

Carlos Juarez Velasco

**Metodologia para o Cálculo do Valor do
Serviço e da Remuneração dos Agentes
Fornecedores de Reservas Operativas**

TESE DE DOUTORADO

Departamento de Engenharia Elétrica
Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica

Rio de Janeiro
Julho de 2004



Carlos Juarez Velasco

**Metodologia para o Cálculo do Valor do Serviço e da
Remuneração dos Agentes Fornecedores de
Reservas Operativas**

Tese de Doutorado

Tese apresentada como requisito parcial para obtenção do título de Doutor pelo Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da PUC-Rio.

Orientador: Ricardo Prada

Rio de Janeiro, julho de 2004

Todos os direitos reservados. É proibida a reprodução total ou parcial do trabalho sem autorização da universidade, do autor e do orientador.

Carlos Juarez Velasco

Professor na Faculdade de Engenharia da Universidade Federal de Juiz de Fora desde 1977 graduou-se em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal de Juiz de Fora em 1975; mestre em engenharia elétrica pela COPPE - Universidade Federal do Rio de Janeiro em 1981.

Ficha Catalográfica

Velasco, Carlos Juarez

Metodologia para o cálculo do valor do serviço e da remuneração dos agentes fornecedores de reservas operativas / Carlos Juarez Velasco ; orientador: Ricardo Prada. – Rio de Janeiro : PUC, Departamento de Engenharia Elétrica 2004.

340 f. : il. ; 30 cm

Tese (doutorado) – Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Departamento de Engenharia Elétrica.

Inclui referências bibliográficas.

1. Engenharia elétrica – Teses. 2. Serviços ancilares 3. Reserva de potência operativa. 4. Regulação de frequência. 5. Pagamento por capacidade. 6. Custos. 7. Confiabilidade. 8. Valor de serviço. I. Prada, Ricardo. II. Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro. Departamento de Engenharia Elétrica. III. Título.

CDD: 621.3



Carlos Juarez Velasco

**Metodologia para o Cálculo do
Valor do Serviço e da Remuneração
dos Agentes Fornecedores
de Reservas Operativas**

Tese apresentada como requisito parcial para obtenção do grau de Doutor pelo Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica do Departamento de Engenharia Elétrica do Centro Técnico Científico da PUC-Rio. Aprovada pela Comissão Examinadora abaixo assinada.

Dr. Ricardo Bernardo Prada

Orientador

Departamento de Engenharia Elétrica – PUC-Rio

Dr. Acácio Magno Ribeiro

UFJF

Dr. Luiz Henrique de Souza Aguiar Coutinho

FURNAS

Dr. Albert Cordeiro Geber de Melo

CEPEL

Dr. Antonio José Alves Simões Costa

UFSC

Prof. José Eugenio Leal

Coordenador Setorial do Centro

Técnico Científico – PUC-Rio

Rio de Janeiro, 19 de julho de 2004

Aos meus pais, Maurício Roberto e Maria de Lourdes
In Memoriam

Agradecimentos

Ao professor Ricardo Prada pelo apoio e orientação no desenvolvimento deste trabalho.

À CAPES e à Universidade Federal de Juiz de Fora, pelos suporte financeiro concedido, sem os quais este trabalho não se realizaria.

À Faculdade de Engenharia da UFJF e aos professores do Departamento de Energia Elétrica, por permitirem e incentivarem o meu afastamento para realizar esta pesquisa.

Ao CEPEL¹, pela cessão das ferramentas computacionais ali desenvolvidas e usadas nesta tese.

À CEMIG e ao ONS pela disponibilização de dados do Sistema Elétrico Brasileiro.

Ao amigo Leonardo Xavier da Silva, pela amizade e pelo apoio na implementação computacional.

À minha esposa Ana Maria e aos meus filhos Bernardo e Maurício pela paciência e compreensão nos períodos de ausência.

A todos os outros companheiros do curso de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, pelo estímulo e pela saudável convivência.

Aos funcionários do Departamento de Engenharia Elétrica da PUC-Rio pela atenção e presteza.

¹ Parte deste trabalho é resultado do Termo Aditivo No 06/00 ao Convênio entre a Fundação Padre Leonel Franca - FPLF da PUC/Rio e o CEPEL, sobre Serviços Ancilares à Operação de Sistemas Elétricos, de julho 2000 a março 2003.

Resumo

Velasco, Carlos Juarez. “**Metodologia para o Cálculo do Valor do Serviço e da Remuneração dos Agentes Fornecedores de Reservas Operativas**”. Rio de Janeiro, 2004. 340p. Tese de Doutorado - Departamento de Engenharia Elétrica, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.

Com a modificação estrutural do setor de produção, transmissão e distribuição de energia elétrica em vários países do mundo, inclusive no Brasil, serviços caracterizados como ‘ancilares’, que sempre foram oferecidos de forma integrada com o fornecimento de energia elétrica, sem que fossem remunerados especificamente, devem hoje ser tratados e remunerados de forma independente. A necessidade de otimizar custos, em função dos novos ambientes comerciais, muitas vezes competitivos, tem feito com que os agentes geradores vejam o fornecimento de reserva de potência operativa e a regulação de frequência como novas oportunidades de prestação de serviços. Com isto, novos custos e responsabilidades foram criadas, o que reforça a necessidade de remuneração desses serviços ancilares. Devem-se valorizar os benefícios por eles agregados ao sistema elétrico, representados pelo aumento da confiabilidade e da qualidade da energia. Assim, questões que merecem ser tratadas cuidadosamente são a determinação dos preços a serem pagos pelos consumidores pelos serviços, a determinação correta da participação de cada agente e a necessidade de mecanismos justos de distribuição dos recursos financeiros recebidos por estes serviços entre os agentes que realmente os forneceram. Neste trabalho desenvolve-se uma estrutura de remuneração dos serviços de reservas operativas e regulação de frequência, baseada no benefício por eles determinado, premiando-se a eficiência e permitindo-se a recuperação dos custos incorridos. Através de estudos de casos com dados reais verifica-se a consistência da proposta de remuneração, comparando os seus resultados com valores já praticados, e analisando o seu impacto sobre as atuais tarifas de energia elétrica.

Palavras - chave

Serviços ancilares, reserva de potência operativa, regulação de frequência, pagamentos por capacidade, custos, confiabilidade, valor do serviço.

Abstract

Velasco, Carlos Juarez. “**Methodology for Calculating Service Price and Remuneration for Operating Reserve Supplier Agents**”. Rio de Janeiro, 2003. 340p. Doctorate Thesis – Electrical Engineering Department, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.

Nowadays, with the structural modification of the electric energy industry around the world, including in Brazil, services characterised as ‘ancillary’, that always were offered bundled with energy supply, without specific remuneration, should be dealt with independently. The need for cost optimisation, caused by the new commercial environment, sometimes competitive, has made the generating agents to understand operating reserves and frequency regulation as a new opportunity of providing services. Furthermore, new costs and obligations have been created, thus reinforcing the need for these ancillary services to be remunerated. It is necessary to recognise the benefits aggregated to the electric system by ancillary services, represented by improvement of reliability and energy quality. In this way, issues that deserve to be carefully treated are i) the prices to be paid by consumers, ii) the participation of each agent that really provided the service, and iii) the fairness of the mechanism for distribution of the financial resources among the providers. In this work it is developed a structure for the remuneration of operating reserves and frequency regulation, based on the benefit of this services, awarding efficiency and allowing the recuperation of incurred costs. Through study-cases with actual data, it is verified the consistency of the proposal, by comparing its results with values in practice, and by analysing its impact over current electric energy tariffs.

Keywords

Ancillary services, operating reserve, frequency regulation, capacity payments, costs, reliability, service value.

Sumário

Lista de Tabelas	14
Lista de Figuras	17
Lista de Abreviaturas, Siglas, Acrônimos e Variáveis	18
1 Introdução	31
1.1 Serviços Ancilares	31
1.1.1 Serviços de Resposta à Frequência ou Regulação	34
1.1.2 Serviços de Reservas de Potência	35
1.1.3 Serviços de Suporte de Potência Reativa e Controle de Tensão	37
1.1.4 Serviços de Reinício Autônomo da Operação do Sistema ou <i>Black-Start</i>	38
1.2 A Remuneração dos Serviços Ancilares	38
1.2.1 Modelos de Comercialização	40
1.2.1.1 Modelo Competitivo de Comercialização com Mercado	40
1.2.1.2 Modelo Competitivo de Comercialização sem Mercado	44
1.2.1.3 Modelo Não Competitivo de Comercialização	44
1.3 Estrutura da Tese	46
2 Pagamentos por Capacidade	49
2.1 Introdução	49
2.2 Pagamentos pela Capacidade e Confiabilidade a Longo Prazo	51
2.3 Formas de Remuneração da Capacidade	54
2.3.1 Tarifas de Capacidade	54
2.3.1.1 Modelo Inglês	54
2.3.1.2 Pagamentos por Capacidade na Argentina	56
2.3.1.3 Análise Custo x Benefício	58
2.3.2 Tarifas com Componente de Capacidade	60
2.4 Experiência Mundial e os Problemas Verificados	61
2.5 Encargos de Capacidade no Brasil	63
2.5.1 Propostas do Modelo de Reestruturação do Setor Elétrico	63
2.5.2 Proposta do Comitê de Revitalização do Modelo do Setor Elétrico	66
2.6 Reservas de Planejamento e Reservas Operativas	68
2.6.1 Introdução	68

2.6.2	Interação entre as Reservas de Planejamento e as Reservas Operativas ..	69
2.6.2.1	Análise do Aspecto Econômico Envolvido	71
2.7	Tarifas de Energia Elétrica e Custos Fixos	73
2.7.1	Tarifas de Fornecimento de Energia Elétrica na Indústria Brasileira de	
	Eletricidade	76
2.7.2	Relacionamento entre Tarifas, Custos Fixos e Confiabilidade	78
2.8	Conclusões	80
2.8.1	Aplicação dos Encargos de Capacidade	80
2.8.2	Utilização dos Encargos de Capacidade da Disponibilidade não Despachada como Remuneração das Reservas de Potência Operativa	82
3	Custos Incorridos pelos Agentes Prestadores dos Serviços de Reservas Operativas e de Regulação de Frequência	85
3.1	Custo da Produção da Energia Elétrica	85
3.1.1	Avaliação dos Custos Envolvidos na Geração da Energia Elétrica	90
3.2	Custos Relacionados aos Serviços de Reservas Operativas e Regulação de Frequência	94
3.2.1	Introdução	94
3.2.2	Custo de Oportunidade	96
3.2.2.1	Custo de Oportunidade em Ambientes Competitivos	105
3.2.3	Influência do Fator de Capacidade	107
3.2.4	Custos Específicos da Reserva de Potência Operativa	109
3.2.5	Alocação dos Custos Incorridos pelos Serviços de Reservas Operativas para Confiabilidade	111
3.2.5.1	Usinas ou Unidades Geradoras Hidráulicas	111
3.2.5.2	Usinas ou Unidades Geradoras Térmicas	118
3.2.6	Alocação dos Custos Incorridos pelos Serviços de Reservas Operativas para Regulação de Frequência	122
3.3	Comentários Finais	124
4	Remuneração dos Serviços de Reservas Operativas e de Regulação de Frequência	127
4.1	Introdução	127
4.2	Eficiência Econômica nas Transações Comerciais Relacionadas às Reservas ..	130
4.3	Definição do Mecanismo de Remuneração dos Serviços	133
4.3.1	Justificativa da Remuneração	133
4.3.2	Remuneração dos Serviços	134

4.3.3 Valor Teto da Remuneração do Benefício dos Serviços de Reservas Operativas e Regulação de Frequência	135
4.4 Conclusões	139
5 Remuneração do Benefício Agregado pelos Agentes Fornecedores de Reservas Operativas para Confiabilidade	141
5.1 Introdução	141
5.2 Mecanismo de Remuneração do Benefício	141
5.2.1 Individualização da Remuneração das Unidades Geradoras Fornecedoras ... de Reservas Operativas para Confiabilidade	143
5.2.2 Definição da Remuneração	145
5.3 Cálculo das Probabilidades de Perda de Carga - LOLP	147
5.4 Procedimento para o Cálculo da Remuneração do Benefício Agregado pelas Reservas para Confiabilidade	150
5.5 Contabilização Mensal da Remuneração da Reserva para Confiabilidade	158
5.6 Estudo de Caso 01: Cálculo da Remuneração de Reservas para Confiabilidade	158
5.7 Comentários e Conclusões	166
6 Remuneração do Benefício Agregado pelos Agentes Participantes da Regulação da Frequência	169
6.1 Remuneração do Benefício Agregado pela Reserva Operativa para Regulação de Frequência	169
6.2 Remuneração do Benefício Agregado pelo Serviço de Regulação de Frequência	170
6.2.1 Cálculo de um Fator para Avaliação da Eficiência da Regulação de Frequência	175
6.2.1.1 Procedimento para o Cálculo do Fator de Eficiência Horária da Regulação de Frequência	181
6.2.1.2 Aplicação Numérica: Obtenção de Fatores de Eficiência Horária da Regulação Secundária de Frequência	183
6.2.2 Procedimento para o Cálculo da Remuneração do Benefício Agregado pelo Serviço de Regulação de Frequência	185
6.2.2.1 Procedimento para o Cálculo da Remuneração da Regulação de Frequência	188
6.2.2.2 Contabilização Mensal da Remuneração da Regulação de Frequência	189

6.3 Estudo de Caso 02: Cálculo da Remuneração da Regulação de Frequência (Reservas e Serviço).....	190
6.4 Estudo de Caso 03: Remuneração Considerando os Custos.....	199
6.4.1 Usinas ou Unidades Geradoras Fornecendo Reservas para Confiabilidade .. (Reserva Girante)	199
6.4.1.1 Unidade Hidráulica.....	200
6.4.1.2 Unidade Térmica.....	206
6.4.2 Usinas ou Unidades Geradoras Participantes da Regulação de Frequência .. (Reservas e Serviço)	211
6.4.2.1 Unidade Hidráulica 'Velha'	212
6.4.2.2 Unidade Hidráulica 'Nova'	213
6.4.2.3 Unidade hidráulica - Considerando os Preços dos Contratos Iniciais	214
6.4.2.4 Unidade hidráulica - Sem Restrição de Geração.....	215
6.5 Comentários e Conclusões	216
7 Influência do Mecanismo de Realocação de Energia na Remuneração dos Agentes Fornecedores dos Serviços de Reservas Operativas e Regulação de Frequência	217
7.1 Mecanismo de Realocação de Energia [MAE, 2003d].....	217
7.1.1 Alocação da Energia Assegurada.....	219
7.1.1.1 Primeiro Caso	220
7.1.1.2 Segundo Caso	222
7.1.1.3 Terceiro Caso	222
7.1.2 Alocação da Energia Assegurada entre Sub-Mercados	226
7.1.3 Alocação da Energia Secundária.....	227
7.1.4 Geração Total Alocada	230
7.1.5 Custo da Compensação da Geração.....	231
7.2 Influência do MRE na Remuneração dos Agentes Fornecedores	233
7.2.1 Introdução	233
7.2.2 Aspectos Financeiros Relacionados à Participação no MRE	236
7.2.3 Recuperação de Custos Não Havendo Déficit de Geração.....	238
7.2.3.1 Recuperação dos Custos de Compensação da Geração.....	238
7.2.3.2 Recuperação do Custo de Oportunidade	239
7.2.4 Recuperação de Custos no Caso de Déficit de Geração	240
8 Conclusões e Trabalhos Futuros	243

8.1 Conclusões	243
8.2 Contribuições Originais	248
8.3 Sugestões para o Desenvolvimento de Trabalhos Futuros	250
9 Referências Bibliográficas e Bibliografia	253
9.1 Referências Bibliográficas.....	253
9.2 Bibliografia	259
A Reservas de Potência.....	263
Lista de Abreviaturas, Siglas, Acrônimos e Variáveis	263
A.1 Considerações Gerais.....	267
A.1.1 Introdução	267
A.1.2 Definições	267
A.1.3 Considerações sobre a Quantificação e a Alocação das Reservas de Potência Operativa	270
A.1.4 Considerações sobre a Utilização das Reservas Operativas	272
A.1.4.1 Erro de Controle de Área	272
A.1.4.2 Tempo de Disponibilização das Reserva e Taxas de Rampa	273
A.2 Reservas de Potência Operativa no Brasil	278
A.2.1 Definição das Parcelas da Reserva de Potência Operativa	278
A.2.2 Quantificação das Parcelas da Reserva de Potência Operativa	278
A.2.3 Reservas Primária e Secundária	280
A.2.3.1 Reserva Primária, R1.....	280
A.2.3.2 Reserva Secundária, R2.....	281
A.2.4 Reserva Terciária, R3.....	288
A.2.5 Considerações Sobre o Cálculo Probabilístico de R3	289
A.2.6 A Revisão 02 do Módulo 10 dos Procedimentos de Rede do ONS.....	290
A.3 Referências Bibliográficas e Bibliografia.....	292
A.3.1 Referências Bibliográficas	292
A.3.2 Bibliografia	293
B Serviços Ancilares	295
Lista de Abreviaturas, Siglas, Acrônimos e Variáveis	295
B.1 Introdução	297
B.2 Serviços Ancilares no Mundo.....	297
B.2.1 Reino Unido	297
B.2.2 Argentina	299

B.2.3 Estados Unidos.....	304
B.2.3.1 Área de Controle da Califórnia.....	304
B.2.3.2 Área de Controle de New York	306
B.2.3.3 Área de Controle de New England	307
B.2.3.4 Outros Padrões Americanos de Quantificação.....	309
B.2.3.5 Comercialização e Remuneração.....	310
B.2.4 Austrália	314
B.2.5 Canadá	318
B.2.6 Países Nórdicos.....	321
B.2.7 Espanha.....	325
B.3 Referências Bibliográficas e Bibliografia.....	328
B.3.1 Referências Bibliográficas	328
B.3.2 Bibliografia	330
C Metodologias para o Cálculo do Encargo de Capacidade no Brasil.....	331
Lista de Abreviaturas, Siglas, Acrônimos e Variáveis	331
C.1 Metodologia Proposta no Processo de Reestruturação.....	333
C.2 Metodologia Proposta pelo Comitê de Revitalização do Modelo do Setor Elétrico ...	
.....	334
C.3 Referências Bibliográficas.....	340

Lista de Tabelas

Tabela 2.1	Encargos de Capacidade Determinados pelo Estudo do Centro de Pesquisa de Energia Elétrica	59
Tabela 2.2	Demais Resultados do Estudo - Metodologia Custo x Benefício.....	60
Tabela 3.1	Usina Hidrelétrica: Dados e Parâmetros para o Cálculo dos Custos de Geração	91
Tabela 3.2	Usina Termelétrica: Dados e Parâmetros para o Cálculo dos Custos de Geração	92
Tabela 3.3	Outras Tecnologias de Termo-Geração - Dados e Parâmetros Típicos.....	93
Tabela 3.4	Componentes Fixos e Variáveis dos Custos de Geração	93
Tabela 3.5	Custos de Oportunidade Perdida em Não Gerar - Usinas 'Novas'	101
Tabela 3.6	Custos de Oportunidade Perdida em Não Gerar - Usinas 'Velhas'	102
Tabela 3.7	Custos de Oportunidade Perdida em Não Gerar - Usinas 'Velhas', com Retorno sobre o Capital	102
Tabela 3.8	Preços dos Contratos Iniciais por Região.....	104
Tabela 3.9	Custos de Oportunidade em Relação aos Contratos Iniciais	104
Tabela 3.10	Potência Absorvida na Operação como Compensador Síncrono	116
Tabela 3.11	Custos de Partida e Operação em Vazio de Usinas Térmicas.....	121
Tabela 5.1	Classes de Estatísticas de Falha Utilizadas pelo Ferramenta Computacional CONFINT	149
Tabela 5.2	Capacidades de Geração das Configurações do Sistema - MW.....	158
Tabela 5.3	Cargas Próprias Diárias do Sistema - MW	158
Tabela 5.4	Curvas de Carga Diárias das Áreas Sul e Sudeste - 03 Patamares	159
Tabela 5.5	Valores Diários Observados da LOLP por Patamar de Carga - %	160
Tabela 5.6	Benefícios Incrementais Diários por Patamar de Carga - pu.....	160
Tabela 5.7	Remunerações Horárias por Patamar de Carga - Unidade Hidráulica - R\$/MWh.....	161
Tabela 5.8	Remunerações Horárias por Patamar de Carga - Unidade Térmica - R\$/MWh.....	161
Tabela 5.9	Programação de Reservas da Unidade Hidráulica - MWh	162
Tabela 5.10	Programação de Reservas da Unidade Térmica - MWh	163
Tabela 5.11	Remunerações Totais Horárias - Unidade Hidráulica - R\$.....	164
Tabela 5.12	Remunerações Totais Horárias - Unidade Térmica - R\$.....	165

Tabela 5.13	Remunerações Totais Diárias - Contabilização Final da Remuneração - R\$...	165
Tabela 5.14	Remunerações Médias do Estudo de Caso 01 (30 dias) - R\$/MWh	166
Tabela 5.15	Custos das Reservas de Confiabilidade e da Regulação de Freqüência R\$/MWh	166
Tabela 6.1	Fatores de Eficiência Horária da Regulação Secundária de Freqüência ...	183
Tabela 6.2	Percentuais Horários de Regulação 'Para Cima'	191
Tabela 6.3	Percentuais Médios de Reserva para Regulação de Freqüência Observados	194
Tabela 6.4	Benefício Incremental do Serviço de Regulação de Freqüência - pu	194
Tabela 6.5	Remuneração Horária Básica do Serviço de Regulação de Freqüência - R\$..	195
Tabela 6.6	Remuneração Horária Final do Serviço de Regulação de Freqüência - R\$.....	196
Tabela 6.7	Valores Máximos da Remuneração Horária Básica do Serviço de Regulação de Freqüência - R\$	197
Tabela 6.8	Remuneração Final da Regulação de Freqüência - Unidade Hidráulica....	198
Tabela 6.9	Remunerações Unitárias pelo Benefício da Reserva para Confiabilidade Unidade Hidráulica	199
Tabela 6.10	Remunerações Unitárias pelo Benefício da Reserva para Confiabilidade Unidade Térmica	200
Tabela 6.11	Custos de Oportunidade	200
Tabela 6.12	Remunerações da Unidade Hidráulica - Caso 03.a.....	202
Tabela 6.13	Remunerações da Unidade Hidráulica - Caso 03.b.....	202
Tabela 6.14	Remunerações da Unidade Hidráulica - Caso 03.c.....	203
Tabela 6.15	Remunerações da Unidade Hidráulica – Caso 03.d.....	204
Tabela 6.16	Remunerações da Unidade Hidráulica - Caso 03.e.....	205
Tabela 6.17	Remunerações da Unidade Hidráulica - Caso 03.f.....	206
Tabela 6.18	Remunerações da Unidade Térmica - Caso 03.j.....	207
Tabela 6.19	Remunerações da Unidade Térmica - Caso 03.k.....	208
Tabela 6.20	Remunerações da Unidade Térmica - Caso 03.l.....	209
Tabela 6.21	Remunerações da Unidade Térmica - Caso 03.m.....	210
Tabela 6.22	Remunerações da Unidade Térmica - Caso 03.n.....	211
Tabela 6.23	Remuneração Unitária do Benefício da Regulação de Freqüência.....	212
Tabela 6.24	Remuneração da Regulação de Freqüência - Unidade Hidráulica 'Velha'	213
Tabela 6.25	Remuneração da Regulação de Freqüência - Unidade Hidráulica 'Nova'	214

Tabela 6.26	Remuneração da Regulação de Frequência - Unidade Hidráulica Considerando os Preços dos Contratos Iniciais.	215
Tabela 6.27	Remuneração da Regulação de Frequência - Unidade Hidráulica.....	215
Tabela A.1	Quantificação das Reservas Operativas em Diversas Empresas	271
Tabela A.2	Faixas de Variação do ECA (L_{10}) em Função da Dimensão da Área de Controle - Eastern Connection - EUA.....	276

Lista de Figuras

Figura 2.1	Determinação do Encargo de Capacidade e da Capacidade Requerida	59
Figura 2.2	Reservas de Planejamento e Operativas - Relacionamento e Remuneração	
	70
Figura 3.1	Curvas Típicas de Eficiência das Turbinas Hidráulicas [Skrotzki, 1960]	118
Figura 5.1	Curva Parcial LOLP x RES de um Sistema Elétrico	143
Figura 5.2	Curvas LOLP x RES - Diversas Unidades Geradoras	145
Figura 5.3	Curvas LOLP x RES - Diversas Unidades Geradoras	146
Figura 5.4	Forma Típica da Curva LOLP x RES Completa.....	153
Figura 5.5	Forma Típica da Curva BI_RES x RES	154
Figura 5.6	Curva BI_RES x RES Modificada	155
Figura 6.1	Valores Filtrados da Freqüência - Filtro de 6 Minutos, Uma Aplicação	184
Figura 6.2	Valores Filtrados da Freqüência - Filtro de 6 Minutos, Duas Aplicações.....	184
Figura 6.3	Formas Típicas das Curvas FER x rr e BI_SR x rr	187
Figura 6.4	Leituras de Freqüência - Após Dupla Aplicação do Filtro de 6 Minutos	190
Figura 6.5	Percentuais Horários de Regulação 'Para Cima' e 'Para Baixo'	192
Figura 6.6	Curvas do Fator de Eficiência Horária x Reserva Percentual	193
Figura 6.7	Curvas do Benefício Incremental Horário x Reserva Percentual	193
Figura 7.1	Realocação da Energia Assegurada - Primeiro Caso.....	221
Figura 7.2	Realocação da Energia Assegurada - Segundo caso	224
Figura 7.3	Realocação da Energia Assegurada - Terceiro Caso.....	225
Figura 7.4	Realocação da Energia Secundária - Segundo Caso.....	229
Figura A.1	Demanda Prevista na Hora j de um Determinado Dia	283
Figura A.2	Demanda Observada na Hora j de um Determinado Dia	283
Figura A.3	Demanda Observada e Demanda de Ponta na Hora j.	285
Figura A.4	Demanda Observada em Certas Horas com Ponta Dentro da Ponta na Hora j.....	286

Lista de Abreviaturas, Siglas, Acrônimos e Variáveis

- a - índice realativo às áreas de controle
- ad_i - fator de abertura do disjuntor da unidade geradora i, para operação em vazio, não sincronizada
- AGC - *automatic generation control*
- AL_ASS_{pj} - montante de energia assegurada recebida pela usina p, na hora j, sem considerar o excedente de Itaipu - MWh
- AL_G_{pj} - geração total alocada a uma usina qualquer do MRE, pertencente a um submercado s, em um período de comercialização j - MWh
- ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica
- $\overline{ASS_1}_p$ - energia assegurada média da usina p, no ano f - MWh
- ASS_1_{pj} - energia assegurada da usina p, na hora j - MWh
- ASS_2_{pj} - energia assegurada ajustada da usina p, na hora j - MWh
- B - ajuste de *bias* de uma área de controle
- BEF_SR_{ij} - remuneração final da unidade geradora i, pelo benefício proporcionado por sua participação no serviço de regulação de frequência, na hora j - \$
- $BEF_SR_{ijdm}^{(L)}$ - remuneração final da unidade geradora i, pelo serviço de regulação de frequência, para o patamar de carga leve, numa hora j em um dia d, mês m - \$
- $BEF_SR_{ijdm}^{(M)}$ - remuneração final da unidade geradora i, pelo serviço de regulação de frequência, para o patamar de carga média, numa hora j em um dia d, mês m - \$
- $BEF_SR_{ijdm}^{(P)}$ - remuneração final da unidade geradora i, pelo serviço de regulação de frequência, para o patamar de carga pesada, numa hora j em um dia d, mês m - \$
- Bef_SR_{ij} - remuneração final unitária da unidade geradora i, pelo benefício proporcionado por sua participação no serviço de regulação de frequência, na hora j - \$/MWh
- BE_RCf_{ij} - remuneração pelo benefício de uma certa quantidade de reserva para confiabilidade, fornecida pela unidade geradora i, na hora j - \$
- Be_RCf_{ij} - remuneração unitária da unidade geradora i, pelo benefício da sua reserva para confiabilidade, na hora j - \$/MWh
- $Be_RCf_{ijdm}^{(L)}$ - remuneração unitária pelo benefício incremental da reserva de confiabilidade da unidade geradora i, no patamar de carga leve, para a hora j, do dia d, mês m - \$/MWh
- $Be_RCf_{ijdm}^{(M)}$ - remuneração unitária pelo benefício incremental da reserva de confiabilidade da unidade geradora i, no patamar de carga média, para a hora j, do dia d, mês m - \$/MWh
- $Be_RCf_{ijdm}^{(P)}$ - remuneração unitária pelo benefício incremental da reserva de confiabilidade da unidade geradora i, no patamar de carga pesada, para a hora j, do dia d, mês m - \$/MWh

- $Be_RCf_{ijdm}^{(P,M,L)}$ - remuneração unitária pelo benefício incremental da reserva de confiabilidade da unidade geradora i , para a hora j , do dia d , do mês m , em qualquer patamar de carga - \$/MWh
- BE_Reg_{idm} - remuneração da unidade geradora i pelo benefício da regulação de frequência, no dia d , mês m - \$
- BE_Reg_{ij} - remuneração da unidade geradora i pelo benefício da regulação de frequência, na hora j - \$
- BE_Reg_{im} - remuneração da unidade geradora i pelo benefício da regulação de frequência, no mês m - \$
- Be_Reg_{ij} - remuneração unitária da unidade geradora i pelo benefício da regulação de frequência, na hora j - \$/MWh
- $Be_Reg_{ijdm}^{(L)}$ - remuneração unitária da unidade geradora i pelo benefício da regulação de frequência, no patamar de carga leve na hora j , no dia d , mês m - \$/MWh
- $Be_Reg_{ijdm}^{(M)}$ - remuneração unitária da unidade geradora i pelo benefício da regulação de frequência, no patamar de carga média na hora j , no dia d , mês m - \$/MWh
- $Be_Reg_{ijdm}^{(P)}$ - remuneração unitária da unidade geradora i pelo benefício da regulação de frequência, no patamar de carga pesada na hora j , no dia d , mês m - \$/MWh
- $Be_Reg_{ijdm}^{(P,M,L)}$ - remuneração unitária da unidade geradora i pelo benefício da regulação de frequência, em qualquer patamar de carga na hora j , no dia d , mês m - \$/MWh
- BE_Res_{ij} - remuneração pelo benefício de uma certa quantidade de reserva operativa, fornecida pela unidade geradora i , na hora j - \$
- BE_Res_{im} - remuneração pelo benefício da reserva operativa fornecida pela unidade geradora i , no mês m - \$
- BE_Res_{pj} - remuneração total pelo benefício de uma certa quantidade de reserva, fornecida pela usina p , na hora j - \$
- BE_RRg_{ij} - remuneração pelo benefício de uma certa quantidade de reserva para regulação, fornecida pela unidade geradora i , na hora j - \$
- Be_RRg_{ij} - remuneração unitária da unidade geradora i , pelo benefício de sua reserva para regulação de frequência, na hora j - \$/MWh
- $Be_RRg_{ijdm}^{(L)}$ - remuneração unitária pelo benefício da reserva de regulação da unidade geradora i , no patamar de carga leve, para a hora j , do dia d , do mês m - \$/MWh
- $Be_RRg_{ijdm}^{(M)}$ - remuneração unitária pelo benefício da reserva de regulação da unidade geradora i , no patamar de carga média, para a hora j , do dia d , do mês m - \$/MWh
- $Be_RRg_{ijdm}^{(P)}$ - remuneração unitária pelo benefício da reserva de regulação da unidade geradora i , no patamar de carga pesada, para a hora j , do dia d , do mês m - \$/MWh
- BE_SR_{ij} - remuneração básica da unidade geradora i , pelo benefício de sua participação no serviço de regulação, na hora j - \$
- $BE_SR_{ijdm}^{(L)}$ - remuneração básica da unidade geradora i , pelo serviço de regulação de frequência, para o patamar de carga leve, numa hora j em um dia d , mês m - \$

- BE_SR_{jdm}^(M) - remuneração básica da unidade geradora i, pelo serviço de regulação de frequência, para o patamar de carga média, numa hora j em um dia d, mês m - \$
- BE_SR_{jdm}^(P) - remuneração básica da unidade geradora i, pelo serviço de regulação de frequência, para o patamar de carga pesada, numa hora j em um dia d, mês m - \$
- BI_RCf_{ij} - benefício incremental da reserva operativa para confiabilidade da unidade geradora i, na hora j - pu
- BI_RCf_{icdm}^(L) - benefício incremental da reserva de confiabilidade da unidade geradora i, no patamar de carga leve, para a configuração de geração c, dia d e mês m - pu
- BI_RCf_{idm}^(L) - benefício incremental da reserva de confiabilidade da unidade geradora i, no patamar de carga leve, no dia d e mês m, com configuração de geração única - pu
- BI_RCf_{icdm}^(M) - benefício incremental da reserva de confiabilidade da unidade geradora i, no patamar de carga média, para a configuração de geração c, dia d e mês m - pu
- BI_RCf_{idm}^(M) - benefício incremental da reserva de confiabilidade da unidade geradora i, no patamar de carga média, no dia d e mês m, com configuração de geração única - pu
- BI_RCf_{icdm}^(P) - benefício incremental da reserva de confiabilidade da unidade geradora i, no patamar de carga pesada, para a configuração de geração c, dia d e mês m - pu
- BI_RCf_{idm}^(P) - benefício incremental da reserva de confiabilidade da unidade geradora i, no patamar de carga pesada, no dia d e mês m, com configuração de geração única - pu
- BI_RES_{ij} - benefício incremental da reserva operativa da unidade geradora i, na hora j - pu
- BI_RES_{icdm}^{máx} - valor máximo do benefício incremental da reserva operativa da unidade geradora i, na configuração de geração c, no dia d e mês m - pu
- BI_RRg_{icdm}^(L) - benefício incremental da reserva de regulação da unidade geradora i, observado no patamar de carga leve, na configuração de geração c, no dia d e mês m - pu
- BI_RRg_{icdm}^(M) - benefício incremental da reserva de regulação da unidade geradora i, observado no patamar de carga média, para a configuração de geração c, dia d e mês m - pu
- BI_RRg_{icdm}^(P) - benefício incremental da reserva de regulação da unidade geradora i, observado no patamar de carga pesada, para a configuração de geração c, dia d e mês m - pu
- BI_SR_{ij} - benefício incremental do serviço de regulação de frequência, de uma unidade geradora i, em uma hora j - pu
- BI_SR_{jdm}^(L) - benefício incremental do serviço de regulação de frequência, para o patamar de carga leve, numa hora j em um dia d, mês m - pu
- BI_SR_{jdm}^(M) - benefício incremental do serviço de regulação de frequência, para o patamar de carga média, numa hora j em um dia d, mês m - pu
- BI_SR_{jdm}^(P) - benefício incremental do serviço de regulação de frequência, para o patamar de carga pesada, numa hora j em um dia d, mês m - pu

- CAd_{pj} - custo adicional de uma usina p, participante do MRE, ao fornecer reservas girantes, em uma hora j - R\$
- CAG - controle automático da geração
- Cag_{ij} - custo unitário do uso da água para uma unidade geradora i, na hora j - $\$/m^3$
- CAMMESA - Compañia Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico - Argentina
- CA_{N_i} - capacidade nominal de geração da unidade geradora i - MW
- CA_{N_p} - capacidade nominal de geração da usina p - MW
- CAP - montante anual da capacidade a ser remunerada - GWh
- CCC - conta de consumo de combustível
- CCG_{Dev_{pj}} - custo de compensação da geração não incorrido por uma usina p, em uma hora j, devido ao ajuste da energia assegurada - R\$
- CCOM_i - consumo horário de energia na compressão de ar da unidade geradora i, para rebaixamento do canal de fuga - MWh
- CEMIG - Companhia Energética de Minas Gerais
- CEPEL - Centro de Pesquisa de Energia Elétrica
- CESP - Companhia Energética de São Paulo
- Cf2a_p - custos fixos anuais da usina p, com exceção dos custos de capital - $\$/MWano$
- CF_{IN_p} - custo fixo anual de investimento da usina p - $\$/MWano$
- Cf_{IN_p} - custo fixo unitário de investimento da usina p - $\$/MWh$
- Cf_{pj} - custo fixo unitário de produção da usina p na hora j - $\$/MWh$
- CFx_p - custo fixo da produção de uma certa quantidade de energia pela usina p - \$
- CGEY - Capgemini & Young - Consulting, Technology, Outsourcing - EUA
- CGG_{cadm} - capacidade de geração disponível da área de controle a, na configuração de geração c, dia d e mês m - MW
- CGG_{cdm} - capacidade de geração disponível do sistema, na configuração de geração c, dia d e mês m - MW
- CH_c - conjunto de horas da configuração de carga c
- CHESF - Companhia Hidroelétrica do São Francisco
- C_{int} - custo unitário da interrupção - Brasil - R\$/MWh
- Ci_{Res_{ij}} - custo unitário específico incorrido pela unidade geradora i, na hora j, relativo ao serviço de reservas operativas - $\$/MWh$
- CI_{Res_{pj}} - custo específico incorrido pela usina p, na hora j, relativo ao serviço de reservas operativas, para um certa quantidade de reserva - \$
- Ci_{Res_{pj}} - custo unitário específico incorrido pela usina p, na hora j, relativo ao serviço de reservas operativas - $\$/MWh$
- CMOT_i - demanda da unidade geradora i para operar como motor síncrono - MW
- CMS - custo marginal de operação de curto prazo do sistema - $\$/MWh$
- COEX - Comitê Executivo do Mercado Atacadista de Energia
- COFINS - contribuição para o financiamento da seguridade social
- COMAE - Conselho do Mercado Atacadista de Energia Elétrica

- ConAg_i - consumo unitário de água da unidade geradora i - m³/MWh
- CONFINT - ferramenta computacional para Análise de Confiabilidade de Sistemas Hidrotermelétricos Interligados - CEPEL
- CO_Nre_{pj} - custo de oportunidade não recuperado por uma usina p, em uma hora j, devido ao ajuste da energia assegurada - R\$
- COPEL - Companhia Paranaense de Energia
- CO_Res_{pj} - custo de oportunidade já recuperado por uma usina p, devido à transferência de energia assegurada para ela, referente a energia não gerada para ser mantida como reserva, na hora j - R\$
- COSR-SE - Centro Regional de Operação do Sistema - Sudeste
- COST_{pm} - custo a ser pago pela geração, em um mês m de apuração, para uma usina p - R\$
- Cov_i - custo de operação em vazio da unidade geradora i - \$/h
- CP_i - custo de partida da unidade geradora i - \$/partida
- Cpe_p⁽¹⁾ - custo unitário de produção da energia, da usina p, para o fator de capacidade FC_p - \$/MWh
- Cpe_p⁽²⁾ - custo unitário de produção da energia, da usina p, para o fator de capacidade fc_p⁽²⁾ - \$/MWh
- (Cpe_{pj})^{opmin} - custo unitário de produção da usina p, sob condições mínimas de geração, no período de comercialização j - \$/MWh
- CPE_p - custo total da produção de uma certa quantidade de energia pela usina p - \$
- Cpe_{pj} - custo unitário da produção da usina p, na hora j - \$/MWh
- CRMSE - Comitê de Revitalização do Modelo do Setor Elétrico
- CSSL - contribuição social sobre o lucro líquido
- CT_Res_{pj} - custo total da usina p, na hora j, relativo ao serviço de reservas operativas, para um certa quantidade de reserva - \$
- CUSTO_MRE - custo variável da usina para trocas de energia no MRE - R\$/MWh
- CV2_p - somatório dos custos variáveis da usina p, na produção de uma certa quantidade de energia, exceto o custo relativo ao consumo de combustível ou à compensação financeira pelo uso da água - \$
- CVAG_p - custo variável da usina hidráulica p, relativo à compensação financeira pelo uso da água, na produção de uma certa quantidade de energia - \$
- CVCB_p - custo variável da usina térmica p, relativo ao consumo de combustível, na produção de uma certa quantidade de energia - \$
- Cvcb_p - custo unitário do combustível da usina térmica p - \$/MWh
- Cv_{pj} - custo variável unitário de produção da usina p na hora j - \$/MWh
- $\overline{Cv_p}$ - custo variável unitário médio da usina p, no ano f - \$/MWh
- CVr_p - custo variável da produção de uma certa quantidade de energia pela usina p - \$
- d - índice relativo aos dias
- D - coeficiente de amortecimento de um sistema elétrico ou de uma área de controle

- $D_{adm}^{(L)}$ - nível de demanda referente ao patamar de carga leve, da área de controle a, no dia d, do mês m - pu
- $D_{adm}^{(M)}$ - nível de demanda referente ao patamar de carga média, da área de controle a, no dia d, do mês m - pu
- $D_{adm}^{(P)}$ - nível de demanda referente ao patamar de carga pesada, da área de controle a, no dia d, do mês m - pu
- DEF_Dsp_{pj} - parcela do déficit de geração provocado pela otimização do despacho, da usina p, na hora j - MWh
- Deficit_{sj} - déficit total de geração do sub-mercado s na hora j - MWh
- Deficit_1_{pj} - déficit após o ajuste de segundo estágio de alocação de energia, da usina p, na hora j - MWh
- DEF_Res_{pj} - parcela do déficit de geração provocado pela manutenção de reservas operativas girantes, da usina p, na hora j - MWh
- DEF_Rg1_{pj} - parcela do déficit de geração provocado pelas reservas operativas girantes para regulação primária, da usina p, na hora j - MWh
- DEF_Rg2_{pj} - parcela do déficit de geração provocado pelas reservas operativas girantes para regulação secundária, da usina p, na hora j - MWh
- DEF_RRg_{pj} - parcela do déficit de geração provocado pelas reservas operativas girantes para regulação da usina p, na hora j - MWh
- DEF_Rtr_{pj} - parcela do déficit de geração provocado por restrições de transmissão, da usina p, na hora j - MWh
- DEF_RCf_{pj} - parcela do déficit de geração provocado pelas reservas operativas girantes para confiabilidade da usina p, na hora j - MWh
- DIM_Ass_{pj} - diminuição do valor da energia originalmente assegurada da usina p na hora j - MWh
- DOE - U. S. Department of Energy - EUA
- DON_{pm} - geração alocada para outras usinas, pela usina p, na hora j - MWh
- $Ds_{dm}^{(L)}$ - nível de demanda do sistema, referente ao patamar de carga leve, no dia d, do mês m
- $Ds_{dm}^{(M)}$ - nível de demanda do sistema, referente ao patamar de carga média, no dia d, do mês m
- $Ds_{dm}^{(P)}$ - nível de demanda do sistema, referente ao patamar de carga pesada, no dia d, do mês m
- EA_1_{pj} - ajuste de primeiro estágio de alocação de energia, da usina p, na hora j - MWh
- EA_2ASS_{pj} - ajuste de segundo estágio de alocação de energia relativo à energia assegurada da usina p, na hora j - MWh
- EA_2SEC_{pj} - ajuste de segundo estágio de alocação de energia relativo à energia secundária, da usina p, na hora j - MWh
- EA_3ASS_{plj} - energia assegurada de um sub-mercado doador l, alocada para uma usina p localizada em um sub-mercado s, em um período de comercialização j (ajuste de terceiro estágio de alocação de energia relativo à energia assegurada) - MWh
- EA_3SEC_{plj} - ajuste de terceiro estágio de alocação de energia relativo à energia secundária, da usina p, na hora j - MWh
- EA_IMP_{pj} - alocação de energia 'importada' de outros sub-mercados l pela usina p, num período de comercialização j - MWh
- EC - encargo de capacidade anual - \$

- ECA - erro de controle de área - MW
- ELETROSUL - Centrais Elétricas do Sul do Brasil S.A.
- ERM_Def_{pj} - déficit de geração da usina p em relação à sua energia assegurada, na hora j
- ERM_P_{pj} - ajuste total do MRE da usina p, em uma hora j - MWh
- ERM_Surp_{pj} - superávit de geração da usina p em relação à sua energia assegurada, na hora j
- ERN_{sj} - energia remanescente, no sub-mercado s, na hora j, após a alocação da energia assegurada - MWh
- EUA - Estados Unidos da América
- EXC_{psj} - excedente de alocação para uma usina p, participante do MRE e pertencente à quota g de geração de Itaipu (do próprio sub-mercado), na hora j - MWh
- EXC_{plj} - excedente de alocação para uma usina p, participante do MRE e pertencente à quota g de geração de Itaipu (de outros sub-mercados), na hora j - MWh
- f - índice relativo aos anos
- fcm_i - fator de consumo da unidade geradora i para operar como motor síncrono - %
- fc_p - fator de capacidade anual da usina p - %
- FC_p - valor do fator de capacidade anual da usina p a ser mantido - %
- fc_p⁽²⁾ - valor observado do fator de capacidade anual da usina p, no ano f - %
- FEI_t - fator de eficiência instantâneo da regulação de frequência
- \overline{FEI}_t - valor médio do fator de eficiência instantâneo da regulação de frequência em um dado intervalo de tempo - %
- FER_j⁽¹⁾ - fator de eficiência horária da regulação de frequência, antes da disponibilização de reservas operativas para regulação de frequência pela unidade geradora i, na hora j - %
- FER_j⁽²⁾ - fator de eficiência horária da regulação de frequência, após a disponibilização de reservas operativas para regulação de frequência pela unidade geradora i, na hora j - %
- FERC - Federal Energy Regulatory Commission - EUA
- FER_j^(k) - fator de eficiência horária da regulação de frequência após o k-ésimo acréscimo na reserva para regulação, na hora j, por uma certa unidade geradora - %
- FER_j^(k-1) - fator de eficiência horária da regulação de frequência antes do k-ésimo acréscimo na reserva para regulação, na hora j, por uma certa unidade geradora - %
- FE^(T) - fator de eficiência em um intervalo de tempo T - %
- f_n - frequência nominal do sistema - Hz
- f_t - frequência do sistema no instante t - Hz
- GERASUL - Centrais Elétricas do Sul do Brasil S. A.
- G_MRE_{pj} - energia gerada pelas usina p, pertencente ao MRE, na hora j - MWh

- \overline{G}_p - geração horária média da usina p no ano f - MWh
- G_{pj} - geração média de uma usina p, em uma hora j - MW
- GR - conjunto de unidades fornecedoras de reservas em cada configuração
- GSF_j - fator de ajuste da energia assegurada na hora j - pu
- i - índice relativo às unidades geradoras
- IC_p - investimento de capital da usina p - \$/MW
- IR - imposto de renda
- IRPJ - imposto de renda da pessoa jurídica
- j - índice relativo aos períodos de comercialização, definido como uma hora no Brasil
- k - índice utilizado para contagem de iterações
- k_{PPAD} - constante de ajuste, definida em função da necessidade de se incentivar a implantação de nova geração - Argentina
- L - conjunto de horas do período de carga leve do dia d
- LC_{pj} - lucro unitário da usina p, na hora j - \$/MWh
- LC_{pj} - lucro da usina p, na hora j, na comercialização de uma certa quantidade de energia - \$
- L_n - demanda de ponta da carga n (mensal ou anual) - MW
- $LOLP_{adm}$ - valor de referência observado da probabilidade de perda de carga, da área de controle a, no dia d, mês m - %
- $LOLP_{adm}^{(L)}$ - valor de referência observado da probabilidade de perda de carga, referente ao patamar de carga leve, da área de controle a, no dia d, do mês m - %
- $LOLP_{adm}^{(M)}$ - valor de referência observado da probabilidade de perda de carga, referente ao patamar de carga média, da área de controle a, no dia d, mês m - %
- $LOLP_{adm}^{(P)}$ - valor de referência observado da probabilidade de perda de carga, referente ao patamar de carga pesada, da área de controle a, no dia d, mês m - %
- $LOLP^{(P,M,L)}$ - valor mínimo da probabilidade de perda de carga, para definição do benefício incremental da reserva de confiabilidade, em qualquer patamar de carga - %
- $LOLPs_{dm}^{(L)}$ - valor de referência observado da probabilidade de perda de carga do sistema, referente ao patamar de carga leve, no dia d, do mês m - %
- $LOLPs_{dm}^{(M)}$ - valor de referência observado da probabilidade de perda de carga do sistema, referente ao patamar de carga média, no dia d, do mês m - %
- $LOLPs_{dm}^{(P)}$ - valor de referência observado da probabilidade de perda de carga do sistema, referente ao patamar de carga pesada, no dia d, do mês m - %
- LOLC - *loss of load cost* - US\$/MWh
- LOLP - loss of load probability - %
- $LOLP_j^{(0)}$ - valor inicial da LOLP na hora j, sendo a demanda da área de controle ou do sistema igual à disponibilidade de geração - %

- $LOLP_j^{(1)}$ - probabilidade de perda de carga do sistema, ou área de controle, em uma hora j , antes da disponibilização de reservas operativas para confiabilidade pela unidade geradora i - %
- $LOLP_j^{(2)}$ - probabilidade de perda de carga do sistema ou área de controle, em uma hora j , após a disponibilização de reservas operativas para confiabilidade pela unidade geradora i - %
- $LOLP_j^{(k)}$ - valor da LOLP na hora j , na k -ésima entrada da unidade geradora i - %
- $LOLP_j^{(k-1)}$ - valor da LOLP na hora j , na $(k-1)$ -ésima entrada da unidade geradora i - %
- m - índice relativo aos meses
- M - conjunto de horas do período de carga média do dia d
- MAE - Mercado Atacadista de Energia - Brasil
- MODCAR - ferramenta computacional para modulação de dados de carga - CEPEL
- MRE - mecanismo de realocação de energia
- n - índice relativo às cargas
- na - número de áreas de controle de um sistema
- nc - número de configurações de geração em um dia
- nd - número de dias em um certo mês
- NETA - New Electricity Trading Arrangements -
- nf_j - número de valores da frequência observados na hora j
- $nf^{(T)}$ - número de valores da frequência observados no intervalo T
- NH2 - ferramenta computacional para Análise de Confiabilidade Composta de Sistemas de Geração-Transmissão de Energia Elétrica - CEPEL
- NYISO - New York Independent System Operator - EUA
- O&M - operação e manutenção
- OFGEM - Office of Gas and Electricity Markets - UK
- ONS - Operador Nacional do Sistema Elétrico - Brasil
- OPT_{ij} - custo de oportunidade da unidade geradora i , na hora j , relativo ao serviço de reservas operativas, para uma certa quantidade de reserva - \$
- OPT_{pj} - custo de oportunidade da usina p , na hora j , relativo ao serviço de reservas operativas, para uma certa quantidade de reserva - \$
- Opt_{pj} - custo de oportunidade unitário da usina p , na hora j , relativo ao serviço de reservas operativas - \$/MWh
- $Opt_{pj}^{(AC)}$ - custo de oportunidade unitário da usina p , na hora j , relativo ao serviço de reservas operativas, em ambiente competitivo - \$/MWh
- p - índice relativo às usinas ou agentes geradores
- P - conjunto de horas do período de carga pesada do dia d
- PAY_ASS_{pj} - pagamento devido por geração, por uma usina p , em uma hora j , relativo apenas à energia assegurada que lhe é cedida - R\$
- PAY_{pj} - pagamento devido por geração relativo a uma usina p , em uma hora j - R\$

- PAY_{pm} - pagamento devido por geração relativo a uma usina p , em um mês de apuração m - R\$
- PAY_Res_{pj} - custo a ser recuperado por uma usina p , devido ao pagamento efetuado no MRE, referente à energia não gerada para ser mantida como reserva operativa, como custos de compensação da geração, em uma hora j - R\$
- PC - pagamento a um gerador pela capacidade despachada - \$/MWh
- PC_n - pagamento por capacidade feito pela carga n - \$
- PC_{TOT} - total de pagamentos por capacidade recolhido (mensal ou anual) - \$
- PG_t - potência gerada no sistema no instante t - MW
- $PG_{t-\Delta t}$ - potência gerada no sistema no instante $(t - \Delta t)$ - MW
- PIS - Programa de Integração Social
- PJM - Pennsylvania/New Jersey/Maryland Interconnection - EUA
- PLM_j - preço de liquidação do mercado de energia na hora j - US\$/MWh;
- $PLM_j^{(RES)}$ - preço de liquidação de um mercado de reservas na hora j - US\$/MWh
- Pr_Ci_{ij} - preço praticado nos contratos iniciais pela unidade geradora i , na hora j - \$/MWh
- Pot_1_{lj} - superávit líquido de geração de um sub-mercado doador l , em um período de comercialização j - MWh
- Pot_1_{sj} - superávit líquido de geração do sub-mercado s na hora j - MWh
- Pot_{sj} - superávit total de geração do sub-mercado s na hora j - MWh
- Pr_Ci_{pj} - preço praticado nos contratos iniciais pela usina p , na hora j - \$/MWh
- $Pr e_{ij}$ - preço de venda da energia da unidade geradora i , na hora j - \$/MWh
- $Pr e_{pj}$ - preço de venda da energia da usina p , na hora j - \$/MWh
- Pr_Mer_j - preço de mercado da energia na hora j - \$/MWh
- q - índice relativo aos anos
- R^2 - fator de aderência de uma série de observações a uma curva a elas ajustada - %
- R_BR_{pj} - receita bruta da usina p , na hora j , na comercialização de uma certa quantidade de energia - \$
- RB_Res_{pj} - parcela do benefício agregado à operação do sistema pela usina p , através do serviço de reservas operativas, traduzido financeiramente, para uma certa quantidade de reserva, na hora j - \$
- RCf_{ij} - reserva de confiabilidade fornecida pela unidade geradora i , na hora j - valor médio - MW
- RCf_j - reserva de confiabilidade do sistema na hora j - valor médio - MW
- RCf_{ijdm} - reserva de confiabilidade fornecida pela unidade geradora i , na hora j , do dia d , mês m - valor médio - MW
- $RCf_{ij}^{(k)}$ - reserva de confiabilidade na hora j , na k -ésima entrada da unidade geradora i como reserva, - MW
- REC_{pm} - geração alocada ou recebida de outras usinas, pela usina p , no mês m - MWh
- REM - remuneração horária média da energia - \$/MWh

- $REM^{(ND)}$ - remuneração unitária das usinas pela capacidade não despachada - \$/MWh
- RE_Res_{pj} - remuneração da usina p, na hora j, por uma certa quantidade de reserva operativa - \$
- Re_Res_{pj} - remuneração unitária da usina p, na hora j, pela reserva operativa - \$/MWh
- $RE_Res_{pj}^{(COR)}$ - remuneração da usina p, na hora j, por uma certa quantidade de reserva operativa, corrigida em função da influência do MRE - \$
- $Re_Res_{pj}^{min}$ - remuneração unitária mínima para uma usina p optar em fornecer reservas na hora j - \$/MWh
- $RES_{icdm}^{(L)}$ - reserva observada no patamar de carga leve, da unidade geradora i, configuração de geração c, dia d e mês m - valor médio - MW
- $RES_{icdm}^{(M)}$ - reserva observada no patamar de carga média, da unidade geradora i, configuração de geração c, dia d e mês m - valor médio - MW
- $RES_{icdm}^{(P)}$ - reserva observada no patamar de carga pesada, da unidade geradora i, configuração de geração c, dia d e mês m - valor médio - MW
- RES_{ij} - reserva mantida por uma unidade geradora i, na hora j - valor médio - MW
- RES_j - reserva de potência do sistema ou área de controle na hora j - valor médio - MW
- RES_{pj} - reserva mantida pela usina p, na hora j - valor médio - MW
- R_PER_{pj} - receita total perdida pela usina p, na hora j - \$
- $rr_{dm}^{(L)}$ - valor médio da reserva de regulação observado no patamar de carga leve, em um dia d, mês m - pu
- $rr_{dm}^{(M)}$ - valor médio da reserva de regulação observado no patamar de carga média, em um dia d, mês m - pu
- $rr_{dm}^{(P)}$ - valor médio da reserva de regulação observado no patamar de carga pesada, em um dia d, mês m - pu
- RRg_{ij} - valor médio da reserva de regulação fornecido pela unidade geradora i, na hora j - MW
- RRg_{ijdm} - valor médio da reserva de regulação média de uma unidade geradora i na hora j, do dia d, mês m - MW
- $RRg_{ij}^{(UT)}$ - valor médio da reserva de regulação de uma unidade geradora i, utilizada na hora j - MW
- RRg_t - reserva de regulação do sistema no instante t - MW
- $RRg_{t-\Delta t}$ - reserva de regulação do sistema no instante $(t - \Delta t)$ - MW
- $rr_j^{(1)}$ - reserva de regulação média do sistema na hora j, antes da disponibilização de reservas operativas para regulação de frequência por uma certa unidade geradora - pu
- $rr_j^{(k)}$ - reserva de regulação média do sistema após o k-ésimo acréscimo na reserva para regulação, na hora j - pu
- $rr_j^{(k-1)}$ - reserva de regulação média do sistema antes do k-ésimo acréscimo na reserva para regulação, na hora j, por uma certa unidade geradora - pu
- rr_j^{min} - reserva de regulação mínima definida para o sistema na hora j - pu

- $rr_j^{(OBS)}$ - reserva de regulação média do sistema, observada na hora j - pu
- rr_t - reserva de regulação do sistema no instante t - pu
- $rr_t^{(R)}$ - reserva de regulação remanescente do sistema no instante t - pu
- $rr_t^{(UT)}$ - parcela da reserva de regulação que deveria ser utilizada pelos dispositivos de regulação por efeito do desvio de longa duração da frequência Δf_p , para retornar a frequência ao seu valor nominal
- RRf_j^{min} - reserva de regulação mínima definida para o sistema na hora j - MW
- $RRf_t^{(R)}$ - reserva de regulação remanescente do sistema no instante t - MW
- S - estatismo equivalente do sistema - pu
- SA - serviço ancilar
- $SASS_C_{pj}$ - direito à energia secundária proporcional à energia assegurada, da usina p , na hora j - MWh
- SEC_j - energia secundária total do sistema na hora j - MWh
- TA - constante de tempo da água de uma turbina hidráulica - s
- TB_{jdm} - tempo em que a regulação é feita para cima na hora j , do dia d , mês m - pu
- TC_{ij} - tempo em que a regulação é feita para cima (frequência baixa) pela unidade i , na hora j - pu
- TC_{jdm} - tempo em que a regulação é feita para cima na hora j , do dia d , mês m - pu
- TM - constante de tempo de resposta do servo-motor do mecanismo de admissão, de uma turbina hidráulica - s
- tr - taxa de retorno anual, ou taxa de juros anual prevista
- TR - constante de tempo de um regulador de velocidade - s
- TS - constante de tempo de resposta de um sistema elétrico ou de uma área de controle - s
- ts - período em que uma unidade geradora permanece prestando o serviço de reservas operativas - h
- TT - constantes de tempo de uma turbina térmica, que traduz a taxa de tomada de carga de cada tipo de conjunto turbina-gerador - s
- $TUST$ - taxa de uso do sistema de transmissão
- TVC_p - custo variável de MRE da usina p - R\$/MWh
- VLL - value of lost load - US\$/MWh
- VRF - custo associado à deficiência de regulação de frequência no sistema durante um certo período de tempo
- VU - vida útil da usina ou unidade geradora - anos
- α_{pj} - fator de participação da reserva operativa girante no déficit de geração em relação à energia assegurada de uma usina p , em uma hora j - %
- β - característica natural de um sistema elétrico ou de uma área de controle
- ΔCpe_p - variação do custo de produção da energia, da usina p , em função de uma variação no seu fator de capacidade - \$/MWh

- ΔFER_j - variação do fator de eficiência horária da regulação de frequência, devido à disponibilização de reservas operativas para regulação pela unidade geradora i , na hora j - pu
- Δf^{\max} - variação da frequência capaz de consumir toda a reserva de regulação existente, em um certo instante de tempo - Hz
- Δf_j^{\max} - variação da frequência capaz de consumir toda a reserva de regulação existente, em uma hora j - Hz
- Δf_t - desvio de frequência remanescente em um certo instante de tempo t , após determinado período de tempo Δt , de atuação da regulação de frequência - Hz
- $\Delta f_{t-\Delta t}$ - desvio de frequência remanescente no instante de tempo anterior ao instante t - Hz
- Δfp_t - componente lento dos desvios de frequência em um instante t - Hz
- $\Delta f_t^{(F)}$ - desvios instantâneos filtrados de frequência - Hz
- $\overline{\Delta fp_j}$ - valor médio dos desvios lentos da frequência em uma hora j - Hz
- $|\Delta LOP|_{j|i}$ - módulo da variação da probabilidade de perda de carga do sistema ou área de controle, em uma hora j , devido à disponibilização de reservas operativas para confiabilidade pela unidade geradora i - %
- Δrr_j - acréscimo no valor da reserva para regulação, na hora j - pu
- ΔRRg_t - variação da reserva de regulação devido a uma variação na frequência - MW
- Δt - período de tempo de atuação da regulação de frequência - s
- ε_T - erro de tempo - s/min
- $\varepsilon_T^{(+)}$ - componente positiva do erro de tempo - s/min
- $\varepsilon_T^{(-)}$ - componente negativa do erro de tempo - s/min
- λ_i - taxa de falhas da unidade geradora i - ocorrência/hora
- μ_i - taxa de reparos da unidade geradora i - ocorrência/hora
- π_d - multiplicador simplex associado à restrição de atendimento a demanda em um sub-mercado
- τ - ganho de um regulador de velocidade
- $\sum_f ASS_{-1pj}$ - energia assegurada da usina p no ano f - MWh
- \sum_i - somatório de todos os sub-mercados que cedem energia a uma usina p , em uma hora j
- \sum_{p_ERM} - somatório de todas as usinas p participantes do MRE
- \sum_{ps_ERM} - somatório de todas as usinas p participantes do MRE, pertencentes ao sub-mercado s
- \sum_s - somatório de todos os sub-mercados
- \$BASE - remuneração base unitária de potência - Argentina - peso/MW
- \$PPAD - preço da potência posta à disposição - Argentina - peso/MW