

9 Referências Bibliográficas e Bibliografia

9.1 Referências Bibliográficas

AESO - Alberta Electric System Operator, 2004, "Independent System Operator Operating Policies and Procedures, Alberta", Canadá.

ANA - Agência Nacional de Águas, 2002, "Cobrança pelo Uso da Água Bruta na Bacia do Rio Paraíba do Sul: da Proposta à Aprovação de Metodologia e Critérios (janeiro - dezembro 2001)", Relatório Parcial, PGRH-RE-016-R1, Fundação COPPETEC, Rio de Janeiro.

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica, 2000a, "Análise das Regras do MAE", Nota Técnica, Processo de Audiência Pública 002/2000.

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica, 2000b, "Resolução ANEEL nº 290/2000, 03 de agosto de 2000".

Armstrong, M., Cowan, S., Vickers, J., 1994, "Regulatory Reform: Economic Analysis and British Experience", MIT Press.

Billington, R., Allen, R. N., 1988, "Reliability Assessment of Large Electric Power Systems", Kluwer Press.

Billington, R., Allen, R., N., 1996, "Reliability Evaluation of Power Systems", second edition, Longman/Plenum Press.

Bitu, R., Born, P., 1993, "Tarifas de Energia Elétrica - Aspectos Conceituais e Metodológicos", MM Editora.

Boiteaux, M., 1951, "La Tarification au Coût Marginal et les Demandes Aléatoires", Cahier du Séminaire d'Econométrie; reimpresso como "Peak-Load Pricing", Journal of Business, 33, pp. 157-179 e como "Marginal Cost Pricing in Practice", Prentice-Hall Inc., Englewood Cliffs, N. J. 1964.

Breyer, S., 1982, "Regulation and its Reform", Harvard University Press.

CAISO - California Independent System Operator, 2000, "Ancillary Services Requirements Protocol", California, EUA.

CAISO - California Independent System Operator, 2002, "ISO Settlements Training - Ancillary Services Overview", California, EUA.

CAMMESA - Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico, 2003, "Los Procedimientos", Versión XIX, Argentina.

CEPEL - Centro de Pesquisa em Energia Elétrica, 1999, Relatório Técnico, DPP/PEL - 307/99, "Encargo de Capacidade no Sistema Elétrico Brasileiro – Resultados Preliminares (Fase 1)".

CEPEL – Centro de Pesquisas de Energia Elétrica, 1999a, Modelo CONFINT - Especificação Funcional, Rio de Janeiro.

CEPEL – Centro de Pesquisas de Energia Elétrica, 2002, Programa CONFINT - Programa para Análise de Confiabilidade de Sistemas Hidrotermoelétricos Interligados, Manual do Usuário, Rio de Janeiro.

CGEY - Cap Gemini-Ernest & Young, 2000, "Assessing the Long Run Marginal Costs of Generation in New South Wales", report for the Independent Pricing and Regulatory Tribunal (IPART).

Clancy, D., P., Gross, G., Wu, F., 1981, "A Decomposition-Monte Carlo Approach for Multi-Area Reliability Calculations", 7th Power System Computation Conference, Lausanne, França.

CNRH - Conselho Nacional de Recursos Hídricos, 2000, Lei nº 9984 de 17/07/2000.

CNSE - Comisión Nacional del Sistema Eléctrico, 2000, "El Funcionamiento Del Mercado Eléctrico en el Año de 1998", Espanha.

Correa, J. I. V., 2000, "Aspectos Técnicos y Remunerativos de los Servicios Complementarios en Sistema Eléctricos Desregulados", memoria para optar al grado de Ingeniero Civil de Industrias, Pontificia Universidad Católica de Chile - Escuela de Ingeniería, Santiago, Chile.

Costa, A. L., Costa, A. S., 2004, "Energy and Spinning Reserve Markets through Dynamic Optimal Power Flow", IX SEPOPE, artigo SP-063, Rio de Janeiro, RJ, Brasil.

CRMSE - Comitê de Revitalização do Modelo do Setor Elétrico, 2002, Relatório de Progresso nº 2.

CRMSE - Comitê de Revitalização do Modelo do Setor Elétrico, 2002a, Relatório de Progresso nº 2, Documento de apoio I, "Encargos por Capacidade".

CRMSE - Comitê de Revitalização do Modelo do Setor Elétrico, 2002b, Relatório de Progresso nº 2, Documento de apoio K, "Preços de Geração de Longo Prazo".

DOE (U.S. Department of Energy), 2001, "Assumptions to the Annual Energy Outlook 2001, Electricity Market Module", DOE/EIA-0554, Washington, D.C., EUA.

EAL - ESBI Alberta Ltd – Transmission Administrator, 2000, "Developments in Ancillary Services Procurement (1999 – 2000)", Alberta, Canadá.

Fortunato, L. A. M., Araripe Neto, T., A., Pereira, M. V. F., Albuquerque, J. C. R., 1990, "Introdução ao Planejamento da Expansão e Operação de Sistemas de Produção de Energia Elétrica", EDUFF - Editora Universitária, Universidade Federal Fluminense, Rio de Janeiro, Brasil.

CNRH - Conselho Nacional de Recursos Hídricos, 2000, Lei nº 9984 de 17/07/2000.

Gomes, P., Sardinha, S. L. de A., Soares, N. H. M., 2003, "O Desafio da Definição dos Serviços Ancilares para o Sistema Interligado Nacional: Aspectos Técnicos que levaram à sua Identificação pelo ONS", XVII SNPTEE, Grupo IV, artigo GAT-028, Uberlândia, MG, Brasil.

Hunt, S., Shuttleworth, G., 1996, "Competition and Choice in Electricity", John Wiley & Sons.

Jamouille, E., 1983, "Reliability Evaluation in Power System Planning and Operation", edited by E.El-Abiad, McGraw Hill.

Kahn, A., Cramton, P., Porter, R., Tabors, R., 2001. "Uniform Pricing or Pay-As-Bid Pricing: A Dilemma for California and Beyond," Electricity Journal, pp. 70-79.

Kirby, B., Hirst, E., 1996, "Ancillary-Service Costs for 12 US Electric Utilities", ORNL/CON-427, Oak Ridge National Laboratory, Oak Ridge, Tennessee, EUA.

Koogan, A., Houaiss, A., 1999, "Enciclopédia e Dicionário Ilustrado", Edições Delta, rio de Janeiro, Brasil.

Lago-Gonzalez, A., Singh, C., 1989, "Modeling of Generating Unit Planned Outages in the Decomposition-Simulation Approach for Multi-Area Reliability Calculations", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 4, No. 2, August.

Lee, F., 1987, "Multi-Area Reliability Evaluation", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. PWRS - 2, No. 4, November.

MAE - Mercado Atacadista de Energia, 1998, "Regras de Mercado para Implantação do MAE, versão inicial (01), Formação do Preço do MAE, Aspectos Gerais".

MAE - Mercado Atacadista de Energia, 2000, "Visão Geral das Regras do Mercado - Etapa de Implementação.

MAE - Mercado Atacadista de Energia Elétrica, 2000a, Regras Algébricas, Capítulo 11, "Cálculo do Encargo de Capacidade", versão II COEX.

MAE - Mercado Atacadista de Energia Elétrica, 2000b, Regras Algébricas, Apêndice G, "Especificação da Modelagem do Encargo de Capacidade", versão II COEX.

MAE - Mercado Atacadista de Energia Elétrica, 2001, "Regras da 1ª Etapa do MAE", versão 2.2a - final, aprovadas pela Resolução ANEEL nº 290/2000.

MAE - Mercado Atacadista de Energia Elétrica, 2002a, "Regras Algébricas do Mercado", versão 2.2b, aprovadas pela Resolução ANEEL nº 395/2002.

MAE - Mercado Atacadista de Energia Elétrica, 2002b, "Regras Algébricas do Mercado", versão 3.0, aprovadas pela Resolução ANEEL nº 445/2002.

MAE - Mercado Atacadista de Energia Elétrica, 2003a, "Regras Algébricas do Mercado", versão 3.1a, aprovadas pela Resolução ANEEL nº 40/2003.

MAE - Mercado Atacadista de Energia Elétrica, 2003b, "Regras Algébricas do Mercado", versão 3.1b, aprovadas pela Resolução ANEEL nº 462/2003.

MAE - Mercado Atacadista de Energia Elétrica, 2003c, "Regras Algébricas do Mercado", versão 3.1c, aprovadas pela Resolução ANEEL nº 577/2003.

MAE - Mercado Atacadista de Energia Elétrica, 2003d, "Regras Algébricas do Mercado", versão 3.5, aprovadas pela Resolução ANEEL nº 688/2003.

Melo, A. C. G., 1986, "Avaliação da Confiabilidade da Capacidade de Geração através do Método da Frequência e Duração", Dissertação de Mestrado, PUC-Rio, Rio de Janeiro, Brasil.

Melo, A. C. G., 1990, "Avaliação de Índices de Frequência e Duração no Cálculo da Confiabilidade Composta de Sistemas de Geração e Transmissão de Grande Porte", Tese de Doutorado, PUC-Rio, Rio de Janeiro, Brasil.

NEMMCO - National Electricity Market Management Company Limited, 2001, "Guide to Ancillary Services in the National Electricity Market", Version 1.0, Austrália.

NEPOOL - New England Power Pool, 2000, "Market Rules & Procedures", EUA.

NEPOOL - New England Power Pool, 2002, "Restated NEPOOL Agreement", EUA.

NORDEL - Operations Comitee, 2002, "System Operating Agreement 2002-05-02", Países Nórdicos.

NPPC - Northwest Power Planning Council, 2001, "Reliability Standards for the Northwest Power System", EUA.

NYISO - New York Independent System Operator, 2004, "Ancillary Services Manual", New York, EUA.

OFGEM - Office of Gas and Electricity Markets, 1999, "The New Electricity Trading Arrangements - NETA", Vol. I, Reino Unido.

Oliveira, G., C., Cunha, S., H., F., Pereira, M., V., F., 1987, "A Direct Method for Reliability Evaluation", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. PWRS-2, No. 4, November.

O'Malley, M., Lalor, G., 2002, "Ancillary Services Markets and Wind Power", Electricity Research Center, University College Dublin, Republic of Ireland.

ONS - Operador Nacional do Sistema, 2002, Procedimentos de Rede, Módulo 2, Sub-módulo 2.2, "Padrões de Desempenho da Rede Básica".

ONS - Operador Nacional do Sistema, 2002a, "Procedimentos de Rede - Revisão 02", Sub-módulo 10.8, Norma de Operação - Controle da Geração em Operação Normal, Anexo III.

Oren, S., 2000, "Capacity Payments and Supply Adequacy in Competitive Electricity Markets", VII SEPOPE, Curitiba, Brasil.

Pinhel, A. C. da C., 2000 "Simulação de uma Usina Térmica a Gás no Novo Contexto do Setor Elétrico Brasileiro: Uma Análise Risco x Retorno", Dissertação de Mestrado, COPPE, Universidade Federal do Rio de Janeiro.

Pires, J. C. L., Piccinini, M. S., 1994, "Modelos de Regulação Tarifária do Setor Elétrico", excerto da parte conceitual do texto para discussão intitulado "Modelos de Regulação Tarifária: A Experiência Internacional e o Caso Brasileiro", BNDES.

Silva, E. L. da, 1999, "Estrutura de Custos Associada ao Provimento dos Serviços Ancilares", Relatório nº 2, Projeto ONS/UFSC - Administração dos Serviços Ancilares para o Sistema Elétrico Brasileiro, Florianópolis, SC, Brasil.

Silva, E. L. da, 2001, "Formação de Preços e Mercados de Energia Elétrica", Editora Sagra Luzzatto.

Skrotzki, B. G. A., Vopat, W., A., 1960, "Power Station Engineering and Economy", McGraw Hill Book Company.

Steiner, P. O., 1957, "Peak Loads and Efficient Pricing", Quarterly Journal of Economics, 71, pp. 572-587.

Stoft, S., 2002, "Power System Economics – Designing Markets for Electricity", IEEE/Wiley, ISBN 0-471-15040-1.

Turner, A., George, J., 2003, "Energy/Reserve Co-optimisation - Some Examples", PA Consulting Group, UK.

Umbria, F. C., 1999, "Modelo de Previsão de Preços de Suprimento de Energia Elétrica no Contexto do Novo Ambiente Competitivo do Setor Elétrico Brasileiro", Dissertação de Mestrado, Curso de Pós-graduação em Engenharia Hidráulica, UFPR/CEHPAR, Curitiba, Brasil.

Vieira F°, X., 1984, "Operação de Sistemas de Potência com Controle Automático de Geração", Eletrobrás - Editora Campus Ltda.

Weintraub, S., 1970, "On Off-Peak Pricing: An Alternative Solution", Kyklos, Vol. 23 (3), pp. 501-518.

9.2 Bibliografia

Berizzi, A., Bovo, C., Delfanti, M., Silvestri, A, Marannino, P., 2001, "Cost Analysis of the Frequency Regulation Service for the Italian System", Proceedings of the IEEE Porto Power Tech Conference, Vol 1, pp. 568-574.

Burns, S., Gross, G., 1990, "Value of Service Reliability", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 5, No. 3, pp. 825-834.

CEPEL - Centro de Pesquisas em Energia Elétrica, 1998, "Manual de Metodologia - Sistema Computacional NH2 para Análise Probabilística e Avaliação de Confiabilidade de Sistemas de Grande Porte", versão 5.0, Rio de Janeiro, Brasil.

Chattopadhyay, D., Baldick, R., 2002, "Unit Commitment With Probabilistic Reserve," Proceedings of 2002 IEEE Power Engineering Society Winter Meeting, New York, NY, pp. 280–285.

Cheung, K., W., Shamsollahi, P., Sun, D., Milligan, J., Potishnak, M., 2000, "Energy and Ancillary Service Dispatch for the Interim ISO New England Electricity Market", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 15, No. 3, pp. 968-974.

Chuang, A., Wu, F., 2000, "Capacity Payments and Pricing of Reliability in Competitive Generation Markets", Proceedings of the 33rd Hawaii International System Science Conference.

Flynn, M., Sheridan, W., P., Dillon, J., D., O'Malley, M. J., 2001, "Reliability and Reserve in Competitive Electricity Market Scheduling", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 16, No. 1, pp. 78-87.

Gonçalves, A. A., 2000, "Cálculo da Reserva Operativa Girante do Sistema Elétrico Brasileiro", Dissertação de Mestrado, Universidade Federal Fluminense, Rio de Janeiro, Brasil.

Gooi, H. B., Mendes, D. P., Bell, K. R. W., Kirschen, D. S., , 1999, "Optimal Scheduling of Spinning Reserve", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 14, No. 4, pp. 1485-1492.

Kariuki, K. K., Allan, R. N., 1996, "Evaluation of Reliability Worth and Value of Lost Load", IEEE Proceedings - Generation Transmission Distribution., Vol. 143, No. 2, pp. 171-180.

Lian, G., Billinton, R., 1994, "Operating Reserve Risk Assessment in Composite Power Systems", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 9, No. 3, pp. 1270-1276.

Machado, J. T. P., Falcão, D., Oliveira, A. M., Schilling, M. T., 2001, "Tarifação da Confiabilidade", XVI SNPTEE, Grupo IV, artigo GAT-003, Campinas, SP, Brasil.

Marcato, A. L. M., 1998, "Avaliação dos Requisitos e Comercialização de Reserva de Potência em Sistemas Competitivos", Dissertação de Mestrado, PUC-Rio, Rio de Janeiro, Brasil.

Prada, J. F., 1999, "The Value of Reliability in Power Systems - Pricing Operating Reserves", Massachusetts Institute of Technology, MIT EL 99-05 WP, EUA.

Rei, A. M., 1998, "Metodologias para Estabelecimento da Reserva Operativa de Geração em Sistemas de Potência", Dissertação de Mestrado, PUC-Rio, Rio de Janeiro, Brasil.

Stoft, S., 2003, "The Demand for Operating Reserves: Key to Price Spikes and Investment", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 18, No. 2, pp. 470-477.

A - Reservas de Potência

Lista de Abreviaturas, Siglas, Acrônimos e Variáveis

- a - índice referente às áreas de controle
- A1, A2 - antigos padrões de desempenho de controle do NERC - EUA
- B - ajuste de *bias* de uma área de controle
- CAG - controle automático da geração
- CAISO - California Independent System Operator - EUA
- CF_i - fornecimento total de energia da empresa i em contratos bilaterais - MWh
- CF_k - fornecimento total de energia da empresa k em contratos bilaterais - MWh
- CP_i - carga própria da empresa i - MW
- CP_k - carga própria da empresa k, ou carga própria do agente distribuidor k - MW
- CPS - *control performance standard*
- CPS1 - NERC *control performance standard #1* - EUA
- CPS2 - NERC *control performance standard #2* - EUA
- CR_i - recebimento total de energia da empresa i em contratos bilaterais - MWh
- CR_k - recebimento total de energia da empresa k em contratos bilaterais - MWh
- d - índice referente aos dias
- DCS - *disturbance control standard* - NERC - EUA
- D_j - demanda média observada numa certa hora j - MW
- \hat{D}_j - demanda prevista em uma hora j - MW
- $DI_d^{(MÁX)}$ - demanda instantânea máxima observada no dia d - MW
- $\hat{D}_j^{(DM)}$ - demanda prevista para a hora de ocorrência de $D_j^{(MÁX)}$ - MW
- $DI_j^{(MÁX)}$ - demanda instantânea máxima observada na hora j - MW
- \hat{D}_s - previsão da demanda do sistema - MW
- ECA - erro de controle de área - MW
- \overline{ECA}_1 - valor médio por minuto do erro de controle de área - MW
- \overline{ECA}_{10} - erro de controle de área médio de um período de 10 min
- $ECA^{(ANT)}$ - erro de controle de área antes de uma perturbação - MW
- $ECA^{(MÁX)}$ - máximo valor algébrico do erro de controle de área observado dentro dos 10 minutos subseqüentes ao início da perturbação - MW

- ERCOT - Electric Reliability Council of Texas
- EUA - Estados Unidos da América
- f - índice referente aos anos
- FERC - Federal Energy Regulatory Commission - EUA
- f_n - frequência nominal do sistema - Hz
- FR_a - fator de recuperação percentual de uma área de controle a - %
- f_t - frequência do sistema no instante t - Hz
- k - índice referente a uma empresa ou a um distribuidor, ou a um agente gerador
- L_{10} - larguras das faixas de variação do ECA, no cálculo do CPS2 - EUA
- MM_i - maior máquina da empresa i , ou maior máquina do agente gerador i - MW
- MM_k - maior máquina da empresa k , ou maior máquina do agente distribuidor k - MW
- MM_S - maior máquina do sistema - MW
- MMP_S - maior máquina probabilística do sistema - MW
- n_{10} - número de períodos de 10 minutos no mês
- $n_{10}^{(VIO)}$ - número de períodos de 10 minutos no mês, em que houve violação da faixa L_{10}
- ne - número de empresas componentes do sistema elétrico
- NEPOOL - New England Power Pool - EUA
- NERC - National Electricity Reliability Council - EUA
- ONS - Operador Nacional do Sistema Elétrico - Brasil
- PERT - dimensão de uma perturbação (perda) medida no início da perda - MW
- $PIN^{(OBS)}$ - soma algébrica dos fluxos de potência ativa observados nas interconexões entre uma certa área de controle e as áreas de controle vizinhas - MW
- $PIN^{(PRG)}$ - soma algébrica dos fluxos de potência ativa programados nas interconexões entre uma certa área de controle e as áreas de controle vizinhas - MW
- PJM - Pennsylvania/New Jersey/Maryland Interconnection - EUA
- R_1 - reserva primária - MW
- R_{1_i} - valor da reserva R_1 para a empresa i - MW
- R_{1_k} - reserva primária de responsabilidade da empresa k , ou reserva primária de responsabilidade do agente gerador k - MW
- R_{1_S} - valor total da reserva R_1 para o sistema interligado - MW
- R_2 - reserva secundária - MW
- R_{2_i} - reserva secundária de responsabilidade da empresa i - MW
- R_{2_k} - reserva secundária de responsabilidade da empresa k , ou reserva secundária de responsabilidade do agente gerador k - MW
- $R_{2_k}^{(1)}$ - parcela da reserva secundária referente à compensação dos desvios provocados pela ocorrência de ponta instantânea dentro da demanda horária e ponta dentro da ponta - MW

- $R2_k^{(2)}$ - parcela da reserva secundária referente à compensação dos desvios provocados pela ocorrência dos erros de previsão de carga - MW
 $R2_S$ - valor total da reserva R2 para o sistema interligado - MW
 $R3$ - reserva terciária - MW
 $R3_k$ - reserva terciária de responsabilidade da empresa k, ou reserva terciária de responsabilidade do agente gerador k - MW
 $R3_S$ - reserva terciária total do sistema interligado - MW
 $R4$ - reserva quaternária - MW
 RES - necessidade de uma certa parcela da reserva - MW
 $RESPROB$ - ferramenta computacional para o cálculo da reserva de potência operativa probabilística do sistema elétrico brasileiro - Eletrobrás
 RPG_i - responsabilidade própria de geração da empresa i - MW
 RPG_k - responsabilidade própria de geração da empresa k, ou responsabilidade própria de geração do agente gerador k
 RPO - reserva de potência operativa
 RPO_S - reserva de potência operativa do sistema - MW
 $RTPS$ - reserva total probabilística do sistema
 $S. A.$ - Sociedade Anônima
 SA - serviço ancilar
 t_{disp} - tempo de disponibilização de uma certa parcela da reserva - min
 TR - taxa de incremento da geração ou taxa de rampa de uma unidade geradora - MW/min
 $WSCC$ - Western System Coordinating Council - EUA
 β - característica natural de um sistema elétrico ou de uma área de controle
 δ_d - erro de previsão de carga num certo dia d - pu
 δ_d^{**} - desvio de ponta dentro da ponta num certo dia d - MW
 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
 $\overline{\Delta f_t}$ - valor médio por minuto dos desvios de frequência - Hz
 δ_j - erro de previsão de carga numa certa hora j - pu
 δ_j^* - desvio de ponta instantânea dentro da demanda horária na hora j - pu
 ΔPIN - variação dos fluxos de potência ativa programados nas interconexões entre uma certa área de controle e as áreas de controle vizinhas - MW
 γ - valor constante usado no cálculo de CPS1 - NERC - EUA

A.1 Considerações Gerais

A.1.1 Introdução

As empresas de energia elétrica em seu modelo tradicional verticalizado, juntamente com suas entidades reguladoras, sempre estiveram de acordo quanto aos níveis de confiabilidade a serem mantidos, e em consequência, quanto à quantidade de reservas de geração de responsabilidade de cada empresa.

A necessidade de definição mais detalhada dos requisitos de reserva foi motivada pela separação entre os serviços de geração, transmissão e distribuição e pelo gradual estabelecimento da competitividade dentro destes setores.

A.1.2 Definições

Considerando os diferentes tratamentos e caracterizações dadas aos SAs em diversos sistemas elétricos (ver Seção B.2), é possível chegar-se a alguns conceitos e definições de caráter geral. A expressão 'reservas de potência' em sistemas de energia elétrica pode, em princípio, ser entendida como os excedentes de geração que naturalmente ocorrem como resultado de um despacho de carga. Estes excedentes ou capacidade ociosa de geração, têm uma importância fundamental em relação à confiabilidade do sistema elétrico, tanto quanto à manutenção do fornecimento integral da demanda em curto e longo prazo, quanto à qualidade do produto fornecido, sob o aspecto da frequência.

No curto prazo, a necessidade de reservas existe em situações normais, para a manutenção da frequência do sistema por meio do equilíbrio entre geração e demanda, relacionando-se assim mais diretamente com o controle 'potência ativa-frequência' do sistema. Em situações não normais de operação, as reservas são necessárias para se evitarem falhas no atendimento da carga, na ocorrência de eventos imprevistos, tais como perdas ou paradas de unidades geradoras ou aumentos repentinos de demanda.

As reservas de potência relacionadas ao segundo caso, podem possuir características diferentes, em função do horizonte de tempo em que elas seriam utilizadas, sendo possível fazer-se a distinção:

- reservas estáticas - capacidade extra de geração (transformação ou transmissão) determinada em estudos de planejamento de médio ou curto prazo;
- reservas operativas de geração - capacidade extra de geração determinada pelos estudos de operação do sistema elétrico, de curto prazo.

As reservas operativas de geração, conhecidas como reservas de potência operativa (RPO), podem ainda ser de dois tipos, em função da rapidez de disponibilização.

- Reservas Girantes. Representam equipamentos de geração que se encontram sincronizados com a rede, capazes de começar a aumentar a sua geração imediatamente, em resposta à variações na frequência do sistema. Esta reserva deve estar plenamente disponível em 10 minutos, visando corrigir desequilíbrios entre geração e carga causados por variações normais da demanda, e por perdas de geração ou linhas de transmissão. A maioria dos geradores que fornecem reserva girante são equipados com reguladores de velocidade e controle automático de geração. Tais reservas podem advir também de cargas dependentes da frequência, tais como motores, que fornecem reserva automaticamente, e por cargas que se encontrem sob controle do operador do sistema. Qualquer gerador que se encontre conectado à rede de uma certa área de controle, ou em outra locação tal que as limitações de transmissão não impeçam a importação desta energia, podem participar deste serviço.
- Reservas Não Girantes ou Suplementares. Representam equipamentos de geração cuja capacidade de fornecimento deve estar plenamente disponível em até 30 minutos, com o objetivo de corrigir desequilíbrios entre geração e demanda, causados por saídas de geradores ou linhas de transmissão. A diferença para a reserva girante é o fato dela necessitar estar sincronizada à rede e de não ter que responder a uma perda de geração de forma imediata. Seria o caso de uma turbina a combustão, a qual não se consegue levar de uma condição fria até a plena carga rapidamente. As interrupções consentidas de cargas de

consumidores podem também contribuir substancialmente para a reserva de potência operativa.

O Federal Energy Regulatory Commission (FERC) [FERC,1996] tem uma definição para a reserva suplementar que suscita dúvida devido à sua ambigüidade, uma vez que esta reserva pode ser entendida tanto como aquela necessária para atender a uma contingência quanto como uma reserva mais lenta, que seria utilizada na função de *back-up* da reserva de potência operativa (segundo a definição do California Independent System Operator (CAISO)).

Uma caracterização muito clara para a reserva de potência operativa é dada por [Hirst, 1997]:

“A reserva de potência operativa será fornecida por unidades geradoras que têm capacidade de responder à perdas de fontes de suprimento, tais como uma unidade geradora importante ou uma grande linha de transmissão, com a rapidez necessária para manter a estabilidade do sistema e restabelecer o equilíbrio entre geração e carga e a frequência do sistema”.

A definição do Electric Reliability Council of Texas (ERCOT) [Waikart, 2000], para a reserva operativa é a seguinte:

“Reserva operativa é a capacidade, acima da demanda do sistema, necessária para regulação, erros de previsão de carga e saída forçada de equipamentos”.

Conforme visto nas Seções B.2.3.1 e B.2.3.3, alguns sistemas, como o CAISO e o New England Power Pool (NEPOOL), utilizam uma outra modalidade de reserva, denominada 'reserva de substituição', não girante, que seria a capacidade de geração plenamente disponível dentro de um prazo de 30 a 60 minutos. Representa um *back-up* da reserva de potência operativa no caso de uma segunda contingência em seqüência, ou de uma única contingência prolongada, quando a reserva de potência operativa é utilizada. O tempo exato para disponibilização depende das normas dos conselhos de confiabilidade regionais.

A.1.3 Considerações sobre a Quantificação e a Alocação das Reservas de Potência Operativa

A quantificação das reservas operativas, constitui uma das questões mais controversas envolvendo as reservas de potência operativa, não existindo um consenso neste sentido.

Com relação aos valores mínimos e outros critérios relacionados aos serviços ancilares, vistos nos sistemas analisados, algumas observações importantes podem ser feitas:

- a quantificação das reservas para regulação de frequência tem sido feita por meio de um percentual fixo da carga atendida pelo sistema ou área de controle;
- um parâmetro muito utilizado para definição dos requisitos mínimos de reservas para confiabilidade é a capacidade nominal de geração da maior unidade em operação no sistema, ou 'maior máquina do sistema';
- outro parâmetro também utilizado é um percentual (80 a 100%) da contingência simples mais severa que pode ocorrer no sistema, como a saída de um grande gerador ou de uma linha de transmissão crítica;
- quando se usa um destes parâmetros a necessidade de reserva é independente do desempenho de confiabilidade das unidades geradoras e linhas de transmissão do sistema ou área de controle;
- a maior parte dos valores definidos para os requisitos mínimos de reservas operativas possuem uma característica determinística, baseada no critério N-1;
- geralmente não há incorporação da confiabilidade individual das unidades na definição dos requisitos mínimos das reservas operativas;
- dos casos observados, apenas o Western System Coordinating Council (WSCC) introduz algum caráter probabilístico na definição dos requisitos de reservas operativas, usando um procedimento que considera as diferenças entre as unidades geradoras para determiná-los [WSCC,2000].

É possível notar-se entretanto, uma preocupação crescente em relação à otimização das quantidades de reserva, devido principalmente aos custos que elas geram. Os estudos mais comumente implementados com este objetivo podem ser probabilísticos, através de uma análise de custo/benefício, ou usando métodos de despacho integrado de energia e reserva, todos objetivando a otimização dos requisitos de reservas e assim, a minimização dos custos envolvidos.

Além disto, começa-se a reconhecer a importância de se considerarem as diferenças de confiabilidade entre as unidades geradoras e a sua interferência nesta otimização, devido à sua influência sobre a quantidade de reserva necessária, a forma de emprego das reservas a sua alocação entre os geradores e a alocação dos seus custos entre os geradores e usuários.

Na Tabela A.1 são mostrados os requisitos de reservas exigidas em 12 empresas americanas de energia elétrica, na forma de percentuais da demanda.

Tabela A.1 - Quantificação das Reservas Operativas em Diversas Empresas

EMPRESA	TIPO DE RESERVA		
	REGULAÇÃO	CONFIABILIDADE	SUPLEMENTAR (SUBSTITUIÇÃO)
American Electric Power	3,00	1,50	1,50
Commonwealth Edison	0,80	2,10	
Consumers Power	3,00		3,00
Detroit Edison	3,00		3,00
Duke Power	2,30	3,5	0
General Public Utilities	1,20	1,50	3,50
Northeast Utilities	2,00	3,50	5,50
Northern States Power	1,00	2,10	2,10
PacificCorp	3,50	7,00	
Pacific Gas & Electric	2,80	7,00	8,00
Southern California Edison	7,70	7,00	9,00
MÉDIA	2,480	3,060	4,015

Fonte: [Kirby, 1996]

A.1.4 Considerações sobre a Utilização das Reservas Operativas

Para se entender os objetivos e definir a correta utilização da reservas operativas de potência é importante o conceito de 'área de controle' e suas funções. Uma área de controle pode ser definida de várias formas, como por exemplo:

“É um sistema elétrico de potência delimitado pelas medições e telemetrias das interconexões. Ela controla sua geração diretamente para manter a sua programação de intercâmbio com outras áreas de controle e contribui para a regulação da freqüência nas interconexões” [NERC,1995].

“É uma área do sistema na qual o Centro de Operação tem a responsabilidade de controle de freqüência e intercâmbio através da operação do Controle Automático de Geração - CAG” [ONS,1998].

“É a parte do sistema de potência na qual os grupos de unidades geradoras respondem às variações de carga contidas nesta parte do sistema” [Vieira F°,1984].

Uma área de controle está sempre procurando minimizar quaisquer efeitos nocivos que ela possa exercer sobre as outras áreas a ela conectadas. Para atingir este objetivo, o erro de controle de área deve ter seu valor constantemente minimizado.

A.1.4.1 Erro de Controle de Área

O valor do erro de controle de área (MW) pode ser calculado pela equação:

$$ECA = \Delta PIN + 10 \cdot B \cdot \Delta f_t \quad (A.1)$$

sendo:

$$\Delta PIN = PIN^{(OBS)} - PIN^{(PRG)} \quad (A.2)$$

e:

$$\Delta f_t = f_t - f_n \quad (A.3)$$

onde:

f_t - freqüência observada nas interligações, no instante t ;

f_n - freqüência nominal ou programada nas interligações (60 Hz);

$PIN^{(OBS)}$ - soma algébrica dos fluxos de potência ativa observados nas interconexões entre uma certa área de controle e as áreas de controle vizinhas;

$PIN^{(PRG)}$ - soma algébrica dos fluxos de potência ativa programados nas interconexões entre uma certa área de controle e as áreas de controle vizinhas;

B - *bias* ou fator de influência na freqüência, das variações da potência da área de controle (MW/0,1Hz), usualmente igual a β , que é a característica natural de um sistema elétrico ou de uma área de controle.

Analisando a expressão do erro de controle de área - ECA considera-se que o valor dado por (A.2) representa o desempenho da área de controle em satisfazer a programação de intercâmbio com outras áreas de controle, e que o valor dado por (A.3) representa a contribuição própria da área de controle na manutenção da freqüência em seu valor nominal. Pode-se dizer então que o erro de controle de área representa a diferença instantânea entre os intercâmbios ocorrido e programado, considerando-se os efeitos da freqüência.

Assim, ao dizer-se que as reservas operativas são utilizadas para recuperar o equilíbrio de um sistema elétrico após uma perda de geração importante, quer se dizer também que as reservas operativas são utilizadas para minimizar ou se possível, anular rapidamente o erro de controle de área.

A.1.4.2 Tempo de Disponibilização das Reserva e Taxas de Rampa

Os requisitos referentes ao tempo de disponibilização das reservas operativas, ou tempo necessário para se anular o valor do ECA, na ocorrência de uma perturbação qualquer, é um fator que também vem sendo bastante analisado.

Na definição de Hirst e Kirby [Hirst, 1998a] para a reserva operativa, observa-se que tanto para a reserva girante quanto para a não girante, o tempo de disponibilização é de 10 minutos, valor este bastante adotado, principalmente no caso da reserva girante. Entretanto, este tempo de disponibilização depende muito da taxa de rampa da unidade geradora que irá suprir a reserva, já que:

$$t_{\text{disp}} = \frac{\text{RES}}{\text{TR}} \quad (\text{A.4})$$

onde:

t_{disp} - tempo de disponibilização da reserva - minutos;

RES - necessidade de uma certa parcela da reserva - MW;

TR - taxa de incremento da geração de uma unidade geradora - MW/min.

Conclui-se que a definição do tempo máximo de disponibilização de cada uma das parcelas da reserva de potência operativa constitui um fator importante e irá influenciar na escolha dos geradores responsáveis pela reserva global do sistema elétrico.

Como exemplo, pode ser citado o National Electricity Reliability Council (NERC), que adota duas modalidades de padrões de desempenho relacionados à utilização das reservas operativas:

- padrão de desempenho de controle, *control performance standard* (CPS), que diz respeito às reservas operativas para regulação;
- padrão de controle de perturbação, *disturbance control standard* (DCS), que diz respeito às contingências e às reservas previstas para enfrentá-las.

Até janeiro de 1997 o NERC utilizava dois padrões de desempenho de controle que deviam ser alcançados simultaneamente:

- padrão A1 - exigia que o ECA das áreas de controle tivessem pelo menos uma passagem por zero a cada 10 minutos a partir do início da perturbação;

- padrão A2 - definia limites máximo e mínimo para o ECA.

A partir de 1997 os padrões de desempenhos de controle foram substituídos por padrões estatísticos capazes de medir o desempenho completo de uma área de controle, tolerando ainda falhas ocasionais [NERC,2002].

- Padrão CPS1. Determina para cada área de controle uma parcela da responsabilidade do controle da freqüência da interconexão, proporcional à dimensão da área (em termos de carga). A equação que representa a média por minuto deste padrão é

$$\text{CPS1}(\%) = 100 \cdot (2 - \gamma \cdot \overline{\text{ECA}}_1 \cdot \overline{\Delta f}_t) \quad (\text{A.5})$$

onde:

$\overline{\text{ECA}}_1$ - valor médio por minuto do erro de controle de área - MW;

$\overline{\Delta f}_t$ - valor médio por minuto dos desvios de freqüência - Hz;

γ - valor constante.

Por (A.5), vê-se que se o produto $(\overline{\text{ECA}}_1 \cdot \overline{\Delta f}_t)$ for nulo, significando que a média da freqüência encontra-se dentro do programado, ou a média do erro de controle de área é nula, o valor de CPS1 é de 200%. A verificação do valor de CPS1 é feita anualmente, sendo 100% o valor (médio) aceitável mínimo neste período. Para qualquer período de um minuto em que o ECA e o desvio de freqüência sejam diferentes de zero, CPS1 é maior que 200%. Por exemplo, se a freqüência é baixa mas o ECA é positivo, tendendo a corrigir o erro de freqüência, a área de controle tem o seu CPS1 anual aumentado. Se a freqüência é baixa mas o ECA é negativo, tendendo a piorá-la ainda mais, o CPS1 anual é diminuído. A constante γ é definida de tal forma que, se uma área de controle é proporcionalmente tão 'barulhenta' quanto uma certa referência de ruído, a área de controle terá um CPS1 de 100%. Esta constante é influenciada pela amplitude dos erros de controle de área.

- Padrão CPS2. Tem o objetivo de limitar os fluxos não programados nas interconexões definindo assim faixas de variação para o ECA, cuja largura

(representada por L_{10}) é proporcional à dimensão de cada área de controle, por exemplo conforme mostrado na Tabela A.2.

Tabela A.2- Faixas de Variação do ECA (L_{10}) em Função da Dimensão da Área de Controle - Eastern Connection - EUA

DIMENSÃO DA ÁREA DE CONTROLE (MW)	L_{10} (MW)
10	2
50	5
100	7
250	12
500	17
1000	23
2500	37
5000	52
10000	74
15000	91

Fonte: [NERC, 2002]

O valor do ECA é medido a cada período de 10 minutos durante um mês, calculando-se em seguida o valor do CPS2 (mensal), através de (A.6).

$$\text{CPS2}(\%) = 100 \cdot \left(\frac{n10^{(\text{VIO})}}{n10} \right) \quad (\text{A.6})$$

Uma violação ocorre se:

$$\overline{\text{ECA}}_{10} > L_{10} \quad (\text{A.7})$$

Em (A.6) e (A.7) tem-se:

$n10^{(\text{VIO})}$ - número de períodos de 10 minutos no mês, em que houve violação de L_{10} ;

$n10$ - número de períodos de 10 minutos no mês;

$\overline{\text{ECA}}_{10}$ - erro de controle de área médio de um período de 10 minutos.

O valor mínimo aceitável de CPS2 para um mês é de 90%. Isto significa que se uma área de controle tiver uma violação de L_{10} a cada hora, estará fora do padrão CPS2.

Para o padrão de controle de perturbação DCS, é usada uma medida do desempenho de uma área de controle frente às perturbações, que é representada pelo chamado fator de recuperação percentual de uma área de controle a FR_a , que é calculado por (A.8):

$$FR_a(\%) = \frac{\left\{ PERT - \text{Max}\left[0, \left(ECA^{(ANT)} - ECA^{(MÁX)}\right)\right]\right\}}{PERT} \cdot 100, \text{ se } ECA^{(ANT)} < 0 \quad (\text{A.8})$$

ou:

$$FR_a(\%) = \frac{\left\{ PERT - \text{Max}\left[0, \left(-ECA^{(MÁX)}\right)\right]\right\}}{PERT} \cdot 100, \text{ se } ECA^{(ANT)} \geq 0 \quad (\text{A.9})$$

Em (A.8) e (A.9) tem-se

PERT - dimensão da perturbação (perda) medida no início da perda - MW;

$ECA^{(ANT)}$ - erro de controle de área antes da perturbação - MW;

$ECA^{(MÁX)}$ - máximo valor algébrico do erro de controle de área observado dentro dos 10 minutos subseqüentes ao início da perturbação - MW.

O fator de recuperação deverá ser calculado, em cada área de controle, para todas as perturbações ditas notáveis, que são aqueles eventos do tipo perda de geração cujas magnitudes em MW são maiores ou iguais a 80% da magnitude da contingência simples mais severa dentro da área de controle em consideração ou menores ou iguais à magnitude da contingência mais severa dentro de uma área de controle por ela afetada. Espera-se que uma área de controle ative suas reservas operativas de forma a retornar o valor do seu ECA a zero ou ao seu valor pré-perturbação, nos 15 minutos subseqüentes

à perturbação, e que isto seja conseguido 100% das vezes, para todas as contingências notáveis.

A.2 Reservas de Potência Operativa no Brasil

A.2.1 Definição das Parcelas da Reserva de Potência Operativa

As reservas de potência operativa, recomendadas pelo ONS e atualmente em prática no Brasil são compostas por quatro parcelas com características distintas, principalmente no que diz respeito ao seu destino [ONS, 1998; ONS, 1999; ONS, 2002a]:

- reserva primária (R1) - parcela destinada à regulação da frequência do sistema interligado, através da atuação dos reguladores de velocidade das diversas unidades geradoras do sistema, ou seja, a regulação primária;
- reserva secundária (R2) - esta parcela tem a função de recuperar a frequência do sistema, alterada pelas variações momentâneas ou de curta duração da carga dentro da demanda horária, permitindo ao controle secundário manter os intercâmbios de energia e a frequência dentro de valores programados;
- reserva terciária (R3) - parcela cuja função é cobrir saídas ou limitações de geração, não programadas, de unidades geradoras, causadas por defeitos nos equipamentos que as compõem, até o transformador elevador inclusive;
- reserva complementar (R4) - parcela que tem por objetivo cobrir perdas de grandes blocos de geração e/ou outras situações não contempladas pelas parcelas R1, R2 e R3; é definida também como o acréscimo de potência sincronizada ao sistema, capaz de estar disponível num período de até 24 horas.

A.2.2 Quantificação das Parcelas da Reserva de Potência Operativa

Definindo previamente as seguintes quantidades:

RPG_k - responsabilidade própria de geração da empresa k;

CP_k - carga própria da empresa k;

CF_k - fornecimento total de energia da empresa k em contratos bilaterais;

CR_k - recebimento total de energia da empresa k em contratos bilaterais.

e sendo:

$$RPG_k = CP_k + CF_k - CR_k \quad (A.10)$$

os valores definidos pelo ONS para cada parcela da RPO, são mostrados em seguida [ONS, 1998; ONS, 1999]. Para as reservas primária e secundária eles são puramente determinísticos, baseados na responsabilidade própria de geração de cada empresa.

- reserva primária - cada empresa deve ser responsável por um montante de reserva primária igual a:

$$R1_k = 0,010 \cdot RPG_k \quad (A.11)$$

- reserva secundária - cada empresa deve ser responsável pelo montante de reserva secundária igual a:

$$R2_k = 0,025 \cdot RPG_k + 0,015 \cdot CP_k \quad (A.12)$$

- reserva terciária - cada empresa deve ser responsável por um montante de reserva terciária igual a:

$$R3_k = \frac{MM_k \cdot RPG_k}{\sum_{i=1}^{ne} (MM_i \cdot RPG_i)} \cdot R3_s \quad (A.13)$$

onde:

$R3_k$ - reserva terciária de responsabilidade da empresa k - MW;

R_{3S} - reserva terciária total do sistema interligado - MW;

RPG_i - responsabilidade própria de geração da empresa i - MW;

RPG_k - responsabilidade própria de geração da empresa k - MW;

MM_k - capacidade de geração da maior máquina da empresa k;

MM_i - capacidade de geração da maior máquina da empresa i.

- reserva quaternária ou suplementar - para esta modalidade de reserva não foram definidos valores para os requisitos mínimos, prevendo-se que para cada área de controle ela seja constituída pela soma dos seguintes recursos disponíveis:
 - cargas de bombeamento;
 - cargas interruptíveis;
 - geração hidráulica ou térmica a carvão excedente;
 - geração térmica a óleo combustível;
 - reprogramações de manutenções de unidades geradoras.

A.2.3 Reservas Primária e Secundária

Como já visto, estas parcelas da reserva de potência operativa relacionam-se com a regulação de frequência do sistema, sendo a primeira responsável pelo atendimento da regulação primária e a segunda pelo atendimento da regulação secundária.

A.2.3.1 Reserva Primária, R1

A reserva primária é utilizada para a recuperação do equilíbrio da frequência do sistema quando esta varia em valores próximos ao valor nominal, pela atuação dos reguladores de velocidade em operação, sobre a potência ativa gerada por suas unidades geradoras. Esta regulação atua quando ocorrem desequilíbrios entre a demanda e a geração. Se a demanda sofre um incremento a energia cinética associada às massas girantes das máquinas elétricas do sistema supre parte deste incremento. Isso provoca uma diminuição da velocidade angular destas máquinas também da frequência do sistema. Como o valor da carga também varia com a frequência, ela decai devido a queda da

freqüência, e o sistema se estabiliza em um novo estado, com freqüência menor. No caso de uma diminuição da demanda, a freqüência de estabilização é maior que a nominal.

Um desequilíbrio de potência é absorvido de três formas distintas, que são a variação da energia cinética do sistema, a variação no consumo das cargas variáveis com a freqüência e a variação do intercâmbio de potência nas linhas de interligação com sistemas vizinhos. Isso constitui o que se chama capacidade de auto-regulação do sistema. A diminuição ocorrida na velocidade das máquinas provoca em seguida a entrada em operação dos reguladores de velocidade desbloqueados.

Caso os reguladores de velocidade não sejam isócronos e sim reguladores com queda de velocidade em regime permanente o que é normal, a estabilidade do sistema após uma perturbação dar-se-á em um valor de freqüência abaixo do valor nominal, passando então a haver a necessidade de se corrigir este novo valor da freqüência.

Todo este mecanismo representa o controle primário de freqüência, para o qual é necessária uma certa disponibilidade de potência, representada pela parcela R1. Não há necessidade de se estabelecerem critérios para a utilização desta parcela, uma vez que ele é utilizada automaticamente pelos reguladores de velocidade.

Conforme orientação do ONS, a parcela R1 deve ser necessariamente alocada na própria empresa e, na medida do possível, cada empresa deve distribuir o valor desta parcela sob sua responsabilidade, por todas as suas unidades geradores com reguladores de velocidade desbloqueados. Exige-se que todas as unidades tenham regulador de velocidade.

A.2.3.2 Reserva Secundária, R2

A recuperação do valor nominal da freqüência, que se estabilizou em um valor menor pela ação da regulação primária, é feita por meio da parcela de reserva secundária. O mecanismo de controle secundário de freqüência ou regulação secundária de freqüência utiliza esta parcela da reserva de potência com dois objetivos básicos, que são a manutenção da freqüência do sistema em seu valor nominal, alterado pelas variações momentâneas ou de curta duração da carga dentro da demanda horária, e a manutenção dos intercâmbios entre áreas em seus valores programados, que também haviam sido

alterados. Isto se faz através da alteração da potência ativa gerada por determinadas unidades geradoras, que são aquelas que operam sob o CAG.

Da mesma forma que para a parcela R1, não há necessidade de se estabelecerem critérios para a utilização desta parcela, uma vez que ela é também utilizada automaticamente, só que agora pelo CAG e não mais pelos reguladores de velocidade.

Como o despacho de carga é feito com base em valores probabilísticos, ou seja, previsões de demanda, o valor recomendado para esta parcela deve prever uma quantidade de potência suficiente para suprir basicamente dois tipos de desvios, provocados pelos critérios e métodos adotados para previsão de carga:

- desvios ou erros de previsão de carga;
- desvios devido à ponta de carga instantânea dentro da demanda horária.

A previsão de carga é geralmente feita para períodos horários, prevendo-se um valor único para cada hora. No entanto, como é típico nos sistemas elétricos, a carga em um período de uma hora nunca é constante, podendo portanto existir um desvio da demanda média verificada em uma certa hora, em relação ao valor previsto.

Os erros de previsão de carga podem ser positivos, negativos ou até mesmo nulos, e são obtidos por meio da diferença entre a demanda observada em uma certa hora e a demanda prevista para aquela hora. A partir da Figura A.1 e da Figura A.2, o erro de previsão de carga para uma certa hora j em pu, é calculado por:

$$\delta_j = \frac{D_j - \hat{D}_j}{D_j} \quad (\text{A.14})$$

onde:

δ_j - erro de previsão de carga numa certa hora j - pu;

\hat{D}_j - demanda prevista numa certa hora j - MW (Figura A.1);

D_j - demanda média observada numa certa hora j - MW (Figura A.2).

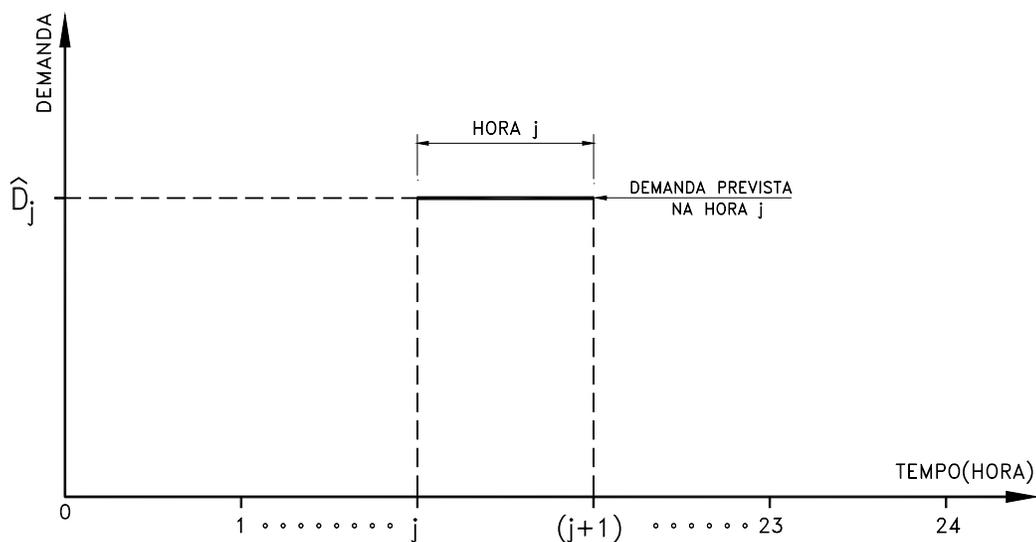


Figura A.1 - Demanda Prevista na Hora j de um Determinado Dia

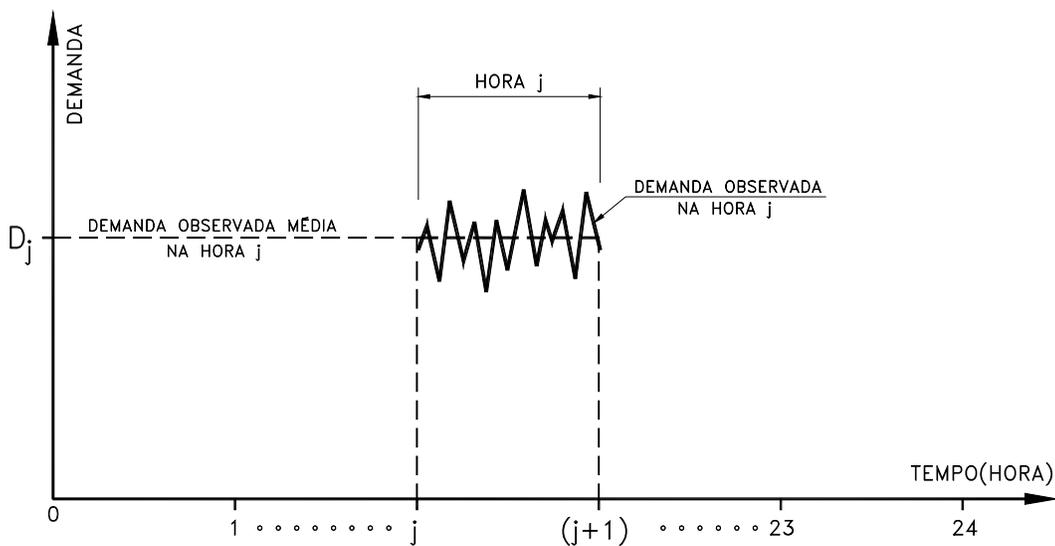


Figura A.2 - Demanda Observada na Hora j de um Determinado Dia

Considerando-se agora o período de um dia, o erro de previsão de carga será dado pela diferença entre o maior valor de demanda média horária observado no dia e o valor da demanda prevista para o horário de ocorrência da mesma. Em pu tem-se:

$$\delta_d = \frac{D_j^{(MÁX)} - \hat{D}_j^{(DM)}}{D_j^{(MÁX)}} \quad (A.15)$$

onde:

δ_d - erro de previsão de carga num certo dia d - pu;

$D_j^{(MÁX)}$ - maior valor de demanda média horária observado em um certo dia d - MW;

$\hat{D}_j^{(DM)}$ - demanda prevista para a hora de ocorrência de $D_j^{(MÁX)}$ MW.

O erro de previsão de carga diário é então representado pelo máximo erro de previsão horário ocorrido no dia.

Os desvios conhecidos como desvios de ponta instantânea dentro da demanda horária são representados pela diferença entre a demanda instantânea máxima e a demanda média observadas em cada hora. Pela Figura A.3, estes desvios podem ser determinados em pu, por meio da equação:

$$\delta_j^* = \frac{DI_j^{(MÁX)} - D_j}{D_j} \quad (A.16)$$

onde:

δ_j^* - desvio de ponta instantânea dentro da demanda horária na hora j - pu;

$DI_j^{(MÁX)}$ - demanda instantânea máxima observada na hora j - MW.

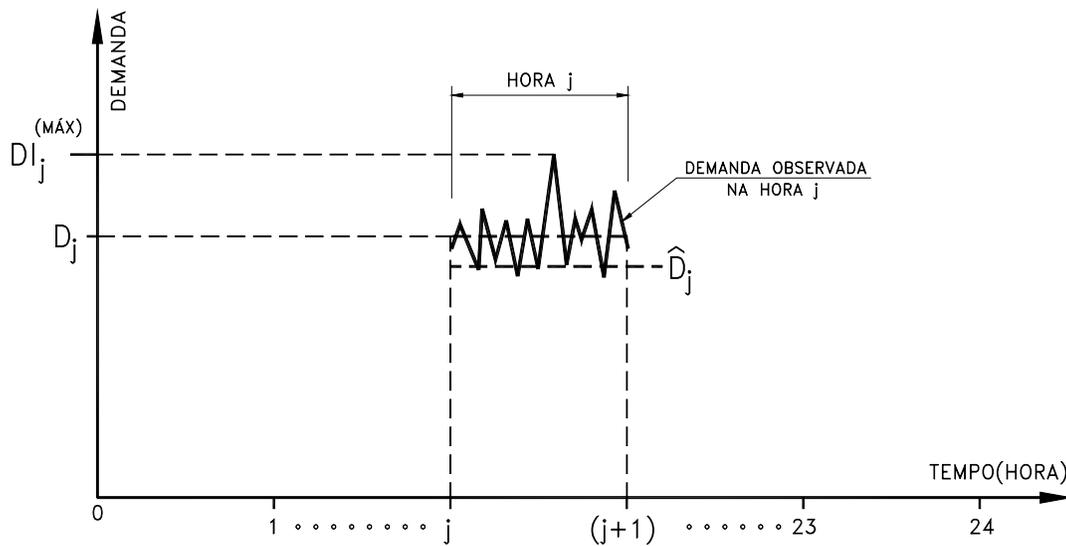


Figura A.3 - Demanda Observada e Demanda de Ponta na Hora j.

Para um período diário, a diferença entre o máximo valor instantâneo de demanda verificado no dia e o maior valor de demanda média horária observado no dia, é denominada de 'desvio devido à ponta dentro da ponta'. Este desvio pode ser determinado em pu, conforme mostrado na Figura A.4, por:

$$\delta_d^{**} = \frac{DI_d^{(MÁX)} - D_j^{(MÁX)}}{D_j^{(MÁX)}} \quad (A.17)$$

onde:

δ_d^{**} - desvio de ponta dentro da ponta num certo dia d - pu;

$DI_d^{(MÁX)}$ - demanda instantânea máxima observada no dia d - MW.

As demandas $D_j^{(MÁX)}$ e $DI_d^{(MÁX)}$ não têm que ocorrer obrigatoriamente na mesma hora do dia.

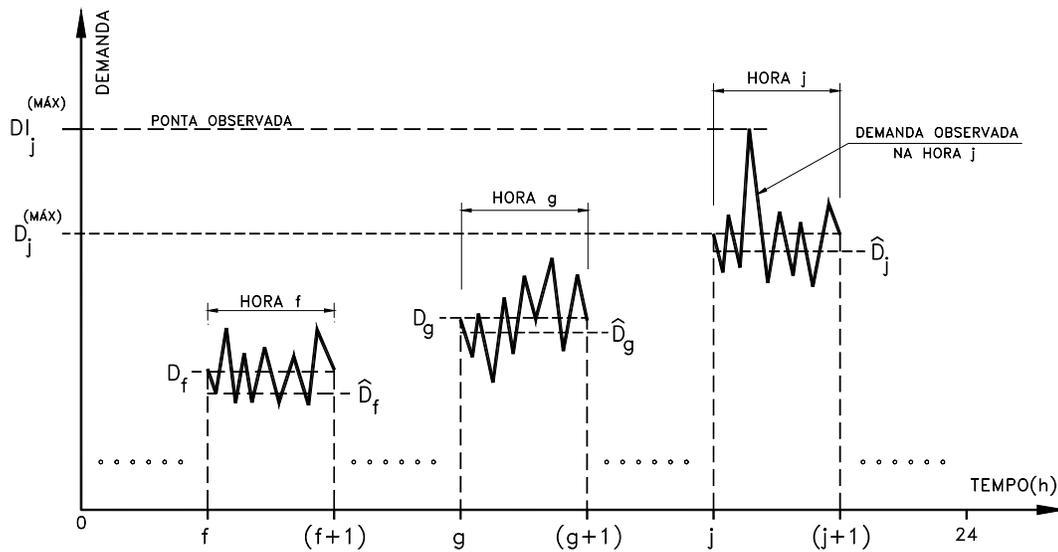


Figura A.4 - Demanda Observada em Certas Horas com Ponta Dentro da Ponta na Hora j

Após as considerações anteriores, em (A.12), que define a quantificação da parcela R2, identificam-se os termos:

$$R2_k^{(1)} = 0,025 \cdot RPG_k \quad (A.18)$$

$$R2_k^{(2)} = 0,015 \cdot CP_k \quad (A.19)$$

que podem dizer-se referentes respectivamente à compensação dos desvios provocados pela ocorrência de ponta instantânea dentro da demanda horária e de ponta dentro da ponta, e à compensação dos desvios provocados pelos erros de previsão de carga. A parcela R2 deve ser constituída de reserva girante e, em termos de alocação as quantidades de responsabilidade de cada área de controle devem ser obrigatoriamente alocadas na própria área e em unidades sob CAG.

Com relação à necessidade total das parcelas R1 e R2 do sistema interligado, é possível colocá-la em função da demanda total do sistema, conforme se segue.

Com (A.10) em (A.11) e em (A.12), para uma empresa k tem-se:

$$R1_k = 0,010 \cdot (CP_k + CF_k - CR_k) \quad (A.20)$$

$$R2_k = 0,025 \cdot (CP_k + CF_k - CR_k) + 0,015 \cdot CP_k \quad (A.21)$$

Assim:

$$R1_k + R2_k = 0,010 \cdot CP_k + 0,010 \cdot (CF_k - CR_k) + 0,025 \cdot CP_k + 0,025 \cdot (CF_k - CR_k) + 0,015 \cdot CP_k \quad (A.22)$$

daí:

$$(R1_k + R2_k) = 0,050 \cdot CP_k + 0,035 \cdot (CF_k - CR_k) \quad (A.23)$$

Para o sistema como um todo tem-se, então:

$$\sum_{i=1}^{ne} (R1_i + R2_i) = 0,050 \cdot \sum_{i=1}^{ne} CP_i + 0,035 \cdot \sum_{i=1}^{ne} (CF_i - CR_i) \quad (A.24)$$

Em (A.24) o somatório das cargas próprias de todas as empresas $\sum_{i=1}^{ne} CP_i$, pode representar também a demanda do sistema (ou a sua previsão), e o termo $\sum_{i=1}^{ne} (CF_i - CR_i)$, que representa o somatório das potências envolvidas nos contratos de fornecimento e recebimento, considerando-se todo o sistema, é nulo.

Assim pode-se concluir que o valor total das parcelas R1 e R2 de um sistema elétrico é igual a 5% da sua demanda ou da previsão desta demanda:

$$R1_S + R2_S = \sum_{i=1}^{ne} R1_i + \sum_{i=1}^{ne} R2_i = 0,050 \cdot \hat{D}_S \quad (A.25)$$

ou ainda, considerando (A.11):

$$R1_S = \sum_{i=1}^{ne} R1_i \Rightarrow 1\% \text{ da carga prevista para o sistema} \quad (A.26)$$

$$R2_S = \sum_{i=1}^{ne} R2_i \Rightarrow 4\% \text{ da carga prevista para o sistema} \quad (A.27)$$

onde:

$R1_i$ - valor da parcela R1 para a empresa i - MW;

$R2_i$ - valor da parcela R2 para a empresa i - MW;

$R1_S$ - valor total da parcela R1 para o sistema interligado - MW;

$R2_S$ - valor total da parcela R2 para o sistema interligado - MW;

n_e - número de empresas componentes do sistema interligado.

A.2.4 Reserva Terciária, R3

Da mesma forma que a parcela R2, esta parcela de reserva de potência operativa tem por objetivo recuperar a frequência do sistema e os valores programados para os intercâmbios entre áreas. Entretanto o valor previsto, neste caso, visa suprir saídas ou limitações não programadas de unidade geradoras, ou solicitações consideráveis de carga também não previstas ou programadas.

O valor da parcela referente à reserva terciária de uma certa empresa $R3_k$, ao contrário das parcelas $R1_k$ e $R2_k$ que são determinísticas, possui caráter probabilístico já que ele é determinado a partir do valor da reserva total do sistema interligado, que é calculado através de um método probabilístico.

Até o ano de 1985 para a área sul/sudeste/centro-oeste e até o ano de 1998, para a área norte/nordeste adotou-se no Brasil, para reserva terciária total do sistema $R3_S$, um valor determinístico definido pela capacidade de geração da 'maior máquina do sistema', ou seja:

$$R3_S = MM_S \text{ (maior máquina do sistema)} \quad (\text{A.28})$$

Desta forma, a entrada em operação em 1985, de unidades geradoras de grande porte, de 657 e 700 MW, viria a provocar um grande aumento nos valores das reservas de potência operativa, caso se mantivesse o critério vigente. Aceitando como certo o fato de que o montante destas reservas tornar-se-ia excessivo, optou-se a partir daí pelo procedimento de caráter probabilístico.

A.2.5 Considerações Sobre o Cálculo Probabilístico de R3

O montante total de reserva de potência operativa do sistema RPO_S , passou a ser calculado de forma probabilística, com a denominação de 'reserva total probabilística do sistema' RTPS, "considerando-se a diversidade do uso das parcelas R1 e R2, perante o impacto da saída forçada de qualquer unidade geradora, e o nível de risco assumido na fase de planeamento da operação" [ONS, 1998; ONS, 1999; ONS, 2002a].

$$RPO_S = RTPS \quad (A.29)$$

A reserva terciária total do sistema passou a ser conhecida como 'maior máquina probabilística do sistema' MMP_S , e definida como a diferença entre a reserva total probabilística, recomendada para o sistema, e os somatórios das parcelas R1 e R2 de todas as empresas.

$$R3_S = MMP_S = RTPS - \sum_{i=1}^{ne} R1_i - \sum_{i=1}^{ne} R2_i \quad (A.30)$$

Como os termos

$$R1_i \text{ e } R2_i;$$

e

$$\sum_{i=1}^{ne} R1_i \text{ e } \sum_{i=1}^{ne} R2_i$$

em (A.30) são determinísticos, conclui-se que o carácter probabilístico de R3 aparece na obtenção do valor de RTPS, uma vez que nela utilizam-se variáveis aleatórias tais como as taxas de saídas forçadas das unidades geradoras componentes do sistema. As metodologias probabilísticas visando o cálculo das reservas operativas de um sistema de energia eléctrica foram aplicadas inicialmente no sistema Pennsylvania/New Jersey/Maryland Interconnection (PJM), nos EUA. O método utilizado nesse caso, denomina-se 'método PJM' [Billington, 1984]

Este método tem como objetivo inicial avaliar a probabilidade ou o risco das unidades geradoras, em operação num determinado momento, não atenderem a demanda do sistema durante um determinado período de tempo, no qual a probabilidade de ocorrência da ponta do sistema é máxima. O valor da reserva de potência operativa a ser disponibilizado ao sistema é obtido com base em um valor de risco pré-definido (nível de risco), por meio de uma determinada função de risco.

O método PJM é atualmente utilizado no Brasil com algumas modificações, sendo a principal a incorporação das incertezas relativas às cargas do sistema. Com a denominação de 'método PJM modificado' [Gonçalves, 2000], ele é aplicado na ferramenta computacional RESPROB, desenvolvido pela Eletrobrás e usado pelo ONS para o cálculo das reservas operativas brasileiras.

A.2.6 A Revisão 02 do Módulo 10 dos Procedimentos de Rede do ONS

Segundo o ONS, a revisão 02 do Módulo 10 feita em 2002, tem como motivo a adequação à nova estrutura do Manual de Procedimentos da Operação (MPO) e dos demais Procedimentos de Rede. Nesta revisão foram incluídas alterações principalmente no que se refere à alocação das reservas operativas. Uma alteração das mais importante foi a substituição do conceito de 'empresa' pelos conceitos de 'agente gerador' e 'distribuidor', o que tem causado dúvidas e discussões [ONS, 2002a]. Relata-se a seguir, mais detalhadamente, estas revisões conceituais.

Em primeiro lugar, em (A.11) a reserva primária $R1_k$ passa a ser definida como reserva primária de responsabilidade do **agente gerador** k , e não mais da empresa k . O mesmo ocorre para as reservas secundária e terciária $R2_k$ e $R3_k$, respectivamente em (A.12) e (A.13), que também passam a ser definidas como de responsabilidade do agente gerador k .

Além disto, passa-se a definir em (A.11), (A.12) e (A.13) o valor RPG_k , como a (carga própria do agente **distribuidor** k + contratos de fornecimento - contratos de recebimento) e em (A.12), a carga própria CP_k passa a ser definida como 'carga própria do agente **distribuidor** k '.

Em (A.13) é observada ainda uma outra mudança, passando a ter-se para outros termos dela, as seguintes definições:

RPG_i - responsabilidade própria de geração da empresa i ;

RPG_k - responsabilidade própria de geração do agente gerador k ;

MM_k - maior máquina do agente distribuidor k ;

MM_i - maior máquina do agente gerador i .

A troca do conceito de 'empresa' para 'agente gerador', muito provavelmente foi provocada pela reestruturação do setor elétrico, pois as empresas no modelo tradicional possuíam um perfil tipicamente estatal, de empresas de serviço público. Com a pretendida introdução da competição na geração com o ingresso de novos investidores, ou 'agentes de geração', esta denominação passou a ser mais indicada.

Entretanto, existe um conflito de definições entre agente gerador e agente distribuidor, pois em (A.11), (A.12) e (A.13), são calculadas quantidades referentes a um agente gerador, em função de outras quantidades, referentes, por sua vez, a um agente distribuidor. Isso não constituiria um problema, caso fosse feita a suposição de que os agentes gerador e distribuidor constituíssem uma mesma entidade, que produzisse energia e a comercializasse, sendo esta a única energia com que operasse. Casos análogos a este encontram-se no sistema elétrico brasileiro mas, de um modo geral, um agente gerador vende energia para diversos agentes distribuidores, da mesma forma que um agente distribuidor adquire energia de vários agentes geradores, além de eventualmente também produzir energia.

Não se conhece o objetivo real de se equacionar as reservas operativas da forma mostrada [ONS, 2002a], mas ao se pretender relacioná-las com as responsabilidades dos distribuidores, as equações envolvidas deveriam ser adequadas ao relacionamento comercial existente entre os diversos agente de geração e distribuição. Um outro questionamento pode ser feito ainda em relação ao fato de se associar aos agentes distribuidores uma responsabilidade própria de geração, ao passo que eles, muitas vezes não possuem qualquer capacidade de geração. No caso da carga própria a associação é válida.

Com este conflito, caracteriza-se também uma falta de formalidade matemática, já que, numa mesma equação, um mesmo índice está sendo utilizado para referenciar duas variáveis e representar duas entidades distintas.

A.3 Referências Bibliográficas e Bibliografia

A.3.1 Referências Bibliográficas

Billington, R., Allan, R. N., 1984, "Reliability Evaluation of Power Systems", Plenum Press, New York and London.

FERC - Federal Energy Regulatory Commission, 1996, "Order No. 888", EUA.

Gonçalves, A. A., 2000, "Cálculo da Reserva Operativa Girante do Sistema Elétrico Brasileiro", Dissertação de Mestrado, Universidade Federal Fluminense, Rio de Janeiro.

Hirst, E., Kirby, B., 1997, "Ancillary-Service Details: Operating Reserves", ORNL/CON-452, Oak Ridge National Laboratory, Oak Ridge, Tennessee, EUA.

Hirst, E., Kirby, B., 1998a, "Unbundling Generation and Transmission Services for Competitive Electricity Markets: Ancillary Services", Report NRRI-98-05, National Regulatory Research Institute, Ohio, EUA.

Kirby, B., Hirst, E., 1996, "Ancillary-Service Costs for 12 US Electric Utilities", ORNL/CON-427, Oak Ridge National Laboratory, Oak Ridge, Tennessee, EUA.

NERC - North American Electric Reliability Council, 2002, "Training Document - CPS Overview", NERC Training Resource Working Group, EUA.

ONS - Operador Nacional do Sistema, 1998, "Manual de Procedimentos de Operação", Anexo I, Glossário Geral.

ONS - Operador Nacional do Sistema, 1999, "Manual de Procedimentos de Operação - REV 01", Volume III, Tomo I, Normas e Metodologia da Operação, Módulo 1.7 - NOR-061, Norma de Reserva de Potência Operativa.

ONS - Operador Nacional do Sistema, 2002a, "Procedimentos de Rede - Revisão 02", Sub-módulo 10.8, Norma de Operação - Controle da Geração em Operação Normal, Anexo III.

Vieira F°, X., 1984, "Operação de Sistemas de Potência com Controle Automático de Geração", Eletrobrás - Editora Campus Ltda.

Waikart, D., 2000, "Operating and Planning Reserve Requirement for NERC Reliability Regions", memorandum - Western System Power Pool (WSPP), EUA.

WSCC - Western System Coordinating Council, 2000, "Reliability Criteria", EUA.

A.3.2 Bibliografia

Hirst, E., Kirby, B., 1998b, "Separating and Measuring the Regulation and Load-following Ancillary Services", Report NRRI-98-05, National Regulatory Research Institute, Ohio, USA.

Hirst, E., Kirby, B., 2000, "Customer-specific Metrics for the Regulation and Load-following Ancillary Services", ORNL/CON-474, Oak Ridge National Laboratory, Oak Ridge, Tennessee, USA.

NORDEL, 2002, "Reliability Standards and System Operating Practices in NORDEL", Países Nórdicos.

B - Serviços Ancilares

Lista de Abreviaturas, Siglas, Acrônimos e Variáveis

- AESO - Alberta Electric System Operator - Canadá
- ASG - Ancillary Services Group - Canadá
- BC - British Columbia-Hydro System - Canadá
- CAG - controle automático da geração
- CAISO - Califórnia Independent System Operator - EUA
- CAMMESA - Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico.- Argentina
- CNSE - Comisión Nacional del Sistema Eléctrico - Espanha
- CPS1 - NERC *control performance standard #1* - EUA
- CPS2 - NERC *control performance standard #2* - EUA
- EAL - Alberta's Independent Transmission Administrator - ESBI Alberta Ltd
- ECAR - East Central Area Reliability Coordination Agreement - EUA
- ERCOT - Electric Reliability Council of Texas
- EUA - Estados Unidos da América
- EUB - Alberta Energy and Utilities Board - Canadá
- FERC - Federal Energy Regulatory Commission - EUA
- i - índice referente à unidades geradoras
- ISO-NE - New England Independent System Operator - EUA
- j - índice referente ao período de comercialização, definido como uma hora
- MAAC - Mid-Atlantic Area Council - EUA
- MEM - Mercado Eléctrico Mayorista - Argentina
- MORC - Minimum Operating Reserves Criteria - EUA
- $MW_{ij}^{(CAG)}$ - acréscimos e decréscimos da geração (*MW of ramping*) de uma unidade geradora i, acumulados em uma hora j - MW
- NEM - National Electricity Market - Austrália
- NEMMCO - National Electricity Market Management Code - Austrália
- NEPOOL - New England Power Pool - EUA
- NERC - National Electricity Reliability Council - EUA
- NGC - National Grid Company – Reino Unido
- NORDEL - entidade cooperativa entre os operadores de sistemas de transmissão dos países Nórdicos (Dinamarca, Finlândia, Islândia, Noruega e Suécia)
- NORDPOOL - área de mercado comum de energia elétrica entre Noruega, Suécia, Finlândia e Dinamarca
- NPCC - Northeast Power Coordinating Council - EUA
- NYISO - New York Independent System Operator - EUA

- OCGT - *open cycle gas turbine*
- OED - Organismo Encargado del Despacho - Argentina
- OFGEM - Office of Gas and Electricity Markets - Reino Unido
- OPT_{ij} - custo de oportunidade da unidade geradora i , na hora j , relativo ao serviço de reservas operativas, para um certa quantidade de reserva - \$
- PJM - Pennsylvania/New Jersey/Maryland Interconnection - EUA
- $PLM_j^{(CAG)}$ - preço de liquidação do mercado de CAG, na hora j - (US\$/Reg-hour)
- PLM_j - preço de liquidação do mercado de energia na hora j - US\$/MWh;
- Q - constante de conversão de US\$/Reg-hour em US\$/MW - EUA
- REE - Red Eléctrica de España S.A. - Espanha
- Regs _{i} - quantidade de AGC commodity da unidade geradora i
- $REM_{ij}^{(CAG)}$ - remuneração de uma unidade geradora i pelo controle automático de geração em uma certa hora j - US\$
- RRg_{ij} - valor médio da reserva de regulação fornecido pela unidade geradora i , na hora j - MWh
- $RRg_{ij}^{(UT)}$ - valor médio da reserva de regulação de uma unidade geradora i , utilizada na hora j - MWh
- RTMP - *real time marginal price* - US\$/MWh
- SA - serviço ancilar
- $t_{ij}^{(CAG)}$ - tempo em que uma unidade geradora i permanece recebendo sinal do controle automático de geração na hora j - min
- WSCC - Western System Coordinating Council - EUA

B.1 Introdução

O objetivo deste anexo é dar uma visão geral da definição e caracterização dos serviços ancilares nos principais sistemas elétricos do mundo que tenham implementado uma reorganização do setor. Além disso, são abordados os principais aspectos técnicos relacionados com a sua disponibilização, quantificação, alocação, comercialização e remuneração, com ênfase para as reservas de potência.

B.2 Serviços Ancilares no Mundo

B.2.1 Reino Unido

Os serviços ancilares adotados pela Nacional Grid Company (NGC), através do Grid Code [NGC, 2003], são:

- resposta à frequência ou regulação de frequência;
- reservas de potência;
- suporte de potência reativa;
- *black start*;
- restrições de transmissão;
- desconexão automática de cargas.

1. Resposta à frequência ou regulação de frequência

É o serviço destinado a equilibrar automaticamente a demanda e a geração, para que a frequência do sistema permaneça dentro dos limites operacionais exigidos. São previstas três modalidades de regulação:

- primária - é a geração adicional de energia que se segue a uma queda de frequência do sistema, capaz de ser produzida dentro de 10 segundos e sustentada por um período de 20 segundos; exigindo-se que os reguladores de velocidade de todos os geradores tenham estatismo de 3 a 5% e insensibilidade (precisão) inferior a ± 15 mHz;

- secundária - é a geração adicional que se segue a uma queda de frequência do sistema, capaz de ser produzida dentro de 30 segundos e sustentada por um período de 30 minutos;
- alta frequência - representa a redução de geração que se segue a um aumento na frequência do sistema, capaz de ser feita dentro de 10 segundos e sustentada durante toda a duração do incidente.

2. Reservas de potência

São as reservas de capacidade de geração que o sistema deve manter:

- reserva de regulação - são aquelas envolvidas na resposta à frequência, sendo a quantidade exigida de reserva determinada anualmente pelo NGC, segundo a demanda esperada, a disponibilidade e a experiência histórica;
- reserva de prontidão - são necessárias para suprir perdas inesperadas de geração e erros de previsão de demanda, e devem estar disponíveis em menos de 20 minutos;
- reserva de contingência - têm a mesma finalidade da anterior, mas fornecida por usinas programadas para períodos de tempo muito maiores, de 5 a 24 horas à frente.

As reservas de prontidão e de contingência são determinadas da mesma forma que as reservas de regulação, prevendo-se maiores quantidades em horários de ponta, sendo a média, de 1900 a 2300 MW. Em torno de 2000 MW de capacidade de reserva de prontidão são contratados, estando 1800 MW normalmente disponíveis em qualquer período de um dia. Este nível de reserva é reflexo do registro histórico das ofertas dos últimos anos, sendo composto por cerca de 1000 MW de unidades térmicas a gás de ciclo aberto (OCGT's), despachadas de modo centralizado, e o restante dividido da forma mais uniforme possível, entre recursos hidráulicos, principalmente armazenamento bombeado, e a demanda. A carga instalada é da ordem de 56000 MW.

Sob o aspecto comercial os serviços ancilares são separados em dois grupos [OFGEM, 1999]:

- serviços ancilares do sistema, e
- serviços ancilares comerciais.

Os serviços ancilares do sistema por sua vez, são divididos em duas partes, uma de serviços obrigatórios, todos os geradores são obrigados a estarem capacitados a fornecer sem remuneração, e outra de serviços não requeridos de todos os geradores, que são fornecidos apenas quando necessários, remunerados por meio de contratos bilaterais.

Os serviços ancilares comerciais são aqueles adquiridos pelo NGC, para segurança do sistema de transmissão, quando esta não é garantida totalmente pelos serviços ancilares do sistema. Muitos destes serviços comerciais são negociados através de contratos bilaterais, entre o NGC e os provedores. Eles podem ser remunerados com base nos custos incorridos no fornecimento, ou com base no preço do serviço, estabelecido por meio de ofertas competitivas ou nos contratos bilaterais.

Têm sido feitos esforços para promover maior competição no fornecimento de alguns serviços e a introdução de remuneração baseada no valor associado ao serviço. Reservas de prontidão têm sido adquiridas através de leilões. Em 1998, foi introduzido um processo de oferta competitiva para a remuneração de potência reativa e uma proposta similar está sendo implantada para o serviço de resposta à frequência. Além disso, a competição pelo lado da demanda para o fornecimento de serviços ancilares, tem sido encorajada e vem crescendo.

B.2.2 Argentina

Na Argentina, o Organismo Encargado del Despacho (OED), que é o operador do sistema, prevê a utilização dos seguintes SAs [CAMMESA, 2002]:

- regulação de frequência;
- reservas de potência de curto e médio prazo;
- controle de tensão (potência reativa);
- *black start*.

1. Regulação de frequência

- regulação primária - serviço de regulação rápida, com tempo de resposta menor que 30 segundos, visando equilibrar os afastamentos da geração em relação ao despacho previsto, determinados por variações da demanda em regime normal de operação;
- regulação secundária - ação manual ou automática sobre a geração de uma máquina ou grupo de máquinas para compensar o erro final da frequência resultante da atuação da regulação primária, absorvendo variações maiores de demanda;
- regulação terciária - serviço geralmente fornecido pelas mesmas unidades capacitadas para regulação secundária, sendo o seu principal objetivo a correção do erro de tempo (máximo de 30 segundos em operação normal).

A quantidade de reserva primária é de 3 a 3,3% da demanda horária. A secundária deve ter taxa de rampa mínima de 30 MW/min e, juntamente com a reserva para a regulação terciária, chega a aproximadamente 1,5 a 2% da demanda horária.

2. Reservas de potência de curto e médio prazo (não incluem as reservas para regulação)

- reservas de curto prazo:
 - reserva instantânea - é aquela proporcionada pelos relés de alívio de carga ou outros elementos equivalentes; fornecida pelo lado da demanda, visando diminuir o número de cortes pela atuação do esquema de alívio de cargas por sub-freqüência;
 - reserva operativa de 5 minutos - é a reserva rápida proporcionada pelos geradores, com resposta menor que 5 minutos, que permite a realização do acompanhamento da demanda, complementando a regulação de frequência;
 - reserva de 10 minutos - é uma modalidade de reserva com capacidade de resposta em tempo entre cinco e dez minutos, coberta por capacidade de geração disponível e/ou demanda interruptível, capaz de assumir afastamentos de duração maior e acompanhar os desvios na demanda, complementando o serviço de reserva operativa;

- reserva fria de 20 minutos - é um tipo de reserva proporcionada por máquinas térmicas de ponta paradas que possam entrar em serviço e chegar à potência comprometida em um tempo menor ou igual a 20 minutos, podendo também advir de grandes usuários interruptíveis; tendo a função de assumir desvios prolongados de carga no caso de contingências importantes;
 - reserva térmica de 4 horas - é aquela alocada em máquinas térmicas paradas e disponíveis ou girando fora de sincronismo, que possam entrar em serviço e chegar à potência comprometida em uma hora, podendo ser oferecida também por grandes usuários interruptíveis, e permite que se conte com reserva para cobrir a ponta do sistema no caso de contingências.
- reserva de médio prazo ou reserva de confiabilidade - é a reserva de geração em condições de ser utilizada durante os picos de demanda do sistema visando cobrir a sua demanda máxima.

Na Argentina o nível ótimo de reserva para regulação, em forma de um percentual da demanda, é determinado através da minimização da soma do custo de operação de todo o sistema e do custo total da energia não fornecida. No caso da reserva primária, a cada unidade geradora cabe manter uma parcela proporcional à sua capacidade de geração, segundo o percentual ótimo requerido. A prestação deste serviço é obrigatória para todos, e os geradores não são por ele remunerados. Entretanto, caso um gerador não consiga fornecer o percentual de reserva primária que lhe é designado pelo operador, ele deve compensar os outros geradores que o fazem em seu lugar. O ressarcimento se dá na remuneração da energia fornecida pela unidade, que é aumentada para as unidades que forneceram reservas de regulação em excesso, e diminuída para aquelas que o fizeram a menos.

A prestação do serviço de regulação secundária é voluntária, e a remuneração feita com base no valor do serviço, determinado através da qualidade do serviço, aplicado sobre um 'preço base'. A seleção dos agentes hidráulicos prestadores do serviço é feita pela análise de uma lista de prioridades, utilizando-se como critério inicial as ofertas de preços apresentadas pelos geradores, na forma de percentuais do preço da energia no mercado à vista (preço *spot*). Em seguida são considerados os geradores térmicos, segundo seus custos marginais de geração. Se o último gerador indicado para prestar o serviço for hidráulico, o preço base horário será o percentual do preço *spot* da energia por ele

ofertado. Caso este gerador seja térmico, o preço base será um percentual máximo do preço *spot* da energia, definido previamente pelo OED.

Quanto às reservas de curto e médio prazo, para a sua remuneração são estabelecidos valores máximos para os preços:

- como percentuais do 'preço da energia no mercado' ou preço *spot*, para a reserva operativa de 5 minutos, a reserva de 10 minutos e a reserva fria de 20 minutos;
- como percentuais do 'preço da potência no mercado', para a reserva instantânea, e para a reserva de confiabilidade

O 'preço da potência no mercado' refere-se à 'remuneração base de potência' que é o pagamento por disponibilidade feita aos agentes geradores durante certos períodos do dia (horas em que se remunera a potência), sendo similar aos pagamentos conhecidos como 'encargos de capacidade' (ver Seção 2.3.1.2). A remuneração base de potência inclui a potência comprometida como reserva para regulação de frequência e como reserva de potência operativa de 5 minutos. Com exceção das reservas para regulação de frequência, o restante dos serviços de reserva são pagos adicionalmente e de forma independente da remuneração base de potência correspondente.

Existe um mercado específico para a reserva instantânea e os agentes habilitados a ofertar este serviço e participar do referido mercado são os grandes usuários, os exportadores de energia através de estações conversoras participantes do Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) e as centrais de bombeamento. O preço horário desta reserva é o preço da última oferta de venda aceita para completar o montante requerido. Caso a reserva total ofertada seja inferior à reserva requerida, o preço será estabelecido pelo órgão regulador. Caso haja empate de preços a seleção deverá ser realizada primeiramente pelas ofertas dos grandes usuários, ordenadas em ordem crescente de potência oferecida; em seguida selecionam-se as ofertas das estações conversoras, em ordem decrescente de potência oferecida e por último, consideram-se as ofertas das centrais de bombeamento.

A reserva operativa de 5 minutos, a reserva de 10 minutos e a reserva fria de 20 minutos têm seus requisitos definidos na programação semestral e junto à programação semanal, os geradores apresentam suas ofertas para atendê-las.

No caso das reservas de 5 e 10 minutos, podem ser feitas ofertas para cada máquina térmica e hidráulica habilitada, com a condição dela estar parada. No caso da reserva fria de 20 minutos podem se apresentar ofertas para cada máquina térmica 'de ponta' habilitada. Um gerador está habilitado quando demonstra capacidade de partir e entregar energia dentro de um certo tempo. Para um consumidor a habilitação representa a sua capacidade de reduzir a carga dentro de um certo tempo.

A reserva térmica de 4 horas tem seus requisitos definido semanalmente pelo operador, e junto à programação semanal os geradores apresentam suas ofertas para atendê-la, para cada máquina térmica habilitada.

Quanto à reserva de confiabilidade, junto com a programação de inverno e com a base de dados semestral, os geradores hidráulicos e térmicos, assim como os agentes de cogeração, poderão ofertar para cada mês do ano a potência e o preço pelo qual estariam dispostos a fornecer este serviço.

Além destas modalidades de reservas, na programação semanal um agente da demanda pode solicitar em determinadas barras, reservas de curto prazo conhecidas como 'forçadas', além daquelas requeridas pelo sistema. Poderá ainda solicitar reservas adicionais àquelas já comprometidas em contratos de disponibilidade de potência. O custo destas reservas adicionais e 'forçadas' deve ser assumido pelo solicitante.

Com exceção das reservas para regulação de frequência, a montagem da lista de mérito para as ofertas de reserva de curto prazo é feita da seguinte forma: na programação semanal o operador, realiza diariamente a ordenação da disponibilidade oferecida, em função do custo variável de produção, para as usinas térmicas e do valor da água para as usinas hidráulicas. Estes valores são aqueles declarados pelas usinas para a participação no despacho de energia.

A lista de mérito para a reserva fria de vinte minutos é composta das máquinas térmicas habilitadas mas não previstas no despacho para operar, na ordem crescente dos preços ofertados. Para as reservas de quatro horas, a seleção das máquinas dá-se em função do resultado de um despacho de mínimo custo.

Quanto à forma de remuneração, as reservas instantânea, operativa de 5 minutos, de dez minutos e fria de vinte minutos são pagas em todas as horas dos dias em que haja compromisso de sua disponibilização. Além disso, no caso das reservas operativa de 5 minutos, de 10 minutos e fria de vinte minutos, se o agente convocado não está recebendo nenhuma remuneração base de potência, ele poderá passar a recebê-la nos dias convocados, nas horas de remuneração da potência. Isto é válido também para a reserva térmica de quatro horas.

As reservas de quatro horas e a reserva de confiabilidade são pagas apenas nas horas em que se remunera a potência, e em que o serviço tenha sido assumido pelo agente.

B.2.3 Estados Unidos

A Norma 888 [FERC, 1996] estabelece, em seu capítulo D, uma relação básica de seis serviços ancilares:

- programação, controle do sistema e despacho;
- fornecimento de potência reativa e controle de tensão por fontes de geração;
- regulação e resposta à frequência;
- desequilíbrio de energia;
- reservas operativas - serviço de reserva girante;
- reservas operativas - serviço de reserva suplementar.

Nas diversas áreas de controle componentes do sistema elétrico americano, os serviços ancilares são definidos de várias maneiras diferentes, mas geralmente seguem bem de perto as definições da Norma 888. As quantidades requeridas de cada um dos serviços ancilares nestas áreas de controle são definidas de forma centralizada, de acordo com a 'prática reconhecidamente eficaz das empresas' e seguem as orientações estabelecidas pelo NERC [NERC, 2001] e suas subsidiárias regionais.

B.2.3.1 Área de Controle da Califórnia

O Califórnia Independent System Operator define os seguintes SAs na sua área de controle [CAISO, 2000]:

- serviços relacionados à regulação de frequência e confiabilidade;
- suporte de tensão;
- *black-start*.

No que diz respeito aos serviços relacionados à regulação de frequência e confiabilidade, na ordem decrescente de qualidade, são usados quatro tipos de reservas:

- reserva de regulação - é aquela utilizada para equilibrar instantaneamente a geração e a demanda, em resposta às flutuações na demanda e na geração, e é prestada pelos geradores conectados ao CAG;
- reserva girante - é a capacidade de geração não comprometida existente em unidades geradoras em operação, deve ser disponibilizada em até 10 minutos, e assim permanecer por pelo menos 2 horas, utilizadas para suprir as variações de carga e substituir capacidade de geração perdida devido a contingências;
- reserva não girante - é a capacidade de geração que se encontra disponível, porém não sincronizada, deve ser disponibilizada em até 10 minutos, e assim permanecer por pelo menos 2 horas, utilizadas também para suprir as variações de carga e substituir capacidade de geração perdida devido a contingências;
- reserva de substituição - é a capacidade de geração possível de ser colocada em operação e sincronizada com a rede em 60 minutos, e assim permanecer por pelo menos 2 horas. Substitui a reserva girante que passou a ser utilizada.

Os três primeiros serviços correspondem àqueles definidos na Norma 888 do FERC como reserva de regulação, reserva girante e reserva suplementar, respectivamente. O quarto não possui definição ou necessidade explícita segundo o FERC, tendo sido adotado para satisfazer requisitos do WSCC. Utiliza-se ainda na Califórnia a denominação reservas operativas, englobando as reservas girantes e não girantes. Quanto à quantificação, na Califórnia é seguida a orientação do WSCC, que determina que as reservas sejam compostas por uma quantidade igual a 5% da carga suprida por fontes hidrelétricas e 7% da carga suprida por fontes termelétricas [WSCC, 2000].

B.2.3.2 Área de Controle de New York

Nesta área de controle, o New York Independent System Operator (NYISO) define um grupo de seis serviços ancilares [NYISO, 2004]:

- programação, controle do sistema e despacho;
- regulação e resposta à frequência;
- desequilíbrio de energia;
- reservas operativas;
- suporte de tensão;
- *black-start*.

1. Regulação e resposta à frequência

São os serviços necessários ao contínuo equilíbrio entre as fontes, representadas por geração e intercâmbio, e a carga, além de auxiliar na manutenção da frequência.

2. Reservas operativas

São previstas três modalidades de reservas, em ordem decrescente de qualidade:

- reserva girante de 10 minutos;
- reserva não sincronizada ou não girante de 10 minutos;
- reserva de 30 minutos.

No caso do total da reserva de 10 minutos, deve-se garantir uma quantidade suficiente para cobrir a maior perda simples de geração, que está por volta de 1200 MW, com pelo menos 50% girante. No entanto, o FERC ao aceitar parcialmente as normas de mercado do NYISO, com base na experiência da Califórnia, permitiu que possa ser adquirida uma maior quantidade de reserva de mais qualidade, desde que isto venha a diminuir o custo total. A reserva total do NYISO é de 1,5 vezes a perda de geração relativa à maior contingência simples, ou seja, de aproximadamente 1800 MW.

B.2.3.3 Área de Controle de New England

Os serviços ancilares previstos pelo New England Independent System Operator (ISO-NE), são [NEPOOL, 2002]:

- controle automático da geração;
- reservas girantes de 10 minutos;
- reservas não girantes de 10 minutos;
- reservas operativas de 30 minutos
- programação, controle do sistema e despacho;
- fornecimento de potência reativa e controle de tensão por fontes de geração;
- desequilíbrio de energia;
- restabelecimento do sistema e planejamento;
- recursos para restrições especiais.

1. Controle automático da geração

O controle automático da geração é a capacidade que uma unidade geradora possui de responder automaticamente, dentro de um tempo especificado, a um comando do Operador do Sistema para aumentar ou diminuir o seu nível de produção de energia, a fim de controlar a frequência e manter os fluxos de potência apropriados entrando e saindo da área de controle do NEPOOL [NEPOOL, 2002]. Devem ser alcançados os padrões de desempenho de controle do NERC e do Northeast Power Coordinating Council (NPCC) [NPCC, 2001]. Ele responde continuamente ao erro de controle de área do NEPOOL, o qual é calculado a cada quatro segundos. O controle automático de geração (regulação) é um serviço independente das reservas girantes de 10 minutos.

2. Reservas girantes de 10 minutos

São aquelas que devem estar disponíveis para uso dentro de dez minutos e ser mantida por um período nunca menor que trinta minutos ou outro período requerido pelo NERC ou pelo NPCC;

- capacidade operativa ociosa de geradores que se encontrem parcialmente carregados;

- capacidade relacionada a máquinas operando no modo de bombeamento, que possam ser desligadas ou cujas demandas possam ser reduzidas;
- capacidade de cargas despacháveis, cujas demandas possam ser parcial ou totalmente reduzidas.

3. Reservas não girantes de 10 minutos.

São aquelas destinadas a fornecer proteção contra contingências e que podem ser proporcionadas por:

- capacidade operável de geradores que não se encontrem sincronizados com o sistema, mas que possam estar produzindo energia em um certo valor da sua capacidade de geração dentro de dez minutos, devendo esta produção ser sustentada pelo tempo determinado pelo operador do sistema;
- parcela da carga de um consumidor capaz de reduzir seu consumo dentro de dez minutos, e manter tal redução pelo tempo determinado pelo operador do sistema;
- outras fontes ou consumidores de energia que possam ser utilizadas como reserva girante de 10 minutos, mas que não tenham sido indicadas pelo operador do sistema para esta finalidade.

4. Reservas operativas de 30 minutos.

São também utilizadas proteção contra contingências no sistema e podem advir de:

- capacidade operável de geradores não sincronizados ao sistema, mas capazes de fornecer energia dentro de trinta minutos, com demanda igual à sua capacidade de geração;
- parcela da carga de um consumidor, incluindo a energia fornecida às usinas, operando no modo de bombeamento, que o ISO-NE possa reduzir as demandas, mantendo tal redução pelo período por ele requerido;

- cargas interruptíveis, que normalmente não são reservas operativas de trinta minutos e nem podem ser indicadas como tal, mas que o ISO-NE possa reduzir a demanda, dentro de trinta minutos, e manter por até duas horas, ou período por ele requerido;
- outras fontes ou consumidores de energia que poderiam ter sido utilizadas como reserva não girante de 10 minutos, mas não foram indicados pelo ISO-NE para esta finalidade, e que possam ser utilizadas por 60 minutos ou por um outro período publicado pelo NERC ou pelo NPCC.

B.2.3.4 Outros Padrões Americanos de Quantificação

Além dos requisitos já relacionados, outros conselhos regionais de confiabilidade estabelecem diferentes requisitos para as reservas de potência, ou Minimum Operating Reserves Criteria (MORC), como por exemplo:

- East Central Area Reliability Coordination Agreement (ECAR) [Waikart, 2000]:
 - reserva girante para regulação - 1% do pico de carga diário;
 - reserva para contingências - 3% do pico de carga diário;
 - girante - 50% da reserva total para contingências;
 - não girante ou suplementar - restante da reserva total para contingências.
- Mid-Atlantic Area Council (MAAC) - PJM [PJM, 1997]
 - reserva girante - maior que 700 MW ou igual à capacidade da maior unidade em operação;
 - reserva não girante - 1.700 MW.
- Florida Reliability Coordinating Council (FRCC) [FRCC, 1999]
 - reserva girante - 25% da capacidade da maior unidade em operação;
 - reserva não girante - 75% da capacidade da maior unidade em operação.
- Electric Reliability Council of Texas (ERCOT) [ERCOT, 1999]
 - reservas de regulação 'para cima' - 500 MW;
 - faixa de regulação 'para baixo' - 500 MW;

- *responsive-reserve requirement* ou reservas girantes - 2.300 MW;
- reservas não girantes *on-line* - 500 MW;
- reservas não girantes *off-line* - 1500 MW;
- reservas de substituição - 1500 MW.

B.2.3.5 Comercialização e Remuneração

As áreas de controle americanas de New England e da Califórnia comercializam os serviços ancilares através de mercados um-dia-a-frente, compostos por diversos sub-mercados. Na área de New England os sub-mercados são de [NEPOOL, 2000]:

- reserva girante de 10 minutos;
- reserva não girante de 10 minutos;
- reserva operativa de 30 minutos;
- controle automático de geração.

Nos primeiro sub-mercado a remuneração é feita conforme (1.2). No segundo e terceiro ele é definida por (1.1).

No caso do mercado de controle automático de geração é criada uma entidade denominada *AGC commodity*, medida por uma unidade apropriada (*Reg*), que avalia a capacidade que determinada unidade geradora possui de seguir a carga. A quantidade de *Regs*, em cada faixa de regulação, que cada unidade geradora oferta no mercado, depende da sua taxa de resposta automática e dos seus limites de regulação inferior e superior. A remuneração horária por este serviço é feita em três parcelas [NEPOOL, 2000].

- Parcela definida em função do tempo em que a unidade geradora permanece recebendo sinal do controle automático de geração, para o qual existe também um preço de liquidação de mercado (*AGC clearing price*), dado em (*US\$/Reg-hour*).
- Parcela relativa ao serviço de CAG realmente fornecido, que é avaliado em função dos acréscimos e decréscimos da geração (*MW of ramping*) da unidade acumulados a cada hora.

- Parcela referente ao eventual custo de oportunidade incorrido. Para determinar-se este custo, após a realização do despacho de carga para obtenção do *Real Time Marginal Price (RTMP)*, é simulado um outro despacho, relaxando-se os limites de regulação inferior e superior de cada um das unidades participantes do CAG. Calculam-se assim os seus 'pontos de despacho desejados'. Se estes pontos de despacho forem mais altos do que aqueles obtidos no despacho principal, existirá custo de oportunidade, que é determinado através da diferença dos despachos e da diferença entre o RTMP e os preços de oferta de cada unidade participante.

Assim tem-se para a remuneração do CAG:

$$REM_{ij}^{(CAG)} = t_{ij}^{(CAG)} \cdot Regs_i \cdot PLM_j^{(CAG)} + Q \cdot MW_{ij}^{(CAG)} \cdot PLM_j^{(CAG)} + OPT_{ij} \quad (B.1)$$

onde:

$REM_{ij}^{(CAG)}$ - remuneração de uma unidade geradora i pelo controle automático de geração em uma certa hora j - US\$;

$t_{ij}^{(CAG)}$ - tempo em que uma unidade geradora i permanece recebendo sinal do controle automático de geração na hora j - min;

$Regs_i$ - quantidade de *AGC commodity* da unidade geradora i ;

$PLM_j^{(CAG)}$ - preço de liquidação do mercado de CAG, na hora j - (US\$/Reg-hour);

Q - constante de conversão de US\$/Reg-hour em US\$/MW;

$MW_{ij}^{(CAG)}$ - acréscimos e decréscimos da geração (*MW of ramping*) da unidade geradora, acumulados em uma hora - MW;

OPT_{ij} - custo de oportunidade perdida da unidade geradora i , ao fornecer reservas - US\$;

i - índice referente às unidades geradoras;

j - índice referente às horas.

Na Califórnia os sub-mercados são de [CAISO, 2002]:

- reserva de regulação (serviço de regulação);

- reservas girantes;
- reservas não girantes;
- reservas de substituição.

A aquisição dos serviços ancilares pelo CAISO é feita em dois mercados, um deles um-dia-a-frente e o outro uma-hora-a-frente. No mercado um-dia-a-frente os participantes podem fornecer qualquer um, ou todos os quatro tipos de reservas, para cada hora do dia seguinte. O mercado uma-hora-a-frente trabalha com leilões em uma base horária, com 24 leilões diários, e representa um resíduo do mercado um-dia-a-frente, objetivando dar aos participantes uma oportunidade de proceder a ajustes baseados nas suas programações um-dia-a-frente.

Inicialmente foi adotado pelo CAISO um modelo de mercado competitivo denominado 'modelo seqüencial' que se mostrou muito ineficiente, ao permitir distorções como uma inversão de preços em que reservas de menor qualidade atingiram preços altíssimos, muito superiores aos das reservas de maior qualidade. Ele foi substituído por um outro modelo conhecido como método do 'comprador racional', que evitou os problemas originalmente observados. No método do 'comprador racional', um único bloco de reservas pode ser ofertado em vários sub-mercados. Caso ele não seja aceito em um certo sub-mercado fica automaticamente disponível para o sub-mercado seguinte, de qualidade inferior, podendo haver assim dependência e interferência entre sub-mercados. No método seqüencial os sub-mercados são tratados de forma independente. Esta é a principal diferença entre os dois modelos, observando-se ainda uma superioridade do método do comprador racional, quanto ao custo final de aquisição das reservas [Silva, 2001].

Na área de controle de New York a comercialização de certos serviços ocorre através de mercados com características muito semelhantes. O serviço de regulação e resposta à frequência é ofertado num mercado um-dia-a-frente por unidades capacitadas para o controle automático de geração, situadas dentro da área de controle. Para as reservas operativas existem três sub-mercados [NYISO, 2004]:

- de reserva girante de 10 minutos;
- de reserva não girante de 10 minutos;
- de reserva de 30 minutos.

A remuneração dos fornecedores do serviço de regulação é composta de duas parcelas, conforme (B.2), uma referente à disponibilidade da capacidade de geração para oferecer a regulação, baseada no preço de liquidação do mercado CAG, e outra referente à quantidade de energia fornecida para regulação, baseada no preço de liquidação do mercado de energia. Esta segunda parcela pode ser entendida simplesmente como um pagamento por fornecimento de energia, e não pela utilização de um serviço ancilar. Assim:

$$REM_{ij}^{(CAG)} = RRg_{ij} \cdot PLM_j^{(CAG)} + RRg_{ij}^{(UT)} \cdot PLM_j \quad (B.2)$$

onde:

RRg_{ij} - valor médio da reserva de regulação mantida por uma unidade i na hora j - MW;

$RRg_{ij}^{(UT)}$ - valor médio da reserva de regulação de uma unidade i , utilizada na hora j - MW;

PLM_j - preço de liquidação do mercado de energia na hora j - US\$/MWh.

Em relação à remuneração pelo serviço de reserva girante de 10 minutos, o NYISO admite duas classes de fornecedores:

- classe A - são aqueles comprometidos no mercado um-dia-a-frente, segundo o despacho com restrições de segurança; não podem aumentar suas ofertas de energia usando parcela da sua geração, já designada como reserva girante;
- classe B - São aqueles que não participam do despacho com restrições de segurança.

Os fornecedores de ambas as classes são remunerados por sua disponibilidade, com base no preço de liquidação do mercado, ou seja, segundo (1.1). Aqueles cujas unidades classe A tiverem sua geração diminuída para proporcionar a reserva girante recebem ainda uma remuneração adicional pelo custo de oportunidade perdida, conforme (1.2).

Os fornecedores da reserva não girante de 10 minutos e da reserva de 30 minutos também têm a sua remuneração determinada pela sua disponibilidade, com base no preço de liquidação do sub-mercado específico, também conforme (1.2).

B.2.4 Austrália

Os serviços ancilares considerados atualmente na Austrália e gerenciados pelo operador local, o National Electricity Market Management Company (NEMMCO), são [NEMMCO, 2001]:

- serviços ancilares de controle de frequência
 - regulação de frequência (CAG);
 - regulação de frequência após contingências;
 - resposta dos reguladores de velocidade;
 - desconexão de cargas;
 - carregamento rápido de unidades geradoras;
 - descarregamento rápido de unidades geradoras.

- serviços ancilares de controle da rede
 - controle de tensão;
 - controle de carregamento da rede;

- serviços ancilares de reinício do sistema (*black start*).

1. Regulação de frequência

É o sistema centralizado de controle por meio do qual o nível de geração de uma unidade geradora é automaticamente alterado, em resposta aos sinais enviados pelo NEMMCO, com a finalidade de manter a frequência do sistema dentro de limites determinados pelos procedimentos de operação. É exigido um tempo de resposta de no máximo 5 minutos para o fornecimento da quantidade total exigida deste serviço, com o objetivo de fazer a frequência retornar à faixa de operação entre 49,9 e 50,1Hz. As reservas necessárias são de 600 MW 'para cima' e 300 MW 'para baixo'.

2. Regulação de frequência após contingências

Sob os padrões de frequência do National Electricity Market (NEM) o NEMMCO tem que assegurar que, em seguida a uma contingência, os desvios de frequência se mantenham dentro da 'faixa de contingência simples', e retorne à faixa de operação normal dentro de 5 minutos. Primeiramente isto é feito através das respostas dos reguladores de velocidade, prevendo-se três faixas de requisitos de resposta:

- rápida - aumento ou diminuição da geração das unidades geradoras em 6 segundos, visando interromper imediatamente a variação da frequência;
- lenta - aumento ou diminuição da geração das unidades geradoras em 60 segundos, visando manter a frequência dentro da 'faixa de contingência simples';
- atrasada - aumento ou diminuição da geração das unidades geradoras em 5 minutos, visando retornar a frequência para a; 'faixa de contingência simples';

Os valores previstos de reservas para estes serviços são de 450 MW e 200 MW respectivamente, 'para cima' e 'para baixo'. Caso não se consiga retornar a frequência à sua faixa de operação normal, lança-se mão das demais opções.

2.a Desconexão de cargas

O NEMMCO pode exigir a desconexão automática ou manual de certas cargas, em resposta aos desvios na frequência do sistema ou congestionamentos (sobrecarga) nas linhas de transmissão. Todos os consumidores com cargas acima de 10 MW e todos os distribuidores devem manter capacidade de desconexão da rede. No mínimo 60% da carga destes consumidores e distribuidores pode vir a ser desconectada de forma progressiva e automática, em seguida às quedas da frequência na faixa entre 47 e 49 Hz. Poderá ser feita desconexão de cargas para quedas de frequência entre 50 e 49 Hz, desde que contratada como serviço ancilar. A desconexão ser feita em 1 segundo após o início do evento (ou notificação do NEMMCO por congestionamento na rede, por exemplo) e ser mantida por pelo menos 15 minutos. Quanto à desconexão manual, deve ocorrer dentro de 15 segundos após exigida pelo NEMMCO e ser mantida durante um período de no mínimo 15 minutos.

2.b Carregamento rápido de unidades geradoras

É um serviço representado pela entrada automática de unidades geradoras em operação, em resposta a uma queda da frequência do sistema abaixo de um valor especificado. Estas unidades podem estar ou não sincronizadas com o sistema, devendo entretanto estar operando dentro de 5 minutos. O nível de geração deve ser alterado automaticamente em pelo menos 30 MW, após uma queda de frequência abaixo de 49Hz.

2.c Descarregamento rápido de unidades geradoras

Consiste na desconexão de uma unidade geradora ou a diminuição rápida do seu nível de geração para corrigir um grande desequilíbrio entre geração e demanda no sistema elétrico, com a finalidade de preservar a estabilidade do mesmo. Constitui um serviço exclusivo do estado australiano de Victoria para manter a estabilidade do sistema durante as contingências específicas relacionadas com a perda das linhas de transmissão de 500kV entre Moorabool e Heywood/Portland.

O serviço de regulação de frequência tanto relativo ao CAG quanto às contingências, são comercializados em mercados um-dia-a-frente, onde são apresentadas propostas de compra e venda de oito modalidades de serviços, sendo definidos oito preços de liquidação de mercado:

- regulação de frequência 'para cima';
- regulação de frequência 'para baixo'
- aumento 'rápido' da geração;
- diminuição 'rápida' da geração;
- aumento 'lento' da geração;
- diminuição 'lenta' da geração;
- aumento 'atrasado' da geração;
- diminuição 'atrasada' da geração.

Os serviços de controle da rede e de reinício do sistema são adquiridos através de 'contratos de serviços ancilares de longo prazo' negociados entre o NEMMCO, como

representante do mercado, e os provedores (grandes consumidores e, em sua grande maioria, geradores).

Os pagamentos pelos aumentos 'rápido', 'lento' e 'atrasado' de geração são de responsabilidade dos geradores, e os pagamentos pelas diminuições são de responsabilidade dos consumidores, sendo o rateio entre os participantes feitos em função de sua. Os pagamentos pela regulação de frequência são rateados entre os geradores e cargas 'causadores' das variações de frequência, através de 'fatores de causa' individuais, quando se consegue identificá-los. Em caso contrário, o rateio é feito também com base na geração e no consumo de energia.

A remuneração dos fornecedores realizada pelo NEMMCO, pode ser composta por até quatro parcelas diferentes de pagamento:

- por disponibilidade (\$/MW) - aplica-se quando o provedor deve fazer investimentos significativos em instalações apropriadas e tenha sobre-custos no fornecimento do serviço acima dos valores estabelecidos nas normas. Também se aplica a serviços que o NEMMCO necessita ter continuamente disponível porém com uso indeterminado e imprevisível;
- por habilitação (\$/MW) - aplica-se quando o provedor incorre em gastos de operação com valores acima do estabelecidos nas normas para o fornecimento do serviço; é aplicado a serviços cujo uso por parte do NEMMCO é variável, mas que podem ser programados com certa antecipação;
- por uso (\$/evento) - aplica-se quando, durante a ocorrência de um evento prejudicial ao sistema, o serviço ancilar habilitado para remediar o problema responde de acordo com o contrato;
- por compensação (\$/MWh) - aplica-se quando o uso do serviço ancilar altera a produção e venda de energia da unidade geradora no mercado, ou seja, se a unidade é despachada a um nível maior ou menor do que deveria ser despachada, caso não estivesse fornecendo o serviço.

O NEMMCO estabelece quais destas quatro parcelas de pagamentos devem ser previstas na remuneração de cada um dos diversos serviços. Os provedores apresentam em suas ofertas, preços para cada uma destas parcelas, para cada serviço.

Exige-se que todos os geradores tenham recursos para proporcionar a resposta dos reguladores de velocidade, existindo exigências mínimas obrigatórias estabelecidas, as quais não são remuneradas. A remuneração se dá apenas quando a necessidade do serviço supera as exigências mínimas. Quanto à regulação de frequência, não se obriga explicitamente o fornecimento deste serviço por certos agentes em particular, exigindo-se porém a presença no sistema de unidades que tenham as instalações necessárias para receber as instruções de despacho de energia, feitas automaticamente por meio do CAG.

A regulação de frequência é geralmente remunerada por disponibilidade, habilitação, e compensação. O serviço de desconexão de cargas é remunerado por habilitação e compensação, o serviço de carregamento rápido de unidades por habilitação, uso e compensação, e o serviço de descarregamento rápido por habilitação e uso.

B.2.5 Canadá

Os serviços ancilares previstos pelo Alberta Energy and Utilities Board (EUB), são [AESO, 2004]:

- reservas de regulação;
- acompanhamento da carga (*load following*);
- reservas girantes;
- reservas suplementares (não girantes);
- *black start*.

1. Reservas de regulação ou simplesmente regulação

Serviço cuja função é seguir as variações momentâneas no suprimento e na demanda em uma área de controle e manter a frequência programada. Os níveis de reservas de regulação têm que ser mantidos, mesmo que a carga firme tenha que ser reduzida. Os geradores que fornecem reservas de regulação têm que responder aos sinais do CAG a todo instante.

2. Acompanhamento da carga

É o serviço que visa acompanhar os desequilíbrios entre carga e demanda que ocorrem dentro de um período de programação (atualmente uma hora). Os requisitos são similares, mas não idênticos, àqueles relativos às reservas de regulação. A principal diferença entre os dois, é o período de tempo ao longo do qual as variações de carga ocorrem, sendo os fornecedores do acompanhamento da carga solicitados a responder aos despachos do controlador do sistema que são feitos em intervalos de dez minutos ou mais.

3. Reservas girantes

Consiste na capacidade de geração disponível de geradores que se encontram em operação, carregados em valores abaixo de sua capacidade máxima de produção, que venha a atender imediatamente a demanda no caso de uma contingência.

4. Reservas suplementares (não girantes)

É um serviço fornecido por geradores fora de operação (não sincronizados), mas com capacidade de produzir dentro de 7 minutos, após uma instrução do operador do sistema, ou por cargas em operação que possam ser reduzidas.

O requisito mínimo de reservas operativas é definido pela soma:

$$A \text{ (reservas de regulação)} + B \text{ (reservas de contingência)} \quad (B.3)$$

englobando as reservas de contingência, tanto as reservas girantes quanto as não girantes ou suplementares. Os valores de A e B dependem de uma interconexão de 500 kV com o sistema British Columbia-Hydro (BC).

Caso esta interconexão não esteja em operação, os seus valores são definidos a seguir.

- A - reserva girante com resposta imediata ao CAG, que represente margem de regulação que satisfaça aos critérios de desempenho de controle do NERC (CPS1

e CPS2) [NERC,2002]. Esta reserva é aproximadamente de 0,70% da demanda máxima;

- B - reserva adicional suficiente para reduzir o erro de controle de área a zero ou a seu nível pré-contingência, dentro de 15 minutos do seu início. Pelo menos 50% destas reservas tem que ser girante, sendo quantificada como o maior valor entre:
 - 5% da carga firme a ser atendida por geração hidrelétrica mais 7% da carga firme a ser atendida por geração térmica, e
 - potência da maior contingência simples, mais a de importação pela interconexão com o sistema BC, menos a exportação através desta interconexão.

Se a interconexão estiver em operação o valor de B será o maior valor entre:

- 5% da carga firme a ser atendida por geração hidrelétrica mais 7% da carga firme a ser suprida por geração térmica, e
- nível de importação através da interconexão Alberta-BC, descontadas as cargas previstas para serem desconectadas pelos procedimentos de corte de carga.

O ESBI Alberta Ltd (EAL) formou em 2000 um grupo chamado Ancillary Services Group (ASG), com o objetivo de definir detalhes de um projeto do mercado para a aquisição competitiva de serviços ancilares. Como já eram conhecidos os problemas enfrentados em outros mercados de serviços ancilares, implementou-se um modelo de mercado muito mais eficiente, livre dos vícios encontrados nos mercados já em operação. Várias providências foram tomadas neste sentido, conforme relatado a seguir [EAL,2000].

Em primeiro lugar, adotou-se de um modelo de mercado baseado no modelo conhecido como método do 'comprador racional', usado na Califórnia conforme visto na Seção B.2.3.5, de eficiência já reconhecida.

Procurou-se limitar o potencial de especulação dos fornecedores, pela utilização de uma 'janela' de comercialização de 5 dias úteis. Esta janela permite ao Administrador da Transmissão negociar seus serviços ancilares com até 5 dias de antecedência em relação à entrega. O objetivo é que o comportamento de compra por ele demonstrado neste período encoraje ofertas mais competitivas.

O operador do sistema foi capacitado a recorrer em tempo real, a recursos adicionais ou alternativos proporcionados por uma 'lista auxiliar' de recursos. Para adquirir recursos em tempo real o operador pode resolver exercer uma ou mais das opções de compra vendidas pelos fornecedores auxiliares, com preço determinado com antecedência, através das 'compras auxiliares futuras' do Administrador da Transmissão.

Além de encorajar as ofertas competitivas o EAL tem tentado diminuir os efeitos de um potencial abuso do poder de mercado, devido ao pequeno número de agentes participantes, tentando atrair tantos fornecedores de serviços ancilares quanto possível, inclusive pelo lado da demanda, aceitando a participação de cargas interruptíveis, por exemplo.

O EAL decidiu não adquirir reservas por preços superiores ao preço teto do mercado de energia, uma vez que um comprador nunca pagará mais por uma opção em uma *commodity* do que por ela própria. Aceitando-se o fato de que as reservas representam opções para a energia elétrica, seria ilógico pagar por elas um valor maior que o preço máximo da energia. Tal providência é análoga à adoção de 'preços teto' para as reservas, o que representa uma outra forma de se combater o abuso do poder de mercado, e tem sido adotada por diversos mercados.

B.2.6 Países Nórdicos

Noruega, Suécia, Finlândia e Dinamarca unificaram seus sistemas elétricos formando um novo sistema elétrico interconectado, que é conhecido como NORDEL, tendo como base para sua implementação o modelo adotado na Califórnia.

Os serviços ancilares considerados atualmente no sistema elétrico dos países nórdicos (Noruega e Suécia) são [Correa, 2000; NORDEL, 2002]:

- controle de frequência;
- reservas de potência;
- acompanhamento da carga;
- esquemas de proteção do sistema;
- controle de tensão.

1. Controle de frequência

É o controle primário da frequência, efetuado em função do erro de tempo medido em cada hora. O controle de frequência não deve permitir que este desvio ultrapasse 10 segundos. Este serviço deve ser disponibilizado dentro de 30 segundos após ser requerido pelo operador do sistema, e mantido durante o período que for necessário. Em média o valor planejado de reserva para o controle primário de frequência é de 600 MW. A definição dos requisitos de reserva depende dos históricos do último ano, das variações de carga e das perdas de geração, levando-se também em conta o consumo. A reserva necessária é distribuída entre os geradores segundo a sua taxa de rampa. Geralmente se situa entre 2 e 6% da demanda.

2. Reservas de potência (reserva rápida de potência)

Corresponde ao que normalmente se entende como regulação secundária de frequência. Só é considerado como serviço ancilar em casos de emergência ou quando se tem escassez de reserva no sistema. Em condições normais, o operador do sistema exige de certos geradores a disponibilização da reserva de potência suficiente para atender ao sistema, que deve estar totalmente disponível em no máximo 15 minutos (10 minutos na Suécia), após solicitação do operador, e o seu fornecimento deve ser mantido por 4 horas pelo menos. Em princípio toda a capacidade de geração ociosa está disponível para esta função, depois de fechado o mercado *spot*.

3. Acompanhamento da carga

É um serviço que visa gerenciar as modificações dos planos de geração feitos em função das mudanças de carga entre períodos, visando obter-se um equilíbrio permanente entre a oferta e a demanda de energia. Não se exige um tempo máximo de resposta às instruções do operador, porém os planos de geração podem renovar-se em períodos de 15 minutos, determinando constantemente as necessidades deste serviço para a correta operação do sistema. Apesar de toda a geração programada poder ser modificada nesse período, busca-se repartir grandes mudanças em períodos mais extensos alterando-se apenas parte da geração por vez. Para melhorar a eficiência deste serviço em períodos de grandes oscilações na demanda, o operador pode solicitar a geradores de grande

porte, que forneçam planos de geração de quinze minutos ao invés dos planos usuais de uma hora de forma a acabar com os desequilíbrios não desejados de potência.

4. Esquemas de proteção do sistema

São serviços relacionados diretamente com a segurança do sistema elétrico, sendo utilizados em casos de emergência, no intuito de impedir que a sua integridade seja comprometida. Esses esquemas envolvem desconexões tanto de unidades geradoras quanto de cargas, com o objetivo de prevenir eventos em cascata nos casos de perdas de linhas de transmissão.

O estabelecimento do NORDPOOL, área de mercado comum de energia elétrica entre Noruega e Suécia, à qual depois se juntaram a Finlândia e Dinamarca, bem como a decisão de se conectar a Noruega mais firmemente à Europa Central, despertaram um maior interesse nas formas de negociação e pagamento dos contratos de serviços ancilares. Nestes países a quase totalidade dos serviços ancilares é fornecida pelos geradores hidroelétricos, que representam a maior parte da capacidade de geração, cujos custos de fornecimento são relativamente baixos [Correa, 2000].

Como no NORDEL os operadores dos sistemas são também os proprietários das redes elétricas, os custos dos serviços ancilares são recuperados através das tarifas de transmissão, fortemente reguladas, que devem ser pagas por todos os que estão conectados na rede. Em geral, os preços dos serviços ancilares são negociados a cada ano entre o operador do sistema e os respectivos provedores.

A regulação primária de frequência consiste em um serviço obrigatório que deve ser fornecido por todos os geradores e pelo qual recebem uma remuneração adequada. Normalmente existe um excedente de regulação primária de frequência para atender aos sistemas do NORDEL. Entretanto, em situações de escassez, o operador de um determinado sistema pode ordenar uma redução do estatismo em até 2% em unidades selecionadas. Este excedente cria a condição de que a metade dos geradores possa vender regulação primária de frequência aos sistemas vizinhos. Para isto cada gerador indica diariamente um preço para tais vendas. As quantidades são definidas pelos operadores, com base nas condições de operação e levando-se em conta as limitações das interconexões do sistema nórdico.

Em relação à remuneração dos fornecedores deste serviço, o operador do sistema determina uma verba total anual a ser distribuída entre eles, a qual é determinada em função das necessidades previstas pelo operador para o sistema como um todo, sendo da ordem de US\$ 3,3 milhões anuais. Cada gerador recebe um pagamento de acordo com sua contribuição efetiva na regulação da frequência, considerando-se a capacidade disponível e o tempo de utilização do serviço, além de incluir também uma quantia proporcional às suas vendas ao exterior.

Uma característica peculiar do sistema NORDEL é que o controle secundário de frequência é feito de forma manual pelos operadores de cada sistema, não existindo o CAG. Para efetuar o balanço da geração e da carga em tempo real o operador do sistema realiza o 'mercado regulatório'. Ele é um dos três mercados operados pelo NORDPOOL (os outros são o mercado *spot* e o mercado de futuros) e recebe propostas de agentes de geração na maioria das vezes, e de consumidores de grande porte e distribuidores, para aumentar a geração ou diminuir o consumo de energia em relação ao programado. Ele é um mercado do tipo um-dia-a-frente onde as companhias geradoras oferecem serviços de regulação 'para cima' e 'para baixo', a partir de seus planos iniciais de produção. Sendo assim, o insumo negociado é bastante similar e em muitos aspectos, coincide plenamente com o que se entende como reservas para regulação secundária de frequência não sendo porém considerado um serviço ancilar. Quando o operador do sistema observa que a regulação é necessária, adquire os blocos de potência necessários para a regulação e reservados através de leilões competitivos, na ordem crescente de preços ofertados. O despacho é realizado por telefone e o pagamento é feito aos provedores pela energia utilizada, ou seja, pela regulação comprada, ao preço do bloco mais caro utilizado. Os agentes consumidores devem pagar pela regulação, segundo o seu desvio de consumo em relação aos valores horários programados.

As reservas rápidas de potência são adquiridas e pagas por meio de procedimento idêntico ao do mercado regulatório. Extraordinariamente, a reserva capaz de estar disponível entre dois e cinco minutos pode ter um valor particular em certos contratos, sendo o pagamento negociado individualmente e levando-se em consideração as características da carga e as possíveis limitações na duração da desconexão.

O serviço de acompanhamento da carga tem seus custos muito baixos, por ser também fornecido em sua maior parte por geradores hidráulicos, sendo em geral o preço deste

serviço determinado por meio de contratos bilaterais entre o operador do sistema e os geradores.

Os esquemas de proteção do sistema são fornecidos por meio de contratos bilaterais entre o operador do sistema e os fornecedores. Os geradores que participam destes esquemas recebem um pagamento apropriado quando são retirados de operação. A primeira desconexão de um gerador recebe um determinado valor de indenização, a segunda desconexão um valor maior e a terceira e subseqüentes desconexões em um intervalo de um ano recebem valores ainda maiores. Cerca de 50% das cargas são equipadas para serem desligadas caso necessário, não recebendo compensação econômica por isto, exceto se existirem contratos bilaterais com o operador.

B.2.7 Espanha

O operador do sistema elétrico na Espanha, que é a Red Eléctrica de España S.A. (REE), considera atualmente cinco serviços ancilares [REE, 1998; CNSE, 2000]:

- regulação primária;
- regulação secundária;
- regulação terciária;
- controle de tensão;
- *black start*.

1. Regulação primária

Serviço cujo objetivo é corrigir automaticamente os desequilíbrios instantâneos entre geração e consumo, prestado pelas unidades geradoras. O operador do sistema determina anualmente as exigências de regulação primária do sistema, através de um percentual mínimo de geração e de velocidade mínima de resposta perante diferentes variações de frequência. Os geradores devem contar com um estatismo em seus reguladores de velocidade que permita variar sua carga em até 15% da potência nominal em até 15 segundos, no caso de desvios de frequência inferiores a 100 mHz e entre 15 e 30 segundos para variações de frequência entre 100 e 200 mHz. A precisão dos reguladores de velocidade deve ser de ± 10 mHz.

2. Regulação secundária

Serviço utilizado para enfrentar variações bruscas da geração ou da demanda, em relação aos valores programados. O operador do sistema estabelece para cada hora do dia seguinte as necessidades de reserva secundária, ou seja, a potência que de forma automática e quase instantânea poderá se acrescentar ou diminuir à geração de energia, o que significa que se considera separadamente a regulação 'para cima' e 'para baixo'. Esta necessidade é medida em função do erro de controle de área, que é o reflexo da indeterminação estatística na evolução temporal prevista da demanda, e das falhas esperadas nos equipamentos conectados à rede. Os geradores participantes do serviço devem ter a capacidade de alterar o seu nível de geração para cima e para baixo em 30 segundos e manter os novos níveis por pelo menos 15 minutos. A faixa de regulação 'para baixo' varia entre 50 e 100% da reserva secundária usada para regulação 'para cima'.

3. Regulação terciária

Constitui também uma reserva, entendida como 'capacidade de aumentar ou diminuir a produção', com tempo de resposta maior que o da regulação secundária. Tem por finalidade a restituição da reserva de regulação secundária que tenha sido utilizada. Neste serviço, os grupos geradores devem ser capazes de alterar o seu nível de geração em no máximo 15 minutos e de manter o novo nível de geração por pelo menos duas horas. São previstas também as funções de regulação 'para cima' e 'para baixo'. As demais reservas girantes têm um valor mínimo dado pela potência da maior unidade conectada, mais 2% da demanda prevista, definido para cada hora do dia seguinte.

Na Espanha os mercados ou leilões de serviços ancilares ou *servicios complementarios* contam apenas com a participação dos geradores. A regulação primária é um serviço de prestação compulsória, não sendo remunerado. As reservas correspondentes ao serviço de regulação primária são consideradas na programação base do mercado diário de energia.

Para a regulação secundária não existe obrigatoriedade de que ela seja ofertada e nem todas as unidades geradoras são capazes de prestá-lo. A remuneração é definida através de um mecanismo de mercado do tipo um-dia-a-frente, com ofertas de banda de regulação para as 24 horas do dia. Para se alcançar o requisito de reserva secundária

são utilizadas as ofertas apresentadas pelos grupos geradores, remunerando-se todos pelo mesmo valor, o preço de liquidação do mercado, referente à última oferta aceita. Além desta remuneração por disponibilidade, as unidades geradoras participantes são remuneradas também pela utilização da regulação, tanto 'para cima' quanto 'para baixo', ao preço marginal da energia. As ofertas devem conter as seguintes informações:

- banda de regulação
 - oferta de reserva 'para cima' (MW);
 - oferta de faixa de variação 'para baixo' (MW);

- preço da banda de regulação (\$/MW).

O operador do sistema organiza diariamente um leilão para a regulação secundária para cada hora do dia seguinte, obtendo-se o programa viável definitivo de geração, após proceder-se às modificações possíveis no programa original, exigidas pelo resultado do leilão.

Na ocorrência um desvio de caráter permanente entre geração e demanda, o operador fará uso da reserva terciária, instruindo os grupos geradores com ofertas mais econômicas a modificar os seus níveis de geração, até satisfazer as necessidades. Todas as unidades geradoras capazes de prestar este serviço são obrigadas a apresentar ofertas de reservas terciárias 'para cima' e faixa de regulação terciária 'para baixo', de forma que a qualquer momento o operador do sistema conheça o total disponível de reserva deste tipo no sistema. , Apenas as unidades que prestaram o serviço, transformando reserva em energia, ou vice-versa, receberão o preço da última oferta de regulação terciária utilizada na hora ou seja, a remuneração se dá apenas por utilização, ao contrário da regulação secundária. Até às 22:00 horas o operador convoca um leilão para a regulação terciária para atender cada uma das horas do dia seguinte, fazendo uso da energia que não tenha sido despachada nos mercados anteriores.

B.3 Referências Bibliográficas e Bibliografia

B.3.1 Referências Bibliográficas

AESO - Alberta Electric System Operator, 2004, "Independent System Operator Operating Policies and Procedures, Alberta", Canadá.

CAISO - California Independent System Operator, 2000, "Ancillary Services Requirements Protocol", California, EUA.

CAISO - California Independent System Operator, 2002, "ISO Settlements Training - Ancillary Services Overview", California, EUA.

CAMMESA - Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico, 2003, "Los Procedimientos", Versión XIX, Argentina.

CNSE - Comisión Nacional del Sistema Eléctrico, 2000, "El Funcionamiento Del Mercado Eléctrico en el Año de 1998", Espanha.

Correa, J. I. V., 2000, "Aspectos Técnicos y Remunerativos de los Servicios Complementarios en Sistema Eléctricos Desregulados", memoria para optar al grado de Ingeniero Civil de Industrias, Pontificia Universidad Católica de Chile - Escuela de Ingeniería, Santiago, Chile.

EAL - ESBI Alberta Ltd – Transmission Administrator, 2000, "The Acquisition of Ancillary Services in 2001 and Beyond", Alberta, Canadá.

ERCOT - Electric Reliability Council of Texas, 1999, "Operating Guide no. II", Texas, EUA.

FERC - Federal Energy Regulatory Commission, 1996, "Order No. 888", EUA.

FRCC - Florida Reliability Coordinating Council, 1999, "Compliance Monitoring Program", 1999, Florida, EUA.

NEPOOL - New England Power Pool, 2000, "Market Rules & Procedures", EUA.

NEPOOL - New England Power Pool, 2002, "Restated NEPOOL Agreement", EUA.

NERC - North American Electric Reliability Council, 2001, "NERC Operating Manual", Princeton, NJ, EUA.

NERC - North American Electric Reliability Council, 2002, "Training Document - CPS Overview", NERC Training Resource Working Group, EUA.

NEMMCO - National Electricity Market Management Company Limited, 2001, "Guide to Ancillary Services in the National Electricity Market", Version 1.0, Austrália.

NGC - National Grid Company, 2003, "Grid Code - Connection Conditions", Issue 2, Rev 12, Reino Unido.

NPPC - Northwest Power Planning Council, 2001, "Reliability Standards for the Northwest Power System", EUA.

NORDEL - Operations Comitee, 2002, "System Operating Agreement 2002-05-02", Países Nórdicos.

NYISO - New York Independent System Operator, 2004, "Ancillary Services Manual", New York, EUA.

OFGEM - Office of Gas and Electricity Markets, 1999, "The New Electricity Trading Arrangements - NETA", Vol. I, Reino Unido.

PJM - Pennsylvania / New Jersey / Maryland Interconnection, 1997, "Manual for PJM Reserve Requirements", Manual M-20, at A-23, Pennsylvania, EUA.

REE - Red Eléctrica de Espanha S.A., 1998, "Procedimientos de Operación del Sistema Eléctrico", PO 1.5, Resolución de de 30/07/1998, Espanha.

Silva, L. X. da, 2001, "Reserva de Potência Operativa como Serviço Ancilar: Mecanismo de Mercado para Aquisição e Revenda", Dissertação de Mestrado, PUC-Rio, Rio de Janeiro, Brasil.

Waikart, D., WSPP - Western System Power Pool, 2000, "Operating and Planning Reserve Requirement for NERC Reliability Regions", memorandum, EUA.

WSCC - Western System Coordinating Council, 2000, "Reliability Criteria", EUA.

B.3.2 Bibliografia

Hirst, E., Kirby, B., 1998b, "Separating and Measuring the Regulation and Load-following Ancillary Services", Report NRRI-98-05, National Regulatory Research Institute, Ohio, USA.

Hirst, E., Kirby, B., 2000, "Customer-specific Metrics for the Regulation and Load-following Ancillary Services", ORNL/CON-474, Oak Ridge National Laboratory, Oak Ridge, Tennessee, USA.

NORDEL, 2002, "Reliability Standards and System Operating Practices in NORDEL", Países Nórdicos.

C - Metodologias para o Cálculo do Encargo de Capacidade no Brasil

Lista de Abreviaturas, Siglas, Acrônimos e Variáveis

- CMO - custo marginal de operação, obtido por simulação energética da operação do sistema - \$/MWh
- $CMO(r,m,p,n)$ - custo marginal de operação, obtido por simulação energética da operação do sistema em um sub-mercado r , no patamar de demanda p , no mês m , na série hidrológica simulada n - \$/MWh
- $CMO(r,\tau)$ - custo marginal de operação do sistema, relativo ao sub-mercado r , na hora τ - \$/MWh
- $CO(i)$ - custo de operação de um gerador hidráulico i , na hora τ - \$/MWh
- $CO(j)$ - custo de operação de um gerador hidráulico j , na hora τ - \$/MWh
- $d^{OB}(r,\tau)$ - demanda observada do sub-mercado r , na hora τ - MW
- $d(r,h)$ - demanda prevista do sub-mercado r , na hora h - MW
- $d(r,m,p)$ - demanda prevista do sub-mercado r , no patamar de demanda p , no mês m - MW
- $d(r,\tau)$ - demanda prevista do sub-mercado r , na hora τ - MW
- $ECT(r,m)$ - encargo de capacidade total da demanda, em um sub-mercado r , no mês m - \$
- $ECT(r,m,p)$ - encargo de capacidade total da demanda, em um sub-mercado r , no patamar de demanda p , no mês m - \$
- $ECU(r,m,p)$ - encargo por capacidade unitário da demanda, para cada sub-mercado, mês m e patamar de carga p - \$/MWh
- $ECU(r,\tau)$ - encargo de capacidade unitário, a ser pago a cada gerador, para um sub-mercado r no período de apuração (hora) τ - \$/MWh
- ESS - encargos de serviço do sistema - Brasil
- $g_H(i)$ - potência gerada em um gerador hidráulico i , na hora τ - MW
- $g_\tau(j)$ - potência gerada em cada gerador e térmico j , na hora τ - MW
- $\bar{g}_H(i)$ - potência disponível de um gerador hidráulico i , na hora τ - MW
- $\bar{g}_\tau(j)$ - potência disponível de cada gerador térmico j , na hora τ - MW
- h - índice referente às horas
- H_r - conjunto dos geradores hidráulicos pertencentes ao sub-mercado r
- i - índice relativo aos geradores hidráulicos
- j - índice relativo aos geradores térmicos
- $LOLP(r,m,p,n)$ - probabilidade de perda de carga em um sub-mercado r , no patamar de demanda p , no mês m , na série hidrológica simulada n - %
- $LOLP(r,\tau)$ - probabilidade de perda de carga no sub-mercado r , na hora τ - %

- m - índice relativo aos meses do ano
- M - conjunto de horas do mês correspondente aos patamares de demanda média
- MAE - Mercado Atacadista de Energia - Brasil
- MRE - mecanismo de realocação de energia - Brasil
- n - índice relativo às séries hidrológicas simuladas
- N - número de séries hidrológicas simuladas
- p - índice relativo aos patamares de demanda
- P - conjunto de horas do mês correspondente aos patamares de demanda pesada (ponta)
- PD - número de patamares de demanda
- $P_H(i,m,p)$ - pagamento ao gerador hidráulico i, no patamar de demanda p, no mês m - \$
- $PMAE(r, \tau)$ - preço da energia no MAE no sub-mercado r, na hora τ - \$/MWh
- $PTD(r, \tau)$ - potência total despachada no sub-mercado r, na hora τ - MW
- $P_T(j,m,p)$ - pagamento ao gerador térmico j, no patamar de demanda p, no mês m - \$
- r - índice relativo aos sub-mercados
- R - número de sub-mercados no sistema
- s - índice relativo aos sorteios de cenários de geração
- S - número sorteios de cenários de geração
- $TECD(r, \tau)$ - remuneração por capacidade dos geradores despachados do sub-mercado r, na hora τ - \$
- $TECND(r, \tau)$ - remuneração por capacidade dos geradores não despachados do sub-mercado r, na hora τ - \$
- $TEC(r, \tau)$ - encargo de capacidade horário total da demanda de um sub-mercado r, na hora τ , na operação real - \$
- T_r - conjunto dos geradores térmicos pertencentes ao sub-mercado r
- VLL - *value of lost load*
- XA_GCAP - valor esperado da receita ou pagamento por capacidade não despachada para um certo sub-mercado e período de apuração - \$
- XP_CAP - encargos de capacidade unitários, a serem pagos a cada gerador, para cada sub-mercado e período de apuração - \$/kWh
- XP_TCAP - encargo de capacidade total a ser pago pela carga - \$
- $\Delta t(m,p)$ - duração do patamar de demanda p, no mês m - h
- $\varphi_m(r, q)$ - fator de contribuição de um dos sub-mercado q à confiabilidade do sub-mercado r, ou fator de contribuição da geração de um sub-mercado r nos encargos de capacidade do sub-mercado q - %
- π_d - multiplicador simplex associados à restrição de atendimento à demanda
- $\pi_d(r, m, p, n, s)$ - multiplicador simplex associados à restrição de atendimento à demanda em um sub-mercado r, no patamar de demanda p, no mês m, na série hidrológica simulada n e no sorteio de cenário de geração s
- τ - índice relativo às horas de um mês, variando de 1 a 730

C.1 Metodologia Proposta no Processo de Reestruturação

De forma diferente do procedimento no Reino Unido, que os calculava diariamente, na metodologia proposta originalmente pelo modelo de reestruturação [MAE, 2000; MAE, 2000a], o encargo de capacidade total mensal seria determinado *ex-ante*, para o ano seguinte, por meio de simulação, em procedimento praticamente idêntico àquele descrito em detalhes na Seção C.2, também com base em (2.4), só que usando um valor parcial de VLL (proposta inicial de $2VLL/3$).

Para cada agente gerador, em um certo sub-mercado e período de apuração, o valor esperado da receita ou pagamento por capacidade não despachada XA_GCAP , é calculado em função das diferenças entre as disponibilidades de referência (valor esperado da disponibilidade), de cada uma das usinas e a quantidade de energia que cada uma delas produziu nesse período.

Adota-se a hipótese de que 80% deste valor esperado representariam os pagamentos por capacidade que se consideram já efetuados, através dos contratos iniciais, a cada agente gerador (este valor teria sido definido após discussão com estes agentes).

Paralelamente seria calculado *ex-post* o encargo de capacidade total a ser pago pela carga XP_TCAP , para cada sub-mercado e período de apuração, considerando-se o consumo observado. Através deste valor, também *ex-post*, seriam obtidos os encargos de capacidade unitários (\$/MWh) XP_CAP , a serem pagos aos geradores, para cada sub-mercado e período de apuração, utilizando-se a sua disponibilidade real de capacidade de geração.

Através do produto de XP_CAP pela diferença entre a disponibilidade média total observada de cada agente gerador e a sua geração real, com os ajustes do mecanismo de realocação de energia, em cada período de apuração, obtém-se o valor total do que seria pago por capacidade a cada agente gerador, $GCAP$.

Para que não se pagasse aos agentes geradores além do que já tivessem recebido, seria feita uma comparação entre os valores acumulados de $GCAP$ e $(0,8.XA_GCAP)$, até o período de apuração em análise. Só haveria pagamento de encargo de capacidade ao agente neste período de apuração, caso o valor acumulado de $GCAP$ fosse maior que

80% do valor acumulado de XA_GCAP . Seria possível até que, em determinado período, um gerador tivesse que devolver recursos já recebidos a título de encargos de capacidade.

Com isto, seria garantido que o valor a ser pago aos geradores a título de encargo de capacidade não despachada não ultrapassasse 20% do valor esperado da receita dos geradores por capacidade. O pagamento deste encargo seria feito por meio da sua inclusão nos encargos de serviço do sistema (ESS), sendo de responsabilidade de toda a carga.

Segundo esta proposta, seria mantida ainda uma exposição residual ao VLL na proporção de um terço, significando que em caso de falta de capacidade, o preço do MAE chegaria a $VLL/3$.

Quanto aos encargos referentes à potência despachada, estes seriam incluídos no preço do MAE, através da adição do valor XP_CAP , o que faria com que o seu total fosse determinado apenas pelo montante de energia negociada neste mercado, sendo pagos e recebidos respectivamente pela carga e pela geração envolvidas, ou seja, não contratadas.

C.2 Metodologia Proposta pelo Comitê de Revitalização do Modelo do Setor Elétrico

A metodologia sugerida pelo CRMSE tem também como sua principal premissa a diminuição da volatilidade a que os preços do MAE estariam sujeitos. Os encargos de capacidade podem passar a ser entendidos como “um contrato financeiro compulsório com os geradores, feito em nome das demandas, cujo objetivo seria transformar o fluxo volátil de remunerações em situação de interrupção, num fluxo de pagamentos mais estável” [CRMSE, 2002a].

Esta metodologia possui muitos aspectos em comum com aquela que se encontra no Capítulo 11 [MAE, 2000] e no apêndice G de [MAE, 2000a], descrita resumidamente na Seção C.1. O cálculo *ex-ante* dos encargos seria feito através de um processo de simulação, em duas fases:

- simulação energética da operação do sistema – gera-se nesta fase um certo número de séries hidrológicas sintéticas, com o objetivo de se obter:
 - cenários de potência disponível das hidrelétricas, por mês e série hidrológica, levando em consideração as perdas de potência por deplecionamento;
 - custos marginais de operação, para cada sub-mercado, mês, patamar de demanda e série hidrológica, utilizando os mesmos dados e hipóteses usados nas simulações para o cálculo dos preços do MAE.

- análise de confiabilidade multi-área – nesta fase simula-se a formação de preços do MAE em cada estágio, patamar de demanda e cenário hidrológico quando há saídas forçadas nos geradores, capazes de levar a interrupções de suprimento.

Os resultados de potência disponível gerados na simulação energética, são usados na segunda fase, de análise de confiabilidade do sistema, que seria feita para cada mês, patamar de demanda e série hidrológica. Seriam simulados (por sorteio) diversos cenários de geração e identificados aqueles onde ocorreria interrupção de suprimento, tanto pela perda de geração quanto de interligações entre áreas. Nesta fase seriam obtidos os multiplicadores simplex π_d , associados à restrição de atendimento a demanda em cada sub-mercado, e que são numericamente iguais à probabilidade de perda de carga do sistema, a LOLP. Eles seriam determinados para cada sub-mercado, mês, patamar de demanda, série hidrológica e cenário de falha, através da solução de um problema de programação linear, cuja função objetivo é a minimização da potência interrompida em cada sub-mercado.

A próxima etapa seria a obtenção propriamente dita dos encargos de capacidade ex-ante, por meio dos passos a seguir.

1. Obtenção dos encargos por capacidade unitários da demanda, para cada sub-mercado, mês e patamar de carga, como uma média dos valores relativos à todas as séries hidrológicas e cenários de falha. Utiliza-se para isto (2.4) juntamente com os valores dos custos marginais de operação CMO, e multiplicadores simplex resultantes da etapa de simulação. Ter-se-ia:

$$ECU(r, m, p) = \frac{1}{N} \cdot \sum_{n=1}^N \left\{ [VLL - CMO(r, m, p, n)] \cdot \left[\frac{1}{S} \cdot \sum_{s=1}^S (\pi_d(r, m, p, n, s)) \right] \right\} \quad (C.1)$$

ou:

$$ECU(r, m, p) = \frac{1}{N} \cdot \sum_{n=1}^N (VLL - CMO(r, m, p, n)) \cdot LOLP(r, m, p, n) \quad (C.2)$$

onde¹⁴:

r - índice relativo aos R sub-mercados;

m - índice relativo aos 12 meses do ano;

p - índice relativo aos PD patamares de demanda;

n - índice relativo às N séries hidrológicas simuladas;

s - índice relativo aos S sorteios de cenários de geração.

Calcula-se ainda o encargo de capacidade total da demanda:

$$ECT(r, m, p) = ECU(r, m, p) \times d(r, m, p) \times \Delta t(m, p) \quad (C.3)$$

onde:

$d(r, m, p)$ - demanda prevista do sub-mercado r, no patamar de demanda p, no mês m - MW

$\Delta t(m, p)$ - duração do patamar de demanda p, no mês m - h

2. Obtenção dos pagamentos por capacidade aos geradores. De maneira análoga ao que foi feito para a demanda seriam determinados, para cada sub-mercado, os valores:

14 Nesta seção são mantidos os índices de [CRMSE, 2002] por se tratar de uma transcrição resumida deste documento, apesar deles serem diferentes daqueles utilizados no restante do trabalho e coerentes com a simbologia das regras do MAE.

$P_H(i,m,p)$ - pagamento ao gerador hidráulico i , no patamar de demanda p , no mês m - R\$

$P_T(j,m,p)$ - pagamento ao gerador térmico j , no patamar de demanda p , no mês m - R\$

Estes valores seriam calculados em função das médias das potências disponíveis dos geradores do sub-mercado relativas à todas as séries hidrológicas e cenários de falha. Da mesma forma, utilizar-se-ia (2.4), juntamente com os valores dos custos marginais de operação e multiplicadores simplex resultantes da etapa de simulação. Ter-se-ia sempre:

$$\sum_{r=1}^R ECT(r,m,p) = \sum_{i=1}^I P_H(i,m,p) + \sum_{j=1}^J P_T(j,m,p) \quad (C.4)$$

3. Devido à possibilidade de que um gerador localizado em um sub-mercado r seja remunerado por sua contribuição à confiabilidade do sub-mercado q , neste passo seriam calculados os fatores de contribuição de cada um dos sub-mercados à confiabilidade dos outros.
4. Modulação horária do encargo total mensal: a soma dos encargos por patamar de demanda seria desagregada em valores horários através do seguinte critério:
 - as horas correspondentes aos patamares de demanda de ponta e média receberiam encargos por capacidade proporcionais às demandas nelas observadas;
 - as demais horas não receberiam qualquer encargo por capacidade.

Ter-se-ia então para os encargos de capacidade totais mensais:

$$ECT(r,m) = \sum_{p=1}^P ECT(r,m,p) \quad \text{para } r = 1, \dots, R \quad (C.5)$$

e para os encargos de capacidade unitários horários:

$$ECU(r, \tau) = \left[\frac{d(r, \tau)}{\sum_{\substack{h \in M \\ h \in P}} d(r, h)} \right] \cdot ECT(r, m), \quad \text{se } \tau \in M, P \quad (C.6)$$

$$ECU(r, \tau) = 0, \quad \text{em caso contrário} \quad (C.7)$$

onde:

$d(r, \tau)$ - demanda prevista do sub-mercado r , na hora τ - MW;

$d(r, h)$ - demanda prevista do sub-mercado r , na hora h - MW;

M - conjunto de horas do mês correspondente aos patamares de demanda média;

P - conjunto de horas do mês correspondente aos patamares de demanda pesada (ponta);

τ - índice que representa as horas de um mês, variando de 1 a 730.

Como já mencionado, duas importantes inovações desta metodologia seriam a estabilização das remunerações dos geradores e a suavização dos efeitos de perda de potência das usinas hidrelétricas em situações de seca, devido ao deplecionamento dos reservatórios. Para que isto realmente ocorra, seria indicado utilizar na alocação dos encargos da operação real um valor de potência de referência constante ao invés da potência disponível real. Esta potência de referência é o valor constante (em MW) que levaria à mesma remuneração calculada com a potência variável. Ela representa o valor esperado da potência média disponível das usinas hidráulicas, considerando-se os diversos cenários hidrológicos.

A última fase da metodologia seria a obtenção dos encargos de capacidade na operação real, e a sua distribuição entre os geradores. Ela se iniciaria com o cálculo do encargo horário total da demanda, em cada sub-mercado.

$$TEC(r, \tau) = ECU(r, \tau) \times d^{OB}(r, \tau) \quad (C.8)$$

onde $d^{OB}(r, \tau)$ é demanda observada do sub-mercado r , na hora τ

Em seguida seria montado o sistema de equações:

$$\text{TECD}(r, \tau) + \text{TECND}(r, \tau) = \sum_{q=1}^R \varphi_m(r, q) \cdot \text{TEC}(r, \tau) \quad (\text{C.9})$$

$$\text{TECD}(r, \tau) = \text{LOLP}(r, \tau) \cdot (\text{VLL} - \text{CMO}(r, \tau)) \cdot \text{PTD}(r, \tau) \quad (\text{C.10})$$

$$\text{TECND}(r, \tau) = \text{LOLP}(r, \tau) \cdot \left[\sum_{i \in H_r} (\text{VLL} - \text{CO}(i)) \cdot (\bar{g}_H(i) - g_H(i)) + \sum_{j \in T_r} (\text{VLL} - \text{CO}(j)) \cdot (\bar{g}_T(j) - g_T(j)) \right] \quad (\text{C.11})$$

onde:

$\text{TECD}(r, \tau)$ - remuneração por capacidade dos geradores despachados do sub-mercado r , na hora τ - R\$;

$\text{TECND}(r, \tau)$ - remuneração por capacidade dos geradores não despachados do sub-mercado r , na hora τ - R\$;

$\varphi_m(r, q)$ - fatores de contribuição de cada um dos sub-mercados q à confiabilidade do sub-mercado r ou fatores de contribuição da geração de cada sub-mercado nos encargos de capacidade dos demais sub-mercados - %;

$\text{PTD}(r, \tau)$ - potência total despachada no sub-mercado r , na hora τ - MW;

$\text{CMO}(r, \tau)$ - custo marginal de operação do sistema, relativo ao sub-mercado r , na hora τ - R\$/MWh;

$\text{CO}(i) / \text{CO}(j)$ - custo de operação de cada gerador hidráulico e térmico - R\$/MWh;

$\bar{g}_H(i) / \bar{g}_T(j)$ - potência disponível de cada gerador hidráulico e térmico - R\$/MWh;

$g_H(i) / g_T(j)$ - potência gerada em cada gerador hidráulico e térmico - MW;

H_r - conjunto dos geradores hidráulicos pertencentes ao sub-mercado r ;

T_r - conjunto dos geradores térmicos pertencentes ao sub-mercado r .

Sendo:

$$PTD(r, \tau) = \sum_{\substack{i=1 \\ i \in H_r}}^I g_H(i) + \sum_{\substack{j=1 \\ j \in T_r}}^J g_T(j) \quad (C.12)$$

A solução do sistema de equações (C.9), (C.10) e (C.11), determina os valores de:

- LOLP(r, τ);
- TECND(r, τ),
- TECD(r, τ)

O preço do MAE em cada sub-mercado seria então:

$$PMAE(r, \tau) = CMO(r, \tau) + LOLP(r, \tau) \cdot (VLL - CMO(r, \tau)) \quad (C.13)$$

C.3 Referências Bibliográficas

CRMSE - Comitê de Revitalização do Modelo do Setor Elétrico, 2002a, Relatório de Progresso nº 2, Documento de apoio I, "Encargos por Capacidade".

MAE - Mercado Atacadista de Energia Elétrica, 2000, Regras Algébricas, capítulo 11, "Cálculo do Encargo de Capacidade", versão II COEX, 25/02/2000.

MAE - Mercado Atacadista de Energia Elétrica, 2000a, Regras Algébricas, apêndice G, "Especificação da Modelagem do Encargo de Capacidade", versão II COEX, 25/02/2000.