seu uso e, desta forma, precisam ser analisados mutualmente para obtenção de melhores resultados (IEEE, 2007).

Os métodos usualmente empregados para RC são naturalmente estáticos. Porém, a natureza dos SEPs modernos exigem abordagens alternativas que levem em consideração a dinamicidade intrínseca da rede elétrica e de seus componentes. Relés digitais microprocessados oferecem novas possibilidades na criação de esquema adaptativos e o uso de comunicação integrada. Com isso, o modelo proposto por este trabalho surge na intenção de superar tais limitações, trazendo benefícios significativos para o controle e coordenação do esquema convencionalmente adotado.

3.2 Modelo de Rejeição de Cargas Adotado no Brasil

Os principais objetivos da filosofia de planejamento e operação de grandes sistemas de potência podem ser generalizados em (MCGILLIS, 1987; MARCEAU; ENDRENYL, 1997):

- ❑ provisionar o sistema com reservas adequadas para minimizar o risco do não suprimento de energia; e
- ❑ provisionar o sistema com suficiente capacidade para resistir às perturbações previamente definidas nos critérios de projeto ou planejamento.

O planejamento da operação do Sistema Interligado Nacional (SIN) é atualmente baseado no critério $N - 1$, que permite a ocorrência de pelo menos uma falta simples em qualquer elemento de geração ou transmissão sem a interrupção ou violação dos limites operacionais do sistema durante o período transitório da ocorrência ou do novo estado de equilíbrio resultante. Entretanto, diversas áreas do SIN não estão em conformidade com o critério pré-estabelecido (EPE, 2016). Desta forma, juntamente com as restrições econômicas, hidrológicas, ambientais e o aumento progressivo da demanda, leva-se o sistema cada vez mais perto de seus limites, aumentando assim a probabilidade de grandes perturbações.

Com a crescente complexidade dos sistemas elétricos, e objetivando a máxima transferência energética entre as diversas áreas e regiões brasileiras, surge a necessidade de se implementar uma série de medidas denominadas Esquemas de Proteção de Sistemas (EPSs) ou Esquemas Emergenciais de Controle. Os EPSs têm sido um dos meios mais comumente utilizados para garantir o desempenho dos SEP e sua função é manter a segurança dos sistemas de energia, eletricamente interligados, minimizando as consequências de perturbações na rede de transmissão (ALMEIDA; PRADA, 2005). Essa filosofia visa atuar em condições específicas de grandes perturbações (contingências múltiplas), que conduzem a desligamentos de mais de um elemento da rede, podendo afetar grandes áreas do SIN.

Os EPSs são usados para manter a integridade do sistema quando este está submetido a fenômenos que provocam instabilidade ou desligamentos em cascata, que resultam em colapso de suprimento a grandes áreas. No Brasil, existem mais de 200 EPSs implementados (GOMES; JUNIOR; SARDINHA, 2004) que desempenham uma grande variedade de funções como o desligamento de unidades geradoras, chaveamento de reatores e capacitores, comutação de elementos de transmissão (mudanças topológicas) e, como último recurso, o corte parcial de cargas (RC). A Figura 15 mostra a classificação dos diversos EPSs no Brasil, considerando tanto a classificação por tipo de ação realizada (Figura 15(a)) quanto a classificação por objetivo (Figura 15(b)). Verifica-se pela Figura 15(a) que os processos associados à RC correspondem a 21% do total, enquanto a Figura 15(b) mostra que os processos associados à proteção de casos de subfrequência correspondem a 30% do total, ambos focos deste trabalho.

A diferença significativa entre os EPSs e a proteção de elementos ou componentes individuais do SEP é que o primeiro visa a proteção contra fenômenos que podem levar o sistema ao colapso parcial ou total, atuando como proteção complementar aos sistema de proteção de componentes. Além disso, a proteção de componentes trata, em uma grande

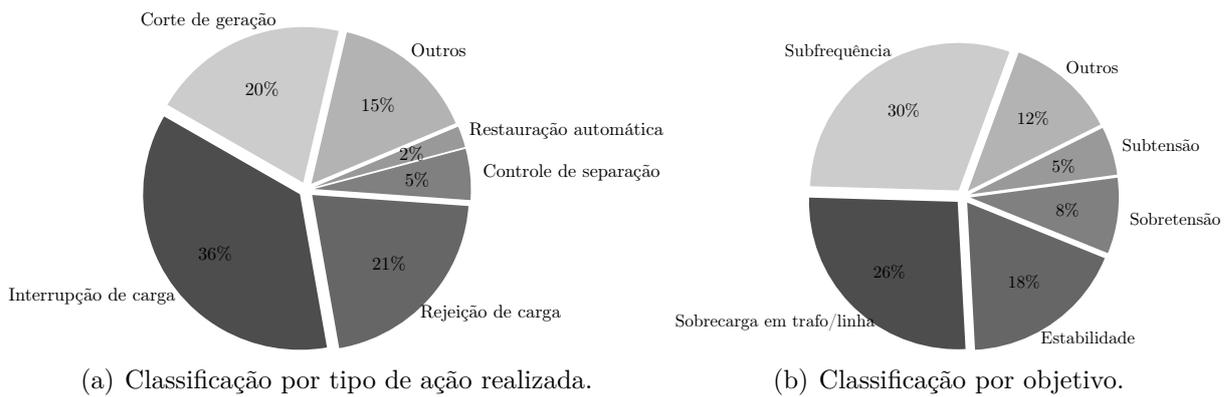


Figura 15 – Classificação dos EPSs no Brasil.

Fonte: Gomes, Junior e Sardinha (2004).

parte, de fenômenos desequilibrados, enquanto os EPSs atuam para eliminar ou controlar, geralmente, fenômenos trifásicos, equilibrados e de dinâmica mais lenta (ALMEIDA; PRADA, 2005).

A utilização de EPSs no SIN possibilita a manutenção da segurança operacional em grandes perturbações e durante os períodos hidrológicos críticos. Outro aspecto significativo é a sua contribuição para o aumento dos limites de transmissão entre áreas do sistema, bem como para a segurança do sistema em condições atípicas, como em períodos de economia de energia e na indisponibilidade de importantes elementos de transmissão.

O primeiro desses esquemas foi o processo de RC da região sul implementado em 1974. O esquema era composto por três estágios de corte, baseado em frequência absoluta, e permitia a transferência de energia entre as regiões sudeste e sul, assegurando o controle da frequência em casos de perda da conexão entre essas regiões e evitando o colapso generalizado das mesmas.

Posteriormente, houve um grande desenvolvimento dos EPSs com a entrada em operação do sistema de transmissão de 765 kV (60 Hz) associado à usina de Itaipu em 1981 e, posteriormente, com a construção do *link High Voltage Direct Current* (HVDC) de 2 pólos associado ao seu setor de 50 Hz ainda referente à usina de Itaipú e a construção da planta nuclear de Angra dos Reis.

Atualmente existem oito áreas de controle no Brasil cuja coordenação fica a cargo do Centro Nacional de Operação do Sistema (CNOS) que é um centro coordenador sem área de controle específica e sob responsabilidade do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS). A Figura 16 mostra a localização de cada centro coordenador e as áreas de divisão do ERAC. Cada área de controle possui um Centro de Operação do Sistema (COS) ou um Centro de Operação do Sistema Regional (COSR), responsável pela coordenação de sua respectiva área.

□ Norte (COSR-N) em Brasília;

- ❑ Nordeste (COSR-NE) em Recife (PE);
- ❑ Sudeste (COSR-SE) no Rio de Janeiro (RJ);
- ❑ Sul (COSR-S) em Florianópolis (SC);
- ❑ Minas Gerais (COS-MG);
- ❑ São Paulo (COS-SP);
- ❑ Paraná (COS-PR); e
- ❑ Rio Grande do Sul (COS-RS).



Figura 16 – Centros coordenadores e regionalização do ERAC.

O acompanhamento da carga é feito por grandes usinas e cada centro de operação recebe as seguintes informações:

- ❑ Informações dos intercâmbios de potência ativa que são medidos nas subestações de fronteira;
- ❑ Medição de frequência do sistema;
- ❑ Potências ativa geradas pelos geradores participantes do CAG da área; e

□ Frequência e o intercâmbio programados.

Cada região do Brasil aplica regras que definem a quantidade de carga conectada a ser rejeitada, bem como os limiares de frequência e seus respectivos tempos de operação. Para que os valores de tensão e frequência permaneçam em conformidade com seus limites projetados, cada região normalmente aplica estudos específicos para garantir a estabilidade do sistema mesmo em situações de sobrecarga.

Conforme aprovado pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), é de responsabilidade do ONS efetuar o acompanhamento dos montantes de carga disponibilizados para corte pelo ERAC, identificando as situações de não conformidade e as necessidades de adequação dos esquemas existentes (ONS, 2004b). O ONS dividiu o sistema elétrico brasileiro em dois blocos com esquemas diferenciados. O primeiro bloco é composto pelas regiões Sul, Sudeste e Centro Oeste, enquanto o segundo bloco agrega as regiões Norte e Nordeste. A Figura 16 mostra a divisão entre as áreas definidas.

As Tabelas 1 e 2 especificam os cinco estágios de corte com os respectivos ajustes de frequência em Hz e Hz/s (no caso da região N/NE que trabalha com duas filosofias) e a porcentagem de carga a ser rejeitada em cada limiar. A mínima frequência permitida (55,2 Hz) foi baseada nas características dos equipamentos auxiliares da planta de cada região. É possível verificar que para as duas regiões, 5 estágios de corte foram definidos. Os limiares de frequência e a porcentagem total de carga a ser removida do sistema, bem como sua distribuição em cada estágio, são definidas para cada região, conforme estudos de simulação e são baseados em contingências múltiplas que resultem no maior déficit de geração.

Tabela 1 – Rejeição de cargas (Regiões SE/CO/Sul).

Estágio	SE/CO		Sul	
	Ajuste (Hz)	Carga (%)	Ajuste (Hz)	Carga (%)
1 ^o	58,5	7,0	58,5	7,5
2 ^o	58,2	7,0	58,2	7,5
3 ^o	57,9	7,0	57,9	10,0
4 ^o	57,7	7,0	57,6	15,0
5 ^o	57,5	7,0	57,3	15,0

Tabela 2 – Rejeição de cargas (Regiões N/NE).

Estágio	Área Oeste		
	Ajuste (Hz)	Ajuste (Hz/s)	Carga (%)
1 ^o	57,8	0,7	6,0
2 ^o	57,1	1,1	7,0
3 ^o	57,1	1,6	11,0
4 ^o	55,5	2,2	8,0
5 ^o	55,2	3,2	8,0

Fonte: ONS (2004b), Gomes e Sardinha (2002)

A partir da observação das Tabelas 1 e 2, conclui-se que, para a correta aplicação do ERAC, um monitoramento contínuo da frequência do SEP deve ser realizado a fim de se evitar situações de colapso generalizado nas redes de transmissão e distribuição.

Além disso, a ANEEL, através de seus Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional - PRODIST, determina em seu módulo 8 (ANEEL, 2016), que tem a Qualidade da Energia Elétrica como seu principal objetivo, que as

instalações de geração conectadas ao sistema de distribuição, em condições normais de operação e em regime permanente, devem trabalhar dentro dos limites da Tabela 3. Quando da ocorrência de distúrbios é possível, ainda, a permanência de 30 segundos, após a saída da faixa mais permissível a fim de se permitir a recuperação do equilíbrio carga-geração.

Tabela 3 – Operação normal.

Estado	min (Hz)	max (Hz)	tempo (s)
Normal	59,9	60,1	-
Distúrbios	59,5	60,5	30

Tabela 4 – Condição de rejeição.

Estado	1º lim (Hz)	t_1 (s)	2º lim (Hz)	t_2 (s)
Extremos	< 56,5	-	> 66	-
Superior	> 62	30	> 63,5	10
Inferior	< 58,5	10	< 57,5	5

Fonte: ANEEL (2016)

Havendo necessidade de corte de geração ou de carga para permitir a recuperação do equilíbrio carga-geração, durante os distúrbios no sistema de distribuição, a frequência deve respeitar os limites descritos na Tabela 4. A condição extrema determina os limites mínimo e máximo que a frequência pode atingir sem comprometer todo o sistema. Os limites superior e inferior especificam o intervalo de tempo máximo em que a frequência pode ultrapassar seus valores para dois limites críticos distintos.

3.3 Parâmetros de Configuração do Projeto de Rejeição de Cargas

O projeto para definição dos parâmetros necessários para a configuração de um esquema de RC deve considerar e primar pela máxima proteção do sistema e a interrupção mínima de cargas. Embora não haja uma regra ótima estabelecida para se alcançar tais objetivos (JONES; KIRKLAND, 1988), existem certas decisões de projeto que são necessárias para o correto funcionamento do esquema:

□ Antecipação da sobrecarga máxima

Prever o valor máximo de sobrecarga passível de ocorrer em um SEP é uma tarefa não determinística. Sua escolha afeta diretamente nos limites estabelecidos para a proteção e na quantidade de serviço que poderá ser interrompido para os clientes na ocorrência de sobrecargas. A sobrecarga percentual média (L) é calculada de acordo com a Equação 35.

$$L = \frac{\text{carga} - \text{geração}}{\text{geração}} [p.u.] \quad (35)$$

Desta forma, uma perda de 50% da geração resultará em 100% de sobrecarga para o sistema, conforme pode ser visto na Equação 36.

$$L = \frac{1 - 0,5}{0,5} = 1 \text{ [p.u.]} \quad (36)$$

Um esquema de RC deve ser projetado para funcionar nos limites operacionais do SEP, ou seja, deve-se estimar a quantidade máxima de sobrecarga passível de ocorrência através de estudos de estabilidade, determinando-se a sobrecarga resultante da perda de geradores e linhas principais do sistema.

□ Escolha da quantidade de estágios

Embora a retirada de carga em apenas um estágio, levando-se em consideração a previsão da máxima sobrecarga, seja uma alternativa, tal ação acarretará na interrupção desnecessária de grande parte do serviço de energia para a maioria dos casos de sobrecargas. Além disso, a retirada de grandes blocos de carga levam o sistema rapidamente à condição de sobrefrequência até a estabilização por meios dos reguladores de velocidade.

O aumento da quantidade de estágios para remoção permite aumentar a precisão da quantidade de carga ótima que garantirá o equilíbrio de frequência do sistema sem a interrupção desnecessária de grandes blocos de cargas. Contudo, o aumento excessivo de estágios dificulta a coordenação entre os diversos limiares de frequência, além de aumentar significativamente o tempo total de restabelecimento da frequência.

□ Determinação da quantidade de carga a ser rejeitada em cada estágio

Primeiramente, deve-se prever a sobrecarga máxima a partir do cálculo da Quantidade Total de Carga (QTC) a ser retirada do sistema pela Equação 37. A sobrecarga percentual média (L) já foi especificada na Equação 35.

$$QTC = \frac{\frac{L}{1+L} - d \left(1 - \frac{f}{60}\right)}{1 - d \left(1 - \frac{f}{60}\right)} \quad (37)$$

O fator de redução de carga (d) é definido como a razão entre a variação percentual da carga e a variação percentual da frequência (Equação 38). O valor para d pode variar entre 1,2 e 7,8 (LOKAY; BURTONYK, 1968) e uma boa estimativa garante uma boa configuração em relés de frequência. Com o total de carga ajustado, deve-se dividir o montante entre os estágios de rejeição.

$$d = \frac{\text{variação percentual da carga}}{\text{variação percentual da frequência}} \quad (38)$$

□ Cálculo dos parâmetros do relé

O ajuste dos parâmetros dos relés de frequência dependem de alguns fatores, como:

- Frequência de ajuste;
- O número de estágios;
- O tempo de operação dos relés;
- O tempo de operação dos disjuntores;
- A precisão dos relés.

Para a configuração adequada de relés de sub-frequência, a taxa de decaimento da frequência deve ser conhecida para diferentes magnitudes de sobrecarga. Desta forma, a taxa de variação média da frequência ($\frac{\Delta f}{\Delta t}$) é dada pela Equação 39 (JONES; KIRKLAND, 1988). O parâmetro p representa o fator de potência da máquina, enquanto f_0 e f_1 representam os limiares de frequência para o intervalo considerado.

$$\frac{\Delta f}{\Delta t} = \frac{pL(f_1 - f_0)}{H \left(1 - \frac{f_1^2}{f_0^2}\right)} \quad (39)$$

Primeiramente, deve-se calcular a Equação 39 para a sobrecarga máxima prevista (Equação 37) para o primeiro estágio de rejeição. Como primeira tentativa, o relé deve ser configurado para a máxima frequência permitida para o estágio 1 e com o mínimo tempo de atraso. Em seguida é possível calcular a quantidade de tempo necessário para desconexão do bloco de carga, dada pela Equação 40, a partir do tempo de operação do relé (R_{TO}), o tempo de atraso intencional ($T_{ATRASSO}$) e o tempo de operação do disjuntor (D_{TO}). Utilizando as curvas características do relé de sub-frequência, geralmente fornecida pelo fabricante, deve-se determinar a frequência em que a carga deverá ser removida para o primeiro estágio.

$$Tempo = R_{TO} + T_{ATRASSO} + D_{TO} \quad (40)$$

Para a configuração dos próximos estágios uma margem de segurança deve ser definida conforme mostra a Equação 41. Repetindo-se o procedimento anterior, os ajustes para cada estágio deverão ser determinados. Se a frequência de corte para o último estágio for menor que a frequência mínima permitida, então o projeto deve ser revisto e os parâmetros iniciais devem ser modificados.

$$Ajuste = Frequência\ de\ corte\ anterior - Margem\ de\ segurança \quad (41)$$

□ Prioridade de cargas

Para a determinação das cargas que serão desconectadas a cada estágio do esquema de RC é necessário classificá-las segundo uma ordem de prioridade. Blocos de carga com baixa prioridade devem ser removidos primeiramente, enquanto cargas com alta prioridade devem ser poupadas. Contudo, algumas variáveis influenciam na prioridade relativa das cargas para que seja determinada sua expectativa de remoção ou preservação. A escolha das cargas a serem descartadas depende de uma série de fatores:

- sociais;
- econômicos;
- políticos;
- legislativos;
- decisões corporativas;
- imagem da concessionária;
- dentre outros.

Além disso, a própria carga não é constante, sendo modificada conforme o perfil do consumidor (comercial, industrial e residencial); da operação do SEP, das características sazonais, etc. Essa incerteza torna o processo de predição da quantidade ótima de carga a ser rejeitada, em um determinado tempo, e em uma região específica do SEP, uma tarefa árdua (SANTOS et al., 2012).

3.4 Estado da Arte

A problemática de controle sobre o decaimento da frequência sempre foi uma das principais dificuldades encontradas por engenheiros eletricitas na expansão do sistema de transmissão de energia elétrica devido à sobrecargas em linhas de interconexão. As primeiras publicações que abordam a metodologia clássica de RC datam de meados da década de 50 e algumas propostas de controle de cargas a partir do monitoramento da frequência foram sugeridas.

Neste contexto, um dos primeiros trabalhos a abordar tal temática diz respeito à Gierisch (1954). Nele, o autor afirma que o primeiro plano de RC foi realizado nos EUA após as interrupções de 1929 e 1931. Nesta época, recursos de telemetria e controle automático eram escassos, e para contornar situações de sobrecarga, era política das concessionárias garantir reserva de geração excedente, a partir da previsão de consumo diário e interconexões redundantes. Como consequência, em ambos casos, sobrecargas não programadas saturaram interconexões da rede, o que acarretou a perda de geração, seccionando porções do sistema de forma indevida. Como medida inicial, optou-se por instalar medidores de frequência em todas as estações e um plano de RC manual foi adotado se mostrando ineficaz futuramente. Já os primeiros relés de sub-frequência foram instalados em 1938 e tinham por objetivo isolar porções do sistema de forma radial. Contudo, a

remoção dos blocos de cargas ainda era realizada manualmente e tal esquema só era possível devido ao tamanho reduzido do sistema. Com o aumento de sua complexidade, em 1948 foi adotado o esquema de RC automático por relés de sub-frequência em algumas subestações e, finalmente, em 1954 (ano de publicação do trabalho), a grande maioria do sistema já operava de forma automática. Como conclusão, o autor considera indispensável o uso de esquemas automáticos de RC. Também afirma que os requisitos dependem do tipo do sistema, das condições de suas cargas, do controle automático, de suas interconexões e até mesmo da preferência pessoal de seus projetistas.

Fountain e Blackburn (1954) descrevem o comportamento do sistema elétrico sobre a ação de sobrecarga. As características de curvas de frequência são obtidas a partir do modelo da taxa de decaimento da frequência. Como resultado, conclui-se que a constante de inércia é um dos parâmetros que afetam inversamente a trajetória do declínio da frequência, enquanto o torque acelerante é diretamente proporcional. Além disso, o trabalho propõe um roteiro simplificado para se projetar um esquema de RC convencional, inclusive descrevendo a sequência necessária para se definir os parâmetros de configuração dos relés de sub-frequência.

Dalziel e Steinback (1959) também descrevem o comportamento da frequência a partir do equacionamento da dinâmica do sistema. Como diferencial, aplicam a abordagem proposta em um SEP teste que é um projeto de expansão do um sistema elétrico de Jamshedpur na Índia. A conclusão obtida é que o método deve ser cuidadosamente aplicado para se evitar desconexões indesejadas pela falsa atuação dos relés e sugerem a tomada de decisão simultânea com o esquema de proteção de sub-tensão.

Na sequência, tem-se uma grande motivação para a pesquisa de melhores esquemas de RC devido ao blecaute de 1965, ocorrido na região nordeste dos Estados Unidos, que deixou aproximadamente 30 milhões de pessoas sem eletricidade por 13 horas (CONROY, 1995). Tal evento ocorreu devido a atuação de um relé de sobrecorrente em uma linha de transmissão que sobrecarregou as demais linhas do sistema e levou ao colapso generalizado de toda região nordeste. Diante de tal gravidade, houve uma mudança na concepção e manutenção de projetos e operações dos sistemas elétricos (TAYLOR, 1992). O *North American Electric Council* (NERC) foi criado com o intuito de coordenar os conselhos regionais para aumentar a confiabilidade do sistema elétrico americano. Desta forma, recomendou-se a implementação de um esquema automático de RC durante condições de sub-frequência, que em inglês denomina-se *Under Frequency Load Shedding* (UFLS). Ficou determinado que cada região contida no NERC definiria suas próprias regras sobre o tempo, frequência e a quantidade de carga a ser rejeitada, ou seja, houve uma descentralização do projeto de RC.

Conseqüentemente, vários estudos foram efetuados desde 1965 a fim de se obter melhores resultados no controle das cargas em sistema sobrecarregados. Algumas variações do algoritmo de Fountain e Blackburn (1954) foram criados. Cita-se aqui o trabalho

publicado por Berdy (1968) que, embora não traga contribuições significativas, sumariza os conceitos e procedimentos adotados até a época; e a pesquisa de Lokay e Burtnyk (1968) que propõem um método de cálculo de configuração ótima dos parâmetros para relés de sub-frequência.

Vale ressaltar que esforços industriais também resultaram na definição de dois padrões relacionados à operação anormal da frequência em sistemas elétricos, desenvolvidos pelo IEEE (IEEE, 1987b; IEEE, 2007). Em IEEE (1987b) um guia para proteção de equipamentos relacionados ao sistema de geração foi elaborado. Detalhes a respeito de instalações com turbina à vapor, nuclear e à combustão são fornecidos, relacionando os efeitos de seus componentes quando operados em frequência fora dos limites permissíveis. Métodos recomendados para coordenação com esquemas automáticos de RC também são fornecidos para que a atuação da proteção seja realizada de forma correta e seletiva.

Anderson e Mirheydar (1992) apresentam uma metodologia adaptativa, baseada na declividade inicial da taxa de variação de frequência, para a determinação da quantidade de carga a ser rejeitada em relés de sub-frequência. Neste trabalho, utiliza-se o modelo *System Frequency Response* (SFR) linearizado para a representação de um SEP. Segundo os autores, a declividade inicial contém toda a informação necessária para se estimar o déficit de geração causado pelo ilhamento do sistema, pois quanto mais acentuada é a inclinação da frequência, maior deverá ser o montante retirado. O primeiro estágio de corte é considerado o mais importante, sendo definido de forma adaptativa. Os demais estágios são realizados de forma incremental até se atingir a estabilidade do sistema. A análise da taxa de variação de frequência proveu um bom indicador para a escolha do montante de carga a ser removida do sistema.

O trabalho apresentado por Chuvychin et al. (1996) propõe um esquema adaptativo de RC, baseado no plano de fase da frequência do sistema ($\frac{\delta f}{\delta t}$ vs f), onde são definidas regiões limites para a configuração dos parâmetros de relés de sub-frequência quando há perda de mais de uma unidade geradora. Para isso, a técnica proposta reinicia a configuração do relé se um novo decaimento da frequência, diferente do inicial, ocorrer. Além disso, fornece uma técnica, denominada *Under Frequency Governor Control* (UFGC), para coordenar o processo de RC e a ativação da reserva girante do sistema através do controle de velocidade local.

No Brasil, o esquema de RC é coordenado pelo ONS e denomina-se Esquema Regional de Alívio de Cargas (ERAC) (ONS, 2004b). Semelhante ao esquema UFLS americano, as ações de controle aplicadas em situações de sub-frequência são efetuadas localmente, ou seja, cada área do sistema possui um esquema regional associado, conforme foi visto na Seção 3.2. Ressalta-se que o Brasil, assim como a maioria dos outros países, utiliza o método convencional de RC, baseado no valor absoluto e na derivada da frequência. Muitas vezes essa abordagem traz desvantagens intrínsecas ao modelo adotado, conforme será explicado no corpo deste trabalho.

Shokooh et al. (2005) defendem a necessidade de um método moderno de rejeição de carga que utilize gerenciamento computadorizado analisando a topologia da rede e a otimização do processo, ao invés dos esquemas mal condicionados que são utilizados atualmente. O método convencional é detalhado, destacando-se os processos que utilizam relés de sub-frequência, esquemas com intertravamento seccionador e por controlador lógico programável. Um sistema inteligente para RC é proposto, destacando-se os requisitos necessários e o esquema genérico para a sua implementação. Tal esquema combina dados do sistema em tempo real, classificação de equipamentos, parâmetros de controle definidos pelo usuário, base de conhecimento de simulações previamente realizadas, dependências do sistema e atualizações periódicas das tabelas de rejeição de cargas. Os benefícios esperados são apresentados a partir da comparação das respostas esperadas do modelo convencional por relés de sub-frequência e o esquema inteligente. Por fim, um estudo de caso é exposto a partir de um caso real de sucesso implementado em uma instalação industrial, obtendo-se tempos de atuação menores que 100 milissegundos.

Em IEEE (2007) uma força tarefa desenvolveu um guia para aplicações de relés de proteção utilizados na rejeição e restauração de cargas em cenários de condições anormais de frequência. O documento apresenta uma série de recomendações e práticas a serem adotadas, explicando os modelos convencionais aplicados em alguns países e, principalmente, nas diversas regiões dos Estados Unidos. Além disso, fornece informações sobre as limitações de certos métodos e alguns exemplos práticos de aplicação e as consequências para a tensão do sistema.

Técnicas inteligentes têm demonstrado desempenhos superiores à técnicas convencionais (MITCHELL et al., 2000; THALASSINAKIS; DIALYNAS; AGORIS, 2006; SALLAM; KHAFAGA, 2002; AMRAEE et al., 2007; AMRAEE; MOZAFARI; RANJBAR, 2006; PARNIANI; NASRI, 2006; HOOSHMAND; MOAZZAMI, 2012), transformando-se em alternativas atrativas de compensação de falhas dos modelos tradicionais, principalmente no desenvolvimento de algoritmos otimizados que forneçam bons resultados frente à abordagem estática (CONCORDIA; FINK; POULLIKKAS, 1995). Em Hsu, Chuang e Chen (2008) uma Rede Neural Artificial (RNA) é treinada para executar um esquema de RC adaptativo em uma unidade de cogeração industrial. Diversas variações do algoritmo de treinamento *back-propagation* foram adotados e incorporados para a execução da fase de aprendizagem da arquitetura *feed-forward*. O algoritmo *Levenberg-Marquardt Back-Propagation* (LMBP) obteve o menor tempo de treinamento e atingiu a menor quantidade de épocas, mostrando-se a melhor opção encontrada.

Hirodontis, Li e Crossley (2009) analisam o comportamento de uma rede com cargas e geradores distribuídos de diferentes tipos e tamanhos. É proposto um novo método de RC em redes de distribuição ilhada com abordagem adaptativa em que o cálculo da magnitude da perturbação é feito de forma *on-line*. Através de simulação pelo *software Power System Analysis Package* (PSCAD), os autores investigaram a sensibilidade da

frequência e da tensão do sistema, considerando ainda a localização do distúrbio como parâmetro de entrada.

Yari, Nourizadeh e Ranjbar (2010) propõem um algoritmo baseado na resposta de frequência de geradores para determinar a melhor sequência de cargas a serem restauradas em unidades de geração hidráulicas e térmicas, devido à capacidade de partida independente (*black start operation*) deste tipo de configuração. O sistema é modelado em diagrama de blocos e as respectivas funções de transferências são apresentadas tanto para o modelo hidráulico quanto para o térmico. Depois de simuladas todas as sequências possíveis, obtém-se a melhor configuração para garantia da estabilidade da frequência do sistema. Conclui-se pelo apresentado que a escolha deve ser baseada primeiramente na restauração das cargas alimentadas por regiões hidráulicas, deixando as regiões térmicas para ações posteriores.

Arulampalam e Saha (2010) propõem um método dinâmico e rápido de rejeição e restauração de cargas baseado no ajuste de cargas a serem rejeitadas a partir da taxa de variação entre limiares de frequência. Com isso, a resposta adaptativa da operação de RC varia com base na severidade da contingência, obtendo-se melhores velocidades no restabelecimento da frequência. Para a medição de frequência os autores utilizam o conceito de *Phase-Locked Loop* (PLL) combinado com fasores de tensão para identificar eventuais distúrbios. Toda a implementação é feita dispondo do *software* PSCAD, utilizando ainda um modelo de 12 barras do *Institute of Electrical and Electronics Engineers* (IEEE) para simulação do processo.

Métodos apropriados de RC devem ser eficientes e robustos, garantindo confiabilidade e segurança nas diversas situações de operação da rede elétrica. Nesse contexto, onde os processos de RC devem ser otimizados, existe a necessidade de buscar novos métodos e tecnologias que forneçam gerenciamento rápido e otimizado, analisando a topologia do sistema de forma dinâmica e dependente das suas condições operativas.

A partir dos estudos preliminares expostos, observa-se a existência de determinadas limitações que sob certas condições operativas podem inviabilizar o correto funcionamento do projeto de RC. Desta forma, pretende-se desenvolver um novo esquema de RC que leve em consideração a topologia da rede de transmissão e as características dinâmicas de seus parâmetros. Todo o processo deverá ser automatizado, buscando-se a otimização de suas tarefas a partir de um SMA que controlará cada porção do sistema de forma centralizada. Além disso, a simulação deverá ser realizada com requisitos de tempo real para que os tempos de atuação e resultados esperados possam se aproximar das situações encontradas em campo.

3.5 Considerações sobre a Rejeição de Cargas por Subfrequência

O presente capítulo abordou o comportamento da frequência do sistema quando sujeita às situações de sobrecarga. Os vários fenômenos relacionados a sua oscilação e experimentados pelos equipamentos do sistema elétrico foram descritos. As normas que guiam a proteção de geradores foram especificadas para que os limites estabelecidos sejam conferidos no modelo proposto.

As equações que definem o comportamento da frequência, a partir da equação clássica de balanço do sistema, foram apresentadas, focando-se no esquema de RC utilizado para controlar o declínio da frequência ocasionado pelo desbalanço de potência entre carga e geração. Tanto os requisitos para a definição de um novo projeto de RC, assim como a filosofia adotada pelo Brasil, denominada ERAC, foram explanadas.

As informações aqui contidas, focadas principalmente no levantamento histórico bibliográfico, guiarão o projeto de construção de uma nova metodologia de RC aplicada à SEPs, propiciando resultados melhores que os obtidos pela metodologia convencional.

Plataformas, Protocolos e Sistema Elétrico Utilizado

Os Agentes do SMA foram embarcados em plataformas computacionais de alto nível, como o PCI-104, com suporte a vários recursos de gerenciamento de dispositivos de entrada e saída, padrão *Ethernet*, entre outros, para controle do novo processo de RC. Para isso, o SO de tempo-real RTAI dará suporte às restrições de tempo real estabelecidas pelo RTDS.

Desta forma, além da descrição das ferramentas utilizadas, também serão destacados os ensaios e testes executados com um SEP genérico. Os experimentos realizados servirão como base de comparação com o novo modelo proposto.

4.1 Breve Levantamento sobre Plataformas Computacionais Dedicadas

McLaren et al. (1993) apresentaram uma plataforma em hardware genérica para a implementação de filosofias de proteção em SEPs com configuração em linguagem C, permitindo o desenvolvimento de funções de proteção independentes da arquitetura do *hardware*. Para isso, um *Digital Signal Processor* (DSP) com arquitetura 386 foi utilizado para gerenciamento dos módulos. O projeto do *hardware* levou em consideração as inúmeras filosofias de proteção que necessitam da transformada de Fourier para extrair as componentes harmônicas do sinal de entrada. Considerando a décima quinta harmônica, optou-se por uma taxa amostral de 32 amostras por ciclo armazenadas em um *buffer*. Um sistema de registro de dados foi implementado sobre os canais de entrada possibilitando o armazenamento de informações de pré-falta com até 20 ciclos de duração. Rotinas comuns em funções de proteção foram desenvolvidas através de um *software* em linguagem C. Assim algoritmos baseados na *Fast Fourier Transform* (FFT), no *Root Mean Square* (RMS), nas componentes de sequência, no cálculo da frequência, da impedância de fase e neutro, por exemplo, foram implementados. O teste do aparato foi realizado através de um SEP

simulado via o RTDS com resultados favoráveis ao protótipo criado.

Ruan e Lin (2005) criaram um relé de proteção baseado em um DSP de baixo custo. Algoritmos de proteção de sobrecarga por tempo inverso, cálculo de sequência positiva, negativa e zero e proteção contra partida longa aplicados sobre motores de médio porte foram desenvolvidos. A comparação com outros dispositivos foi feita através da implementação de ferramentas de extração fasorial utilizando a Transformada de Fourier (TF) e o método dos mínimos quadrados. Os resultados apresentaram bom desempenho com velocidade e precisão superior ao da TF de ciclo completo e outros filtros baseados na FFT para extração dos componentes harmônicos do sinal.

Monaro et al. (2012) desenvolveram uma plataforma de integração de *hardware* e *software* para executar algoritmos de gerenciamento, controle e proteção de sistemas elétricos. O objetivo foi diminuir o tempo de desenvolvimento de novos algoritmos ligados à área de sistemas elétricos de potência, possibilitando a execução de testes em tempo real. O sistema proposto é composto por uma placa de processamento ligada a uma placa de aquisição de dados que seguem o padrão PC104 e pelo emprego do sistema operacional RTAI em *Linux*. A utilização de um SO permitiu empregar linguagens de programação largamente utilizadas em microcomputadores convencionais como C e C++, ao contrário da programação de DSPs e Field Programmable Analogic Arrayss (FPAAs) que requerem esforços consideráveis e são dependentes da arquitetura empregada e/ou não dispõem de um sistema operacional de propósito geral para facilitar a programação e gerenciamento de periféricos. A escolha da plataforma PC104 foi realizada por permitir a implementação de computação embarcada em ambientes industriais a partir de um sistema operacional em tempo real. Além disso possui formato reduzido, ausência de partes móveis e sistema de refrigeração realizado somente com dissipadores, aumentando consideravelmente a robustez e flexibilidade do sistema. Para validar a plataforma um SEP teste é proposto e alguns algoritmos de proteção foram implementados na linguagem C++, como: proteção diferencial do estator, proteção de sobrecorrente de neutro e proteção contra sobrecorrente instantânea de fase. Os resultados obtidos foram comparados com relés comerciais, mostrando a viabilidade da solução.

Monaro (2013) projetou a biblioteca de propósito geral *OpenRelay* para dar suporte ao desenvolvimento e implementação de algoritmos de proteção e gerenciamento de SEPs. A biblioteca foi escrita em código C++ com orientação à objetos e suporte à diretivas em tempo real para diminuir o tempo de implementação e possibilitar maior flexibilidade em testes de sistemas elétricos. Para validação do código, a mesma foi embarcada na plataforma PC104 a partir do SO em tempo real RTAI. Um SEP teste foi simulado para validação do código proposto. As seguintes filosofias de proteção foram implementadas: proteção diferencial do estator (87G) e de sobrecorrente de neutro (51GN) e a proteção contra sobrecorrente instantânea de fase (50). O desempenho das funções foi comparado com um relé comercial a partir do desempenho das funções de proteção, o tempo de processamento

e pela taxa de amostragem utilizada. O código da biblioteca foi disponibilizado para o público sobre uma licença GNU de documentação livre General Public License (GPL) e pode ser acessada em (MONARO, 2015).

AbdElwahid et al. (2014) apresentaram a implementação de um sistema centralizado de RC em tempo real com adaptabilidade. Ao contrário dos trabalhos similares publicados, a abordagem foi realizada sobre equipamentos industriais reais e não apenas via simulação. A quantidade de carga a ser rejeitada é estimada com base na taxa de decaimento da frequência, sendo distribuída nos barramentos de carga de acordo com o respectivo afundamento de tensão. Para isso, uma plataforma digital em tempo real OPAL-RT é utilizada juntamente com unidades de medição fasoriais (*Phasor Measurement Units* (PMUs)), um relógio do sistema de posicionamento global (do inglês, *Global Positioning System* (GPS) *Clock*) e um *Synchrophasor Vector Processor* (SVP), embarcados em relés digitais e conectados em uma rede *Local Area Network* (LAN). O sistema IEEE 9-Barras é utilizada para teste e validação da metodologia proposta. Os PMUs coletam as medidas sincronizadas em tempo real em diversos pontos de monitoramento do SEP modelado na plataforma em tempo real e envia as informações para o SVP que serve como central de processamento para análise da quantidade de carga a ser rejeitada. O SVP retorna aos relés instalados nos barramentos de carga os sinais de rejeição apropriados. O algoritmo de rejeição utiliza os valores de frequência e tensão que são monitorados de forma contínua para detectar o desequilíbrio entre geração e demanda e calcula a quantidade de carga a ser rejeitada em cada barramento de carga do sistema com base no afundamento de tensão correspondente. Os resultados mostraram a eficácia do método e adaptabilidade do algoritmo frente as diversas contingências testadas.

4.2 Plataformas Computacionais Utilizadas

As ferramentas e sistemas necessários para a execução deste trabalho serão apresentadas a seguir. Uma plataforma, consistindo de *hardware* e *software* irá compor a solução final do sistema de RC. O SMA será embarcado nesta plataforma e trabalhará em tempo real no gerenciamento e tomada de decisão.

4.2.1 *Real Time Digital Simulator*

Embora existam diversas ferramentas de simulação específicas para SEPs, principalmente as digitais como o EMTP, ATP e PSCAD/EMTDC, muitas carecem de velocidade de processamento para refletir condições de monitoramento, análise e atuação em tempo real. Essa característica influencia diretamente na representação e análise de um SEP em malha fechada, onde a resposta obtida pode ser utilizada para realimentar o controle do processo.

Com o significativo avanço da área de processamento digital de sinais e da modelagem eficiente e precisa de componentes elétricos, tornou-se possível simular grandes sistemas elétricos de potência em tempo real. Neste sentido, vale afirmar que a modelagem do SEP utilizado para teste e validação da metodologia proposta neste trabalho será realizada via o RTDS. Procura-se, desta forma, representar o esquema proposto em um meio de simulação computacional que o reproduza de forma adequada, ou muito próxima da situação real encontrada em campo. A Figura 17 mostra o *rack* do equipamento RTDS instalado no Laboratório de Sistemas de Energia Elétrica (LSEE).



Figura 17 – Rack do RTDS no LSEE.

O RTDS é um sistema digital de testes em tempo real especializado em reproduzir fenômenos transitórios eletromagnéticos de sistemas de potência. O mesmo foi fabricado pela RTDS Technologies Inc, localizada em Winnipeg, Canadá e pode ser utilizado principalmente para testes de controle em malha fechada, pesquisas e desenvolvimento de novos esquemas de proteção e simulações de sistemas de potência.

O RTDS é composto por *hardware* especializado e por *software* desenvolvidos especificamente para a aplicação de transitórios eletromagnéticos. O *hardware* é baseado na arquitetura de processamento paralelo com vários DSPs de alta velocidade, o que possibilita a representação fidedigna de SEPs sem o comprometimento do passo de simulação que, tipicamente, varia entre 45 e 75 μ s. O conceito de subsistemas matematicamente isolados

é utilizado para distribuir a carga computacional entre os processadores (KUFFEL et al., 1995).

Com relação a parte de *software* do RTDS, toda a interação entre o usuário e o *hardware* é realizada sobre uma família de ferramentas computacionais gráficas denominadas *RSCAD Software Suite* cujos diversos módulos são responsáveis tanto pelo gerenciamento de arquivos de simulação quanto pela apresentação e análise dos dados obtidos.

Como o RTDS combina as propriedades de operação em tempo real de simuladores analógicos com a flexibilidade e precisão de programas de simulação digitais, existem muitas áreas onde esta tecnologia pode ser aplicada, inclusive com dispositivos em malha fechada. Existe uma biblioteca vasta de modelos de componentes para sistemas de potência e, pode-se ainda, adicionar novos módulos, garantindo flexibilidade no estudo do projeto e representatividade muito próxima do comportamento dinâmico do sistema real. Porém, sua capacidade é limitada pelo hardware instalado. Desta forma, para se representar sistemas grandes e complexos com precisão, é necessário um investimento proporcional em *hardware* para que não haja comprometimento do passo de simulação.

Desta forma, elegeu-se o RTDS como ferramenta de simulação pelas características supra-citadas, destacando-se a configuração de circuitos em malha fechada, o que possibilita a construção de arranjos com realimentação, adequando a resposta do sistema de acordo com a referência de saída. Além disso, sua característica de simulação em tempo real possibilita a representação de um SEP de forma confiável e mais próxima possível do comportamento dinâmico real do sistema.

4.2.2 PCI-104

Com o crescente avanço tecnológico, maior desempenho é exigido para a arquitetura de barramento, principalmente quando se trata de dispositivos I/O de alta velocidade. Para acomodar a substituição gradual dos dispositivos de barramento *Industry Standard Architecture* (ISA) com dispositivos *Peripheral Component Interconnects* (PCIs), o PC/104 foi aprovada pelo Consorcio PC/104 em 1992 (PC104 Consortium, 2014). A mesma se tornou disponível de forma robusta, tornando-se um padrão para a indústria de automação. Assim, essa arquitetura oferece uma ponte de conexão entre sistemas com *hardware* legado (tecnologia desatualizada ou ultrapassada) enquanto atende aos requisitos de alta velocidade para hardware presente e futuro.

Sistemas embarcados no PC/104 foram bastante difundidos, principalmente na área de controle, devido às suas características de alta qualidade, confiabilidade, pequeno tamanho estrutural, flexibilidade de configuração, suprimento único de energia, e baixa dissipação de potência (YAO et al., 2003; XIAO-HONG et al., 2009). A utilização de sistemas embarcados em *hardware* permite a execução de sistemas em malha fechada em configuração *Hardware in Loop* (HIL).

A simulação HIL é uma técnica utilizada no desenvolvimento de sistemas embarcados em tempo real de alta complexidade (HALVORSEN, 2011). Sensores e atuadores agem como interface entre o meio externo e o modelo da planta simulada. Desta forma, o sistema embarcado em teste implementa seu algoritmo de controle e emite sinais na forma de atuadores. Alterações nos sinais de controle resultam em alterações nos valores das variáveis de simulação da planta. Com isso, obtém-se uma plataforma em *hardware* efetiva para o desenvolvimento e teste de soluções em tempo real. A estreita paridade com a planta simulada permite o conhecimento do sistema e a configuração de seus parâmetros antes da aplicação sobre o processo real.

A Figura 18 mostra a evolução do barramento da arquitetura PC/104 até a concepção da tecnologia mais atual (PCIe/104). O barramento PCI-104, que foi utilizado para embarcar o algoritmo de rejeição deste trabalho, é uma arquitetura apenas com barramento do tipo PCI que acomoda os avanços de dispositivos atuais

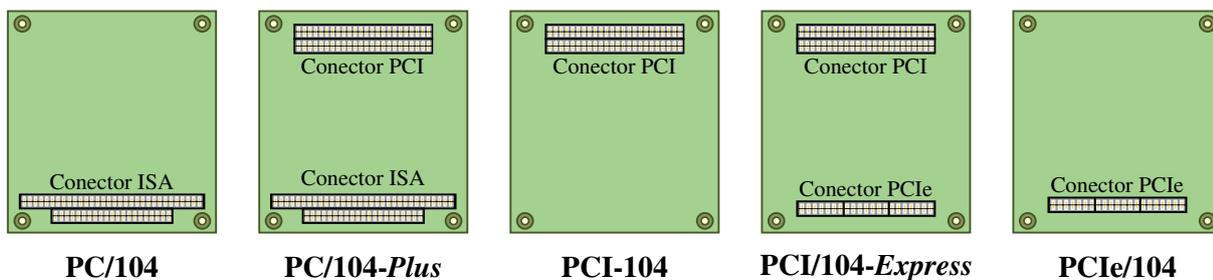


Figura 18 – Evolução do barramento PC/104.

Adaptado de PCI/104 (2016).

A Figura 19 ilustra um empilhamento genérico de dois módulos PCI-104, um módulo PC/104-Plus, um módulo PC/104 16-bit e um módulo PC/104 8-bit. Foi definido como máxima configuração a quantidade de quatro módulos adicionais mais a placa mãe do dispositivo com barramento PCI. Se módulos PC/104 são utilizados nesta arquitetura, os mesmos devem estar no topo da pilha uma vez que não suportam a conexão de módulos PCIs. A Figura 20 mostra a placa mãe da plataforma PCI-104 utilizada para os experimentos deste trabalho.

O conjunto de placas que compõem o PCI-104 utilizado neste trabalho conta com uma placa de processamento de dados, uma placa de rede com suporte ao protocolo IEC 61850 e uma fonte de energia. A placa de processamento de dados tem como características:

- ❑ Processador Intel DualCore 1.66GHz;
- ❑ 1GB de Memória RAM DDR3;
- ❑ 10GB de Armazenamento Interno em cartão *Compact Flash* (CF);
- ❑ 1 Placa de rede Ethernet 10/100 Mb/s;

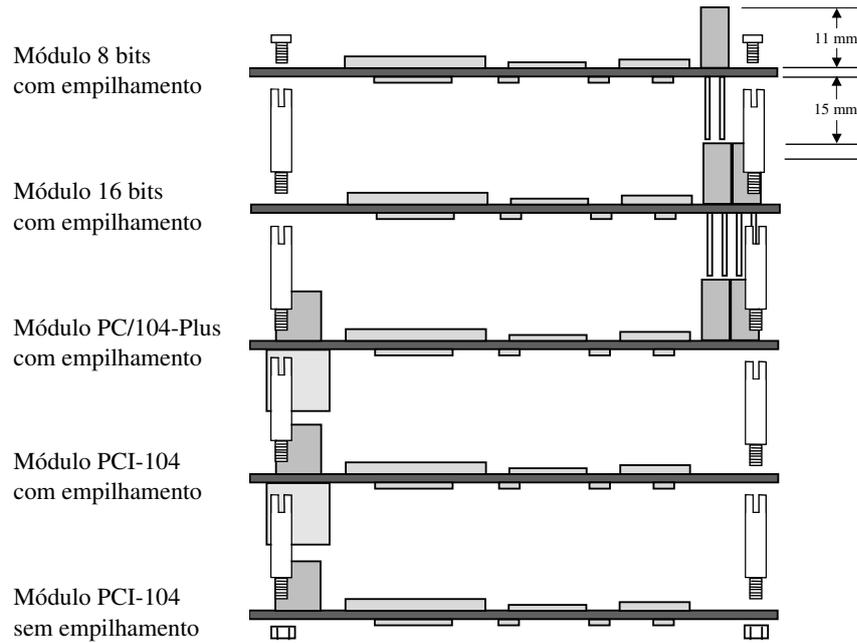


Figura 19 – Empilhamento dos módulos PCI-104.

Fonte: PC104 Consortium (2008).

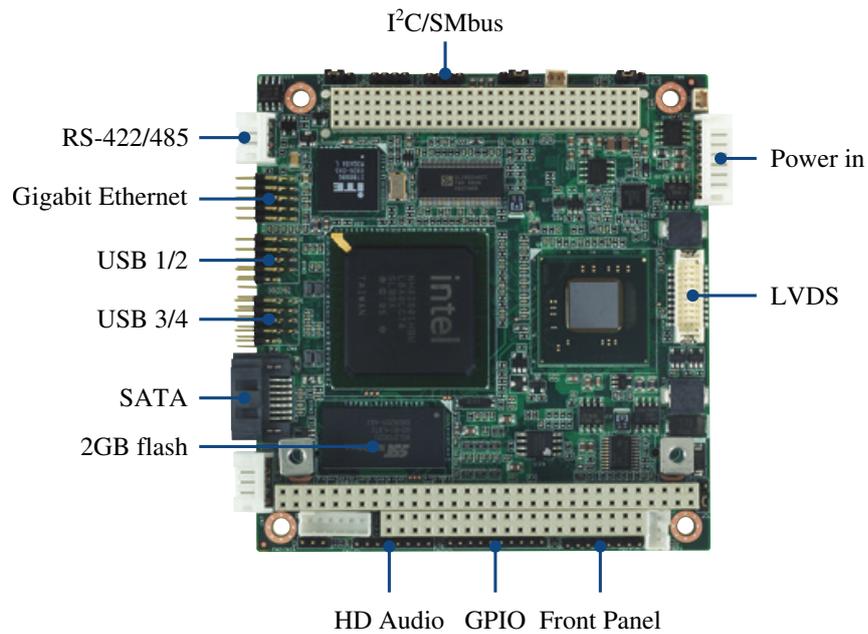


Figura 20 – Placa mãe da plataforma PCI-104.

Fonte: Advantech (2016).

- ❑ 4 Portas USB 2.0;

A escolha da placa de aquisição de dados baseou-se na disponibilidade do *driver* desta placa com o protocolo IEC 61850. A placa escolhida tem como principais características:

- ❑ *Buffer* de 512 amostras.
- ❑ Protocolo IEC 61850.

Como módulo de energia utilizou-se um modelo que possui as seguintes propriedades:

- ❑ Potência de saída de 154 W;
- ❑ Tensão de entrada variável entre 6 V e 36 V;
- ❑ Saídas $\pm 3,3 V$, $\pm 5 V$ e $\pm 12 V$.

A plataforma PCI-104 e uma plataforma poderosa e de pequena escala, com baixo consumo de potência e alta disponibilidade. Por ser um PC compatível, permite o uso de programas dos sistemas operacionais mais conhecidos (KOHVAKKA et al., 2002). A estrutura representada na Figura 21 foi montada em laboratório e os testes foram conduzidos para uma taxa de amostragem de 16 amostras por ciclo de 60 Hz.

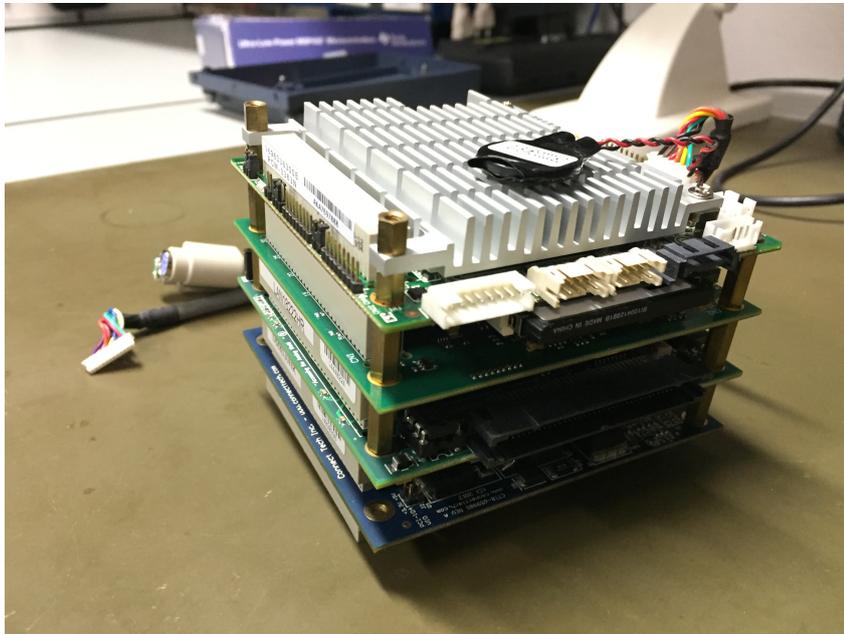


Figura 21 – Plataforma PCI-104 configurada em laboratório.

Dependendo do desempenho de sua *Central Processing Unit* (CPU) é possível utilizar um SO de propósito geral como, por exemplo, o *Linux* ou o *Windows*. Comparado com um SO embarcado de tamanho reduzido, a variedade de serviços disponibilizados e os *drivers* de dispositivos para controle de aplicações de periféricos são melhor assistidos por SOs robustos, evitando-se a necessidade de construção de interfaces complexas para dispositivos de entrada e saída.

4.3 Software de Controle e Gerenciamento em Tempo Real

Para esta pesquisa, a fim de acomodar os requisitos de tempo de atuação, torna-se necessário garantir o tempo de resposta do sistema de potência em análise, caso contrário,

em casos extremos, a frequência continuará caindo indiscriminadamente e o corte de cargas realizado não corresponderá ao valor necessário para seu restabelecimento pleno. Portanto, um sistema operacional em tempo real (*Real Time Operation System* (RTOS)) deve ser utilizado para garantir a execução de certas tarefas em um intervalo de tempo pré-determinado.

Segundo Laplante (2004), um sistema em tempo real é aquele que deve satisfazer explicitamente restrições de tempo de resposta podendo ter consequências de risco ou falha não satisfazendo às suas restrições. Dessa forma, o conceito de velocidade não está inserido na definição deste tipo de sistema. Basicamente um sistema em tempo real deve controlar, monitorar ou responder a estímulos em sua entrada em um tempo pré-determinado (IEEE, 1990). O tempo de resposta de cada sistema em tempo real é dependente do domínio de aplicação, da previsibilidade de seu comportamento e do estímulo resultante do ambiente em que está inserido.

Um RTOS é um sistema previsível com rápida resposta a um determinado evento, fornecendo tempos mínimos de latências de interrupção e de alternância entre tarefas mínimos. Com esse propósito surge o RTAI (RTAI, 2014), que é uma extensão do *kernel Linux* que permite o desenvolvimento de aplicações com restrições de tempo, mantendo a consistência e coerência do sistema.

Existem várias maneiras de se implementar restrições de tempo, contudo, SO de tempo real facilitam o gerenciamento de recursos do sistema e possuem um gerenciador de tarefas preemptivo com prioridades entre as tarefas. Existem alguns projetos que fornecem suporte para sistemas operacionais de tempo real, tais como: QNX (QNX, 2016) e VxWorks (VXWORKS, 2016), com licença proprietária, e Xenomai (XENOMAI, 2016) e RTAI (MANTEGAZZA; DOZIO; PAPACHARALAMBOUS, 2000), com licença GNU GPL.

Para o escopo deste trabalho o RTOS RTAI foi escolhido por oferecer a infraestrutura necessária para a execução das tarefas de controle e gerenciamento da solução multiagentes, uma vez que é liberado sobre licença livre GNU GPL e é baseada no SO *Linux* e escrita na linguagem C/C++, como a biblioteca *OpenRelay* descrita a seguir.

4.3.1 Biblioteca OpenRelay

A concepção dos relés microprocessados permitiu a flexibilização das filosofias de medição, comunicação, proteção e controle uma vez que os algoritmos propostos crescem em complexidade e exigem cada vez mais requisitos de desempenho para o SEP (HOROWITZ; PHADKE, 2008). Diferentemente da construção eletromecânica e estática, a concepção do relé digital permitiu o desenvolvimento de algoritmos baseados em códigos-fonte aumentando a confiabilidade, flexibilidade, adaptabilidade e a integração de sistemas digitais frente às condições de operação de SEPs (COURY; OLESKOVICZ; GIOVANNINI, 2007).

Desta forma, surge a necessidade de artefatos computacionais que possibilitem a rápida configuração de relés de propósitos gerais. Com essa finalidade foi criada a biblioteca

OpenRelay, inicialmente desenvolvida por Monaro (2013). A biblioteca é disponibilizada via licença GNU GPL (MONARO, 2015) e foi escrita em código C++ com orientação à objetos e suporte a diretivas em tempo real para diminuir o tempo de implementação e possibilitar maior flexibilidade em testes de sistemas elétricos em malha de controle fechada.

A biblioteca *OpenRelay* foi organizada nas seguintes classes bases: *Relay*, *Acquisition*, *Measure*, *Logic*, *Protection*, *Display* e *SaveData*, conforme mostra a Figura 22. Uma breve descrição é dada para cada uma destas etapas na sequência.

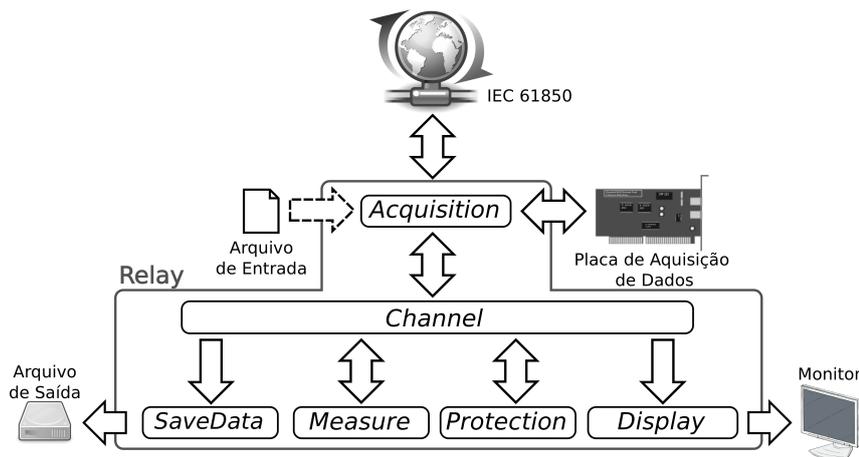


Figura 22 – Organização da biblioteca OpenRelay.

Fonte: Monaro (2013).

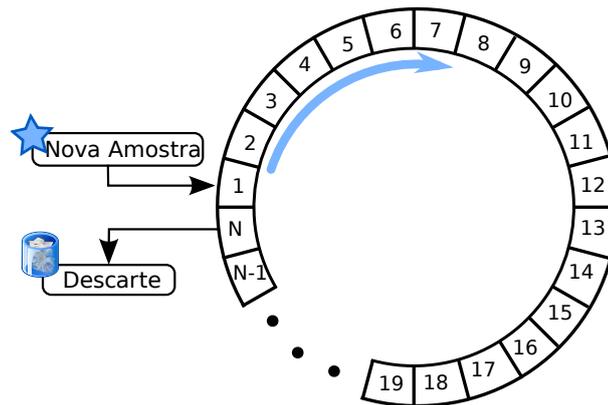
❑ Classe *Channel*:

Responsável por armazenar as informações dos sinais recebidos e processados pelo sistema. Sua estrutura é comum para todas as classes, permitindo a troca de informações e parâmetros entre as diversas funções e módulos do sistema. Como existem operações que necessitam de uma janela de dados para processamento e armazenamento de informações, o conceito de canal foi abstraído para a implementação de um *buffer* circular. A Figura 23 ilustra o esquema de funcionamento desta estrutura armazenada em memória. Uma nova amostra sempre é armazenada na primeira posição do *buffer* (posição 1), enquanto amostras antigas são deslocadas para a posição seguinte até que a última amostra N seja descartada do *buffer*. Existem basicamente dois tipos de canais: Canais Analógicos e Canais Digitais, que dependem do sinal de entrada ou processamento efetuado.

❑ Classe *Relay*:

Controla o fluxo de execução do programa a partir da inclusão de listas de componentes a serem executados: Medição, Proteção, Lógica, Oscilografia, etc.

❑ Classe *Acquisition*:

Figura 23 – *Buffer* circular.

Adaptado de Monaro (2013).

Registra os valores monitorados, tais como tensão e corrente, dentre outros. Existem dois tipos de aquisição: aquisição por arquivo e aquisição por *hardware*. A primeira é responsável por ler os dados de entrada através de um arquivo texto contendo os valores monitorados. Já a segunda é realizada através de uma placa de aquisição com cabeamento específico para cada canal elétrico.

❑ Classe *Measure*:

Responsável pelo cálculo de funções auxiliares a partir dos valores instantâneos das variáveis processadas na aquisição. Como exemplo de funções de medições citam-se: módulo, valor eficaz, frequência, FFT, potência, operações aritméticas, média móvel, derivada, integral, componentes de sequência, etc.

❑ Classe *Logic*:

Responsável por compor operações lógicas entre canais digitais do sistema. Como exemplo de operações lógicas citam-se: operadores unários e binários (OR, AND, NOT), detecção de borda de subida e descida, contadores, *timer*, *flip-flop*, etc.

❑ Classe *Protection*:

Responsável por gerenciar os algoritmos de proteção. Entre os algoritmos implementados citam-se: Diferencial, Sub-frequência de tempo definido, Sobre(Sub) tensão/corrente instantânea/tempo definido/tempo inverso, etc.

❑ Classe *SaveData*:

Responsável por registrar os sinais solicitados em arquivo de dados, possibilitando a análise posterior de distúrbios e fenômenos de interesse.

❑ Classe *Display*:

Responsável por apresentar as informações dos canais solicitados pelo usuário na tela do sistema.

A Figura 24 ilustra o fluxo de execução dos diversos componentes da biblioteca *OpenRelay*. A classe *Relay* é executada em uma *thread* de alta prioridade. Já operações como acesso a disco e atualização de informações na tela, executadas respectivamente pelas classes *SaveData* e *Display*, são executadas em *threads* de baixa prioridade, uma vez que tais operações são de processamento lento.

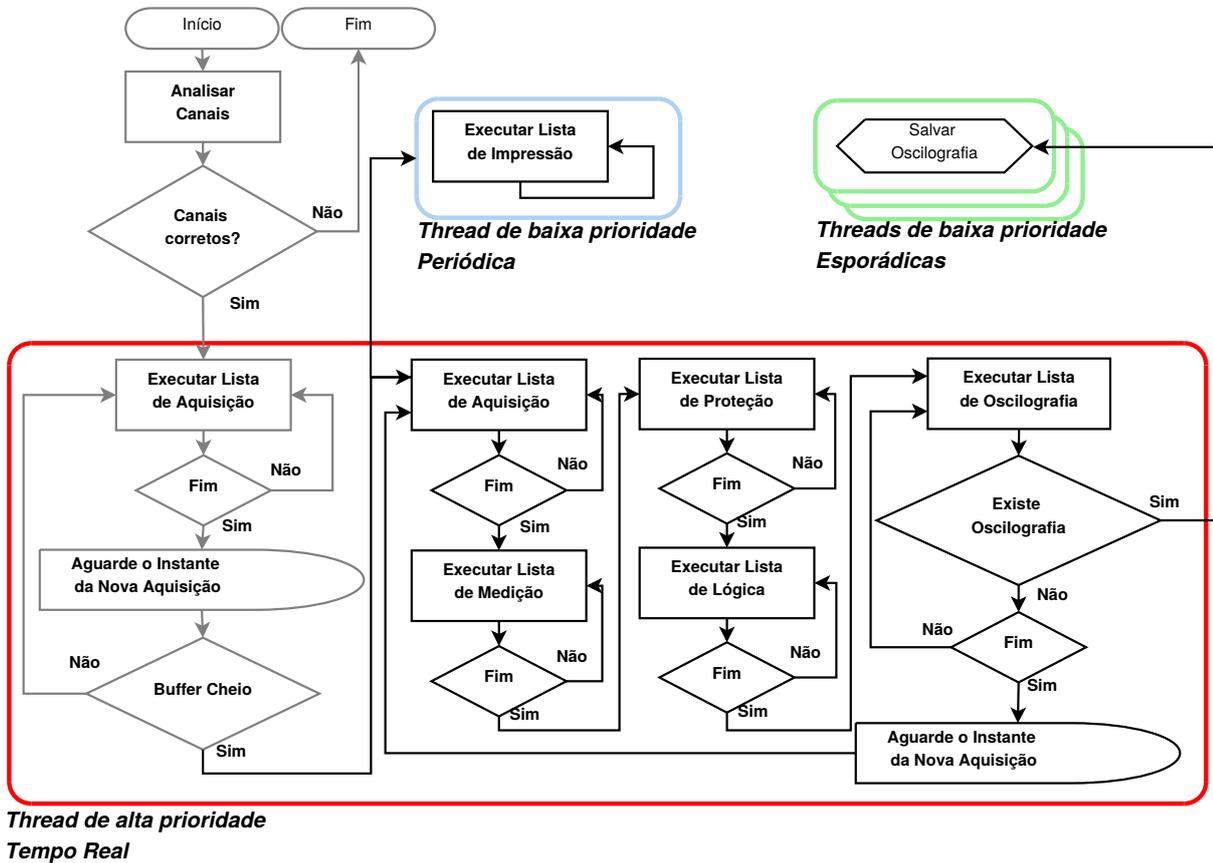


Figura 24 – Fluxo de execução da biblioteca *OpenRelay*.

Fonte: Monaro (2013).

4.4 Protocolo de Comunicação IEC 61850

A integração de subestações de energia elétrica só é possível com a adoção de padrões de comunicação pré-estabelecidos entre seus diversos dispositivos. Desta forma Dispositivos Eletrônicos Inteligentes (do inglês, *Intelligent Electronic Devices* (IEDs)), computadores industriais (como a plataforma PCI104) e equipamentos de automação industrial podem trocar informações de forma direta, sem a necessidade de conversores.

Organizações como o *Electric Power Research Institute* (EPRI) e o *International Electrotechnical Commission* (IEC) se organizaram para definir um padrão comum de comunicação entre sistemas em subestações de energia elétrica independente do fabricante e da funcionalidade dos dispositivos, denominado IEC 61850. Esse padrão permite

configurar funções específicas, conforme a aplicação do dispositivo de comunicação. A Tabela 5 apresenta o conjunto de documentos que definem a norma IEC 61850.

Tabela 5 – Documentos do padrão IEC 61850.

Documento	Parte	Descrição
Aspectos do Sistema	1	Introdução e Visão Geral
	2	Glossário
	3	Requisitos Gerais
	4	Gerenciamento de Sistema e Projeto
	5	Requisitos de Comunicação para Funções e Modelos de Dispositivos
Configuração	6	Linguagem de Configuração para IEDs de Subestações Elétricas
Estrutura de Comunicação Básica para equipamentos de Subestações	7.1	Princípios e Modelos
	7.2	Serviços de Interface de Comunicação Abstrata (ACSI)
	7.3	Classes de Dados Comuns
	7.4	Classes de Nós Lógicos e de Dados Compatíveis
Mapeamento de Serviços de Comunicação Específicos	8.1	Mapeamento para Manufacturing Messaging Specification (MMS) (ISO/IEC 9506 Parte 1 e Parte 2) e para ISO/IEC 8802-3
	9.1	Valores Amostrais sobre Enlace Serial Unidirecional Multidrop Ponto-a-Ponto
	9.2	Valores Amostrais sobre ISO/IEC 8802-3
Ensaaios	10	Testes de Conformidade

Vale colocar que a discussão de cada documento que compõe a norma foge do escopo deste trabalho. Desta forma, apenas conceitos primordiais para o entendimento e execução deste projeto serão explanados.

4.4.1 Requisitos de Comunicação para Funções e Modelos de Dispositivos

Os requisitos de comunicação para funções e modelos de dispositivos, especificados na parte 5 da norma IEC 61850, abordam as funções executadas na subestação de energia elétrica, como a monitoração, controle e proteção de seus elementos. As funções são alocadas em três diferentes níveis hierárquicos, conforme ilustrado na Figura 25.

As funções de cada interface são:

1. Troca de dados de proteção entre os níveis de *bay* e estação;
2. Troca de dados de proteção entre os níveis de *bay* e proteção remota;
3. Troca de dados dentro do nível de *bay*;
4. Troca de dados instantâneos de TC e TP entre os níveis de processo e *bay*;
5. Troca de dados de controle entre os níveis de processo e *bay*;
6. Troca de dados de controle entre os níveis de *bay* e estação;
7. Troca de dados entre a subestação e o local de trabalho da engenharia;

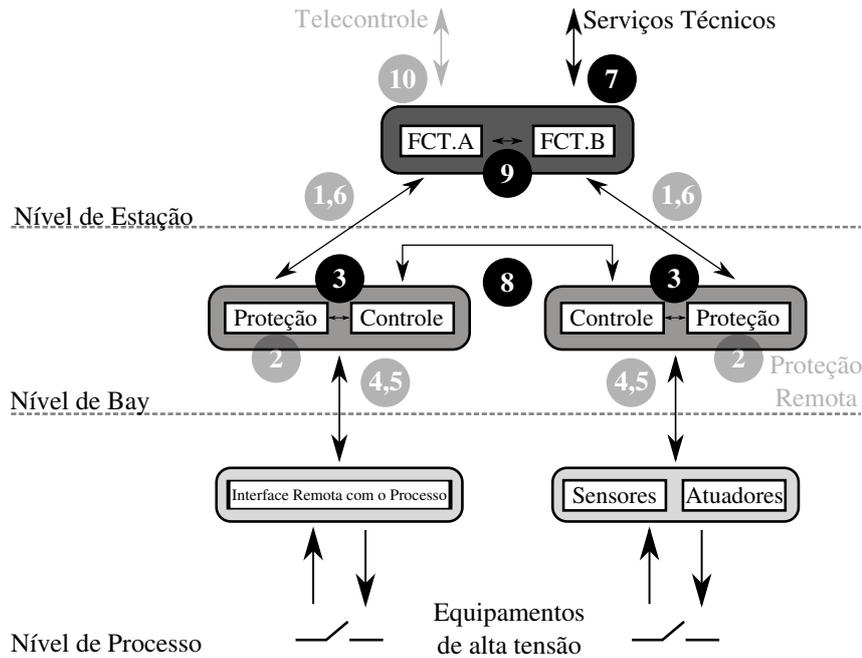


Figura 25 – Níveis para o sistema de automação de subestações.

Adaptado de IEC (2003).

8. Troca de dados entre os *bays* especialmente para funções rápidas como intertrava-mento;
9. Troca de dados dentro do nível da estação; e
10. Troca de dados de controle entre os dispositivos da subestação e o centro de controle remoto.

A Figura 26 ilustra a integração de diferentes funções em equipamentos físicos e níveis hierárquicos distintos. As duas funções de automação (*Functions*, F) $F1$ e $F2$ são implementadas através de vários dispositivos físicos (*Physical Devices*, PD) $PD1$, $PD2$ e $PD3$. Para isso, cada dispositivo físico dispõe de subfunções denominadas nós lógicos (*Logical Nodes*, LN) $LN1$, $LN2$, $LN3$, $LN4$, $LN5$ e $LN6$. Os nós lógicos podem trocar informações entre si através de conexões lógicas (*Logical Connections*, LC). As conexões também podem ser físicas (*Physical Connection*, PC: $PC1$, $PC2$ e $PC3$), conectando diferentes dispositivos físicos.

O padrão IEC 61850 utiliza o paradigma de orientação à objetos para organizar os atributos e funções dos equipamentos físicos de uma subestação. Os nós lógicos representam a menor porção de uma função capaz de trocar informações na rede. O nó lógico possui um conjunto de dados e esse, por sua vez, um conjunto de atributos. Um conjunto de nós lógicos forma um dispositivo lógico que por sua vez está inserido em um IED. A Figura 27 mostra a organização lógica dos dados de um IED genérico conectado ao barramento de comunicação, a partir de seu endereçamento físico e lógico.

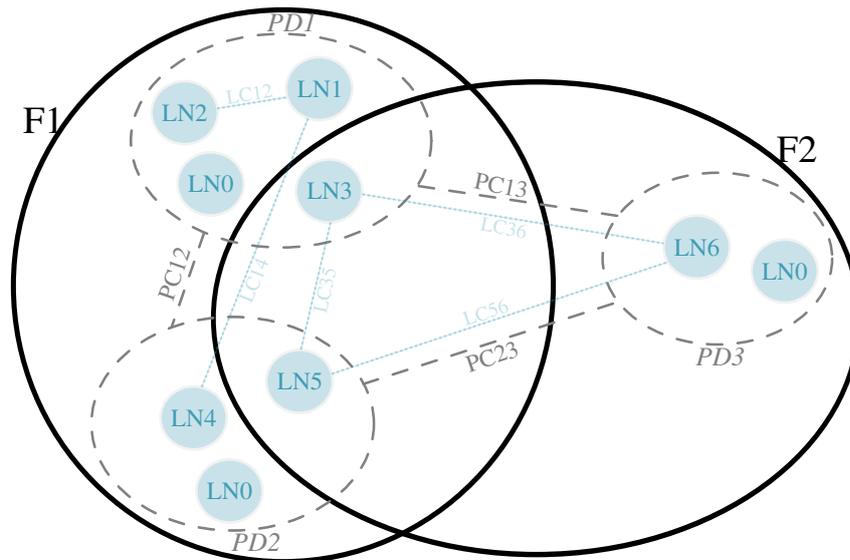


Figura 26 – Conexões lógicas e físicas.

Adaptado de IEC (2003).

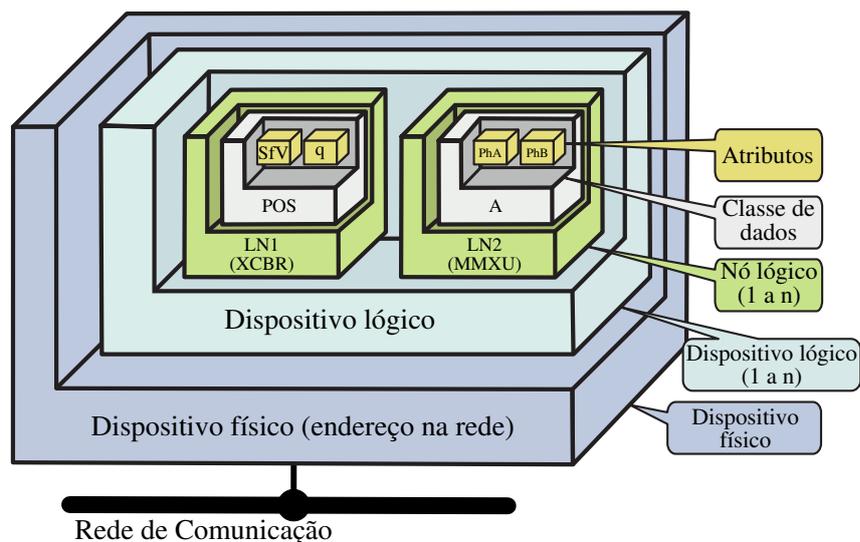


Figura 27 – Estrutura lógica de um IED utilizando IEC 61850.

Adaptado de NETTO (2012), Miranda (2012).

O agrupamento dos nós lógicos é realizado a partir de um indicador, conforme apresentado na Tabela 6. Além disso, cada nó lógico possui uma nomenclatura iniciada pelo indicador e seguida pelo elemento correspondente, como por exemplo, MMXU - Medição Operativa e Indicativa ou XCBR - Chave Disjuntor. Ainda, um sufixo pode ser acrescentado na nomenclatura para diferenciar nós lógicos com mesma denominação, como por exemplo, MMXU1 e MMXU2.

O conjunto de dados que forma o nó lógico é dependente da função e do elemento físico ao qual é associado na subestação. Um nó lógico que representa um disjuntor (XCBR), por exemplo, contém vários dados como: Pos: Posição; OpCnt: Contador de operações; dentre outros. Cada um desses dados é composto por um conjunto de atributos. O dado

Tabela 6 – Agrupamento dos nós lógicos do padrão IEC 61850.

Grupo	Nó lógico
A	Controle Automático
C	Controle Supervisionado
G	Função Genérica Referenciada
I	Interface e Arquivamento
L	Sistema de Nó Lógico
M	Contador e Medição
P	Função de Proteção
R	Função Relacionada a Proteção
S	Sensores e Monitoramento
T	Transformador de Instrumento
X	Disjuntor e Chave Seccionadora
Y	Transformador de Potência
Z	Equipamentos Extras

Pos, por exemplo, é representado por um conjunto de atributos, tais como: *Control*, *Status value*, etc.

4.4.2 Linguagem de Configuração

A parte 6 do padrão IEC 61850 descreve a linguagem de configuração para sistemas de automação de subestações de energia elétrica, denominada *Substation Configuration Language* (SCL). Como a norma possibilita a existência de diversos nós lógicos em diferentes elementos físicos, a SCL permite a descrição das interações entre o sistema de automação e os IEDs da subestação. A linguagem de configuração SCL está baseada na *eXtender Markup Language* (XML) versão 1.0. Cada IED deve fornecer um arquivo SCL que descreva sua própria configuração. A Tabela 7 descreve os arquivos que compõem a SCL.

Tabela 7 – Arquivos da linguagem SCL.

Arquivo	Descrição
<i>System Specification Description</i> (SSD)	Descreve o diagrama e a funcionalidade da automação da subestação associados aos nós lógicos.
<i>Substation Configuration Description</i> (SCD)	Descreve a configuração completa da subestação incluindo a rede de comunicação e informações sobre o fluxo de dados de comunicação.
<i>IED Capability Description</i> (ICD)	Descreve as capacidades e pré-configurações dos IEDs.
<i>Configured IED Description</i> (CID)	Descrição da configuração de um IED específico, ou seja, dos dados que serão fornecidos pelos nós lógicos de cada IED.

4.4.3 Mapeamento de Serviços de Comunicação

A parte 8 do padrão IEC 61850 especifica o método de troca de dados, considerando a prioridade e o mapeamento dos objetos de dados e serviços em uma LAN. A Figura 28

mostra a pilha de protocolos utilizada pelo padrão IEC 61850, formada pelas camadas de transporte, rede e enlace. Apenas a camada de enlace, que utiliza o protocolo *Ethernet*, é comum a todas as mensagens definidas pelo protocolo. Mensagens do tipo Cliente/Servidor não possuem restrição de tempo e, assim, passam por toda a pilha de protocolos até a camada de enlace. Já as mensagens do tipo *Generic Object Oriented Substation Events* (GOOSE) e *Sampled Values* (SV) são mapeadas diretamente na camada de enlace devido a configuração de prioridade.

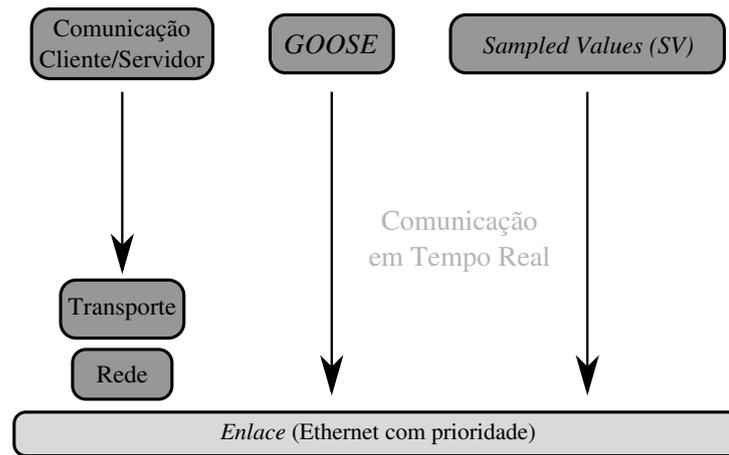


Figura 28 – Simplificação da pilha de protocolos do padrão IEC 61850.

Adaptado de NETTO (2012), Miranda (2012).

A Tabela 8 lista os tipos de mensagens e os serviços vinculados definidos pelo padrão IEC 61850. As mensagens de alta prioridade (1 e 1A) são definidas como pertencentes à classe *Generic Substation Events* (GSE). Essa classe engloba mensagens de dois subgrupos: mensagens do tipo *Generic Substation Status Event* (GSSE), que utilizam uma estrutura fixa para as informações de estado, e mensagens do tipo GOOSE, que utilizam uma estrutura configurável em grupo de dados (*dataset*).

Tabela 8 – Tipos de mensagens do padrão IEC 61850.

Tipo	Descrição	Serviço
1	Mensagem rápida	GOOSE/GSSE
1A	<i>Trip</i>	GOOSE/GSSE
2	Mensagem de média velocidade	Cliente/Servidor
3	Mensagens lentas	Cliente/Servidor
4	Dados em rajada	SV
5	Funções de transferência de arquivos	Cliente/Servidor
6	Mensagens de sincronismo de tempo	<i>Time Sync</i>

As mensagens GOOSE utilizam datagramas não orientados à conexão do tipo *multicast*, onde cada IED deve identificar o emissor da mensagem e o interesse em processar as informações recebidas. Além disso, as mensagens GOOSE são baseadas no serviço *Specific Communication Service Mapping* (SCSM) para retransmissão dos dados, conforme ilustrado na Figura 29. Em condições estáveis, o tempo de envio das mensagens GOOSE é T_0 .

Na ocorrência de um evento, o tempo de transmissão é diminuído para $(T0)$ e $T1$ e reenviada repetidas vezes em intervalos crescentes $T2$ e $T3$ até atingir novamente o tempo de transmissão estável $T0$.

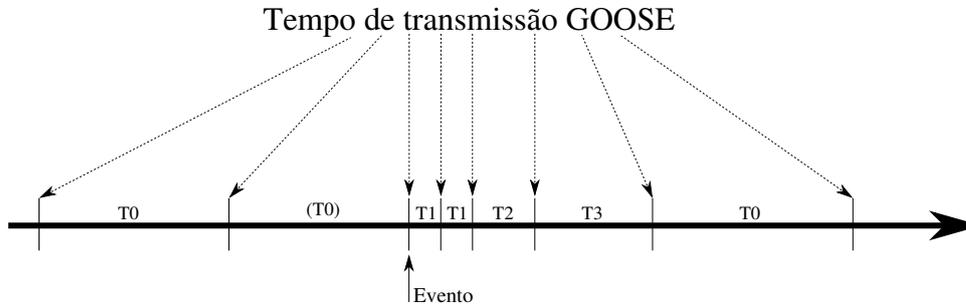


Figura 29 – Transmissão SCSM de mensagens GOOSE.

Adaptado de NETTO (2012).

4.5 O Sistema Elétrico Simulado

Para validação e teste da metodologia proposta será utilizado o sistema de transmissão de 12-barras representado na Figura 30. Esse sistema foi originalmente desenvolvido para estudos de *Flexible AC Transmission Systems* (FACTS) a fim de melhorar sua estabilidade (JIANG; ANNAKAGE; GOLE, 2006; JIANG, 2010). O dispositivo FACTS foi removido do SEP por não trazer contribuições significativas para os resultados deste trabalho. O sistema de transmissão de 12-barras foi modelado na plataforma de simulação em tempo-real, RTDS.

O sistema teste cobre três áreas geográficas (Áreas 1, 2 e 3), que também foram definidas por Jiang, Annakage e Gole (2006), Jiang (2010). A Área 1 é predominantemente uma área de geração hídrica. Já a Área 2, situada entre a principal área de geração (Área 1) e a área de carga (Área 3), possui recursos de geração hídrica, porém nem sempre suficientes para atender a demanda local. A Área 3 é basicamente um centro consumidor com geração térmica disponível. Como a Área 2 e 3 possuem recursos de geração limitados, estas devem suprir sua demanda total através da potência transmitida pela Área 1. A Figura 31 destaca as três áreas de controle e as linhas de transmissão responsáveis pela transferência energética. Tais linhas são importantes no estudo de estabilidade para compor as contingências que levam o sistema à condições de subfrequência.

Todos os parâmetros e características do novo modelo (SMA) serão definidos e validados a partir do sistema de transmissão de 12-barras que consiste em 12 barramentos, dos quais, seis possuem tensão nominal de 230 kV, dois barramentos de 345 kV e quatro barramentos de 22 kV, conforme distribuição da Tabela 9.

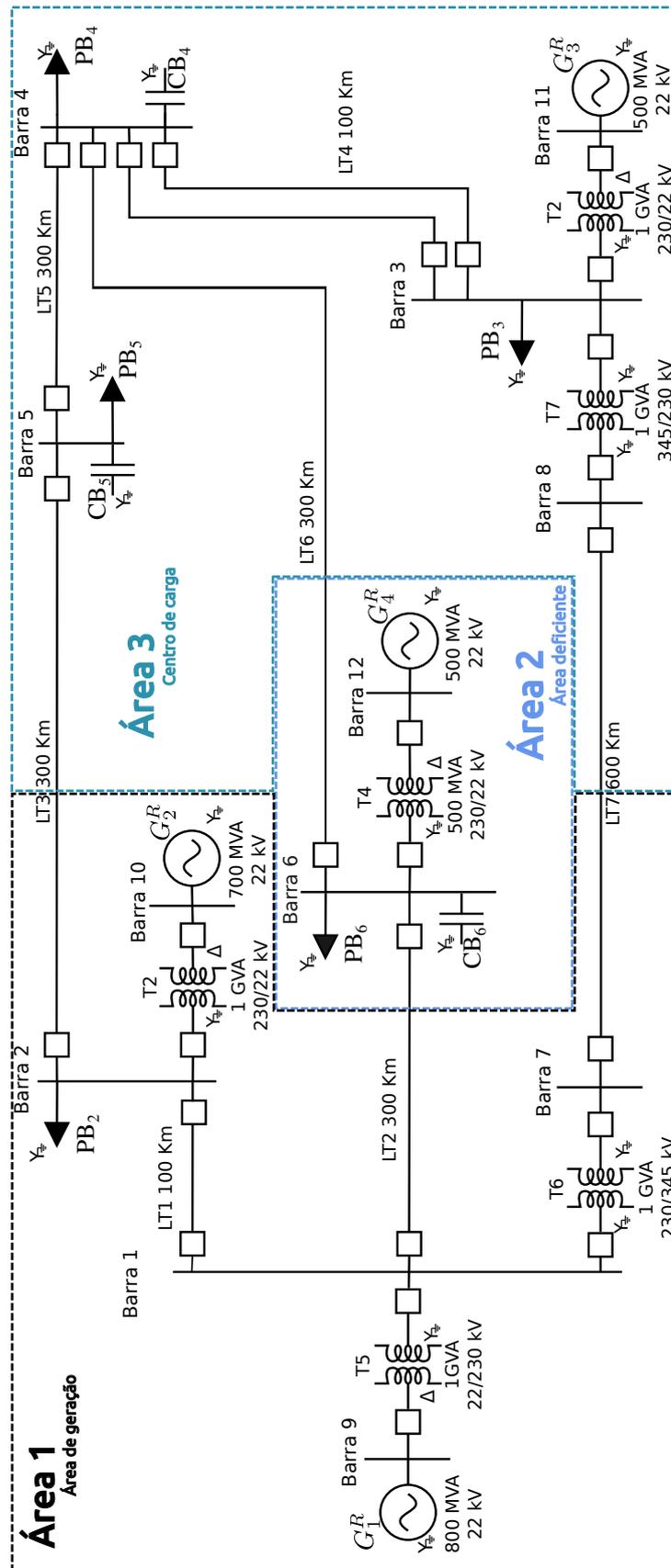


Figura 30 – SEP 12-barras simulado.

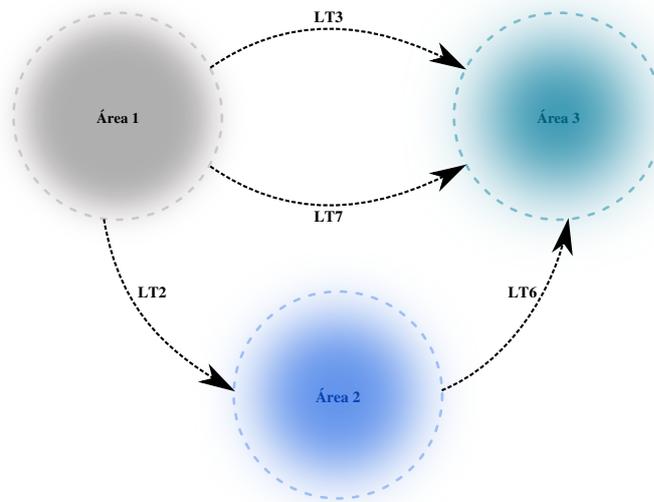


Figura 31 – Áreas de controle do sistema de transmissão de 12-barras e principais linhas de transmissão.

Tabela 9 – Tensões nominais dos barramentos do sistema IEEE de 12-barras.

Barra	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Tensão(kV)	230	230	230	230	230	230	345	345	22	22	22	22

4.5.1 Geradores

Todos os geradores utilizados são síncronos de dois polos, sendo cada conexão realizada por meio de um transformador elevador fechado na configuração Δ/Y com o lado Δ ligado à geração. A Tabela 10 relaciona o tipo de turbina, a capacidade instalada, tensão nominal, reserva girante e variação mínima e máxima da potência gerada para três perfis de carga distintos do sistema em análise. Três perfis são considerados de acordo com a previsão de carga: leve, média e pesada na proporção de 70, 85 e 100%, respectivamente.

Tabela 10 – Potência e tensões nominais dos geradores síncronos do sistema de transmissão de 12-barras.

Gerador	Turbina	Capacidade (MVA)	Tensão (kV)	Reserva (%)	Carregamento (MW)		
					Leve	Médio	Pesado
G_1^R	Hidráulica	800	22	10	[150:450]	[180:580]	[190:690]
G_2^R	Hidráulica	700	22	10	[100:400]	[100:500]	[100:600]
G_3^R	Térmica	500	22	10	[270:500]	[360:500]	[370:500]
G_4^R	Hidráulica	500	22	10	[280:400]	[350:500]	[400:500]

As turbinas e reguladores de velocidade foram configurados no software RSCAD. Os modelos escolhidos são apresentados em Report (1973) para a representação de turbinas hidráulicas e à vapor e seus respectivos reguladores de velocidade em estudos de estabilidade em sistemas de potência. A Figura 32 representa o modelo de turbina à vapor do tipo

Tandem Compound sem reaquecimento, enquanto seu regulador de velocidade é apresentado na Figura 33. Esses modelos foram utilizados no gerador G_3 . A Tabela 11 apresenta os valores das constantes considerados de acordo com valores típicos apresentados em (REPORT, 1973; KUNDUR; BALU; LAUBY, 1994).

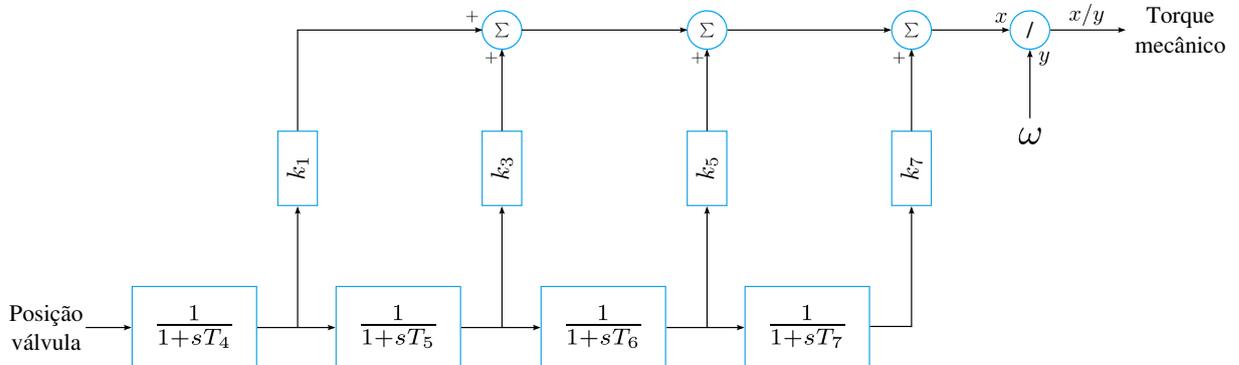


Figura 32 – Modelo da turbina à vapor.

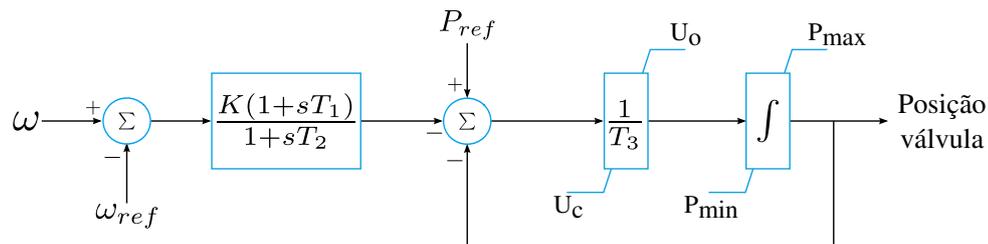


Figura 33 – Modelo do regulador de velocidade para a turbina à vapor.

Onde: ω representa a velocidade angular do gerador; ω_{ref} é a velocidade angular de referência; P_{ref} é a referência de potência, utilizada para o controle de potência ativa; U_o e U_c são, respectivamente, as velocidades máximas de fechamento e abertura da válvula; e P_{max} e P_{min} são os limites de abertura da válvula.

Tabela 11 – Constantes utilizadas para os modelos de turbina à vapor e regulador de velocidade.

k_1	k_3	k_5	k_7	U_c	U_o	P_{min}	P_{max}
1,0	0,0	0,0	0,0	-0,2 p.u./s	0,1 p.u./s	0,0 p.u.	1,0 p.u.
T_1	T_2	T_3	T_4	T_5	T_6	T_7	K
0,001s	0,2s	1,0s	0,3s	0,0s	0,0s	0,0s	20,0

A Figura 34 mostra o modelo de turbina associado com seu regulador de velocidade para geradores hidráulicos, utilizado para os geradores G_1 , G_2 e G_4 . Os valores típicos

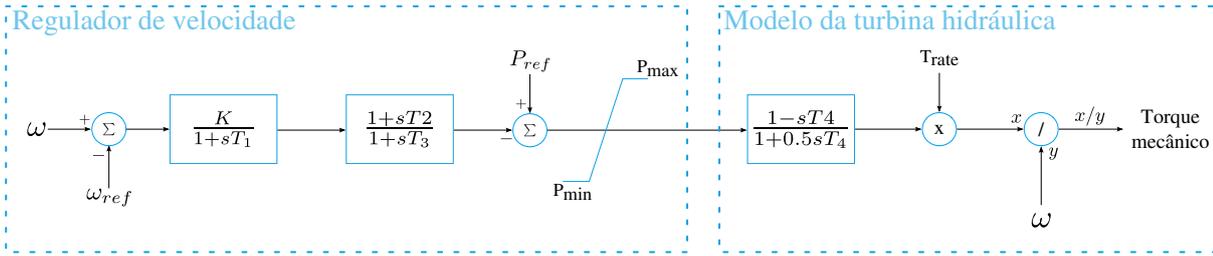


Figura 34 – Modelo da turbina e regulador de velocidade para a turbina hidráulica.

Tabela 12 – Constantes utilizadas para os modelos de turbina à vapor e regulador de velocidade.

K	T_1	T_2	T_3	T_4	P_{min}	P_{max}
20,0	0,2s	5,0s	38,0s	1,0s	0,0 p.u.	1,0 p.u.

dos parâmetros de configuração foram retirados de (KUNDUR; BALU; LAUBY, 1994) e são apresentados na Tabela 12.

O modelo de excitatriz e regulador de tensão utilizado para os geradores G_1, G_2, G_3 e G_4 é representado na Figura 35. O modelo foi baseado no sistema de excitação estática ST1A apresentado em (IEEE, 2006). A Tabela 13 mostra os valores típicos adotados. Tem-se que V_c é a tensão nos terminais dos geradores, V_s é a entrada da ação do estabilizador de sistema de potência, V_{ref} é a tensão de referência que pode ser usada para controlar a potência reativa fornecida/consumida pelo gerador, e E_{fd} e I_{fd} são a tensão e corrente de campo do gerador, respectivamente.

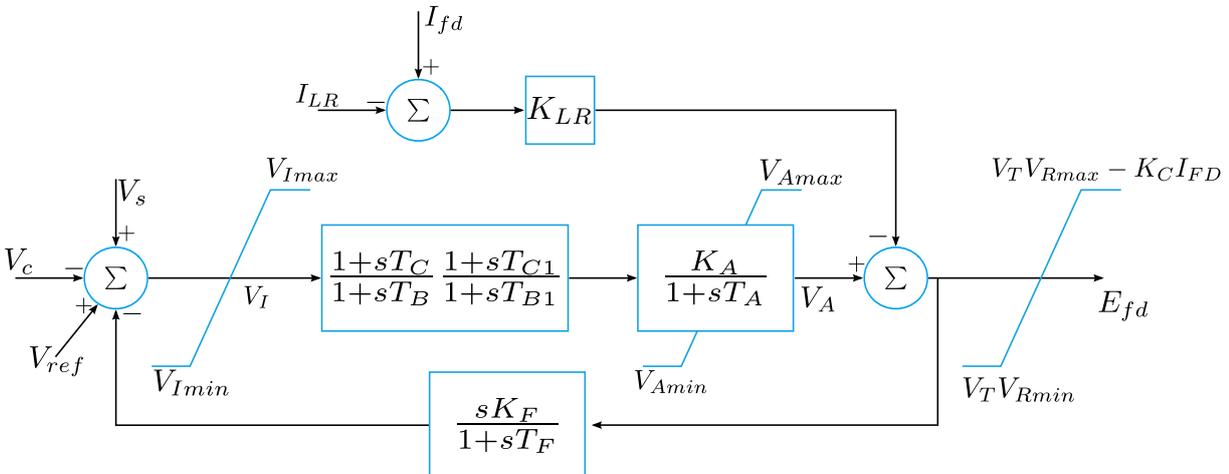


Figura 35 – Excitatriz e regulador de tensão dos geradores do SEP de 12-barras.

Tabela 13 – Constantes utilizadas para o modelo de excitação e regulador de tensão.

K_A	K_F	K_{LR}	T_A	T_B	T_{B1}	
200,0	0,03	0,0	0,01s	10,0s	0,0s	
T_C	T_{C1}	T_F	V_{Imin}	V_{Imax}	V_{Amin}	V_{Amax}
1,0s	0,0s	1,0s	-0,5 p.u.	1,2 p.u.	-4,0 p.u.	5,0 p.u.

4.5.2 Sistema de Transmissão

O sistema de transmissão é composto por sete linhas de transmissão. A Tabela 14 mostra as barras de interconexão, assim como a classe de tensão e comprimento das linhas de transmissão do sistema 12-barras. A maioria do sistema de transmissão opera em 230 kV, com exceção do *link* de 345 kV entre as Áreas 1 e 3 (Barramentos 7 e 8).

Tabela 14 – Linhas de transmissão do sistema IEEE de 12-barras.

Linha	LT1	LT2	LT3	LT4	LT5	LT6.1	LT6.2	LT7
Tensão(kV)	230	230	230	230	230	230	230	345
Comprimento(km)	100	300	300	300	300	100	100	600
Conexão(barras)	1-2	2-5	5-4	1-6	6-4	3-4	3-4	7-8

Para a simulação do sistema foi considerada uma estrutura similar entre as linhas de transmissão. Apenas os comprimentos das linhas de transmissão foram modificados para refletir a dinâmica do sistema original e evitar problemas de saturação da capacidade de transmissão das mesmas (JIANG; ANNAKAGE; GOLE, 2006; JIANG, 2010). A Tabela 15 lista os parâmetros de construção das linhas de 230 e 345 kV. Para facilitar a identificação dos parâmetros foi elaborada a Figura 36 que mostra a estrutura da torre de transmissão.

4.5.3 Perfis de Carga

Em algumas das barras do sistema de transmissão foram conectadas cargas do tipo RL para representar centros consumidores de energia, principalmente no que concerne a Área 3. Em três barras (4, 5 e 6) foram colocadas bancos de capacitores para a correção de fator de potência e melhoria do perfil de tensão do sistema. A Tabela 16 sumariza os dados das cargas simuladas. Ressalta-se que a potência das cargas e dos bancos de capacitores foram calculadas para os valores nominais de tensão e frequência. O fator de potência adotado foi de 0,92, conforme norma (ANEEL 414, 2010). Três perfis de carga foram considerados: leve, médio e pesado. Para respeitar a proporção de ocorrência no sistema é especificado um fator de probabilidade de ocorrência para cada um dos perfis.

Tabela 15 – Dados da linha de transmissão do SEP 12-barras.

Tensão(kV)	230	345
H (m)	14,4	17,53
V (m)	1,22	3,5
W (m)	5,49	7,25
S (m)	3,05	4,65
D (m)	3,81	5
Cond. por fase	1	2
B (m)	–	0,46
Tipo de Cabo	954ACSR 54/7	795ACSR 26/19
Número de Cabos Terras	2	2
Flecha (m)	5,94	7,92
Flecha Cabo Terra (m)	4,45	7,25
Res. do Solo (Ω .km)	100	100

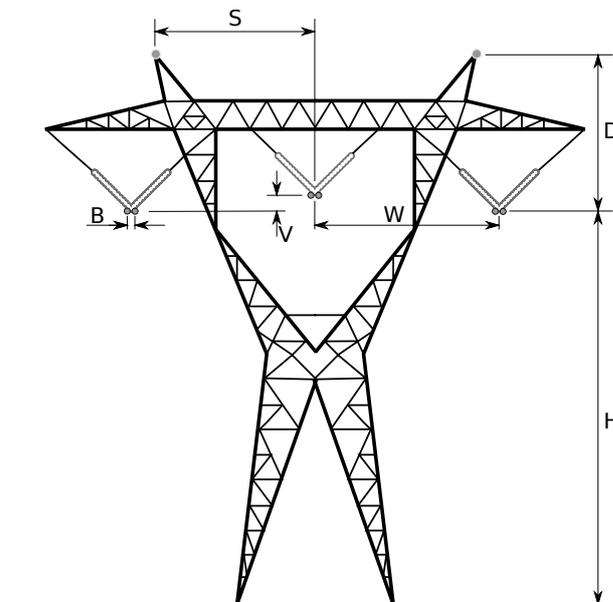


Figura 36 – Estrutura das torres de transmissão.

Fonte: Monaro (2013).

Leva-se em consideração que na maior parte do tempo o sistema estará sobre o regime médio de carga na proporção de 50% do tempo. Já as ocorrências de perfil pesado possui menos proporção no período analisado e será considerado como sendo 20% do tempo. O restante é alocado para o perfil de carga leve (30%).

4.5.4 Levantamento do Comportamento da Frequência

Os valores amostrados de tensão em cada barramento monitorado são coletados pela rede, a partir do protocolo IEC 61850. A frequência de cada barramento do sistema é calculada, a partir do algoritmo de determinação do instante de cruzamento por zero

Tabela 16 – Cargas conectadas aos barramentos do SEP de 12-barras.

		Tensão (kV)	Carga Leve		Carga Média		Carga Pesada	
			MW	MVA _r	MW	MVA _r	MW	MVA _r
Área 1	PB ₂	230	253,3	107,9	316,6	134,9	364,1	155,1
Área 2	PB ₆	230	392,0	167,0	489,9	208,7	563,4	240,0
	CB ₆	230	–	180,0	–	180,0	–	180,0
Área 3	PB ₃	230	200,2	85,3	250,2	106,6	294,4	125,4
	PB ₄	230	200,2	85,3	250,2	106,6	294,4	125,4
	PB ₅	230	58,4	24,9	73,0	31,1	85,8	36,6
	CB ₄	230	–	160,0	–	160,0	–	160,0
	CB ₅	230	–	80,0	–	80,0	–	80,0

(IEEE, 1989). A taxa de amostragem usada na coleta de dados foi de 16 amostras por ciclo. Utilizou-se essa taxa porque a maioria dos relés comerciais digitalizam os sinais de entrada com taxa igual ou inferior a essa.

A sua taxa de variação média também é computada, a partir da Equação 34, conforme exemplificado pela Figura 14. Além disso, geralmente há algum tipo de perturbação no sistema que irá introduzir ruído ou vestígios de frequência distorcidas ou erros gerados pelo próprio algoritmo de cálculo da frequência. Desta forma, torna-se necessário o uso de um filtro que suavize componentes de alta frequência.

O filtro *Washout*, cuja função de transferência é mostrada na Equação 42, foi utilizado para atenuar as oscilações inseridas pela digitalização do sinal elétrico. O filtro *Washout* rejeita os sinais de regime permanente, permitindo a passagem dos sinais transitórios, comportando-se como um filtro passa-alta. Desta forma, nesta aplicação, o sinal de entrada foi subtraído do sinal resultante da aplicação do filtro *Walshout* para a obtenção de uma curva mais suave. A constante de tempo α foi ajustada para 0,5 segundos, ou seja, $\frac{1}{\alpha} = 0,5$. A Figura 37 compara os valores obtidos nos três primeiros segundos de simulação para a frequência em um caso de sobrecarga do sistema, obtida pelo algoritmo de cruzamento pelo valor zero e sua subtração com o valor obtido pelo filtro *Washout*. A partir das curvas apresentadas, é possível perceber que, embora o filtro *Washout* forneça uma curva mais suave, este também insere um atraso, intrínseco ao seu parâmetro α .

$$W(s) = \frac{s}{s + \alpha} \quad (42)$$

O comportamento da variação da frequência, sem a aplicação de processos de RC, pode ser observado na Figura 38. É possível classificar dois tipos de curvas. O primeiro tipo corresponde aos casos de sobrecarga cuja reserva girante do sistema é suficiente para manter a frequência próxima ao seu valor nominal através dos reguladores de velocidade automáticos. Nesses casos, nenhuma ação corretiva deve ser acionada, provendo desta forma, seletividade ao sistema. Já o segundo tipo corresponde aos casos onde não há

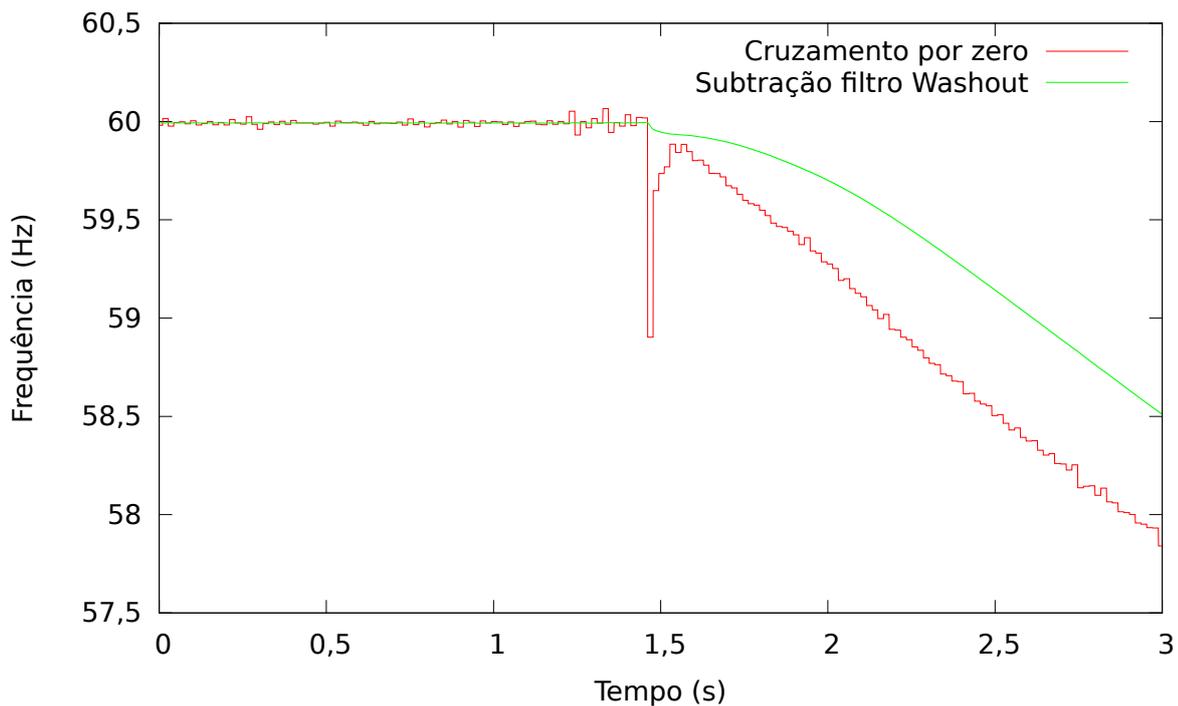


Figura 37 – Aplicação do filtro *Washout* sobre a curva de frequência calculada pelo algoritmo de cruzamento por zero.

reserva girante suficiente para suprir a demanda em excesso e, como consequência, a frequência tende a se estabilizar em novos patamares, inferiores ao valor nominal. Para casos extremos de sobre-carga o sistema como um todo entra em colapso.

4.5.5 Malha Fechada em Tempo Real

Simuladores digitais de tempo-real são comumente usados para testes em malha fechada de dispositivos de proteção e controle, bem como em estudos de sistemas de potência. Neste caso, o simulador representa o SEP e fornece a interface para os elementos do sistema. O simulador deve fornecer dados em tempo-real como tensão, corrente e estado dos disjuntores para o dispositivo de processamento exterior e receber sinais de abertura e fechamento de chaves. Uma vez que o sistema de energia está sendo simulado matematicamente, várias análises podem ser facilmente aplicadas em diferentes condições da rede, como a aplicação de faltas e estudos de estabilidade, a fim de se avaliar o desempenho dos dispositivos e sistemas de controle.

Com a utilização do protocolo IEC 61850, as interfaces elétricas utilizadas para a representação dos sinais binários e os amplificadores de tensão/corrente associados com os sinais analógicos medidos são substituídos por uma conexão *Ethernet* e lógica computacional (KUFFEL; OUELLETTE; FORSYTH, 2010). Antes do advento do protocolo IEC 61850, os equipamentos de proteção e controle eram ligados ao simulador através de fios individuais.

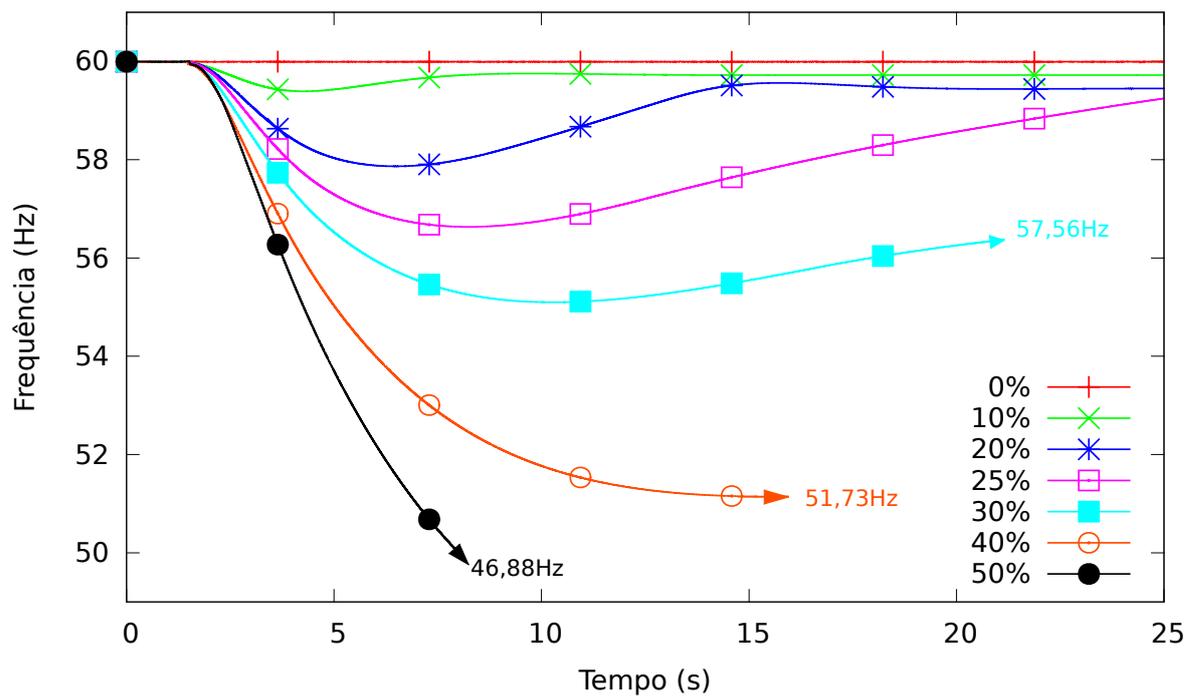


Figura 38 – Curvas de sub-frequência.

A complexidade da fiação era muito grande mesmo para pequenos SEPs.

A Figura 39 mostra a configuração em malha fechada montada em laboratório. O circuito elétrico foi modelado no software RSCAD disponibilizado pelo RTDS, que representa o circuito elétrico da Figura 30.

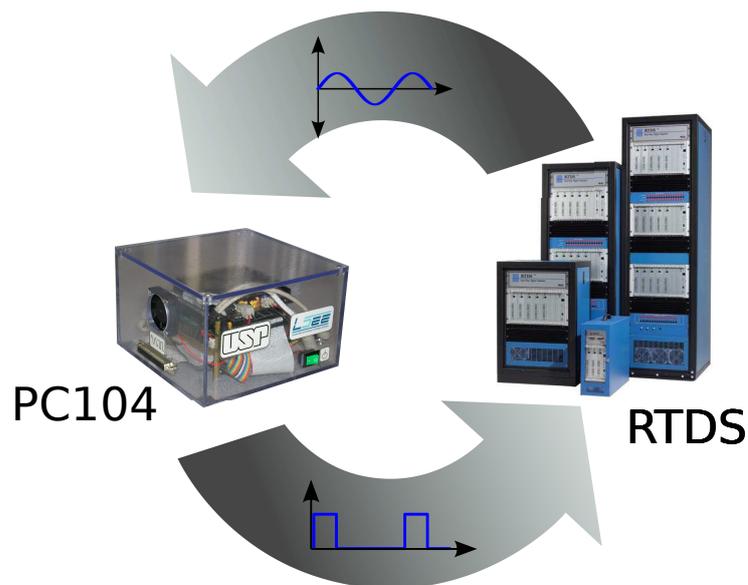


Figura 39 – Ilustração do esquema teste em malha fechada.

Fonte: (MONARO, 2013).

O algoritmo de controle, embarcado na plataforma PCI-104, analisa o comportamento

das curvas de tensão, calculando a frequência instantânea e a sua taxa de variação média. Desta forma, os sinais para a retirada dos respectivos blocos de cargas são enviados de volta ao RTDS via troca de mensagens GOOSE do protocolo IEC 61850. A simulação do sistema elétrico foi realizada em tempo real e em malha fechada. A saída é realimentada ao circuito simulado via o RTDS que desconecta os blocos de carga.

Métrica de Comparação entre Esquemas de Rejeição de Cargas

Os parâmetros de configuração de um esquema de rejeição são muitos e dependentes da filosofia a ser adotada. O número de estágios, a distribuição de carga entre os estágios de corte, os limiares máximo e mínimo de frequência, a sobrecarga máxima permitida e os perfis de carga do sistema são alguns dos parâmetros que podem influenciar significativamente no desempenho final do esquema adotado. Projetos mal dimensionados de RC podem resultar em rejeição insuficiente ou excessiva. O projeto que define os parâmetros necessários para a configuração do processo de RC deve considerar a estabilidade do sistema e uma descontinuidade mínima de cargas. Uma vez que não existe um método definido para atingir tais objetivos (JONES; KIRKLAND, 1988), diferentes valores adotados levam a diferentes resultados de desempenho em relação à estabilidade de frequência e tensão.

Desta forma, a fim de avaliar o desempenho de diferentes filosofias de rejeição e selecionar os melhores parâmetros para compor o melhor esquema de cada filosofia é proposto neste capítulo uma métrica de comparação entre esquemas de RC. A função de avaliação leva em consideração a excursão da frequência, os valores que infringem os limiares de proteção e o tempo de estabilização da frequência após o corte de carga. Espera-se que a métrica proposta contribua de forma significativa para o avanço da área de RC para seleção de esquemas com bom desempenho geral frente às oscilações de frequência decorrentes de situações de sobrecarga.

5.1 Uma Nova Proposta: Função de Avaliação

Tradicionalmente, os parâmetros de um esquema de RC são configurados por tentativa e erro, de modo que as premissas básicas preestabelecidas sejam atingidas através da análise do cenário mais desfavorável. Este processo é bastante trabalhoso e muitas vezes requer profissionais especializados e com grande experiência de atuação. Assim, surge a necessidade de novas propostas e metodologias específicas para otimizar o processo de

ajuste destes parâmetros.

Neste cenário, o objetivo da nova proposta é analisar o desempenho de um esquema selecionado de acordo com vários cenários de sobrecarga aplicado sobre o sistema. Um procedimento é criado considerando tanto eventos de subfrequência, causados por contingências de sobrecarga, quanto eventos de sobrefrequência, causados pela remoção de grandes blocos de carga. Para isso, uma função de avaliação é proposta, fornecendo um valor numérico de pontuação que pode ser comparado com outros esquemas. O desafio é criar uma métrica seletiva o suficiente para escolher o melhor esquema e que seja representativa para situações de sobrecarga genéricas. As subseções seguintes descrevem os passos e as características da metodologia proposta para construção da função de avaliação.

5.1.1 Visão Geral

A fim de medir a qualidade de um determinado esquema de rejeição, dentre as diversas variações de seus parâmetros e condições de sobrecarga, uma função de avaliação deve ser criada. A ideia é obter um valor de pontuação para cada esquema que sirva como critério de comparação com base em seu desempenho. Para isso, o intervalo de variação de frequência, tanto para o valor mínimo quanto para o valor máximo, foi tomado em consideração. Além disso, o tempo necessário para que a frequência se estabilize dentro de um intervalo específico, próximo de seu valor nominal, também foi tomado em consideração.

Conseqüentemente, para avaliar o desempenho individual de cada esquema, o SEP analisado deve ser configurado de acordo com a rejeição de carga máxima admissível, o número de estágios e a distribuição da carga entre os estágios disponíveis. Para cada área de controle do sistema, contingências classificadas como geradoras de situações de subfrequência devem ser aplicadas (contingências balizadoras), considerando-se os perfis de carga analisados. Então, a frequência resultante do processo de rejeição é registrada para que suas características sejam parâmetros de entrada para a métrica de avaliação.

A Figura 40 mostra o comportamento da frequência para um esquema de RC genérico usando dois estágios de corte em um sistema de 60 Hz. Cada curva representa o comportamento da frequência de acordo com a potência fornecida pela geração disponível.

As frequências de 58,5 e 57,5 Hz correspondem aos limiares de disparo de cada estágio e definem três grupos de curvas que foram destacados de acordo com sua cor e tipo de linha. O primeiro grupo corresponde aos casos em que o sistema de reserva girante foi capaz de equilibrar a diferença entre geração e demanda por meio dos reguladores de velocidade e não foi necessário nenhum bloco de carga para aliviar a sobrecarga inicial. No segundo caso, a reserva girante não foi suficiente para parar o declínio da frequência e o primeiro limiar configurado é acionado, rejeitando um bloco de carga com restabelecimento da frequência próxima do seu valor nominal. O terceiro caso corresponde às sobrecargas mais graves, onde tanto a reserva girante, quanto o primeiro limiar, não foram suficientes para interromper o decréscimo da frequência e, portanto, mais cargas foram necessárias.

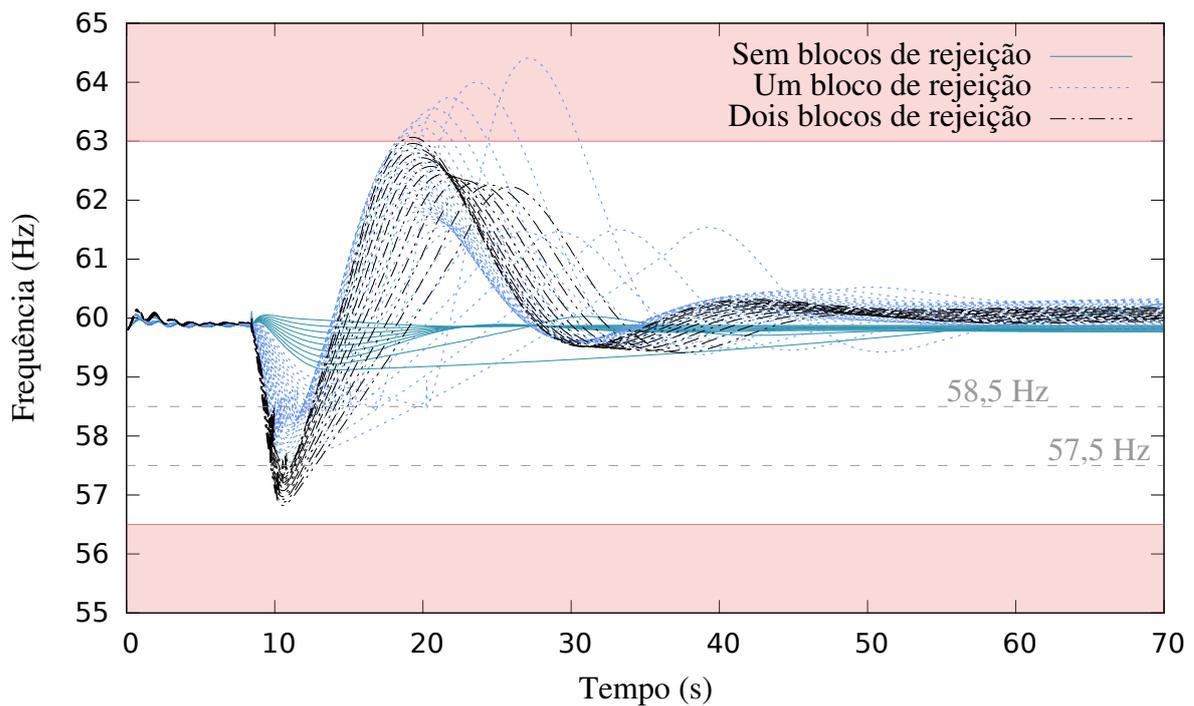


Figura 40 – Curvas de frequência: 2 estágios de rejeição.

O desligamento de um gerador contribui significativamente para aumentar o desequilíbrio entre geração e demanda, piorando consideravelmente o decaimento da frequência. Conseqüentemente, os esquemas selecionados devem diminuir a magnitude máxima e mínima dos sinais de frequência de modo que não excedam os limiares de restrição, especialmente para os casos mais prováveis de ocorrência. O melhor esquema deve ser aquele cujos valores máximos e mínimos estão dentro da região de frequência permitida e o mais distante possível dos limiares de ativação de proteção do gerador.

Os limiares de sub(sobre)frequência que definem a proteção de geradores são definidos pelo fabricante de suas turbinas e dependem principalmente de sua composição e do impacto da contingência. Desta forma, os limiares estabelecidos para a Figura 40 foram baseadas em IEEE (1987a) para turbinas com geração térmica e são representadas pelas áreas de restrição sombreadas. Frequências inferiores ou superiores as áreas sombreadas irão acionar a proteção por sub(sobre)frequência dos geradores.

Assim, para uma melhor visualização dos valores máximos e mínimos de frequência para cada sobrecarga analisada, e para facilitar o desenvolvimento da nova função de avaliação, uma mudança de representação foi realizada. As curvas de frequência foram contabilizadas de acordo com os valores máximos e mínimos atingidos e associados com o valor de energia despachada pela geração, compondo uma representação baseada no carregamento da geração, e não pelo tempo. A Figura 41 exemplifica a mudança de representação efetuada, trocando o eixo do tempo pelo carregamento analisado e ainda considerando apenas os valores máximos e mínimos da frequência.

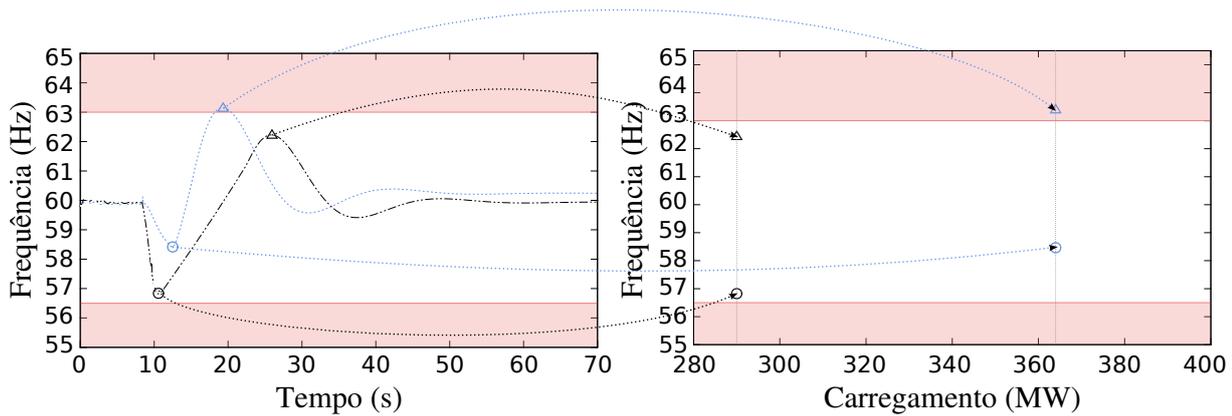


Figura 41 – Mudança de representação efetuada.

A Figura 42 mostra a mudança completa aplicada ao caso anterior (Figura 40). O melhor esquema é aquele em que os pontos de máximos e mínimos são o mais próximos possíveis do valor nominal da frequência (60 Hz). Desta forma, os parâmetros levados em consideração são apresentados nas próximas seções.

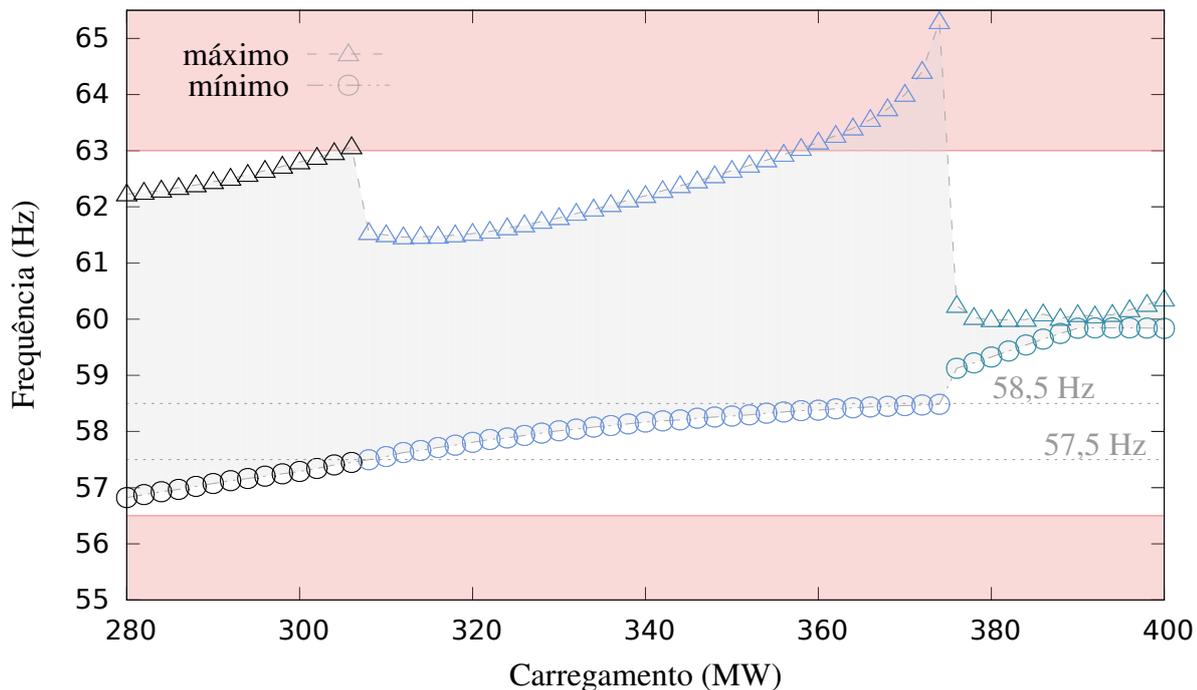


Figura 42 – Frequências máximas e mínimas: 2 estágios de rejeição.

5.1.2 Avaliação da Região de Variação da Frequência

Em uma situação ideal, o esquema perfeito seria aquele com uma área nula calculada sobre a região definida entre os pontos de máximos e mínimos, ou seja, o esquema escolhido

não permitiria quaisquer oscilações de frequência para qualquer sobrecarga do sistema. Uma vez que isto não é possível, o objetivo é encontrar o esquema que resulta na menor área característica. Para calcular a área interna, foi utilizado o método de integração trapezoidal, conforme mostrado na Figura 43.

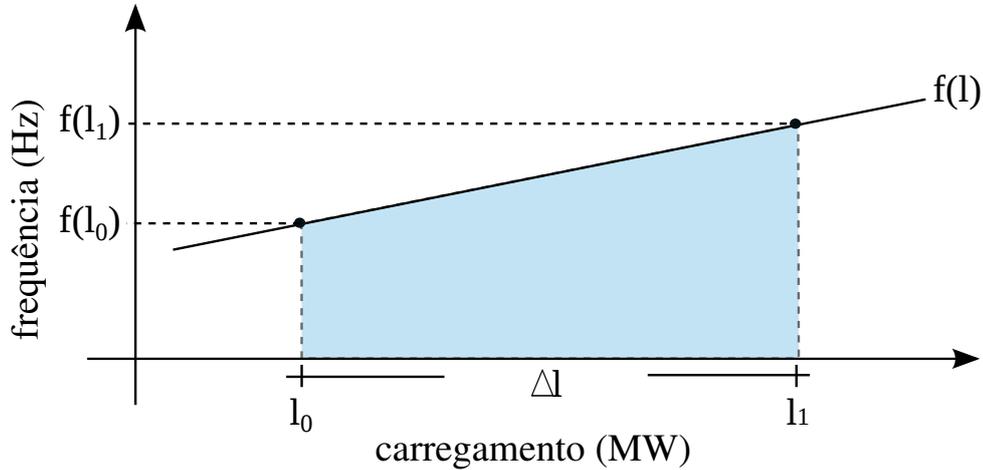


Figura 43 – Cálculo da área interna pelo método de integração trapezoidal.

Dois pontos adjacentes l_0 e l_1 com distância $\Delta l = l_1 - l_0$ foram interpolados por um polinômio de primeira ordem $f(l)$. A área entre os dois pontos adjacentes foi aproximada pela Equação 43 que corresponde à área do trapézio de altura Δl .

$$\text{Área} \simeq \int_{l_0}^{l_1} f(l) dl \simeq \frac{\Delta l}{2} [freq(l_0) + freq(l_1)]. \quad (43)$$

5.1.3 Avaliação dos Máximos e Mínimos

Considerando-se uma análise global, o cálculo da área não poderia ser suficiente para produzir a melhor resposta, por exemplo, se o regime escolhido atinge valores extremos de frequência. Portanto, os pontos que excedem o limiar superior ou inferior devem ser penalizados de acordo com a gravidade da sua magnitude, como mostrado nas Equações 44 e 45, respectivamente. A penalidade resultante é mostrada na Equação 46 e é aplicada em cada um dos pontos de máximo e mínimo. Os melhores esquemas de rejeição são aqueles com a menor soma de penalidades.

$$mag_+ = \begin{cases} \frac{f(l) - f_{max}}{10}, & \text{se } f(l) > f_{max} \\ 0, & \text{c.c.} \end{cases} \quad (44)$$

$$mag_- = \begin{cases} \frac{f_{min} - f(l)}{10}, & \text{se } f(l) < f_{min} \\ 0, & \text{c.c.} \end{cases} \quad (45)$$

$$Mag = mag_+ + mag_- \quad (46)$$

Onde f_{max} e f_{min} são respectivamente os valores máximos e mínimos de frequência que o sistema pode atingir sem desencadear a proteção dos geradores.

5.1.4 Avaliação do Tempo de Estabilização (T_e)

O tempo de estabelecimento é um termo emprestado da área de controle de sistemas que mede o tempo necessário para a saída de um sistema alcançar e manter-se dentro de uma determinada faixa de erro depois de um estímulo em sua entrada. Desta forma, um outro critério adotado para a escolha entre esquemas de rejeição é considerar o tempo necessário para que as variações de frequência permaneçam dentro de um determinado intervalo de tolerância em torno do seu valor nominal, assegurando a estabilidade da variável de controle. A Figura 44 exemplifica o cálculo do tempo total de estabilização, desde a ocorrência balizadora, até a variação da frequência dentro do intervalo de erro permissível. A Equação 47 mostra o cálculo do tempo de estabilização, onde $limiar_{min}$ e $limiar_{max}$ são os limiares da faixa de erro.

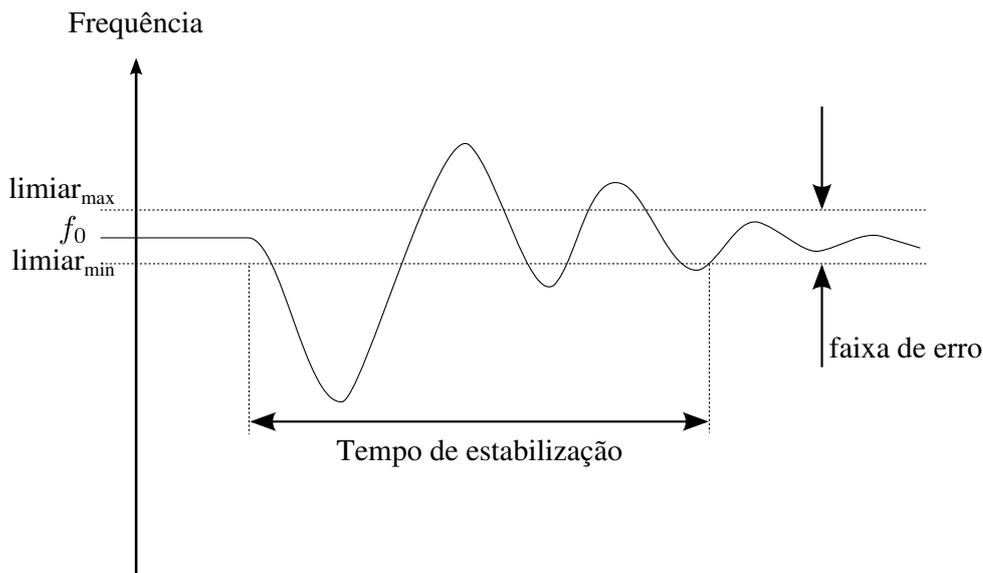


Figura 44 – Tempo de estabilização.

$$T_e = \text{tempo para : } (f - limiar_{min}) \leq f \leq (f + limiar_{max}) \quad (47)$$

5.1.5 Pontuação Final

Como um SEP é composto por uma ou mais áreas de controle, um esquema de RC que se adapte às características específicas de cada região deve ser escolhido. Assim, o cálculo ótimo dos parâmetros para cada área de controle deve ser realizado, separadamente. Além disso, a análise de todas as contingências, pertencentes a cada área de controle devem ser computadas. Para esta finalidade, o perfil de carga L deve ser analisado

nos estudos de estabilidade do sistema. Esta pesquisa propõe considerar três grupos de carga: $L \in \{leve(l), médio(m), pesado(h)\}$. No entanto, é possível adotar outros perfis de carga quando necessário para melhorar a representação do sistema. Além disso, a probabilidade de ocorrência do perfil de carga e duração devem ser consideradas e são representados pela variável k_L .

Cada esquema i avalia o sistema em várias condições de carga. Assim, o esquema de domínio i consiste de um conjunto de curvas de frequência distintas, representadas pela variável j . A pontuação parcial é mostrada pela Equação 48. Para cada curva j sobre o domínio do esquema i e perfil de carga L , a área da representação de máximos e mínimos (Equação 43) é calculada, bem como a soma das penalidades de magnitude (Equação 46) e a média de tempo de estabilização (Equação 47).

A pontuação final de cada esquema proposto é mostrado pela Equação 49. O objetivo é obter um único valor de avaliação a partir dos valores ponderados de cada perfil de carga. Por conseguinte, a soma dos pesos de cada perfil deve ser igual a um ($\sum k_L = 1$). A escolha do melhor esquema baseia-se no candidato que tenha a menor pontuação entre os propostos, como mostrado na Equação 50.

$\forall \text{Área}_{controle} \in SEP :$

$\forall \text{contingência} \in \text{Área}_{controle} :$

$$\text{Pontuação}_i^L = \text{Área}_i^L + \sum_{j \in i} \text{Mag}^L(j) + \text{média}_{j \in i} \{T_e^L(j)\} \quad (48)$$

$$\text{Pontuação}_i^{\text{final}} = k_l * \text{Pontuação}_i^l + k_m * \text{Pontuação}_i^m + k_h * \text{Pontuação}_i^h \quad (49)$$

$$\text{Melhor esquema} = \min\{\text{Pontuação}_1^{\text{final}}, \text{Pontuação}_2^{\text{final}}, \dots, \text{Pontuação}_n^{\text{final}}\} \quad (50)$$

Os valores dos parâmetros que compõem a função de avaliação foram dimensionadas no intervalo $[0; 1]$ de acordo com o máximo valor atingido. Portanto, a pontuação máxima possível de um esquema é 3,0 ($\text{Área}^{\text{max}} + \text{Mag}^{\text{max}} + T_e^{\text{max}}$).

5.2 Considerações sobre a Métrica de Avaliação

A comparação entre diferentes esquemas de rejeição, pertencentes à filosofias similares ou distintas, representa um campo muito pouco explorado na análise de estabilidade do sistema. Os esquemas são geralmente escolhidos de forma empírica com a escolha dos parâmetros que atendam de forma mínima aos requisitos de restauração da condição de equilíbrio do sistema.

Desta forma, uma metodologia bem definida e capaz de analisar de forma isenta o desempenho geral de um esquema de rejeição frente a outros esquemas concorrentes é de fundamental importância para o projeto de definição dos parâmetros que serão adotados. Além disso, a métrica de avaliação também permite a comparação entre diferentes filosofias

de rejeição, possibilitando o estudo de diferentes métodos e a escolha daquele que melhor se adapta às características do SEP analisado.

Para este trabalho, a métrica de avaliação será de fundamental importância para a comparação entre esquemas tradicionais de rejeição, implementados sobre o SEP de 12-barras, que será visto no Capítulo 6, e ao novo método de rejeição proposto neste trabalho, que será visto no Capítulo 7.

Esquemas Tradicionais de Rejeição de Carga e Aplicação da Métrica de Avaliação sobre o SEP de 12-Barras

Neste capítulo, dois modelos de RC convencionais são avaliados sobre o SEP descrito na Seção 4.5. A métrica de avaliação é aplicada sobre esses dois modelos e servirá como critério de comparação com a nova metodologia proposta neste trabalho. O cenário de aplicação em tempo real é delineado e associado a *hardware* específico, que auxiliará nos processos de gestão, controle e tomada de decisão sobre as cargas do sistema elétrico. O primeiro modelo é baseado na rejeição de cargas a partir da frequência instantânea do sistema. Já o segundo modelo leva em consideração a taxa de variação média da frequência, conforme será visto nas próximas seções.

6.1 Definição dos Parâmetros de Rejeição

6.1.1 Contingências

Para compor os esquemas de rejeição de cada área, estudos de estabilidade devem ser executados, a partir da aplicação de contingências em determinados elementos do sistema. Dois tipos de contingência foram considerados: a perda de unidades geradoras e de linhas de transmissão. As contingências selecionadas devem incluir tanto eventos isolados como faltas em determinados geradores, como eventos múltiplos como a remoção de mais de uma linha de transmissão, simulando eventos em cascata. Com isso, é possível selecionar o melhor esquema de rejeição com base no melhor desempenho geral frente às situações de sobrecargas previstas.

Para o projeto de definição dos parâmetros de RC é necessário definir as contingências do sistema que causarão as quedas de frequência significativas (contingências balizadoras). O processo de rejeição é analisado para eventos sem proteção específica e de baixa

probabilidade de ocorrência, ou seja, seu emprego é voltado para os casos mais extremos cuja ocorrência não é esperada pelo sistema e por isso não possui proteção associada.

O cenário considerado para aplicação do fluxo de carga foi a Área de controle 1 exportadora, devido a sua forte concentração de geração e a Área 3 como importadora, devido a sua grande concentração de cargas e pouca geração disponível. A Área 2 se tornou uma área intermediária com importação da Área 1 ou exportação para Área 3, dependente das alterações de carga e geração impostas.

A fim de encontrar as contingências que levassem o sistema a uma condição de sub-frequência, todos os geradores e linhas do sistema foram removidos isoladamente, um por vez, e a frequência resultante do sistema, bem como a tensão nos barramentos de carga foram observados. Vale afirmar que nenhuma linha de transmissão isolada conseguiu sensibilizar os limiares de frequência pré-definidos. Porém, ao analisar a remoção de duas linhas, casos de ilhamento não intencional surgiram, e a região ilhada apresentou severos casos de sub-frequência. Em outras ocorrências, a retirada de mais de um linha acarretou em instabilidades de tensão e, por isso, o ilhamento intencional de algumas áreas foi adotado. Já os geradores de maior potência (Área 1) causaram grandes quedas de frequência e também serão foco de estudo para esta pesquisa. Algumas observações importantes sobre as áreas são:

6.1.1.1 Área 1

Como a Área 1 possui forte concentração de geração, a remoção de suas unidades geradoras (G_1 e G_2) produziram acentuada queda de frequência em todas as áreas envolvidas e, por isso, serão consideradas como contingências para o projeto.

6.1.1.2 Área 2

A perda dupla dos circuitos TL_2 e TL_3 foi analisada para representar a pior condição do sistema para a Área 2 com a finalidade de avaliar o desempenho do esquema de subfrequência em condição de ilhamento para esta área.

6.1.1.3 Área 3

A retirada de duas linhas de interconexão da Área 3 acarretou em grandes instabilidades de tensão para todo o sistema e, portanto, o ilhamento intencional foi admitido com a perda das linhas TL_3 , TL_6 e TL_7 .

6.1.2 Limiares de Frequência

A Figura 45 apresenta as várias condições de operação em função da frequência e as consequências de seu afastamento do valor nominal para o SEP de 12-barras. Para o SEP referido, o valor nominal da frequência é 60 Hz. Pequenas oscilações são permissíveis desde

que estejam dentro do intervalo: $59.9 \leq f \leq 60.1$. Ainda, para pequenas perturbações, é definido um intervalo de $\pm 0,5 Hz$ de variação da frequência. Como resultado, após uma contingência, e havendo necessidade de corte de cargas, a frequência do sistema deve ser mantida dentro do intervalo $59,5 \leq f \leq 60,5$.

Além disso, é definido a frequência de supervisão do sistema em 58,5 Hz. A frequência de supervisão é definida como o valor de referência para acionamento do processo de RC. Isso é necessário para que pequenas perturbações do sistema sejam compensadas pela reserva girante programada. Assim, não há nenhum tipo de intervenção relacionada ao corte de cargas para contingências que não levem a frequência do sistema para valores inferiores à 58,5 Hz. Nos limiares de frequência de 56,5 e 63,0 Hz a proteção por subfrequência e sobrefrequência dos geradores serão acionadas, respectivamente.

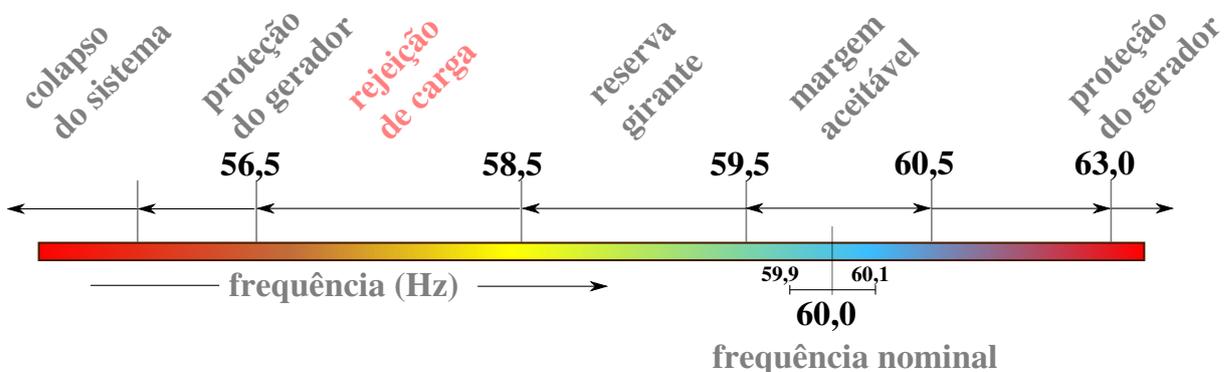


Figura 45 – Limiares de frequência para o SEP de 12-barras.

6.1.3 Sobrecarga Máxima

A sobrecarga máxima permitida deve ser ajustada conforme a prioridade das cargas instaladas e pela análise das cargas que, por restrições do sistema, não podem ser removidas. Dessa forma, um estudo específico deve ser realizado em cada área de controle. Como no sistema de 12-barras esse tipo de dado não está disponível, foram adotados os valores de 30%, 30%, 60% de sobrecarga máxima para as Áreas 1, 2 e 3, respectivamente de forma empírica. Isso de nenhuma forma interfere na metodologia proposta, pois tais valores devem ser especificados para cada SEP analisado.

6.1.4 Número de Estágios de Rejeição

Para o projeto de rejeição, a quantidade de estágios de rejeição foi testada com base nos elementos do conjunto $\{1, 2, 3, 4, 5, 6\}$. Com isso, procura-se encontrar o esquema cuja quantidade de estágios tenha o melhor desempenho frente às oscilações de frequência do sistema.

6.1.5 Distribuição de Cargas

A partir da porcentagem de carga máxima disponível para a rejeição em cada área de controle, a quantidade de carga deve ser dividida entre o número de estágios disponíveis seguindo um critério de distribuição. Desta forma, para o projeto de rejeição de carga as distribuições uniforme, crescente e decrescente foram consideradas. Para o esquema com distribuição uniforme, a quantidade total de carga foi dividida igualmente entre os diferentes estágios. Já para os esquemas crescentes, uma progressão aritmética foi adotada. A distribuição decrescente é a progressão inversa da crescente. A Figura 46 mostra a porcentagem de cargas a ser rejeitada de acordo com o número de estágios e a distribuição disponível adotada.

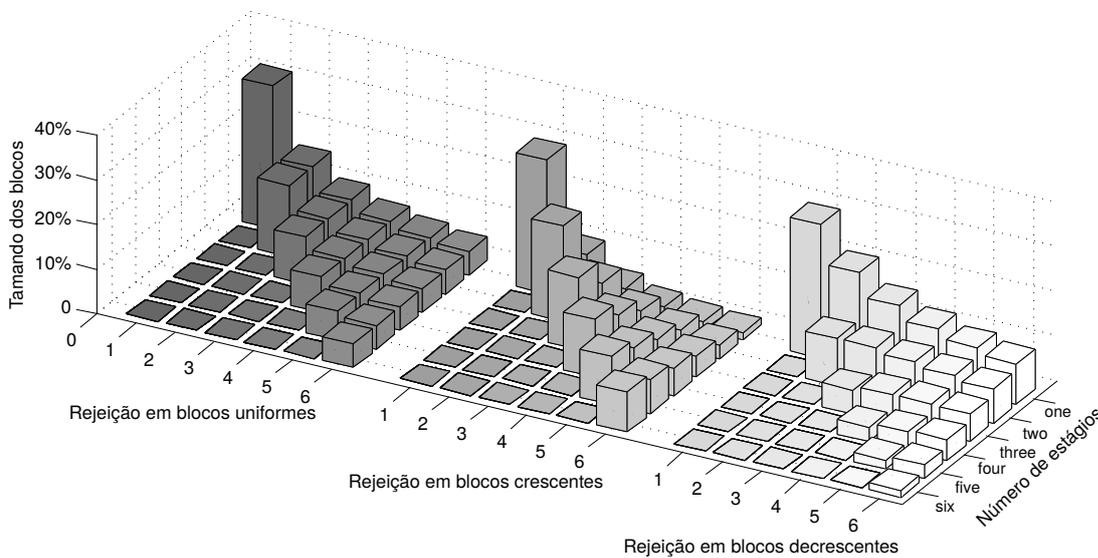


Figura 46 – Distribuição de cargas: uniforme, crescente e decrescente.

6.1.6 Prioridade das Cargas

Embora a classificação de cargas seja um importante parâmetro na definição de projetos de RC, para o escopo deste trabalho ela não será considerada. A rejeição é feita sem considerar a prioridade das cargas conectas em seus respectivos alimentadores, não influenciando no resultado final obtido. Porém, em sistemas reais, estas influenciam diretamente nas restrições operacionais dos SEPs.

6.1.7 Métrica de Avaliação

A Tabela 17 sumariza os parâmetros já descritos anteriormente na apresentação do sistema de transmissão de 12-barras (Seção 4.5) e seus valores adotados para o desenvolvimento do projeto de RC para a criação dos potenciais esquemas de rejeição.

Desta forma, para avaliar o desempenho individual de cada esquema, o sistema foi configurado de acordo com a máxima carga permissível de rejeição, o número de estágios

Tabela 17 – Descrição geral dos parâmetros de rejeição.

Parâmetro	Descrição		
Frequência	Limites	f_{max} : 63 Hz f_{min} : 56.5 Hz	
	Estabilidade	$limiar_{max}$: 60+0,5 Hz $limiar_{min}$: 60-0,5 Hz	
Sobrecarga Máxima	Área 1	30%	
	Área 2	30%	
	Área 3	60%	
Contingências	Área 1	Perda G2	
	Área 2	Ilhamento da Área 2: Abertura LT ₂ e LT ₆	
	Área 3	Ilhamento da Área 3: Abertura LT ₃ , LT ₆ e LT ₇	
Número de estágios	1, 2, 3, 4, 5 e 6		
Distribuição de carga	Uniforme		
	Progressão aritmética	Crescente Decrescente	
Perfil de carga	Perfil	Porcentagem	Probabilidade relativa
	Leve:	70%	0,3
	Médio:	85%	0,5
	Pesado:	100%	0,2

e a distribuição de carga entre os estágios disponíveis. Para cada área do sistema as contingências classificadas como geradoras de sub-frequência foram aplicadas, considerando os perfis de carga analisados. Então, registrou-se as curvas de frequências resultantes a partir da remoção dos blocos utilizando a filosofia pelo valor instantâneo da frequência e também por sua derivada, conforme explicado nas próximas seções.

6.2 Rejeição de Cargas pela Frequência Instantânea

Os desempenhos de cada esquema de RC utilizando a filosofia de rejeição pela frequência instantânea do sistema foram analisados usando o RTDS. Cada simulação foi realizada ao longo de um período de 70 segundos em tempo real. O despacho foi variado de acordo com a Tabela 10 em passos de 2 MW. A partir das simulações de contingências sobre o SEP, a métrica de avaliação foi aplicada sobre os sinais de resposta da frequência a fim de se comparar o desempenho de cada esquema proposto.

6.2.1 Distribuição dos Limiares de Frequência

No ajuste do primeiro estágio deve-se considerar uma operação contínua do gerador e a frequência mínima de ativação do processo de rejeição. O valor 58,5 Hz foi escolhido como ponto inicial para que sobrecargas de pequeno porte sejam atendidas pela reserva

girante do sistema. Uma vez iniciado o ajuste de frequência, os limiares restantes devem seguir uma lógica, conforme o intervalo de frequência disponível. A frequência mínima permissível de 56,5 Hz fornece uma pequena faixa de frequência de 2,0 Hz e, portanto, um escopo limitado de otimização para organizar os diferentes limiares de frequência. Quanto maior a quantidade de estágios, menor será a distância entre os limiares, resultando em pouca seletividade entre os estágios de rejeição e maiores atrasos de atuação, já que cada limiar possui um atraso de operação associado.

A Figura 47 mostra a distribuição dos limiares de frequência de acordo com o número de estágios disponíveis em cada esquema considerado. Cada sub-barra representa o intervalo de atuação de cada limiar e o valor inicial de frequência em que é acionado. Como critério de seleção, o intervalo disponível foi dividido uniformemente entre os estágios definidos. Dessa forma, quando considerado apenas um estágio de rejeição, este é acionado quando a frequência atingir o limiar de 58,5 Hz. Quando dois estágios são definidos, o primeiro é acionado no limiar de 58,5 Hz e o segundo em 57,5 Hz, e assim, sucessivamente.

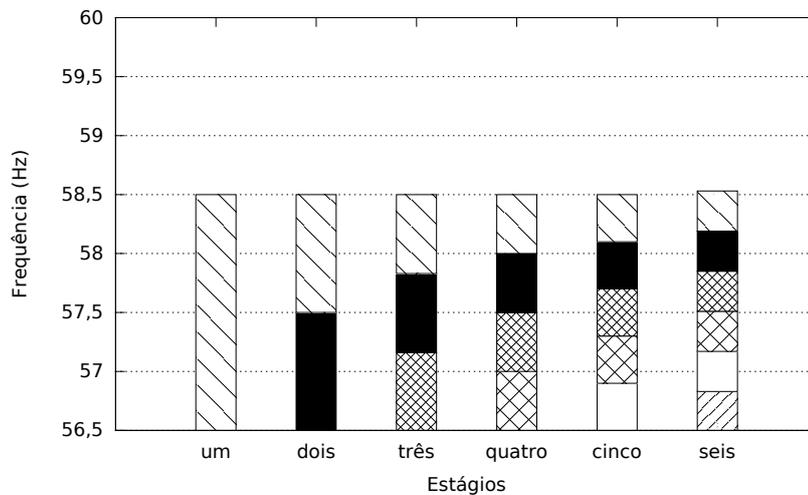


Figura 47 – Distribuição dos limiares de frequência.

A Figura 48 mostra a lógica de atuação do relé de subfrequência. A lógica é aplicada em cada um dos limiares de frequência estabelecidos. O bloco comparador recebe como parâmetros a $freq_{corte}$, que corresponde ao limiar de frequência de corte, e a frequência medida no barramento monitorado $freq_{barra}$. Se a frequência do barramento for menor que a frequência de corte o comparador muda o sinal de saída do valor “0” para o valor “1”. O bloco integrador irá somar os valores recebidos a partir da ponderação do parâmetro $\frac{1}{T}$. Dessa forma sua saída só terá o valor “1” após T somas de suas entradas. O *Flip-Flop* mantém o valor de saída da borda de subida até a aplicação dos sinal de *reset*.

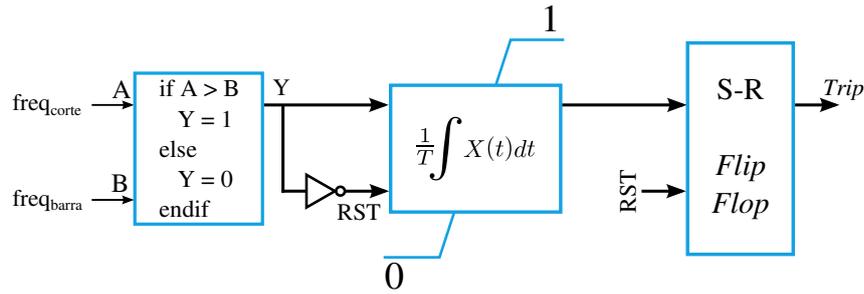


Figura 48 – Lógica de atuação do relé de subfrequência.

6.2.2 Aplicação da Métrica de Avaliação

A métrica de avaliação foi aplicada em todas as áreas de controle do sistema. Além disso, para cada perfil de carga considerado (leve, médio e pesado), o valor da pontuação individual foi calculado e levado em consideração para a composição do valor final de avaliação. Desta forma, a área da região de variação da frequência, as penalizações dos valores máximos e mínimos e o tempo de estabelecimento foram computados para a composição da pontuação final de cada esquema de rejeição proposto.

A Figura 49 mostra o valor calculado para a área da região interna entre os valores máximos e mínimos de frequência, conforme a Equação 43. O gráfico foi dividido em três partes, cada uma representando o perfil de carga correspondente. Além disso, cada barra do histograma foi agrupada em um conjunto de três elementos, cada um representando o valor de pontuação obtido para a respectiva área de controle associada. Cada conjunto representa um dos esquemas propostos para avaliação (eixo das abscissas).

Ainda pela Figura 49 é possível observar que cada área de controle possui uma resposta distinta para a variação da frequência (que é espelhada pela área da região interna dos valores máximos e mínimos). Desta forma, selecionar um esquema geral que atenda todas as áreas de controle do sistema pode trazer consequências danosas para o desempenho geral do processo de RC.

Com base nesse resultado, um esquema de rejeição será selecionado para cada área de controle. Para melhor caracterizar os testes, o perfil médio de carga foi definido como predominante em pelo menos metade do tempo considerado. O perfil pesado de carga foi estimado em 20% do tempo, já que seus valores constituem os valores de pico de consumo. A parcela restante foi reservada para o perfil de carga leve. Conseqüentemente, os pesos da Equação 49 são: $k_l = 0,3$; $k_m = 0,5$ e $k_p = 0,2$. A Figura 50 mostra o resultado da ponderação dos três perfis de carga para a composição de uma única pontuação para o cálculo da região interna de cada esquema proposto.

Para o cálculo da penalização das magnitudes e o tempo médio de estabilização (Equação 47 e Equação 46), o mesmo procedimento foi adotado para a obtenção das pontuações por perfil de carga considerado e, conseqüentemente, a ponderação desses valores para a composição de um único valor de avaliação para cada área de controle.

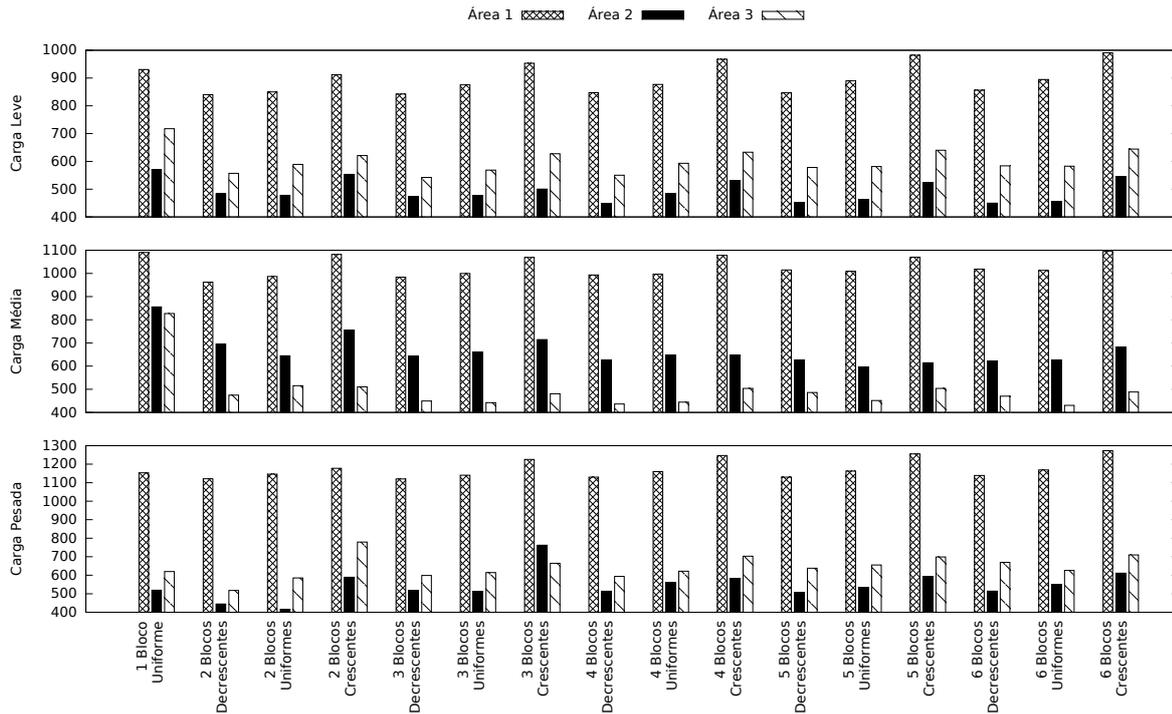


Figura 49 – Área da região interna utilizando a frequência instantânea.

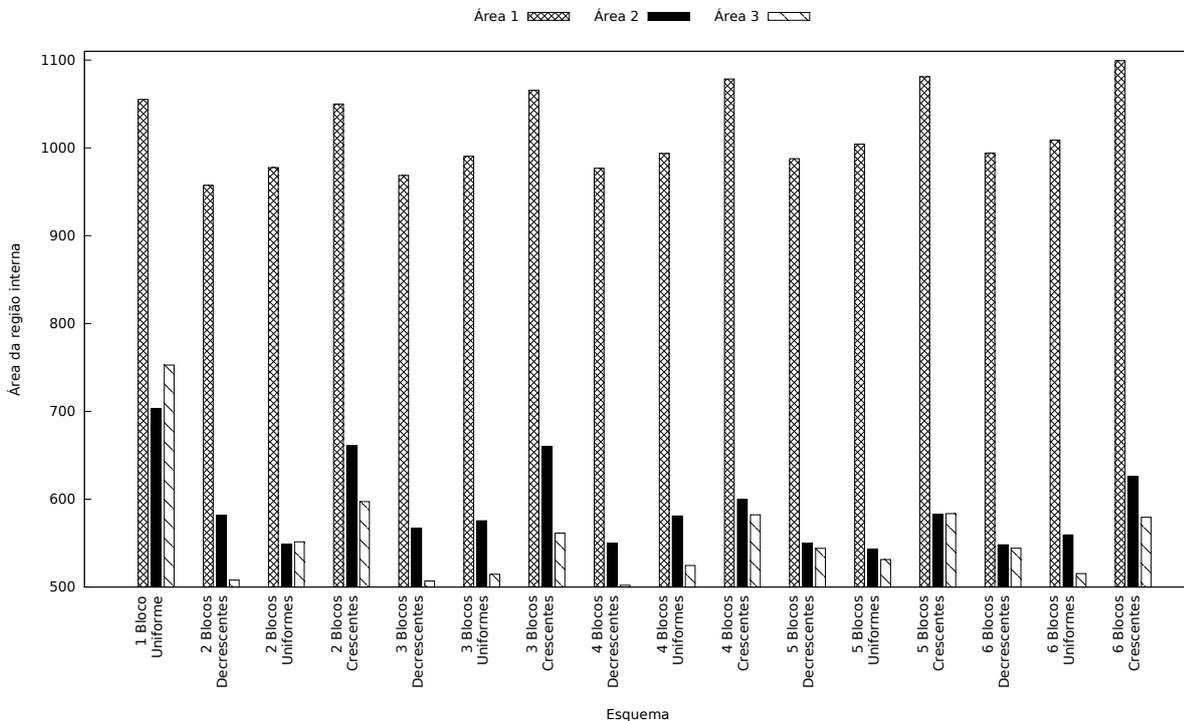


Figura 50 – Área da região interna ponderada por perfil de carga utilizando a frequência instantânea.

A Figura 51 mostra os valores de magnitudes apresentadas pela métrica de avaliação, enquanto a Figura 52 representa a resultante de carga. A Figura 53 é responsável por

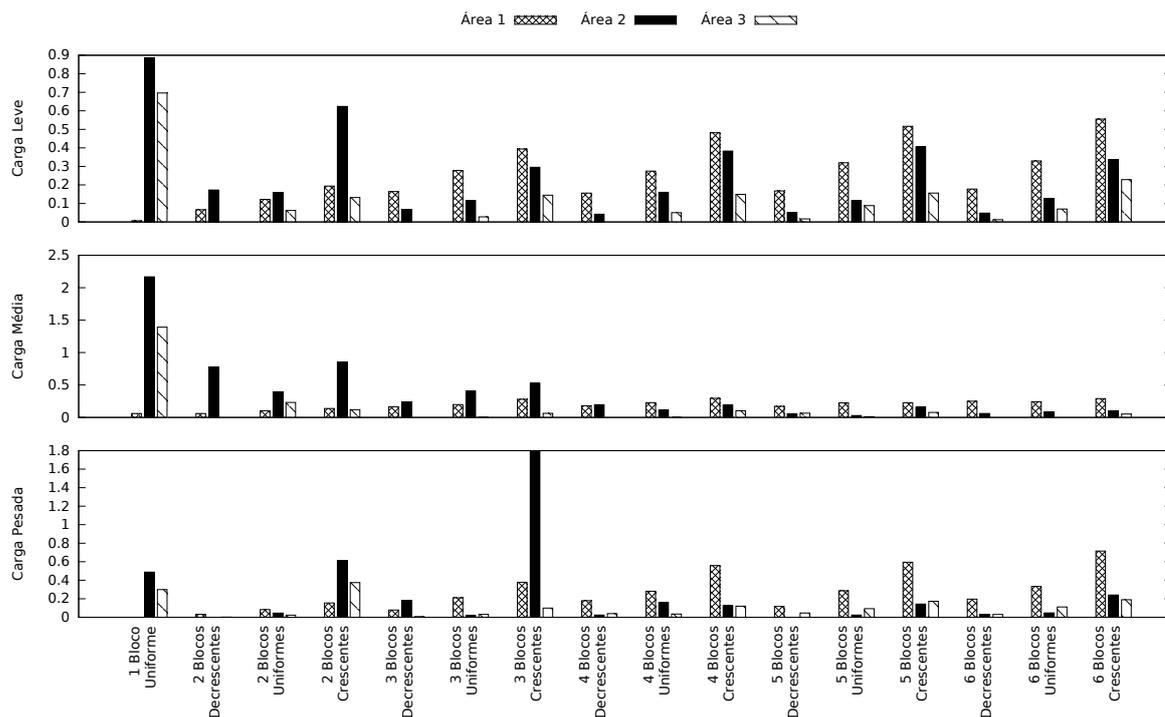


Figura 51 – Magnitudes utilizando a frequência instantânea.

apresentar os valores de tempo de estabilização e a Figura 54 sua pontuação ponderada.

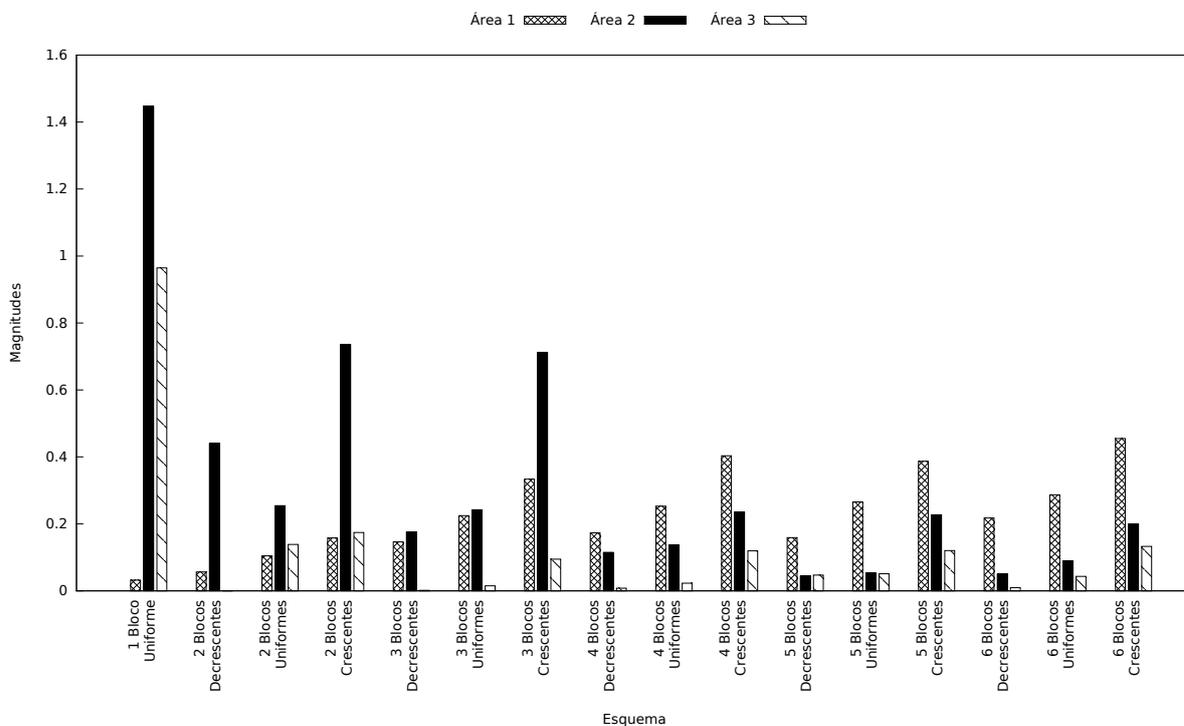


Figura 52 – Magnitudes ponderadas por perfil de carga utilizando a frequência instantânea.

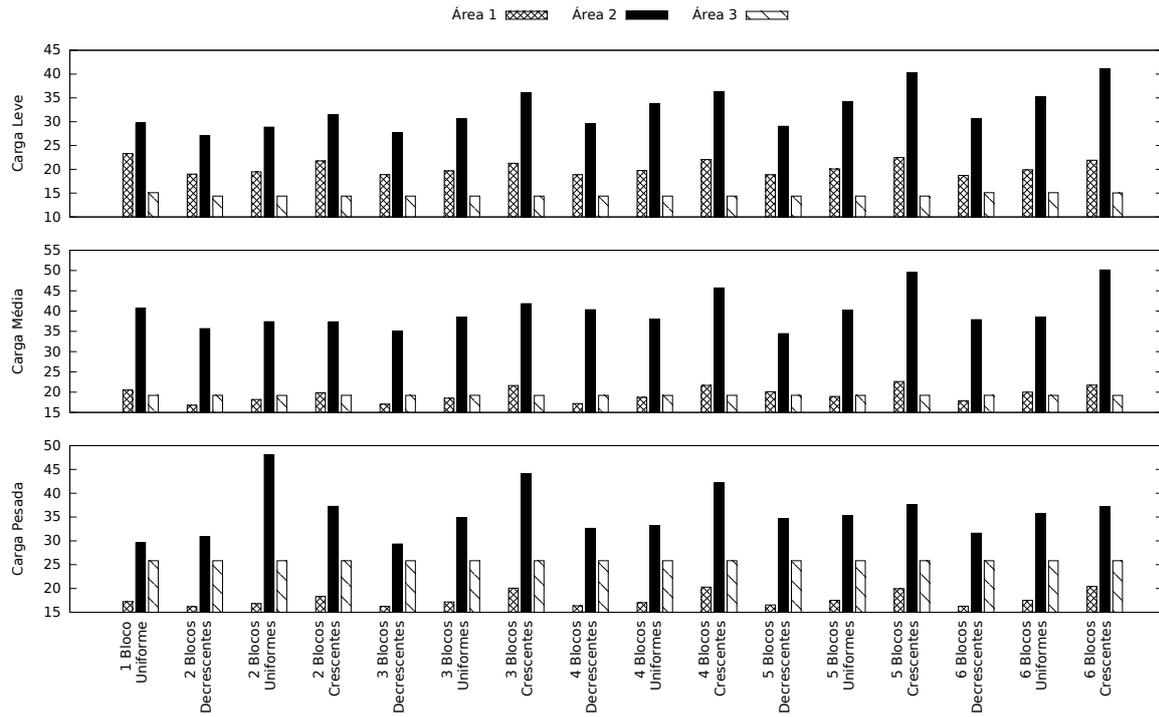


Figura 53 – Tempos de estabilização utilizando a frequência instantânea.

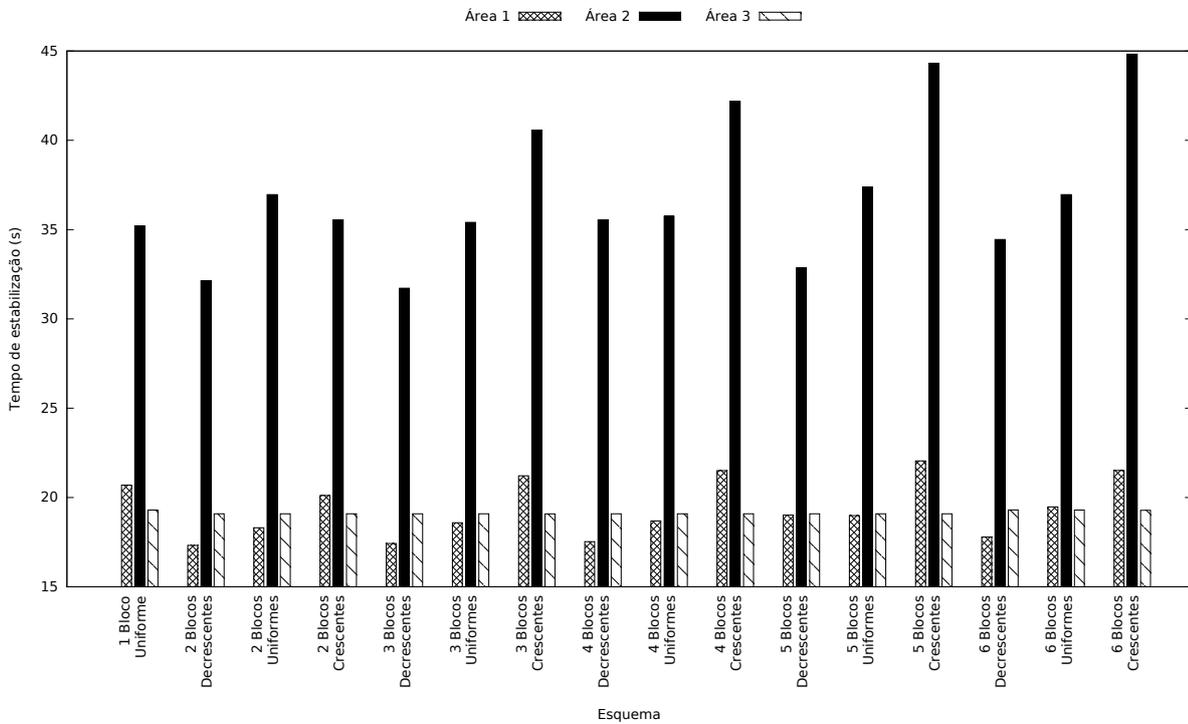


Figura 54 – Tempo de estabilização ponderado por perfil de carga utilizando a frequência instantânea.

6.2.3 Melhores Esquemas

A pontuação obtida pelo cálculo da área da região interna, as magnitudes máximas e mínimas e o tempo de estabilização médio representam grandezas distintas e precisam ser combinadas para obtenção de um único valor que represente a eficácia do esquema analisado. Desta forma, as medidas foram submetidas ao escalonamento de seus valores dentro do intervalo $[0; 1]$, com base nos valores máximos obtidos. A partir da Equação 49, obteve-se a pontuação final dos esquemas propostos, conforme mostra a Figura 55.

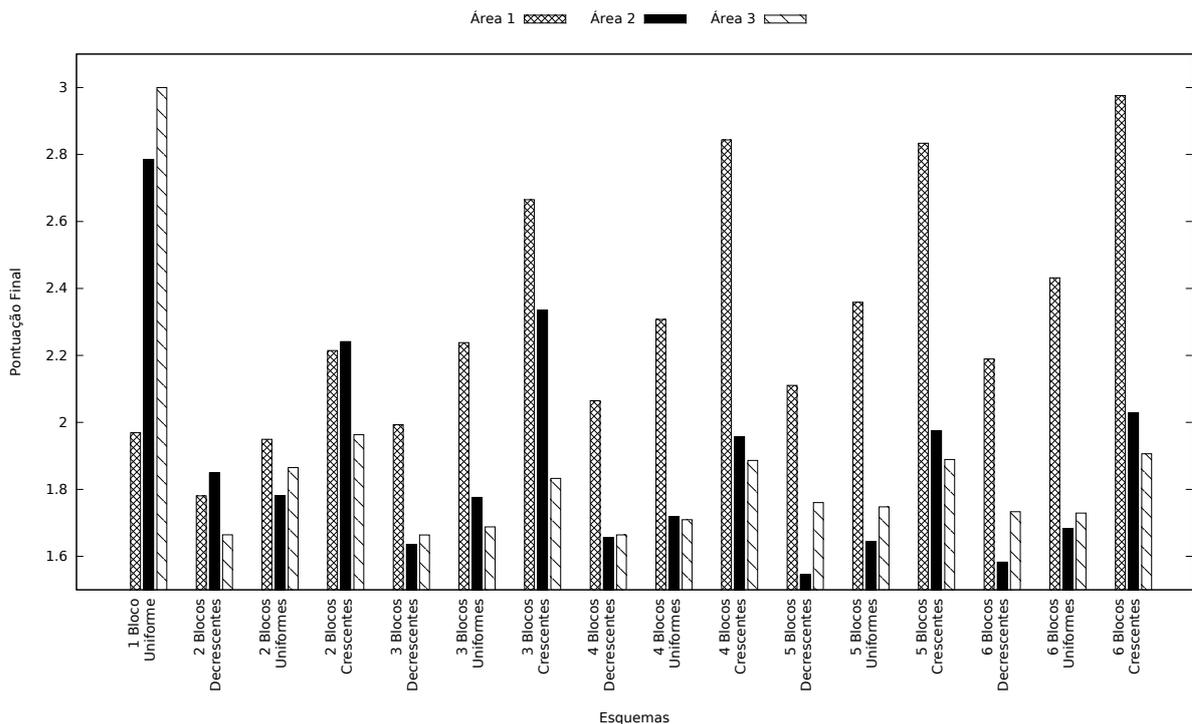


Figura 55 – Pontuação final dos esquemas utilizando a frequência instantânea.

Analisando os valores mínimos obtidos em cada área de controle é possível selecionar os melhores esquemas que obtiveram o melhor desempenho geral frente à análise de cada componente da métrica proposta. A Tabela 18 mostra as configurações dos esquemas selecionados para cada área de controle.

Desta forma, houve o predomínio da seleção de esquemas com distribuição de cargas decrescentes entre os esquemas selecionados. Como a contingência da Área 1 não isola nenhuma outra parte do sistema, o desbalanço geral de frequência é amortizado pela compensação dos controladores dos geradores restantes, exigindo poucos estágios de rejeição para se atingir um novo estado de equilíbrio. A Área 2, que constitui uma área intermediária de transferência energética, exige uma maior quantidade de estágios para equilibrar a quantidade de carga ideal a ser rejeitada, evitando as desconexões desnecessárias, e a conseqüente sobrefrequência, ou a remoção insuficiente com a queda

Tabela 18 – Melhores esquemas de rejeição utilizando a frequência instantânea.

Esquema	Área 1		Área 2		Área 3	
	2 Blocos Decrescentes		5 Blocos Decrescentes		3 Blocos Decrescentes	
Métrica	1,78		1,55		1,66	
Estágio	freq.	cut	freq.	cut	freq.	cut
	(Hz)	(%)	(Hz)	(%)	(Hz)	(%)
1	58,50	20	58,50	10	58,50	30
2	57,50	10	58,10	8	57,83	20
3	–	–	57,70	6	57,17	10
4	–	–	57,30	4	–	–
5	–	–	56,90	2	–	–
6	–	–	–	–	–	–

excessiva da frequência. A Área 3, que possui grande deficit de geração, precisa remover grandes blocos de sobrecarga rapidamente para evitar a queda brusca da frequência.

6.3 Rejeição de Cargas pela Derivada da Frequência

A análise da queda de frequência que se segue após a ocorrência de uma contingência balizadora mostra que esta é mais acentuada no período inicial do distúrbio. Com o progresso do evento, a taxa de variação diminui com a operação de mecanismos como o acionamento da reserva girante, o controle dos reguladores de velocidade e as ações dos operadores do sistema. Desta forma, a magnitude do ajuste deve ser definida de tal forma que opere na ocorrência de contingências balizadoras, mas não seja acionada em outros tipos de eventos. Com isso, o intervalo de valores que a derivada da frequência pode assumir deve ser analisado, principalmente no que se refere ao maior valor negativo que pode ocorrer.

Para cada área de controle do sistema foram analisadas as contingências balizadoras e os respectivos valores da derivada da frequência de cada simulação realizada. A Figura 56 condensa os menores valores da derivada simulados, considerando cada perfil de carga e sua respectiva área de controle. Desta forma, define-se o intervalo $[-2, 1; -0, 1]$ (Hz/s) de sensibilização da filosofia de rejeição pela derivada da frequência.

Assim como a filosofia de rejeição pela frequência absoluta do sistema, as diversas fases de RC pela df/dt devem ser realizadas seguindo um critério de seleção. A Figura 57 mostra a distribuição da derivada da frequência de acordo com o número de estágios de esquema considerado. Desta forma, o intervalo $[-2, 1; -0, 1]$ (Hz/s) da Figura 56 foi dividido uniformemente entre os estágios disponíveis. Cada sub-barras representa o intervalo de atuação e o valor inicial de derivada em que é acionado. Assim, quando

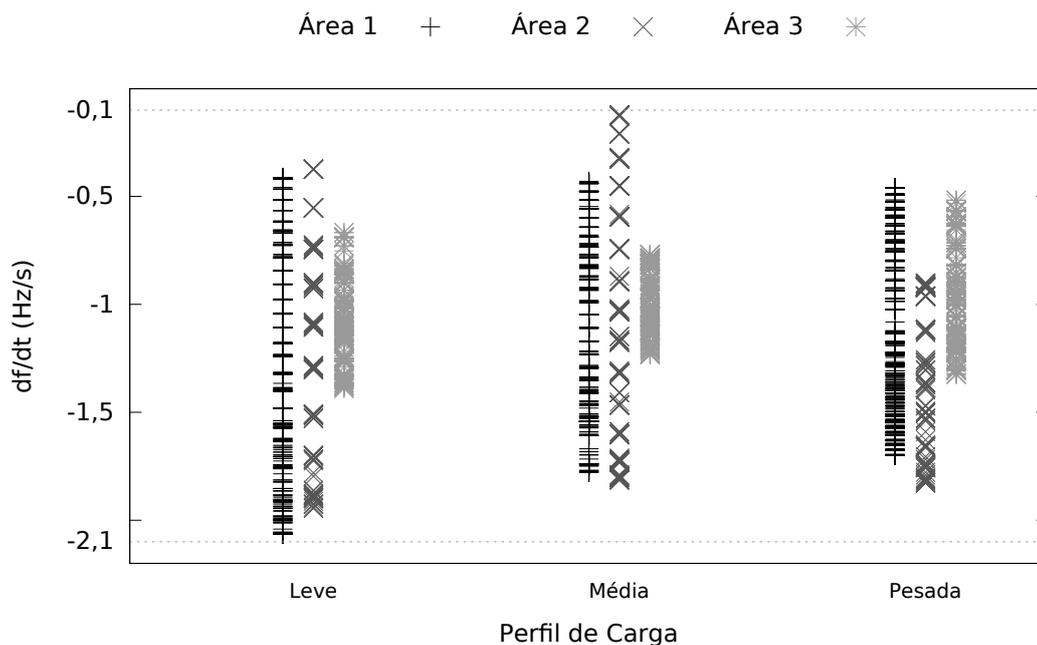


Figura 56 – Valores mínimos para a filosofia de rejeição pela derivada da frequência.

analisamos apenas um estágio de rejeição, este valor é acionado quando a derivada da frequência atinge o valor $-0,1$ Hz/s. Quando existem dois estágios de rejeição, o primeiro é acionado em $-0,1$ Hz/s e o segundo é acionado em $-1,1$ Hz/s, e assim, sucessivamente.

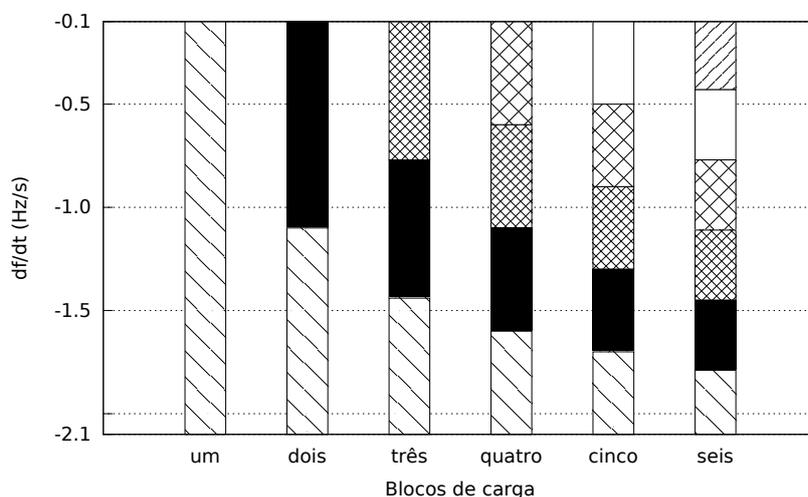


Figura 57 – Distribuição do intervalo df/dt entre os estágios de rejeição.

Seguindo a mesma metodologia da Seção 6.2, a mesma métrica de comparação foi aplicada sobre a filosofia de rejeição de cargas pela derivada da frequência. A área da região de máximos e mínimos, a magnitude dos valores máximos e mínimos da frequência e o tempo de estabilização foram calculados e combinados para a obtenção do valor de avaliação para a escolha do melhor esquema de rejeição.

A Figura 58 mostra o valor da componente de área para os três perfis de carga

analisados. Os valores de pontuação de cada esquema são agrupados de acordo com sua respectiva área de controle. A ponderação dos perfis de carga pode ser visto na Figura 59. Os mesmos pesos da filosofia pela frequência instantânea foram adotados para cada perfil de carga analisado.

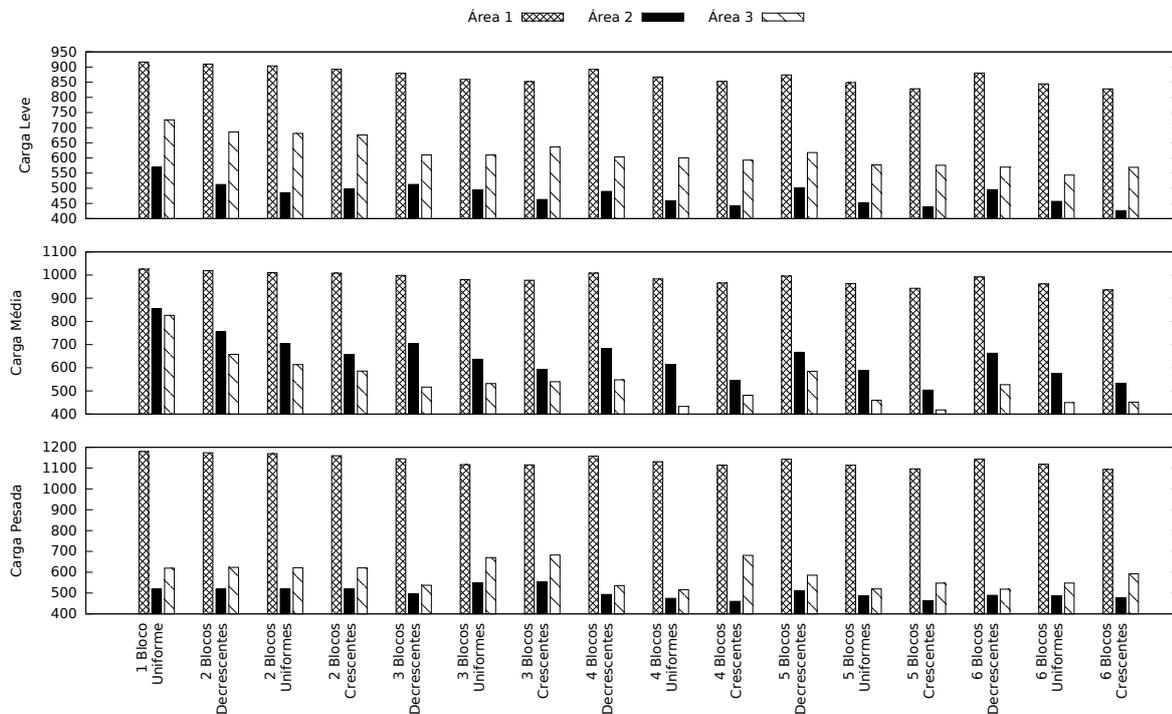


Figura 58 – Área da região interna utilizando a derivada da frequência.

De forma similar, a Figura 60 e a Figura 61 descrevem a pontuação obtida pelas magnitudes da filosofia pela derivada da frequência. De forma geral, é possível verificar que o aumento da quantidade de blocos contribui para a diminuição da penalidade dos valores máximos e mínimos atingidos, ou seja, o aumento da quantidade de blocos evita que grandes blocos de rejeição sejam tirados abruptamente do sistema, evitando as situações de sobrefrequência.

Algumas barras dos histogramas de magnitude não apresentam componentes em alguns esquemas de rejeição. Isso se deve ao fato do esquema em questão não apresentar valores de frequência que excedam os limiares críticos de acionamento da proteção dos geradores para a área de controle analisada. Tal resultado mostra a eficácia do esquema proposto em manter a variação da frequência dentro do intervalo permitido de oscilação.

Já a Figura 62 e a Figura 63 são responsáveis por mostrar o tempo de estabilização desse tipo de filosofia. Não é possível verificar uma tendência clara de otimização envolvendo todas as áreas de controle quando se considera a quantidade de blocos de rejeição e a distribuição de carga entre os blocos. Por outro lado, se analisado separadamente para cada área de controle, é possível obter diferenças significativas entre algumas opções de rejeição.

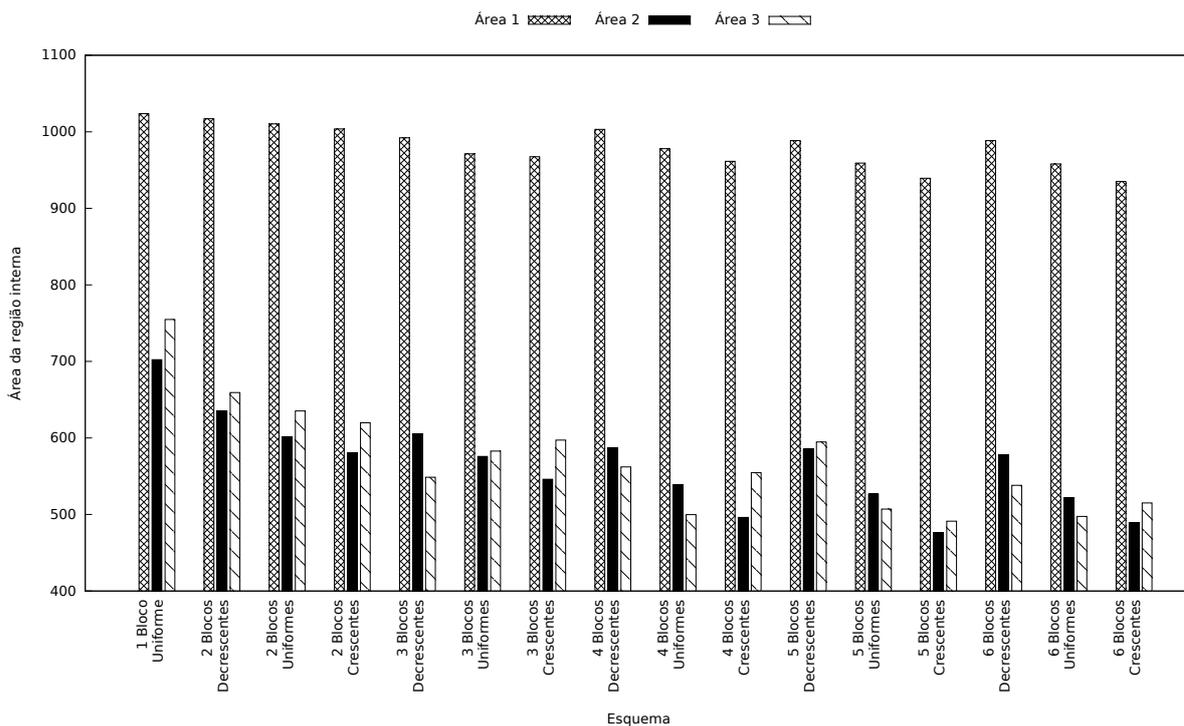


Figura 59 – Área da região interna ponderada por perfil de carga utilizando a derivada da frequência.

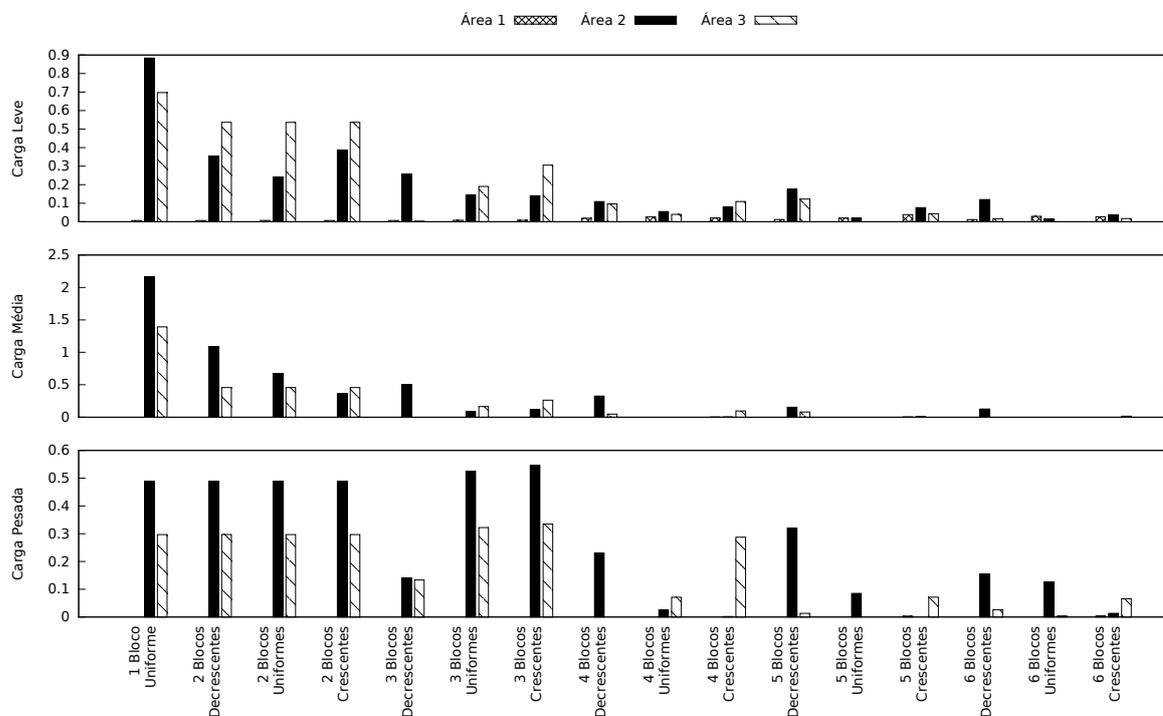


Figura 60 – Magnitudes utilizando a derivada da frequência.

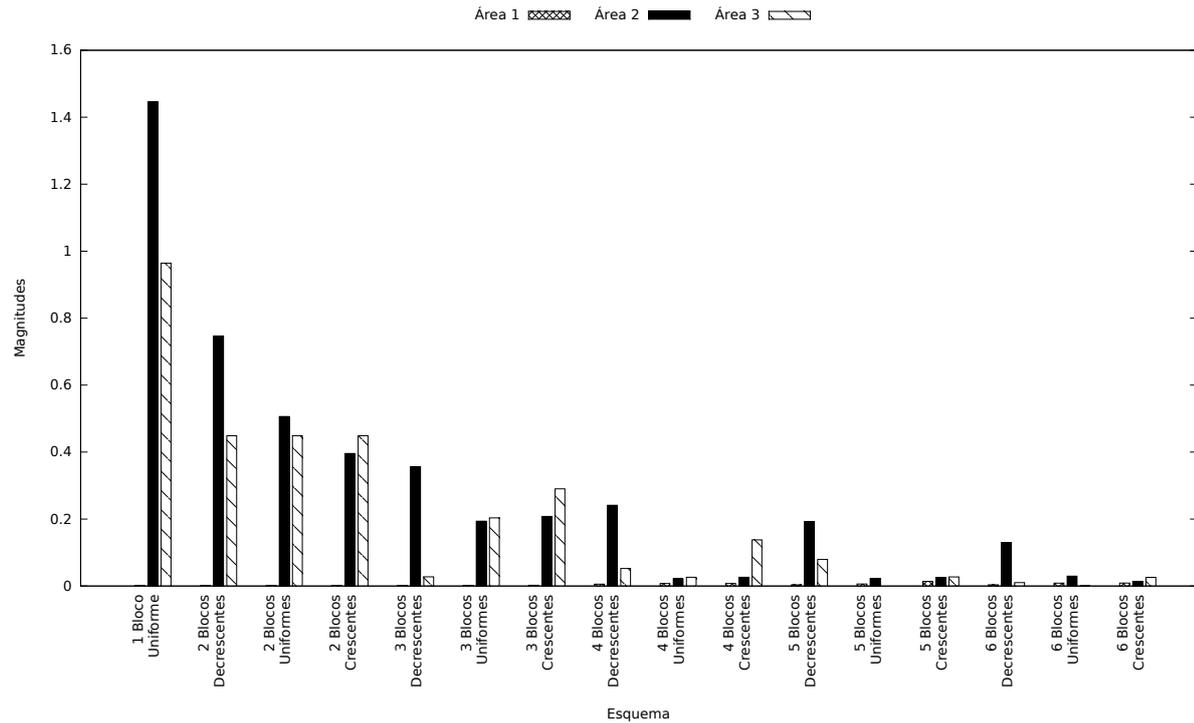


Figura 61 – Magnitudes ponderadas por perfil de carga utilizando a derivada da frequência.

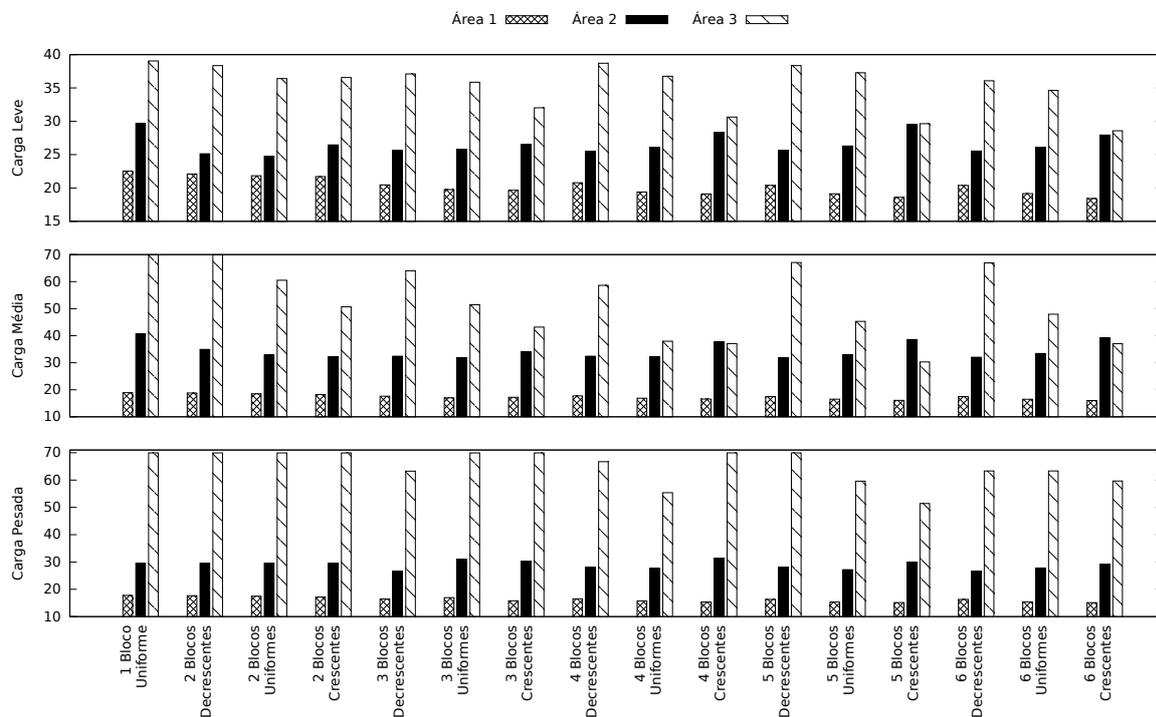


Figura 62 – Tempos de estabilização utilizando a derivada da frequência.

6.3.1 Melhores Esquemas

A Figura 64 sintetiza a pontuação final dos termos da área, magnitude e média do tempo de estabilização para a filosofia de RC utilizando a derivada da frequência. A

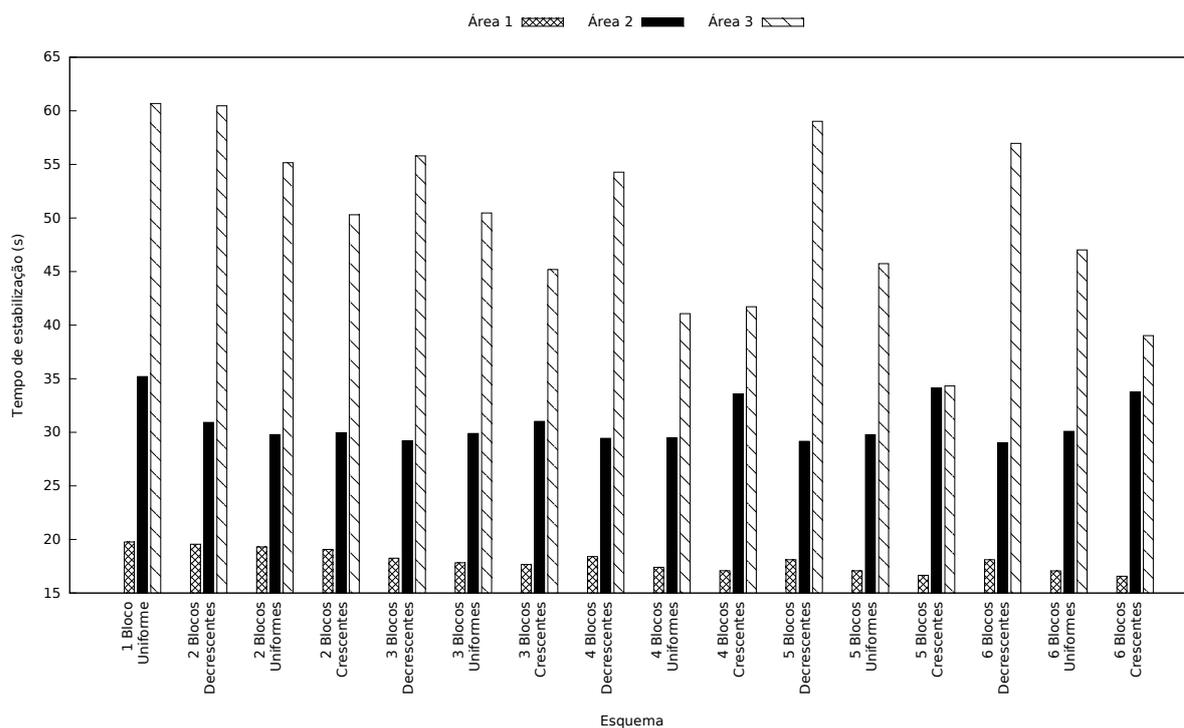


Figura 63 – Tempo de estabilização ponderado por perfil de carga utilizando a derivada da frequência.

partir dos valores obtidos, é possível comparar os esquemas que foram menos penalizados e seleccionar a melhor configuração dos parâmetros de cada área de controle.

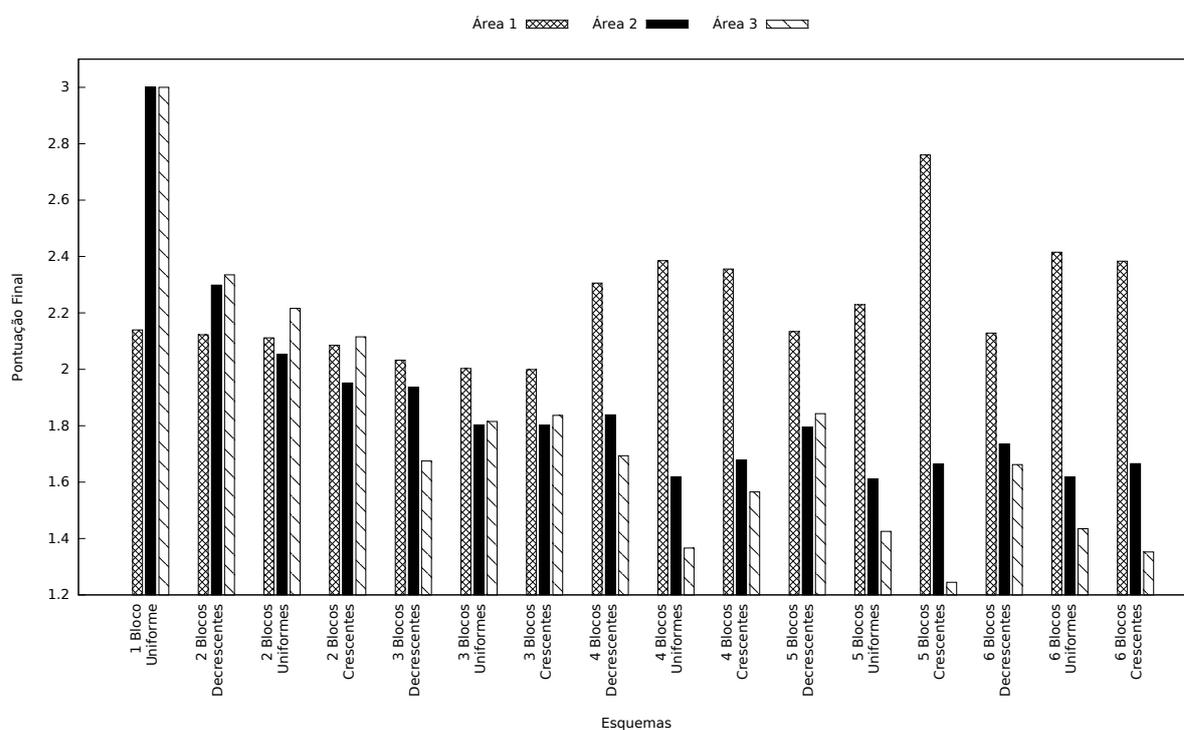


Figura 64 – Pontuação final dos esquemas utilizando a derivada da frequência.

Assim, os melhores esquemas selecionados são mostrados na Tabela 19.

Tabela 19 – Melhores esquemas de rejeição utilizando a derivada da frequência.

Esquema	Área 1		Área 2		Área 3	
	3 Blocos Crescentes		5 Blocos Uniformes		5 Blocos Crescentes	
Métrica	2,0		1,61		1,24	
Estágio	df/dt	cut-off	df/dt	cut-off	df/dt	cut-off
	(Hz/s)	(%)	(Hz/s)	(%)	(Hz/s)	(%)
1	-0,1	5	-0,1	6	-0,1	4
2	-0,8	10	-0,5	6	-0,5	8
3	-1,4	15	-0,9	6	-0,9	12
4	–	–	-1,3	6	-1,3	16
5	–	–	-1,7	6	-1,7	20
6	–	–	–	–	–	–

A comparação entre as duas métricas será realizada na Seção 7.7, onde um novo procedimento de rejeição é proposto. Desta forma, as três filosofias de rejeição serão analisadas e os benefícios e desvantagens de cada proposta serão levantados.

6.4 Considerações sobre os Esquemas Tradicionais de RC

Neste capítulo foram apresentadas duas filosofias convencionais amplamente utilizadas em projetos de rejeição de cargas. Ambas possuem muitas características comuns, como a definição da quantidade de estágios a serem rejeitados e a distribuição da quantidade de cargas. Contudo, ambos os métodos apresentam atuações distintas sobre o sistema. Enquanto a frequência instantânea necessita de vários estágios de rejeição em diferentes limiares de frequência, a filosofia pela derivada da frequência utiliza a severidade do distúrbio para calcular, geralmente em apenas um estágio, a quantidade de carga necessária para que a frequência retorne próxima ao seu valor original.

É importante ainda salientar que os estudos e resultados obtidos nesse capítulo foram gerados a partir do SEP de 12-barras apresentado. Para diferentes sistemas elétricos, um novo estudo para o levantamento dos parâmetros mencionados precisam ser efetuados. Contudo, a mesma metodologia apresentada pode se utilizada, inclusive a aplicação da métrica de comparação entre esquemas e filosofias de rejeição, que é independente do método utilizado.

A Tabela 20 lista o melhor e o pior esquema de rejeição de cada uma das duas metodologias convencionais de rejeição estudadas neste trabalho, a partir da análise da

métrica proposta sobre as áreas de controle do SEP de 12-barras. Esses esquemas serão utilizados no Capítulo 7 para comparação com a nova filosofia proposta.

Tabela 20 – Melhores e piores esquemas da metodologia convencional.

	Frequência Instantânea		Derivada Frequência	
	Melhor	Pior	Melhor	Pior
Área 1	2 Blocos Decrescentes	6 Blocos Decrescentes	3 Blocos Crescentes	5 Blocos Crescentes
Área 2	5 Blocos Decrescentes	1 Bloco Uniforme	5 Blocos Uniforme	1 Bloco Uniforme
Área 3	3 Blocos Decrescentes	1 Bloco Uniforme	5 Blocos Crescentes	1 Bloco Uniforme

Um Novo Esquema para Rejeição de Cargas Baseado em um Sistema Multiagentes

Como alternativa ao sistema convencional de RC, propõe-se a utilização de uma infraestrutura de comunicação nos moldes necessários para se caracterizar um SMA que possa tornar o processo, que hoje é estático, em um modelo adaptativo dependente das condições dinâmicas do sistema. Portanto, serão analisadas as informações necessárias para uma comunicação eficiente entre os diversos elementos do esquema, principalmente os Agentes, que serão os responsáveis pelo monitoramento e controle das atividades da solução proposta.

Os Agentes serão implementados como uma abstração dos controladores e supervisores da medida de frequência, geração e consumo, atuando de forma seletiva quando houver desbalanço no equilíbrio do sistema. Para isso, deve-se contar com uma infraestrutura de processamento consistindo de computadores pessoais e industriais conectados entre si por uma rede de comunicação, utilizando um protocolo de comunicação apropriado e que estejam integrados ao SEP analisado.

7.1 Aplicação dos Sistemas Multiagentes

Apresenta-se no que segue alguns dos trabalhos em destaque sobre a temática de SMA proposta nesta pesquisa. Os trabalhos apresentados abordam diferentes metodologias que servirão como inspiração e direcionamento para a proposição de um novo modelo visando bons resultados para projetos de RC, a partir das diretrizes já consagradas pela literatura. Busca-se dessa forma, desconectar o menor montante de cargas do sistema, por um curto espaço de tempo e com menor perturbação da frequência.

Solanki, Khushalani e Schulz (2007) propõem um SMA descentralizado para RC em sistemas distribuídos. Duas topologias diferentes são testadas frente a três distintas

situações: na restauração completa e parcial com RC, e na restauração com caminho alternativo. A implementação é realizada utilizando a linguagem *Foundation for Intelligent Physical Agents* (FIPA), padronizada pela *IEEE Computer Society*. Para a implementação da proposta são utilizados o *framework Java Agent Development* (JADE), e a interface *Virtual Test Bed* (VTB).

Xu, Liu e Gong (2011) propõem um SMA estável para a rejeição de carga baseado no teorema do “Consenso Médio” que se baseia em informações locais, a partir dos agentes distribuídos, para garantir que informações importantes sejam compartilhadas de forma distribuída. Embora a informação seja processada de forma global, a comunicação é realizada apenas entre agentes vizinhos e é representada como um sistema linear discreto. Além disso, sua estabilidade é rigorosamente analisada, com garantia de convergência, diferenciando-se das metodologias tradicionais que utilizam de simulações computacionais. Ainda, para melhorar a velocidade da solução, é utilizado o algoritmo *Particle Swarm Optimization* (PSO).

Jamian et al. (2011) utilizam conceitos relacionados à SGs para indicar a viabilidade de um esquema de balanço da frequência a partir de um sistema de “controle de cargas inteligentes” em que as próprias cargas individuais dos consumidores podem ser retiradas do sistema. Para tanto, os autores especificam os requisitos de comunicação necessários para implementar tal conceito apontando os meios necessários para transmitir informações, desde os níveis locais, até o envio de informações para os servidores. A topologia das redes distribuídas inteligentes é introduzida enfatizando dois componentes da arquitetura: o método de operação do servidor e as categorias de classificação das cargas, diferenciando-as conforme o modo de funcionamento e o impacto da interrupção do fornecimento de energia.

Lim, Kim e Kinoshita (2011) abordam a temática de rejeição de cargas como um problema de falência financeira (*bankruptcy problem*), utilizando o conceito da regra de Talmud para modelar matematicamente o esquema de rejeição. Um SMA centralizado é proposto a fim de operar uma microrrede em situações de ilhamento. Os agentes são classificados em quatro tipos: Agente central de controle de operação da microrrede, agente de geração distribuída, agente de dispositivos de armazenamento distribuídos e os agentes de carga. Foi utilizado o protocolo *Contract Net Protocol* (CNP) para a interação entre os agentes, pois, conforme retratam os autores, é o protocolo mais utilizado na comunicação de SMA. Duas micro redes são apresentadas para o teste da metodologia proposta. Como resultado, obtêm-se uma solução independente do desbalanço do sistema e com tempo de processamento viável para os sistemas analisados.

Wu, Jiang e Lu (2014) desenvolveram um SMA distribuído para resolver a problemática de RC em microrredes durante condições de ilhamento. Os autores também consideram o custo e a capacidade de cargas flexíveis. Para isso utilizam o teorema do consenso médio a fim de obter informações globais apenas com comunicações entre agentes vizinhos. O método proposto apresenta um processamento da informação distribuída estável e

possui grande adaptabilidade às mudanças de topologias de comunicação. Para validação da metodologia, uma microrrede é simulada via o PSCAD/EMTDC com situações de sobrecarga e mudança de topologia da rede elétrica. Os resultados obtidos mostram a validade da proposta em obter informações globais apenas com comunicação local, reconhecimento da mudança topológica e adaptabilidade do sistema.

Os trabalhos que abordam a aplicação de SMA para solução de problemas relacionados à problemática de RC, baseiam-se na capacidade que estas ferramentas possuem em mapear os relacionamentos existentes entre as entradas e saídas de processos não-lineares, e na tomada de decisão de forma autônoma. Desta forma, a aplicação desta ferramenta no controle e monitoramento da frequência é atrativa, já que as condições operativas dos SEPs possuem características particulares e o comportamento da frequência são visivelmente identificadas.

7.2 *Smart Grids*

O crescimento da demanda por eletricidade leva à sobrecarga da infraestrutura elétrica. A modernização e expansão dos SEPs nesse sentido é inevitável e as *Smart Grids* possuem o potencial de serem a alternativa mais viável já sendo implementadas em alguns países, porém em fase inicial no Brasil.

A infraestrutura dos SEPs foi criada de forma centralizada e planejada antes da concepção dos microprocessadores, limitando a flexibilidade e aumentando significativamente os riscos de blecautes generalizados ocasionados, em sua maioria, por tempos de resposta lentos e dependentes de elementos mecânicos, falta de automatização da rede e pouca visibilidade do sistema elétrico (SEYEDI; SANAYE-PASAND, 2009; YAMASHITA et al., 2009).

Os riscos associados em se confiar em uma infraestrutura, muitas das vezes sobrecarregada, aumentam em tamanho, escala e complexidade diariamente. A indústria energética atual tende a se modernizar e lidar com os desafios existentes de forma autônoma, utilizando o estado da arte nas áreas de sensoriamento, comunicação, controle e computação. Desta forma, incorporam-se à rede os benefícios da computação distribuída e a comunicação para disponibilizar informações em tempo real e permitir um balanço instantâneo entre oferta e demanda.

Desta forma, as redes elétricas necessitam de uma revolução na forma como a energia é fornecida e monitorada, sendo indispensável a automação dos novos e dos processos já existentes, que ficarão atrelados ao desenvolvimento tecnológico atual e futuro. Neste panorama, a mudança na concepção e execução das redes de energia convencionais para as redes elétricas inteligentes está cada vez mais sendo associada ao termo *Smart Grid*, que também possui outras terminologias, como: *Intelligrid*, *GridWise* e *FutureGrid* (JIANG et al., 2009).

O principal objetivo de um SG é prover a quantidade necessária de informação e

controle para consumidores, distribuidores e operadores, reduzindo significativamente a demanda e o custo do sistema, além de torná-lo mais previsível e controlável (CECATI et al., 2010). Todas essas frentes resultam na integração de diferentes tecnologias, principalmente as relacionadas aos canais de comunicação e ao registro, processamento e disponibilização da informação com aumento da flexibilidade para acomodar novos paradigmas de controle e proteção.

Outro conceito importante referente a SGs se deve a sua natureza ativa. Diferentemente dos sistemas passivos utilizados, as redes ativas tomam decisões de forma distribuída utilizando comunicação e automação em tempo real, estratégias adaptativas para estimar a mudança nos parâmetros do sistema, além do controle efetuado de forma remota. Sendo assim, para que um projeto de SG seja confiável, seguro e gerenciável é necessária uma infraestrutura de comunicação, conectando as diferentes partes da rede e do sistema de inteligência distribuído.

As SGs prometem alterar todo o modelo de negócios atual da energia e sua relação com todos os envolvidos em seus processos de regulação, provimento de serviços, venda e consumo, dentre outros. Isso se torna possível ao se agregar filosofias, conceitos e tecnologias que hoje existem apenas na *internet*. Espera-se que a tecnologia disponível utilize os recursos de forma eficiente e ofereça níveis de serviços mais acessíveis e de melhor qualidade.

Desta forma, para o desejado avanço no setor elétrico deve-se acrescentar ferramentas que permitam uma maior e melhor interoperabilidade entre as diversas porções, circuitos e equipamentos de um sistema elétrico de potência baseado em padrões, comunicações de baixo custo e tecnologias modernas. Para se atingir o nível de integração proposto pelas SGs é necessário projetar interfaces padronizadas que conectem componentes em arquiteturas abertas com informação e controle em tempo real, permitindo a comunicação em todos os pontos da rede, tanto na transmissão quanto na recepção de dados. Além disso, tecnologias de medição e sensoriamento que suportem respostas mais rápidas e precisas tais como monitoramento remoto e gerenciamento por parte da demanda também são necessárias.

7.2.1 Realidade Brasileira

Com a geração de energia em sua maioria proveniente de fontes limpas, com baixo nível de emissão de gases causadores de efeito estufa, e com uma previsão de demanda baixa, quando comparado a outros países (International Energy Agency, 2011), as iniciativas de *Smart Grid* no país apoiam-se na modernização da infraestrutura de distribuição com objetivos voltados à universalização do acesso à energia elétrica, visto sua potencialidade para desenvolvimento de recursos energéticos distribuídos e combate ao alto volume de perdas não técnicas, consequência do modelo baseado no controle público, pouco evoluído e tolerante ao furto de energia (BOCCARDO et al., 2010).

Os projetos de SG desenvolvidos nos Estados Unidos e na Europa possuem características que os tornam inadequados para sua implantação direta no Brasil, tanto pela realidade socioeconômica que os sustentam, significativamente diferente da brasileira, quanto pelas necessidades e objetivos a serem alcançados (GOMES; PRISTS; RAMOS, 2010). No Brasil, a ANEEL, conforme a lei 9.991/2000 (ANEEL, 2012), obriga as empresas do setor de energia elétrica a aplicar anualmente, no mínimo 0,75% da receita operacional líquida em pesquisa e desenvolvimento e 0,25% em eficiência energética.

Vista a necessidade da criação de uma legislação específica para um novo sistema de medição, em 2007 e 2009, o Inmetro determinou portarias para regulamentação da instalação/utilização de medição eletrônica e para os requerimentos de software de medidores eletrônicos para uso em unidades consumidoras (INMETRO, 2007; INMETRO, 2009).

Já a ANEEL realizou a consulta pública 015/2009, em relação à definição do novo padrão do medidor eletrônico de eletricidade para unidades consumidoras do Grupo B (baixa tensão: unidades consumidoras atendidas em tensão inferior a 2,3 kV) e a audiência pública 043/2010 que teve o objetivo de definir as funcionalidades mínimas desse novo padrão do medidor (ANEEL 414, 2010). Também já aprovou a introdução de uma tarifa diferenciada por horário de consumo aos consumidores de baixa tensão, possuindo três preços distintos de acordo com o período do dia.

Já a Agência Nacional de Telecomunicações (ANATEL) regulamentou em 2009 o uso do sistema *Power Line Communication* (PLC) para comunicações, de forma que as distribuidoras possam utilizar essa tecnologia para atividades relacionadas à distribuição de energia elétrica, como a incorporação dos serviços de telemedição, corte e religamento à distância, supervisão do fornecimento e da qualidade da energia, controle das perdas técnicas e comerciais e monitoramento remoto das redes elétricas (FONSECA; TORRI; GOETZ, 2012).

7.2.2 Considerações sobre *Smart Grids*

Mesmo entre os países mais desenvolvidos, as principais barreiras para a modernização das redes de distribuição estão fortemente relacionadas com as questões econômico-financeiras, haja vista o elevado custo associado a essa modernização. Espera-se que os conceitos relacionados aos SGs representem uma mudança fundamental nos modelos clássicos das arquiteturas de redes elétricas, trazendo benefícios para todos os envolvidos, a partir da visibilidade e controle do sistema.

Avaliar tendências, buscar desenvolvimento tecnológico e discutir estratégias são iniciativas válidas desde que pensadas no contexto no qual se encontra o Brasil e no que se espera para o futuro da sua indústria de energia elétrica.

Muitos dos pontos anteriormente levantados, para melhor caracterizar os SG, ficarão implícitos nas necessidades e vantagens no desenvolvimento e aplicação desta pesquisa. Adianta-se que para se atingir o nível de integração proposto pelos SG para este trabalho,

será necessário projetar interfaces padronizadas que conectem componentes em arquiteturas abertas com informação e controle em tempo real, permitindo assim o acesso a certos pontos da rede elétrica, bem como a disponibilização de canais de comunicação adequados, tanto para a transmissão como para a recepção e processamento dos dados. Acredita-se que uma boa opção seja a utilização do padrão IEC 61850, que provê uma interface aberta para a comunicação entre IEDs em subestações (SIDHU; GANGADHARAN, 2005). Além disso, tecnologias de medição e sensoriamento que suportem respostas mais rápidas e precisas, tais como monitoramento remoto e em tempo real, também são necessárias.

7.3 Agentes

Uma entidade poderá ser considerada um Agente se for capaz de perceber seu ambiente por meio de sensores e agir sobre o mesmo por intermédio de atuadores (RUSSELL; NORVIG, 2010). Para o escopo desta pesquisa, o conceito de Agentes está relacionado com a área da ciência da computação e sistemas distribuídos.

De forma genérica, um agente é um sistema computacional situado em algum ambiente que possibilite sua atuação a fim de atender os objetivos de projeto. É uma solução lógica que age de forma dinâmica em ambientes abertos (OTHMAN et al., 2007). A informação disponibilizada para cada agente é limitada e a solução do problema só é possível com a coordenação entre eles.

Com o desenvolvimento da área de sistemas distribuídos, pesquisas em sistemas compostos de múltiplos agentes, comumente denominados Sistema Multi Agentes (SMA), são empregados em redes acopladas em que Agentes autônomos trabalham conjuntamente na solução de um problema (XIANGJUN et al., 2004).

A principais características de um SMA são (JENNINGS; SYCARA; WOOLDRIDGE, 1998; OTHMAN et al., 2007; RUSSELL; NORVIG, 2010):

- Função especializada;
- Computação assíncrona;
- Modularidade;
- Reatividade;
- Autonomia;
- Adaptatividade;
- Cooperatividade;
- Interatividade;
- Aprendizado;
- Inteligência;
- Coordenação; e
- Mobilidade; dentre outras.

Um agente deve ter uma ou mais dessas características que dependerá muito do problema em que está inserido. Os SMAs são utilizados pela habilidade de prover robustez e eficiência, além de resolver problemas cujos dados, perícia ou controle são necessários.

Desta forma, a fim de se aproveitar a infraestrutura do sistema elétrico, e ainda os subsídios oferecidos pelas SGs, esta pesquisa propõe um novo modelo de RC, baseado em um SMA, em que será embarcada a lógica de atuação em cada Agente da plataforma.

SMA's têm sido propostos como soluções para vários problemas relacionados aos SEPs, tais como monitoramento, restauração e automação do sistema (MCARTHUR et al., 2007; OLIVEIRA et al., 2013; LIU et al., 2013). A operação baseada em SMA já possui bastante empregabilidade e é bastante eficiente para a operação de SG (DIMEAS; HATZIARGYRIOU, 2005). São basicamente classificados em duas categorias: SMA Descentralizados e SMA Centralizados (SIGRIST; EGIDO; ROUCO, 2012). Esquemas descentralizados utilizam a alocação de recursos distribuídos para se atingir um determinado objetivo. Embora possuam grande adaptabilidade às alterações de topologia do sistema, perdem em eficiência considerando-se a otimização global, por não terem uma visão geral do sistema (XIE; LIU; SFORNA, 2015).

Em contraste, é comum a estratégia centralizada de controle onde os agentes do sistema recolhem informações de cada componente monitorado e enviam as informações ao agente de tomada de decisão (LOGENTHIRAN et al., 2012; LOGENTHIRAN et al., 2010). A decisão é enviada de volta para que sejam executadas pelos agentes locais.

Em esquemas centralizados de RC, a decisão pode ser alcançada com um modelo preciso e pela coleta de dados nos diversos pontos de monitoramento (XIE; LIU; SFORNA, 2015). Todas as informações relevantes devem ser transmitidas para uma central de processamento para reunir os dados coletados e efetuar os cálculos necessários. Também é possível ao sistema se auto adaptar às mudanças em sua topologia através do registro de cada novo agente adicionado.

Diferentemente de esquemas distribuídos, a metodologia centralizada permite a otimização da quantidade de carga a ser rejeitada, uma vez que possui uma visão geral do estado do sistema em tempo real. A dinâmica e o tempo de decaimento da frequência garante o tempo de resposta do algoritmo de rejeição mesmo com os atrasos decorrentes da medição e transmissão das informações.

7.4 Solução Multiagentes para o Processo de Rejeição de Cargas

A solução multiagentes é baseada em uma estrutura com controle multi-hierárquico centralizado, conforme ilustrado na Figura 65. Existem três camadas hierárquicas organizadas de forma a controlar os ajustes e as informações distribuídas, separando o processo decisório da topologia e peculiaridades de cada subsistema para facilitar a escalabilidade da solução. O método proposto não modela cada barramento como um Agente, ao invés disso, Agentes são classificados de acordo com sua função e devem ser alocados de acordo com o elemento monitorado ou de acordo com a camada hierárquica correspondente. Além

disso, se os barramentos monitorados estiverem na mesma subestação é possível alocar os respectivos Agentes na mesma unidade de processamento, uma vez que a transmissão das informações será realizada via rede de comunicação, utilizando o protocolo IEC 61850.

O método proposto pode se adaptar às mudanças de topologias através do registro e atualização dos dados de cada Agente. Cada camada é representada por um tipo de Agente específico, conforme determinada função a ser desempenhada. Esse tipo de arranjo permite que a solução garanta a escalabilidade do sistema, ou seja, o SMA proposto tende a se adaptar às mudanças estruturais e funcionais do sistema, deste que este esteja organizado em áreas de controle. A Equação 51 exemplifica um conjunto SMA genérico, composto por um Agente Mediador, n Agentes de Área e m Agentes Monitores. A seguir é detalhado os tipos de agentes e a relação hierárquica entre os mesmos.

$$SMA = \{AG_{Mediador}, AG_{Area_1}, \dots, AG_{Area_n}, AG_{Monitor_1}, \dots, AG_{Monitor_m}\} \quad (51)$$

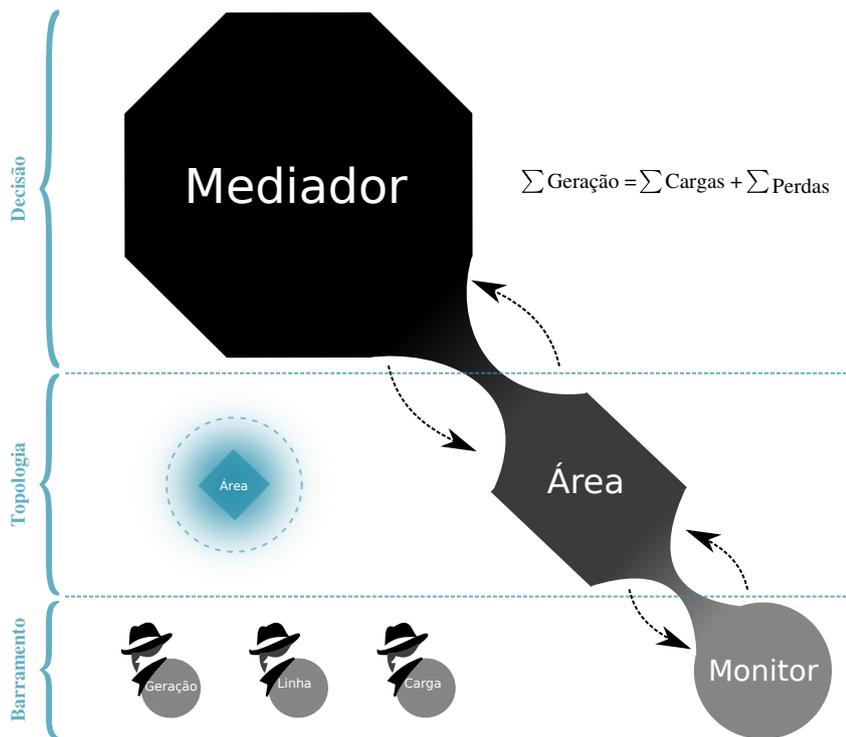


Figura 65 – Hierarquia e tipo dos Agentes.

7.4.1 Camada de Barramento

A camada de barramento é representada por Agentes do tipo Monitor. Esse tipo de Agente é responsável por realizar as medidas pertinentes no barramento em que foi instalado. Existem três tipos de Agentes Monitores:

- ❑ Geração: realiza a leitura da energia produzida pelo gerador. Também verifica se houve acionamento da proteção e o isolamento do gerador devido a algum tipo de falta;
- ❑ Linha: realiza a leitura da potência transmitida, verificando se a linha importa ou exporta energia entre áreas de controle. Também verifica se houve acionamento da proteção da linha devido a algum tipo de falta; e
- ❑ Carga: realiza a leitura da potência consumida no barramento em que foi instalado. É responsável por receber o sinal de desligamento de alimentadores na necessidade de rejeição de cargas.

A Figura 66 mostra a alocação dos Agentes de Geração e Carga seus respectivos elemento de supervisão. Na figura, o sistema elétrico de 12-barras é utilizado para ilustrar a alocação dos Agentes Monitores. Já a Figura 67, mostra a alocação dos Agentes de Linha. Esses Agentes monitoram as fronteiras de cada área de controle e, portanto, são alocados nas extremidades de cada linha de transmissão que interconectam as diversas áreas do sistema.

7.4.2 Camada de Topologia de Área

Para cada área de controle do sistema existe um único Agente associado da camada de topologia. Esse Agente conhece a topologia de sua área e retém informações como: a quantidade, localização e distribuição de geradores, barramentos de carga e linhas de interconexão. Dessa forma, são responsáveis por agregar as informações dos Agentes Monitores e fazer um somatório de geração, carga e transmissão, transferindo essas informações para o Agente de camada hierárquica superior.

7.4.3 Camada de Decisão

Um Agente Mediador coordena o consumo e a produção dos recursos energéticos e possui uma visão geral do sistema elétrico. Existe apenas um Agente Mediador por SEP. Esse tipo de Agente sabe quantas áreas de controle existem, bem como cada perfil de consumo e geração disponível. Além disso, conhece a transferência de potência entre as linhas que interconectam as áreas de controle do SEP. Contudo, esse Agente não conhece a topologia de cada área de controle. Informações como a quantidade de geradores, alimentadores ou número de barramentos e suas respectivas localizações são encapsulados em uma abstração mais genérica que levará em conta apenas o balanço energético.

O Agente Mediador utiliza a Equação 1 para efetuar o balanço energético entre as áreas de controle do sistema. Assim, calcula o desbalanço energético e a quantidade de carga a ser rejeitada em cada área de controle. A quantidade a ser rejeitada é passada para

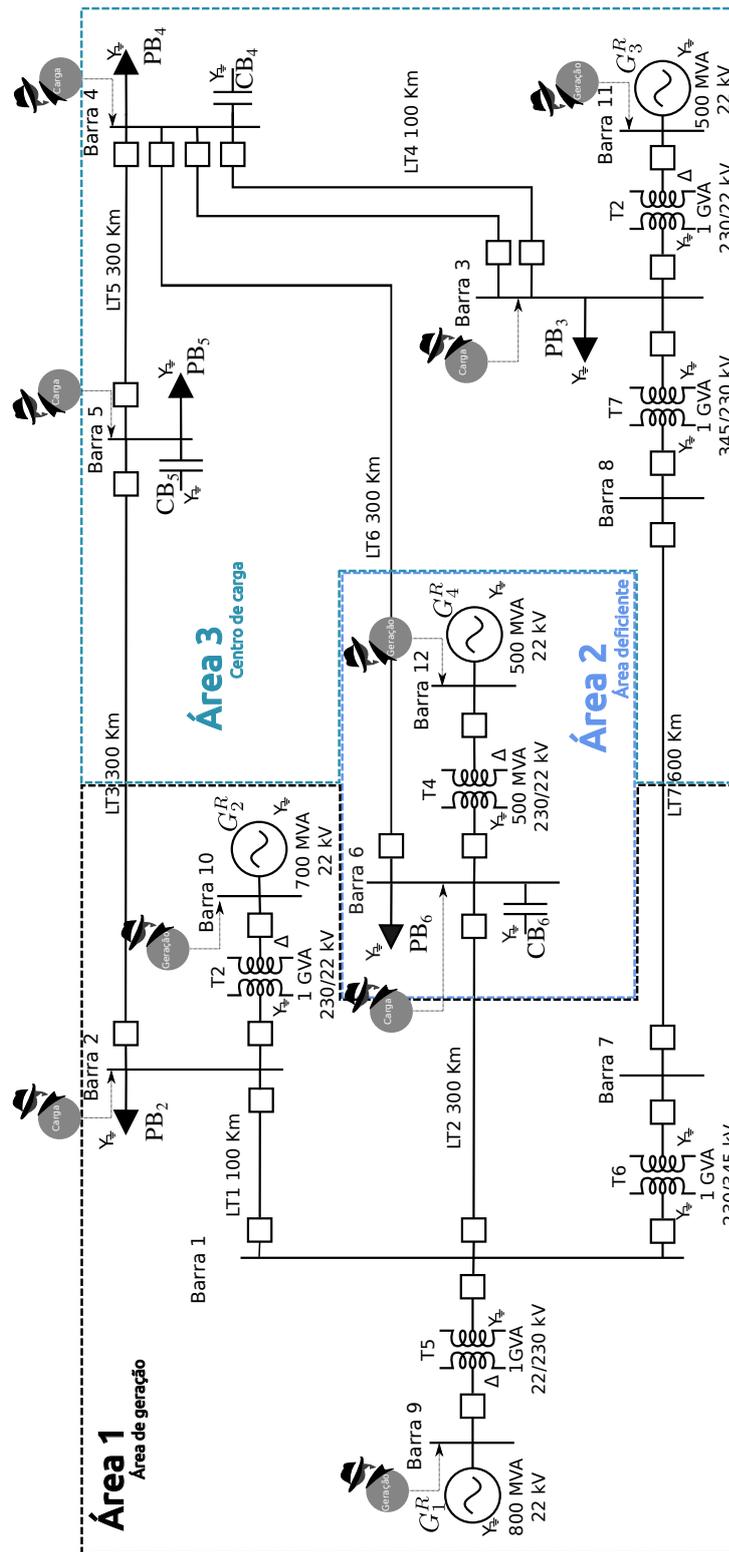


Figura 66 – Agentes Geração e Carga e suas respectivas alocações no sistema elétrico de 12-barras.

o agente de camada de topologia para distribuir entre os agentes do tipo Monitor → Carga a rejeição em cada alimentador. As perdas são contabilizadas entre as extremidades das linhas de transmissão.

Os Agentes poderão ser instalados em qualquer plataforma computacional em tempo-

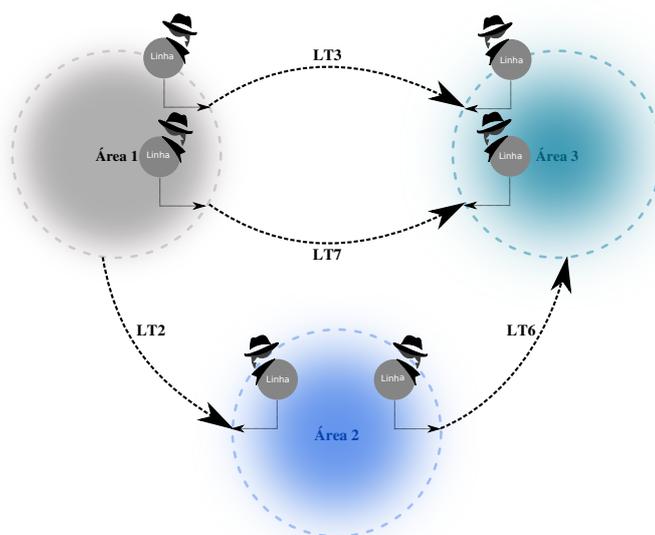


Figura 67 – Agentes Linha e suas respectivas alocações no sistema elétrico de 12-barras.

real com suporte a execução de códigos C/C++. Para este trabalho, foi definido a plataforma industrial PCI-104 para execução da lógica multiagentes, bem como o protocolo de comunicação IEC 61850 para transmissão dos dados amostrados nos barramentos monitorados e para troca de informações entre os Agentes de camada superiores. Desta forma, cada Agente Monitor pode ser instalado em uma plataforma PCI-104 separada, localizada no barramento de medição, a fim de se evitar grandes tempos de latência. Já os Agentes de Topologia e Mediador podem ser instalados em qualquer ponto do sistema, desde que os atrasos de transmissão não sejam significativos.

7.5 Implementação da Solução Multiagentes

A solução multiagentes foi implementada como uma extensão da biblioteca *OpenRelay*. Desta forma, a lógica de atuação foi desenvolvida na linguagem C++, utilizando o paradigma de orientação à objetos. Para transmissão dos sinais analógicos e digitais foi utilizado o protocolo de comunicação IEC 61850 com a troca de mensagens GOOSE que facilitou a troca de diversas informações entre as subestações.

Para construir um objeto, projeta-se uma classe que irá agrupá-lo com os demais, conforme suas similaridades, relacionamentos e semântica. Classes são definidas a partir de propriedades, referentes aos atributos e comportamentos de um objeto, que estão ligados à operações e métodos suportados por um objeto. Um objeto possui estado, comportamento e identidade. A estrutura e comportamento de objetos similares são definidos em sua classe comum, ou seja, as classes são como moldes, elas definem quais atributos e funcionalidades os objetos de seu tipo terão. Os objetos são instâncias de suas respectivas classes.

Técnicas de orientação à objetos promovem compartilhamento em diversos níveis

distintos. A herança de estrutura de dados permite que estruturas comuns sejam compartilhadas entre diversas classes derivadas, evitando-se assim a redundância de código. Ainda mais importante que a economia de código é a clareza conceitual do relacionamento e interconexão entre as estruturas de dados, o que reduz o número de casos distintos que devem ser entendidos e analisados. A Figura 68 mostra a herança entre as diversas classes que definem os Agentes do sistema. A seguir uma breve descrição é dada para as classes implementadas.

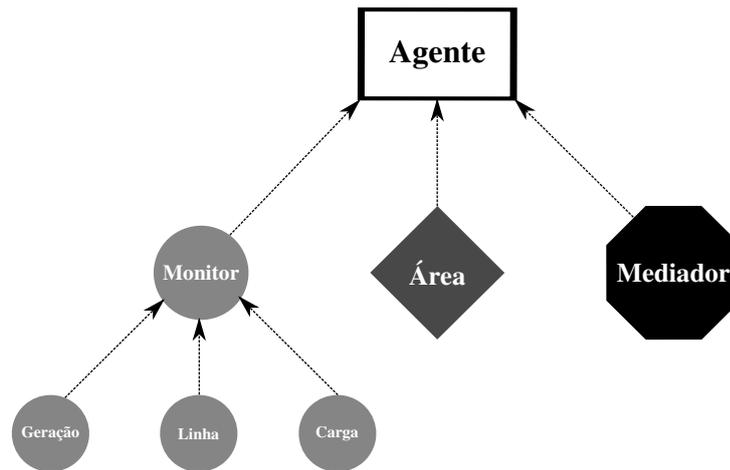


Figura 68 – Herança entre as diversas classes do SMA.

❑ Classe Agente

Classe abstrata que serve de base de herança para a criação dos objetos Agentes. Essa classe define estruturas e funções comuns a todos os Agentes, como endereço e porta de comunicação, funções para envio e recebimento de dados e informações, *buffers* de dados, etc.

❑ Classe Monitor

A classe monitor define objetos que realizarão medidas nos barramentos em que serão instalados. Três classes são derivadas: Geração, Linha e Carga. Cada uma responsável por monitorar o respectivo elemento do sistema. A classe Carga ainda é responsável por enviar mensagens de desconexão para o respectivo barramento de corte de carga.

❑ Classe Área

A classe Área concentra as informações sobre a topologia de uma área de controle. Desta forma, ela agrega diversos objetos do tipo Monitor, de acordo com o número de geradores, linhas de interconexão e barramentos de carga associados à região de seu monitoramento. Também é responsável por condensar informações de geração e consumo e enviá-los como uma única informação para a camada de controle superior.

□ Classe Mediador

Classe responsável por agregar informações gerais sobre as áreas do sistema e analisar condições de falta, como ilhamentos de áreas de controle ou faltas em elementos do sistema e calcular a necessidade e quantidade de carga para desconexão.

Embora exista apenas uma instância do objeto Mediador por SEP, as demais classes são instanciadas conforme a quantidade de áreas de controle e barramentos de monitoramento. Os objetos são executados em paralelo em diversas plataformas de tempo-real localizadas o mais próximo possível do elemento monitorado.

Para que o SMA possa trabalhar de forma coordenada, cada agente deve disponibilizar as informações locais coletadas para a camada superior. O protocolo IEC 61850 é utilizado através da troca de mensagens GOOSE entre os diversos pontos do sistema.

Os Agentes do SMA foram embarcados em uma plataforma computacional e executados em paralelo e em tempo real. A fim de descrever o comportamento do SMA os fluxogramas das Figuras 69, 70 e 71 são apresentados para cada tipo de agente do sistema. A fim de coordenar as diversas tarefas do SMA, mensagens são trocadas através de uma infraestrutura de comunicação. Cada agente deve disponibilizar informações locais para as camadas superiores, bem como receber sinais e informações de seus superiores.

A Figura 69 mostra que os Agentes do tipo Monitor solicitam o registro para os respectivos agentes de camada superior (Agentes de Topologia de Área) para que sejam reconhecidos. Desta forma, é possível expandir o sistema sem modificar os parâmetros já configurados, aumentando a escalabilidade do sistema. Apenas após a confirmação do registro é que os Agentes Monitores entram no laço principal, onde as medidas solicitadas são coletadas e publicadas através do protocolo IEC 61850. Além disso, em cada passo é verificada a notificação de mensagens de rejeição do Agente superior de Área com a quantidade de carga total a ser rejeitada no barramento monitorado.

Já a Figura 70 mostra a sequência de operações realizadas pelos Agentes de topologia de Área. Assim como os Agentes Monitores, é necessário o registro de cada Área de controle pelo Agente de camada superior (Agente Mediador). Os Agentes de Área também devem receber as solicitações de registro encaminhadas pelos Agentes Monitores e atualizar os valores publicados por eles. Além disso, os Agentes do tipo Área analisam faltas em unidades geradoras e enviam estas informações para o Agente Mediador para que seja calculado o balanço energético do sistema. Os Agentes de Área também recebem mensagens de rejeição e distribuem a quantidade total de carga a ser rejeitada entre seus barramentos de carga, enviando a quantidade de carga a ser rejeitada para os respectivos Agentes Monitores registrados.

Conforme mostra a Figura 71, o Agente Mediador não necessita de registro, uma vez que pertence à última camada de controle. Porém deve registrar novos Agentes de Área e atualizar os dados encapsulados recebidos à cada iteração. Esse tipo de Agente também se

prepara para receber informações sobre faltas em geradores enviados por Agentes de Área, e verificar a ocorrência de ilhamentos decorrentes de faltas ou acionamento de proteção de linhas de transmissão. Quando tais ocorrências são detectadas, o cálculo do balanço energético é efetuado e a necessidade da rejeição de cargas é verificada para a publicação de mensagens prioritárias *GOOSE* para os Agentes de Área apropriados. Já o Algoritmo 1 descreve o pseudocódigo de ação do Agente Mediador. Assim é mostrado o laço principal de interação entre as diversas tarefas desse tipo de Agente e as ações pertinentes em cada situação.

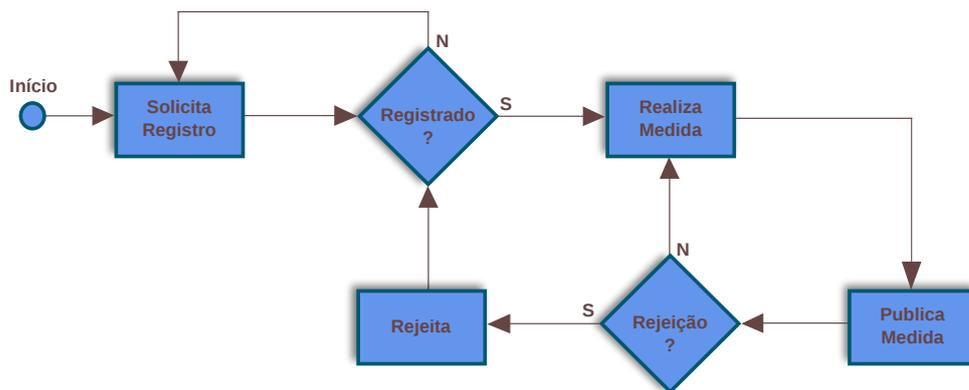


Figura 69 – Fluxograma de execução do Agente Monitor.

A Figura 72 mostra o diagrama sequencial com as etapas de processamento e troca de informações de alguns procedimentos do SMA. Deve-se levar em conta que cada ação é executada de forma paralela por cada agente em tempo-real. As comunicação entre os diversos agentes é não-bloqueante, ou seja, mensagens recebidas e enviadas são armazenadas em *buffers* de alocação e processadas em tempo de execução.

No que segue, tem-se um descritivo do diagrama sequencial apresentado na Figura 72.

1. Registra Medidor:

Esta função é responsável por enviar os dados de identificação do Agente Monitor, como endereço e porta de comunicação, para o Agente de topologia de área. Desta forma, o processamento da área irá reconhecer o Agente Medidor e considerá-lo para os procedimentos de atuação do sistema. Desta forma, é possível adaptar as mudanças de topologia na rede, acrescentando novos componentes ou retirando elementos que não estão mais disponíveis. O registro deve ser notificado ao Agente Monitor solicitante, confirmando o seu cadastro. Para isso, uma mensagem não bloqueante de reconhecimento (*Ack*, do inglês *Acknowledgement*) é enviada para sincronizar cada Agente Monitor.

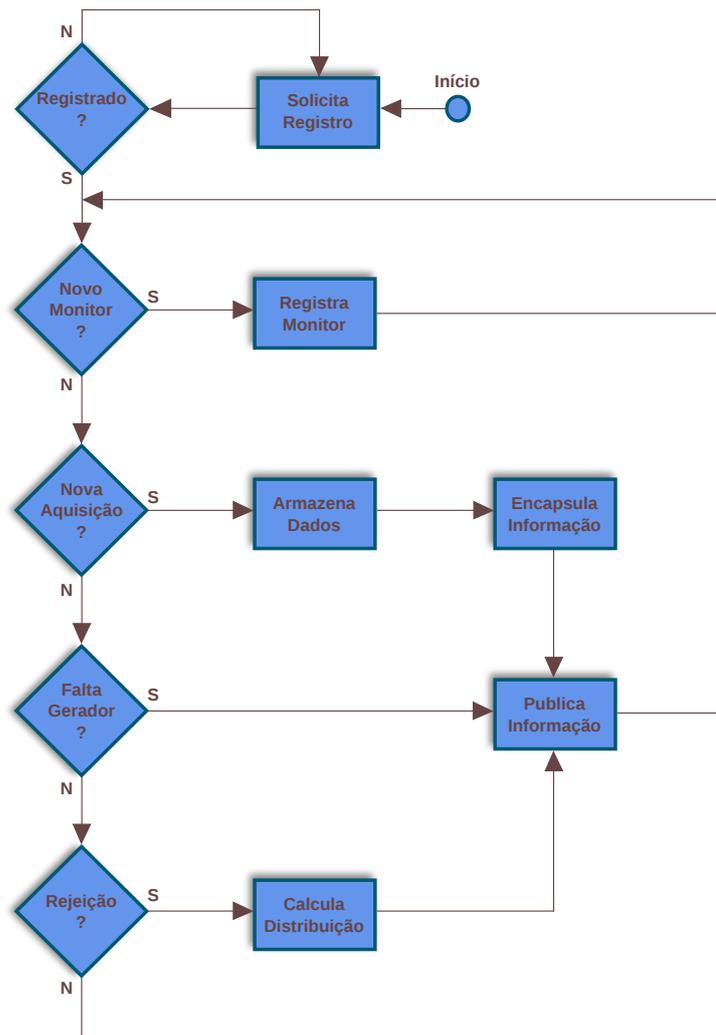


Figura 70 – Fluxograma de execução do Agente Área.

2. Registra Área:

De forma similar, a função de registro de área envia os dados de identificação para o Agente Mediador para que seus dados de geração e consumo sejam contabilizados. Uma mensagem de reconhecimento (Ack) deve ser retornada para cada Agente de Área, confirmando o cadastro de cada área de controle do sistema.

3. *Subscriber*:

Função associada ao protocolo IEC 61850 para o recebimento dos dados amostrados do canal de comunicação do medidor. Mensagens GOOSE são trocadas entre o dispositivo de medição e o SMA pela infraestrutura da rede.

4. *Publisher* Medidor:

Os canais de leitura do Medidor são passadas para o Agente concentrador de área em uma taxa de amostragem bem menor de aquisição.

5. *Publisher* Área:

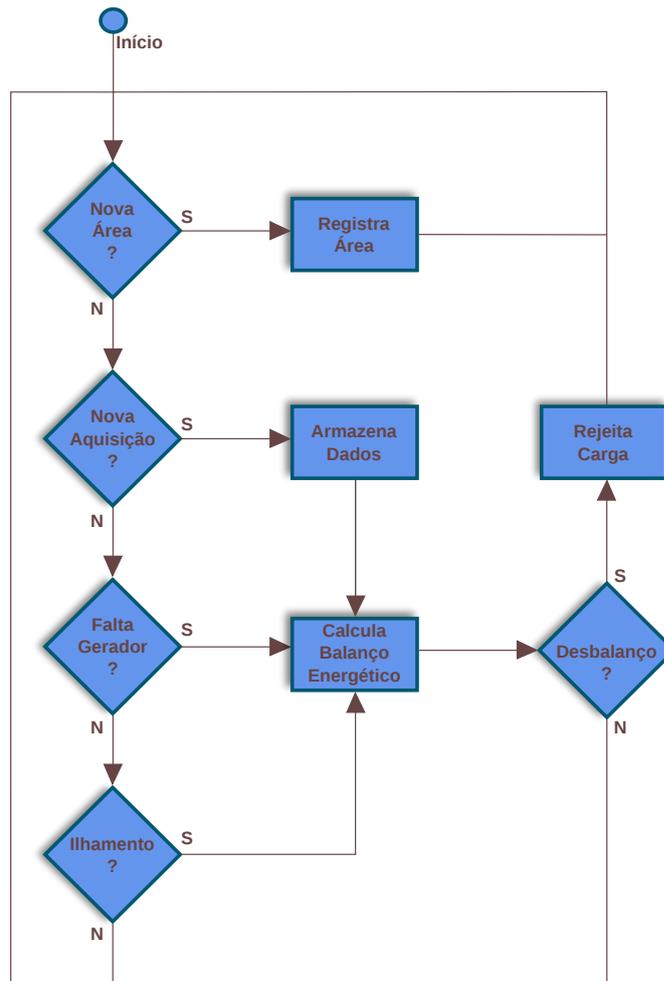


Figura 71 – Fluxograma de execução do Agente Mediador.

O Agente de Área condensa todos as informações de consumo, geração e transmissão em três canais de comunicação. Dessa forma, a camada superior não possui informações sobre a topologia da área de controle. As informações dos canais são repassadas através do envio de mensagens GOOSE. O Agente Mediador atualiza a cada mensagem os valores correspondentes de cada área de controle.

6. Verifica Ilhamento:

Rotina processada pelo Agente Mediador que verifica se as linhas de interconexão de uma área de controle foram desconectadas do sistema devido à uma falta que levou ao ilhamento intencional.

7. Ilhamento:

Por esta situação, o Agente Mediador avisa para a respectiva área de controle a situação de ilhamento e a necessidade de corte de carga para balancear a geração e a demanda.

8. Rejeita:

Algoritmo 1 Pseudocódigo da lógica de atuação do Agente Mediador

```

while Houver mensagem do
  if msg = registro de área then {Recebeu solicitação de registro de área}
    Registra área
  else
    if msg = nova aquisição then {Recebeu nova aquisição}
      Armazena dados
    else
      if msg = falta em gerador then {Recebeu aviso de falta em gerador}
        CalculaBalanço()
        if soma(geração) < soma(cargas) + soma(perdas) then {Desbalanço}
          Distribui Carga entre Áreas {Envia valor de desbalanço para áreas}
        end if
      end if
    end if
  end if
end while
if ilhamento = true then {Verifica se há ilhamento no sistema}
  CalculaBalanço()
  if soma(geração) < soma(cargas) + soma(perdas) then {Desbalanço?}
    Distribui Carga entre Áreas {Envia valor de desbalanço para áreas}
  end if
end if

```

A área de controle envia aos barramentos de carga a quantidade de carga a ser rejeitada.

7.6 Sistema Multiagentes Aplicado sobre o SEP de 12-barras

A solução Multiagentes proposta nesta pesquisa foi aplicada sobre o SEP de 12-barras descrito na Seção 4.5. A arquitetura em tempo real proposta é exemplificada na Figura 73, sendo composta dos seguintes elementos: a plataforma de simulação em tempo real, baseada no sistema RTDS; o protocolo de comunicação IEC 61850; e o hardware de execução do SMA. A fim de testar/validar o algoritmo de rejeição proposto, a lógica de atuação é realizada em malha fechada com o sistema elétrico em tempo real. A solução multiagentes foi implementada como extensão da biblioteca *OpenRelay* e, posteriormente, embarcada no hardware PCI-104. Embora o sistema elétrica seja simulado no RTDS em tempo-real em passos de $50\mu\text{s}$, a solução SMA possui um tempo de atualização maior. Como a taxa de amostragem utilizada foi de 16 amostras/ciclo, tem-se uma ciclo de operação na ordem de 1ms.

Embora seja utilizado o SEP de 12-barras como sistema teste para a validação da proposta multiagentes, é importante frisar que a metodologia proposta e o emprego do

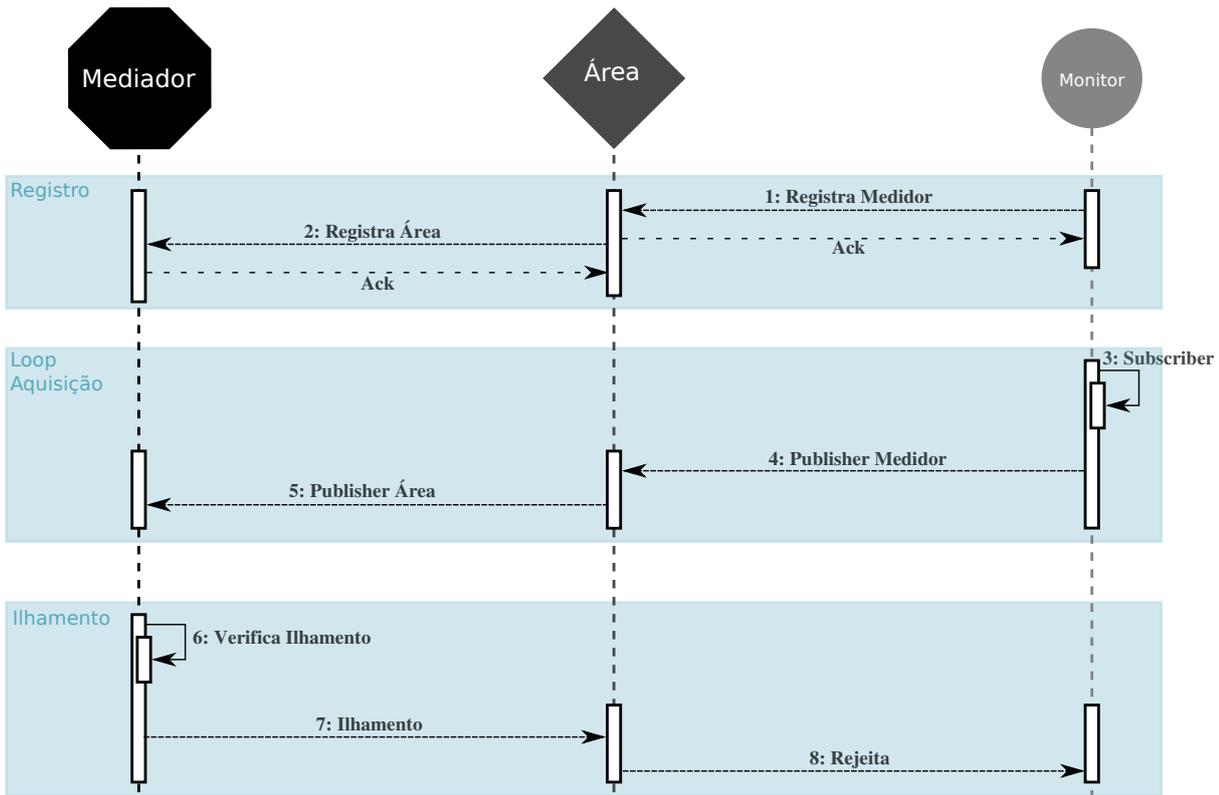


Figura 72 – Diagrama de sequência para a troca de mensagens entre Agentes.

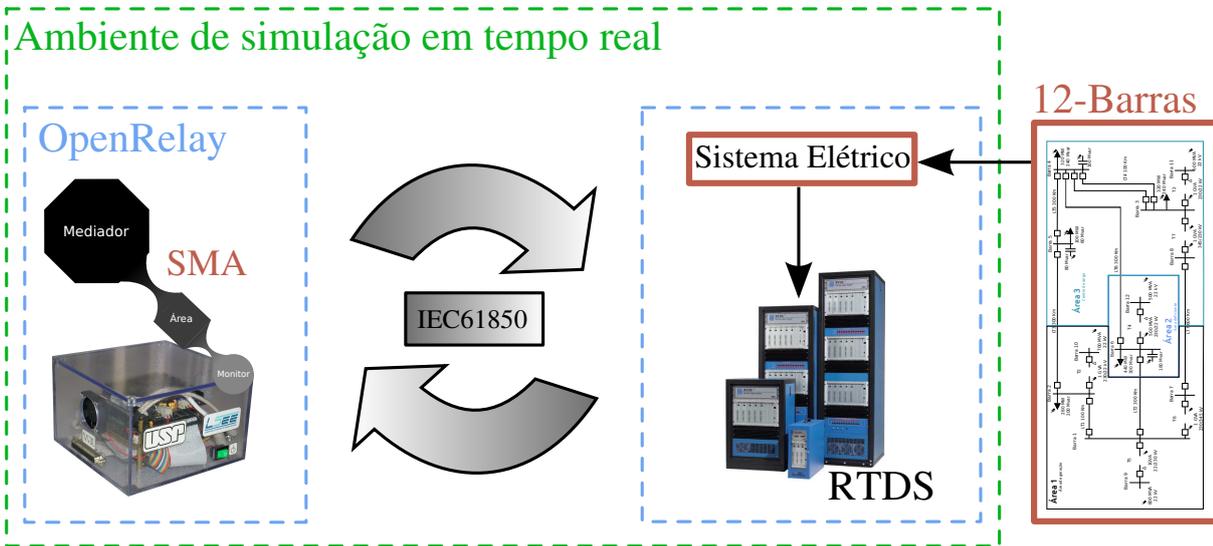


Figura 73 – Arquitetura em tempo real proposta.

SMA foi estruturado de forma genérica e pode ser aplicada em qualquer topologia de rede elétrica que esteja estruturada em áreas de controle.

Os parâmetros de rejeição foram baseados nos parâmetros dos modelos tradicionais descritos na Seção 6.1 e resumidos na Tabela 17.

As contingências nas três áreas de controle do SEP de 12-barras, os limiares de

frequência, a sobrecarga máxima em cada área de controle, os perfis de carga considerados e o tempo de operação foram os mesmos registrados anteriormente. A quantidade de estágios de rejeição e a distribuição de carga entre os estágios não foram consideradas, uma vez que a lógica de atuação do SMA calcula a quantidade de carga a ser rejeitada em tempo real. A ideia é comparar o desempenho da nova metodologia proposta com os resultados obtidos com os esquemas tradicionais de rejeição.

A Figura 74 representa infraestrutura de rede projetada para a execução do caso de estudo efetuado sobre o SEP de 12-barras. A fim de simplificar a representação e evitar a sobreposição excessiva de elementos, é mostrado apenas a alocação dos Agentes Monitores para a área de controle 3. Para cada barramento de carga, geração e linha de interconexão entre áreas é alocado o respectivo agente Monitor. Cada área de controle do sistema possui um Agente de Área responsável por concentrar as informações locais e agregar informações de geração e consumo para ser transmitido para o Agente Mediador da camada superior. A tomada de decisão é realizada pelo Agente centralizador que transmite aos barramentos de carga a quantidade de carga a ser rejeitada na ocorrência de contingências balizadoras.

O SEP de 12-barras foi simulado via o hardware em tempo real RTDS. A plataforma RTDS provê as interfaces necessárias do protocolo IEC 61850 para a publicação das medidas obtidas nos diversos barramentos do sistema e receber os sinais de corte, a partir do algoritmo de rejeição. A malha fechada é efetuada através das funcionalidades fornecidas pelo *Switch Ethernet*. Embora em cenários reais os barramentos monitorados estão geralmente distribuídos em várias subestações de uma área de controle específica e, desta forma, diversas plataformas computacionais seriam necessárias para executar a solução SMA, para o sistema simulado todos os barramentos estão disponíveis localmente e, por conseguinte, apenas um hardware PCI-104 foi utilizado.

Embora o algoritmo de rejeição esteja projetado para se adaptar ao desbalanço entre carga e geração em tempo real, calculando a cada passo de processamento a quantidade de carga a ser rejeitada, apenas um estágio de rejeição foi suficiente para estabelecer o equilíbrio do sistema e o controle sobre a taxa de decaimento da frequência em todos os casos simulados. Desta forma, após a aplicação da contingência balizadora, o SMA calcula o desbalanço de potência resultante em cada passo da simulação, em tempo real. Porém, a solicitação de rejeição só é enviada depois que a frequência de supervisão (58,5 Hz) é atingida. Desta forma, o esquema de rejeição proposto pelo SMA possui apenas um estágio de rejeição, na frequência de 58,5 Hz e a quantidade de carga rejeitada é calculada em tempo real para cada estado do sistema.

A fim de ilustrar o desempenho de cada filosofia, um caso de rejeição é apresentado na Figura 75. Este caso corresponde a um evento de ilhamento na Área 2 com 400 MW de geração em G_4 . O gráfico mostra as curvas de frequência antes, durante e após a contingência, e o tempo de acionamento de cada metodologia apresentada. O valor ideal de carga rejeitada representa o desbalanço real gerado pela contingência aplicada sobre o

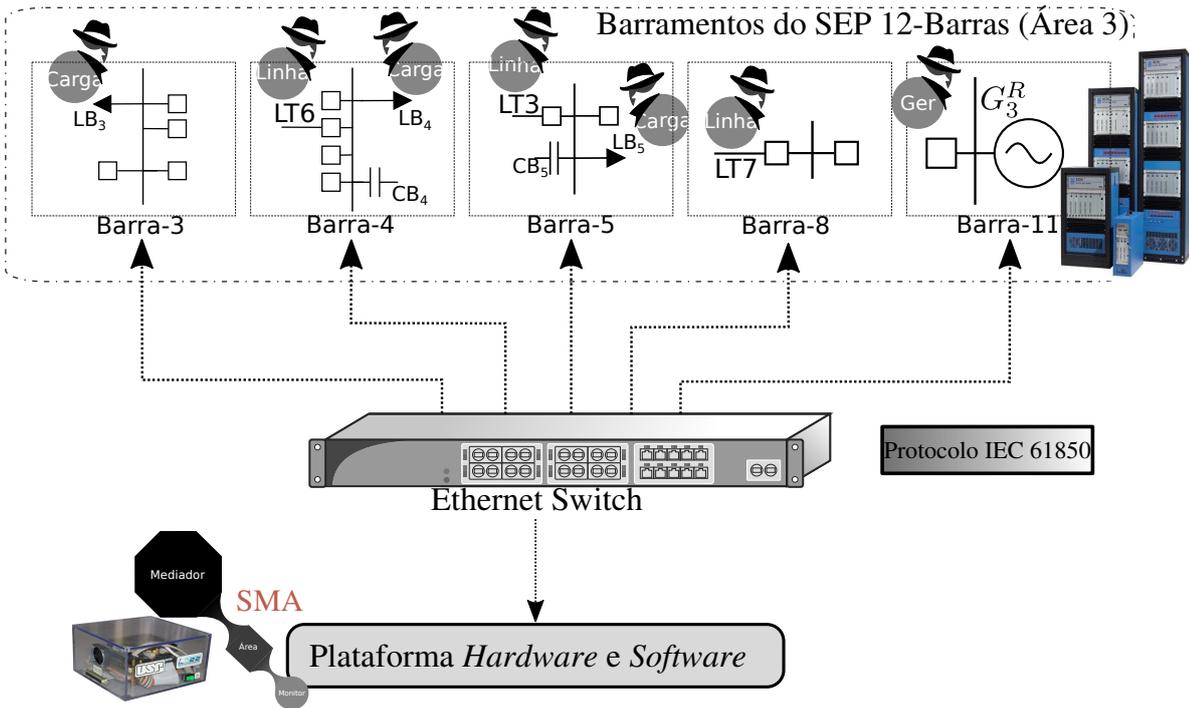


Figura 74 – Infraestrutura da rede.

sistema.

As curvas de frequência mostram que o SMA apresentou as menores perturbações da frequência do sistema, uma vez que a quantidade de carga rejeitada foi a mais próxima do valor esperado. As outras duas filosofias de rejeição precisam adaptar a quantidade de carga rejeitada de acordo com o número de estágios disponíveis, por isso um maior erro é obtido.

O tempo de acionamento para a filosofia utilizando o SMA e pela derivada da frequência foram os mesmos. Isso ocorre porque ambos os esquemas possuem um indicativo da severidade do distúrbio logo no início da contingência. Quando a frequência do sistema atinge o valor de supervisão (que neste caso é 58,5 Hz), o comando de rejeição é enviado para os barramentos de carga simultaneamente. Por outro lado, a metodologia utilizando a frequência instantânea necessita que a frequência passe por cada nível de frequência configurado, e desta forma, precisa de mais estágios de rejeição para se atingir a estabilidade do sistema.

7.7 Avaliação sobre o SEP de 12-barras

Como em cada área de controle existe apenas um esquema de rejeição para a metodologia utilizando o SMA, optou-se, para efeito de comparação, mostrar os resultados do SMA juntamente com os resultados do melhor e pior esquema das duas metodologias tradicionais já mostradas no Capítulo 6 (Tabela 20). Como o procedimento de escolha dos esquemas de

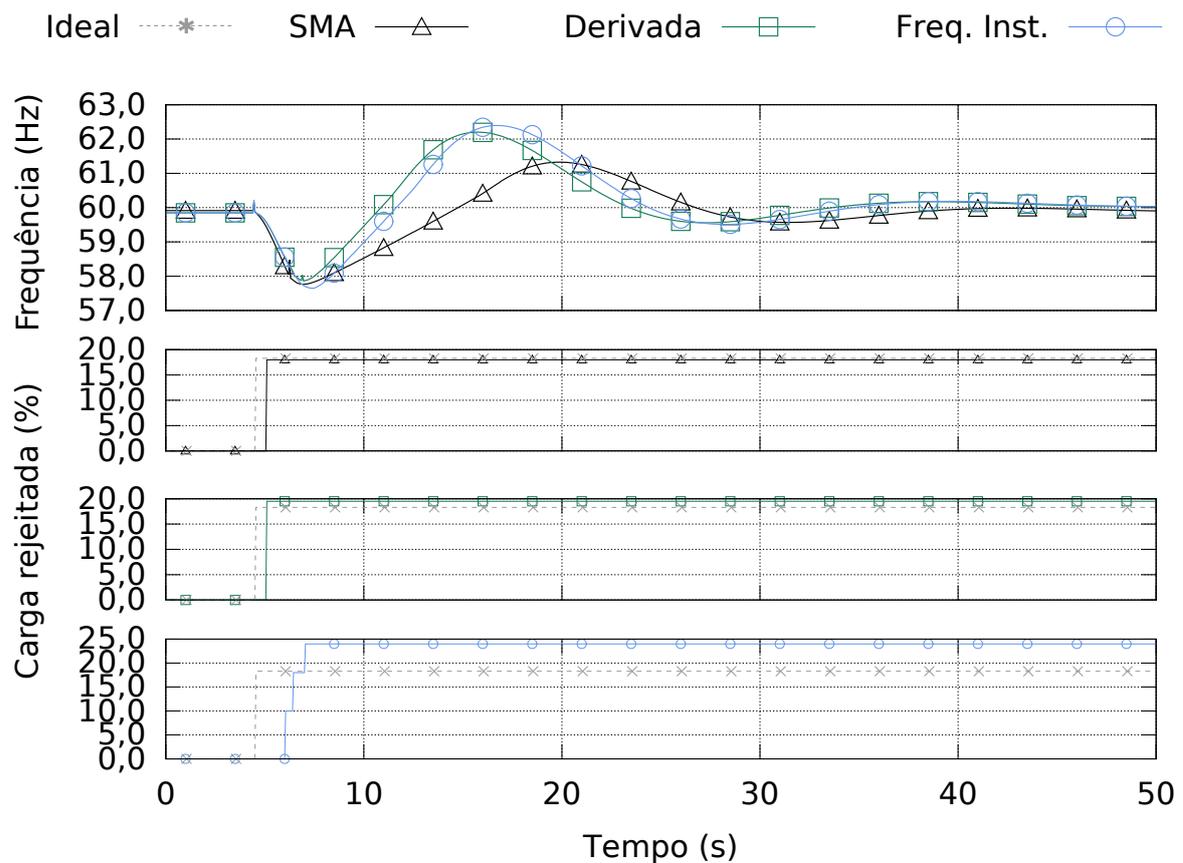


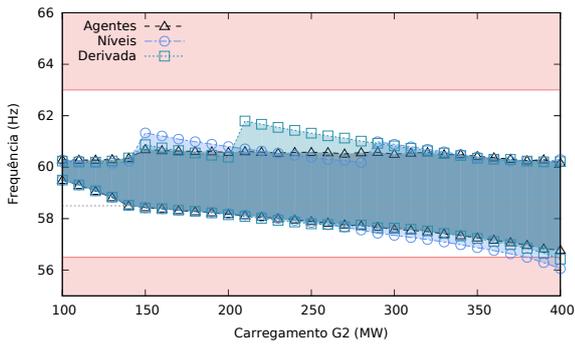
Figura 75 – Exemplo de rejeição de carga: Ilhamento da Área 2 com $G_4 = 400 \text{ MW}$.

rejeição geralmente não considera os diversos parâmetros que podem alterar o desempenho do processo de RC, a análise do pior esquema fornece uma base de comparação e um limiar de desempenho geral do sistema, caso seja escolhido.

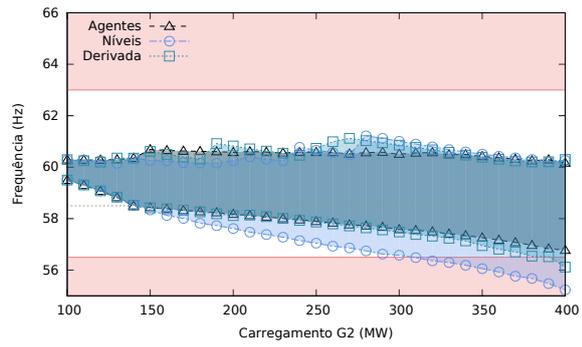
A Figura 76 compara as diversas áreas da região interna, considerando as metodologias de rejeição pela frequência instantânea, derivada da frequência e pela aplicação do SMA para a Área 1 de controle. As Figuras 76(a), 76(b), 76(c), 76(d), 76(e) e 76(f) especificam o desempenho das metodologias de acordo com o perfil de carga e o melhor ou pior esquema considerado. Deve-se ressaltar que o SMA possui esquema único, não sendo diferenciado entre o melhor ou o pior caso.

Para facilitar a comparação entre as metodologias, o valor de cada área da região interna é disposta na Figura 77. É possível verificar que a metodologia utilizando o SMA apresentou as menores áreas de variação de frequência dentre as consideradas em todos os perfis de carga da Área 1, mostrando a eficácia da proposição em melhorar o desempenho geral do processo de RC.

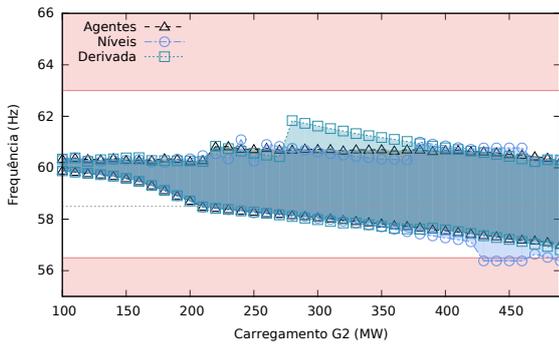
De forma similar é possível comparar os outros termos da métrica de avaliação. A soma das penalidades das magnitudes superiores e inferiores da frequência da Área 1 para os três perfis de carga é mostrada na Figura 78. A filosofia do SMA obteve as menores



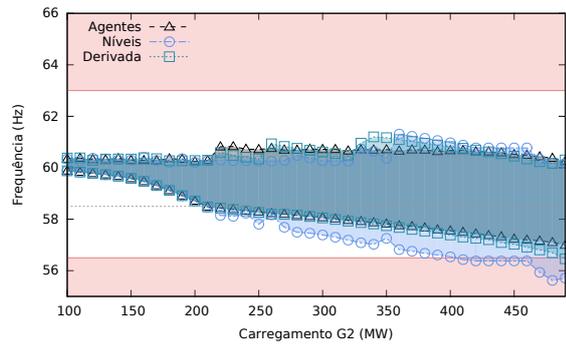
(a) Melhor esquema perfil leve.



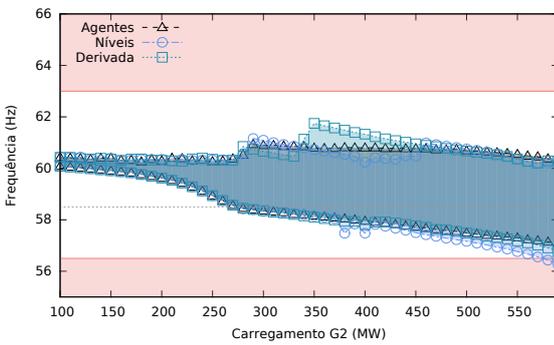
(b) Pior esquema perfil leve.



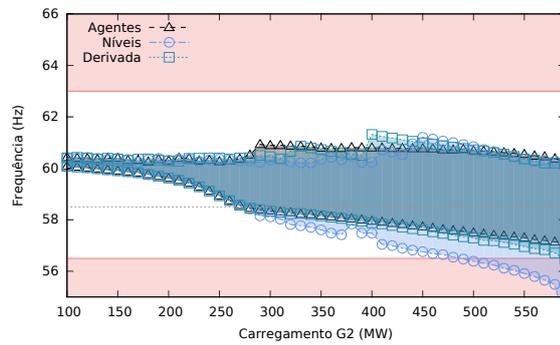
(c) Melhor esquema perfil médio.



(d) Pior esquema perfil médio.



(e) Melhor esquema perfil pesado.



(f) Pior esquema perfil pesado.

Figura 76 – Área da região interna para as diferentes metodologias considerando cada perfil de carga da Área 1.

penalizações, garantindo que os valores de frequência se mantivessem dentro dos limiares de proteção pré-estabelecidos. A filosofia da derivada da frequência também obteve bons resultados se comparados com a metodologia de frequência instantânea que apresentou diversos pontos que cruzaram os limiares de acionamento da proteção dos geradores.

Já o tempo de estabilização da frequência da Área 1 para os três perfis de carga é mostrado na Figura 79. Assim como os termos anteriores, a filosofia dispendo do SMA obteve os melhores resultados frente à dinâmica dos dois métodos convencionais. As diferenças entre o desempenho das filosofias convencionais nos melhores esquemas foram poucas, com leve ganho do método de frequência instantânea. Já para o pior caso, esse mesmo método obteve grandes tempos de estabilização se comparado com as demais. Desta

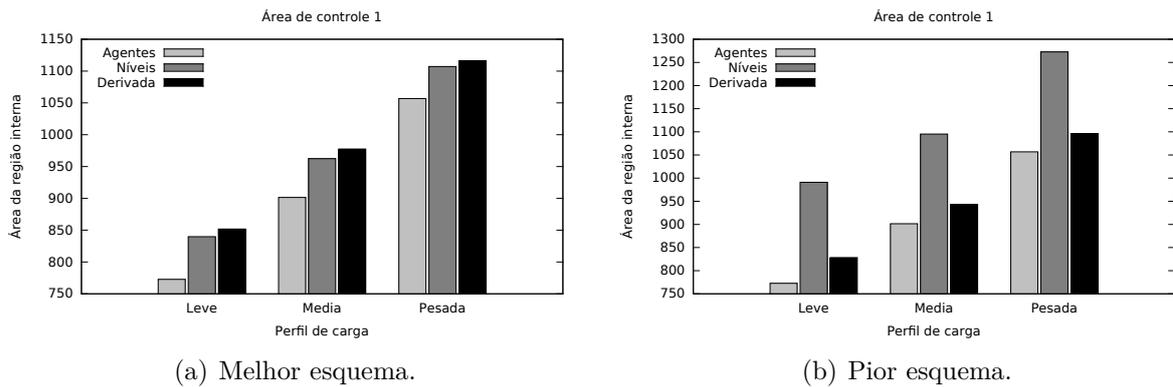


Figura 77 – Comparação entre as áreas da região interna da Área 1.

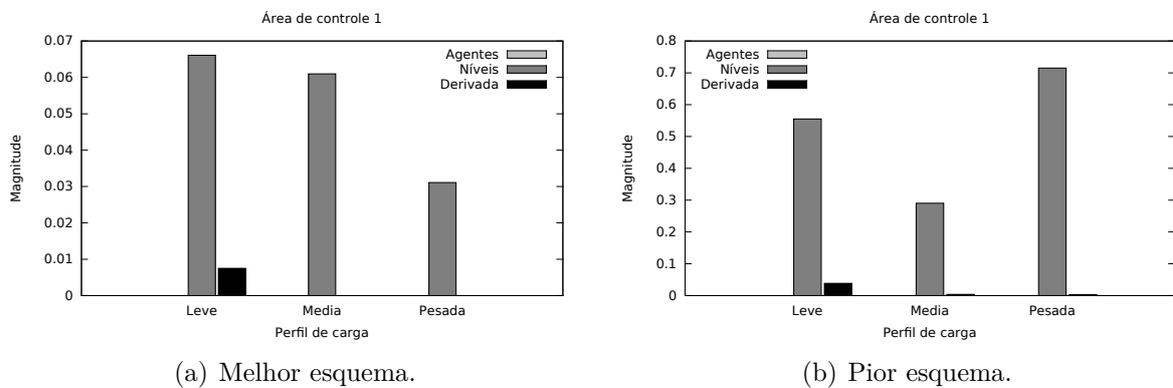


Figura 78 – Comparação entre as magnitudes da Área 1.

forma, ressalta-se a necessidade de uma metodologia específica na escolha de esquemas de rejeição apropriados e que levem em consideração a eficiência dos diversos parâmetros de estabilidade do sistema.

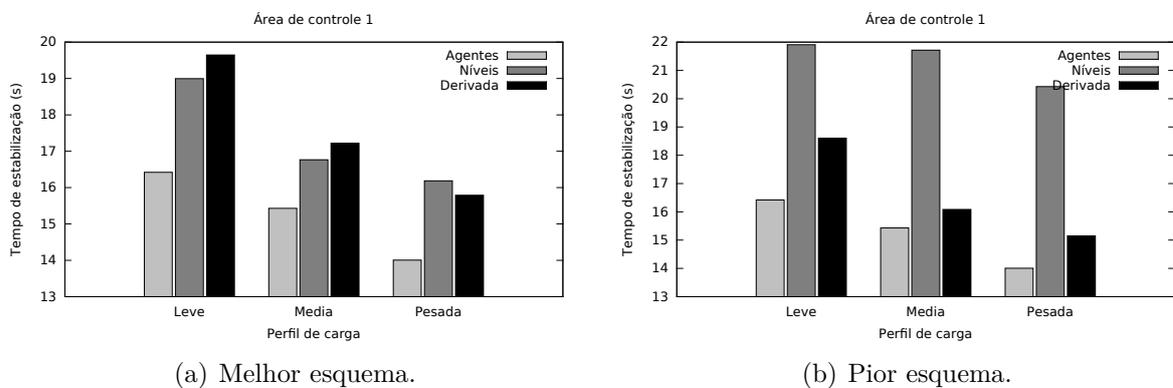


Figura 79 – Comparação entre os tempos de estabilização da Área 1.

O mesmo procedimento é realizado para as demais áreas de controle do sistema. As componente de área da região interna, as penalidades de magnitude da frequência e o

tempo de estabilização são analisados para as áreas de controle 2 e 3. Desta forma, são mostrados os melhores e piores esquemas (Tabela 20). Assim, é possível comparar a diferença entre dois esquemas de rejeição pertencentes à uma mesma filosofia, bem como comparar a eficácia geral entre os métodos de rejeição.

Outro ponto que deve ser levantado é que os piores esquemas das áreas de controle 2 e 3 possuem uma configuração parecida. Ambos correspondem a esquemas com rejeição de apenas um estágio. Como a rejeição é realizada em apenas um estágio, a maioria dos resultados referentes a esses esquemas apresentarão resultados semelhantes.

A Figura 80 e a Figura 81 mostram a área da região interna para as áreas de controle 2 e 3, respectivamente, considerando cada perfil de carga do sistema, enquanto a Figura 82 e a Figura 83 quantificam o valor da área para melhor visualização. Vale ressaltar que a filosofia de RC proposta nesse trabalho, utilizando o SMA, possui apenas um esquema de rejeição que é realizado em apenas um estágio de corte e, portanto, não há comparação entre o melhor ou o pior esquema obtidos.

Em todos os casos, a área da região interna utilizando o SMA obteve os menores valores calculados, ou seja, quando comparado com as filosofias convencionais, o SMA obteve o menor distúrbio geral da frequência do sistema. De forma geral, as duas filosofias convencionais obtiveram resultados parecidos nesse parâmetro.

Já a Figura 84 e a Figura 85 mostram a penalidade da magnitude da frequência. É interessante notar que, para a filosofia do SMA, na maioria dos casos, não houve pontos que ultrapassaram os limiares pré-definidos, demonstrando a eficácia da metodologia.

A Figura 86 e a Figura 87 mostram o tempo de estabilização para as duas áreas de controle. O tempo de estabilização variou bastante conforme a filosofia e a área de controle considerada, mesmo considerando o SMA.

A Figura 88 mostra o valor final de pontuação da métrica já ponderadas e escaladas no intervalo $[0; 1]$, já que cada componente que compõe a métrica de avaliação é representada por grandezas distintas. Apenas os melhores esquemas de rejeição para cada metodologia avaliada foi considerado nesta fase. A solução SMA apresentou as melhores pontuações em todas as áreas de controle com destaque para as componentes da área interna e da magnitude, demonstrando que esta filosofia apresentou menor perturbação da frequência e apresentou poucos pontos que excederam os limiares de proteção dos geradores. Por outro lado, a filosofia pela derivada da frequência obteve os piores resultados, uma vez que rejeitou grandes blocos de carga (maiores que o valor esperado) no começo do processo de decaimento da frequência e, portanto, gerando grande perturbação para a frequência do sistema. O método pela frequência instantânea se mostrou uma alternativa intermediária.

É importante salientar que todas as filosofias possuem o mesmo tempo inicial de atuação quando considerada a mesma perturbação do sistema. Isso se deve à frequência de supervisão do SEP de 12-barras (58,5 Hz). Os esquemas utilizando o SMA e a derivada da frequência já possuem uma estimativa da quantidade de carga inicial a ser rejeitada

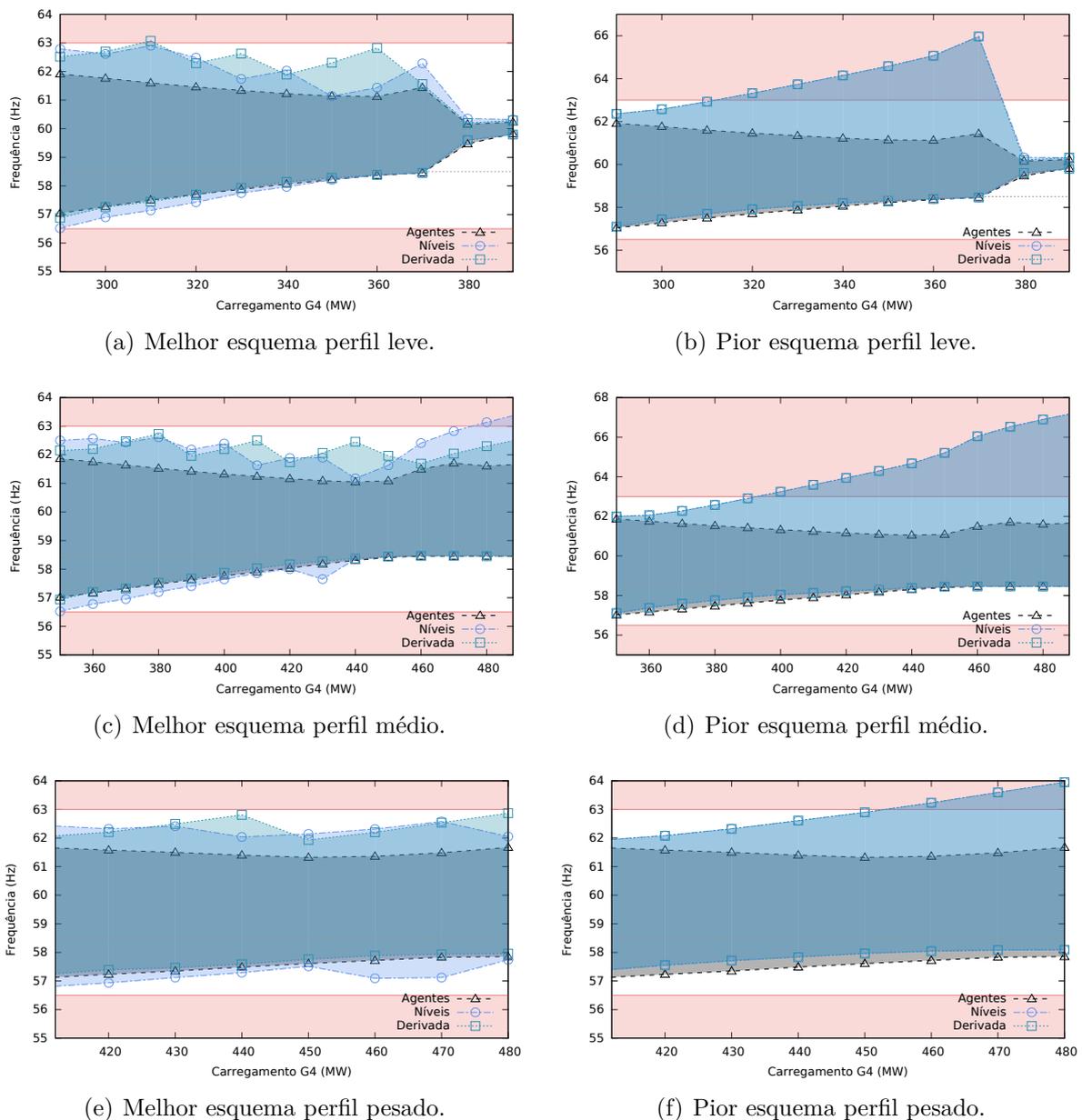
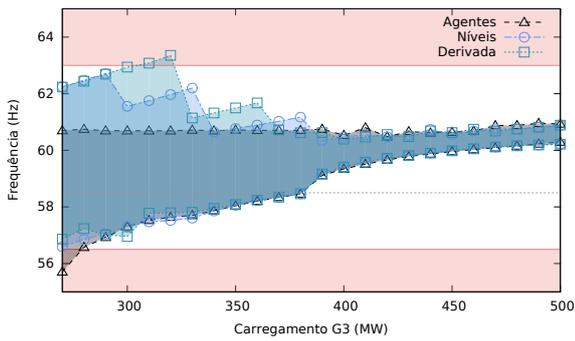


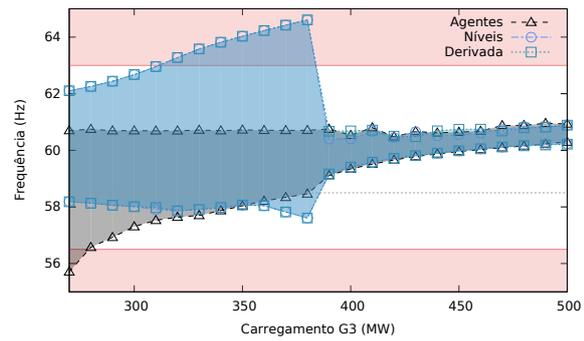
Figura 80 – Área da região interna para diferentes metodologias considerando cada perfil de carga da Área 2.

no começo do distúrbio, sendo acionada apenas quando a frequência do sistema atinge o valor de atuação. A diferença entre as duas filosofias está no algoritmo de cálculo da quantidade de carga a ser rejeitada, que influenciará diretamente no impacto da remoção de cargas do sistema e no posterior tempo de estabilização da frequência do sistema.

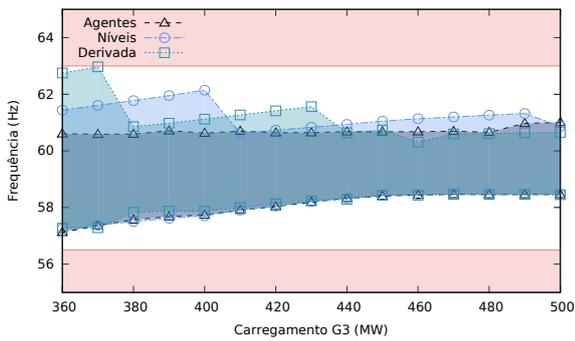
Enquanto o SMA calcula a cada passo de integração, em tempo real, o desbalanço entre geração e demanda, a filosofia por derivada da frequência já possui a quantidade de carga a ser rejeitada definida entre os diferentes estágios de corte, necessitando adequar a quantidade de carga a ser rejeitada com a severidade do distúrbio da frequência e selecionar, mesmo que indiretamente, a quantidade de estágios a serem rejeitados. Já para a filosofia utilizando a frequência instantânea do sistema deve esperar que a frequência atinja cada



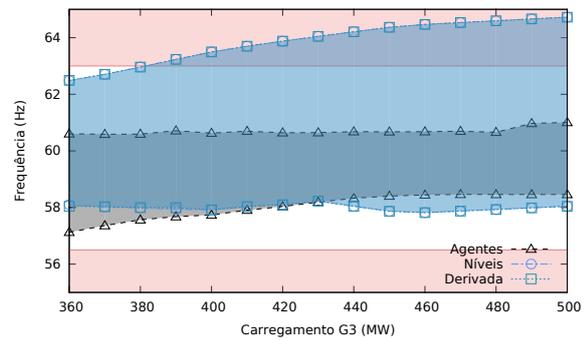
(a) Melhor esquema perfil leve.



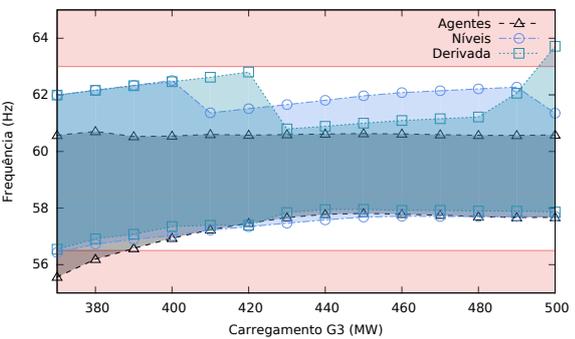
(b) Pior esquema perfil leve.



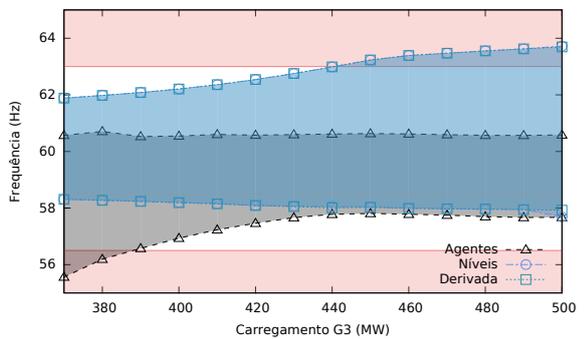
(c) Melhor esquema perfil médio.



(d) Pior esquema perfil médio.



(e) Melhor esquema perfil pesado.



(f) Pior esquema perfil pesado.

Figura 81 – Área da região interna para diferentes metodologias considerando cada perfil de carga da Área 3.

limiar de acionamento do processo de rejeição.

Outro fator que deve ser considerado é que a remoção de grandes blocos de carga geram grandes distúrbios de frequência para o sistema. Por outro lado, quando os blocos são removidos gradativamente, o desbalanço total é amortizado e o tempo total de estabilização do sistema é reduzido.

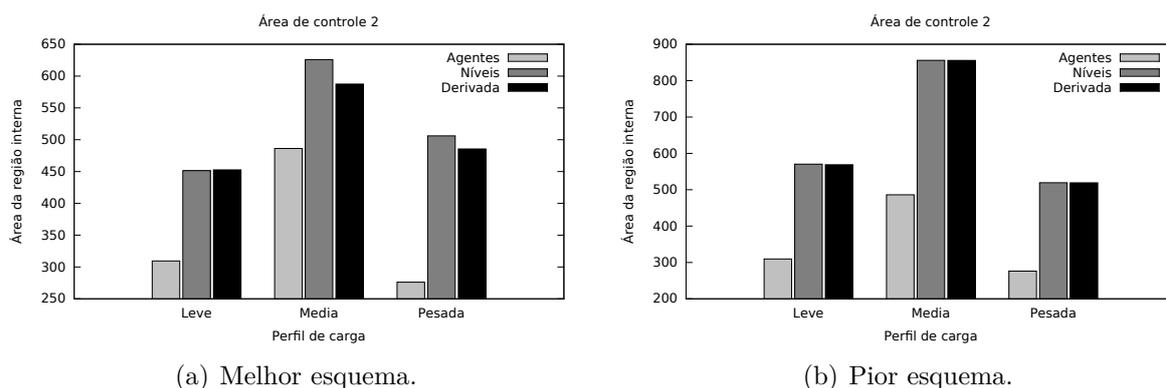


Figura 82 – Comparação entre as áreas da região interna da Área 2.

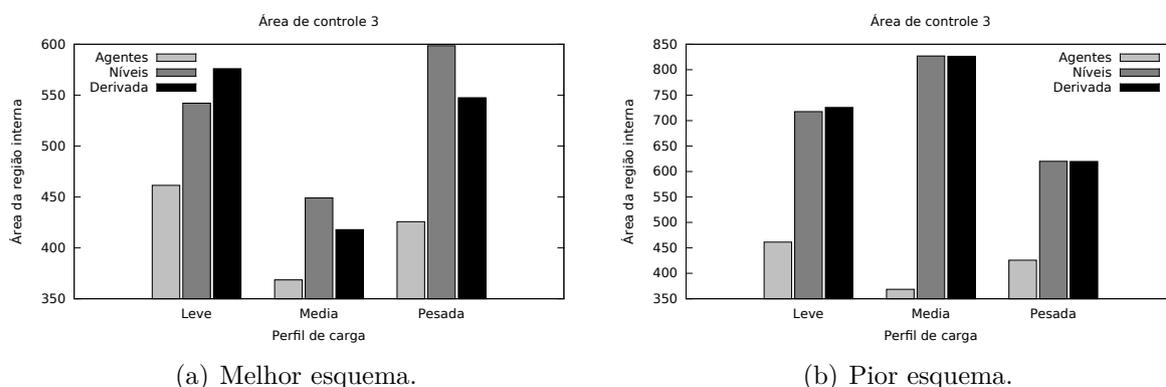


Figura 83 – Comparação entre as áreas da região interna da Área 3.

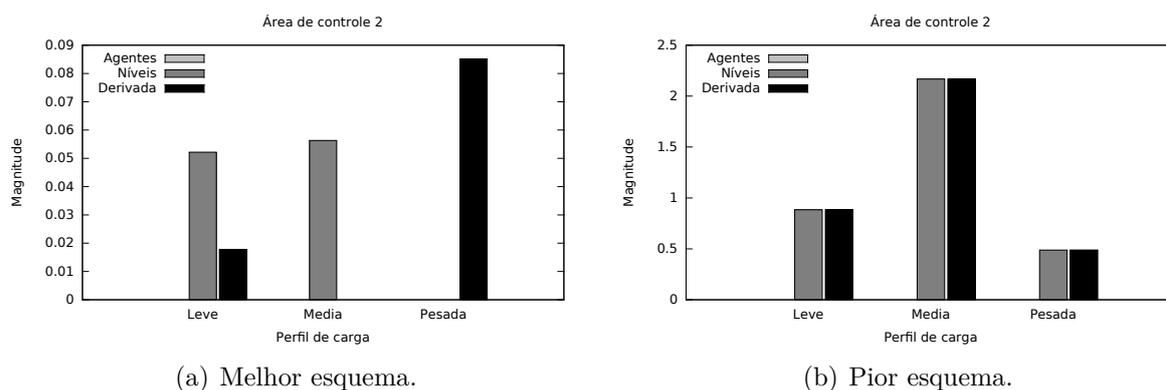


Figura 84 – Comparação entre as magnitudes da Área 2.

7.8 Comparação entre os Erros da Quantidade de Carga Rejeitada

A eficácia de cada filosofia de rejeição é avaliada a partir da análise do parâmetro da quantidade de carga rejeitada em cada situação de sobrecarga. Uma boa filosofia de rejeição deve rejeitar uma quantidade de carga muito próxima do valor ideal que levaria o

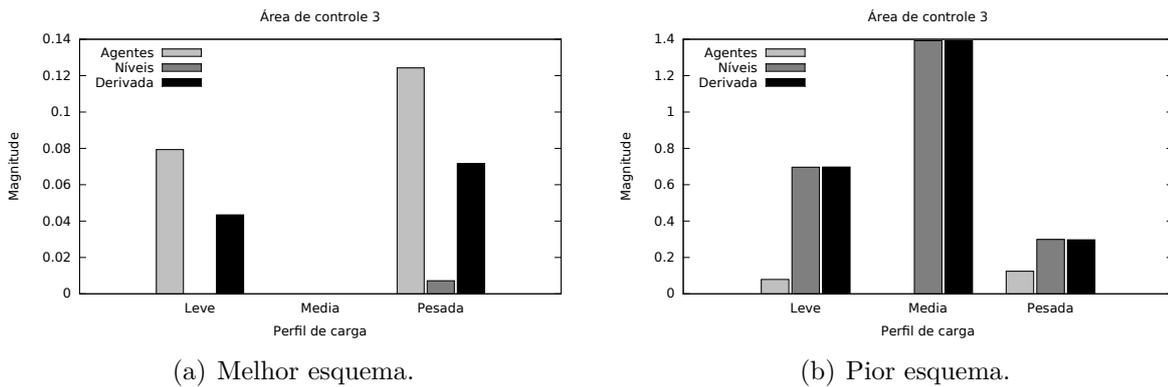


Figura 85 – Comparação entre as magnitudes da Área 3.

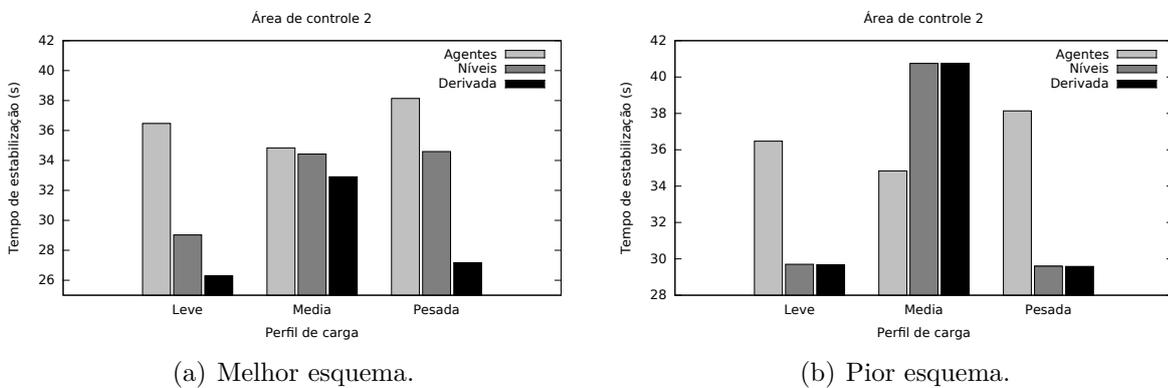


Figura 86 – Comparação entre os tempos de estabilização da Área 2.

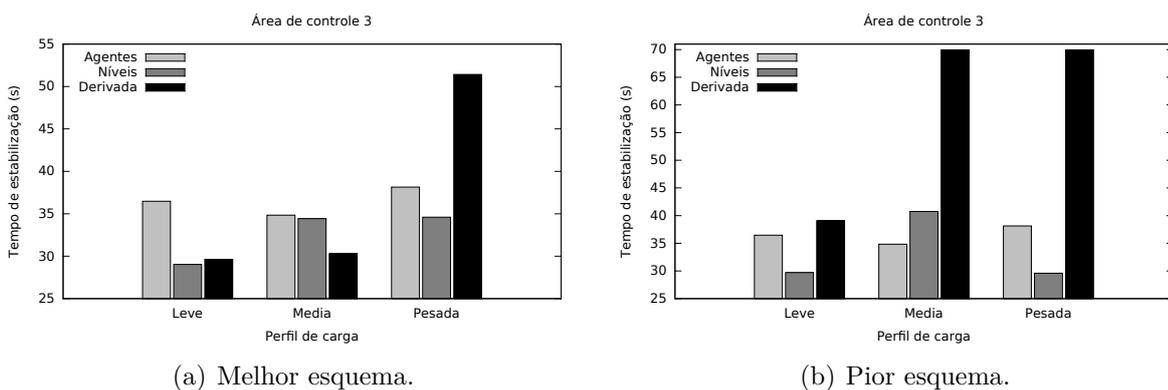


Figura 87 – Comparação entre os tempos de estabilização da Área 3.

sistema à situação de equilíbrio. O corte desnecessário leva à prejuízos de caráter financeiro e insatisfação dos clientes residenciais, industriais e comerciais, que deixam de usufruir da infraestrutura de fornecimento da energia elétrica. Por outra lado, o corte insuficiente pode não ser capaz de estabelecer o equilíbrio da frequência, comprometendo os equipamentos e infraestrutura do SEP, principalmente das unidades geradoras.

Dessa forma, todos os casos de sobrecarga testados foram agrupados conforme a filosofia

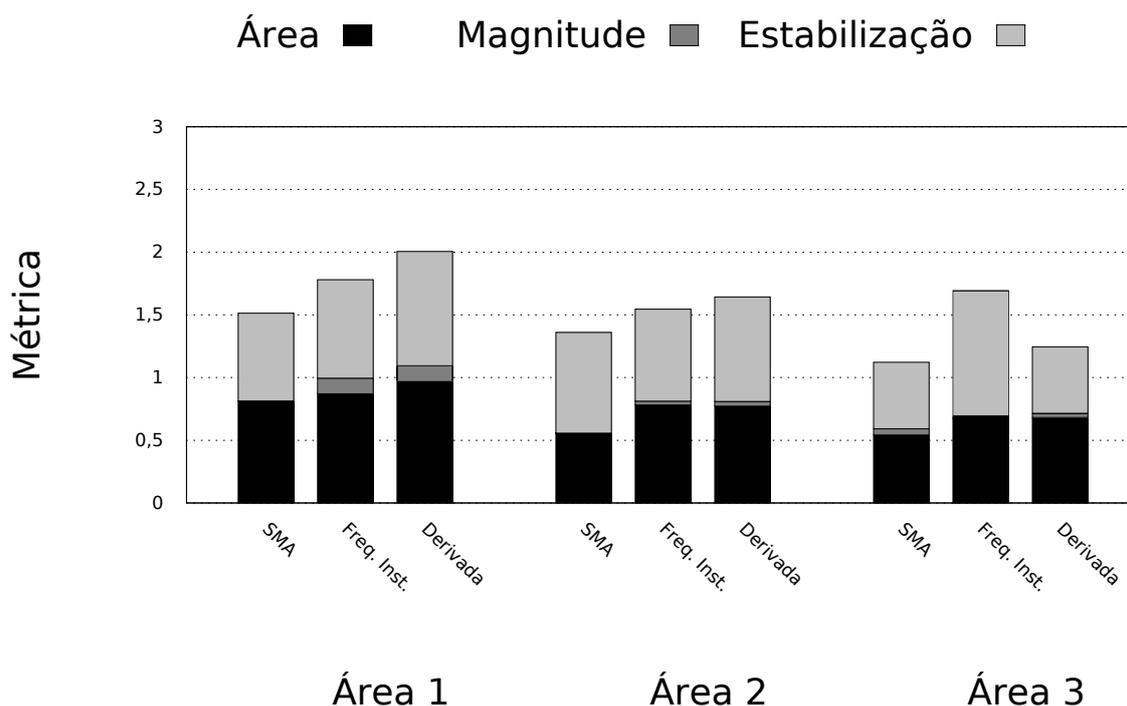


Figura 88 – Valor final da métrica de avaliação para cada área de controle do sistema.

de rejeição, a área de controle e o perfil de carga analisado. A fim de mostrar a distribuição das amostras de erro calculadas, e de evitar a generalização de uma única medida como o cálculo do valor da média do erro, foi selecionada a ferramenta estatística *boxplot* para representação dos dados.

O *boxplot* agrupa em uma única representação os seguintes parâmetros: valor mínimo, primeiro quartil, mediana (segundo quartil), terceiro quartil e valor máximo. O primeiro quartil, ou quartil inferior, delimita 25% das amostras analisadas quando ordenadas. A mediana, ou segundo quartil, define o intervalo de corte que representa 50% do total de amostras, enquanto o terceiro quartil, ou quartil superior, delimita 75% das amostras. Dessa forma a “caixa” representada pelos quartis concentram 50% da distribuição. Os valores máximos e mínimos são representados pelas extremidades das linhas paralelas ao *boxplot*. Além disso, valores atípicos que estão distantes da distribuição dos dados são denominados *outliers* e são representados por pontos isolados fora da representação do *boxplot*.

O resultado da aplicação da ferramenta *boxplot* pode ser conferido na Figura 89, onde as Figuras 89(a), 89(b) e 89(c) mostram o erro absoluto para cada uma das três áreas de controle do SEP, respectivamente. A filosofia utilizando o SMA obteve os menores erros absolutos de rejeição. É possível observar pelos quartis que os dados se concentraram muito perto da mediana, assim como os valores de máximos e mínimos. A maioria dos *outliers* se concentraram em valores menores que o erro mínimo, mostrando que existem pontos cujo erro são menores que a mediana.

De uma forma geral, pode-se aferir que o erro de rejeição da filosofia pela derivada da frequência possui menor erro quando comparado com a filosofia pela frequência instantânea. Essa última apresenta, para a maioria dos casos, grandes intervalos de erro com a distribuição das amostras distantes da mediana. Além disso, os valores máximos apresentados atingiram grandes magnitudes. Para alguns casos, o corpo do *boxplot* apresentou grande extensão, mostrando que o erro pode diferir bastante do valor médio.

7.9 Considerações sobre a Solução do SMA

A proposição do SMA foi desenvolvida com o objetivo de se obter um esquema único de rejeição que levasse em consideração a dinamicidade do sistema. Desta forma o cálculo de rejeição é realizado em tempo real em cada passo de integração e se adapta as condições encontrada em cada situação de sobrecarga. Além disso, a organização entre os diferentes tipos de Agentes é realizada de forma centralizada em vários níveis hierárquicos, separando o processo decisório da topologia e peculiaridades de cada parte do sistema. Obteve-se assim, uma solução viável, escalável e independente do SEP analisado.

Os resultados mostraram grande viabilidade da filosofia proposta. Quando comparados com as metodologias convencionais implementadas baseadas na frequência instantânea do sistema e pela sua derivada, a solução SMA obteve, de forma geral, menor tempo de

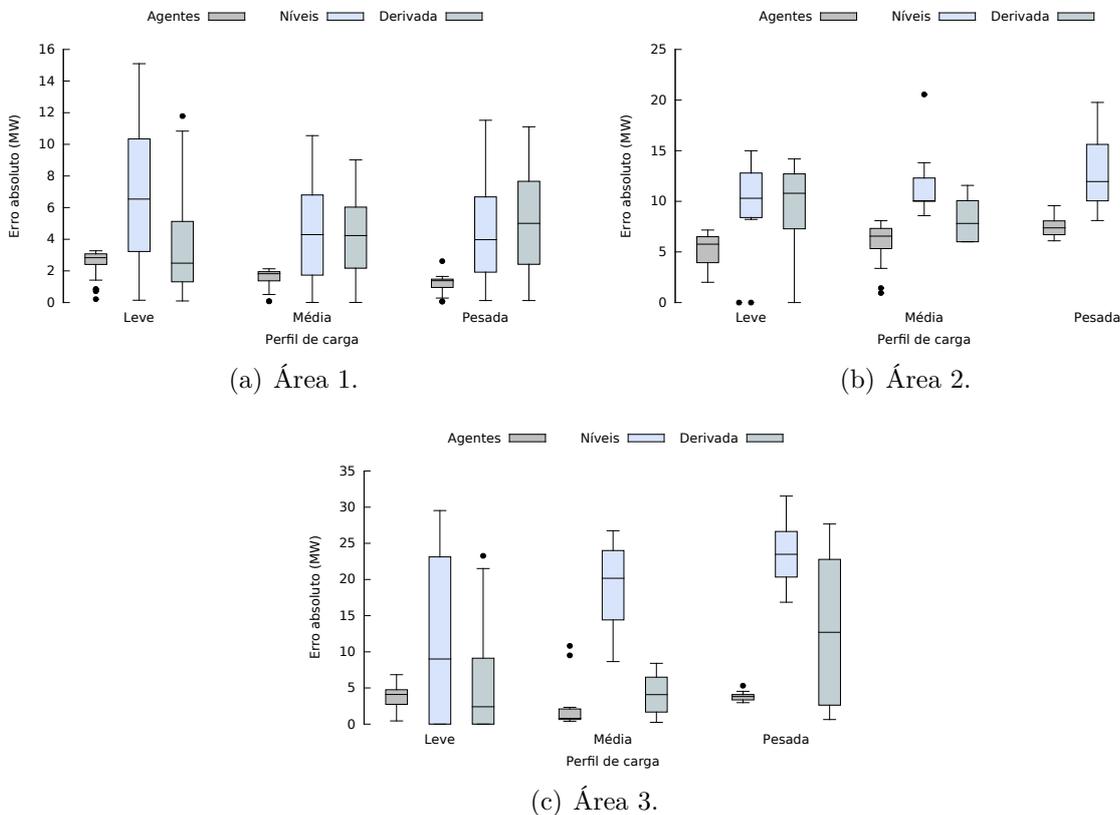


Figura 89 – Erro absoluto da quantidade de carga a ser rejeitada.

atuação, com menor perturbação da frequência e com menor quantidade de carga rejeitada. Embora o cálculo de rejeição seja efetuado a cada passo de integração, apenas uma iteração foi suficiente para obter o restabelecimento da frequência e, conseqüentemente, a restauração do estado de equilíbrio do sistema.

Desta forma, acredita-se que a proposição do SMA contribuiu significativamente para o avanço dos métodos de RC com o uso de ferramentas e padrões que podem ser implementados de forma factível a partir da infraestrutura oferecida pelos SG.

Conclusões e Trabalhos Futuros

Os fenômenos que levam ao estado de subfrequência em SEPs resultam em prejuízos consideráveis, tanto para as concessionárias de energia, quanto para seus clientes finais. Neste cenário, processos de rejeição de cargas devem ser realizados a fim de preservar o equilíbrio geral do sistema, evitando-se em última instância, o seu colapso. Desta forma, é admissível a desconexão de uma quantidade mínima de cargas para manutenção do nível de frequência em torno de seu valor nominal. Um melhor conhecimento da confiabilidade de esquemas de RC permite a melhoria de estudos de estabilidade, principalmente no programa de planejamento da operação, sobretudo nos estudos com foco no cálculo dos níveis de risco que serão estabelecidos nas diversas áreas do sistema elétrico.

Além disso, técnicas convencionais de RC tendem a ser baseadas em conjecturas estáticas. Geralmente, estudos de estabilidade levam em consideração apenas as contingências balizadoras de pior severidade, desperdiçando consideravelmente cargas elétricas que poderiam ser preservadas, trazendo transtornos para todos os consumidores do sistema. Desta forma, novas alternativas são propostas a fim de melhorar o desempenho geral dos processos associados aos esquemas de RC. Parâmetros como a velocidade de atuação, desequilíbrio do sistema, quantidade de carga rejeitada, seleção da prioridade de cargas, dentre outros, são utilizados para obter esquemas com melhor desempenho.

Nesse contexto, é importante salientar o mérito pela busca de novas estratégias e métodos que visem proporcionar condições adequadas de operação, uma vez que o contínuo crescimento do SEP e sua complexidade exigem um maior controle e supervisão do mesmo. Desta forma, a proposição deste trabalho foi desenvolver um novo modelo de RC, utilizando um SMA com arquitetura centralizada, que possa prover um avanço na gestão, controle e tomada de decisão em situações adversas da frequência de operação dos SEPs. As camadas hierárquicas foram organizadas de forma a controlar os ajustes e as informações distribuídas, separando o processo decisório da topologia e peculiaridades de cada subsistema, facilitando a escalabilidade da solução.

A métrica de avaliação proposta no Capítulo 5 é de fácil implantação e fundamentou o procedimento de comparação entre os esquemas e filosofias de rejeição. Os termos que

compõem o seu cálculo foram baseados nas premissas de menor tempo para alcançar a estabilidade do sistema e garantir menor perturbação de sua frequência. Já a nova filosofia de rejeição desenvolvida no Capítulo 7 é escalável e independente do SEP analisado, representando uma relevante contribuição deste trabalho na busca de desconectar o menor montante de cargas do sistema, por um curto espaço de tempo e com menor perturbação de sua frequência.

A plataforma de desenvolvimento em tempo real constituída do *hardware* PCI-104 e *software* composto pelo SO em tempo real RTAI, bem como a biblioteca *OpenRelay*, apresentaram-se como boas alternativas na construção da arquitetura do SMA. O RTAI não só permitiu o gerenciamento de recursos do sistema de forma mais fácil, principalmente com a provisão das interfaces de comunicação utilizando o protocolo IEC 61850, como permitiu a expansão da biblioteca em código C/C++ de propósito geral *OpenRelay*.

O SMA aplicado sobre o sistema elétrico de 12-barras respeitou os requisitos de tempo real impostos pela simulação do circuito via o RTDS. A topologia do sistema elétrico, bem como suas características e parâmetros dinâmicos foram considerados para que os tempos de atuação e resultados esperados se aproximassem das situações encontradas em ambientes reais. Acredita-se que o SMA trouxe um diferencial na tomada de decisão nos processos de RC e, conseqüentemente, contribuiu para a manutenção da estabilidade dos SEPs.

É importante frisar ainda que, embora a solução multiagentes tenha sido aplicada sobre o SEP de 12-barras, apresentado para teste e validação da proposta contida neste trabalho, a metodologia foi desenvolvida de modo a ser aplicada sobre qualquer SEP que esteja organizado em áreas de controle. Desta forma, deve-se identificar as unidades de geração, carga e linhas de transmissão que interconectem as várias áreas do sistemas, para que seja instalado o respectivo Agente Monitor. Embora a solução seja de fácil implementação, torna-se necessário uma infraestrutura de comunicação que conecte os vários pontos do sistema. Além disso, plataformas embarcadas confiáveis, como por exemplo o PCI-104, deverão ser utilizadas para execução da lógica proposta.

Os resultados obtidos demonstram a viabilidade do modelo proposto. O SMA se mostrou uma boa alternativa frente às oscilações de frequências em casos de sobrecargas. A rejeição foi realizada em apenas um estágio, oferecendo uma alternativa efetiva e rápida para o restabelecimento da frequência. Além disso, a comparação obtida através da métrica de comparação mostra que a solução SMA obteve melhores tempo de estabilização, menor perturbação da frequência do sistema e menor erro associado à quantidade de carga efetivamente rejeitada quando comparado com as duas filosofias convencionais implementadas.

8.1 Continuidade da Pesquisa

Como continuidade desta pesquisa é proposto:

- ❑ Examinar as vantagens do uso de ferramentas inteligentes para serem embarcadas na lógica de RC sobre os Agentes Monitores do sistema. RNAs e Sistemas *Fuzzy* (SFs) são proposições bastante difundidas pela literatura e podem ser implementadas e posteriormente comparadas com a metodologia proposta, a partir da métrica de avaliação.
- ❑ Aproveitar o SMA que utiliza uma organização centralizada de seus Agentes para compor um leilão de cargas em que os Agentes irão interagir para selecionar corretamente as cargas de acordo com a ordem de classificação baseada em componentes de importância distintas. Espera-se que o corte seja realizado em poucos estágios, com rápida restauração da condição de equilíbrio geral da frequência e tensão do sistema.
- ❑ Verificar as vantagens e os impactos na alteração da arquitetura do SMA para que ele funcione de forma descentralizada com Agentes locais trocando informações apenas com Agentes vizinhos.
- ❑ Investigar os impactos na seleção de cargas realizada, de acordo com suas prioridades, de forma a contemplar suas naturezas intrínsecas e seus conflitos econômicos, sociais, políticos, etc.
- ❑ Considerar para o escopo do trabalho o perfil de tensão nos diversos barramentos do sistema elétrico. A análise do comportamento da tensão nos barramentos do sistema permitirá coordenar o sistema de RC com a proteção por sub-tensão, por exemplo.
- ❑ Atingir a situação completa de equilíbrio do sistema com a reconexão das cargas anteriormente desconectadas. Para isso, a proposição de um modelo automático de restauração de cargas deve ser efetuado.

8.2 Divulgação do Trabalho

Ao longo do desenvolvimento desta pesquisa alguns trabalhos científicos diretamente ligados a proposição deste trabalho foram publicados. Um sistema inicial de rejeição de cargas utilizando uma malha de controle fechada foi foco de um artigo publicado em Março de 2014 no congresso *IET International Conference on Developments in Power System Protection* (DPSP) (SANTOS et al., 2014). Uma ideia inicial da métrica de avaliação de esquemas de rejeição foi publicada em Julho de 2015 no congresso *IEEE Power & Energy Society General Meeting* (SANTOS et al., 2015).

Ainda, proposições iniciais, que de alguma forma contribuíram para a obtenção da solução final deste trabalho também foram publicadas. O uso de RNAs é explorado no

trabalho publicado no congresso Encontro Nacional de Inteligência Artificial (ENIA) em outubro de 2012, levando-se em consideração a conformidade das regras estabelecidas pelo PRODIST (SANTOS et al., 2012). Em outubro 2013, outro trabalho explorando a estimação da quantidade de cargas a serem rejeitadas através do uso de RNAs foi publicado no Simpósio Brasileiro de Automação Inteligente (SBAI) (SANTOS et al., 2013). Por fim, o controle completo do processo de rejeição de cargas utilizando uma RNA em uma malha de controle fechada foi publicado no Congresso Brasileiro de Automática (CBA) em setembro de 2014 (SANTOS et al., 2014).

Além disso, dois artigos estão em fase de submissão para publicação em periódicos de seletiva política editorial. A proposição da métrica de avaliação completa, proposta no Capítulo 5 gerou o trabalho intitulado “A New Scoring Metric for Load Shedding in Multi Control Area Systems”. Já a proposição do SMA, apresentado no Capítulo 7, gerou o trabalho intitulado “A New Real-Time Scheme for Load Shedding Controlled in Closed-Loop by a Multiagent System”.

Referências

ABDELWAHID, S.; BABIKER, A.; ELTOM, A.; KOBET, G. Hardware implementation of an automatic adaptive centralized underfrequency load shedding scheme. **IEEE Transactions on Power Delivery**, 2014. v. 29, n. 6, p. 2664–2673, Dec 2014. ISSN 0885-8977.

Advantech. **PCM-3362**. February 2016. Available in: <www.advantech.com/products>. February the 24th 2016.

ALMEIDA, P. C.; PRADA, R. B. **Esquemas de Proteção de Sistemas de Energia Elétrica**. [S.l.]: EPUB, 2005. ISBN 858709856X.

AMRAEE, T.; MOZAFARI, B.; RANJBAR, A. An improved model for optimal under voltage load shedding: particle swarm approach. In: **IEEE Power India Conference**. [S.l.: s.n.], 2006. p. 6 pp.

AMRAEE, T.; RANJBAR, A.; MOZAFARI, B.; SADATI, N. An enhanced under-voltage load-shedding scheme to provide voltage stability. **Electric Power Systems Research**, 2007. v. 77, n. 8, p. 1038 – 1046, 2007. ISSN 0378-7796.

ANDERSON, P.; MIRHEYDAR, M. An adaptive method for setting underfrequency load shedding relays. **IEEE Transactions on Power Systems**, 1992. v. 7, n. 2, p. 647–655, May 1992. ISSN 0885-8950.

ANDERSSON, G.; DONALEK, P.; FARMER, R.; HATZIARGYRIOU, N.; KAMWA, I.; KUNDUR, P.; MARTINS, N.; PASERBA, J.; POURBEIK, P.; SANCHEZ-GASCA, J.; SCHULZ, R.; STANKOVIC, A.; TAYLOR, C.; VITTAL, V. Causes of the 2003 major grid blackouts in north america and europe, and recommended means to improve system dynamic performance. **IEEE Transactions on Power Systems**, 2005. v. 20, n. 4, p. 1922 – 1928, nov. 2005. ISSN 0885-8950.

ANEEL. **Manual do programa de pesquisa e desenvolvimento tecnológico do setor de energia elétrica**. [S.l.], Agosto 2012. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/arquivos/pdf/Manual-PeD_REN-504-2012.pdf>.

_____. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional - PRODIST Módulo 8 - Qualidade da Energia Elétrica**. February 2016. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/visualizar_texto.cfm?idtxt=1877>. 18 de Julho de 2016.

- ANEEL 414. **Resolução normativa 414**. 2010. Available in: <www.aneel.gov.br/cedoc/ren2010414.pdf>. March the 10th 2014.
- ARULAMPALAM, A.; SAHA, T. Fast and adaptive under frequency load shedding and restoration technique using rate of change of frequency to prevent blackouts. In: **IEEE Power and Energy Society General Meeting**. [S.l.: s.n.], 2010. p. 1 –8. ISSN 1944-9925.
- BERDY, J. **Load Shedding - An Application Guide**. 1968. General Electric Company, Electric Utility Engineering Operation. Schenectady, N.Y.
- BOCCARDO, D.; SANTOS, L. Gomes dos; CARMO, L. da C.; DEZAN, M.; MACHADO, R.; PORTUGAL, S. de A. Software evaluation of smart meters within a legal metrology perspective: A brazilian case. In: **IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe (ISGT Europe)**. [S.l.: s.n.], 2010. p. 1 –7.
- CECATI, C.; MOKRYANI, G.; PICCOLO, A.; SIANO, P. An overview on the smart grid concept. In: **IECON 2010 - 36th Annual Conference on IEEE Industrial Electronics Society**. [S.l.: s.n.], 2010. p. 3322 –3327. ISSN 1553-572X.
- CHEN, X.; DENG, C.; CHEN, Y.; LI, C. Blackout prevention: Anatomy of the blackout in europe. In: **International Power Engineering Conference IPEC**. [S.l.: s.n.], 2007. p. 928 –932.
- CHUVYCHIN, V.; GUROV, N.; VENKATA, S.; BROWN, R. An adaptive approach to load shedding and spinning reserve control during underfrequency conditions. **IEEE Transactions on Power Systems**, 1996. v. 11, n. 4, p. 1805–1810, Nov 1996. ISSN 0885-8950.
- CIGRÉ B5. **International Guide on the Protection of Synchronous Generators**. [S.l.]: CIGRÉ, 2011. ISBN 9782858731701.
- CONCORDIA, C.; FINK, L.; POULLIKKAS, G. Load shedding on an isolated system. **IEEE Transactions on Power Systems**, 1995. v. 10, n. 3, p. 1467–1472, 1995. ISSN 0885-8950.
- CONROY, D. **The Great Northeast Blackout of 1965**. Nov 1995. Central Maine Power Company. Disponível em: <<http://www.rense.com/general40/95.htm>>. 06 de Fevereiro de 2014.
- CORSI, S.; SABELLI, C. General blackout in italy sunday september 28, 2003, h. 03:28:00. In: **IEEE Power Engineering Society General Meeting**. [S.l.: s.n.], 2004. p. 1691 –1702 Vol.2.
- COURY, D. V.; OLESKOVICZ, M.; GIOVANINI, R. **Proteção digital de sistemas elétricos de potência: dos relés eletromecânicos aos microprocessados inteligentes**. 1. ed. São Carlos: EDUSP, 2007.
- DALZIEL, C. F.; STEINBACK, E. W. Underfrequency protection of power systems for system relief load shedding-system splitting. **Power Apparatus and Systems, Part III. Transactions of the American Institute of Electrical Engineers**, 1959. v. 78, n. 4, p. 1227–1237, Dec 1959. ISSN 0097-2460.

- DAS, S. Ensuring spinning reserve in generation deficient indian power system. In: **International Conference on Power Systems**. [S.l.: s.n.], 2009. p. 1–6.
- DIMEAS, A.; HATZIARGYRIOU, N. Operation of a multiagent system for microgrid control. **IEEE Transactions on Power Systems**, 2005. v. 20, n. 3, p. 1447–1455, Aug 2005. ISSN 0885-8950.
- EPE. **Estudos associados ao plano decenal de expansão de energia**. Rio de Janeiro, 2016.
- FABRI, D. F. **Características Operativas do Controle Automático de Geração em um Cenário Competitivo**. Dissertação (Mestrado) — Universidade Federal de Itajubá, Dezembro 2003.
- FONSECA, M.; TORRI, L.; GOETZ, M. Medição eletrônica de eletricidade: Iniciativas e tendências. In: **IV Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos – SBSE**. [S.l.: s.n.], 2012.
- FOUNTAIN, L. L.; BLACKBURN, J. L. Application and test of frequency relays for load shedding [includes discussion]. **Power Apparatus and Systems, Part III. Transactions of the American Institute of Electrical Engineers**, 1954. v. 73, n. 2, Jan 1954. ISSN 0097-2460.
- GIERISCH, W. C. Load reduction by underfrequency relays during system emergencies [includes discussion]. **Power Apparatus and Systems, Part III. Transactions of the American Institute of Electrical Engineers**, 1954. v. 73, n. 2, Jan 1954. ISSN 0097-2460.
- GOMES, P.; JUNIOR, G. C.; SARDINHA, S. L. A. Brazilian experience with system protection schemes. In: **Cigré C2-210**. [S.l.: s.n.], 2004.
- GOMES, P.; SARDINHA, S. L. de A. Harmonization of frequency requirements considering the new competitive environment in the brazilian power system. In: **CIGRÉ**. [S.l.: s.n.], 2002.
- GOMES, R. C.; PRISTS, A. L.; RAMOS, C. M. Proposta de sistema e arquitetura para implementação de uma smart grid na rede de distribuição em baixa tensão. In: **III Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos – SBSE**. Belém, Pará: [s.n.], 2010.
- GUIMARAES, G. C. **Modelagem de um Sistema Elétrico para Estudo de Estabilidade e Rejeição de Carga**. Agosto 2009. Apostila do Curso de Dinâmica de Sistemas Elétricos.
- HALVORSEN, H. P. **Hardware in the Loop Simulation**. 2011. Available in: <<http://home.hit.no/~hansha/>>. March the 10th 2014.
- HIRODONTIS, S.; LI, H.; CROSSLEY, P. Load shedding in a distribution network. In: **Sustainable Power Generation and Supply, 2009. SUPERGEN '09. International Conference on**. [S.l.: s.n.], 2009. p. 1 –6.
- HOOSHMAND, R.; MOAZZAMI, M. Optimal design of adaptive under frequency load shedding using artificial neural networks in isolated power system. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, 2012. v. 42, n. 1, p. 220 – 228, 2012. ISSN 0142-0615.

HOROWITZ, S.; PHADKE, A. **Power System Relaying**. Wiley, 2008. (RSP). ISBN 9780470758793. Disponível em: <<https://books.google.com.br/books?id=4A3Kw3fgNusC>>.

HSU, C.-T.; CHUANG, H.-J.; CHEN, C.-S. Artificial neural network based adaptive load shedding for an industrial cogeneration facility. In: **Industry Applications Society Annual Meeting, 2008. IAS '08. IEEE**. [S.l.: s.n.], 2008. p. 1–8. ISSN 0197-2618.

IEC. **IEC 61850 Part 5: Communication Requirements for Functions and Device Models**. 2003.

IEC. **IEC 60034 Rotating electrical machines - Part 3: Specific requirements for synchronous generators driven by steam turbines or combustion gas turbines**. [S.l.]: IEC, 2008. ISBN 9788325161033.

IEEE. IEEE Guide for Abnormal Frequency Protection for Power Generating Plants. **ANSI/IEEE Std C37.106-1987**, 1987. 1987.

_____. IEEE Guide for Abnormal Frequency Protection for Power Generating Plants. **ANSI/IEEE Std C37.106-1987**, 1987. p. 1–32, September 1987.

_____. IEEE Standard Definitions of Physical Quantities for Fundamental Frequency and Time Metrology. **IEEE Std 1139-1988**, 1989. p. 1–22, April 1989.

IEEE. IEEE Standard Glossary of Software Engineering Terminology. **IEEE Std 610.12-1990**, 1990. p. 1–84, Dec 1990.

IEEE. IEEE Recommended Definitions of Terms for Automatic Generation Control on Electric Power Systems. **IEEE Std 94-1991**, 1991. p. 1–, 1991.

_____. IEEE Recommended Practice for Excitation System Models for Power System Stability Studies. **IEEE Std 421.5-2005**, 2006. p. 1–85, 2006.

_____. IEEE Guide for the Application of Protective Relays Used for Abnormal Frequency Load Shedding and Restoration. **IEEE Std C37.117-2007**, 2007. p. 43, 2007.

INMETRO. **Portaria no 371/2007**. sept 2007. Disponível em: <<http://www.inmetro.gov.br/legislacao/>>. 10 de Setembro de 2012.

_____. **Portaria no 011/2009**. jan 2009. Disponível em: <<http://www.inmetro.gov.br/legislacao/>>. 10 de Setembro de 2012.

International Energy Agency. **CO2 Emissions from Fuel Combustion - Highlights**. 2011. Disponível em: <www.iea.org/publications>. 10 de Setembro de 2012.

JAMIAN, J.; MUSTAFA, M.; MOKHLIS, H.; BAHARUDIN, M. Smart grid communication concept for frequency control in distribution system. In: **Power Engineering and Optimization Conference (PEOCO), 2011 5th International**. [S.l.: s.n.], 2011. p. 238–242.

JENNINGS, N.; SYCARA, K.; WOOLDRIDGE, M. **A roadmap of agent research and development - Autonomy Agents and Multi-Agent System**. [S.l.], 1998.

- JIANG, P.; XU, Y.; WANG, D. Discussion on algorithm of spinning reserve ancillary services compensation capacity in the regional power grid. In: **Electronics, Communications and Control (ICECC), 2011 International Conference on**. [S.l.: s.n.], 2011. p. 2035–2038.
- JIANG, S. **Investigation of small signal dynamic performance of IPFC and UPFC devices embedded in AC networks**. Tese (Doutorado) — Department of Electrical and Computer Engineering, University of Manitoba, 2010.
- JIANG, S.; ANNAKAGE, U.; GOLE, A. A platform for validation of facts models. **IEEE Transactions on Power Delivery**, 2006. v. 21, n. 1, p. 484–491, Jan 2006. ISSN 0885-8977.
- JIANG, Z.; LI, F.; QIAO, W.; SUN, H.; WAN, H.; WANG, J.; XIA, Y.; XU, Z.; ZHANG, P. A vision of smart transmission grids. In: **IEEE PES Power Energy Society General Meeting**. [S.l.: s.n.], 2009. p. 1–10. ISSN 1944-9925.
- JONES, J.; KIRKLAND, W. Computer algorithm for selection of frequency relays for load shedding. **IEEE Computer Applications in Power**, 1988. v. 1, n. 1, p. 21–25, Jan 1988. ISSN 0895-0156.
- KOHVAKKA, M.; KUORILEHTO, M.; HANNIKAINEN, M.; HAMALAINEN, T. Pc/104 based wireless diagnostics module. In: **IECON 02 Industrial Electronics Society, IEEE 2002 28th Annual Conference of the**. [S.l.: s.n.], 2002. v. 3, p. 2351 – 2356 vol.3.
- KUFFEL, R.; GIESBRECHT, J.; MAGUIRE, T.; WIERCKX, R.; MCLAREN, P. RTDS—a fully digital power system simulator operating in real time . In: **WESCANEX 95. Communications, Power, and Computing. Conference Proceedings**. [S.l.: s.n.], 1995. v. 2, p. 300 –305 vol.2.
- KUFFEL, R.; OUELLETTE, D.; FORSYTH, P. Real time simulation and testing using iec 61850. In: **Modern Electric Power Systems (MEPS), 2010 Proceedings of the International Symposium**. [S.l.: s.n.], 2010. p. 1–8.
- KUNDUR, P.; BALU, N.; LAUBY, M. **Power system stability and control**. McGraw-Hill, 1994. (EPRI power system engineering series). ISBN 9780070359581. Disponível em: <<https://books.google.com.br/books?id=wOlSAAAAMAAJ>>.
- LAPLANTE, P. A. **Real-Time Systems Design and Analysis**. 3. ed. [S.l.]: Wiley-IEEE Press, 2004. ISBN 0471228559.
- LIM, Y.; KIM, H.-M.; KINOSHITA, T. Talmudic approach to load shedding of islanded microgrid operation based on multiagent system. **Journal of Electrical Engineering & Technology**, 2011. vol 6, n. 2, p. 284–292, March 2011.
- LIU, Z.; CHEN, Z.; SUN, H.; HU, Y. Multi agent system based process control in wide area protection against cascading events. In: **IEEE PowerTech (POWERTECH), Grenoble**. [S.l.: s.n.], 2013. p. 1–6.
- LOGENTHIRAN, T.; SRINIVASAN, D.; KHAMBADKONE, A.; AUNG, H. Scalable multi-agent system (mas) for operation of a microgrid in islanded mode. In: **Joint International Conference on Power Electronics, Drives and Energy Systems (PEDES) 2010 Power India**. [S.l.: s.n.], 2010. p. 1–6.

- LOGENTHIRAN, T.; SRINIVASAN, D.; KHAMBADKONE, A.; AUNG, H. N. Multi-agent system for real-time operation of a microgrid in real-time digital simulator. **IEEE Transactions on Smart Grid**, 2012. v. 3, n. 2, p. 925–933, June 2012. ISSN 1949-3053.
- LOKAY, H. E.; BURTONYK, V. Application of underfrequency relays for automatic load shedding. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems**, 1968. PAS-87, n. 3, p. 776–783, March 1968. ISSN 0018-9510.
- MANTEGAZZA, P.; DOZIO, E. L.; PAPACHARALAMBOUS, S. Rta: Real time application interface. **Linux Journal**, 2000. Specialized Systems Consultants, Inc., Seattle, WA, USA, v. 2000, April 2000. ISSN 1075-3583.
- MARCEAU, R. J.; ENDRENYL, J. Power system security assessment: A position paper. **Cigré Task Force 38.03.12**, 1997. December 1997.
- MARDEGAN, C. **Interface com a concessionária**. Maio 2011. Disponível em: <<http://www.osestoreletrico.com.br>>. 03 de Fevereiro de 2014.
- MARTHUR, S.; DAVIDSON, E.; CATTERSON, V.; DIMEAS, A.; HATZIARGYRIOU, N.; PONCI, F.; FUNABASHI, T. Multi-agent systems for power engineering applications - part i: Concepts, approaches, and technical challenges. **IEEE Transactions on Power Systems**, 2007. v. 22, n. 4, p. 1743–1752, Nov 2007. ISSN 0885-8950.
- MCGILLIS, D. Power system reliability analysis application guide. **Cigré WG 38.03**, 1987. Paris 1987.
- MCLAREN, P.; SWIFT, G.; NEUFELD, A.; ZHANG, Z.; DIRKS, E.; HAYWOOD, R.; FEDIRCHUK, D.; CASTRO, A. 'open' systems relaying. In: **WESCANEX 93. 'Communications, Computers and Power in the Modern Environment.'** Conference Proceedings. [S.l.: s.n.], 1993. p. 29–35.
- MIRANDA, J. C. **IEC-61850: Interoperabilidade e Intercambialidade entre Equipamentos de Supervisão, Controle e Proteção Através das Redes de Comunicação de Dados**. Dissertação (Mestrado) — Escola de Engenharia de São Carlos- USP, 2012.
- MITCHELL, M.; LOPES, J. P.; FIDALGO, J. N.; MCCALLEY, J. Using a neural network to predict the dynamic frequency response of a power system to an under-frequency load shedding scenario. In: **IEEE Power Engineering Society Summer Meeting**. [S.l.: s.n.], 2000. v. 1, p. 346–351 vol. 1.
- MONARO, R. M. **Fuzzy Logic Applied in Synchronous Generators Digital Protection Improvement Lógica Fuzzy Aplicada na Melhoria da Proteção Digital de Geradores Síncronos**. Tese (Doutorado) — São Carlos School of Engineering, University of São Paulo (Brazil), 2013.
- MONARO, R. M. **OpenRelay**. Outubro 2015. Disponível em: <<https://github.com/renato-monaro/OpenRelay>>. 23 de Fevereiro de 2016.
- MONARO, R. M.; SILVA, R. P. M. d.; JUNIOR, J. C. d. M. V.; COURRY, D. V. Sistema integrado para desenvolvimento e execução em tempo real de algoritmos de proteção de sistemas elétricos. **Sba: Controle e Automação Sociedade Brasileira de Automatica**, 2012. scielo, v. 23, p. 202 – 215, 04 2012. ISSN 0103-1759.

NETTO, U. C. **Determinação de um Parâmetro para Monitoramento do Desempenho de Mensagens GOOSE do Padrão IEC 61850 Utilizadas em Subestações de Energia Elétrica**. Tese (Doutorado) — Escola de Engenharia de São Carlos-USP, 2012.

OLIVEIRA, P.; PINTO, T.; PRACA, I.; VALE, Z.; MORAIS, H. Intelligent micro grid management using a multi-agent approach. In: **IEEE PowerTech (POWERTECH), Grenoble**. [S.l.: s.n.], 2013. p. 1–6.

ONS. **Reavaliação do ERAC Esquema Regional de Alívio de Carga (Sudeste / Centro-Oeste) - Relatório Técnico**. [S.l.], 2000.

_____. **Acompanhamento do Esquema Regional de Alívio de Carga - ERAC**. [S.l.], December 2004.

_____. **Acompanhamento do Esquema Regional de Alívio de Carga - ERAC**. 2004. v. 104, n. RE-3/101/2005, p. 21, 12 2004.

_____. **Estudo para Revisão do Esquema de Alívio de Carga por Subfrequência (Regiões Norte e Nordeste)**. [S.l.], 2004.

OTHMAN, Z.; BAKAR, A. A.; HAMDAN, A.; OMAR, K.; SHUIB, N. Agent based preprocessing. In: **Intelligent and Advanced Systems, 2007. ICIAS 2007. International Conference on**. [S.l.: s.n.], 2007. p. 219 –223.

PARNIANI, M.; NASRI, A. Scada based under frequency load shedding integrated with rate of frequency decline. In: **IEEE Power Engineering Society General Meeting**. [S.l.: s.n.], 2006. p. 6 pp.

PC104 Consortium. **PC/104-Plus Specification**. October 2008. Available in: <http://pc104.org/wp-content/uploads/2015/02/PC104_Plus_v2_32.pdf>. February the 24th 2016.

_____. **PC104 Embedded Consortium**. January 2014. Available in: <<http://www.pc104.org>>. January the 15th 2014.

PCI/104. **PCI/104-Express**. February 2016. Available in: <<http://pc104.org/hardware-specifications/pci104-express/>>. February the 24th 2016.

PIMJAIPONG, W.; JUNRUSSAMEEVILAI, T.; MANEERAT, N. Blackout prevention plan; the stability, reliability and security enhancement in thailand power grid. In: **IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exhibition: Asia and Pacific**. [S.l.: s.n.], 2005. p. 1 –6.

QNX. **QNX home page**. 2016. Available in: <<http://www.qnx.com>>. 15 february 2016.

RAD, B.; ABEDI, M. An optimal load-shedding scheme during contingency situations using meta-heuristics algorithms with application of ahp method. In: **11th International Conference on Optimization of Electrical and Electronic Equipment, OPTIM**. [S.l.: s.n.], 2008. p. 167–173.

RAMOS, Á. J. Avaliação da qualidade da energia elétrica: Estado da arte e proposição de indicadores. **Recife**, 2000. Junho 2000.

- REPORT, I. Dynamic models for steam and hydro turbines in power system studies. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems**, 1973. PAS-92, n. 6, p. 1904–1915, Nov 1973. ISSN 0018-9510.
- RTAI. **RealTime Application Interface for Linux from DIAPM**. January 2014. Available in: <<https://www.rtai.org/>>. January the 15th 2014.
- RUAN, J.; LIN, J. The application of dsp technique in the field of relay protection. In: **International Conference on Communications, Circuits and Systems, Proceedings**. [S.l.: s.n.], 2005. v. 2, p. 1329.
- RUSSELL, S.; NORVIG, P. **Artificial intelligence: a modern approach**. [S.l.]: Prentice Hall, 2010. (Prentice Hall series in artificial intelligence). ISBN 9780136042594.
- SALLAM, A.; KHAFAGA, A. Fuzzy expert system using load shedding for voltage instability control. In: **Conference on Power Engineering 2002 Large Engineering Systems, LESCOPE 02**. [S.l.: s.n.], 2002. p. 125 – 132.
- SANTOS, A.; ANDRADE, L.; OLESKOVICZ, M.; COURY, D. Emprego de redes neurais artificiais para a supervisão e conformidade da variação de frequência estabelecida pelo PRODIST. In: BRACIS. **IX Encontro Nacional de Inteligência Artificial (ENIA)**. Curitiba,PR, 2012.
- SANTOS, A.; MONARO, R.; COURY, D.; OLESKOVICZ, M. Real-time closed loop system controlled by an artificial neural network for estimation of the optimal load shedding. In: IET. **12th IET International Conference on Developments in Power System Protection (DPSP 2014)**. [S.l.], 2014. p. 1–6.
- SANTOS, A. Q.; MONARO, R. M.; ANDRADE, L. C. M. de; COURY, D. V.; OLESKOVICZ, M. Redes neurais artificiais aplicadas na estimacao da quantidade de cargas a serem rejeitadas em situacoes de sub-frequência. In: **Simpósio Brasileiro de Automação Inteligente (SBAI)**. [S.l.: s.n.], 2013.
- SANTOS, A. Q.; MONARO, R. M.; COURY, D. V.; OLESKOVICZ, M. Controle em tempo real de um sistema de alívio de carga em malha fechada por rede neural artificial. In: **Congresso Brasileiro de Automática (CBA)**. [S.l.: s.n.], 2014.
- SANTOS, A. Q.; MONAROY, R. M.; COURY, D. V.; OLESKOVICZ, M. Analysis of load shedding parameters through a new scoring metric system. In: IEEE. **IEEE Power & Energy Society General Meeting**. [S.l.], 2015. p. 1–5.
- SEYEDI, H.; SANAYE-PASAND, M. New centralised adaptive load-shedding algorithms to mitigate power system blackouts. **IET Generation, Transmission Distribution**, 2009. v. 3, n. 1, p. 99 –114, january 2009. ISSN 1751-8687.
- SHOKOOH, F.; DAI, J.; SHOKOOH, S.; TASTER, J.; CASTRO, H.; KHANDELWAL, T.; DONNER, G. An intelligent load shedding (ils) system application in a large industrial facility. In: **Industry Applications Conference, 2005. Fourtieth IAS Annual Meeting. Conference Record of the 2005**. [S.l.: s.n.], 2005. v. 1, p. 417 – 425 Vol. 1. ISSN 0197-2618.
- SIDHU, T.; GANGADHARAN, P. Control and automation of power system substation using iec61850 communication. In: **IEEE Conference on Control Applications, 2005. CCA 2005. Proceedings of 2005**. [S.l.: s.n.], 2005. p. 1331 –1336. ISSN 1085-1992.

- SIGRIST, L.; EGIDO, I.; ROUCO, L. A method for the design of ufls schemes of small isolated power systems. **IEEE Transactions on Power Systems**, 2012. v. 27, n. 2, p. 951–958, May 2012. ISSN 0885-8950.
- SILVA, J. M. J. N. E. S. Análise de ocorrências de subfrequência e de subtensão em unidades de refino no nordeste. **SBQEE**, 2003. p. 1–6, August 2003.
- SOLANKI, J.; KHUSHALANI, S.; SCHULZ, N. A multi-agent solution to distribution systems restoration. **IEEE Transactions on Power Systems**, 2007. v. 22, n. 3, p. 1026–1034, aug. 2007. ISSN 0885-8950.
- STEVENSON, W. **Elementos de análise de sistemas de potência**. 2. ed. São Paulo: McGraw Hill, 1986. 458 p.
- TAYLOR, C. Concepts of undervoltage load shedding for voltage stability. **IEEE Transactions on Power Delivery**, 1992. v. 7, n. 2, p. 480–488, apr 1992. ISSN 0885-8977.
- THALASSINAKIS, E.; DIALYNAS, E.; AGORIS, D. Method Combining ANNs and Monte Carlo Simulation for the Selection of the Load Shedding Protection Strategies in Autonomous Power Systems. **IEEE Transactions on Power Systems**, 2006. v. 21, n. 4, p. 1574–1582, 2006. ISSN 0885-8950.
- TYAGI, D.; KUMAR, A.; CHANANA, S. Load shedding scheme for the two-area system with linear quadratic regulator. **Frontiers in Energy**, 2013. SP Higher Education Press, v. 7, n. 1, p. 90–102, 2013. ISSN 2095-1701.
- VXWORKS. **Wind river systems home page**. 2016. Available in: <<http://www.windriver.com>>. 15 february 2016.
- WOOD, A. J.; WOLLENBERG, B. F. **POWER GENERATION OPERATION & CONTROL**. Wiley India Pvt. Limited, 2006. ISBN 9788126508389. Disponível em: <<https://books.google.com.br/books?id=rD7YhUmZ91wC>>.
- WSCC. **WSCC Co-ordinated OFF-Nominal Frequency Load Shedding and Restoration Plan**. November 1997. Disponível em: <<http://www.wsc.com>>. 13 de Julho de 2014.
- WU, X.; JIANG, P.; LU, J. Multiagent-based distributed load shedding for islanded microgrids. **Energies**, 2014. v. 7, September 2014.
- XENOMAI. **Xenomai home page**. 2016. Available in: <<http://www.xenomai.org>>. 15 february 2016.
- XIANGJUN, Z.; LI, K.; CHAN, W.; SHENG, S. Multi-agents based protection for distributed generation systems. In: **IEEE International Conference on Electric Utility Deregulation, Restructuring and Power Technologies, 2004. (DRPT 2004). Proceedings of the 2004**. [S.l.: s.n.], 2004. v. 1, p. 393 – 397 Vol.1.
- XIAO-HONG, W.; XIAO-XIN, Y.; LIAN-FANG, T.; QIN, Z.; YI, G. Motion control for rescue robot based on PC104 and CPLD. In: **International Conference on Industrial Mechatronics and Automation, 2009. ICIMA 2009**. [S.l.: s.n.], 2009. p. 317–320.
- XIE, J.; LIU, C.-C.; SFORNA, M. Distributed underfrequency load shedding using a multi-agent system. In: **IEEE Eindhoven PowerTech**. [S.l.: s.n.], 2015. p. 1–6.

XU, Y.; LIU, W.; GONG, J. Stable multi-agent-based load shedding algorithm for power systems. **IEEE Transactions on Power Systems**, 2011. PP, n. 99, p. 1, 2011. ISSN 0885-8950.

YAMASHITA, K.; LI, J.; ZHANG, P.; LIU, C.-C. Analysis and control of major blackout events. In: **IEEE/PES Power Systems Conference and Exposition, 2009. PSCE '09**. [S.l.: s.n.], 2009. p. 1 –4.

YAO, Z.; XU, C.; XIAO, D.; ZHOU, S. A emc design for pc104 i/o module. In: **Conference on Environmental Electromagnetics, 2003. CEEM 2003. Proceedings. Asia-Pacific**. [S.l.: s.n.], 2003. p. 89 – 93.

YARI, V.; NOURIZADEH, S.; RANJBAR, A. M. Determining the best sequence of load pickup during power system restoration. In: **International Conference on Environment and Electrical Engineering (EEEIC)**. [S.l.: s.n.], 2010. p. 1 –4.