



UNIVERSIDADE ESTADUAL PAULISTA
“JÚLIO DE MESQUITA FILHO”
Campus de Ilha Solteira

PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

Valorização de Serviços Ancilares de Reserva em Geradores
Hidrelétricos

JUAN CARLOS GALVIS MANSO

Orientador: Antonio Padilha Feltrin

Coorientador: José María Yusta Loyo

Tese apresentada à Faculdade de
Engenharia - UNESP - Campus de
Ilha Solteira, para obtenção do Título
de *Doutor em Engenharia Elétrica*.
Área de Conhecimento: Automação.

FICHA CATALOGRÁFICA

Elaborada pela Seção Técnica de Aquisição e Tratamento da Informação
Serviço Técnico de Biblioteca e Documentação da UNESP - Ilha Solteira.

G182v	Galvis Manso, Juan Carlos. Valorização de serviços ancilares de reserva em geradores hidrelétricos / Juan Carlos Galvis Manso. -- Ilha Solteira : [s.n.], 2010 171 f. Tese (doutorado) - Universidade Estadual Paulista. Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira. Área de conhecimento: Automação, 2010 Orientador: Antonio Padilha Feltrin Co-orientador: José María Yusta Loyo 1. Serviços ancilares. 2. Reserva de potência. 3. Regulação de frequência. 4. Geradores hidrelétricos. 5. Valorização.
-------	---

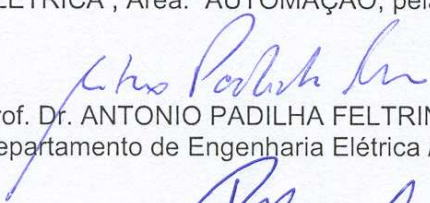


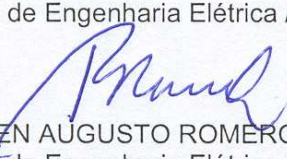
CERTIFICADO DE APROVAÇÃO

TÍTULO: Valorização de Serviços Ancilares de Reserva em Geradores Hidrelétricos

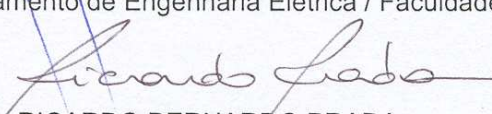
AUTOR: JUAN CARLOS GALVIS MANSO
ORIENTADOR: Prof. Dr. ANTONIO PADILHA FELTRIN

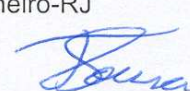
Aprovado como parte das exigências para obtenção do Título de DOUTOR em ENGENHARIA ELÉTRICA, Área: AUTOMAÇÃO, pela Comissão Examinadora:


Prof. Dr. ANTONIO PADILHA FELTRIN
Departamento de Engenharia Elétrica / Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira


Prof. Dr. RUBEN AUGUSTO ROMERO LAZARO
Departamento de Engenharia Elétrica / Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira


Prof. Dr. CARLOS ROBERTO MINUSSI
Departamento de Engenharia Elétrica / Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira


Prof. Dr. RICARDO BERNARDO PRADA
Departamento de Engenharia Elétrica / Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro - PUC / Rio de Janeiro-RJ


Prof. Dr. THALES SOUSA
Departamento de Engenharia Elétrica / Universidade Presbiteriana Mackenzie - São Paulo/SP

Data da realização: 08 de abril de 2010.

Dedico esta tese à minha família, especialmente à minha mãe Ana.

AGRADECIMENTOS

Ao professor Antônio Padilha, pela sua orientação, paciência e dedicação na elaboração deste trabalho, assim como pelo apoio ao longo destes anos.

Ao professor José Maria Yusta, da Universidade de Zaragoza, pelas ideias e constantes discussões que viabilizaram a elaboração desta pesquisa, e pela ajuda incondicional, tanto no nível profissional quanto no pessoal, durante meu estágio na Espanha.

Aos professores do curso de Pós-graduação em Engenharia Elétrica da UNESP, pelos conhecimentos compartilhados e pela cooperação e boa energia que sempre me transmitiram.

Ao grupo de professores e companheiros da Universidade de Zaragoza, por me ensinar um pouco de sua cultura, pela compreensão e pela companhia oferecida.

Aos companheiros do LAPSEE, incluindo aqueles que já se encontram trabalhando em outros lugares, por todos os momentos vividos, por todas as correções de português, pelo bom clima de trabalho e pela hospitalidade oferecida durante todos estes anos.

Aos meus amigos, que tornaram mais fácil meu estágio aqui no Brasil, que me ensinaram o valor de uma amizade e sem os quais a elaboração deste trabalho ter-se-ia tornado mais difícil.

A todos os funcionários da UNESP, pela colaboração e presteza.

À CAPES, à FEPISA e à CESP, pelo apoio e disposição de recursos para o desenvolvimento desta pesquisa.

RESUMO

Esta tese visa ao estudo da valorização de serviços ancilares de reserva, particularmente, a reserva utilizada na regulação de frequência e que é fornecida pelos geradores hidrelétricos. O objetivo principal do trabalho é desenvolver propostas que indiquem os custos reais desses serviços. Na valorização desses custos, busca-se motivar as empresas geradoras para que assumam a responsabilidade pela prestação de tais serviços, assim como garantir uma remuneração apropriada. Essa valorização é realizada em função da disponibilidade e do uso da reserva, sob uma operação segura e econômica do sistema. Para alcançar o objetivo proposto, inicialmente se realiza uma revisão das características técnicas e dos métodos de valorização dos serviços de reserva em diferentes sistemas. Posteriormente, ilustram-se as características do setor elétrico brasileiro, com a finalidade de contextualizar a valorização no marco de regulação, comercialização e operação correspondentes. Seguidamente, apresentam-se duas propostas de valorização. A primeira considera o ponto de vista de um agente gerador, cujo objetivo é estabelecer o valor do serviço a partir dos custos incorridos no fornecimento. Esses custos incluem, principalmente, os custos pela disponibilidade e pelo uso do serviço. Dentro desses componentes de custo, destaca-se o custo por perdas de eficiência, o qual é calculado utilizando um algoritmo de despacho ótimo de unidades. Essa abordagem é aplicada no cálculo do custo da reserva na usina hidrelétrica de Ilha Solteira. Nesse cálculo são utilizados dados da Companhia Energética de São Paulo - CESP. A segunda proposta considera o ponto de vista do operador de rede, em um ambiente de mercado, no qual os agentes participantes podem ofertar pela disponibilidade da reserva. Para a atribuição dessa reserva utiliza-se um despacho ótimo hidrelétrico, que inclui restrições elétricas e hidráulicas. O método é testado em dois sistemas: o primeiro representa um sistema didático, com três barras e três geradores e é utilizado com fins ilustrativos; e o segundo corresponde ao sistema sudeste brasileiro, que se utiliza para simular a interação das usinas hidrelétricas da região sob um esquema de mercado. Finalmente, são apresentadas as conclusões desta pesquisa, e são sugeridas algumas ideias para possíveis trabalhos futuros.

Palavras-chave: Serviços Ancilares. Reserva. Regulação de Frequência. Geradores Hidrelétricos. Custos. Remuneração.

ABSTRACT

This work presents a reserve ancillary services pricing research. Particularly, the reserve that is used for frequency regulation and that is provided by hydroelectric generators. The development of pricing methodologies, that show real reserve delivery costs, is the main target of this project. Ancillary services pricing procures incentives to motivate agents to take responsibilities in the service supply and ensuring an appropriated remuneration. This pricing is based on the use and availability costs of reserve; under an economic and reliable system operation. In order to do that, firstly an overview of technical characteristics and pricing methods of the ancillary services in different systems is presented. Then, in order to fit this pricing methodology to the corresponding regulation, commercialization and operation rules, an introduction of the Brazilian electrical sector is realized. Next, two reserve ancillary services pricing methods are presented. The first one considers a hydraulic generator point of view. In this case, the aim is to set up the real value of the services by mean of a generator costs analysis. These costs include, basically, availability and use costs. Inside these cost components, efficiency costs are highlighted, and a single generator unit commitment dispatch is used to calculate them. This proposal is applied to calculate the ancillary service reserve costs in the Ilha Solteira hydroelectric generator, using data from the Companhia Energética of São Paulo (CESP). The second pricing method considers the operator system point of view, under a market environment. In these circumstances, agents are free to set up a price offer for the availability of the reserve. To attribute the reserve, an optimal hydroelectric dispatch is used, considering electrical and hydraulic constraints. This methodology is tested in two systems. The first one represents a didactic three bus - three generator system, for illustrative purposes. The second one represents the South-East Brazilian system that is used to simulate the market operation considering the interaction among Brazilian agents. Finally, the conclusions of the project and some suggestions for future works are exposed.

Keywords: Ancillary Services. Reserve. Frequency Regulation. Hydroelectric Generators. Costs. Remuneration.

LISTA DE FIGURAS

1.1	Diferentes estruturas verticais.	18
1.2	Esquema de mercado desverticalizado.	18
1.3	Estrutura com consumidores livres.	19
1.4	Estruturas depois do processo de liberalização.	20
2.1	Tipos de reserva do sistema da Grã-Bretanha.	31
2.2	Característica de regulação de velocidade.	33
2.3	Índice de volume de reserva para regulação primária.	45
2.4	Índice de volume de reserva de regulação secundária.	46
2.5	Índice de volume de outras reservas.	47
2.6	Índice de custos dos serviços ancilares de reserva.	47
2.7	Curva de resposta em frequência.	49
3.1	Mercado sequencial de reservas da Califórnia.	56
3.2	Formação de preços por substituição do serviço.	60
3.3	Opções de desenho de otimização simultânea dos serviços de reserva.	61
4.1	Tecnologias de geração no Brasil.	65
4.2	Balanço energético do SIN no ano 2007.	67
4.3	Instituições do setor elétrico brasileiro.	68
4.4	Mercado de curto prazo.	69
4.5	Processo de comercialização.	70
4.6	Modelos computacionais para o planejamento da operação do SIN.	71
5.1	Relação entre diversos componentes de custos.	78
5.2	Exemplo do despacho de unidades.	82

5.3	Faixa de valores do custo por perdas de eficiência.	86
5.4	Componentes da energia faturada.	90
5.5	Ajuste polinomial da função de produção.	92
5.6	Subgrupos de geradores dentro da usina.	94
5.7	Custo diário de perdas de eficiência.	98
5.8	Tempo de cálculo acumulado.	99
5.9	Custo diário de oportunidade.	100
5.10	Custo de uso da reserva “para cima”.	101
5.11	Custo de uso da reserva “para baixo”.	102
5.12	Componentes de custos em R\$.	103
6.1	Cadeia de programação do despacho de geração.	112
6.2	Sequência do despacho proposto.	113
6.3	Configuração hidráulica do sistema.	122
6.4	Configuração elétrica do sistema.	123
6.5	Patamares de carga do dia 14/11/2006.	126
A.1	MRE com $SEC > 0$	147
A.2	MRE com $SEC = 0$	147
B.1	Curva colina dos grupos G1 a G4	151
B.2	Curva colina dos grupos G5 a G20	152
B.3	Função de produção dos grupos G1 a G4	152
B.4	Função de produção dos grupos G5 a G20	153
B.5	Rede reduzida do sistema sudeste brasileiro	161

LISTA DE TABELAS

1.1	Estruturas antes do processo de liberalização.	19
2.1	Comparação dos serviços ancilares propostos pela FERC e pelo ORNL.	26
2.2	Reguladores e OIS's em diferentes sistemas de potência.	29
2.3	Tipos de reservas definidas em diferentes sistemas de potência.	30
2.4	Controle primário de frequência em diferentes sistemas de potência.	35
2.5	Controle secundário de frequência em diferentes sistemas de potência.	37
2.6	Métodos de aquisição dos serviços ancilares de reserva.	40
2.7	Métodos de busca em diferentes sistemas de potência.	41
2.8	Métodos de remuneração em diferentes sistemas de potência.	42
2.9	Estruturas da remuneração em diferentes sistemas de potência.	43
4.1	Agentes geradores que participam no Mercado de Energia.	66
4.2	Arranjos comerciais dos serviços ancilares.	74
5.1	Atividades de manutenção devido ao fornecimento de reserva.	81
5.2	Geradores pertencentes a cada subgrupo.	96
5.3	Características dos subgrupos de geradores.	96
5.4	Componentes de custo anual acumulado da reserva.	103
6.1	Dados dos geradores.	122
6.2	Dados dos reservatórios.	122
6.3	Afluências, demanda e requerimentos de reservado do sistema.	123
6.4	Ofertas de disponibilidade de reserva.	123
6.5	Dados das linhas.	124
6.6	Alocação da reserva em cada cenário [MW].	124

6.7	Número de unidades em operação em cada cenário.	125
6.8	Valores do despacho programado.	125
6.9	Fluxos e ângulos do sistema.	126
6.10	Resumo das usinas mais restritas do sistema no dia 14/11/2006.	128
6.11	Despacho de reserva para cima em MW.	129
6.12	Despacho de reserva para baixo em MW.	130
6.13	Despacho de reserva para cima no patamar de carga máxima sob distintos cenários [MW].	131
B.1	Geração verificada em MW e fator de produção do dia 28/01/2006.	153
B.2	Geração verificada em MW e fator de produção do dia 31/05/2006.	154
B.3	Geração verificada em MW e fator de produção do dia 13/11/2006.	156
B.4	Geração programada e verificada total do dia 28/01/2006.	157
B.5	Geração programada e verificada total do dia 31/05/2006.	158
B.6	Geração programada e verificada total do dia 13/11/2006.	158
B.7	Patamares de carga dos dias 2 e 3 de maio.	159
B.8	PLD semanal por patamar de carga do sistema sudeste.	159
B.9	Recebimento/Pagamento da CESP em 2006.	160
B.10	Dados da rede elétrica do sistema sudeste.	161
B.11	Condições de carregamento em MW do dia 14/11/2006.	164
B.12	Usinas hidrelétricas do sudeste.	165
B.13	Características técnicas das usinas.	167
B.14	Condições operativas das usinas.	169
B.15	Cenário de ofertas aleatório em [R\$/MWh].	170

LISTA DE ABREVIATURAS

ACE	Area Control Error
ACL	Ambiente de Contratação Livre
ACR	Ambiente de Contratação Regulado
AER	Australian Energy Regulator
AGC	Automatic Generation Control
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
ASMP	Ancillary Service Market Price
CAG	Controle Automático de Geração
CAISO	Califórnia ISO
CAMMESA	Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CCP	Common Clearing Price
CESP	Companhia Energética de São Paulo
CMSE	Comité de Monitoramento do Setor Elétrico
CNPE	Conselho Nacional de Pesquisa Energética
CPSA	Contrato de Prestação de Serviços Ancilares
CRE	Commission de Régulation de L'énergie
CREG	Comissão de Regulação de Energia e Gas
ECE	Esquemas de controle de emergência
ECS	Esquemas de Controle de Segurança
ELia	Belgium's transmission system operator
ENRE	Ente Nacional Regulador de la Electricidad
EnBW	Energie Baden-Württemberg
E-ON	The Integrated Power and Gas Company
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
EPRI	Electric Power Research Institute
ESS	Encargos de Serviços do Sistema
FACT	Flexible AC Transmission System
FCDM	Frequency Control Demand Management

FERC	Federal Energy Regulatory Commission
FNM	Full Network Model
IEA	International Energy Agency
IFM	Integrated Forward Market
ISO	Independent System Operator
LMP	Locational Marginal Pricing
MCP	Market Clearing Price
MME	Ministério de minas e energia
MRE	Mecanismo de Realocação de Energia
MRTU	Market Redesign and Technology Upgrade
NEMMCO	National Electricity Market Management Company Limited
NERC	National Electric Reliability Council
NGET	National Grid Electric Transmission
NORDEL	Organisation for the Nordic Transmission System Operators
Ofgem	Office of the Gas and Electricity Markets
OIS	Operador Independente do Sistema
O&M	Operação e Manutenção
OMEL	Companhia operadora do mercado espanhol de eletricidade S.A.
ONS	Operador Nacional do Sistema
ORNL	Oak Ridge National Laboratory
PBP	Pay as Bid Price
PDP	Programa Diário de Produção
PJM	Pennsylvania, New Jersey e Maryland System Operator
PLD	Preço de Liquidação das Diferenças
PMO	Plano Mensal de Operação
POD	Point of Delivery
REE	Red Eléctrica de España
RPM	Regulation Power Market
RTE	Réseau de transport d'électricité
SEP	Sistemas Especiais de Proteção
RWE	Rheinisch-Westfälisches Elektrizitätswerk
SIN	Sistema Interconectado Nacional
STEM	Swedish Energy Agency
STOR	Short term operating reserve
SVK	Svenska Kraftnät

TenneT	Grid administrator of the dutch electricity network
Transpower	New Zealand System Operator
TSA	Tarifa de Serviços Ancilares
UCTE	Union for the Coordination of Transmission of Electricity
UE	União Europeia

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	17
1.1	Estruturas do mercado elétrico	17
1.2	Objetivo	20
1.3	Justificativa	21
1.4	Contribuições deste trabalho	21
1.5	Estrutura da tese	23
2	SERVIÇOS ANCILARES	25
2.1	Definição	25
2.1.1	Classificação	25
2.2	Características técnicas da reserva	28
2.2.1	Aquisição dos serviços ancilares de reserva	28
2.2.2	Reservas de regulação de frequência	28
2.3	Características econômicas da reserva	38
2.3.1	Métodos de busca	38
2.3.2	Métodos de remuneração	40
2.3.3	Estrutura da remuneração	42
2.3.4	Comparação quantitativa dos serviços ancilares de reserva	44
2.4	Discussão	48
2.4.1	Reserva de regulação primária	48
2.4.2	Reserva de regulação secundária	51
2.4.3	Outras reservas	52

2.5	Conclusões parciais	53
3	MÉTODOS DE OTIMIZAÇÃO DOS SERVIÇOS DE RESERVA	56
3.1	Modelo sequencial	56
3.2	Modelo de cootimização	61
3.3	Conclusões parciais	64
4	O SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO	65
4.1	Estrutura do mercado de energia	67
4.2	Planejamento energético da operação	71
4.3	Serviços Ancilares no Sistema Brasileiro	72
4.4	Algumas propostas realizadas no contexto Brasileiro	73
4.5	Conclusões parciais	75
5	PROPOSTA DE VALORIZAÇÃO BASEADA EM CUSTOS: VISÃO DO GERADOR	77
5.1	Componentes de custo dos serviços de reserva	77
5.1.1	Custos fixos	79
5.1.2	Custos de disponibilidade	80
5.1.3	Custo de uso	87
5.2	Despacho ótimo de geração hidrelétrica	90
5.2.1	Modelagem do problema	91
5.3	Testes e resultados na usina de Ilha Solteira	95
5.3.1	Resultados para o custo por perdas de eficiência	95
5.3.2	Resultados para o custo de oportunidade	99
5.3.3	Resultados para o custo de uso	100
5.3.4	Resumo dos componentes de custo calculados	102
5.4	Conclusões parciais	104

6	PROPOSTA DE VALORIZAÇÃO BASEADA EM MERCADO: VISÃO DO OPERADOR DO SISTEMA	105
6.1	Introdução	105
6.2	Considerações preliminares	105
6.3	Proposta de mercado	109
6.4	Modelo de despacho hidrelétrico	111
6.4.1	Sequência do despacho	113
6.4.2	Definição do esquema de mercado	114
6.4.3	Tipo de oferta	115
6.4.4	Modelagem matemática	116
6.4.5	Restrições hidráulicas	118
6.4.6	Restrições elétricas	119
6.4.7	Modelo de despacho global	120
6.5	Testes em um sistema com 3 geradores	121
6.6	Testes no sistema sudeste brasileiro	125
6.7	Conclusões parciais	133
7	CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS	134
	REFERÊNCIAS	137
	Apêndice A – MECANISMO DE REALOCAÇÃO DE ENERGIA	146
	Apêndice B – DADOS DOS TESTES REALIZADOS	151
B.1	Dados da usina hidrelétrica de Ilha Solteira	151
B.2	Dados da CCEE	157
B.3	Dados do subsistema sudeste brasileiro	161
B.3.1	Rede elétrica	161
B.3.2	Rede hidráulica	165

1 INTRODUÇÃO

1.1 Estruturas do mercado elétrico

Em seus primeiros passos, o setor elétrico foi considerado como monopólio natural, quer fosse de caráter público ou privado. O sistema funcionava sob uma estrutura vertical, que se podia apresentar de diversas maneiras conforme é ilustrado na Figura 1.1.

Na Figura 1.1, uma estrutura totalmente vertical e horizontal é aquela na qual o sistema elétrico e todas as suas atividades relacionadas formam parte de uma única empresa. Na estrutura vertical, podem existir diferentes empresas, mas todas elas realizam as atividades de geração, de transmissão e de distribuição de maneira integrada, cada uma encarregada de uma parte do sistema elétrico. Numa integração vertical parcial, existem empresas distribuidoras independentes, mas, os setores de transmissão e de geração continuam sendo operados de forma integrada por diferentes empresas.

Devido a fatores econômicos e políticos, em muitos sistemas foram realizadas reformas com o fim de introduzir concorrência no setor e tornar a operação mais eficiente. Dessa maneira, o esquema vertical foi mudado por uma estrutura desverticalizada, na qual, as atividades do sistema elétrico são realizadas por diferentes agentes que interagem formando um esquema de mercado. Para que exista uma verdadeira concorrência, o número de agentes que participam no mercado deve ser o máximo possível. Essa situação nem sempre é cumprida, o que incentiva a formação de oligopólios e a consequente intervenção por parte da entidade reguladora (geralmente o governo).

A estrutura de um mercado desverticalizado é ilustrada na Figura 1.2. Nesse esquema, existe um conjunto de geradores e de distribuidores independentes, que participam em um mercado organizado. Os consumidores não têm liberdade de escolha e compram a energia da empresa distribuidora correspondente. Esses consumidores são chamados de cativos.

Quando todos ou parte dos consumidores são liberados, eles têm a oportunidade de comprar a energia no mercado, diretamente de um gerador, ou de um comercializador. O esquema

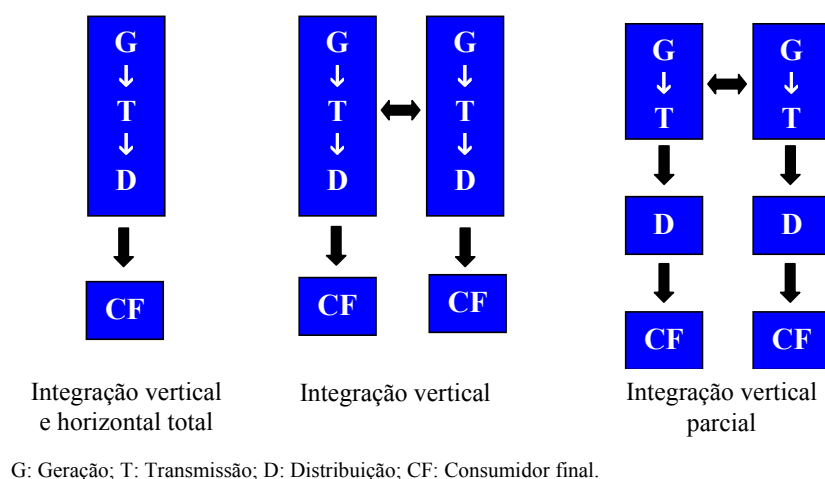


Figura 1.1: Diferentes estruturas verticais.
Fonte: Adaptado de Fernández (2002).

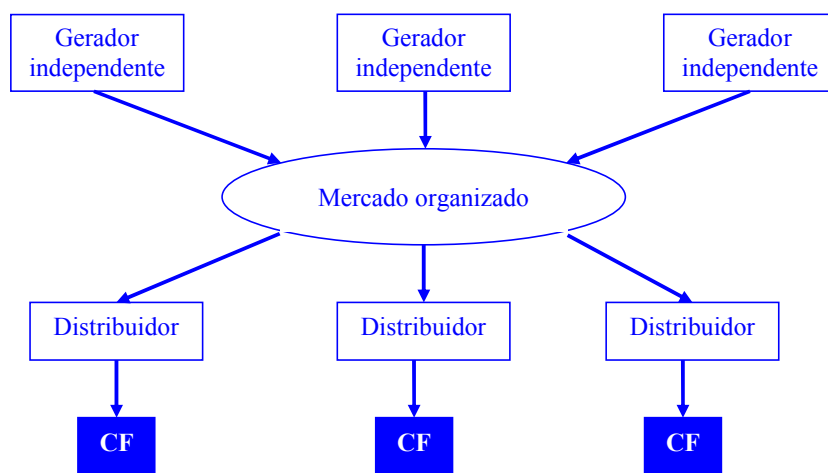
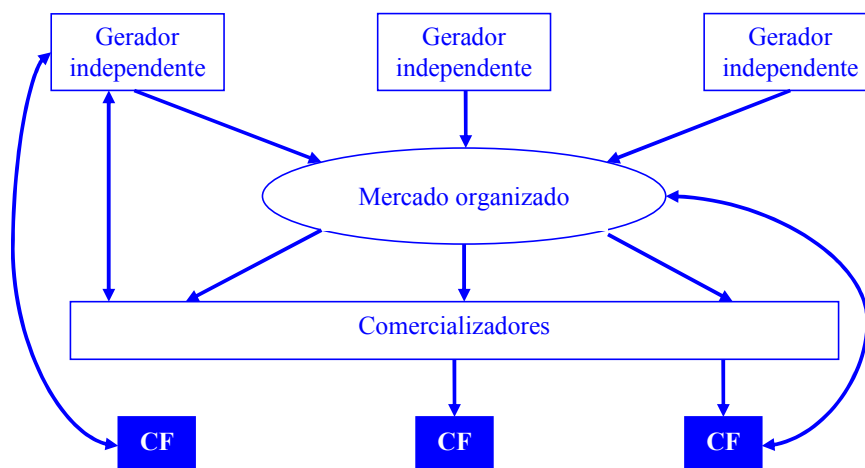


Figura 1.2: Esquema de mercado desverticalizado.
Fonte: Adaptado de Fernández (2002).

descrito é ilustrado na Figura 1.3.

Os comercializadores podem ser empresas distribuidoras ou empresas dedicadas única e exclusivamente à compra e venda de energia, mas que não possuem propriedade sobre as redes de distribuição. Neste contexto, uma empresa distribuidora pode ser comercializadora, enquanto uma empresa comercializadora não pode ser distribuidora.

As estruturas de diferentes sistemas elétricos antes do processo de liberalização com referência ao ano 2003 são ilustradas na Tabela 1.1. Nesta tabela, observa-se que a maioria dos sistemas antes do processo de desverticalização eram de propriedade pública. Por outro lado, as estruturas de diferentes sistemas elétricos depois do processo de liberalização são ilustradas na Figura 1.4. Nesta Figura, um modelo de monopsonio é aquele no qual existe um comprador único e um conjunto de geradores ofertando sua energia. Esse modelo pode ser interpretado

**Figura 1.3:** Estrutura com consumidores livres.

Fonte: Adaptado de Fernández (2002).

Tabela 1.1: Estruturas antes do processo de liberalização.

		Estrutura	
		Monopólio com integração vertical e horizontal total	Monopólio com integração vertical
Propriedade	Pública	Argentina, França, Nova Zelândia, Malásia, Itália	Chile, Inglaterra e Gales, Austrália, Noruega
	Pública e privada	-	Espanha
	Privada	-	EEUU*, Japão

Fonte: Adaptado de Fernández (2002).

Nota: *Majoritariamente privada, com escassa concentração horizontal e com integração vertical parcial.

como uma transição entre o modelo monopólico e um modelo de mercado competitivo ¹.

Até 1995, o Brasil estava constituído por uma estrutura de monopólio vertical de propriedade pública. Diversos fatores levaram à desverticalização até constituir uma estrutura de mercado (JARDINI et al., 2002).

O mercado de energia tem características que o fazem diferente de outros tipos de mercado de serviços ou produtos. Algumas dessas características são:

- atualmente não é possível o armazenamento de energia elétrica em grandes quantidades;
- a energia é consumida a cada instante, e o transporte até os centros de consumo deve cumprir certas restrições técnicas;
- existe um forte componente inelástico na demanda, por ser esse um serviço essencial;
- na maioria dos casos, o número de agentes que compõe o mercado é relativamente pequeno, prevalecendo o poder de mercado que exercem algumas empresas.

¹A estrutura de monopólio é comum no mercado de serviços auxiliares, já que, geralmente, os geradores fornecem a maior parte desses serviços, sendo o operador da rede o maior comprador e administrador dos mesmos.



Liberdade de eleição para todos os consumidores			Nova Zelândia, Austrália (exceto Vic. e SA), NordPool	Austrália (Vic e SA), Espanha (2003), Alemanha, Inglaterra e Gales, Argentina
Concorrência majoritária e minoritária			França	Singapura, Estados Unidos, Chile, Peru
Monopsônio	China, Indonésia, México, Rússia, Coreia	Tailândia, Malásia	Filipinas, Itália, Portugal	
Monopólio	Brunei, Vietnam, Papua Nova Guiné			Japão, Hong Kong
	Administração do estado	Empresa pública	Empresa públ./priv.	Propriedade priv.

Figura 1.4: Estruturas depois do processo de liberalização.

Fonte: Adaptado de Fernández (2002).

Esses fatores, junto com as características topológicas da rede, os critérios de investimento e desenvolvimento, e os ideais políticos, fizeram com que os mercados elétricos tivessem uma evolução diferente em cada sistema, dando lugar a mercados com um grau de descentralização, nível de concorrência e regras de comercialização diferentes (BARROSO et al., 2005; STOFT, 2002).

Os aspectos anteriores geram uma série de desafios para os engenheiros, os quais devem resolver novos problemas, tais como: a alocação de perdas, os encargos por uso da rede, a valorização de serviços ancilares, etc., sob critérios técnicos e econômicos controlados por uma regulação, a qual segue as diretrizes de desenvolvimento do país.

1.2 Objetivo

Esta tese visa propor dois métodos de valorização para os serviços ancilares de reserva, especificamente aquela reserva que é utilizada na regulação de frequência, e fornecida pelos geradores hidrelétricos. Para realizar isso, será elaborada uma pesquisa sobre as formas de gerenciamento da reserva em diferentes sistemas de energia elétrica na América Latina, na América do Norte e na Europa. Considerando o nível de produção hidrelétrica do sistema brasileiro, este estudo será concentrado, principalmente, nos serviços ancilares de reserva para regulação de frequência prestados pelas usinas hidrelétricas. As propostas de valorização visam a remuneração dos agentes pela prestação do serviço levando em consideração os componentes de custos incorridos.

1.3 Justificativa

Os serviços ancilares são utilizados para fornecer ao sistema os recursos necessários para operar em condições de qualidade e confiabilidade. Por outro lado, sem a existência desses serviços, a operação do mercado de energia não seria possível, já que não existiriam garantias para o transporte confiável da energia negociada desde os vendedores até os compradores.

A valorização dos serviços ancilares busca uma remuneração justa para os agentes fornecedores, assim como uma gestão mais transparente tanto desses serviços, quanto da venda de energia. Se os serviços ancilares não são valorizados, os fornecedores terão de incluir o custo desses serviços de forma indireta nos custos de produção (custos embutidos). Com o custo desses serviços embutidos no custo da energia, não é possível identificar quais agentes oferecem o serviço de forma mais econômica. Isto cria ineficiências no sistema e desincentiva o fornecimento, já que os agentes com melhor desempenho são tratados da mesma maneira que os agentes com um mal desempenho.

No problema de valorização desses serviços surgem algumas questões, como por exemplo: qual é a forma de gerenciá-los técnica e economicamente? Como valorizá-los e quantificá-los? Quem deve pagar esses serviços? Dessa forma, pode-se notar que a valorização dos serviços ancilares se relaciona com a confiabilidade do sistema, com a competitividade do mercado e com a estrutura tarifária da indústria elétrica.

Conclui-se que, para resolver essas questões, os serviços ancilares precisam de um estudo técnico - econômico e da definição de um marco de regulação. Esses estudos já têm sido feitos em outros lugares. No caso do Brasil, pode-se considerar que ainda é um tema sob discussão, pois não há um consenso definitivo entre os agentes fornecedores e a entidade reguladora sobre a remuneração desses serviços.

1.4 Contribuições deste trabalho

Este trabalho contribui nos seguintes aspectos:

- Mostra-se que, de todos os sistemas elétricos estudados, nenhum deles possui características de valorização iguais, e que as estruturas de valorização implementadas para os serviços de reserva nestes sistemas dependem da estrutura de mercado de energia existente. Desta forma, o Brasil precisa criar uma estrutura de valorização para os serviços de reserva que se ajuste às características particulares do sistema.

- Revisaram-se algumas das características do setor elétrico brasileiro, com a intenção de identificar quais aspectos influenciam a remuneração dos serviços de reserva e que considerações deviam ser levadas em conta na construção de propostas de valorização para esses serviços. Dentre esses aspectos, encontrou-se que o atual processo de liquidação dos geradores hidrelétricos e, particularmente, o mecanismo de realocação de energia, interfere com um eventual mecanismo de remuneração da reserva. Isto dificulta a implementação de tal mecanismo, tendo em conta que essa implementação não pode ser realizada de forma imediata, porque implica a modificação do esquema de liquidação atual.
- Propuseram-se dois mecanismos de valorização de reserva para os geradores hidrelétricos. O primeiro mecanismo é abordado do ponto de vista de um agente gerador, o qual, visando calcular sua remuneração pela prestação do serviço ao longo de um horizonte de tempo, avalia os componentes de custos associados. Particularmente, nessa proposta, foram deduzidas fórmulas que permitem, sob determinadas hipóteses, avaliar os componentes de custo pela disponibilidade e pelo uso da reserva. Também é ilustrado como o valor desses componentes de custo é afetado pelo mecanismo de realocação de energia que existe entre os geradores hidrelétricos do sistema brasileiro. A segunda proposta considera um cenário de concorrência no sistema brasileiro e é elaborada sob a visão do operador do sistema, o qual otimiza o despacho de unidades e minimiza o custo de aquisição da reserva. Nessa proposta, os agentes realizam ofertas unicamente pela disponibilidade, considerando que o uso da reserva é remunerado em um processo posterior, após a operação do sistema, a partir dos montantes reais verificados. Na modelagem deste mecanismo de mercado, foram incluídas as restrições elétricas, assim como as restrições hidráulicas e as restrições associadas às metas de produção das usinas, já que estas também influenciam os níveis de produção dos geradores hidrelétricos.
- O método de valorização, sob a visão do agente gerador, foi aplicado para estimar os custos de disponibilidade e de uso da reserva no caso real da usina hidrelétrica de Ilha Solteira pertencente à CESP. Os valores numéricos calculados permitem valorizar o serviço deste gerador em particular, e sob as condições de operação consideradas. Esses valores servem como guia em um processo de negociação de uma tarifa que vise remunerar os serviços de reserva. O método de valorização, sob a visão do operador do sistema, foi aplicado para simular o possível comportamento de um mercado de reserva nas usinas pertencentes ao sistema sudeste brasileiro. Nos cenários de mercado simulados, observou-se que qualquer usina possui uma grande chance de ser selecionada para fornecimento de reserva, desde que cumpra com os requerimentos técnicos para

regulação de frequência e sua oferta seja atrativa. Isto ilustra a possibilidade de concorrência entre essas usinas, com o objetivo de minimizar o preço de aquisição desses serviços.

1.5 Estrutura da tese

A seguir, será descrito, de forma breve, o conteúdo dos próximos capítulos.

No Capítulo 2, definem-se e descrevem-se alguns dos serviços ancilares mais utilizados. Particularmente, é realizada uma pesquisa sobre o estado da arte dos serviços ancilares associados à reserva para o controle de frequência em sistemas da Europa, da América do Norte e da América Latina. Entre os aspectos estudados, encontram-se as características técnicas, comparando diversos parâmetros de desempenho, tais como tempos de resposta, característica de regulação, montantes requeridos, etc. Outro aspecto analisado trata das características econômicas, dentro das quais são descritos os métodos que o Operador Independente do Sistema - OIS - pode utilizar para buscar os serviços de reserva, as formas de remuneração e os componentes de custo a serem remunerados. Uma comparação quantitativa de indicadores de volume e de custos, entre diferentes sistemas, também é realizada. Os indicadores de volume medem a quantidade requerida de cada tipo de reserva com respeito aos montantes de energia requerida pelo sistema durante um período de tempo (usualmente um ano). O indicador de custo mede o custo de aquisição da reserva com respeito ao custo da energia sobre um período de tempo. Termina-se com uma discussão sobre os aspectos econômicos e técnicos do controle de frequência, que foram apresentados ao longo do capítulo.

No Capítulo 3, ilustram-se, de forma genérica, os modelos de otimização sequencial e cootimizado, os quais são os modelos de aquisição de reserva que tem sido implementados nos países onde existe um mercado de energia de curto prazo.

No Capítulo 4, são tratadas as características do setor elétrico brasileiro, particularmente, a estrutura do mercado de energia e o processo de planejamento da operação energética assim como da operação no curto prazo do sistema. Também são descritos os serviços ancilares e os componentes de custo atualmente reconhecidos no Brasil. Finalmente, são ilustrados alguns dos trabalhos realizados nesta área no Brasil.

No Capítulo 5, descrevem-se os componentes de custo associados aos serviços de reserva, e formulam-se propostas para o cálculo desses componentes sob a visão de um agente gerador do sistema. Também é descrito o modelo de despacho ótimo de um gerador hidrelétrico; esse modelo é utilizado para calcular as perdas de eficiência pela disponibilidade de reserva. No

final do capítulo, são apresentados os testes e resultados obtidos a partir das propostas realizadas e dos dados fornecidos pela CESP, os quais foram utilizados para estimar o valor da reserva na usina de Ilha Solteira.

No Capítulo 6 é apresentada outra alternativa para a valorização da reserva, considerando um possível cenário de concorrência no sistema brasileiro. Para a implementação desse cenário, propõe-se modificar o sistema de liquidação, de forma que o mecanismo de realocação de energia considere como referência a geração programada e não a geração real. No caso da geração real, esta seria utilizada para o cálculo do pagamento pelo uso de reserva. Finalmente, a proposta é modelada através de um algoritmo de despacho hidrelétrico e testada em dois sistemas. O primeiro corresponde a um sistema de 3 barras e de 3 geradores, que é utilizado com fins ilustrativos. O segundo considera a interação entre as usinas hidrelétricas do sudeste brasileiro e é utilizado para simular o funcionamento do mercado de reserva dessa região.

No Capítulo 7, são apresentadas as conclusões da tese e as recomendações para futuros trabalhos.

2 SERVIÇOS ANCILARES

2.1 Definição

No que corresponde à definição dos Serviços Ancilares, não existe consenso neste aspecto. Como é descrito posteriormente, existem diferenças nos padrões e critérios que cada região tem adotado.

Segundo a instrução No. 890 da *Federal Energy Regulatory Commission* (FERC), a definição de serviços ancilares é a seguinte (HEDBERG; EMNETT; BARRÓN, 2007):

Serviços Ancilares: Aqueles serviços que são necessários para apoiar o transporte da potência elétrica, desde os vendedores até os compradores, dadas as obrigações das áreas de controle, enquanto se mantêm uma operação confiável do sistema interconectado.

Em termos gerais, os serviços ancilares são serviços fornecidos ao sistema (rede de transmissão) com a finalidade de transportar a energia vendida sob condições de qualidade, de confiabilidade e de segurança.

2.1.1 Classificação

A classificação dos serviços ancilares varia dependendo das regras e dos padrões de cada região. Em 1995, a FERC publicou as regras de acesso livre ao sistema de transmissão nos Estados Unidos. Isso levou à necessidade de definir os serviços ancilares. Várias organizações realizaram propostas nesta temática, chegando a propor uma lista de até 40 serviços ancilares. Em 1996, foi publicada uma pesquisa pela *Oak Ridge National Laboratory* (ORNL) (HIRST; KIRBY, 1996), na qual se discutem quais serviços devem ser desagregados e implementados num esquema de mercado, e quais serviços não devem ser considerados como ancilares ¹. Finalmente, propôs-se uma série de serviços ancilares baseada na proposta da FERC como ilustrado na Tabela 2.1.

¹Uma das razões para não considerar um serviço como ancilar é seu baixo custo e as dificuldades técnicas para fazer uma gestão do mesmo.

Tabela 2.1: Comparação dos serviços ancilares propostos pela FERC e pelo ORNL.

FERC	ORNL
Potência Reativa/Controle de tensão	Administração do sistema de potência reativa e controle de tensão, administração de potência reativa local e controle de tensão.
Compensação de perdas	Reposição de perdas de potência reais.
Programação e despacho	Chaveamento de unidades e despacho econômico.
Atendimento de carga	Serviço de atendimento de carga.
Proteção do sistema	Reserva girante de confiabilidade, reserva operativa suplementária, reserva para enriquecimento da estabilidade, segurança da área local, reservas de transmissão.
Desbalanço de energia	Energia não-programada.
Serviços não identificados pela FERC	Correção do tempo, reserva não-operativa, autorrestabelecimento, controle e monitoramento da transmissão, reparação e manutenção da rede, medição, faturamento e comunicações, qualidade da potência.

Fonte: Adaptado de Hirst e Kirby (1996).

A seguir, serão explicados alguns dos serviços ancilares apresentados na Tabela 2.1, onde, mais do que sua definição, é mostrada uma descrição de cada serviço num sentido geral, já que alguns desses serviços podem ser chamados de outra forma em determinadas regiões, ou podem fazer parte de outros serviços ancilares. Alguns desses serviços serão tratados com mais detalhe na Seção 2.2.

Programação e despacho

São serviços de baixo custo e realizados em forma conjunta pelo operador do sistema. A programação, para cumprir com os requisitos de demanda prevista, atribui os recursos de geração e de transmissão, e pode ser realizada com uma semana, um dia ou alguns minutos de antecedência. O despacho, com a finalidade de atender os requerimentos de carga, controla esses recursos em tempo real.

Atendimento de carga

O atendimento de carga se refere ao controle das variações previstas de carga (KIRSCHEN; STRBAC, 2004). Esse serviço pode ser entendido como o controle da tendência da curva de demanda entre um período e outro. Essas variações são administradas de forma centralizada pelo operador da área ².

²Uma área, num sistema elétrico, é uma região do sistema delimitada por fronteiras elétricas na qual, geralmente, uma empresa ou um conjunto de empresas geradoras, são responsáveis por grande parte da demanda na zona, assim como também controlam a frequência e os intercâmbios de potência com outras áreas do sistema.

Reserva de confiabilidade

Hirst e Kirby (1996) definem a reserva de confiabilidade como aquela reserva que pode estar totalmente disponível em um tempo menor ou igual que 10 minutos. Essa reserva inclui a reserva girante e a reserva não girante. Segundo MAIN (1995) citado por Hirst e Kirby (1996), a reserva girante é a folga de geração que está sincronizada ao sistema e que pode ser suprida, em sua totalidade, em um tempo menor ou igual que 10 minutos. Por outro lado, a reserva não girante é a folga de geração que não está conectada ao sistema, mas que pode ser sincronizada e fornecer energia em um tempo menor ou igual que 10 minutos, ou cargas controláveis que podem ser desligadas em um tempo menor ou igual que 10 minutos.

Balanço de Energia

O desbalanço de energia é inevitável, uma vez que é impossível manter, com exatidão, o balanço geração-carga. O serviço de balanço de energia busca minimizar os desvios de potência entre as áreas do sistema. Esse serviço pode ser considerado implícito no serviço de atendimento de carga e de reserva de confiabilidade.

Compensação das perdas de potência ativa

As perdas de potência ativa correspondem à diferença entre o que foi gerado e o que foi consumido. Os geradores são os encarregados de fornecer essa diferença. A alocação das perdas entre os geradores é um assunto difícil de esclarecer, uma vez que não é simples atribuir um valor específico para cada agente.

Controle de tensão

Nos pontos em que é solicitado, esse controle se utiliza para manter a tensão dentro dos limites estabelecidos e para compensar os requerimentos de potência reativa do sistema. Desta forma, o controle de tensão resulta importante na prevenção de possíveis colapsos de tensão. Esse controle é realizado através de diferentes dispositivos, como transformadores com taps, reguladores de tensão, geradores, capacitores, reatores, *Flexible AC Transmission Systems* (FACTS) e compensadores síncronos.

Autorrestabelecimento

O colapso de um sistema ocorre quando a totalidade, ou grande parte da rede elétrica, fica sem energia. As unidades que podem gerar, sem utilizar a energia da rede, são chamadas a fornecer o serviço de autorrestabelecimento. Depois que uma unidade é partida de forma autônoma, está em condições de ajudar outras unidades a energizar novamente a rede de transmissão.

2.2 Características técnicas da reserva

Nesta seção, realizar-se-á uma descrição técnica dos serviços ancilares de controle de frequência e da reserva associada. Tendo em conta que, em cada região, o tratamento dos serviços ancilares é diferente, apresenta-se uma comparação entre diferentes sistemas, incluindo o sistema brasileiro.

2.2.1 Aquisição dos serviços ancilares de reserva

A aquisição destes serviços é realizada pelo operador do sistema. Isso é comum em todos os sistemas do mundo, para aqueles serviços que precisam de uma administração centralizada. O operador está encarregado de solicitar a quantidade necessária para atender os requerimentos do sistema, sob condições de qualidade, confiabilidade e segurança³. Na Tabela 2.2, mostram-se os Operadores Independentes dos Sistemas (OIS's) estudados e as correspondentes entidades reguladoras. Também são ilustradas as abreviaturas com as quais serão referidos.

2.2.2 Reservas de regulação de frequência

A reserva de regulação de frequência corresponde a uma certa quantidade da potência ativa do sistema, que é mantida disponível para realizar o controle de frequência. Por sua vez, a regulação de frequência é usualmente realizada através de duas ações de controle, como descrito a seguir:

- Controle de frequência primário: é um controle automático local que ajusta a geração de potência ativa das unidades geradoras e, eventualmente, o consumo de cargas

³Existem alguns casos em que a responsabilidade da aquisição de alguns serviços é atribuída aos agentes compradores (HEDBERG; EMNETT; BARRÓN, 2007; REBOURS et al., 2007a; VERGARA, 2000).

Tabela 2.2: Reguladores e OIS's em diferentes sistemas de potência.

SISTEMA	ABREVIÇÃO	REGULADOR	OIS
Austrália	AU	AER	NEMMCO
Bélgica	BE	CREG	ELia
Califórnia	CAL	FERC	CAISO
PJM	PJM	FERC	PJM ISSO
França	FR	CRE	RTE
Alemanha	DE	BNA	EnBW, E.ON, RWE and VET
Grã-Bretanha	GB	Ofgem	NGET
Holanda	HO	DTe	TenneT
Nova Zelândia	NZ	Electricity Commission	Trasnpower
Espanha	ES	CNE	REE
Suécia	SE	Stem	SvK
Argentina	AR	ENRE	CAMMESA
Brasil	BR	ANEEL	ONS

Fonte: Adaptado de Rebours et al. (2007a).

Nota: OIS: Operador independente do sistema.

controláveis, para restaurar rapidamente o balanço geração-carga e se contrapor às variações de frequência.

- Controle de frequência secundário: é um controle automático centralizado, que ajusta a produção de potência ativa, para restaurar a frequência e os intercâmbios entre as áreas a seus valores nominais. Esse controle é também chamado Controle Automático de Geração (CAG ou AGC), e é o termo comumente utilizado nos sistemas americanos (CAISO, 1999; PJM, 2006b).

Adicionalmente, durante a operação em tempo real, podem ser realizadas modificações manuais ou automáticas no despacho de unidades geradoras. UCTE (2004b) denomina esta ação como controle terciário de frequência, o qual é utilizado, ou para restabelecer as reservas de controle secundário, ou para redistribuí-las de uma forma mais econômica.

Na Tabela 2.3, mostra-se uma comparação das reservas definidas em diferentes sistemas. Cada reserva se diferencia no tempo de resposta, assim, da esquerda a direita, aparecem as reservas mais rápidas até as mais lentas. As reservas das Colunas 1 e 2 serão identificadas como reserva para regulação primária e secundária de frequência respectivamente. As reservas classificadas na Coluna 3, serão chamadas com o termo genérico *outras reservas*, e também serão referidas dessa forma ao longo do texto, já que podem ter diversas finalidades, tais como: complementar as reservas de regulação primária e secundária, controlar os congestionamentos, atender alguma contingência em tempo real ou viabilizar um redespacho por conveniência operativa ou econômica.

Também, de agora em diante, serão utilizados, com o mesmo significado e quando requerido, os termos: reserva “para cima”, *up reserve* ou reserva positiva. Da mesma forma, os

Tabela 2.3: Tipos de reservas definidas em diferentes sistemas de potência.

	RESERVA DE REG. PRIM.		RES. DE REG. SEC.	OUTRAS RESERVAS					
PJM	Reserva dinâmica		Reserva de regulação	Reserva operativa			Reserva secundária	Reserva > 30 minutos	
				Reserva primária					
				Reserva girante	Reserva não girante				
CAL	Sem nome		Reserva de regulação	Reserva operativa		Energia de substituição/suplementar			
				Reserva de contingência					
				Reserva girante					Reserva não-girante
DE	Res. prim.		Reserva sec.	MinutenReserve			Stundenreserve and notreserve		
FR	Reserva primária		Reserva sec.	Reserva terciária				Reserva a prazo	
				Reserva terciária rápida		Res. terc. compl.			
ES	Reserva primária		Reserva sec.	Reserva terciária					
HO	Reserva primária		Capacidade de regulação	Capacidade de reserva					
BE	Reserva primária		Reserva sec.	Reserva terciária					
GB	Reserva operativa		Não existe	Fast Reserve*	Fast Start*	Demand Management*	STOR*	BM Start Up*	
	R. prim.	R. sec.							
	R. alta frequência								
SE	Freq. controlada normal		Não existe	Reserva Rápida			Reserva lenta		
	Freq. controlada de distúrbio								
AU	Serviços de contingência		Regulação e controle de carga	Capacidade de reserva de curto prazo					
	Rápida	Lenta							Dem.
NZ	Reserva instantânea		Reserva de Reg. Freq.	Sem nome					
	Rápida	Mantida							
	Sobre-frequência								
AR	Reserva de regulação		Reserva sec.	Reservas de 5, 10, 20 minutos e 4 horas					
BR	Reserva primária		Reserva sec.	Reserva terciária e de prontidão					

Fonte: Adaptado de Rebours et al. (2007a).

Notas: Res: reserva; Prim: primária; Sec: secundária; Terc: terciária.

R: resposta; Freq:frequência ; Compl: complementar; Reg:regulação; Dem: demorada.

*: Veja o significado na Figura 2.1.

termos: reserva “para baixo”, *down reserve* ou reserva negativa. Para fins de esclarecimento, a reserva “para cima” é destinada ao aumento na geração quando ocorre um aumento na demanda. Por outro lado, a reserva “para baixo” é destinada à diminuição da geração quando diminui a demanda. Adicionalmente, os termos regulação primária e controle primário, assim como regulação secundária e controle secundário serão utilizados com o mesmo significado ao longo deste trabalho.

Com respeito à Tabela 2.3, podem ser realizadas as seguintes observações: a PJM define a reserva para o controle primário como reserva dinâmica, enquanto a reserva para o controle secundário é definida como reserva de regulação. Por sua vez, a PJM denomina como reserva primária a reserva girante (sincronizada) e a reserva não-sincronizada (unidades de partida rápida). Também define como reserva secundária, uma reserva com um tempo de resposta entre 11 e 30 minutos (PJM, 2006b).

Na Holanda, a reserva para o controle secundário também é chamada capacidade de regulação (TENNET, 2008). A Bélgica e a Espanha utilizam a mesma convenção (ELIA, 2008; SECRETARÍA GENERAL DE ENERGÍA, 2006a). No caso da França e, dependendo do tempo de resposta das unidades, são utilizados vários tipos de reserva além das reservas de regulação primária e secundária (RTE, 2005).

No caso da Grã-Bretanha, a reserva de controle primário é denominada reserva operativa, a qual é dividida em vários tipos de reserva denominados, resposta de frequência primária e secundária, para as quedas de frequência, e resposta de alta frequência, para os aumentos de frequência (NGET, 2007a). Na Grã-Bretanha, não existe controle de frequência secundário, e os desvios de potência são corrigidos utilizando as reservas de regulação primária e algumas das reservas de seção *outras reservas*. Estas reservas são diferenciadas pela tempo de resposta, como é descrito na Figura 2.1.

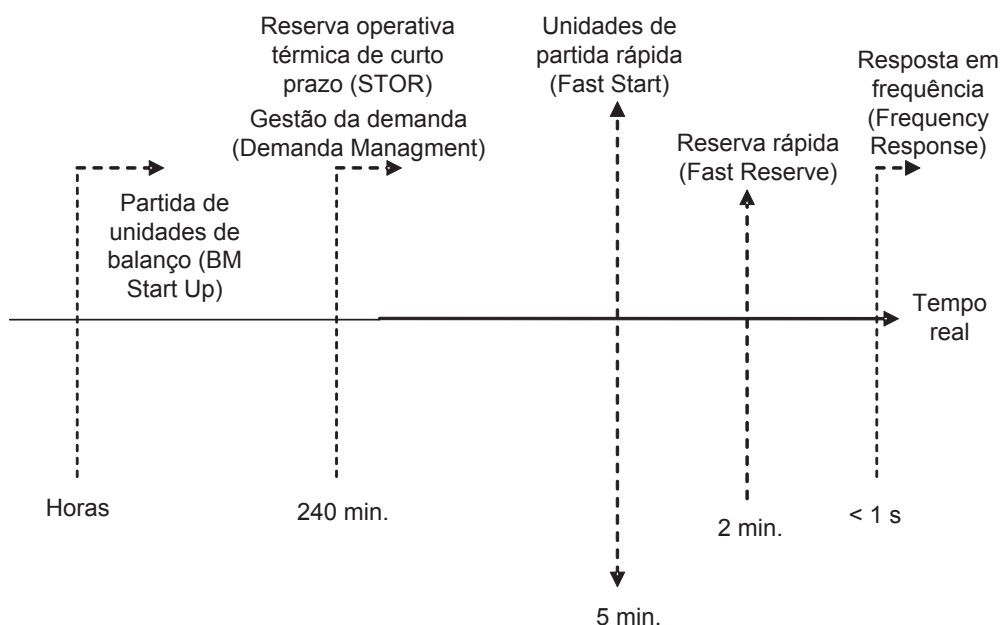


Figura 2.1: Tipos de reserva do sistema da Grã-Bretanha.

Fonte: Adaptado de NGET (2007c).

Na Suécia, igual ao caso da Grã-Bretanha, não se utiliza o controle secundário de frequência. Sua reserva de controle primário está constituída pela reserva de operação normal de frequência controlada e a reserva de distúrbios de frequência controlada. Na seção *outras reservas* são definidas a reserva rápida e a reserva lenta (NORDEL, 2007). A Suécia define dois tipos de regulação: a regulação primária, que é efetuada com a reserva para regulação primária, e a regulação secundária, que é uma regulação manual diferente do CAG tradicional (SVK, 2007).

A Austrália utiliza três tipos de reserva para o controle primário, denominadas reservas de contingência. Elas são a reserva rápida, a lenta e a demorada, as quais também são diferenciadas pelo tipo de regulação (alta ou baixa frequência). A reserva para o CAG é denominada serviços de regulação. A reserva da seção *outras reservas* é chamada capacidade de reserva de curto prazo (NEMMCO, 2001, 2005a, 2006).

A Nova Zelândia denomina a reserva de controle primário como reserva instantânea, a qual está dividida em três tipos: a reserva rápida instantânea e a reserva instantânea sustentada, para as quedas de frequência, e as reservas de sobrefrequência. A reserva de controle secundário é identificada como reserva de regulação de frequência (TRANSPower, 2006; ELECTRICITY COMMISSION, 2008).

Na América do Sul, a Argentina define a reserva de regulação primária como reserva de regulação. Na seção *outras reservas* são definidos diferentes tipos de reserva: reserva operativa de 5 minutos, reserva de 10 minutos, reserva fria de 20 minutos e reserva térmica de 4 horas (Cammesa, 2007b).

No caso do Brasil, nos procedimentos técnicos do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), são definidos os seguintes tipos de reserva (ONS, 2005): a reserva primária, a reserva secundária, a reserva terciária e a reserva complementar ou de prontidão.

Em geral, pode-se notar que cada sistema utiliza uma nomenclatura diferente para suas reservas. Também, em países como a Grã-Bretanha, a Holanda e a Austrália, utilizam-se diferentes tipos de reserva para o controle de frequência primário.

Características do controle primário de frequência

Após uma perturbação na rede, o sistema responde com uma variação na energia cinética das máquinas e com a variação da potência demandada pelas cargas. Se a perturbação é pequena, a variação da frequência faz com que as próprias cargas aumentem ou diminuam sua potência, para retornar o sistema ao novo ponto de equilíbrio, numa frequência diferente da nominal. Se a perturbação é tal que supera a faixa morta do controle de frequência das unidades geradoras, o sistema retornará ao novo ponto de equilíbrio, após o ação de amortecimento natural das cargas, e dos reguladores de velocidade dos grupos geradores (Jaleeli et al., 1992). A regulação exercida pelos reguladores de velocidade é denominada controle primário ou regulação primária (Filho, 1984).

Observa-se então, que existe uma insensibilidade associada ao controlador primário, que é definida como a faixa de frequência dentro da qual o controlador não muda a saída. Na Europa,

são definidas duas insensibilidades: a insensibilidade não-intencional (NI) ou simplesmente insensibilidade, que é intrínseca ao controlador, e a insensibilidade intencional (I), ou faixa morta.

Por outro lado, cada grupo gerador tem associada uma característica de regulação, a qual tem uma forma decrescente e indica que um incremento na carga vem acompanhado de um decremento na velocidade da máquina (Figura 2.2).

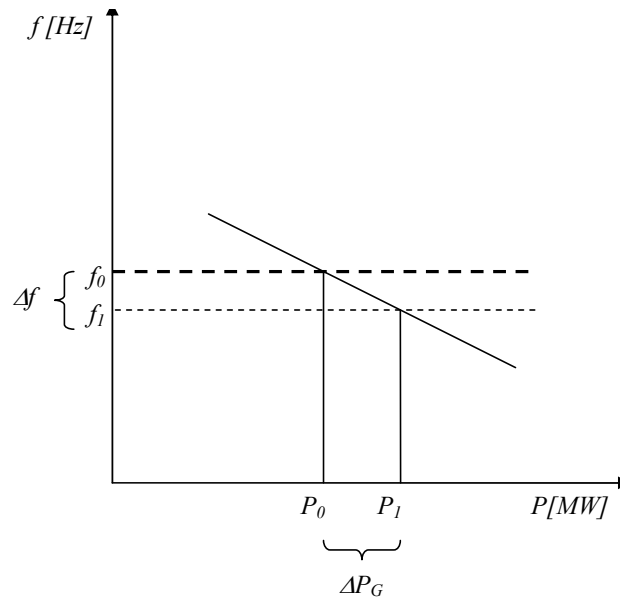


Figura 2.2: Característica de regulação de velocidade.

A variação de potência do gerador, em regime permanente, após o distúrbio, está dada pela Equação (2.1):

$$\Delta P_G = -\frac{1}{R} \Delta f \quad (2.1)$$

sendo

ΔP_G : variação de potência ativa em [MW];

Δf : variação de frequência em [Hz];

R : estatismo da máquina (*speed droop*), também definido como S em algumas referências. Representa a variação de velocidade da máquina para passar de carga zero a plena carga.

A expressão $\frac{1}{R}$ tem unidades de [MW/Hz] ou unidades de energia, portanto é chamada energia de regulação da máquina. Outro parâmetro comum é a frequência característica em uma área de controle i , a qual é definida por meio da Equação (2.2):

$$\lambda_i = - \left(\frac{\Delta P_i}{\Delta f} \right) \quad (2.2)$$

com

ΔP_i : Desvio líquido do intercâmbio de potência ativa da área i com suas áreas vizinhas.

Algumas características técnicas do serviço de controle primário de frequência em diferentes sistemas são apresentadas na Tabela 2.4. De acordo com essa tabela, são realizadas as seguintes observações:

O tempo de resposta para utilizar o 100% da reserva de regulação primária segundo requerimentos da UCTE é ≤ 30 s, e a precisão dos medidores de frequência, usados no controle primário, deve ser melhor ou pelo menos 10 mHz. A insensibilidade total (a soma da sensibilidade intencional e não-intencional) é estabelecida em 10 mHz.

O valor da frequência característica dentro da zona interconectada da UCTE é λ_i igual a 21000 MW/Hz, e toda a reserva de regulação primária deve ser utilizada para um desvio de frequência de 200 mHz ou maior. Também, a reserva para o controle primário deve ser fornecida durante pelo menos 15 min (UCTE, 2004a).

Em todos os países da união europeia, os tempos de resposta e o requerimento de utilizar toda a reserva de regulação primária para um desvio de frequência especificado são os mesmos. Isso acontece porque esses requerimentos devem ser compatíveis dentro da zona interconectada.

No caso da Grã-Bretanha, podem-se observar limites mais estreitos dos tempos de resposta, por causa dos sistemas isolados serem mais susceptíveis às variações de frequência. A resposta primária, por exemplo, deve ser fornecida num tempo menor que 10 s (NGET, 2007a). Também podem-se observar limites de desvios de frequência mais folgados.

No caso do Brasil, o ONS exige que os geradores tenham um estatismo ajustável entre 4% e 8%, de preferência 5%; uma faixa morta $\leq 0,1\%$, o que equivale a 60 mHz, e um tempo de atuação do controle primário na ordem de 60 s (ONS, 2002b).

Características do controle secundário de frequência

Após a ação do controle primário, o sistema é estabilizado em um novo valor com uma frequência diferente da nominal. Para fazer retornar a frequência a seu valor original, executa-se uma ação de controle suplementar denominada controle secundário de frequência. Essa ação de controle, além de manter a frequência em seu valor nominal, permite manter os intercâmbios entre áreas do sistema em seus valores programados (FILHO, 1984).

Tabela 2.4: Controle primário de frequência em diferentes sistemas de potência.

	NERC	UCTE	DE	FR	ES	HO	BE	GB	BR
Tempo de resposta	Não rec.	≤30 s	≤30 s	≤30 s	≤30 s	≤30 s	≤30 s	Pri: ≤10 s Sec: ≤30 s Hi: ≤10 s	≈ 60 s
Tempo de fornecimento	Não rec.	≥ 15 min	≥ 15 min	≥ 15 min	≥ 15 min	≥ 15 min	≥ 15 min	Pri: ≥ 30 s Sec: ≥ 30 min Hi: o tempo que seja requerido	Não rec.
Frequência característica requerida	10 % do balanço da demanda pico anual estimada/ Hz	21000 MW/Hz	≈ 4200 MW/Hz	≈ 4400 MW/Hz	≈ 1800 MW/Hz	≈ 740 MW/Hz	≈ 600 MW/Hz	Variável ≈ 2000 MW/Hz	Não rec.
Regulação de velocidade	5 % no ano 2004	Não rec.	Não rec.	3 – 6 %	≤ 7,5 %	5 – 60 MW: 10 % > 60 MW: 4 - 20%	Não rec.	3 – 5 %	4 – 8 %
É o ajuste da regulação de velocidade obrigatório	Não rec.	Não rec.	Sim	Sim	Não rec.	5 – 60 MW: Não rec. > 60 MW: Sim	Não	Sim	Sim
Precisão na medição de frequência	Não rec.	± 10 mHz	± 10 mHz	Não rec.	Não rec.	Não rec.	± 10 mHz	Não rec.	Não rec.
Insensibilidade do controlador	T= ± 36 mHz no ano 2004; NI: não rec. I: não rec.	T= ± 10 mHz NI: não rec. I: compensada dentro da zona	T= ± 10 mHz; NI: não rec. I: ± 0 mHz;	T= ± 10 mHz NI: não rec. I: Compensada dentro da zona	T= ± 10 mHz; NI: não rec. I: ± 0 mHz;	5 - 60 MW: T= ± 150 mHz; NI: não rec. I: não rec; > 60 MW: T= ± 10 mHz; NI: ± 10 mHz I: ± 0 mHz	T= ± 10 mHz; NI: ± 10 mHz I: não rec.	T= ± 15 mHz; NI: não rec. I: não rec.	≤ 0,1 %
Resposta total para um desvio inferior a:	Não rec.	± 200 mHz	± 200 mHz	± 200 mHz	± 200 mHz	5 – 60 MW: 30 % para ± 150 – 200 mHz > 60 MW: 70 % para ± 50 – 100 mHz	± 200 mHz	Pri: - 800 mHz Sec: - 500 mHz Hi: + 500 mHz	Não rec.

Fonte: Adaptado de Rebours et al. (2007a).

Notas: Não rec: Não recomendado; Pri, Sec, Hi: Resposta de frequência primária, secundária e resposta de alta frequência; I: Intencional; NI: Não-intencional; T: Total.

A operação do sistema elétrico geralmente requer uma divisão em áreas. Cada área do sistema é monitorada e operada por um centro de controle que possui um sistema próprio de controle secundário. Assim, o controle secundário de frequência pode ser organizado através dos seguintes esquemas (UCTE, 2004a):

- Centralizado: O controle é realizado por um único controlador para todo o sistema.
- Pluralístico: Neste esquema, o sistema é dividido em áreas, cada uma com seu próprio controlador e capacidade de regulação.
- Hierárquico: Este caso é similar ao pluralístico, mas um controlador principal coordena as ações dos controladores de cada área.

Um dos parâmetros que mede o desempenho do controle secundário é o erro de controle de área (ECA). Segundo a UCTE e a NERC, é calculado como:

$$ECA_{UCTE} = P_{me} - P_{prog} + K_{ri} \cdot (f_m - f_t) \quad (2.3)$$

$$ACE_{NERC} = P_{me} - P_{prog} - 10 \cdot B \cdot (f_m - f_t) - I_{ME} \quad (2.4)$$

sendo

P_{me} : potência medida nas linhas de interconexão da área;

P_{prog} : potência programada nas linhas de interconexão da área;

f_m : frequência medida na rede;

f_t : frequência programada ou nominal;

K_{ri} : fator de controle de área MW/Hz ;

B : fator de ponderação da frequência (*Bias*) em $MW/0.1 Hz$;

I_{ME} : fator de correção.

Alguns parâmetros que descrevem o controle secundário de frequência em diferentes sistemas são ilustrados na Tabela 2.5. Com referência a essa tabela, observa-se que:

Segundo a UCTE, o tempo de resposta da reserva de regulação secundária deve ser menor do que 15 minutos. O fator K_{ri} é 110% da frequência característica, ou seja $23100MW/Hz$ de acordo com o ilustrado na Tabela 2.4. Esse valor, para evitar conflitos com o controle primário, é usualmente maior do que a frequência característica. A precisão na medição da frequência

Tabela 2.5: Controle secundário de frequência em diferentes sistemas de potência.

	NERC	UCTE	DE	FR	ES	HO	BE	BR
Tempo de início	Não rec.	≤ 30 s	Imediato ou ≤ 5 min	≤ 30 s	Não rec.	30 s – 1 min.	≤ 10 s	Não rec.
Tempo de resposta	Não rec.	≤ 15 min	≤ 5 min	≤ 430 s ≤ 97 s	≤ 300 s – 500 s	≤ 15 min	≤ 10 min	Não rec.
Tempo de fornecimento	Não rec.	Tanto quanto seja preciso	Tanto quanto seja preciso	Tanto quanto seja preciso	≥ 15 min	≥ 15 min e como seja requerido	Tanto quanto seja preciso	Não rec.
Organização do controle	Não rec.	Não rec.	Pluralístico	Centralizado	Hierárquico	Pluralístico	Centralizado	Pluralístico
Medição da frequência	$\varepsilon \leq 1$ mHz; T ≤ 6 s	$1,0 \leq \varepsilon \leq 1,5$ mHz; T $\leq$ Não rec.	$1,0 \leq \varepsilon \leq 1,5$ mHz; T = 1 s	$\varepsilon \leq 1,0$ mHz; T = 1 s	ε : Desconhecido; T = 2 s	$\varepsilon \leq 1,0$ mHz; T = 4 s	$\varepsilon \leq 1,0$ mHz; T : variável	Não rec.
Medição dos intercâmbios	$\varepsilon \leq 1,3$ %; T ≤ 6 s	$\varepsilon \leq 1,5$ %; T ≤ 5 s	$\varepsilon \leq 1,5$ %; T = 1 s	$\varepsilon \leq 1,5$ %; T = 10 s	ε : Desconhecido; T = 4 s	$\varepsilon \leq 0,5$ %; T = 4 s	$\varepsilon \leq 0,5$ %; T : variável	Não rec.
Ciclo de tempo do controlador	≤ 6 s	1 - 5 s	1 - 2 s	5 s	4 s	4 s	5 s	Não rec.
Tipo de controlador	Não rec.	I or PI	PI	I	P or PI, dependendo da zona de regulação	PI com heurísticas adicionais	PI	Não rec.
Termo proporcional	Não rec.	0 – 0,5 s	Desconhecido	0	Desconhecido	0,5	0 – 0,5	Não rec.
Termo integral	Não rec.	50 – 200 s	Desconhecido	115 – 180 s	100 s	100 – 160 s	50 – 200 s	Não rec.
Fator K para medição do ACE	A frequência característica	110 % da frequência característica	Desconhecido	Desconhecido	Desconhecido	900 MW/Hz	≈ 660 MW/Hz	Não rec.

Fonte: Adaptado de Rebours et al. (2007a).

Notas: Não rec: Não recomendado; ε : precisão, T: ciclo de tempo; P, I e PI: controlador proporcional, integral e proporcional – integral.

para o controle secundário deve estar entre 1 e 1,5 mHz. O tempo de início⁴, que é o tempo que demora o serviço de controle em começar após ele ser solicitado, deve ser menor que 30 s (UCTE, 2004a). Por último, o tipo de controlador recomendado é do tipo proporcional-integral.

No caso do Brasil, o tipo de controle secundário é pluralístico, já que o ONS divide o sistema em várias área de controle, e cada área está encarregada de manter a frequência e os intercâmbios de potência. O fator K, ou o fator Bias, não é especificado, porque ele é dinamicamente ajustado em tempo real (ONS, 2005), diferentemente do critério da UCTE, onde é mantido um fator constante.

2.3 Características econômicas da reserva

A seguir, apresenta-se uma análise comparativa das características econômicas mais relevantes da reserva sob diversos sistemas elétricos.

2.3.1 Métodos de busca

Geralmente, os serviços ancilares de reserva são adquiridos pelo OIS, uma vez que se trata do organismo que administra os recursos do sistema de uma forma centralizada. O OIS pode adquirir um serviço ancilar através de algum dos seguintes mecanismos (REBOURS et al., 2007b):

- de forma obrigatória;
- realizando contratos bilaterais com os geradores;
- através de leilões;
- por meio de um mercado *spot*;
- usando qualquer uma das combinações anteriores.

A forma obrigatória é o método usado nos sistemas que não possuem um mercado de eletricidade. No entanto, os sistemas com um mercado de energia podem utilizar o fornecimento obrigatório para alguns serviços. Por exemplo, no caso da Espanha, o controle primário de frequência é fornecido de forma obrigatória (MIGUÉLEZ et al., 2008).

⁴No caso do controle primário, esse tempo não é especificado, já que esse serviço é acionado de forma instantânea após o distúrbio.

O fornecimento obrigatório é o mecanismo mais simples para buscar a provisão de um serviço ancilar, mas ele tem alguns inconvenientes, por exemplo, o operador do sistema pode requerer mais recursos que o necessário, incorrendo em custos adicionais para os geradores. Por outro lado, alguns geradores, potencialmente mais eficientes, podem ser prejudicados, pelo tratamento indiferente que o operador do sistema faz a eles.

Os contratos bilaterais são utilizados pelo OIS para cobrir os requerimentos de reserva, usualmente, ao longo de um período de tempo. Uma das vantagens dessa alternativa, é que o OIS pode negociar a quantidade e o preço com cada fornecedor. No entanto, como desvantagem, o preço e a quantidade negociada são fixos durante o período de duração do contrato. Isso pode fazer com que um dos participantes seja prejudicado se as condições do mercado mudam de forma significativa.

No caso do Brasil, o contrato pactado entre o ONS e o agente gerador é denominado Contrato de Prestação de Serviços Ancilares (CPSA). Particularmente, para o serviço de controle de tensão, é definida uma tarifa pela prestação do serviço denominada Tarifa de Serviços Ancilares (TSA). Neste serviço, não é permitida a escolha de suprimento de potência reativa distante do ponto de controle e os geradores devem fornecer os montantes requeridos de forma mandatória.

Os leilões e o mercado *spot* são processos competitivos, onde o operador do sistema busca obter os recursos necessários para o sistema ao mínimo preço. O leilão é entendido como um mecanismo de compra para o longo prazo, enquanto o mercado *spot* é utilizado para compras no curto prazo. Estes mecanismos são processos mais competitivos e transparentes, mas eles incorrem em maiores custos administrativos, e ainda é possível que alguns participantes possam exercer o poder de mercado.

Na Tabela 2.6, mostra-se uma comparação qualitativa das vantagens e desvantagens destes mecanismos.

Pode-se observar que cada método apresenta vantagens e desvantagens. Além disso, dependendo da prioridade de cada fator que influencia a escolha, um método pode ser preferido para um caso particular.

Na Tabela 2.7, mostram-se os diferentes métodos de busca praticados em alguns sistemas para os serviços ancilares de reserva.

Pode-se notar que a reserva de controle primário é o serviço que mais métodos de busca possui. No entanto, tecnicamente, é preferível que esse serviço esteja distribuído geograficamente, para enriquecer a segurança do sistema; por essa razão, um fornecimento

Tabela 2.6: Métodos de aquisição dos serviços ancilares de reserva.

Característica	Obrigatório	Contratos bilaterais	Leilões	Spot
Evitar o poder de mercado	+++	+	—	—
Facilitar a entrada de novos agentes	+	+/-	++	+++
Proteção contra o risco	++	+++	+	—
Minimizar custos das transações	++	-	-	-
Assegurar suficiente reserva	+++	+++	+++	+
Incrementar o benefício social	—	+	++	+++
Incrementar a transparência do mercado	+++	—	+	+++
Reconhecer a externalidade do serviço ancilar	—	+++	+++	+++
Integrar a resposta da demanda como serviço ancilar	—	+++	++	+

Fonte: Adaptado de Rebours, Kirschen e Trotignon (2007).

Notas: +: O mecanismo favorece positivamente a característica apresentada.

-: O mecanismo favorece negativamente a característica apresentada.

+/-: O mecanismo pode favorecer positiva ou negativamente a característica apresentada.

obrigatório se ajusta melhor a esta expectativa.

A reserva para controle secundário não é obrigatória na maioria dos sistemas estudados. No caso de Brasil o serviço é estabelecido como mandatório com um ressarcimento pelos custos de operação e manutenção (O&M), os quais não são negociáveis.

A Grã-Bretanha adquire os serviços de reserva rápida e de reserva térmica de curto prazo no mercado diário. A Suécia adquire a reserva rápida através do mercado *spot*. A Alemanha adquire os serviços de reserva primária e secundária através de leilões semestrais, e a reserva (*minuten reserve*), através de leilões diários (E-ON, 2005). O Brasil estabelece, de forma obrigatória, o fornecimento da reserva terciária e de prontidão.

2.3.2 Métodos de remuneração

Os serviços ancilares de reserva podem ser remunerados de acordo com os seguintes esquemas:

Tabela 2.7: Métodos de busca em diferentes sistemas de potência.

	Fornecimento obrigatório	Contratos bilaterais	Processos de oferta (leilões de médio - longo prazo)	Mercado <i>spot</i>
Reserva de reg. primária	ES, PJM, BR, AR	AU, FR, NZ	DE, GB, NZ, SE	AU, NZ
Reserva de reg. secundária	BR	FR	DE, NZ	AU, ES, PJM, AR
<i>Outras reservas</i>	BR		GB, AU, AR, DE	ES, GB, SE, CAL, FR

Fonte: Adaptado de Rebours et al. (2007b).

Nota: reg.: regulação.

- não-remunerado;
- preço regulado;
- pagamento ao preço de oferta (*Pay as Bid Price* - PBP);
- pagamento ao preço marginal (*Common Clearing Price* - CCP).

O fato de não remunerar os serviços ancilares de reserva parece ser a melhor alternativa para o OIS. No entanto, nessa situação, os geradores estarão obrigados a incrementar o preço da energia, para cobrir os custos incorridos. Além disso, não existe um incentivo para um fornecimento eficiente desses serviços.

O preço regulado é uma tarifa estabelecida pelo ente regulador do sistema, e que é válida durante um período de tempo determinado. Essa forma de valorização é uma opção para sistemas que não dispõem de um mercado de energia de curto prazo. A tarifa regulada apresenta, como desvantagem, o fato de não refletir os verdadeiros custos, que variam de uma forma dinâmica com as condições de operação.

No esquema PBP, cada gerador é remunerado ao preço da sua própria oferta. Esse método é utilizado quando os produtos que se oferecem no mercado podem ser claramente diferenciados, sendo necessário atribuir uma remuneração diferenciada a cada oferente. Apresenta como desvantagem, a possibilidade de alguns agentes deterem o poder de mercado.

O esquema CCP é o mais utilizado. Nessa modalidade, os geradores são remunerados com o preço da última oferta aceita no mercado de reserva. Esse esquema se aplica quando o produto, e/ou serviço oferecido, não apresentam maiores diferenças. Sob condições de competição perfeita, o preço de mercado se aproxima do preço marginal.

Na Tabela 2.8, mostram-se os esquemas de remuneração da reserva em vários sistemas.

Tabela 2.8: Métodos de remuneração em diferentes sistemas de potência.

	Nenhum	Preço regulado	PBP	CCP
Reserva de reg. primária	PJM, ES, BR, AR	NZ	AU, FR, DE, GB, NZ	AU, SE
Reserva de reg. secundária	BR		FR, DE, GB, SE, NZ, AU, ES, PJM	AU, ES, PJM, AR
<i>Outras reservas</i>	BR		GB, AU, DE	ES, SE, CAL, AR, FR

Fonte: Adaptado de Rebours et al. (2007b).

reg.: regulação.

Nesta tabela, pode-se observar que a reserva de regulação primária de frequência não é remunerada na PJM, na Espanha e no Brasil. A Argentina exige um requerimento mínimo obrigatório e não-remunerado de reserva de regulação primária. Unicamente são remunerados fornecimentos adicionais dessa reserva.

O método de remuneração mais utilizado para o serviço de reserva de regulação secundária é PBP, tendo em conta que esse serviço pode ser diferenciado. No caso do Brasil, a ANEEL estabeleceu que esse serviço deve ser fornecido sem ônus para os agentes do sistema (ANEEL, 2007a).

A Grã-Bretanha e a Austrália (NEMMCO, 2005b) utilizam o método PBP para o pagamento de algumas das reservas definidas na seção *outras reservas*, enquanto a Espanha, a Suécia (SVK, 2007), a Califórnia, a Argentina e a França utilizam o esquema CCP. Na Argentina, a reserva de regulação secundária e algumas das reservas da seção *outras reservas* são ofertadas durante uma ou várias semanas do mês (CAMMESA, 2007a), utilizando uma estrutura CCP. O Brasil não tem um método de remuneração para os serviços de reserva terciária e de prontidão; no entanto, existe um componente de remuneração via Encargos de Serviços do Sistema (ESS) para a reserva de prontidão ⁵.

2.3.3 Estrutura da remuneração

Um serviço ancilar pode ser remunerado pela combinação de vários componentes, os quais tentam refletir os diferentes custos incorridos pelo agente fornecedor na prestação do serviço. Esses componentes constituem a estrutura da remuneração e são descritos a seguir (REBOURS

⁵ESS - Encargos de Serviços do Sistema é um encargo setorial, que representa o custo incorrido para manter a confiabilidade e a estabilidade do SIN, para o atendimento do consumo de energia elétrica no Brasil. Esse custo é apurado mensalmente pela Câmara de Comercialização de Energia (CCEE), e é pago pelos agentes da categoria consumo aos agentes de geração. A maior parte desse encargo diz respeito ao pagamento para geradores que receberam ordem de despacho do ONS, para atendimento às restrições de transmissão (CCEE, 2007a).

et al., 2007b):

- Parcela fixa: relacionada com os custos de investimento no equipamento necessário para fornecer o serviço.
- Parcela de disponibilidade: relacionada com os custos incorridos para manter o serviço disponível, mesmo que ele não seja efetivamente utilizado. Inclui custos de geração mínima, custos de manutenção dos equipamentos, custos administrativos, mão-de-obra, etc.
- Parcela de uso: representa os custos incorridos quando o serviço é efetivamente fornecido.
- Parcela por frequência de uso: representa os custos adicionais incorridos quando o serviço é utilizado mais de uma vez durante um período de programação.
- Parcela de oportunidade: representa o lucro que o agente teria vendendo o serviço ancilar em outro mercado. Por exemplo, a energia utilizada para o serviço de regulação de frequência pode ser oferecida no mercado de energia. O custo de oportunidade, nesta situação, seria o que o gerador ganharia se ele vendesse essa energia no mercado de energia, em lugar de vendê-la no mercado de regulação de frequência.

Na Tabela 2.9, mostram-se as estruturas de remuneração em diferentes sistemas. Nesta tabela, pode-se notar que a estrutura de remuneração mais utilizada para a reserva de regulação primária possui um pagamento pela disponibilidade. No entanto, na Grã-Bretanha, por exemplo, são remunerados quase todos os componentes de custo.

Tabela 2.9: Estruturas da remuneração em diferentes sistemas de potência.

	Fixo	Disponibilidade	Uso	Frequência de uso	Oportunidade
Reserva de reg. primária	GB	AU, DE, FR, GB, NZ, SE	GB, SE	GB, NZ	
Reserva de reg. secundária		AU, DE, FR, PJM, ES	DE, ES, FR, AR		PJM
Outras reservas		AU, AR, CAL	ES, SE, AU, AR	AU	

Fonte: Adaptado de Rebours et al. (2007b).

No caso da reserva de regulação secundária e das outras reservas, é comum a remuneração pela disponibilidade e pelo uso. Na Grã-Bretanha, a remuneração das reservas de controle de frequência possui diversos componentes. O serviço de *Demand Management* (DM), por

exemplo, só é remunerado pelo uso. A reserva *STOR* é remunerada pela disponibilidade e pelo uso, e a reserva *Start-Up* é remunerada pela disponibilidade.

É intuitivo pensar que uma remuneração justa para os agentes, é aquela que considera todos os componentes de custo. No entanto, isso nem sempre é possível, porque alguns componentes de custo podem ser compensados de forma implícita com outros pagamentos. É necessário destacar também, que alguns desses componentes podem ser difíceis de calcular, desde o ponto de vista técnico ou administrativo. Isso permite concluir que a estrutura de remuneração depende do tratamento que cada sistema dá para um determinado tipo de serviço.

No caso do Brasil, as reservas de regulação primária não são remuneradas; as reservas de regulação secundária são apenas ressarcidas pelos custos fixos, de operação e manutenção dos equipamentos de CAG. A reserva de prontidão possui uma parcela de ressarcimento pelo custo de uso (o custo do combustível utilizado na geração das usinas térmicas para fornecimento de reserva, que é ressarcido via ESS).

2.3.4 Comparação quantitativa dos serviços ancilares de reserva

Como foi proposto em Rebours et al. (2007b), utilizam-se indicadores de volume e de custo, para medir o impacto dos serviços ancilares de reserva de regulação de frequência no sistema elétrico. Dessa forma, o índice de reserva de regulação primária é definido por meio da Equação (2.5):

$$RI_{pri} = \frac{R_{pri}}{MW_{med}} \quad (2.5)$$

sendo

RI_{pri} : índice de reserva primária em %;

R_{pri} : requerimentos de reserva primária em MW;

MW_{med} : energia média produzida em MW – med.

O índice é positivo quando a reserva requerida é utilizada na regulação para cima (quedas de frequência), ou negativo, quando a reserva requerida é utilizada na regulação para baixo (aumentos de frequência).

Esse índice se associa aos MW_{med} , porque, usualmente, a reserva primária está relacionada com a produção, como é indicado na normativa europeia (UCTE, 2004b). Em geral, áreas

do sistema com maior capacidade instalada, porém, maior produção, fornecem uma maior quantidade de reserva ⁶. Dessa forma, é possível determinar a quantidade de reserva utilizada num sistema por unidade de energia produzida. Na Figura 2.3 mostram-se os índices de reserva de regulação primária em diferentes sistemas, com referência à produção do ano 2006:

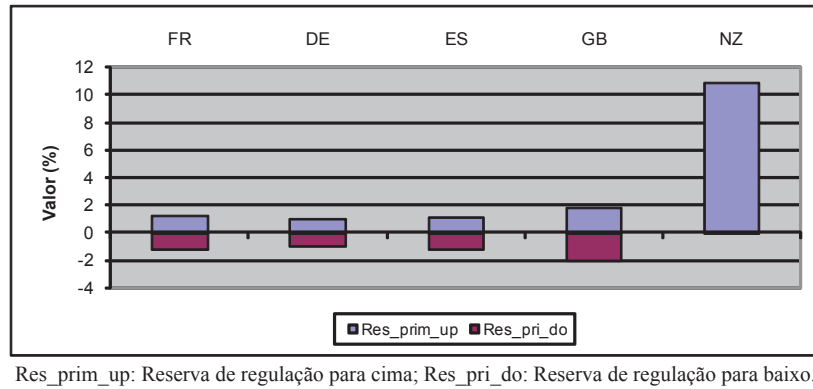


Figura 2.3: Índice de volume de reserva para regulação primária.
Fonte: Adaptado de Rebours et al. (2007b).

Na Figura 2.3, observa-se que a França, a Alemanha e a Espanha possuem requerimentos similares de reserva de regulação primária. A Grã-Bretanha e a Nova Zelândia mostram maiores índices, devido a que são sistemas isolados. A PJM não possui índice de reserva de regulação primária porque não especifica os requerimentos desse tipo de reserva.

O índice de reserva de regulação secundária se associa, em muitos sistemas, ao consumo máximo durante um período dado⁷, portanto:

$$RI_{sec} = \frac{R_{sec}}{MW_{max}} \quad (2.6)$$

sendo

RI_{sec} : índice de reserva secundária em %;

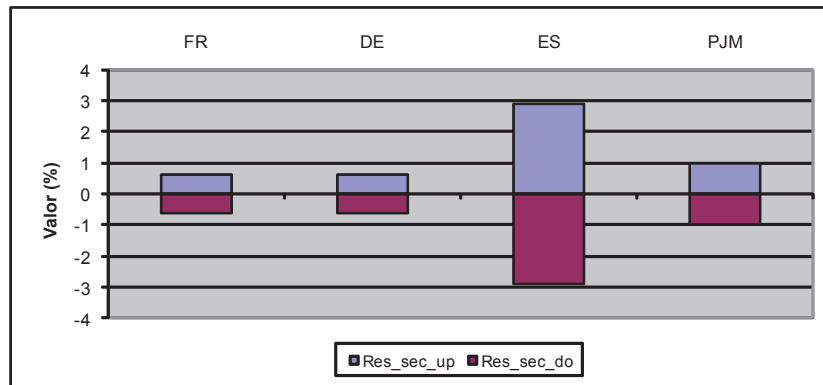
R_{sec} : requerimento de reserva secundária em MW;

MW_{max} : máxima demanda de potência em MW.

O índice de reserva para regulação secundária em diferentes sistemas, com referência à operação do ano 2006, é ilustrado na Figura 2.4. Nesta figura, mostra-se que a Espanha

⁶Este critério é compatível com o utilizado no sistema brasileiro, no qual, a quantidade de reserva de regulação primária corresponde a 1% da responsabilidade de geração de cada área (ONS, 2008b).

⁷No sistema brasileiro, leva-se em conta uma porcentagem da responsabilidade de produção de cada gerador mais a responsabilidade do agente distribuidor (ONS, 2008b).



Res_sec_up: Reserva secundária para cima; Res_sec_do: Reserva secundária para baixo.

Figura 2.4: Índice de volume de reserva de regulação secundária.

Fonte: Adaptado de Rebours et al. (2007b).

apresenta o maior índice, devido a que, neste sistema, é utilizado um critério de contingência $N - 1$ estendido (perda do maior grupo gerador e da maior linha) (REBOURS et al., 2007b). A Grã-Bretanha e a Suécia não possuem índices para a reserva de regulação secundária, porque não utilizam CAG.

Os montantes de reserva correspondentes às *outras reservas*, que foram ilustradas na tabela 2.3, são determinados em função da produção de energia e em função da consideração das condições operativas da rede. Para efeitos práticos, o índice associado a essas reservas foi estimado da mesma forma que o índice de reserva de regulação primária. Esse índice é ilustrado na Figura 2.5, para diferentes sistemas e com referência ao ano 2006. Para o cálculo do índice foi considerado o montante líquido de reserva⁸, isto é, a soma dos montantes das *outras reservas* ilustradas na tabela 2.3. Na figura 2.5, observa-se que a Austrália apresentou os maiores requerimentos de reserva durante esse ano.

Adicionalmente, o índice de custos proposto na referência (REBOURS et al., 2007b), que pode ser utilizado para qualquer serviço ancilar, é calculado como:

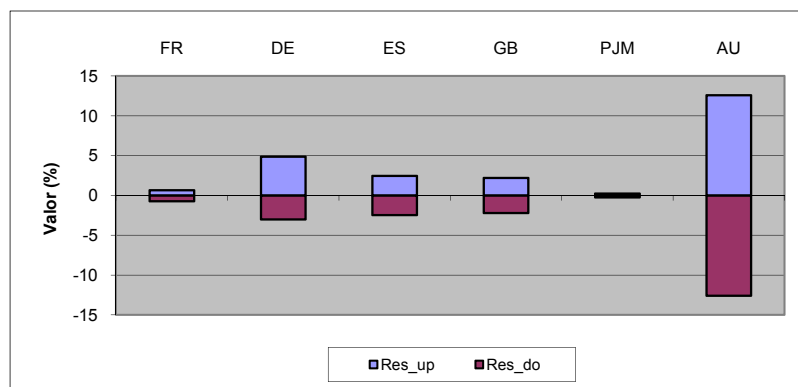
$$CI_{AS} = \frac{C_{AS}}{C_E} \quad (2.7)$$

sendo

C_{AS} : custo anual de aquisição do serviço ancilar;

C_E : custo anual da venda de energia.

⁸No caso da Grã Bretanha, por exemplo, o montante líquido de *outras reservas* corresponde à soma das reservas *Fast Reserve*, *Fast Start*, *STOR* e *BM Start Up*.

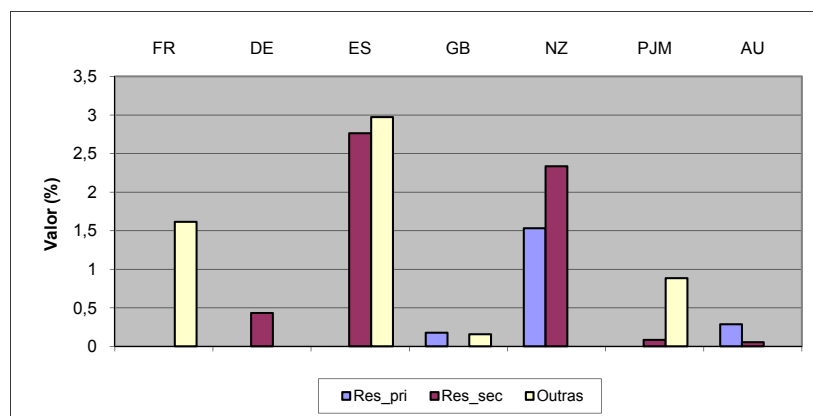


Res_up: Reserva para cima; Res_do: Reserva para baixo.

Figura 2.5: Índice de volume de outras reservas.

Fonte: Adaptado de Rebours et al. (2007b).

O valor do índice de custos das reservas de regulação primária, secundária e *outras reservas* em diferentes sistemas é ilustrado na Figura 2.6:



Res_pri, Res_sec: Reserva de regulação primária e secundária; Outras: Outras reservas

Figura 2.6: Índice de custos dos serviços ancilares de reserva.

Fonte: Adaptado de Rebours et al. (2007b).

Os dados utilizados para o cálculo dos índices anteriores foram obtidos dos informes publicados pelos operadores de rede dos sistemas estudados, França: (RTE, 2006, 2007; CRE, 2007); Alemanha: (IEA, 2005; VATTENFALL, 2006; ÜNB, 2007); Espanha: (OMEL, 2006; REE, 2006); Grão Bretanha: (NGET, 2006, 2007b; ELEXON, 2007); Suécia: (SVK, 2006; NORD POOL, 2006; TARJEI, 2007); Austrália: (NEMMCO, 2007); Nova Zelândia: (ELECTRICITY COMMISSION, 2007; TRANSPOWER, 2007b, 2008); PJM: (PJM, 2006a, 2006c, 2008), e pelo informe da UCTE (UCTE, 2006) com referência em 2006. Quando os custos e os volumes dos serviços ancilares de reserva foram indicados explicitamente nesses informes, os índices foram calculados de forma precisa ou quase precisa⁹; nos outros casos

⁹Alguns dados estavam disponíveis para o ano 2005 ou 2007.

foram estimados utilizando os dados disponíveis.

Em várias ocasiões, quando o valor da reserva para baixo não foi especificado, seu valor foi assumido igual ao valor da reserva para cima. Também, observa-se que a Espanha não possui índice de custos para a reserva de regulação primária, porque o serviço é obrigatório.

Os índices de custos mostram que o custo dos serviços ancilares de reserva representam uma pequena porcentagem dos custos totais de venda de energia. A Espanha mostra o índice mais alto para os serviços de reserva definidos nesse sistema (reserva secundária + reserva terciária de acordo com a tabela 2.3), com aproximadamente 5,7% do custo da venda de energia. Estima-se que os custos totais dos serviços ancilares (reserva, controle de tensão e outros), encontram-se entre 5 e 25% com uma média de 10% nos Estados Unidos (SHAHIDEHPOUR; YAMIN; LI, 2002).

2.4 Discussão

A seguir, apresenta-se um resumo e algumas considerações relacionadas com os serviços de reserva tratados neste capítulo.

2.4.1 Reserva de regulação primária

De acordo com o ilustrado na Tabela 2.7, os métodos de aquisição utilizados para a reserva de regulação primária são diversos, e não parece existir uma preferência marcada. No referente ao método de remuneração desse serviço, na Tabela 2.8 foi ilustrado que existem alguns sistemas com remuneração, e outros, sem remuneração do serviço. Nos sistemas nos quais o serviço é remunerado, observa-se que o método mais utilizado é PBP, sendo comum um pagamento pela disponibilidade do serviço (Tabela 2.9).

Particularmente, na Grã-Bretanha e na Suécia o uso desse serviço é compensado (Tabela 2.9), devido ao esquema de controle de frequência dos países Nórdicos e a Grã-Bretanha, ser diferente do esquema de CAG tradicionalmente utilizado em outros sistemas (BAKKEN; GRANDE, 1998; CHRISTIE; BOSE, 1996).

Nos sistemas em que se utiliza a regulação secundária (CAG), a compensação pelo uso da reserva de regulação primária requer o cálculo da energia fornecida durante essa ação de controle, o qual implica uma análise da dinâmica do sistema, já que a energia de regulação primária e secundária atuam em forma conjunta para restabelecer a frequência do sistema (Figura 2.7).

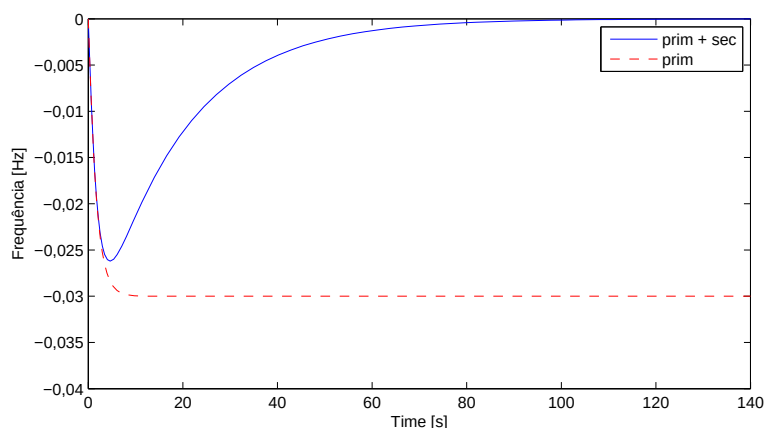


Figura 2.7: Curva de resposta em frequência.

Se o sistema não tivesse controle secundário, a resposta do sistema apresentaria um desvio de frequência, como é ilustrado pela linha pontuada na Figura 2.7. A ação do controle secundário faz voltar a frequência a seu valor nominal.

Determinar a quantidade exata de energia utilizada no controle primário pode ser complicado, já que é preciso conhecer a potência fornecida durante cada instante de tempo, até a ação do controle secundário, e também é preciso diferenciar se essa energia foi utilizada para compensar os aumentos ou as quedas de frequência.

Uma dessas simplificações se reflete na maioria dos sistemas de potência, onde o controle primário é remunerado unicamente pela disponibilidade e não pelo uso. Outra razão da não remuneração pelo uso, é que a energia fornecida pelo controle primário é considerada pequena, quando comparada com a energia fornecida pelo controle secundário.

Por outro lado, a remuneração dos custos de investimento é pouco comum, já que os equipamentos do controle primário são considerados na construção de uma usina tradicional e, portanto, esses custos já estão embutidos na recuperação dos custos de investimento totais da usina.

Dos sistemas estudados e que possuem uma estrutura de remuneração para a reserva de regulação primária, diferenciam-se três métodos de aquisição do serviço:

- contratos bilaterais;
- leilões;
- estruturas híbridas (contratos bilaterais e mercado *spot*).

A Nova Zelândia, por exemplo, possui uma estrutura híbrida, com contratos bilaterais e um

mercado *spot* conjunto de energia e reserva de regulação primária para cima. Esse mercado é otimizado em intervalos de 30 minutos (ALVEY et al., 1998). A reserva de regulação primária para baixo (*primary down reserve*) não é considerada no mercado *spot*, sendo adquirida por meio de leilões. Tanto a reserva para cima, quanto a reserva para baixo, são remuneradas pela disponibilidade e frequência de uso. No caso da remuneração pela frequência de uso, precisa-se registrar cada evento que produz um desvio de frequência (TRANSPower, 2007a). A Nova Zelândia não considera um preço máximo limite (preço CAP), sempre que exista um nível de concorrência aceitável, e os preços de oferta resultem razoáveis (TRANSPower, 2004).

A França é o único país que utiliza unicamente contratos bilaterais para adquirir a reserva de regulação primária, com um ressarcimento pela disponibilidade. Pouco é possível concluir dessa estrutura quanto a seu desempenho, uma vez que os preços desses contratos são de caráter confidencial, e os volumes de reserva contratada são revisados com uma frequência menor do que nos sistemas com mercado *spot*.

Outra modalidade implementada no processo de busca da reserva primária, são os leilões, os quais têm sido implementados em países como a Grã-Bretanha, a Suécia e a Alemanha. A Alemanha tem uma frequência de revisão do serviço semestral e realiza pagamentos unicamente pela disponibilidade.

Resumindo, existem principalmente três métodos de aquisição atualmente implementados nos sistemas estudados. É difícil estabelecer uma comparação direta para determinar qual é a melhor alternativa. Olhando para os índices de volume, observa-se que a Nova Zelândia requer grandes quantidades de reserva primária, comparado com a França e a Alemanha. No entanto, isso não está associado ao método de aquisição, senão às características da rede. Isso ocorre porque a Nova Zelândia é um sistema isolado e dividido em duas ilhas, com requerimentos de reserva para cada uma, e, portanto, maiores requerimentos totais. A França e a Alemanha pertencem ao sistema interconectado da união europeia (UE), o qual diminui significativamente seus requerimentos de reserva.

Quanto ao desempenho econômico, observa-se que a Nova Zelândia apresenta maiores índices de custo do que a França e a Alemanha; isso é consequência dos altos requerimentos de reserva, dos diferentes tipos de reserva de regulação primária solicitados (Tabela 2.3), e dos pagamentos da disponibilidade e frequência de uso do serviço.

Finalmente, na Espanha, onde o serviço é obrigatório, poder-se-ia pensar que os níveis de reserva de regulação primária requerida são altos, já que não representam custo nenhum para o OIS. No entanto, a realidade é que os níveis dessa reserva são determinados mais por uma política de segurança, e, neste sentido, os sistemas interconectados apresentam grandes

vantagens com respeito aos sistemas que estão isolados.

2.4.2 Reserva de regulação secundária

De acordo com o ilustrado neste capítulo, existem diferentes formas de aquisição da reserva de regulação secundária e, em todos os sistemas estudados, excetuando o sistema brasileiro, existe uma estrutura de remunerado para esse serviço. Os métodos de remuneração mais comuns são PBP e CCP, sendo o primeiro o mais utilizado. A maioria dos sistemas remuneram pela disponibilidade e pelo uso. O pagamento pelo uso se realiza sobre as medições da energia utilizada para regulação secundária. Essas medições estão baseadas nos desvios com respeito ao plano de geração programada, os quais ficam registrados pelo operador do sistema. Caso sejam realizadas, num mesmo período, regulações para cima e para baixo, regras simples são geralmente estabelecidas, como, por exemplo, assumir que a regulação realizada foi para cima se o desvio líquido de geração é positivo e vice-versa. Um exemplo de esta situação se encontra no sistema espanhol (SECRETARÍA GENERAL DE ENERGÍA, 2006b)).

Da mesma forma que no controle primário, três métodos de aquisição têm sido implementados:

- contratos bilaterais;
- leilões;
- estrutura híbrida (mercado *spot* e contratos bilaterais).

Dos sistemas que possuem mercado, a Espanha aparece com maiores custos de aquisição de reserva de regulação secundária. Vários fatores contribuem nos altos custos do sistema espanhol, conforme é indicado a seguir (PÉREZ, 2005). Um fator foi a existência de uma concentração do mercado por parte dos geradores hidrelétricos, os quais já registravam uma quota de 54% do mercado de reserva em 2004. Portanto, há uma dúvida se os preços resultantes realmente correspondem aos custos operacionais. No sistema de controle coexistem grupos hidráulicos e térmicos, entre os quais existem grandes diferenças técnicas, que não são reconhecidas pela regulação desse setor. Também existe o agravante das penalizações por descumprimento serem de baixo valor, o que faz com que essa situação seja produzida com frequência.

Um outro problema é o despacho baseado no conceito das áreas de controle, onde o OIS verifica o desempenho da área e não de cada gerador em particular. Essa situação faz com que

alguns geradores que não possuem capacidade de regulação possam se encobrir com outros grupos de boa capacidade. Isso prejudica os pequenos geradores, que discutem que o critério das áreas de controle favorece apenas as grandes empresas.

Portanto, altos custos e altos requerimentos podem resultar de uma estrutura de mercado, quando existem vazios nos processos regulatórios e quando não há suficiente concorrência. Poder-se-ia pensar que o alto custo de aquisição da reserva secundária¹⁰ é compensada com um baixo custo de aquisição da reserva terciária¹¹, ou do preço da energia. No entanto, os custos da reserva terciária resultaram ainda maiores, e o preço do mercado Espanhol, em 2006, foi maior do que em sistemas como a PJM e os países nórdicos (OMEL, 2006).

2.4.3 Outras reservas

A aquisição de algumas das reservas definidas na seção *outras reservas* na Tabela 2.3, do mesmo modo que a reserva para controle primário e secundário, é realizada principalmente através de leilões, de contratos bilaterais ou de uma combinação do mercado *spot* e contratos bilaterais. Sua remuneração cobre, na maioria dos casos, os custos pela disponibilidade e/ou pelo uso e pode ser do tipo PBP ou CCP.

Os sistemas da Espanha, da PJM e da França utilizam o mercado *spot*. A Grã-Bretanha utiliza mecanismos de leilão e contratos bilaterais para os diferentes tipos de reserva que possui. De acordo com o exposto neste capítulo, observam-se altos custos do serviço no sistema Espanhol, e altos requerimentos de volume nos sistemas da Austrália e da Alemanha. Os dois últimos países estão divididos em diferentes regiões e os requerimentos totais representam a soma dos requerimentos de cada região, o qual reflete os altos volumes requeridos. Também, usando contratos bilaterais e processos de leilão, verificam-se baixos custos do serviço na Grã-Bretanha.

Nota-se que a aquisição da reserva por meio de leilões e contratos bilaterais pode apresentar melhores resultados do que a aquisição por meio de um mercado *spot*. Como sempre, é importante garantir a concorrência quando existe uma estrutura de mercado. Um outro aspecto importante é diferenciar os tipos de reserva, já que as unidades com uma tecnologia mais flexível e com menores tempos de resposta marcam um diferencial importante no despacho de reserva.

¹⁰Nome da reserva para regulação secundária no sistema espanhol (Tabela 2.3).

¹¹Nome da reserva da seção *outras reservas* no sistema espanhol (Tabela 2.3).

2.5 Conclusões parciais

- Neste capítulo foram considerados um conjunto de 13 sistemas, para estudar as características técnicas e econômicas dos serviços ancilares de reserva. Foi ilustrado que existe a tendência de desagregar e remunerar de forma independente, o fornecimento desses serviços. Na prática, a maioria dos sistemas implementam diferentes métodos de valorização, e, dependendo das necessidades no curto e no longo prazo, implementa-se mais de um método de aquisição para um mesmo serviço.
- Foi ilustrado que, na definição de um serviço ancilar, é preciso identificar uma série de características técnicas. Assim, o produto deve estar caracterizado por padrões mínimos, que possam ser reconhecidos e aceitos por todos os agentes envolvidos na prestação e uso do serviço. Estas características técnicas foram expostas e comparadas em diferentes sistemas.
- Foram ilustrados diferentes aspectos econômicos relacionados com os serviços de reserva, considerando:
 - método de busca: obrigatório, contratos bilaterais, leilões, mercado *spot*;
 - método de remuneração: não-remunerado, preço ou tarifa regulada, CCP, PBP;
 - estrutura da remuneração: custos fixos, disponibilidade, uso, frequência de uso, oportunidade.
- Não foi possível concluir que um mecanismo de valorização seja melhor do que outro. O sucesso ou fracasso de cada método depende das características do sistema, e do marco de regulação estabelecido. Cada método apresenta vantagens e desvantagens em relação a:
 - favorecer o poder de mercado;
 - facilitar a entrada de novos agentes fornecedores de serviço ancilar de reserva;
 - proteger os agentes contra o risco;
 - minimizar o custo das transações;
 - assegurar suficiente serviço ancilar de reserva para o sistema;
 - incrementar o benefício social;
 - incrementar a transparência do mercado;
 - reconhecer a externalidade do serviço ancilar;

- integrar a resposta da demanda no serviço ancilar de reserva.
- Vários dos sistemas estudados utilizam uma estrutura de mercado para a aquisição dos serviços de reserva, embora, na prática, não tenha sido demonstrada sua eficiência. Os mecanismos competitivos não resultam apropriados quando há concentração de mercado e não se criam regras de jogo bem definidas para os agentes. Assim, embora sejam estruturas mais promissórias do ponto de vista teórico, também requerem uma cuidadosa regulação e monitoração.
- Dos sistemas estudados, conclui-se que ainda não há um consenso sobre a remuneração da reserva de regulação primária de frequência. Vários sistemas estabelecem esse serviço como obrigatório. O método de remuneração mais comum, quando o serviço é remunerado, é do tipo PBP, e estrutura de remuneração mais comum considera a disponibilidade do serviço.
- Dos sistemas estudados, observa-se que a reserva de regulação secundária de frequência é remunerada, na maioria das vezes, com uma esquema do tipo PBP. Os componentes de custos que com maior frequência são remunerados, são os custos pela disponibilidade e uso do serviço.
- Nos sistemas estudados, mostra-se que muitas das reservas definidas na coluna *outras reservas* da tabela 2.3 são remuneradas, na maioria das vezes, com uma estrutura do tipo CCP. Os componentes de custos mais ressarcidos são os custos pela disponibilidade e uso do serviço.
- Neste capítulo ilustraram-se os componentes de custos dos serviços ancilares de reserva, que, usualmente, estão sendo remunerados nos sistemas de potência. Com respeito aos componentes não-remunerados, não deve ser inferido que o seu pagamento não esteja sendo realizado. Eles podem estar embutidos na tarifa de energia, na tarifa dos serviços ancilares ou em outros mecanismos de pagamento que não foram abordados nesta pesquisa. O parcelamento de cada componente de custo e sua correta remuneração é um tema de debate até os dias de hoje. Assim, os resultados ilustrados representam apenas um guia e não devem ser considerados de forma estrita.
- A melhor forma de valorizar o custo de oportunidade é através de uma estrutura competitiva, já que, finalmente, são os mercados os que determinam a existência deste componente. O custo de oportunidade de um gerador é maior que zero, se ele realmente tem a possibilidade de fornecer o serviço ancilar em outro mercado, com uma rentabilidade maior do que no cenário atual. Quando há uma estrutura regulada, o

custo de oportunidade é difícil de valorizar, uma vez que o poder de decisão dos agentes participantes é mais limitado.

- Os índices de volume e de custo dos serviços ancilares de reserva ilustrados em cada sistema permitem estimar a eficiência ou sucesso do mecanismo implementado. No entanto, essa informação não deve ser considerada de forma estrita, por várias razões:
 - os requerimentos de volume de cada sistema não dependem unicamente do mecanismo de aquisição. Também dependem das características técnicas (interconexões, tecnologias de geração, critérios de segurança adotados, mudanças do clima, etc.);
 - o próprio serviço em comparação possui características distintas em cada sistema;
 - o índice de custo de cada sistema depende, entre outras coisas, dos componentes de custos que estejam sendo remunerados. Um índice de custo maior não necessariamente implica em uma menor eficiência do mercado.
- Unicamente como dado informativo: dos sistemas estudados, durante 2006, a Austrália foi o sistema que apresentou menores índices de custo para os serviços de reserva. O esquema de aquisição utilizado está baseado em contratos bilaterais e mercado *spot*. No esquema de mercado, existe uma otimização conjunta entre a energia e as reservas de regulação primária e secundária. Por outro lado, durante o ano 2006, o sistema com maior índice de volume de reserva e com um dos maiores índices de custo foi a Nova Zelândia, que, curiosamente, utiliza um esquema de otimização similar ao da Austrália. Finalmente, o país com maior índice de custos de aquisição da reserva foi a Espanha, que utiliza contratos bilaterais e um mercado *spot* de reserva separado do mercado de energia.

3 *MÉTODOS DE OTIMIZAÇÃO DOS SERVIÇOS DE RESERVA*

Quando o OIS adquire os serviços de reserva, possui a responsabilidade de otimizar esses recursos, visando minimizar o custo de aquisição. Nos métodos de aquisição baseados em mecanismos competitivos (mecanismos de mercado), a otimização é realizada através de dois esquemas, o **esquema sequencial** e o **esquema cootimizado**. González et al. (2007) classifica e referencia vários dos trabalhos que utilizam esses esquemas de otimização, incluindo esquemas híbridos, como o apresentado por Cheung (2000). Destaca-se que a otimização dos recursos pode ser realizada do ponto de vista do OIS, ou do ponto de vista do agente gerador¹. Os esquemas sequencial e cootimizado sob a perspectiva do OIS são apresentados a seguir.

3.1 **Modelo sequencial**

Neste esquema, o operador do sistema otimiza os serviços de reserva de forma independente. Assim, a resolução do mercado de um serviço de reserva específico é realizada após a resolução de um mercado de reserva anterior².

Como exemplo de mercado sequencial, na antiga estrutura do sistema da Califórnia, eram resolvidos vários mercados de reserva, como é ilustrado na Figura 3.1.

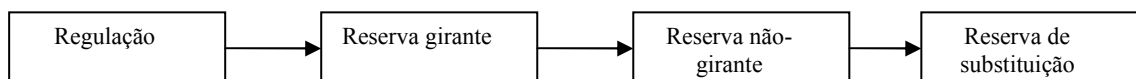


Figura 3.1: Mercado sequencial de reservas da Califórnia.
Fonte: Adaptado de Shahidehpour, Yamin e Li (2002).

A seguir, ilustra-se a proposta realizada por Shahidehpour, Yamin e Li (2002) para modelar

¹O OIS geralmente busca minimizar o custo de aquisição, enquanto o gerador busca minimizar o risco frente ao mercado e maximizar seu lucro.

²Entende-se por resolução, o conhecimento do preço do mercado e a atribuição de uma quantidade a fornecer a cada agente participante.

o mercado de serviços de reserva. Essa modelagem pode ser aplicada a qualquer uma das reservas ilustradas na Figura 3.1.

$$\text{Min } \sum_i \{[MCP - x \cdot E(i, t)] + [y \cdot E(i, t)]\} \cdot Q(i, t) \quad (3.1)$$

s.a.

$$\sum_i Q(i, t) \geq Q^{req}(t) \quad (3.2)$$

$$Q(i, t) \leq Q^{max}(i, t) \quad (3.3)$$

$$0.0 \leq x \leq 1.0 \quad (3.4)$$

$$0.0 \leq y \leq 1.0 \quad (3.5)$$

sendo:

MCP : preço resultante do mercado de reserva (Market Clearing Price)³ em \$/MW.

$E(i, t)$: oferta de energia de reserva do gerador i no período t [\$/MWh];

$Q(i, t)$: quantidade de reserva aceita do gerador i no período t [MW];

$Q^{max}(i, t)$: capacidade máxima de reserva do gerador i no período t [MW];

$Q^{req}(t)$: demanda de reserva do sistema no período t [MW];

x : fator de peso associado ao componente de oferta de energia [h];

y : fator de utilização em tempo real [h].

No modelo (3.1)-(3.5), o OIS busca minimizar o pagamento total pelo serviço ancilar de reserva respectivo. A Expressão (3.1) considera dois componentes de pagamento: pagamento por capacidade e por energia. Como a energia fornecida através da reserva só pode ser conhecida após a operação em tempo real, a parcela de energia, $y \cdot E(i, t)$, no modelo anterior, representa uma estimativa. A Restrição (3.2) refere-se aos requerimentos de capacidade no sistema, ou na área correspondente, e a Restrição (3.3), refere-se à capacidade máxima de reserva de cada agente participante. A Formulação (3.1)-(3.5) representa um problema de otimização não-linear com variáveis x , y e $Q(i, t)$.

O MCP do modelo anterior é calculado a partir de outro modelo como é descrito a seguir:

³Neste trabalho, também é utilizado o termo Clearing Common Price - CCP.

$$\text{Min MCP} = \sum_i \{ [C(i,t) + \hat{x} \cdot E(i,t)] \cdot Q(i,t) \} \quad (3.6)$$

s.a.

$$\sum_i Q(i,t) \geq Q^{req}(t) \quad (3.7)$$

$$Q(i,t) \leq Q^{max}(i,t). \quad (3.8)$$

O modelo descrito por meio das Equações (3.6)-(3.8) apresenta uma estrutura linear com uma única variável $Q(i,t)$. Neste modelo, o MCP é calculado considerando o efeito combinado das ofertas (por capacidade e energia) de cada gerador i no período t , e para um valor de x assumido. Em um esquema de mercado mais simplificado, o MCP é calculado baseado simplesmente nas ofertas por capacidade de reserva. Nessa situação, o pagamento pelo componente de energia pode ser realizado *ex-post*, baseado nos registros dos equipamentos de medida e no preço do mercado de energia. Esse sistema de otimização com dois componentes foi proposto, basicamente, para evitar que geradores com baixas ofertas por capacidade e altos custos de produção fossem selecionados, já que o preço de disponibilidade da reserva resultava baixo, mas o uso da mesma resultava elevado. Esse foi um dos problemas que se apresentou no mercado de serviços ancilares da Califórnia, e um dos problemas que se apresenta nos mercados sequenciais, devido ao desacoplamento inerente entre o mercado de energia e o mercado de reserva.

A modelo descrito pelas Equações (3.1) a (3.8) considera os custos de oportunidade (Seção 2.3.3) implícitos nas ofertas de energia. Duas consequências resultam dessa proposta:

- Incentiva os agentes a realizar ofertas de menor valor pelo componente de energia, com a finalidade de serem selecionados para fornecimento;
- Incentiva a participação no mercado de serviços ancilares, uma vez que o MCP resultante é maior, devido à consideração de duas componentes, capacidade e energia, e não unicamente capacidade.

As variáveis x e y desempenham um papel muito importante no processo de otimização. x é o fator de peso para a parcela de energia. Quanto mais alto, indica que a oferta de energia é mais decisiva do que a oferta de capacidade de reserva no processo de seleção. O fator de utilização y representa a porcentagem de energia de reserva que o OIS espera utilizar efetivamente em tempo real e pode ser interpretado como uma probabilidade de uso. Quanto mais alto é y , maior é a tendência dos geradores a ofertarem menos pela parcela de energia, com a expectativa de

serem selecionados em tempo real. Uma análise da influência do fator y baseado na teoria probabilística é realizada por Swider (2007).

Vários problemas apareceram da experiência de funcionamento do sistema sequencial no mercado de Califórnia:

- reservas qualificadas como de menor valor apareceram com preços mais altos⁴ (*price reversal*), inclusive até maiores que o preço da energia;
- os recursos mais econômicos nem sempre eram utilizados;
- os preços dos serviços ancilares alcançaram, em várias ocasiões, os limites máximos permitidos pela regulação.

Por causa desses problemas, CAISO (o operador do sistema) desenhou o conceito do Comprador Racional (*Rational Buyer*). Esse conceito está baseado em um modelo de otimização simultânea dos serviços de reserva. No processo de otimização, o OIS pode utilizar diferentes funções objetivos:

- minimizar o custo social ou real do serviço: representa o verdadeiro custo do serviço, independentemente do preço de mercado;
- minimizar o custo de aquisição do serviço: corresponde ao custo que paga o OIS pela aquisição do serviço.

Por exemplo, se o OIS requer 100MW de reserva, e um gerador oferta 30MW a 5\$/MW, e outro 70MW a 6\$/MW, o custo real será $30 \times 5 + 70 \times 6 = \570 enquanto o custo de aquisição, caso o método de remuneração seja do tipo CCP, será $6 \times (30 + 70) = \$600$. No esquema CCP, o preço do mercado pode ser determinado de diferentes formas:

- preço marginal: baseado no custo marginal do serviço. Neste caso, o custo marginal do serviço é seu preço;
- preço de substituição (pela demanda ou pelo fornecimento): o conceito de substituição pela demanda e pelo fornecimento é descrito a seguir (Figura 3.2).

Sejam A e B dois tipos de serviços de reserva considerados de alto e baixo valor, respectivamente. Supor que inicialmente o mercado A já foi resolvido. Para resolver

⁴Uma reserva é classificada como de menor valor quando possui um tempo de resposta maior.

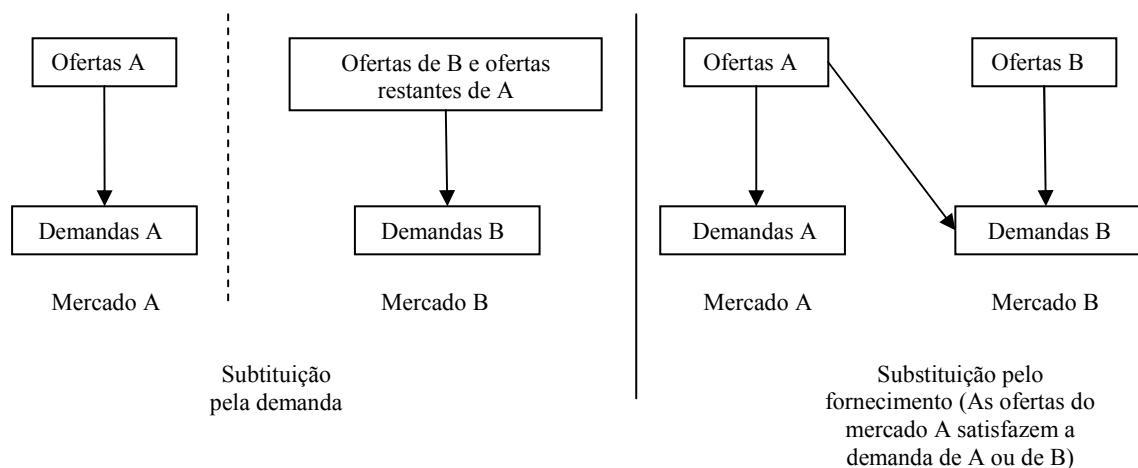


Figura 3.2: Formação de preços por substituição do serviço.

o mercado B existem duas alternativas. Na substituição da demanda, a demanda B é satisfeita usando as ofertas de B e as ofertas disponíveis (que não foram atribuídas) no mercado A. O preço do mercado B é o preço da última oferta aceita entre todas as ofertas disponíveis.

Na substituição pelo fornecimento, a demanda do mercado B é satisfeita com as ofertas de B e com parte da reserva que já foi comprada no mercado A (ao preço do mercado A), já que o OIS pode utilizar a reserva comprada no mercado A, tanto para o mercado A quanto para o mercado B, se dela precisar. Isso significa que o OIS deve comprar reserva adicional no mercado A, pensando na reserva que ele poderia utilizar para satisfazer a demanda do mercado B; o preço do mercado B será o resultante da última oferta aceita no mercado B.

As diferentes alternativas que podem ser utilizadas num modelo de otimização simultânea dos serviços de reserva são ilustradas na Figura 3.3.

O conceito de *comprador racional* foi implementado no sistema da Califórnia com a finalidade de minimizar o custo total de aquisição, adotando regras de senso comum, e substituindo serviços de alto custo e baixa qualidade por serviços de alta qualidade e baixo custo. O desenho de mercado do comprador racional gera um modelo matemático mais complexo do que um modelo de mercado sequencial simples, como é ilustrado nas Equações (3.9) a (3.13):

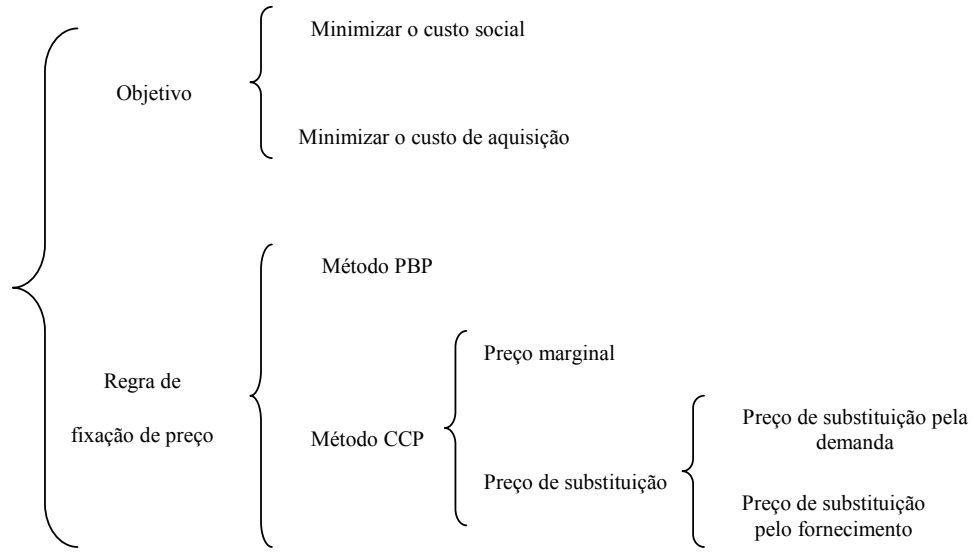


Figura 3.3: Opções de desenho de otimização simultânea dos serviços de reserva.
Fonte: Adaptado de Shahidehpour, Yamin e Li (2002).

$$\text{Min } s_{RG} \times p_{RG}(s_{RG}) + s_{SR} \times p_{SR}(s_{SR}) + s_{NR} \times p_{NR}(s_{NR}) \quad (3.9)$$

s.a.

$$s_{RG} \geq d_{RG} \quad (3.10)$$

$$s_{RG} + s_{SR} \geq d_{RG} + d_{SR} \quad (3.11)$$

$$s_{RG} + s_{SR} + s_{NR} \geq d_{RG} + d_{SR} + d_{NR} \quad (3.12)$$

$$s_{RG} + s_{SR} + s_{NR} + s_{RR} \geq d_{RG} + d_{SR} + d_{NR} + d_{RR} \quad (3.13)$$

onde s e d referem-se à reserva e à demanda respectivamente. RG , SR , NR e RR corresponde à reserva de regulação (*regulation reserve*), reserva girante (*spinning reserve*), reserva não girante *non-spinning reserve* e reserva de substituição (*replacement reserve*).

3.2 Modelo de cootimização

A cootimização refere-se à otimização das ofertas de energia em forma conjunta com as ofertas dos serviços ancilares de reserva. Nos trabalhos de Costa e Simões-Costa (2006) e de Arroyo e Galiana (2005) são ilustradas propostas que utilizam esse esquema. Os sistemas da Austrália, da Nova Zelândia e de PJM (USA), atualmente realizam cootimização entre a energia e alguns dos serviços de reserva. Trabalhos que mostram o processo de cootimização do ponto de vista dos agentes participantes, com a finalidade de determinar a quantidade de energia que

devem ofertar para cada serviço, se encontram nas referências de Arroyo e Conejo (2002) e de Wen e David (2002).

A ideia básica da cootimização é ilustrada nas Equações (3.14)-(3.18):

$$\text{Min } C = \sum_{i=1}^{N_G} FO_i - \sum_{j=1}^{N_C} FD_j + \sum_{i=1}^{N_G} FR_i \quad (3.14)$$

s.a.

$$\sum_i^{N_G} P_{Gi} = \sum_j^{N_C} D_j \quad (3.15)$$

$$\sum_i^{N_G} R_{Gi} \geq R_{max} \quad (3.16)$$

$$0 \leq P_{Gi} + R_{Gi} \leq P_{Gi}^{max} \quad (3.17)$$

$$0 \leq R_{Gi} \leq R_{Gi}^{max} \quad (3.18)$$

sendo

FO_i : função preço de oferta de venda de energia do i -ésimo gerador;

FD_j : função preço de oferta de compra de energia do j -ésimo consumidor;

FR_i : função preço de oferta de venda de reserva de potência ativa do i -ésimo gerador;

D_j : demanda de potência ativa do j -ésimo consumidor;

P_{Gi} : geração de potência ativa do i -ésimo gerador;

R_{Gi} : capacidade de reserva de potência ativa oferecida pelo gerador i ;

R_{max} : requerimento máximo de reserva de potência ativa do sistema;

P_{Gi}^{max} : potência ativa máxima do gerador i ;

N_G : número de geradores;

N_C : número de consumidores.

Na otimização sequencial apresentada na Seção 3.1, o mercado de reserva é resolvido desconsiderando o mercado de energia. No entanto, ambos recursos, capacidade de reserva e geração de energia, coexistem em cada unidade geradora. Assim, o aumento na capacidade de geração diminui a capacidade de reserva, da mesma forma que o aumento da capacidade de reserva diminui a capacidade de geração. Por isto, atualmente, pelo menos do ponto de vista teórico, existe o consenso de que a cootimização é mais eficiente do que a otimização sequencial

(KIRSCHEN; STRBAC, 2004).

O multiplicador de Lagrange da restrição (3.15) representa o custo marginal da energia, e o multiplicador da restrição (3.16) representa o custo marginal da reserva. Esses custos representam o preço de resolução do mercado de energia e de reserva respectivamente. O esquema de cootimização considera de forma implícita o custo de oportunidade da reserva, já que a função objetivo inclui o custo da energia e da capacidade de reserva.

A cootimização, concebida do ponto de vista do gerador, depende da forma como o OIS otimize os recursos. Se o OIS realiza otimização em forma sequencial, o gerador, visando maximizar o lucro total, está interessado em determinar a quantidade de serviço ótima a oferecer em cada mercado. Neste cenário, a previsão dos preços de resolução de cada mercado é fundamental. Se o OIS realiza otimização em forma cootimizada, o agente gerador, visando maximizar o lucro total, está interessado em determinar a estratégia preço-quantidade de oferta de cada serviço. Neste cenário, prever os preços dos mercados e a quantidade que seria despachada de cada serviço é fundamental. Um modelo simples de otimização para um gerador que realiza cootimização é apresentado na Equação (3.19):

$$\begin{aligned} \text{Max } f &= \pi \cdot E + \sum_{i=1}^{N_S} \gamma_i \cdot X_i - C_E(E) - \sum_{i=1}^{N_S} C_i(X_i) \\ \text{s.a.} \\ &\text{Restrições do gerador} \end{aligned} \quad (3.19)$$

sendo

π : preço da energia;

$C_E(E)$: custo de produção da energia;

γ_i : preço do serviço de reserva i ;

$C_i(X_i)$: custo do serviço de reserva X_i .

Neste modelo, o gerador maximiza seu lucro (receita - custos). Dessa forma, o gerador reduz seu custo ao máximo para maximizar seu benefício. É importante esclarecer que f pode ser negativa, se os custos de produção do gerador resultam maiores do que os custos da venda de energia e de reserva. Assim, o ótimo de (3.19) representa o máximo ganho ou a mínima perda.

3.3 Conclusões parciais

- Duas estruturas de otimização foram descritas neste capítulo:
 - Otimização sequencial. Na qual os serviços ancilares são adquiridos, valorados e atribuídos independentemente do mercado de energia.
 - Cootimização. Na qual os serviços ancilares são adquiridos, valorados e atribuídos conjuntamente com o mercado de energia.
- Ilustrou-se que, pelo menos do ponto de vista teórico, a cootimização apresenta-se mais vantajosa do que a otimização sequencial, uma vez que considera a relação inerente entre a energia e os serviços ancilares de reserva.
- A otimização dos serviços ancilares pode ter dois enfoques:
 - Visto do ponto de vista do OIS. Geralmente, o OIS visa minimizar algum dos seguintes objetivos:
 - * minimizar o custo social ou real do serviço;
 - * minimizar o custo de aquisição do serviço;
 - * otimizar (minimizar ou maximizar) algum critério técnico (acionamento de energia, índices de confiabilidade, de qualidade, etc.);
 - * utilizar um critério técnico e econômico.
 - Visto do ponto de vista do agente fornecedor. Neste caso, o agente visa maximizar algum dos seguintes objetivos:
 - * maximizar o lucro (diferença entre a receita e os custos associados);
 - * minimizar o custo de fornecimento do serviço.

4 O SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

O sistema elétrico brasileiro é um dos sistemas com maior produção hidrelétrica do mundo. Possui um parque gerador com 85% da produção de tipo hidráulico, sendo o restante geração térmica convencional e nuclear (Figura 4.1).

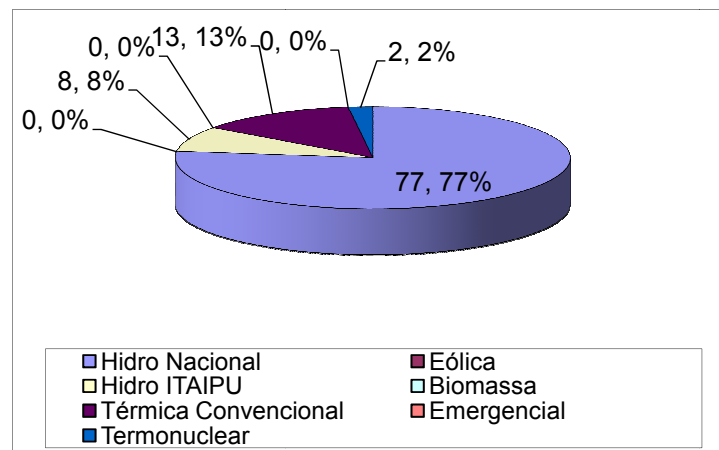


Figura 4.1: Tecnologias de geração no Brasil.
Fonte: ONS.

O país é de grande extensão territorial, com um sistema elétrico que se encontra dividido em quatro áreas (Sul - S, Sudeste/Centro Oeste - SE/CO, Norte-N, Nordeste-NE). Em cada área existe um mercado, no qual interagem diversos agentes (Tabela 4.1) e, em cada mercado, existe um preço diferente para a energia.

Na Figura 4.2 é ilustrado o balanço energético do sistema brasileiro com referência em 2007. Nessa figura, observa-se que o maior centro de consumo se encontra na região Sudeste/Centro-Oeste, com aproximadamente 270 TWh/ano, seguido pela região Sul, com 72 TWh/ano, a região Norte, com 63 TWh/ano, e a região Nordeste, com 30 TWh/ano.

Tabela 4.1: Agentes geradores que participam no Mercado de Energia.

	ESTADO	MW
AES TIETÊ S.A.	SP	2650
AES - URUGUAIANA EMPREENDIMENTOS S.A.	RIO GRANDE DO SUL	639
AFLUENTE GERAÇÃO E TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA S.A.		
ARATU GERAÇÃO S.A.		
CENTRAIS ELÉTRICAS DE CACHOEIRA DOURADA S.A.	GOIÁS MG	658
CEB GERAÇÃO S.A.	BRASILIA	
COMPANHIA ESTADUAL DE TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA	RIO GRANDE DO SUL	910,6
CELESC GERAÇÃO S.A.	SANTA CATARINA	
CELG GERAÇÃO E TRANSMISSÃO S.A.		
CEMIG GERAÇÃO E TRANSMISSÃO S.A.	MINAS GERAIS	6678
COMPANHIA ENERGÉTICA DE SÃO PAULO	SP	7455
COMPANHIA DE GERAÇÃO TÉRMICA DE ENERGIA ELÉTRICA	RIO GRANDE DO SUL	490
COMPANHIA HIDROELÉTRICA DE SÃO FRANCISCO	NORDESTE	10618
COPEL GERAÇÃO E TRANSMISSÃO S.A.	S-SE/CO PARANÁ	4550
CPFL GERAÇÃO DE ENERGIA AS	SP	1501
ELETRONORTE - CENTRAIS ELÉTRICAS DO NORTE DO BRASIL S.A.	NORTE	9787
EMPRESA METROPOLITANA DE ÁGUAS DE ENERGIA S.A.	SP	1394
ENERGEST S.A.	ESPIRITO SANTO	180.5
ESPORA ENERGÉTICA		
FURNAS CENTRAIS ELÉTRICAS S.A.	SP, MG, RIO DE JANEIRO, ESPIRITO SANTO, MATO GROSSO, TOCANTINS	9910
ITÁ ENERGÉTICA S.A.		
LIGHT ENERGIA S.A.	RIO DE JANEIRO	853
QUANTA GERAÇÃO S.A.	RIO DE JANEIRO	62
QUATIARA ENERGIA S.A.		
ROSAL ENERGIA S.A.		
SA CARVALHO S.A.		
SANTA CRUZ GERAÇÃO DE ENERGIA S.A.	SP	33
VALE ENERGÉTICA S.A.		
ZONA DA MATA GERAÇÃO S.A.		

Fonte: CCEE.

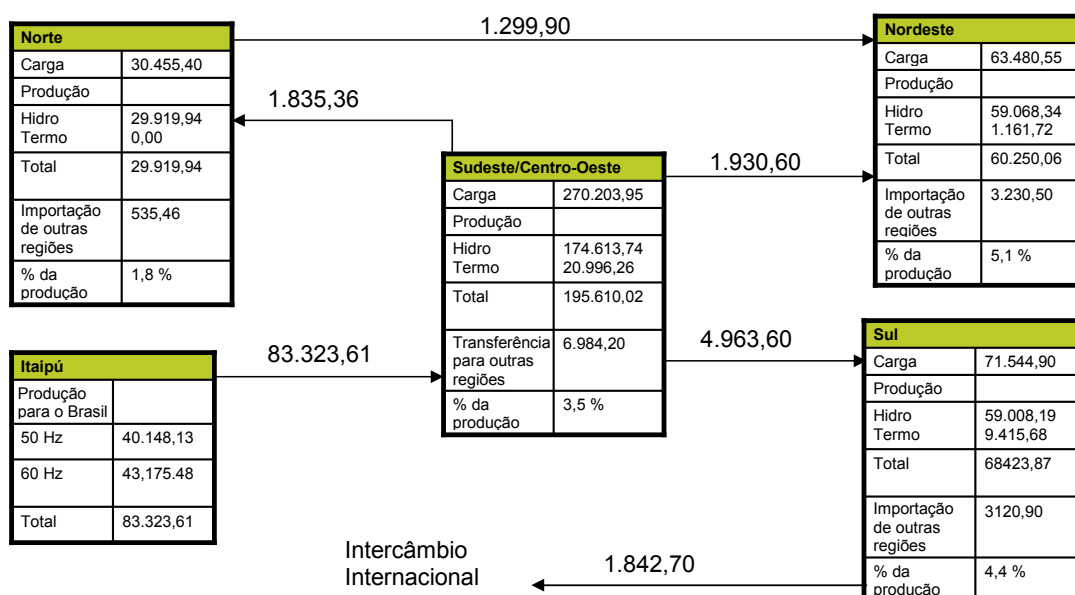


Figura 4.2: Balanço energético do SIN no ano 2007.

Fonte: ONS.

4.1 Estrutura do mercado de energia

Segundo a CCEE¹, o modelo do setor elétrico visa atingir três objetivos:

- *garantir a segurança do suprimento de energia elétrica;*
- *promover a modicidade tarifária;*
- *promover a inserção social no Setor Elétrico Brasileiro, em particular pelos programas de universalização de atendimento.*

Nesse modelo, diversas instituições estão envolvidas, como ilustrado na Figura 4.3. Nesta figura, a Empresa de Pesquisa Energética (EPE), está encarregada do planejamento do sistema elétrico de longo prazo, enquanto o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE) é encarregado de avaliar permanentemente a segurança do suprimento de energia elétrica. Ambas as instituições são coordenadas pelo Ministério de Minas e Energia (MME), que segue as diretrizes do Conselho Nacional de Pesquisa Energética - CNPE.

Por outro lado, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) é o órgão regulador que controla e supervisiona as atividades do Operador Nacional de Rede (ONS) e da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE). O ONS é responsável pela operação do sistema elétrico, e a CCEE é responsável por todas as atividades comerciais do mercado elétrico

¹<http://www.ccee.org.br/>

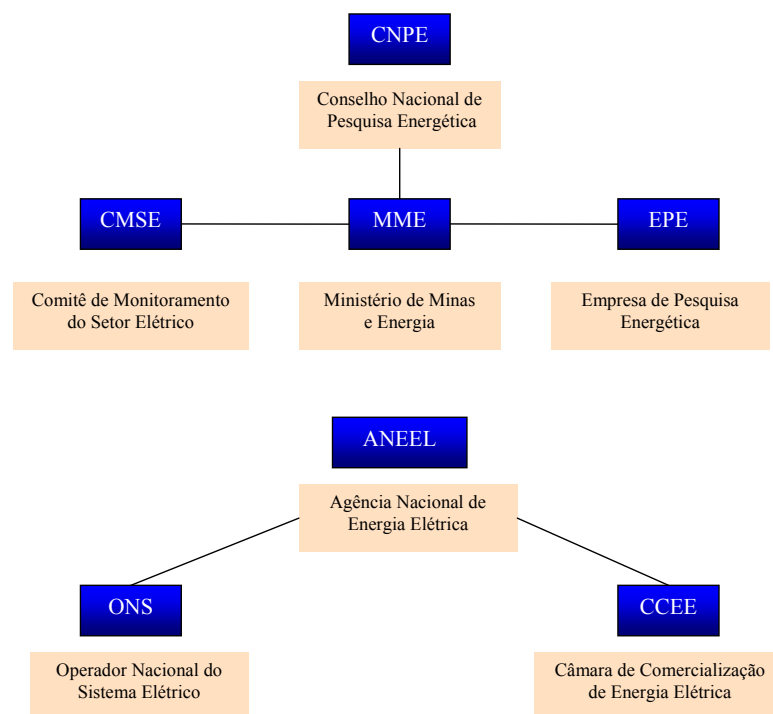


Figura 4.3: Instituições do setor elétrico brasileiro.

Fonte: CCEE.

brasileiro, assim como pela apuração e pelos pagamentos de todos os serviços requeridos para a operação ótima e confiável da rede.

No modelo brasileiro foram criados dois ambientes de mercado: Ambiente de Contratação Livre (ACL) e Ambiente de Contratação Regulado (ACR). No ACL, os preços são livremente negociados na geração e na comercialização. No ACR, existem leilões e licitações pela menor tarifa. Os agentes que participam no mercado são classificados como segue:

- geradores;
- comercializadores;
- distribuidores.

As relações comerciais entre os agentes participantes da CCEE, são regidas predominantemente por contratos de compra e venda de energia, e todos os contratos celebrados entre os agentes, no âmbito do Sistema Interligado Nacional, devem ser registrados na CCEE. Esse registro inclui apenas as partes envolvidas, os montantes de energia e o período de vigência; os preços de energia dos contratos não são registrados na CCEE, sendo utilizados especificamente pelas partes envolvidas em suas liquidações bilaterais.

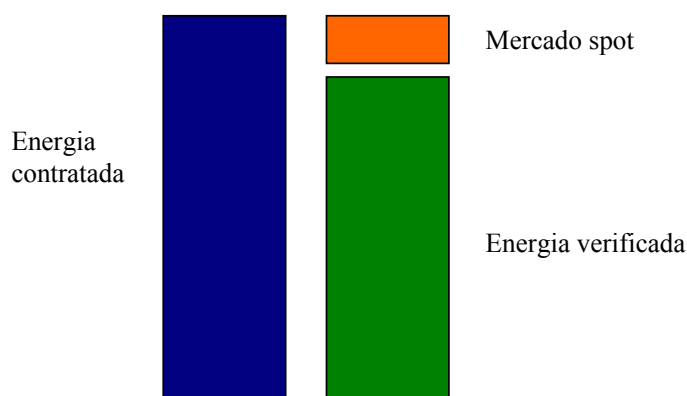


Figura 4.4: Mercado de curto prazo.

Fonte: CCEE.

A CCEE contabiliza as diferenças entre o que foi produzido ou consumido, e o que foi contratado. As diferenças positivas ou negativas são liquidadas no Mercado de Curto Prazo e valoradas ao Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) que, determinado semanalmente para cada patamar de carga e para cada mercado, utiliza como base o custo marginal de operação do sistema, e é limitado por um preço mínimo e por um preço máximo (CCEE, 2007b). Dessa forma, pode-se dizer que o mercado de curto prazo é o mercado das diferenças entre montantes contratados e montantes medidos, conforme é ilustrado na Figura 4.4.

Neste contexto, o Brasil possui um mercado de energia com propriedade pública e privada. O mercado brasileiro está baseado num modelo no qual a maioria da energia é vendida através de leilões de longo prazo. Esse modelo, além de assegurar o investimento em novos projetos, busca minimizar o risco dos agentes.

O modelo de mercado de curto prazo brasileiro (base semanal), busca determinar um preço para liquidar as diferenças (excedentes ou déficits de energia) causadas por erros na previsão, ou distúrbios previsíveis e não-previsíveis do sistema. É importante destacar que parte da energia negociada no mercado de curto prazo corresponde à energia que permite regular a frequência do sistema e manter o balanço geração-carga, a qual, por sua vez, é fornecida através dos serviços ancilares de reserva.

No caso dos geradores hidrelétricos, a maioria deles participam de um processo denominado Mecanismo de Realocação de Energia - MRE, o qual, visando reduzir as diferenças da energia gerada com respeito à energia contratada, redistribui a energia produzida por todos os geradores participantes (CCEE, 2007c). A filosofia do mecanismo é reduzir o risco dos agentes, principalmente frente às incertezas da hidrologia, e porque o despacho das usinas é determinado pelo operador do sistema. Assim, os geradores com déficit de produção são compensados pelos geradores com excessos, sendo as compensações liquidadas pela tarifa do MRE. Destaca-se, que

parte da energia que está sendo liquidada pelo preço do MRE corresponde à energia utilizada para o controle de frequência.

Na Figura 4.5, ilustra-se o caso de um gerador que recebe energia, aportada por outros geradores participantes, através do MRE. Em geral, um gerador hidrelétrico pode aportar ou receber energia do mecanismo, sendo este um processo cooperativo que reduz o risco frente às incertezas da hidrologia e do PLD. No Apêndice A é descrito com maior detalhe esse mecanismo.

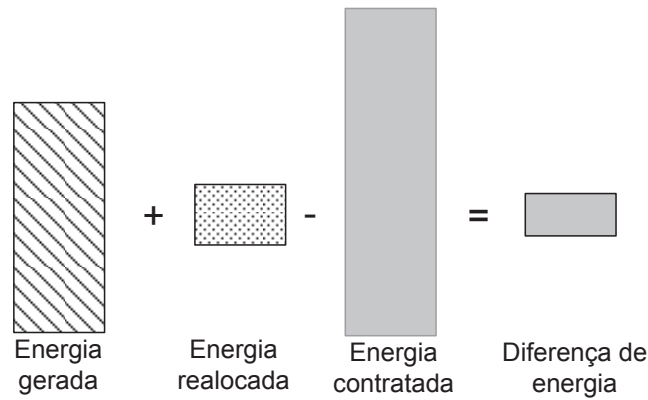


Figura 4.5: Processo de comercialização.

De acordo com a Figura 4.5, o lucro de um gerador hidrelétrico pela venda de energia é determinado da seguinte forma:

$$\begin{aligned}
 Lu = & \pi_c \times E_c + \pi_{PLD} \times (E_v + E_r - E_c) \\
 & - c_p \times E_v - \pi_{MRE} \times E_r
 \end{aligned} \tag{4.1}$$

sendo

Lu : lucro do gerador (\$);

c_p : custo unitário de produção do gerador (\$/MWh);

π_c : preço da energia contratada (\$/MWh);

π_{PLD} : preço marginal da energia no despacho programado com reserva (\$/MWh);

π_{MRE} : tarifa do MRE (\$/MWh);

E_v : energia gerada ou verificada (MWh);

E_r : energia realocada (MWh);

E_c : energia contratada (MWh).

Na Equação (4.1), o gerador recebe energia do MRE quando $E_r > 0$, e doa no caso contrário.

4.2 Planejamento energético da operação

Para administrar o recurso hidráulico da melhor forma possível, o sistema brasileiro utiliza um modelo de despacho de geração centralizado; esse modelo está baseado na solução de uma cadeia de modelos computacionais com diferentes escalas de tempo, como ilustrado na Figura 4.6.

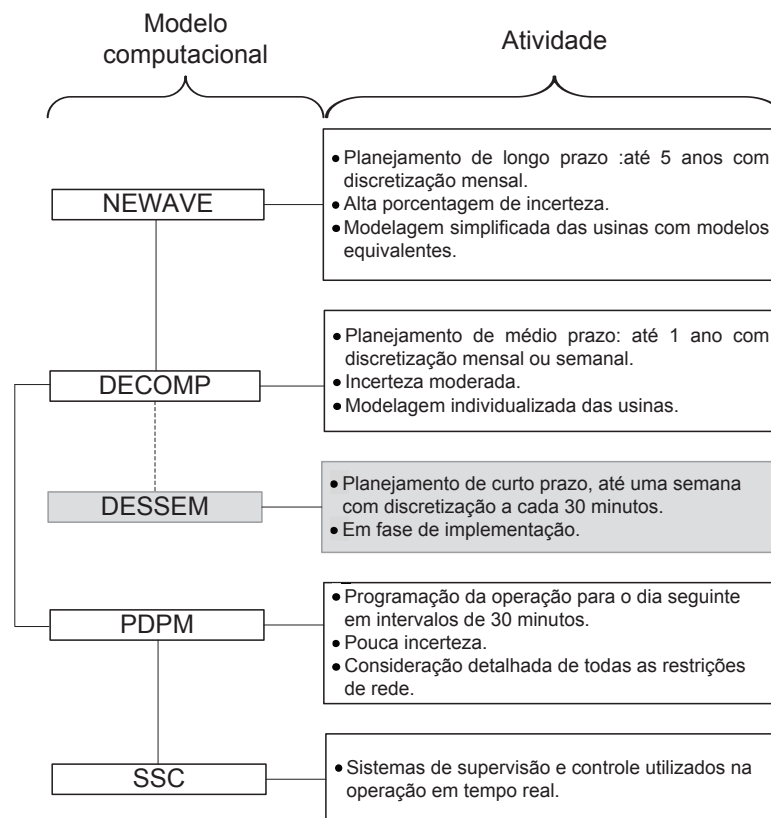


Figura 4.6: Modelos computacionais para o planejamento da operação do SIN.

A cadeia de modelos computacionais NEWAVE e DECOMP (CEPEL, 2008) realiza o despacho ótimo de geração hidrotérmica, no horizonte de longo e médio prazo, utilizando programação dinâmica dual estocástica (PEREIRA; PINTO, 1991).

O preço de energia de curto prazo é obtido semanalmente, a partir das simulações do DECOMP e desconsiderando as restrições internas a cada mercado. Na atualidade, a programação da geração para o dia seguinte é realizada utilizando o sistema de validação da programação eletroenergética - PDPM, o qual visa atender as metas semanais de geração

estabelecidas pelo DECOMP. A operação em tempo real é monitorada utilizando o sistema de supervisão e controle que, por sua vez, envolve diversos softwares (ONS, 2002a). Enquanto o período de estudo é menor, o nível de incerteza diminui e o grau de detalhe da rede aumenta. A operação do sistema se suporta nos estudos de planejamento de longo prazo, ou seja, o modelo de curto prazo recebe como dados de entrada os resultados do modelo de médio prazo. De igual forma, o modelo de médio prazo recebe os resultados do modelo de longo prazo.

4.3 Serviços Ancilares no Sistema Brasileiro

No cenário do setor elétrico brasileiro, são reconhecidos quatro serviços principais: geração; transmissão; distribuição e comercialização. Porém, para que esses serviços básicos possam ser fornecidos com qualidade e segurança, é necessário que existam outros serviços. Tais serviços são definidos como serviços ancilares. A Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, definiu, mediante a resolução 265 de 2003, os seguintes serviços ancilares para o sistema brasileiro (ANEEL, 2003):

1. *Controle Primário de Frequência: é o controle realizado por meio de reguladores automáticos de velocidade das unidades geradoras e que visa limitar a variação da frequência quando da ocorrência de desequilíbrio entre a carga e a geração.*
2. *Controle Secundário de Frequência: é o controle realizado pelas unidades geradoras participantes do Controle Automático de Geração - CAG e que se destina a restabelecer a frequência do sistema a seu valor programado, e a manter e/ou restabelecer os intercâmbios de potência ativa aos valores programados.*
3. *Reserva de Potência Para Controle Primário: é a provisão de reserva de potência ativa efetuada pelas unidades geradoras para realizar o controle primário de frequência.*
4. *Reserva de Potência Para Controle Secundário: é a provisão de reserva de potência ativa efetuada pelas unidades geradoras participantes do CAG, para realizar o controle secundário de frequência e/ou de intercâmbios líquidos de potência ativa entre áreas de controle.*
5. *Reserva de Prontidão: é a disponibilidade de unidades geradoras com o objetivo de recompor as reservas de potência primária ou secundária do sistema, em caso de indisponibilidade ou redespacho de geração, se atingido o limite de provisão de reserva de potência ativa do sistema.*

6. *Suporte de Reativos: é o fornecimento ou absorção de energia reativa, destinado a controlar a tensão do sistema e mantê-la dentro dos limites de variação estabelecidos nos Procedimentos de Rede (ONS, 2002b).*
7. *Autorrestabelecimento (black start): é a capacidade que tem uma unidade geradora ou usina geradora de sair de uma condição de parada total para uma condição de operação, independentemente de fonte externa para alimentar seus serviços auxiliares para colocar em operação suas unidades geradoras.*

Adicionalmente, no ano 2007, foi introduzido o serviço de Sistema Especial de Proteções, mediante a resolução ANEEL 251 de 2007 (ANEEL, 2007a):

8. *Sistema Especial de Proteção (SEP): sistema que, a partir da detecção de uma condição anormal de operação ou de contingências múltiplas, realiza ações automáticas para preservar a integridade dos equipamentos ou das linhas de transmissão do SIN. O SEP abrange os Esquemas de Controle de Emergência (ECE), os Esquemas de Controle de Segurança (ECS) e as proteções de caráter sistêmico.*

Os componentes que atualmente estão sendo ressarcidos para cada um desses serviços são descritos na Tabela 4.2. Com referência a essa tabela, observa-se que o serviço de controle primário não é ressarcido, o controle secundário tem um componente fixo de ressarcimento, e um componente de ressarcimento pelos custos de operação e manutenção dos equipamentos de CAG (disponibilidade do serviço). A reserva de prontidão tem uma parcela de ressarcimento pelo uso (os custos do combustível utilizado na geração das usinas térmicas é ressarcido via ESS). O controle de tensão possui as parcelas de ressarcimento fixas, pela disponibilidade e pelo uso via Tarifa de Serviços Ancilares - TSA. Finalmente, o autorrestabelecimento e o SEP possuem uma parcela de ressarcimento pelo custo fixo e de disponibilidade do serviço.

4.4 Algumas propostas realizadas no contexto Brasileiro

Alguns dos trabalhos de pesquisa que têm sido realizados na temática dos serviços de reserva, no Brasil, são descritos a seguir.

Sousa et al. (2004) mostra uma proposta para valorizar a reserva do ponto de vista do gerador. O objetivo é minimizar a vazão turbinada (ou maximizar a eficiência das máquinas) sujeito às restrições de balanço de potência ativa (não é considerada a rede de transmissão). Mostra-se que o ponto de operação ótimo é aquele no qual todos os geradores estão próximos

Tabela 4.2: Arranjos comerciais dos serviços ancilares.

Tipo de serviço ancilar	Forma de administração	Celebração de CPSA (S/N)	Tipos de custos a serem recuperados pelos agentes de geração		
			Custos fixos	Custos variáveis	
				O&M	Perdas adic.
Controle primário de frequência e reserva associada	C	N	–	–	–
Controle secundário de frequência e reserva associada	C	S	X	X	–
Reserva de prontidão	C	N	–	X	–
Suporte de reativo (geradores)	C	N	–	–	–
Suporte de reativo (unidade geradora operando como compensador síncrono)	C	S	X	X	X
Sistemas especiais de proteção (SEP)	C	S	X	X	–
<i>Black Start</i>	C	S	X	X	–

Fonte: ONS.

Notas: C: Compulsório; S: Sim; N: Não; X: Ressarcido; adic: adicionais.

da máxima eficiência, e propõe-se que o desvio do ponto de máxima eficiência seja remunerado às empresas geradoras.

Ribeiro (2005) aborda a valoração do ponto de vista do OIS, mas o método não está centrado nos custos que incorrem os geradores ao fornecer o serviço, senão que é ilustrada uma forma de valorização indireta, baseada no benefício que os geradores fornecem ao sistema. Dessa forma, a valorização da reserva é estabelecida em termos de índices de confiabilidade, como o valor esperado de energia não-suprida. A justificativa dessa proposta é o fato de que, dessa maneira, o OIS pode estimar melhor os custos do serviço do que usando o outro método, no qual a informação que se tem dos geradores é pouca, imprecisa ou desconhecida. Nesse trabalho, utiliza-se a teoria de jogos para a atribuição da remuneração do benefício entre os geradores. Propõe-se a ideia de que é mais justo remunerar pelo benefício da confiabilidade no sistema, e não pelos custos de oportunidade, pois estes dependem da política de despacho do operador.

Velasco (2004) propõe um método que considera o ponto de vista do operador do sistema. A valorização do serviço, como no caso anterior, é feita em função do benefício que a reserva brinda ao sistema e dos custos em que o gerador incorre. Assim, uma remuneração pelo benefício é vista como um pagamento, ou incentivo, que o gerador recebe pelo fornecimento. Também é ilustrado como o MRE pode interferir com um possível mecanismo de remuneração

da reserva. Dentre outros aspectos, é ressaltado que, no caso do sistema brasileiro, o despacho é fortemente dependente das condições hidrológicas, o que dificulta a implementação de um sistema competitivo.

Silva (2005) propõe um modelo competitivo de formação de mercado para as reservas, sendo analisado do ponto de vista do OIS. A estrutura do modelo considera, em forma conjunta, a energia e as reservas e está baseado na estrutura do modelo implementado na Califórnia (substituição de serviços). Também são consideradas as restrições de rede, e se aborda a possibilidade de formação de preço CCP e PBP. Uma característica adicional do modelo é a consideração de contratos bilaterais físicos através de uma matriz de contratos.

Agurto (2004) apresenta um modelo de despacho simultâneo de energia e reserva, o qual visa minimizar os custos de aquisição por parte do OIS. Nessa proposta, o OIS estabelece os preços para cada serviço, depois os geradores determinam qual é a quantidade que poderiam ofertar em cada caso para maximizar seu lucro. Se as quantidades fornecidas pelos geradores não satisfazem os requisitos da rede, o OIS modifica os preços, e o processo é repetido.

Costa (2004) propõe um modelo de otimização conjunta de energia e reserva, que considera as restrições de rede através de um fluxo de potência ótimo.

4.5 Conclusões parciais

- O setor elétrico brasileiro está caracterizado por um alto componente de hidreletricidade, no qual, as usinas apresentam um complexo acoplamento em cascata. Por essa razão, a operação e a atribuição dos recursos são realizadas de forma centralizada pelo ONS. Além disso, o país está caracterizado por uma grande extensão territorial, sendo necessário dividir a rede elétrica em várias áreas (regiões) de operação.
- O mercado de energia que existe na atualidade é definido como “*Tight Pool*” e está baseado em leilões de venda de energia de longo prazo. Um dos objetivos principais desse mecanismo é assegurar o suprimento de energia para o sistema e o investimento em novos projetos. O mercado de curto prazo só é utilizado para determinar o preço de liquidação das diferenças e, assim, realizar o pagamento dos excedentes ou déficits de energia com respeito a energia contratada.
- O processo de otimização e de despacho dos recursos de geração está baseado nas metas de planejamento de longo, médio e curto prazo. Esse processo, visando minimizar o custo de operação e o risco de racionamento, utiliza um algoritmo de despacho hidrotérmico

para otimizar o recurso hídrico, em cada etapa do processo de planejamento. Os resultados deste algoritmo determinam o custo marginal de operação, sendo o critério básico para o despacho das usinas hidrelétricas.

- O sistema brasileiro reconhece e define uma série de serviços ancilares para o SIN. Desses serviços ancilares, unicamente o controle de tensão é ressarcido através da Tarifa de Serviços Ancilares (TSA). Para os serviços de reserva, a ANEEL, o organismo de regulação no Brasil, não estabeleceu ainda uma tarifa e, unicamente indica o ressarcimento dos custos de investimento, de operação e manutenção dos equipamentos necessários para a prestação do serviço.

5 *PROPOSTA DE VALORIZAÇÃO BASEADA EM CUSTOS: VISÃO DO GERADOR*

A proposta de valorização apresentada neste capítulo, busca determinar o valor, ou possíveis valores dos serviços de reserva, sob a perspectiva do agente gerador. Inicialmente, descrevem-se os custos associados aos serviços de reserva e, posteriormente, formulam-se propostas para o cálculo dos componentes que são afetados pela operação do gerador hidrelétrico.

5.1 Componentes de custo dos serviços de reserva

Em termos gerais, todo produto ou serviço possui um valor de produção ou de fornecimento, que é determinado a partir dos componentes de custos fixos e variáveis; assim:

- custos fixos: parcela de custo que não depende da quantidade de produto ou serviço fornecido;
- custos variáveis: parcela de custo que depende do volume produzido ou fornecido.

Como ilustrado na Seção 2.3.3, na área dos serviços ancilares, os custos podem ser desagregados em:

- custos fixos;
- custos de disponibilidade;
- custos de uso;
- custos de frequência de uso;
- custos de oportunidade.

Uma outra classificação dos custos, utilizada no sistema brasileiro é a seguinte (ONS, 2003b):

- custos fixos;
- custos variáveis de operação e manutenção;
- custo de perdas adicionais.

Na Figura 5.1, mostra-se a correspondência entre as classificações mencionadas anteriormente. Observa-se, nessa figura, que os custos de disponibilidade podem ser fixos e variáveis. A classificação 4 corresponde aos componentes de custos que serão abordados neste trabalho. O componente de custo por frequência de uso pode ser considerado embutido no componente de uso e é desconsiderado para simplificar a proposta. O componente de custo de oportunidade não é desprezado e sim incorporado no custo de disponibilidade ou de uso, como será ilustrado nas seções seguintes.

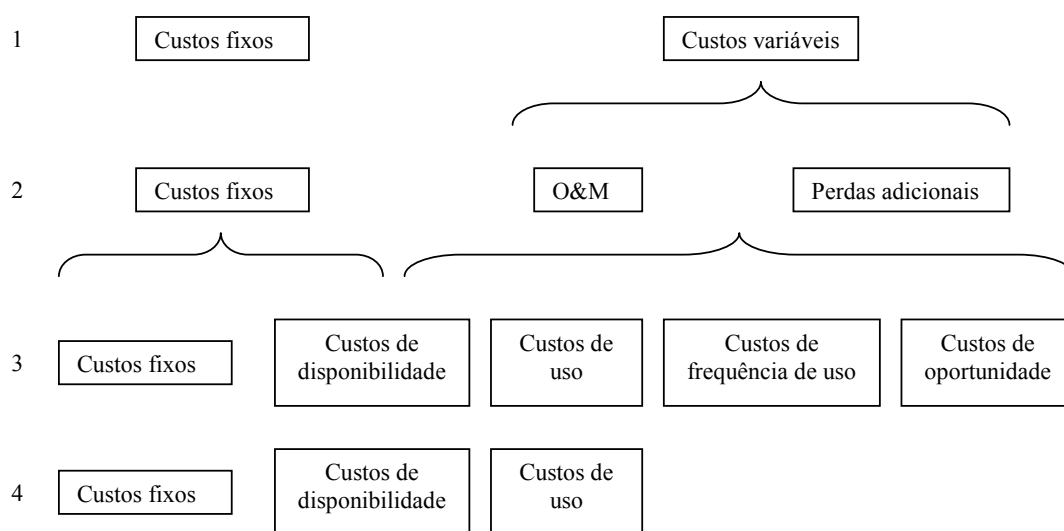


Figura 5.1: Relação entre diversos componentes de custos.

Os componentes de custo apresentados a seguir correspondem às reservas de regulação primária, secundária e a uma parcela adicional de reserva programada pelo ONS nos geradores hidrelétricos¹. Essas reservas serão consideradas como um único produto denominado reserva. Essa simplificação é realizada, já que, no caso das usinas hidrelétricas, as características técnicas desses tipos de reserva não apresentam diferenças significativas, de acordo com as definições adotadas pelo ONS. Assim, as três reservas representam uma folga de geração, distribuída entre os grupos geradores de cada usina.

¹Esses montantes são denominados nos procedimentos de rede como: “reserva primária”, “reserva secundária” e “reserva terciária” respectivamente (ONS, 2005).

Como foi definido no Capítulo 2, a reserva “para cima” ou, “*up reserve*”, R^{up} , é destinada ao aumento na geração quando ocorre um aumento na demanda. Por outro lado, a reserva “para baixo” ou, “*down reserve*”, R^{down} , é destinada à diminuição da geração quando diminui a demanda.

Além disso, para simplificar a notação e a análise de custos apresentada nas seções seguintes, o montante de reserva, R^{up} ou R^{down} , poderá designar potência em *MW*, ou energia de reserva em *MWh*, quando seja conveniente. A energia de reserva, neste caso, corresponderá aos *MW* de reserva fornecidos durante uma hora. Por outro lado, os custos serão representados pela letra *C* maiúscula, quando se referir a um valor absoluto em \$, ou pela letra *c* minúscula, quando se referir a um valor unitário em \$/*MWh*.

5.1.1 Custos fixos

Esta parcela está representada pelo investimento no equipamento necessário para o fornecimento do serviço. Esses custos dependem do tipo de tecnologia (hidráulica, térmica, nuclear, etc.) e se referem a:

- Custos de adequação dos equipamentos para fornecimento de reserva, os quais estão geralmente associados às usinas que possuem equipamentos antigos.
- Custos de investimento no sistema administrativo, de medição, controle, comunicação e processamento de dados.
- Custos de investimento em equipamentos de regulação. Cabe destacar que as usinas antigas já têm incluída esta parcela no custo fixo de geração e, neste sentido, deve ser realizada uma revisão dos custos, para determinar se esse componente continua sendo parte do custo de produção, ou se é conveniente separá-lo e remunerá-lo como um custo fixo por serviços ancilares de reserva, levando em conta que, provavelmente, o investimento já foi recuperado. No caso de usinas novas, esse custo deveria ser diretamente incluído na valorização do serviço ancilar.

Além dos custos anteriores, existe o custo de investimento em capacidade de reserva ou reserva planejada (VELASCO, 2004). A reserva planejada é definida como a folga de geração adicional que não é utilizada no curto prazo. O mecanismo de remuneração dessa reserva é denominado pagamento por capacidade, e visa garantir um nível apropriado de investimento em geração elétrica. No sistema brasileiro, o custo de investimento em capacidade de reserva não existe, por considerar que o mesmo faz parte do custo fixo de geração. Como a reserva abordada

neste trabalho corresponde a reserva utilizada na operação do dia a dia, esse componente de custo é desconsiderado. Também não é proposto nenhum método para estimar os custos fixos, devido às seguintes razões:

- O cálculo desse componente requer o levantamento das despesas realizadas pela empresa na implementação do serviço. Essa informação depende de diversos fatores, como os preços estabelecidos pelo fabricante dos equipamentos, os custos de implementação, o tempo de uso, etc.
- Os custos fixos de uma usina são complexos, já que os equipamentos utilizados para fornecer reserva, também podem ser utilizados para outros propósitos, como gerar energia e fornecer potência reativa.

Assim, essa informação, caso seja disponível, possui vários fatores de incerteza, considerando inadequado estabelecer uma proposta genérica para o cálculo dos custos fixos. Sua valoração requer uma análise particular de cada caso, sendo a empresa a maior responsável na determinação desse componente.

5.1.2 Custos de disponibilidade

Os custos de disponibilidade podem ser fixos ou variáveis, e se referem aos custos adicionais em que incorre o agente para manter disponível o serviço.

- Custos de manutenção: Todo investimento (fixo ou variável) necessário e adicional ao investimento inicial que é utilizado para manter a disponibilidade do serviço. Neste componente, podem ser considerados aspectos como o investimento em substituição de peças ou de equipamentos por desgaste, custos de modificação de procedimentos, custos das jornadas de inspeção, etc. Na Tabela 5.1, ilustram-se algumas das potenciais atividades de manutenção incrementadas pelo fornecimento de reserva.

A medição da parcela de manutenção é complexa, já que as usinas dispõem dos custos de manutenção totais e não, dos custos de manutenção individualizados. Se dentro de uma usina, um grupo de unidades fosse destinado unicamente para gerar energia, e outro grupo de máquinas fosse destinado para gerar energia e fornecer reserva, a diferença dos custos de manutenção dos dois grupos indicaria os sobrecustos nos quais o agente incorre, devido ao fornecimento do serviço. No entanto, do ponto de vista prático, é mais conveniente distribuir a reserva entre todas as unidades da usina, com o intuito de otimizar o despacho e de evitar expor as máquinas a rampas de carga maiores.

Tabela 5.1: Atividades de manutenção devido ao fornecimento de reserva.

Componente	Problema	Mecanismo de dano
Rotor da turbina	Incremento da frequência de inspeção devido à operação fora do ponto ótimo	Cavitação
Pás móveis	Desgaste dos rolamentos e conexões mecânicas	Frequentes ajustes para regulação (deslizamento, obstruções)
Atuadores, cilindros hidráulicos, servomotores, transdutores	Substituição mais frequente	Uso como resultado de maiores frequências de ajuste
Estator/rotor do gerador	Incremento na frequência de inspeção	Vibração
Enrolamentos do estator	Incremento na frequência de inspeção	Danos por vibração e ciclos térmicos
Enrolamentos do rotor	Faltas com relação a terra e entre enrolamentos	Ciclos de partida e de parada, incremento nas correntes de excitação ou ambos
Transformadores	Incrementos na inspeção e manutenção	Mudanças de temperatura devido a cargas parciais e completas de curta duração
Controle e instrumentação	Substituição mais frequente	Uso como resultado de ajuste e de movimentos frequentes

Fonte: Adaptado de Bahleda (2001).

- Custos por perdas de eficiência: A perda de eficiência se refere a qualquer sobrecusto no processo de produção, por causa da disponibilidade do serviço. Essa disponibilidade deve levar em conta os períodos nos quais a regulação é feita “para cima”, e os períodos nos quais a regulação é feita “para baixo”. O efeito da regulação “para baixo” é mínimo, já que não representa o uso físico de capacidade adicional instalada, portanto, a disponibilidade de reserva, principalmente de regulação “para cima”², origina desvios na geração programada, que não aconteceriam se a reserva não fosse disponibilizada.

Esse aspecto é ilustrado na Figura 5.2. Nesta figura, descreve-se o despacho de uma usina que possui três máquinas M_1 , M_2 e M_3 , cada uma com uma capacidade máxima de 200 MW e uma restrição de geração mínima de 100 MW. No Caso (a), a usina foi programada para gerar 360 MW, ligando duas máquinas que operam no ponto de máxima eficiência com 180 MW. A reserva “para cima”, que está disponível de forma imediata, é de 40 MW, devido ao fato de que M_3 permanece desligada. Se M_3 for ligada para operar em vazio, ter-se-ia uma reserva “para cima” de 140 MW, já que M_3 não deve ter uma geração menor do que 100 MW, por causa da restrição de geração mínima.

Para resolver essa situação e aumentar a capacidade de reserva “para cima” disponível, é conveniente reprogramar as unidades, a priori, para operará-las em 120 MW, (Caso

²Devido ao grande número de grupos geradores hidrelétricos no sistema e à flexibilidade operativa dos mesmos, a folga de regulação “para baixo” aparece de forma natural, visto que sua disponibilidade não afeta, na maioria das vezes, as restrições mínimas de produção das máquinas dentro da usina.

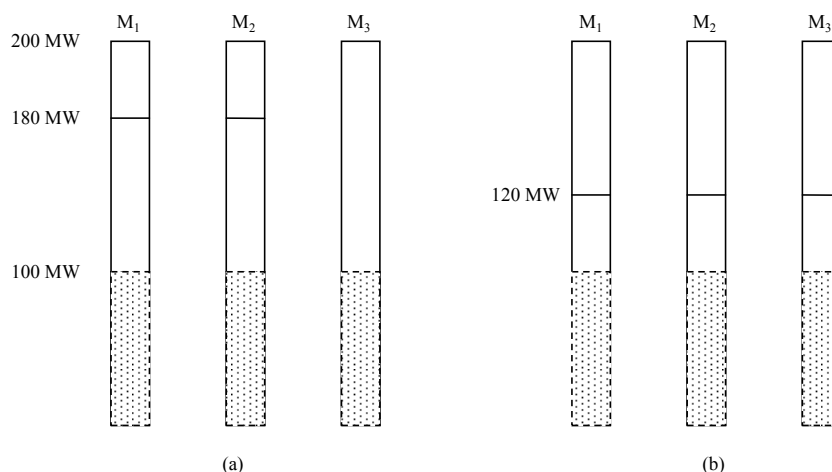


Figura 5.2: Exemplo do despacho de unidades.

(b)). Dessa forma, a reserva “para cima” aumenta para 240 MW. Do outro lado, no Caso (a), a reserva “para baixo” é de 160 MW. No Caso (b) foi reduzida a 60 MW. O ONS deve avaliar os montantes de reserva requeridos para compensar os desvios positivos e negativos de carga e manter o sistema dentro dos níveis de operação requeridos.

Antes da operação em tempo real, o ONS determina o programa de geração das usinas hidrelétricas e termelétricas, o qual fica contido no Plano Diário de Produção - PDP - (ONS, 2008a). No PDP, também são incluídas as restrições de reserva (montantes e alocação por agente). Como o montante das reservas “primária”, “secundária” e “terciária”, definidas nos Procedimentos de Rede, devem ser de natureza girante (ONS, 2005), evita-se a alocação em unidades geradoras desligadas. Assim, o ONS pode solicitar, além dos montantes de geração e de reserva, um número mínimo de unidades em operação. Se um agente gerador desconsidera as restrições de reserva, poderia programar as unidades dentro da usina de uma forma mais eficiente, cumprindo ainda com o programa de geração do PDP.

Para o cálculo do custo por perdas de eficiência, propõe-se que esse componente seja interpretado como uma perda de oportunidade, devido a que o gerador poderia produzir mais energia em um ponto de operação mais eficiente, utilizando a mesma quantidade de água. Neste aspecto, deve-se destacar que o custo por perdas de eficiência na produção não é o custo de oportunidade da reserva. O custo de oportunidade da reserva representa o lucro perdido pela não geração da reserva disponibilizada, enquanto o custo por perdas de eficiência representa o lucro perdido pela perda de eficiência na produção, quando a reserva é disponibilizada. Esse prejuízo pode ser calculado como a diferença entre o lucro pela venda de energia, quando produzida em um ponto mais eficiente, e o lucro pela venda de energia, quando produzida em um ponto menos eficiente, devido à disponibilidade de

reserva. Portanto:

$$C^{perd} = Lu^{ef} - Lu \quad (5.1)$$

sendo

C^{perd} : custo das perdas de eficiência (\$);

Lu^{ef} : lucro no cenário de despacho eficiente ou sem fornecimento de reserva (\$);

Lu : lucro no cenário de despacho com fornecimento de reserva (\$).

De acordo com o ilustrado na Seção 4.1, os lucros de um gerador hidrelétrico nos cenários com fornecimento e sem fornecimento de reserva podem ser calculados da seguinte forma:

$$Lu = \pi_c \times E_c + \pi_{PLD} \times (E_v + E_r - E_c) - c_p \times E_v - \pi_{MRE} \times E_r \quad (5.2)$$

$$Lu^{ef} = \pi_c \times E_c + \pi_{PLD}^{ef} \times (E_v^{ef} + E_r^{ef} - E_c) - c_p^{ef} \times E_v^{ef} - \pi_{MRE} \times E_r^{ef} \quad (5.3)$$

sendo

c_p^{ef} : custo unitário de produção no cenário de despacho eficiente (\$/MWh);

π_{PLD}^{ef} : preço marginal da energia no cenário de despacho eficiente (\$/MWh);

E_v^{ef} : energia verificada no cenário despacho eficiente (MWh);

E_r^{ef} : energia realocada no cenário de despacho eficiente (MWh).

Alguns supostos necessários para a análise do custo por perdas de eficiência são os seguintes:

- Os custos são analisados do ponto de vista da variação do nível de produção de um único gerador, e não da variação simultânea da produção em todas as usinas do sistema.
- Assume-se que o efeito da variação da produção de um único gerador não é suficiente para mudar o PLD, portanto:

$$\pi_{PLD}^{ef} = \pi_{PLD}. \quad (5.4)$$

- Considera-se que o custo unitário de produção de um gerador hidrelétrico, devido à operação em um ponto de produção mais eficiente, é menor do que o custo de produção no cenário menos eficiente (cenário tradicional), portanto:

$$c_p^{ef} = c_p - \Delta c_p \quad (5.5)$$

sendo

Δc_p : variação do custo unitário de produção (\$/MWh).

- Supõe-se que o nível de energia verificada do gerador em um cenário eficiente E_v^{ef} , deve ser maior do que a energia verificada no cenário tradicional E_v , já que o recurso hídrico é aproveitado de uma melhor forma:

$$E_v^{ef} = E_v + \Delta E_v \quad (5.6)$$

sendo

ΔE_v : variação da energia verificada (MWh).

- Como consequência de uma maior energia verificada, espera-se que o gerador receba menos energia do MRE (ou doe mais energia ao MRE) no cenário eficiente, do que no cenário tradicional, portanto:

$$E_r = E_r^{ef} + \Delta E_r \quad (5.7)$$

sendo

ΔE_r : variação da energia realocada (MWh).

Substituindo as Equações (5.2) a (5.7) em (5.1):

$$\begin{aligned} C^{perd} = & \pi_{PLD} \times (\Delta E_v - \Delta E_r) \\ & + \pi_{MRE} \times \Delta E_r - c_p \times \Delta E_v \\ & + \Delta c_p \times E_v^{ef}. \end{aligned} \quad (5.8)$$

Na Equação (5.8), podem ser identificados quatro componentes:

- a diferença entre os excedentes de energia gerada e realocada, valorados ao preço do mercado;

- o excedente de energia realocada valorado à tarifa do MRE;
- o excedente de energia gerada valorado ao custo unitário de produção;
- a energia verificada no cenário eficiente, valorada pela variação do custo unitário de produção.

Se o custo unitário de produção é assumido constante ($\Delta c_p \rightarrow 0$), a Equação (5.8) pode ser reescrita da seguinte forma:

$$\begin{aligned} C^{perd} = & (\pi_{PLD} - c_p) \times \Delta E_v \\ & - (\pi_{PLD} - \pi_{MRE}) \times \Delta E_r. \end{aligned} \quad (5.9)$$

A variação da energia verificada não pode ser prevista, porque está em função dos dados de geração real do sistema. Portanto, ΔE_v , será aproximada pela variação da energia programada, ΔE_p . Esta pode ser estimada utilizando uma metodologia despacho ótimo hidrelétrico, a qual é descrita posteriormente na Seção 5.2. Assim, o custo por perdas de eficiência é determinado por meio da Equação (5.10).

$$\begin{aligned} C^{perd} = & (\pi_{PLD} - c_p) \times \Delta E_p \\ & - (\pi_{PLD} - \pi_{MRE}) \times \Delta E_r. \end{aligned} \quad (5.10)$$

Na Equação (5.10), descreve-se um custo de oportunidade generalizado. Pode-se observar que, sem a existência do MRE, $E_r = E_r^{ef} = 0$, portanto, $\Delta E_r = 0$, e o custo termina sendo igual ao lucro que se teria no mercado de curto prazo, pela energia não gerada devido à perda de eficiência, o qual é característico da própria definição do custo de oportunidade. O custo unitário por perdas de eficiência derivado da Equação (5.10) pode ser representado em função do montante de energia realocada, como ilustrado na Figura 5.3. Observa-se que o custo por perdas de eficiência pode ter um valor nulo, quando $\Delta E_r = \Delta E_p$ e $\pi_{MRE} = c_p$, ou, inclusive negativo, ou seja, o gerador ganha pela perda de eficiência.

- Custo de oportunidade

O custo de oportunidade se refere ao custo da energia não gerada quando é disponibilizada determinada quantidade de reserva. Nos sistemas em que existe um mercado de energia

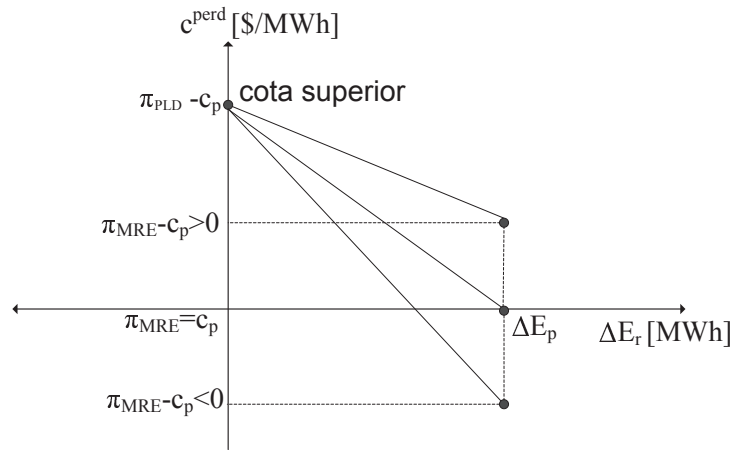


Figura 5.3: Faixa de valores do custo por perdas de eficiência.

de curto prazo (geralmente com um dia de antecedência), o custo de oportunidade é determinado em função do preço da energia resultante nesse mercado.

No caso do sistema brasileiro, a maior parte da energia é vendida em contratos de longo prazo. Além disso, o despacho é centralizado e baseado nas metas de planejamento de longo e médio prazo, razão pela qual, um gerador não pode modificar sua programação diária, visando gerar energia no lugar de disponibilizar reserva. Portanto, o custo de oportunidade é afetado pelas decisões próprias do agente gerador, que, por sua vez, determina os montantes de energia contratados, e pelas decisões do ONS, que determina os montantes de energia gerados.

Utilizando a Equação (5.10), o custo de oportunidade de um gerador hidrelétrico pode ser calculado substituindo ΔE_p por R^{up} , ou seja, pelo montante de energia de reserva “para cima” disponibilizada no período programado. Neste caso, foi suposto que toda a reserva disponibilizada pelo gerador poderia ser programada no despacho de energia, portanto:

$$E_p^{sr} = E_p + R^{up} \quad (5.11)$$

sendo

E_p^{sr} : energia programada do agente gerador, quando não fornece reserva “para cima” ao sistema (MWh).

Na Equação (5.11), foi considerado apenas o montante de reserva “para cima”, R^{up} . O custo de oportunidade da reserva “para baixo” é desconsiderado, já que o efeito dessa reserva é contrário ao efeito da reserva “para cima”, isto é, a energia programada no despacho com reserva, E_p , tende a ser maior ou igual à energia programada no despacho sem disponibilidade de reserva, E_p^{sr} . Assim, a disponibilidade de reserva “para baixo” já

beneficia, ou, pelo menos, não afeta o agente gerador, podendo desconsiderar a existência de um custo de oportunidade associado à disponibilidade da mesma. Dessa forma, o custo de oportunidade do gerador pela disponibilidade do montante de reserva “para cima”, em função da variação de energia realocada, é determinado pela Equação (5.12).

$$C^{oport} = (\pi_{PLD} - c_p) \times R^{up} - (\pi_{PLD} - \pi_{MRE}) \times \Delta E_r. \quad (5.12)$$

Tanto o custo de oportunidade descrito na Equação (5.12), quanto o custo por perdas de eficiência descrito na Equação (5.10) buscam uma remuneração pela perda financeira devido à disponibilidade do serviço. Destaca-se, que de acordo com o descrito nos procedimentos de rede (ONS, 2008a), na Seção **Análise e compatibilização das propostas de programas de geração e intercâmbio**, o ONS realiza uma programação sequencial, isto é, primeiro programa a produção das usinas e posteriormente verifica se existe uma folga de geração suficiente para fornecimento de reserva. No caso que a folga de geração seja suficiente, os custos descritos nas equações (5.10) e (5.12) são zero, porque a usina não modifica sua produção devido à disponibilidade de reserva. No caso em que a folga disponível de alguma usina seja insuficiente para fornecimento de reserva, o ONS realizará as mudanças correspondentes no despacho para garantir os requerimentos de reserva do sistema. As usinas que diminuem sua produção ou que operam em um ponto de menor eficiência devido às restrições de reserva incorrem nos componentes de custos descritos pelas equações (5.10) e (5.12). Fica a critério do ONS, determinar a existência ou não desses componentes sobre cada usina em cada hora programada. Neste trabalho, o cálculo desses montantes está baseado nas piores condições, isto é, o gerador sempre experimenta uma perda financeira devido à disponibilidade de reserva em cada hora programada.

5.1.3 Custo de uso

Na Seção 5.1.2, foi ilustrado o custo de disponibilidade da reserva, cujos componentes principais são o custo por perdas de eficiência e o custo de oportunidade. Ambos os componentes foram valorizados em termos do lucro perdido pelo gerador ao disponibilizar o serviço. Nesta seção, o custo de uso é abordado considerando a receita do agente gerador, Rec , pela venda de energia. Assim, a partir da Equação (5.2), é obtida a Equação (5.13):

$$Rec = Lu + c_p \times E_v. \quad (5.13)$$

Reserva “para cima”

A receita líquida pelo fornecimento de reserva “para cima”, Rec_R^{up} , pode ser obtida por extensão da Equação (5.13), da seguinte forma:

$$Rec_R^{up} = Lu^{perd} + c_p \times R^{up} \quad (5.14)$$

sendo

$$Lu^{perd} \approx C^{perd} + C^{oport} \quad (5.15)$$

Lu^{perd} : lucro perdido pela disponibilidade de reserva “para cima”, R^{up} , em \$.

Substituindo (5.15) em (5.14),

$$Rec_R^{up} \approx C^{perd} + C^{oport} + c_p \times R^{up} \quad (5.16)$$

$$Rec_R^{up} \approx C^{disp} + c_p \times R^{up} \quad (5.17)$$

sendo

C^{disp} : custo de disponibilidade da reserva “para cima” em \$.

O custo de disponibilidade independe do uso, já que a disponibilidade do serviço não implica necessariamente o uso do mesmo. Quando o serviço de reserva é utilizado, o gerador incorre em um custo de produção; assim, o último termo da Equação (5.17) pode ser associado ao componente de custo de uso, caso 100% da energia de reserva fosse utilizada. De uma forma mais geral, o custo de uso da reserva, considerando uma porcentagem de uso durante a operação em tempo real, pode ser determinado por meio da Equação (5.18).

$$C_{up}^{uso} = c_p \times R^{up} \times \%U^{up} \quad (5.18)$$

sendo

$\%U^{up}$: porcentagem de uso da reserva “para cima” no período programado.

Reserva “para baixo”

No caso da reserva “para baixo”, foi dito, na Seção 5.1.2, que não existia um custo de oportunidade devido à disponibilidade da mesma. No entanto, do ponto de vista do uso em tempo real, existe uma perda de oportunidade, já que na regulação “para baixo”, o gerador é obrigado a diminuir a produção para satisfazer os requerimentos do sistema, diminuindo, assim, a possibilidade de gerar mais energia. Por extensão das Equações (5.12) e (5.18), a receita que o gerador deixa de receber pelo fornecimento de reserva “para baixo”, Rec_R^{down} , é calculada da seguinte forma:

$$\begin{aligned}
 Rec_R^{down} &\approx C^{oport} + C^{uso} \\
 Rec_R^{down} &\approx (\pi_{PLD} - c_p) \times R^{down} \times \%U^{down} \\
 &\quad - (\pi_{PLD} - \pi_{MRE}) \times \Delta E_r + c_p \times R^{down} \times \%U^{down} \\
 Rec_R^{down} &\approx \pi_{PLD} \times R^{down} \times \%U^{down} - (\pi_{PLD} - \pi_{MRE}) \times \Delta E_r
 \end{aligned} \tag{5.19}$$

sendo

$\%U^{down}$: porcentagem de uso da reserva “para baixo” no período programado.

Na Equação (5.19), observa-se que o custo de oportunidade, no caso da reserva “para baixo”, depende do uso e não da disponibilidade do serviço, razão pela qual este componente pode ser embutido dentro do componente de custo de uso de reserva “para baixo”, ou seja,

$$C_{down}^{uso} = \pi_{PLD} \times R^{down} \times \%U^{down} - (\pi_{PLD} - \pi_{MRE}) \times \Delta E_r. \tag{5.20}$$

Assim, a reserva “para baixo” não tem um custo de disponibilidade associado, devendo ser remunerada em termos da porcentagem de uso, quando o serviço é fornecido.

Tipos de reserva valorizados

Como a regulação primária atua de forma contínua, “para cima” e “para baixo”, e em pequenas quantidades, a parcela de energia devida ao uso da regulação “para cima” pode ser considerada compensada pela não geração, quando a regulação é “para baixo”. Portanto, assume-se que a energia de reserva é devida, principalmente, à reserva de regulação secundária (“reserva secundária”) e à reserva “terciária”. Essa energia é controlada pelo ONS e deve ser compensada financeiramente *ex-post*. Na Figura 5.4, são ilustrados os diferentes componentes

da energia faturada.

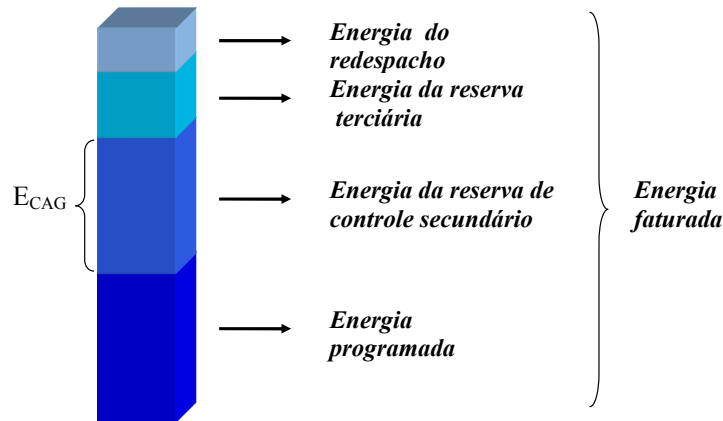


Figura 5.4: Componentes da energia faturada.

Na Figura 5.4, a energia do redespacho representa toda reprogramação da geração em tempo real destinada a outros usos, como o controle de tensão, a otimização do recurso hídrico, a otimização das perdas, etc. Observa-se que a diferença entre a geração real e programada é produzida pelos redespachos, e pelo uso da reserva “secundária” e “terciária”. Assim, baseado na Figura 5.4, é possível estabelecer a seguinte relação:

$$E_v - E_p = \%U \times R + E_{redesp} \quad (5.21)$$

sendo

R : montante de reserva “para cima” ou “para baixo” durante o período programado;

$\%U$: porcentagem de uso da reserva “para cima” ou “para baixo” no período programado;

E_{redesp} : energia de redespacho da usina no período programado em \$/MWh.

5.2 Despacho ótimo de geração hidrelétrica

De acordo com a Seção 5.1.2, a perda de produção da usina, pela operação em um ponto de menor eficiência, deve ser calculada comparando dois cenários, um cenário eficiente, que não considera a disponibilidade de reserva, e um cenário tradicional, que considera a disponibilidade do serviço. Nesta seção, é descrito um modelo de despacho ótimo, o qual permite calcular os níveis de produção no cenário eficiente.

No problema de despacho ótimo de unidades dentro de uma usina hidrelétrica, o agente, visando minimizar os custos operacionais, deve determinar o número e o nível de geração de

cada unidade dentro da usina, a cada hora.

5.2.1 Modelagem do problema

Para determinar a geração de uma unidade, utiliza-se a função de produção hidráulica, a qual é descrita pela seguinte equação:

$$p = k_{eq} \times \eta_{eq} \times q \times h_l \quad (5.22)$$

sendo

p : potência produzida por um grupo gerador (MW);

k_{eq} : constante que integra o efeito da gravidade e o peso específico da água ($k = 9,81 \times 10^{-3} \left[\frac{MW}{(m^3/s) \cdot m} \right]$);

η_{eq} : eficiência equivalente do conjunto turbina - gerador (%);

q : vazão turbinada por um grupo gerador (m^3/s);

h_l : queda líquida da usina (m).

No caso das usinas hidrelétricas do sistema brasileiro, a função de produção hidráulica poder ser aproximada por um polinômio de grau 7, com a vazão turbinada como variável independente (FINARDI; SILVA, 2005):

$$p(q) = a_1 q^7 + a_2 q^6 + a_3 q^5 + a_4 q^4 + a_5 q^3 + a_6 q^2 + a_7 q + a_8 \quad (5.23)$$

sendo

a_i : coeficiente i -ésimo da função de produção $p(q)$.

Os coeficientes a_i dependem do ponto de operação, e são ajustados a partir dos dados da curva de eficiência e da queda líquida. Na Figura 5.5, mostra-se um exemplo típico da função de produção de uma unidade.

Por outro lado, definindo um fator de produção equivalente, fp , a Equação (5.22) pode ser escrita da seguinte forma:

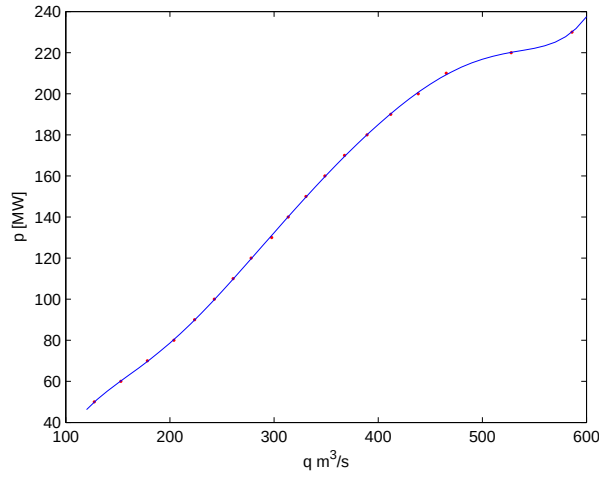


Figura 5.5: Ajuste polinomial da função de produção.

$$p = fp \times q \quad (5.24)$$

$$fp = k_{eq} \times \eta_{ef} \times h_l. \quad (5.25)$$

Para uma potência p gerada, a energia produzida durante uma hora é $E = p \times t = p \times 1h = E \text{ MWh}$. Se o valor do MWh é π_E , o custo da energia será $C_E = E \times \pi_E$. De acordo com a Equação (5.24), esse valor também se pode expressar como $C_E = fp \times q \times 1h \times \pi_E = \lambda_w \times q$, logo:

$$\lambda_w = fp \times \pi_E \times 1h \quad (5.26)$$

sendo

λ_w : custo equivalente da vazão turbinada ($\frac{\$}{m^3/s}$);

π_E : valor da energia produzida ($\$/MWh$).

A realização de um despacho ótimo leva à modificação do nível de produção e ao chaveamento constante das unidades dentro da usina, visando operá-las no ponto de máxima eficiência. Dessa forma, a função objetivo do despacho, F , considera os custos de partida e parada das máquinas e o custo da energia, ou custo equivalente da vazão turbinada no reservatório, em cada período.

$$F = C^{p/p} \times \sum_{t=1}^{24} |n_t - n_{t-1}| + \lambda_w \times \sum_{t=1}^{24} q_t \times n_t \quad (5.27)$$

sendo

F : custo do despacho com reserva (\$);

$C^{p/p}$: custo de partida e parada de um grupo gerador dentro da usina (\$);

t : índice para os períodos;

n : número de unidades operando dentro da usina.

Como o despacho ótimo será utilizado para calcular o custo das perdas de eficiência, a energia associada à vazão turbinada será valorizada conforme foi ilustrado na Equação (5.10). Assim, λ_w está em função do custo unitário das perdas que foi ilustrado na Figura 5.3:

$$\lambda_w = fp \times c^{perdas} \times 1h \quad (5.28)$$

Para uma usina com uma demanda de potência D e n unidades geradoras, o modelo de despacho ótimo para um horizonte de um dia, pode ser expresso com o seguinte problema de programação não-linear inteiro misto:

$$\text{Min } F \quad (5.29)$$

s.a.

$$p_t(q_t) = a_{1t}q_t^7 + a_{2t}q_t^6 + a_{3t}q_t^5 + a_{4t}q_t^4 + a_{5t}q_t^3 + a_{6t}q_t^2 + a_{7t}q_t + a_{8t} \quad (5.30)$$

$$n_t \times p_t(q_t) = D_t \quad \forall t \quad (5.31)$$

$$q_{t-min} \leq q_t \leq q_{t-max} \quad (5.32)$$

$$n_{t-min} \leq n_t \leq n_{t-max} \quad (5.33)$$

sendo

D_t : demanda de potência ativa da usina no período t .

A solução ótima do problema (5.29) a (5.33) representa o cenário eficiente com um custo de operação F^* . Se o custo de operação do cenário tradicional com fornecimento de reserva é $\hat{F}$, então o custo por perdas de eficiência pode ser estimado da seguinte forma:

$$\begin{aligned}
 C^{perd} &= \hat{F} - F^* \\
 &= C^{p/p} \times \sum_{t=1}^{24} |\hat{n}_t - \hat{n}_{t-1}| - |n_t^* - n_{t-1}^*| \\
 &\quad + \lambda_w \times \sum_{t=1}^{24} \hat{q}_t \times \hat{n}_t - q_t^* \times n_t^*.
 \end{aligned} \tag{5.34}$$

Na Equação (5.34), considera-se de forma implícita a Equação (5.10), através da variável λ_w . Também, através do termo associado à partida e parada das máquinas, reconsidera-se o efeito da variação dos custos de produção, que tinham sido desprezados na Equação (5.10).

Na prática, os grupos geradores dentro de uma usina não apresentam necessariamente as mesmas características. Esse aspecto da modelagem pode ser levado em consideração, identificando subgrupos de geradores com iguais características, como ilustrado na Figura 5.6.

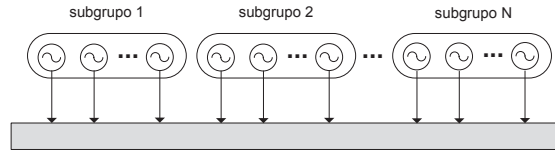


Figura 5.6: Subgrupos de geradores dentro da usina.

Assim, o modelo de despacho ótimo, considerando N subgrupos de geradores dentro da usina, é representado por meio das Equações (5.35) a (5.39).

$$\begin{aligned}
\text{Min} \quad & C^{p/p} \times \sum_{t=1}^{24} \sum_{k=1}^{N_{sgr}} |n_{tk} - n_{t-1k}| + \\
& \lambda_w \times \sum_{t=1}^{24} \sum_{k=1}^{N_{sgr}} q_{tk} \times n_{tk}
\end{aligned} \tag{5.35}$$

s.a.

$$\begin{aligned}
p_{tk}(q_{tk}) = & a_{1tk}q_{tk}^7 + a_{2tk}q_{tk}^6 + a_{3tk}q_{tk}^5 + a_{4tk}q_{tk}^4 \\
& + a_{5tk}q_{tk}^3 + a_{6tk}q_{tk}^2 + a_{7tk}q_{tk} + a_{8tk}
\end{aligned} \tag{5.36}$$

$$\sum_{k=1}^{N_{sgr}} n_{tk} \times p_{tk}(q_{tk}) = D_t \quad \forall t \tag{5.37}$$

$$q_{tk-\min} \leq q_{tk} \leq q_{tk-\max} \tag{5.38}$$

$$n_{tk-\min} \leq n_{tk} \leq n_{tk-\max} \tag{5.39}$$

sendo:

k : índice para os subgrupos de unidades dentro da usina;

N_{sgr} : número de subgrupos dentro da usina.

O problema (5.35) a (5.39) também é não-linear inteiro misto, e possui um espaço de soluções maior do que o problema (5.29) a (5.33). O despacho é de natureza dinâmica, porque a programação das máquinas está interligada através das horas do dia. No entanto, destaca-se que não existe acoplamento dinâmico ao longo dos dias do ano uma vez que, na prática, a usina é programada unicamente para o dia de operação seguinte, a partir das condições operativas do dia atual.

5.3 Testes e resultados na usina de Ilha Solteira

Nesta seção, mostram-se os testes realizados, a partir de dados de operação da usina hidrelétrica de Ilha Solteira, para o cálculo dos componentes de custos de disponibilidade e uso da reserva. Inicialmente são ilustrados os resultados para o custo por perdas de eficiência, associados à reserva “para cima”.

5.3.1 Resultados para o custo por perdas de eficiência

Os resultados obtidos nesta seção estão baseados na proposta de valorização da Seção 5.1.2 e no despacho ótimo apresentado na Seção 5.2.

A usina dispõe de 20 unidades classificadas em três subgrupos. O conjunto de subgrupos e as características das unidades em cada um deles são indicados nas Tabelas 5.2 e 5.3 respectivamente.

Tabela 5.2: Geradores pertencentes a cada subgrupo.

gr_1	G_1, G_2, G_3, G_4
gr_2	$G_5, G_6, G_7, G_8, G_9, G_{10}, G_{12}, G_{14}, G_{15}, G_{17}, G_{18}$
gr_3	$G_{11}, G_{13}, G_{16}, G_{19}, G_{20}$

Tabela 5.3: Características dos subgrupos de geradores.

	n_{k-max}	$p_{min} [MW]$	$p_{max} [MW]$	$m [MW/m]$
gr_1	4	120	176 ^a	3,73
gr_2	11	90	170 ^b	3,41
gr_3	5	90	174 ^c	3,19

^a potência máxima para $h > 46$ m.

^b potência máxima para $h > 46$ m.

^c potência máxima para $h > 47,6$ m.

Para quedas menores às indicadas na Tabela 5.3, a potência máxima é função linear da queda como descrito pela inclinação m . Os coeficientes da função de produção dependem da queda líquida e da curva de eficiência de cada subgrupo. No Apêndice B são ilustradas as curvas colina e as curvas de ajuste da função de produção para cada subgrupo dentro da usina. O melhor ajuste de todas as funções foi obtido com um polinômio de grau 7, e um coeficiente de correlação de 0,999, o que valida a modelagem apresentada por Finardi e Silva (2005). Ajustes aproximados com polinômios até grau 3 foram testados, mas não foi observada nenhuma melhoria no tempo de cálculo do despacho ótimo.

O cálculo das perdas de eficiência foi realizado para todos os dias do histórico de operação do ano 2006, utilizando a Equação (5.34). Nessa equação, os valores de vazão turbinada por máquina e o número de máquinas em operação no cenário tradicional, foram obtidos, em 2006, dos dados de geração real³ da usina. Os valores de vazão turbinada por máquina e o número de máquinas em operação no cenário eficiente foram obtidos da solução ótima do problema (5.29) a (5.33) para o modelo aproximado e, do problema (5.35) a (5.39) para o modelo completo.

No Apêndice B, são ilustrados os dados de geração programada de cada unidade e o fator de produção da usina, para alguns dias típicos desse ano. Nesses dados, observa-se que o número máximo de máquinas de cada subgrupo varia em função da disponibilidade operativa. Assim,

³Do ponto de vista da disponibilidade do serviço, deveriam ser utilizados os dados de geração programada; no entanto, neste caso, essa informação não estava disponível para cada grupo gerador dentro da usina, sendo necessária essa aproximação.

na Tabela B.1, durante a hora 5, por exemplo, existem unicamente 3 máquinas disponíveis no subgrupo 1, 5 no subgrupo 2 e 3 no subgrupo 3. As máquinas podem estar indisponíveis por conveniência operativa (operando como compensadores síncronos), ou por disposição de manutenção. Desta forma, os limites indicados nas Equações (5.33) e (5.39) podem variar em função da disponibilidade das unidades em cada hora.

Os limites da vazão turbinada (Equações (5.32) e (5.38)) também podem variar em função do tempo, já que estão associados aos limites de geração os quais, por sua vez, são função da queda líquida do reservatório. Embora a queda líquida foi considerada, a sua influência nos resultados foi mínima já que, devido a política de operação da usina, o nível do reservatório permaneceu na faixa de 45 a 47 m durante o ano inteiro.

Para cada dia, o número inicial de máquinas em operação foi estabelecido como o número real de máquinas em operação da última hora programada do dia anterior. Os custos de partida e parada foram estimados em 5,4 R\$/MW, baseado na discussão apresentada por Nilsson e Sjelvgren (1997).

Como a tarifa do MRE é destinada à cobertura dos custos de operação e de manutenção de usinas hidrelétricas (ANEEL, 2007b), e assumindo que o componente de investimento é baixo no caso das usinas antigas, o custo unitário de produção será assumido igual a essa tarifa. Assim, para atribuir um preço a λ_w , será assumido que $c_p = \pi_{MRE}$. Neste caso, calcula-se a cota superior ilustrada na Figura 5.3 ($\Delta E_r = 0$), pois a cota inferior não precisa ser calculada, já que seu valor é zero. Portanto, considera-se $\lambda_w = f_p \times (\pi_{PLD} - \pi_{MRE}) \times 1h$. O fator de produção varia hora a hora, e é obtido do histórico de operação (Tabelas B.1 a B.3 do Apêndice B). Os valores do PLD, π_{PLD} , foram considerados para cada semana do ano 2006, para o mercado SE/CO por patamar de carga. Assim, o valor de λ_w também varia em função da semana e o patamar de carga. Nas Tabelas B.7 e B.8 do Apêndice B, ilustram-se os patamares de carga para alguns dias do mês de maio, assim como os preços semanais do PLD em 2006. A tarifa do MRE, π_{MRE} , permanece constante ao longo do ano, com um valor de 7,25 R\$/MWh. Durante as horas do ano nas quais a usina apresentou vertimento de água, $\lambda_w = 0$, devido ao fato que, nesses casos, não existe perda de oportunidade pela perda de água.

Pela característica não-linear, a solução do problema depende de uma solução inicial factível. Neste trabalho, foi calculado para cada período, o número mínimo e máximo de máquinas que podem atender o nível de demanda estabelecido, utilizando a filosofia do algoritmo apresentado por Arce (1999), limitando assim o espaço de busca. A solução inicial foi estabelecida como o número mínimo de máquinas operando com a máxima vazão turbinada, em cada hora de programação. O modelo é resolvido para um horizonte de um dia, para cada

dia do ano, utilizando o solver comercial DICOPT e a interface GAMS.

Os resultados desta seção representam a cota superior ou valor máximo das perdas de eficiência devido à disponibilidade de reserva. Na Figura 5.7, ilustra-se o custo diário das perdas de eficiência para o modelo completo (Equações (5.35) a (5.39)) e para o modelo aproximado (Equações (5.29) a (5.33)). Nessa figura, observa-se que o custo apresenta uma alta volatilidade, devido à variabilidade do ponto de operação nas máquinas, a cada dia programado. Os custos podem ser zero, quando existe vertimento de água na usina, e não há necessidade de ligar ou desligar as unidades durante o dia. O custo das perdas pode alcançar valores máximos de até R\$234.000,00 durante um dia.

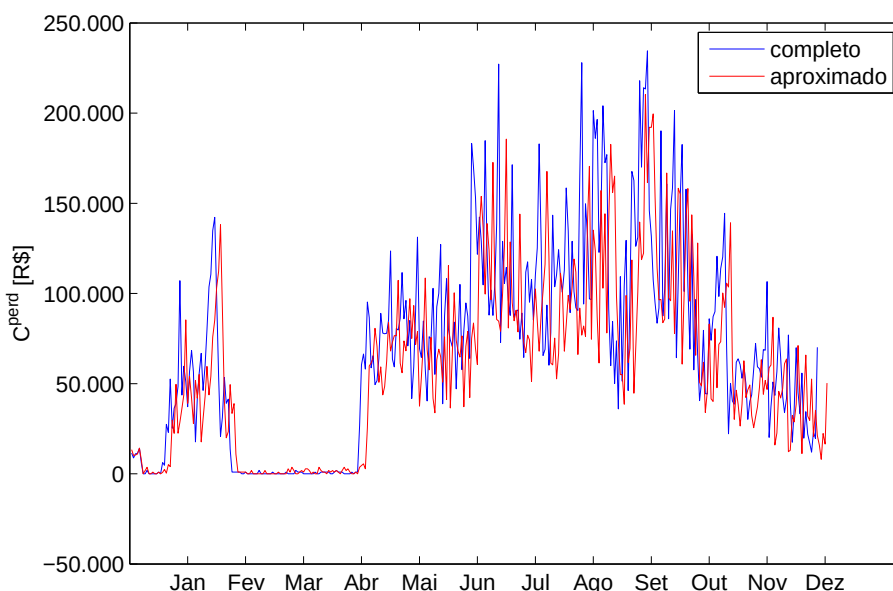


Figura 5.7: Custo diário de perdas de eficiência.

O tempo de simulação em um computador com processador intel centrino duo (1,6 GHz e 0,99 MB de RAM), foi de aproximadamente 1,02 h para o modelo simplificado, e, 3,04 h para o modelo completo, como ilustrado na Figura 5.8.

Para esta usina, o modelo de despacho completo possui 384 restrições e 216 variáveis por dia considerado. O número de possíveis soluções inteiras, por dia, pode ser de até 220^{24} , razão pela qual, o tempo de cálculo resulta considerável ao longo de um ano. Mesmo assim, para a análise realizada neste trabalho, o tempo computacional não resulta relevante, sendo ilustrado apenas como informação adicional.

Pela não linearidade do modelo, as soluções apresentadas não são garantia de serem ótimas globais, e sim ótimas locais, ou apenas soluções inteiras factíveis. No entanto, as

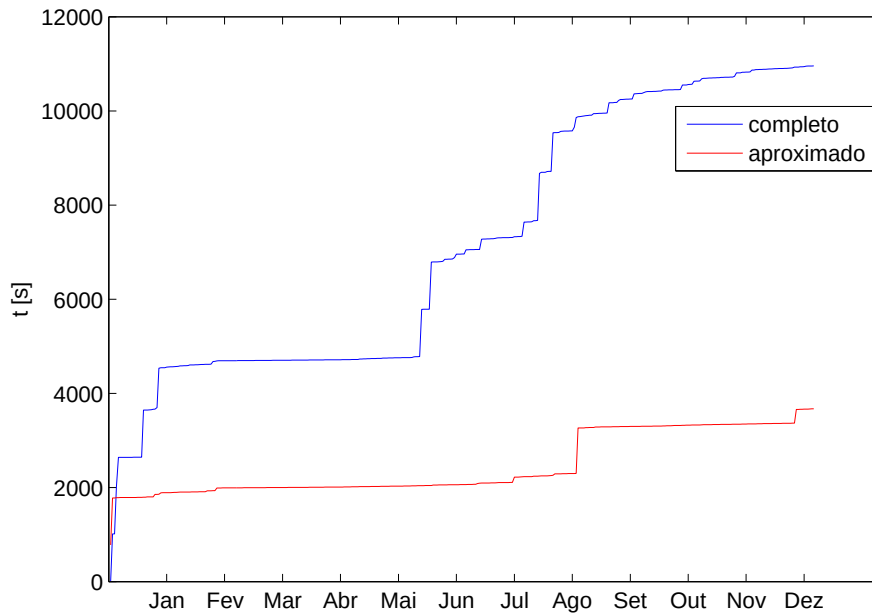


Figura 5.8: Tempo de cálculo acumulado.

soluções encontradas foram, na maioria dos casos, de melhor qualidade do que as existentes na programação realizada durante esse ano.

O custo acumulado das perdas, para o ano sob análise, foi de 24,4 milhões de reais usando o modelo completo, e 21,2 milhões de reais usando o modelo aproximado. Um custo maior no modelo completo se justifica, já que, o aproveitamento das diferenças técnicas dos subgrupos da usina, permite uma programação mais precisa, em um ponto de maior eficiência.

5.3.2 Resultados para o custo de oportunidade

O montante de reserva utilizada no sistema brasileiro é, na maioria das vezes, inferior o igual a 5% da carga do sistema (ONS, 2008b). Para calcular o custo de oportunidade na usina de Ilha Solteira, será assumido que o montante de reserva disponível equivale a 5% da energia programada da usina. Portanto, o montante de energia de reserva é calculado a partir dos dados de energia programada total para cada hora do ano. Alguns dos dados de energia programada são ilustrados nas Tabelas B.4 a B.6 do Apêndice B.

De acordo com a Equação (5.12) e, supondo $c_p = \pi_{MRE}$, como na Seção 5.3.1, o custo de oportunidade apresenta uma cota superior quando $\Delta E_r = 0$, e, uma cota inferior quando $\Delta E_r = R^{up}$. Substituindo os valores anteriores na Equação (5.12), resulta uma cota inferior igual a zero, e uma cota superior que varia hora a hora, em função do montante de reserva disponível.

Na Figura 5.9, mostra-se o custo de oportunidade diário acumulado da usina, considerando a reserva valorizada ao preço $\pi_{PLD} - \pi_{MRE}$. Da mesma forma que na Seção 5.3.1, o PLD varia em função da semana e do patamar de carga considerado, e a tarifa do MRE permanece constante ao longo do ano em 7,25 R\$/MWh.

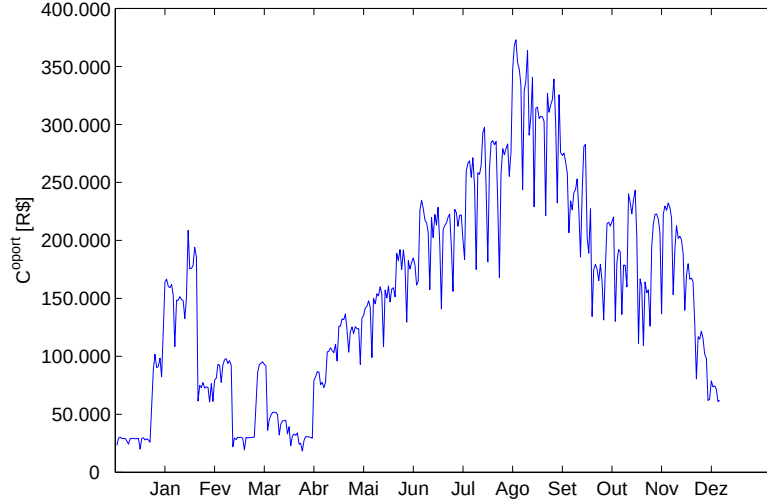


Figura 5.9: Custo diário de oportunidade.

O custo anual acumulado estimado de oportunidade foi de 56,6 milhões de reais para a operação em 2006.

5.3.3 Resultados para o custo de uso

O componente de custo de uso será calculado baseado nas Equações (5.18), (5.20) e (5.21). Portanto, a porcentagem de uso da reserva⁴ é calculada utilizando os seguintes critérios:

- uso de reserva “para cima”, $E_v - E_p > 0$:

$$\%U^{up} = 100\% \quad se \quad E_v - E_p > R^{up} \quad (5.40)$$

$$\%U^{up} = \frac{E_v - E_p}{R^{up}} \times 100\% \quad se \quad E_v - E_p < R^{up}. \quad (5.41)$$

- uso de reserva “para baixo”, $E_v - E_p < 0$:

⁴Alguns OIS's determinam a porcentagem de uso a partir dos dados de operação registrados no sistema de CAG; no entanto, neste trabalho, essa informação é desconhecida.

$$\%U^{down} = 100\% \quad \text{se} \quad E_p - E_v > R^{down} \quad (5.42)$$

$$\%U^{down} = \frac{E_p - E_v}{R^{down}} \times 100\% \quad \text{se} \quad E_p - E_v < R^{down}. \quad (5.43)$$

O montante de reserva “para cima”, R^{up} , foi calculado da mesma forma que na Seção 5.3.2. O montante de reserva “para baixo” será assumido igual ao montante de reserva “para cima”, ou seja, $R^{down} = R^{up}$. O custo unitário de produção será assumido, como nas seções anteriores, igual à tarifa do MRE. De acordo com a Equações 5.40 e 5.42, se a diferença entre a energia programada e a verificada resulta maior do que o montante de reserva disponibilizado, assume-se que esse excesso de diferença é produzido pelo redespacho.

Na reserva “para baixo”, segundo a Equação (5.20), podem ser calculadas duas cotas, a cota superior, quando $\Delta E_r = 0$, em cujo caso o custo unitário da reserva é π_{PLD} , e a cota inferior, quando $\Delta E_r = R^{down} \times \%U^{down}$, em cujo caso o custo unitário do serviço é π_{MRE} .

A partir dos dados de geração programada e verificada (Tabelas B.4 a B.6 do Apêndice B), dos preços do mercado (Tabela B.8 do Apêndice B), dos patamares de carga (Tabela B.7 do Apêndice B) e da tarifa do MRE, $\pi_{MRE} = 7,25 \text{ R\$/MWh}$, são calculados os custos diários acumulados de uso da reserva “para cima” e “para baixo”, conforme ilustrado nas Figuras 5.10 e 5.11.

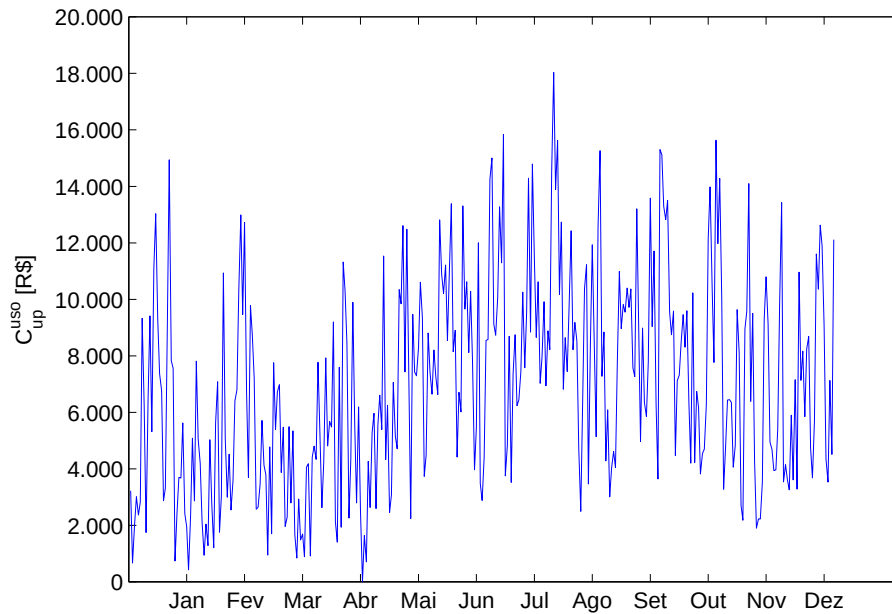


Figura 5.10: Custo de uso da reserva “para cima”.

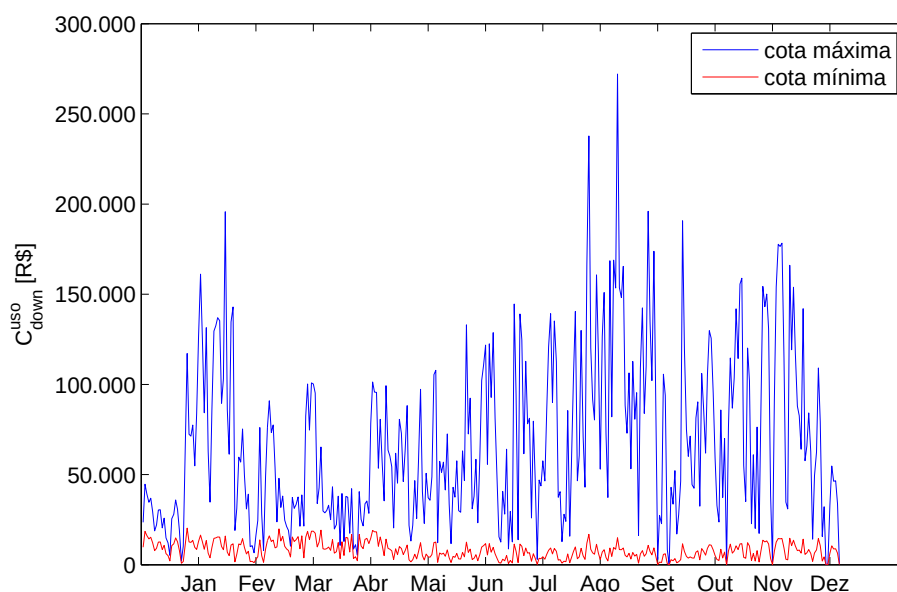


Figura 5.11: Custo de uso da reserva “para baixo”.

O custo anual acumulado de uso de reserva “para cima” foi de 2,55 milhões de reais. As cotas máxima e mínima dos custos de uso de reserva “para baixo” foram de 24,8 e 2,88 milhões de reais respectivamente.

5.3.4 Resumo dos componentes de custo calculados

Uma comparação do custo acumulado mensal dos componentes calculados nas seções anteriores é ilustrada na Figura 5.12. Nesta figura, observa-se que o componente de custo mais significativo é o custo de oportunidade da reserva “para cima”, quando considerada sua cota superior. Outros componentes importantes são a cota superior do custo de uso da reserva “para baixo” e a cota superior do custo por perdas de eficiência.

Na Tabela 5.4, mostra-se uma comparação dos custos acumulados anuais, dos montantes de energia de reserva disponibilizada e utilizada, assim como a tarifa equivalente na operação de 2006. Nessa tabela, observa-se que a tarifa de disponibilidade da reserva “para cima” pode oscilar na faixa $[0 - 59,9 + 22,4] R\$/MWh = [0 - 82,3] R\$/MWh$, em função do montante de energia realocado devido à disponibilidade do serviço. Essa tarifa deve ser paga ao agente gerador independente do uso do serviço. O uso da reserva “para cima” deve ser ressarcido ao custo de produção que, por sua vez, foi assumido igual à tarifa do MRE. A reserva “para baixo” tem um custo de disponibilidade nulo e um custo de uso que oscila na faixa $[7,25 a 60,2] R\$/MWh$.

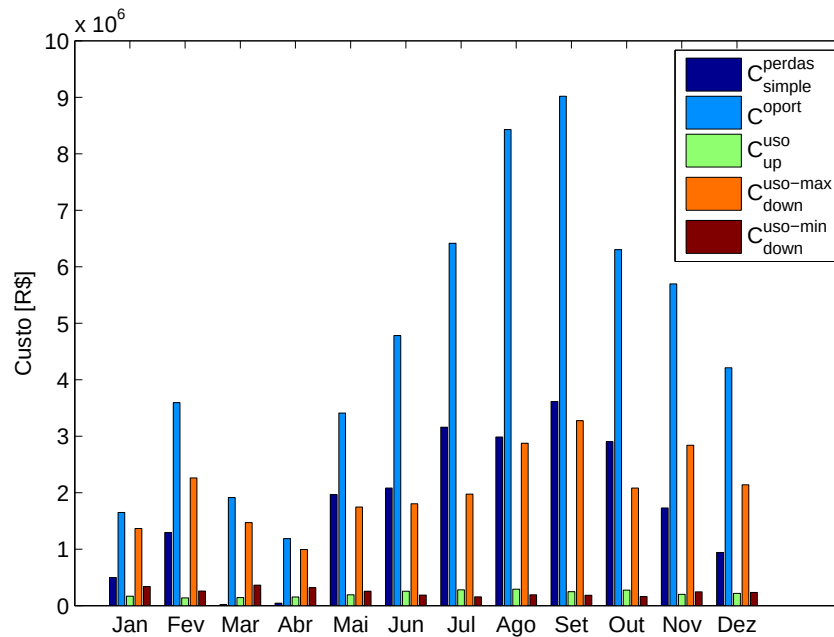


Figura 5.12: Componentes de custos em R\$.

Tabela 5.4: Componentes de custo anual acumulado da reserva.

	$C^{anual} [10^6(R\$)]$	$R^{up} [GWh]$	$\%U^{up} \times R^{up} [GWh]$	$\%U^{down} \times R^{down} [GWh]$	$\pi_R [R\$/MWh]$
C^{perd}	21,2	944,9	-	-	22,4
C^{oport}	56,6	944,9	-	-	59,9
C^{uso-up}	2,5	-	364,3	-	7,25
$C^{uso-max-down}$	24,8	-	-	412,2	60,2
$C^{uso-min-down}$	2,88	-	-	412,2	7,25

A partir dos dados apresentados na Tabela B.9 do Apêndice B, o faturamento anual da CESP, em 2006, foi de 59,7 e de 75,3 milhões de reais, no MRE e no mercado de curto prazo respectivamente. De acordo com os dados apresentados na Tabela 5.4, o custo máximo de oportunidade da reserva “para cima” quase resultou comparável com o recebimento da CESP no MRE durante 2006. No entanto, o custo de oportunidade, assim como outros componentes ilustrados na Tabela 5.4, são afetados pelo montante de energia realocada, isto é, se o gerador não disponibiliza a energia de reserva e gera esse montante no despacho de energia, uma parcela do excesso de geração terminaria sendo realocada, diminuindo assim o custo de oportunidade máximo. Por outro lado, se o MRE não existisse, o gerador receberia o valor máximo de oportunidade indicado, mas não teria nenhum benefício no MRE.

As tarifas ilustradas na Tabela 5.4 foram obtidas a partir da visão do agente gerador e estão orientadas a ressarcir os custos incorridos no fornecimento do serviço. No entanto, a determinação de um valor para os serviços de reserva, do ponto de vista tarifário, requer um processo de negociação entre a entidade fornecedora e a entidade reguladora.

5.4 Conclusões parciais

- Foram apresentadas propostas para o cálculo dos componentes de custo de disponibilidade e uso da reserva. Esses componentes de custo foram calculados analisando o lucro e a receita do gerador quando o serviço era fornecido. No caso do sistema brasileiro, observou-se que o valor desses componentes é influenciado pelo mecanismo de realocação de energia. Essa influência foi no sentido de diminuir os custos de oportunidade associados às reservas “para cima” e “para baixo”, já que parte do que o gerador poderia ganhar pelo fornecimento do serviço, termina sendo realocado em outros geradores.
- O custo por perdas de eficiência foi medido através da comparação do despacho real com um modelo de despacho ótimo; neste foram considerados aspectos como as diferenças técnicas dos grupos geradores dentro da usina, os períodos de vertimento ao longo do ano, o ajuste da função de produção nas diferentes condições operativas da usina, e a variação dos limites operacionais em termos da disponibilidade das máquinas.
- Com a forma de operação atual do sistema brasileiro, qualquer excesso de energia disponível do gerador hidrelétrico seria realocado no MRE, diminuindo significativamente o custo de disponibilidade e de uso de reserva. Assim, como uma condição extrema, o serviço poderia ser ressarcido considerando apenas as cotas inferiores, isto é, o custo de uso da reserva “para cima” e a cota inferior do custo de uso da reserva “para baixo”, ambos valorizados à tarifa do MRE, e remunerados de acordo ao montante de reserva utilizada durante a operação do sistema.
- Os valores ilustrados, neste capítulo, constituem apenas um guia, que brindam ao agente gerador uma noção do valor de seus serviços ancilares de reserva e que servem de referência para a determinação de uma tarifa, que permita a recuperação dos custos e as perdas de oportunidade nas quais incorre o fornecedor.

6 *PROPOSTA DE VALORIZAÇÃO BASEADA EM MERCADO: VISÃO DO OPERADOR DO SISTEMA*

6.1 Introdução

O objetivo deste capítulo é apresentar uma proposta de valorização, a qual considera um sistema de mercado baseado em ofertas para os serviços ancilares de reserva. Esse esquema é construído sobre as seguintes premissas:

- simplicidade: o mecanismo deve ser simples, para facilitar os processos de cálculo e de liquidação;
- eficiência: a proposta deve buscar uma solução eficiente do ponto de vista técnico e econômico, de forma que promova a modicidade tarifária, incentive o investimento na confiabilidade do serviço e garanta o fornecimento quando requerido;
- equidade: as regras do mercado devem ser justas para todos os agentes, no intuito de não incentivar a formação de monopólios e promover uma concorrência em igualdade de condições;
- transparência: o esquema deve estabelecer regras claras e bem definidas, que garantam um processo de comercialização sem especulação e um comportamento honesto por parte dos agentes.

6.2 Considerações preliminares

Para propor um esquema competitivo de serviços de reserva, consideram-se previamente algumas questões.

- Qual é a vantagem de implementar esse esquema?

De acordo com a teoria econômica, um sistema de mercado com **competição perfeita**, garante um preço mínimo, uma vez que estimula a eficiência (minimização de custos) por parte dos agentes (STOFT, 2002). Contudo, a experiência tem ilustrado que, nos mercados de energia elétrica, não há competição perfeita. No entanto, vários esquemas de mercado para os serviços ancilares têm sido implementados em muitos sistemas (Tabela 2.7 do Capítulo 2).

Para resolver o problema da concorrência, tenta-se ter o maior número de agentes participando. Mesmo assim, hoje em dia podem ser observados mercados nos quais o processo de competição é desigual, com a formação de oligopólios. No caso da Espanha, por exemplo, duas grandes empresas possuem mais do 80% do mercado espanhol; em outros países como a França, é quase um monopólio administrado pela Électricité de France. Um mercado que apresenta melhores níveis de concorrência é o mercado nórdico, devido à fusão dos mercados que integram a região. No futuro, existirá um único mercado para todo o sistema Europeu. Apesar disso, outro inconveniente que deverá ser resolvido são os problemas de interconexão, que dificultam o correto funcionamento desses mecanismos.

Como foi exposto no Capítulo 2, o desempenho dos mecanismos de mercado nem sempre é ótimo, quando comparados com outros mecanismos, como os contratos bilaterais e os leilões. Quase sempre é necessário regular esses esquemas, com a finalidade de corrigir as desigualdades no processo de concorrência e de controlar os preços. Só através do comportamento do mercado e da experiência, é possível determinar a eficiência desses mecanismos. Os sinais mais concretos de desempenho são o **preço do mercado** e a **confiabilidade do sistema**.

Assim, a vantagem de implementar um esquema de mercado se encontra na busca de uma operação mais eficiente, com a consequente modicidade tarifária, através da concorrência. No entanto, isso requer, muitas vezes, um esforço de regulação maior do que em um esquema sem concorrência, além dos custos de implementação e dos problemas que podem aparecer no processo de transição.

- Qual é a viabilidade no caso do sistema brasileiro?

Aspectos importantes que devem ser considerados para determinar a viabilidade de um sistema competitivo, são o nível de desverticalização da indústria elétrica e as restrições críticas de transmissão. Uma terceira barreira se apresenta, no caso do sistema brasileiro, com as fontes de geração, as quais, na sua maioria, são usinas hidrelétricas acopladas em

cascata e que pertencem a diferentes entidades.

- Nível de desverticalização. Na Tabela 4.1, observa-se um conjunto de 24 agentes, dos quais se diferenciam cinco grandes geradores (CHESF, ELETRONORTE, CEMIG, CESP e FURNAS), cada um deles alocados em estados diferentes. Também é típico que essas empresas ainda sejam propriedade do governo. Por outro lado, muitas empresas são proprietárias de parte do sistema de transmissão, ou operam, simultaneamente, o negócio da geração e da distribuição. A maioria das geradoras estão constituídas por usinas hidrelétricas e podem possuir uma pequena parcela de geração térmica.

As condições para competição perfeita não estão ainda estabelecidas. Isso implica que a criação de um mercado dos serviços ancilares necessariamente deve levar em conta uma regulação adequada para que seja viável. Assim, um nível de liberalização maior no mercado é consequência de um melhor nível de concorrência.

- Características da rede e das regiões. Na Figura 4.2 do Capítulo 4, pode-se apreciar que o maior centro de carga se encontra na região Sudeste/Centro-Oeste, a qual é uma região que não consegue abastecer a demanda com geração própria, sendo necessário importar uma parcela de energia desde a usina de Itaipu. Essa região também possui uma posição geoestratégica, que permite a distribuição ou a recepção de energia das outras regiões, em função das condições do sistema. No estado de operação ilustrado na Figura 4.2, as regiões Norte e Sul apresentam déficit de geração e recebem energia das regiões Norte e Sudeste/Centro-Oeste. A região Norte aparece no gráfico como autossuficiente, realizando alguns intercâmbios por conveniência operativa. A extensão territorial do país faz possível com que duas regiões possam ter condições climáticas bem distintas; isto, somado com as restrições nas interconexões, torna crítico, em determinados momentos, o transporte de energia para as regiões mais necessitadas. Esse fato mostra a importância do correto planejamento e operação do sistema.

Um mercado de reserva deve considerar esses aspectos. A solução adotada por outros sistemas é a consideração de requerimentos de reserva por áreas. No caso brasileiro, da mesma forma que no mercado de energia, teriam que ser implementados vários mercados de reserva (um para cada área). A importação de reserva de outros mercados seria regulada, para evitar abusos por parte dos agentes externos.

- Fontes de geração. Como foi ilustrado na Figura 4.1, o Brasil possui uma grande porcentagem de produção hidrelétrica sendo, portanto, uma prioridade a otimização

do recurso hídrico. A criação de um mercado de reserva leva as térmicas a uma situação pouco competitiva, dado o pouco poder de participação e as vantagens técnicas que possuem as usinas hidrelétricas (EPRI, 1998). Também, no curto prazo, as usinas alocadas nas regiões úmidas podem tirar vantagem das usinas que atravessam períodos de estiagem. De igual forma, as usinas que se encontram a montante podem ser beneficiadas ou prejudicadas pelas usinas que operam a jusante, assim como as usinas com reservatórios têm uma vantagem sobre as usinas que funcionam a fio d'água. Estes aspectos tornam importante a consideração das restrições hidráulicas, em um possível modelo de mercado de reserva.

- Que tipo de esquema de mercado se mostra mais promissor?

Pelo ilustrado no Capítulo 2, a maioria dos sistemas estudados implementam diversos mecanismos. Os esquemas mais utilizados são uma combinação de contratos bilaterais e mercado *spot*, ou contratos bilaterais e leilões de médio/longo prazo. O objetivo é encontrar um equilíbrio entre o risco e a eficiência, assim como garantir um nível de reserva suficiente em cada período de tempo.

Para o caso do Brasil, com o processo de despacho atual, os geradores não controlam seus níveis de geração, já que eles seguem as diretivas planejadas pelo ONS, através do Plano Mensal de Operação - PMO. Se um processo de leilão de reserva para o longo prazo fosse considerado, isso seria uma variável de incerteza a mais para o agente gerador, já que ele não conhece, com exatidão, de quanta reserva disporia no longo prazo.

Neste trabalho, considera-se como proposta um leilão de reserva de curto prazo (semanal), já que o mercado de energia de curto prazo também é realizado nesta escala de tempo. Considera-se que, neste período, é possível fornecer aos agentes um sinal claro da disponibilidade de reserva horária e permitir que tal disponibilidade seja comercializada.

Atualmente, a CCEE está planejando implementar o software DESSEM para o despacho da geração horário. Nesse cenário, os preços de energia serão horários e o mercado de reserva poderá ser considerado numa base horária. Com um planejamento do mercado de reserva de curto prazo, espera-se que a valorização e os volumes contratados se tornem mais precisos (REBOURS et al., 2007b).

Por outro lado, foi ilustrado, no Capítulo 3, que o mercado de reserva pode ser considerado em forma conjunta com o mercado de energia (cootimização), ou de forma separada (processo sequencial). A teoria sugere que o processo de cootimização resulta mais eficiente (KIRSCHEN; STRBAC, 2004) e, de fato, esse mecanismo já foi implementado em sistemas como o da Austrália, a Nova Zelândia e a PJM. Existem

alguns argumentos que levam a pensar que um modelo cootimizado resulta mais apropriado que o sequencial.

- Do ponto de vista administrativo, esse processo resulta mais simples e rápido, uma vez que a potência gerada e a reserva são alocadas em uma única etapa.
- Do ponto de vista do processo de otimização, a redistribuição dos recursos fica melhor atribuída, uma vez que se consideram em conjunto os recursos de energia e os serviços de ancilares de reserva.
- Diminui o grau de especulação dos agentes, devido ao desconhecimento, a priori, do preço da energia.
- Em um processo sequencial, alguns dos mercados de reserva podem apresentar excesso de oferta ou de demanda, facilitando a volatilidade e a reversão de preços¹.

Dentro dos inconvenientes da cootimização, está o fato de que a cootimização considera a solução do mercado de energia e de serviços ancilares de reserva em forma conjunta. Como os serviços ancilares levam em conta maior informação técnica, a solução desses mercados não pode ser reduzida unicamente a um processo comercial. Dessa forma, no caso do Brasil, a CCEE e o ONS teriam que intercambiar mais informação, visando considerar a natureza técnica desse mercado.

- Quais modelos foram implementados nos sistemas com características similares aos do Brasil?

A partir da pesquisa realizada no Capítulo 2, foi observado que não existe um sistema que tenha as mesmas características elétricas/regulatórias/comerciais que o Brasil. Isso torna difícil a implementação fiel de modelos já implementados em outros países.

6.3 Proposta de mercado

O modelo de mercado de reserva proposto para o sistema brasileiro consta das seguintes características:

- mecanismo de competição: leilão semanal;
- modelo de formação de preço: CCP (*Clearing Common Price*);

¹A reversão de preços se apresenta quando o preço de um serviço ancilar de menor qualidade fica acima do preço de um serviço de melhor qualidade.

- estrutura do mercado: pseudocootimizada;
- tipo de ofertas: ofertas por disponibilidade de reserva por parte dos geradores em $(\$/MW/h)^2$;
- restrições de rede: consideração das restrições elétricas e hidráulicas do sistema;
- tipo de produtos: reservas de regulação primária (“reserva primária”), de regulação secundária (“reserva secundária”) e “reserva terciária”, conforme definidas pelo ONS nos Procedimentos de Rede (ONS, 2005);
- período de tempo de resolução do mercado: atribuição do preço e os montantes de reserva em cada período programado;
- gestor: o operador nacional do sistema (ONS).

Algumas das considerações realizadas na eleição das características dessa proposta são apresentadas a seguir:

- Dado que os geradores não têm controle sobre os níveis de geração, não é considerado apropriado estabelecer um esquema de leilões para o mercado de reserva no médio ou longo prazo. Assim, considera-se que, em um horizonte de uma semana, os agentes de geração podem oferecer um preço pela disponibilidade de reserva, a partir do preço do mercado de energia. Os montantes de reserva de cada agente podem ser determinados pelo ONS, na programação horária, baseado nas ofertas realizadas e não unicamente baseado em critérios técnicos.
- Os montantes de reserva programados para cada agente, estariam fora do MRE e em relação a essa parcela (reserva), o gerador (provedor) arcaria com o risco.
- A criação de um esquema de mercado de reserva permitiria identificar vantagens e fraquezas do sistema, para implementar um modelo competitivo de curto prazo. Além disso, espera-se que um modelo de mercado crie um sinal de incentivo para os agentes, uma vez que oferece a oportunidade de comercializar uma parcela de energia em forma de reserva. Por outro lado, podem ser exigidos padrões de qualidade pelo serviço adquirido, melhorando, assim, a segurança do sistema.

²Esta unidade representa o valor da reserva em $\$/MW$ por cada hora disponibilizada.

- Esse mecanismo será estudado do ponto de vista da pseudocootimização (despacho de unidades, potência programada e reserva em forma conjunta)³.
- Dado que os serviços ancilares de reserva estão relacionados com a confiabilidade do sistema, a aquisição desses serviços deverão ser executadas pelo ONS. A administração dos aspectos comerciais da reserva seriam realizados pela CCEE, no entanto, a CCEE deve enviar ao ONS os dados das ofertas de disponibilidade, de forma que o ONS possa realizar o despacho pseudocootimizado. Com a finalidade de garantir suficiente reserva para o sistema, pode-se estabelecer, como regra do mercado, que todos os agentes estão obrigados a ofertar pela disponibilidade de reserva, sob a consideração da factibilidade técnica.
- Os produtos considerados correspondem à “reservas primária”, “reserva secundária” e “reserva terciária”, que atualmente estão definidas nos Procedimentos de Rede (ONS, 2003a). Essas reservas serão consideradas como um único produto denominado reserva. Com isso é simplificado o processo de ofertas, uma vez que é evitada a especulação de preços sobre cada serviço. A consideração dessas reservas como um único produto é possível, já que os agentes participantes desse mercado seriam unicamente usinas hidrelétricas, e, com as definições adotadas pelo ONS, as três reservas representam um folga de geração de natureza girante.
- No esquema competitivo, é assumido que os custos de investimento são ressarcidos fora do mercado, uma vez que eles são custos fixos e não alteram o processo de otimização. O custo de uso pode ser compensado financeiramente *ex-post*, sendo o custo de disponibilidade o único critério de seleção no despacho programado.

6.4 Modelo de despacho hidrelétrico

Como foi ilustrado na Seção 4.2, o despacho de energia realizado no sistema brasileiro é um despacho centralizado, que busca a otimização do recurso hídrico. Como resultado do despacho energético, é obtido o preço do mercado (PLD), o qual permanece constante durante toda a semana. Assim, durante a operação diária, o ONS realiza o despacho das unidades para atingir as metas de produção semanais. Como a maior porcentagem da produção do Brasil é hidrelétrica, pode-se assumir que a geração térmica é distribuída uniformemente ao longo da

³O termo pseudocootimização é utilizado neste trabalho para descrever aquela situação, na qual, a otimização considera a programação diária e a reserva em forma conjunta. A diferença com respeito à cootimização está em que a energia já foi, de certa forma, otimizada através do PMO.

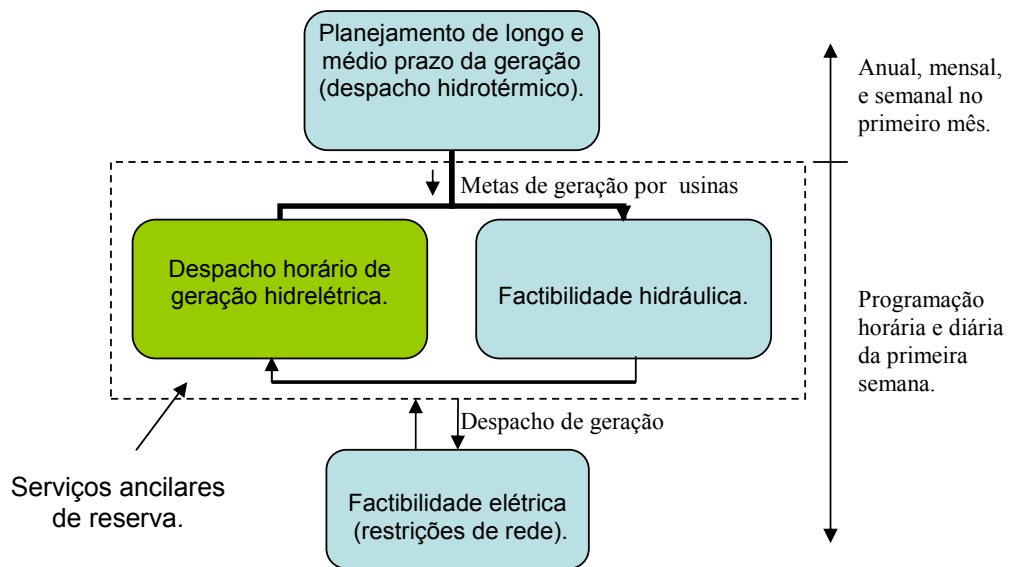


Figura 6.1: Cadeia de programação do despacho de geração.

Fonte: Adaptado de Arce (2006).

semana, de forma a atingir as metas semanais, e que as variações da demanda são cobertas apenas por usinas hidrelétricas (ARCE, 2006). Com essa abordagem, é possível realizar um despacho unicamente hidrelétrico, com a cadeia de programação diária ilustrada na Figura 6.1.

De acordo com essa figura, a programação diária segue as diretrizes do planejamento de longo e médio prazo. Para a operação de curto prazo, existe a necessidade de realizar o despacho da geração, o qual deve cumprir com certas restrições que podem ser classificadas da seguinte maneira:

- restrições próprias da geração: neste grupo incluem-se restrições tais como limites das máquinas geradoras, atendimento das metas planejadas, número de máquinas em operação, etc.
- restrições hidráulicas: neste grupo são consideradas restrições de armazenamento nos reservatórios, níveis de defluência máximo e mínimo, etc.
- restrições de transmissão: correspondem aos limites de tensão, de estabilidade, às equações de balanço nodal, etc.

Os serviços ancilares de reserva são considerados restrições próprias da geração e fazem parte do despacho de geração hidrelétrico.

líquida, a qual é valorada ao PLD (Figura 4.5 do Capítulo 4).

No esquema proposto, é sugerido que para o cálculo da geração líquida seja utilizado o despacho programado (ilustrado com linhas a traços no diagrama), e não o despacho em tempo real. A razão disso é que, dessa forma, é possível diferenciar a energia alocada no MRE, da energia de reserva utilizada. Por outro lado, os geradores ainda têm a possibilidade de serem ressarcidos pela venda de reserva, sempre que fossem despachados no mercado. Também é ilustrado que a diferença entre o despacho em tempo real e o despacho programado, representa o uso da reserva e os redespachos de geração (Figura 5.4). No caso ilustrado, a reserva fornecida e os redespachos precisam ser medidos e diferenciados para sua posterior liquidação. Sem a existência dos redespachos, a diferença entre o despacho real e o programado representa o fornecimento de reserva.

Com a estrutura ilustrada é possível separar o processo de liquidação da energia, no mecanismo de realocação de energia, do processo de liquidação da energia de reserva.

6.4.2 Definição do esquema de mercado

A escolha de um esquema pseudocootimizado foi realizada a partir da consideração do conjunto de alternativas descrito a seguir:

1. reserva de cada gerador fixada pelo ONS no despacho programado;
2. reserva de cada gerador incluída no despacho programado como uma variável e com custos iguais para todos os agentes;
3. reserva de cada gerador incluída no despacho programado como uma variável e com um preço de oferta por parte de cada gerador (pseudocootimização);
4. reserva de cada gerador não considerada no despacho programado, e determinada mediante um leilão separado com ofertas tipo preço-quantidade, por parte de cada gerador (otimização sequencial);

As duas primeiras opções correspondem a cenários de não-mercado. As duas últimas correspondem às alternativas pseudocootimizada e sequencial. No esquema sequencial, primeiro é realizado o despacho de geração e, depois, é realizado o despacho de reserva. Neste pode acontecer que a reserva alocada não seja estritamente girante, já que essa restrição foi desconsiderada no despacho de geração. Isso levaria à necessidade de ligar mais máquinas, caso fosse necessário, e de modificar o despacho previamente realizado, tornando

o processo ineficiente. Portanto, seleciona-se o esquema que neste trabalho é chamado de pseudocootimizado. Enquanto o esquema cootimizado otimiza o despacho de energia e reserva, no esquema pseudocootimizado, é otimizado unicamente o despacho de potência e reserva, uma vez que a energia já foi otimizada no planejamento de longo e médio prazo. Caso no sistema brasileiro fosse implementado um modelo de despacho hidrotérmico horário, o esquema anterior, considerando esse modelo, seria um esquema de cootimização.

6.4.3 Tipo de oferta

Em geral, as ofertas podem ter diversos formatos, dependendo da forma como o mercado é desenhado.

1. Ofertas simples por capacidade de reserva:

- (a) Ofertas de preço de disponibilidade em $\$/MW/h$;
- (b) Ofertas que indicam o preço de disponibilidade em $\$/MW/h$ e a capacidade de reserva em MW .

2. Ofertas duplas por capacidade e energia de reserva:

- (a) Ofertas de preço de disponibilidade e preço de uso da energia de reserva em $\$/MW/h$ e $\$/MWh$;
- (b) Ofertas de preço de disponibilidade-uso e capacidade de reserva disponibilizada em $\$/MW/h - \$/MWh$ e MW .

Uma comparação das ofertas simples e duplas pode ser encontrada nos trabalhos de Shahidehpour, Yamin e Li (2002), Swider (2007) e Stoft (2002). As ofertas duplas representam um esquema mais complexo, que inclui uma oferta pelo uso da reserva em tempo real. Nesta situação, o agente gerador deve ter uma previsão da demanda de energia de reserva para calcular o valor da oferta de uso. Por outro lado, a oferta de um montante específico de capacidade de reserva é característico de um mercado sequencial. No caso de um mercado cootimizado, unicamente se indica a capacidade máxima da unidade geradora e eventuais restrições de rampa, sendo a reserva determinada de forma ótima pelo algoritmo de despacho.

Nas ofertas simples, os geradores oferecem um preço pela disponibilidade, sendo o uso do serviço remunerado *ex-post*, baseado no custo de produção, c_{prod} . Neste trabalho

será considerada a oferta simples tipo (a), já que o operador do sistema realiza o despacho centralizado e pode alocar a geração e a reserva simultaneamente.

De acordo com o ilustrado no Capítulo 5, as ofertas por disponibilidade devem considerar os custos de manutenção, os custos por perdas de eficiência e o custo de oportunidade. Assim, o valor das ofertas depende das condições operativas, do preço do mercado de energia e da estratégia de jogo no mercado. No caso do Brasil, os geradores podem realizar as ofertas por patamar de carga, em função do PLD semanal e das condições hidrológicas e elétricas do sistema. No modelo matemático apresentado na seguinte seção, o valor dessas ofertas é conhecido a priori (sistema de ofertas ex-ante) e representa um dado de entrada no algoritmo de despacho.

Por outro lado, os custos fixos podem ser ressarcidos de forma separada do processo de otimização, uma vez que não dependem da operação do sistema, enquanto a liquidação dos custos de uso seria realizada após a operação, em função da porcentagem de uso da reserva.

6.4.4 Modelagem matemática

O modelo de despacho hidrelétrico considerado nesta proposta (Equações (6.1) a (6.9)), é uma versão modificada do modelo apresentado por Arce (2006). A função de perdas daquele trabalho foi desconsiderada, para conservar a linearidade da função objetivo, e porque esse aspecto pode ser incluído, de forma implícita, nas ofertas de disponibilidade de reserva dos geradores. Assim, o despacho proposto é um modelo centralizado no qual, o ONS, além de programar a potência a ser gerada em cada usina, pode programar o número de máquinas em operação e garantir o requerimento de reserva girante do sistema. Para simplificar a modelagem, foi considerado que as máquinas que pertencem a uma mesma usina possuem características iguais.

$$\begin{aligned} \text{Min } & \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^N C_i^{p/p} \times |n_{ti} - n_{t-1i}| \\ & + \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^N \pi_i \times R_{ti}^{up} \end{aligned} \quad (6.1)$$

s.a.

$$\sum_{i=1}^N P_{ti} = D_t^{sis} \quad \forall t \quad (6.2)$$

$$\sum_{t=1}^T P_{ti} = T \times m_i \quad \forall i \quad (6.3)$$

$$\sum_{i=1}^N R_{ti}^{up} = R_{t-req}^{up} \quad \forall t \quad (6.4)$$

$$\sum_{i=1}^N R_{ti}^{down} = R_{t-req}^{down} \quad \forall t \quad (6.5)$$

$$P_{ti} + R_{ti}^{up} \leq p_i^{max} \times n_{ti} \quad \forall i, t \quad (6.6)$$

$$P_{ti} - R_{ti}^{down} \geq p_i^{min} \times n_{ti} \quad \forall i, t \quad (6.7)$$

$$n_i^{min} \leq n_{ti} \leq n_i^{max} \quad \forall i, t \quad (6.8)$$

$$n_{ti} \in \mathbb{N} \quad \forall i, t \quad (6.9)$$

sendo

N : número de usinas hidrelétricas;

$C_i^{p/p}$: custo de partida/parada das máquinas da usina i em (\$);

π_i : oferta de disponibilidade de reserva “para cima” da usina i em (\$/MW/h);

n_{ti} : número de máquinas em operação da usina i no período t ;

P_{ti} : potência total programada na usina i no período t em (MW);

D_t^{sis} : demanda do sistema descontada da geração térmica durante o período t em (MW);

m_i : meta energética média da usina hidrelétrica i em (MW médio);

R_{ti}^{up} : reserva “para cima” da usina i no período t em (MW);

R_{ti}^{down} : reserva “para baixo” da usina i no período t em (MW);

p_i^{max} : geração máxima de cada grupo gerador da usina i em (MW);

p_i^{min} : geração mínima de cada grupo gerador da usina i em (MW);

R_{t-req}^{up} : demanda de reserva “para cima” do sistema no período t em (MW);

R_{t-req}^{down} : demanda de reserva “para baixo” do sistema no período t em (MW);

T : período de tempo programado em horas;

$\mathbb{N}$: conjunto dos números naturais.

Na função objetivo, Equação (6.1), minimiza-se o número de partidas e paradas das máquinas do sistema, assim como o custo de aquisição da reserva “para cima”. Na Equação (6.2), o balanço de potência ativa é representado, enquanto as metas de geração de cada usina

são representadas na Equação (6.3). As restrições de demanda de reserva “para cima” e “para baixo” são consideradas nas Equações (6.4) a (6.7). Como foi ilustrado na Seção 5.1.3, a reserva “para baixo” não possui um custo de disponibilidade associado, razão pela qual não foi incluída na função objetivo. Finalmente, na Equação (6.8), estabelecem-se os limites para o número possível de máquinas em operação dentro de cada usina, e na Equação (6.9), indica-se que n_{ti} é uma variável inteira e positiva.

Pode-se notar que a reserva R_{ti}^{up} representa o montante total de reserva “para cima” na usina i , isto é, a soma das reservas “primária”, “secundária” e “terciária” definidas nos Procedimentos de Rede. O mesmo raciocínio se aplica para a reserva “para baixo”, R_{ti}^{down} . A simplificação anterior é realizada uma vez que a proposta considera usinas com a mesma tecnologia de geração (hidrelétricas) e toda a reserva é assumida de natureza girante (ONS, 2005).

Todos os termos do problema descrito anteriormente são lineares, excetuando o valor absoluto da função objetivo, que descreve o número de partidas e paradas das máquinas em cada período. Mesmo assim, o problema pode ser manipulado e formulado como um problema de programação linear inteiro-misto.

6.4.5 Restrições hidráulicas

Para considerar as restrições hidráulicas no despacho do dia seguinte, assume-se que a queda líquida do reservatório não varia de forma significativa ao longo do horizonte de programação, como, por exemplo, o horizonte de um dia. Sendo a queda hidráulica um valor conhecido e constante, pode ser realizada uma simplificação das restrições apresentadas por Cicogna (1999). Assim, as restrições hidráulicas do modelo proposto são as seguintes:

$$x_{ti} = x_{t-1i} + \left[y_{ti} + \sum_{k \in \Omega_i} u_{tk} - u_{ti} \right] \times \frac{\Delta t_t}{10^6} \quad (6.10)$$

$$P_{ti} = k_{eq} \times \eta_{ti} \times \hat{h}_{l-ti} \times Q_{ti} \quad (6.11)$$

$$u_{ti} = Q_{ti} + v_{ti} \quad (6.12)$$

$$x_i^{min} \leq x_{ti} \leq x_i^{max} \quad (6.13)$$

$$u_i^{min} \leq u_{ti} \leq u_i^{max} \quad (6.14)$$

$$v_{ti} \geq 0 \quad (6.15)$$

sendo

x_{ti} : volume do reservatório da usina i no final do período t em (Hm^3);

u_{ti} : vazão defluente da usina i durante o período t em (m^3/s);

Q_{ti} : vazão turbinada pela usina i durante o período t em (m^3/s);

v_{ti} : vazão vertida pela usina i durante o período t em (m^3/s);

y_{ti} : vazão incremental afluenta à usina i durante o período t em (m^3/s);

Δt_t : duração de cada período de tempo t em [s] (ex. 3600 s);

Ω_i : conjunto das usinas imediatamente a montante da usina i ;

k_{eq} : constante que integra o efeito da gravidade e o peso específico da água, $k = 9,81 \times 10^{-3} \left(\frac{MW}{(m^3/s).m} \right)$;

η_{ti} : eficiência equivalente dos conjuntos turbina-gerador da usina i no período t ;

$\hat{h}_{l-ti}$: queda líquida da usina i durante o período t em (m) (valor conhecido).

Na Equação (6.10), representa-se a restrição de balanço hidráulico enquanto, na Equação (6.11), mostra-se a restrição de produção hidráulica da usina. A notação P e Q maiúscula é adotada, para diferenciar os valores de potência e de vazão turbinada por grupo gerador, p e q , apresentados no Capítulo 5. Na Equação (6.12), relaciona-se a defluência em função do vertimento e da vazão turbinada. Nas Equações (6.13) a (6.15), são estabelecidos os limites mínimo e máximo de volume armazenado, vazão defluente e vazão vertida respectivamente.

6.4.6 Restrições elétricas

As restrições elétricas geralmente são incorporadas usando uma modelagem AC ou DC. A modelagem AC permite considerar as perdas e o fluxo de potência reativa, no entanto, possui característica não-linear. Por outro lado, o modelo DC possui característica linear, mas não considera aqueles aspectos. Para manter a simplicidade e a consistência das restrições elétricas com o despacho hidrelétrico e as restrições hidráulicas apresentadas, a rede será representada através do modelo DC (SILVA et al., 2005):

$$\sum_{s \in \Psi_r} f_{trs} + g_{tr} = d_{tr} \quad \forall t \quad (6.16)$$

$$f_{trs} - \gamma_{rs} \times n_{c-rs}^0 \times (\theta_{tr} - \theta_{ts}) = 0 \quad (6.17)$$

$$|f_{trs}| \leq n_{c-rs}^0 \times f_{rs}^{max}. \quad (6.18)$$

Nas Equações anteriores, Ψ_r representa o conjunto de linhas conectadas ao nó r , f_{trs} , o fluxo de potência no trecho $r-s$, no período t em [p.u.], g_{tr} , a geração na barra r , no período t em [p.u.]. A geração está representada pelo conjunto de usinas Φ_r , conectadas ao nó r , $g_{tr} = \sum_{i \in \Phi_r} P_{ti}/P_{base}$, sendo P_{base} a potência base do sistema. A variável d_{tr} representa a demanda na barra r no período t em [p.u.]. A demanda uninodal, que se mostra na Equação (6.2), é a soma das demandas em todas as barras do sistema, as quais devem ser corrigidas ao descontar a porcentagem que é suprida por geração térmica, $D_t^{sis} = \sum_r d_{tr} \cdot P_{base}$. A susceptância da linha $r-s$ é representada por γ_{rs} em [p.u.], n_{c-rs}^0 representa o número de circuitos existentes no trecho $r-s$, e θ_{tr} , a abertura angular da barra r no período t em [rad.].

Na Equação (6.16), mostra-se o balanço de potência em cada nó do sistema, e na Equação (6.17), relaciona-se o fluxo pelas linhas em função das aberturas angulares. Na Equação (6.18), são estabelecidos os limites de fluxo de potência máximos em cada trecho.

6.4.7 Modelo de despacho global

O problema de programação da geração para o dia seguinte deve encontrar as unidades geradoras necessárias para atender a demanda horária pelo mínimo custo e deve cumprir todas as restrições operacionais. Assim, o despacho global pode ser formulado como um modelo de programação inteira mista e está dado pelo conjunto de Equações (6.19) a (6.35).

$$\begin{aligned} \text{Min} \quad & \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^N C_i^{p/p} \times |n_{ti} - n_{t-1i}| + \\ & + \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^N [\pi_i \times R_{ti}^{up}] \end{aligned} \quad (6.19)$$

s.a.

$$\sum_{t=1}^T P_{ti} = T \times m_i \quad \forall i \quad (6.20)$$

$$\sum_{i=1}^N R_{ti}^{up} = R_{t-req}^{up} \quad \forall t \quad (6.21)$$

$$\sum_{i=1}^N R_{ti}^{down} = R_{t-req}^{down} \quad \forall t \quad (6.22)$$

$$P_{ti} + R_{ti}^{up} \leq p_i^{max} \times n_{ti} \quad \forall i, t \quad (6.23)$$

$$P_{ti} - R_{ti}^{down} \geq p_i^{min} \times n_{ti} \quad \forall i, t \quad (6.24)$$

$$n_i^{min} \leq n_{ti} \leq n_i^{max} \quad \forall i, t \quad (6.25)$$

$$n_{ti} \in \mathbb{N} \quad \forall i, t \quad (6.26)$$

$$x_{ti} = x_{t-1i} + \left[y_{ti} + \sum_{k \in \Omega_i} u_{tk} - u_{ti} \right] \cdot \frac{\Delta t_t}{10^6} \quad (6.27)$$

$$P_{ti} = k_{eq} \times \eta_{ti} \times \hat{h}_{l-ti} \times Q_{ti} \quad (6.28)$$

$$u_{ti} = Q_{ti} + v_{ti} \quad (6.29)$$

$$x_i^{min} \leq x_{ti} \leq x_i^{max} \quad (6.30)$$

$$u_i^{min} \leq u_{ti} \leq u_i^{max} \quad (6.31)$$

$$v_{ti} \geq 0 \quad (6.32)$$

$$d_{tr} = \sum_{s \in \Psi_r} f_{trs} + \sum_{i \in \Phi_r} P_{ti} / P_{base} \quad (6.33)$$

$$f_{trs} - \gamma_{rs} \times n_{c-rs}^0 \times (\theta_{tr} - \theta_{ts}) = 0 \quad (6.34)$$

$$|f_{trs}| \leq n_{c-rs}^0 \times f_{rs}^{max}. \quad (6.35)$$

Observa-se que a restrição de balanço de potência uninodal, (Equação (6.2)), foi retirada, pois está implícita na Equação (6.33).

Neste modelo, foi suposto que todas as usinas do sistema estão habilitadas para fornecer as reservas “primária”, “secundária” e “terciária” definidas nos Procedimentos de Rede. No entanto, no cenário real, só algumas usinas dispõem dos equipamentos necessários para o fornecimento de CAG, pelo que a alocação da reserva de regulação secundária ficaria limitada àquelas usinas.

6.5 Testes em um sistema com 3 geradores

O seguinte exemplo ilustra o despacho de potência e reserva que foi apresentado na Seção 6.4.7, sob três períodos de programação. O sistema dispõe de três usinas hidrelétricas (duas com reservatório e uma a fio d'água) conforme é ilustrado na Figura 6.3. As características de cada usina se mostram nas Tabelas 6.1 e 6.2. Na Tabela 6.1, os valores de potência mínima, máxima e os dos custos de partida e parada são indicados para cada grupo gerador dentro da usina. A eficiência, η_i^t , é assumida constante e igual a 0,9⁴. Também foi assumido que cada usina funciona inicialmente com 3 unidades geradoras e se utilizou um valor de potência base

⁴Para valores de P_{ti} e $\hat{h}_{l-ti}$ conhecidos, também é possível aproximar o valor da eficiência a partir das curvas colina dos geradores.

de 100 MW.

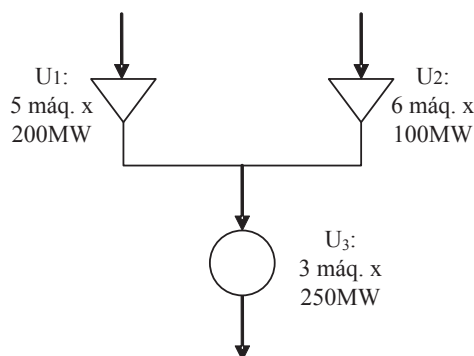


Figura 6.3: Configuração hidráulica do sistema.

Tabela 6.1: Dados dos geradores.

	G_1	G_2	G_3
$p_i^{min} [MW]$	80	40	100
$p_i^{max} [MW]$	200	100	250
n_i^{min}	0	0	0
n_i^{max}	5	6	3
n_i^0	3	3	3
$C_i^{p/p} [\$]$	5	4	3
$m_i [MWmed]$	600	200	600

Tabela 6.2: Dados dos reservatórios.

	G_1	G_2	G_3
$x_i^{min} [Hm^3]$	1347	1143	2811
$x_i^{max} [Hm^3]$	1412	3000	2811
$u_i^{min} [m^3/s]$	100	60	40
$u_i^{max} [m^3/s]$	1000	600	1400
$x_i^0 [Hm^3]$	1412	1143	2811
$\hat{h}_{l-i} [m]$	175	150	100

Na Tabela 6.3, mostram-se as afluições previstas em cada bacia para cada período de tempo e a demanda de potência e reserva do sistema. As ofertas de disponibilidade de reserva “para cima” são ilustradas na tabela 6.4. Na Figura 6.4 e na Tabela 6.5 mostram-se os dados e a configuração da rede respectivamente.

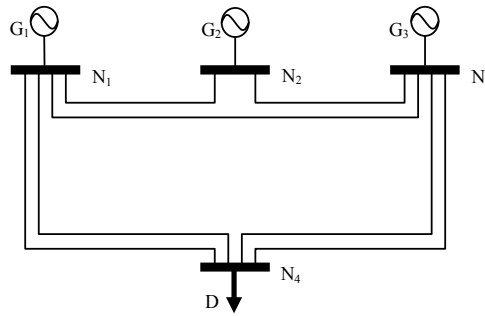
Para esse sistema, o modelo de despacho possui 135 restrições e 900 variáveis. Na resolução do despacho foi utilizado o solver comercial CPLEX 8.1 sob a interface GAMS. Com o objetivo de comparar a alocação da reserva em diferentes situações, foram simulados os cenários a seguir:

Tabela 6.3: Afluências, demanda e requerimentos de reservado do sistema.

	T_1	T_2	T_3
$y_1 [m^3/s]$	1000	900	600
$y_2 [m^3/s]$	600	900	1200
$y_3 [m^3/s]$	0	0	0
$D [MW]$	2000	1500	700
$R_{req}^{up} [MW]$	200	150	100
$R_{req}^{down} [MW]$	200	150	100

Tabela 6.4: Ofertas de disponibilidade de reserva.

	T_1	T_2	T_3
$\pi_1 [\$ / MW / h]$	98	14	42
$\pi_2 [\$ / MW / h]$	87	49	57
$\pi_3 [\$ / MW / h]$	82	32	10

**Figura 6.4:** Configuração elétrica do sistema.

- Cenário 1: a reserva não possui um custo de disponibilidade e é atribuída proporcionalmente à capacidade instalada das usinas. As porcentagens de atribuição sobre a demanda de reserva do sistema são: 42% para a Usina 1, 25,5% para a Usina 2 e 32,5% para a Usina 3.
- Cenário 2: todos os geradores possuem uma oferta de disponibilidade de reserva igual a 14 $\$/MW/h$, enquanto o montante de reserva que é atribuído a cada usina é uma variável determinada pelo despacho programado.
- Cenário 3: a reserva é uma variável determinada pelo despacho programado, o qual considera as ofertas ilustradas na Tabela 6.4 (pseudocootimização).

A alocação da reserva “para cima” e o número de unidades em operação para cada cenário são ilustrados nas Tabelas 6.6 e 6.7 respectivamente.

Observa-se, nessas tabelas, que no Cenário 1, a reserva é distribuída entre todos os geradores do sistema, sendo que a Usina 1 liga 2 unidades adicionais no período T_1 e desliga 3

Tabela 6.5: Dados das linhas.

Trecho	x_{rs} [p.u.]	n_c^0	f^{max} [MW]
L_{1-2}	0,0103	1	600
L_{1-3}	0,0414	1	600
L_{1-4}	0,0329	2	600
L_{2-3}	0,0423	1	600
L_{3-4}	0,0618	2	600

Tabela 6.6: Alocação da reserva em cada cenário [MW].

		T_1	T_2	T_3
Cenário 1	R_{1-up}	84	63	42
	R_{2-up}	51	38,25	25,50
	R_{3-up}	65	48,75	32,50
Cenário 2	R_{1-up}	0	40	100
	R_{2-up}	200	110	0
	R_{3-up}	0	0	0
Cenário 3	R_{1-up}	0	150	0
	R_{2-up}	0	0	0
	R_{3-up}	200	0	100

unidades no período T_3 , apresentando, em total, 5 partidas/paradas. Na Usina 2 foram realizadas um total de 6 partidas/paradas. Como o custo de disponibilidade não é considerado no despacho, a reserva é distribuída entre todos os geradores habilitados para o fornecimento.

No Cenário 2, a reserva foi alocada nas Usinas 1 e 2, e o número de partidas/paradas resultou menor do que no Cenário 1. Neste caso, como a oferta de disponibilidade é igual para todas as usinas, o despacho não aloca a reserva visando minimizar o preço de disponibilidade, e sim o número de partidas/paradas das unidades.

Na cenário de mercado proposto (Cenário 3), a reserva foi alocada nas Usinas 1 e 3, que são justamente as usinas com menores preços de oferta nos períodos considerados. Esses preços resultaram em 82, 14 e 10 \$/MW/h para os períodos T_1 , T_2 e T_3 respectivamente. O número de partidas/paradas resultou maior do que no Cenário 2, já que a disponibilidade de reserva apresenta um peso maior na função objetivo do que as partidas/paradas das unidades. A consideração do número de unidades em operação é importante, já que se evita o chaveamento desnecessário de unidades, possíveis sobrecustos de operação para os agentes e o consequente incremento nas ofertas de disponibilidade.

Nas Tabelas 6.8 e 6.9 apresentam-se outros resultados do despacho programado no Cenário 3. Esses resultados mostram o plano de produção que cumpre com as metas de geração, assim como os pontos de operação das redes elétrica e hidráulica.

Tabela 6.7: Número de unidades em operação em cada cenário.

		T_0	T_1	T_2	T_3	No. p/p
Cenário 1	n_1	3	5	5	2	5
	n_2	3	5	2	1	6
	n_3	3	3	3	3	0
Cenário 2	n_1	3	5	3	3	4
	n_2	3	5	4	4	3
	n_3	3	3	3	2	1
Cenário 3	n_1	3	5	5	2	5
	n_2	3	5	1	1	6
	n_3	3	3	3	3	0

Do ponto de vista do custo da reserva, no Cenário 1, o custo do serviço é desconsiderado, dado que a alocação da reserva obedece unicamente um critério técnico. No Cenário 2, o custo do serviço é considerado, mas a alocação da reserva continua obedecendo unicamente um critério técnico, já que o custo é igual para todos os agentes. No Cenário 3, os agentes são livres para ofertar um preço que lhes permita recuperar seus custos de disponibilidade, e o operador pode alocar a reserva de forma eficiente utilizando critérios técnicos e econômicos.

Tabela 6.8: Valores do despacho programado.

	T_1	T_2	T_3
P_1 [MW]	990	650	160
P_2 [MW]	460	100	40
P_3 [MW]	550	750	500
R_1^{down} [MW]	200	0	0
R_2^{down} [MW]	0	0	0
R_3^{down} [MW]	0	150	100
u_1 [m ³ /s]	1000	1000	506,3
u_2 [m ³ /s]	400	400	60
u_3 [m ³ /s]	1400	1400	566,3
v_1 [m ³ /s]	359,3	579,3	402,8
v_2 [m ³ /s]	52,7	324,5	29,8
v_3 [m ³ /s]	777,1	550,5	0

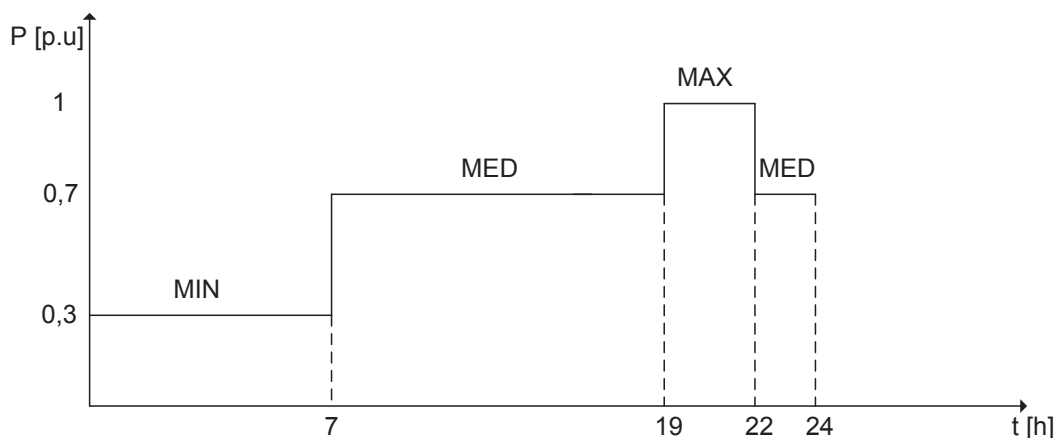
6.6 Testes no sistema sudeste brasileiro

O sistema sudeste brasileiro foi utilizado para realizar o despacho de potência e reserva sob um ambiente de mercado com ofertas pela disponibilidade do serviço. Para realizar a simulação, foram considerados dados da rede elétrica e hidráulica da região sudeste, os quais são descritos no Apêndice B. Os custos de partida e parada das máquinas foram estimados em função da

Tabela 6.9: Fluxos e ângulos do sistema.

Trecho	T_1	T_2	T_3
L_{1-2} [MW]	-166,7	-35,6	-63,2
L_{1-3} [MW]	191,6	42,4	-34,1
L_{1-4} [MW]	965,1	643,2	257,3
L_{2-3} [MW]	293,3	64,4	-23,2
L_{3-4} [MW]	1034,9	856,8	442,7
Ângulos	T_1	T_2	T_3
θ_1 [rad.]	0	0	0
θ_2 [rad.]	0,017	0,004	0,007
θ_3 [rad.]	-0,079	-0,018	0,014
θ_4 [rad.]	-0,298	-0,199	-0,080

potência das unidades geradoras, e, da mesma forma que no Capítulo 5, usou-se um valor de 5,4 R\$/MW, baseado na discussão apresentada por Nilsson e Sjelvgren (1997). Como o despacho possui um horizonte de programação diária, os resultados da simulação representam apenas a possível distribuição da reserva para um dia selecionado de forma arbitrária (14 de novembro de 2006), no qual os períodos foram representados por patamares de carga, como ilustrado na Figura 6.5. As condições operativas daquele dia (afluência natural, demanda por patamares de carga, metas de geração) foram obtidas dos informes de operação do ONS (Apêndice B).

**Figura 6.5:** Patamares de carga do dia 14/11/2006.

O cenário de ofertas de todos os agentes, para cada período, encontra-se ilustrado na Tabela B.14 do Apêndice B. Esse cenário foi construído tomando como referência a capacidade instalada das usinas e os custos estimados de disponibilidade da usina de Ilha Solteira, que foram apresentados no Capítulo 5. Nesta usina, conforme foi ilustrado na Seção 5.3.4, o custo unitário máximo de disponibilidade é $c^{disp} = 22,4 + 59,9 = 82,3$ R\$/MWh. Esse valor representa a média dos custos de disponibilidade do gerador durante esse ano. Assumindo que

a usina realiza uma oferta igual a seu custo de disponibilidade e, tendo em conta que os dados da Tabela B.14 no Apêndice B representam apenas um dia de operação, a oferta é reduzida por um fator de 0,6, já que podem existir outros meses nos quais a oferta é maior que o valor médio. Assim, a oferta da usina de Ilha Solteira para esse dia é $\pi_{IlhaSolteira} = 0,6 * 82,3 = 49,38 \text{ R\$/MWh}$. Este último valor representa a média diária da oferta do gerador, a qual é distribuída consistentemente entre os patamares de carga ilustrados na Figura 6.5. Para construir as ofertas das outras usinas, foi suposto que usinas com maior capacidade assumem maior responsabilidade no fornecimento de reserva, tendo, portanto, um custo de disponibilidade maior. Dessa forma, a oferta de uma usina i é proporcional à tarifa padronizada de Ilha Solteira (Seção 5.3.4) e à relação entre a capacidade instalada da usina i com relação à capacidade instalada de Ilha Solteira (Equação (6.36)). Essas ofertas são consideradas conhecida a priori (ofertas ex-ante).

$$\pi_i = \pi_{IlhaSolteira} \times \frac{CI_i}{CI_{IlhaSolteira}} \quad (6.36)$$

sendo

π_i : oferta de disponibilidade da usina i em $(\text{R\$/MWh})^5$;

$\pi_{IlhaSolteira}$: oferta de disponibilidade da usina de Ilha Solteira em $(\text{R\$/MWh})$;

CI_i : capacidade instalada da usina i em (MW) ;

$CI_{IlhaSolteira}$: capacidade instalada da usina de Ilha Solteira em (MW) .

Da mesma forma que no exemplo da Seção 6.5, a eficiência das unidades geradoras é de 0,9 e o valor da potência base foi 100 MW.

Para o sistema sudeste, o modelo de despacho apresenta 4606 restrições e 2892 variáveis. Na resolução do modelo, foi utilizado o solver comercial CPLEX e a interface GAMS. Nos resultados obtidos, podem-se fazer as seguintes observações: nenhuma linha apresenta um carregamento maior do que 35% no patamar de carga mínima, nem maior do que 75% no patamar de carga média. Unicamente o trecho entre os nós 219 – 227 apresenta um carregamento maior do que 90% no patamar de carga máxima. A Usina 39 apresenta o maior volume de armazenamento, com 97% do volume útil, e a Usina 18 apresenta o menor volume de armazenamento, com 17% do volume útil. Apenas a Usina 14 alcança 34% de seu limite máximo de defluência, enquanto as Usinas 6, 12 e 51 operam nos limites de defluência mínimos. Na Tabela 6.10, apresenta-se um resumo das usinas mais restritas do sistema.

⁵As unidades $\text{\$/MW/h}$ e $\text{\$/MWh}$ são compatíveis (STOFT, 2002).

Tabela 6.10: Resumo das usinas mais restritas do sistema no dia 14/11/2006.

Restrição	Usina No.	% de folga
x^{max}	39	3
x^{min}	18	17
u^{max}	14	66
u^{min}	6, 12, 51	0
f^{max}	29, 33, 34	10

A lista de usinas despachadas com fornecimento de reserva é ilustrada nas Tabelas 6.11 e 6.12. No conjunto de ofertas ilustrado na Tabela B.14 do Apêndice B, as ofertas mínimas e máximas por patamar de carga são [0,31; 0,50; 1,04; 0,50] R\$/MWh e [121,95; 195,12; 410,73; 195,12] R\$/MWh respectivamente. O preço resultante do mercado de reserva para cima por patamar foi [2,03; 4,09; 10,69; 3,72] R\$/MWh. Isso mostra que, sob o cenário e condições de operação supostas, o despacho ótimo alocou a reserva nas usinas com menores preços de oferta, as quais apresentam uma capacidade instalada média ou baixa. Unicamente a Usina 25, no cenário de carga mínima, e as Usinas 8 e 25, no cenário de carga média do final do dia, tinham uma oferta menor do que o preço da reserva, e não foram selecionadas para fornecimento. Nenhuma dessas usinas encontra-se na Tabela 6.10 e a razão delas não serem selecionadas é devido à minimização de custos de partida e parada das máquinas.

Particularmente, para o caso da usina de Ilha Solteira, observou-se que ela não foi selecionada para disponibilizar reserva, já que seu custo de disponibilidade é muito alto quando comparado com usinas de menor capacidade. Se o cenário de ofertas ilustrado na Tabela B.14 do Apêndice B fosse real, o operador do sistema, visando minimizar os custos da reserva, teria que analisar a possibilidade de habilitar um maior número de usinas para o fornecimento de CAG.

Se o operador do sistema decidisse realizar um contrato de disponibilidade de reserva com a usina de Ilha Solteira, com a tarifa máxima ilustrada na Tabela 5.4 do Capítulo 5, acabaria pagando um custo de disponibilidade muito alto, quando comparado com um mercado de reserva com o cenário de ofertas ilustrado. No entanto, não teria que considerar a habilitação de usinas de menor porte para o fornecimento de CAG.

O despacho de reserva para baixo é ilustrado na Tabela 6.12. Nesse caso, a distribuição se realiza visando minimizar os custos de partida e parada das máquinas, já que a disponibilidade dessa reserva não tem nenhum custo. Observa-se, nessa tabela, que no patamar de carga médio, toda a reserva foi atribuída à usina de Itaipu, enquanto, no cenário de carga máxima, a maior parte da reserva ficou alocada na usina de Ilha Solteira. Essas usinas são as maiores geradoras do

Tabela 6.11: Despacho de reserva para cima em MW.

Usina No.	Nome	C.I.	MIN	MED	MAX	MED
6	Jurumirim	98	46	52,6	58,8	52,6
7	Piraju	80	23	48	48	48
8	Ourinhos	44,1	4,8	26,4	26,4	0
9	L. N Garcés (Salto Grande)	73,8	1,4	29,7	44,4	35,6
10	Canoas I	82,5	9,9	36,2	49,5	44,1
11	Canoas II	72	17,6	31,4	43,2	43,2
19	Promissão	264	0	81,6	71,8	0
20	Bariri (A S Lima)	144	50,7	20,2	86,4	84
21	Barra Bonita	140	19,4	42	84	80
25	Espora	32,1	0	13	19,4	0
27	Porto Colômbia	328	0	0	24,6	0
34	Igarapava	210	0	67,3	50,7	0
37	Amador Aguiar I	210	0	35,2	126	23,3
38	Amador Aguiar II	240	0	26,3	144	144
39	Porto Estrela	112	32,6	67,2	67,2	67,2
41	Manso	210	53,1	94,5	126	126
46	Euclides da Cunha	108,8	14,6	48,9	65,2	65,2
47	A S Oliveira (limoeiro)	32	0	19,2	19,2	7,2
48	Caconde	80,4	0	23,1	48,2	30,6
49	Ibitinga	131,4	48	78,9	78,9	78,9
54	SA Carvalho	78	6	30,7	46,8	6
55	Mascarenhas	180,5	0	71,1	90,4	32
56	Guilman Amorin	140	56	84	84	68
57	Candongá (Ris. Neves)	140	74	74,2	84	74
58	S. Grande	102,2	28,3	30,8	30,8	22,6
		Total	485,4	1132,5	1617,9	1132,5

C.I.: Capacidade instalada em MW.

Tabela 6.12: Despacho de reserva para baixo em MW.

Usina No.	Nome	C.I.	MIN	MED	MAX	MED
3	Itaipu	12600	0	1132,5	0	0
6	Jurumirim	98	1,8	0	0	0
7	Piraju	80	25	0	0	0
8	Ourinhos	44,1	21,6	0	0	0
9	L. N Garcés (Salto Grande)	73,8	43	0	0	0
10	Canoas I	82,5	39,6	0	0	0
11	Canoas II	72	25,6	0	0	0
12	Porto Primavera	1540	8,4	0	227,2	0
15	Ilha Solteria	3444	0	0	1136,3	629,1
17	Capivara	640	0	0	0	44,9
20	Bariri (A S Lima)	144	6,9	0	0	2,4
21	Barra Bonita	140	1,6	0	0	0
25	Espora	32,1	19,4	0	0	0
27	Porto Colômbia	328	1	0	0	0
31	LC Barreto (estreito)	1104	0	0	0	140,6
32	Mascarenhas de Moraes (peixoto)	478	0	0	0	99
33	Jaguara	424	0	0	254,4	0
34	Igarapava	210	75,6	0	0	0
37	Amador Aguiar I	210	73,9	0	0	0
39	Porto Estrela	112	1	0	0	0
41	Manso	210	2	0	0	0
46	Euclides da Cunha	108,8	1,7	0	0	0
49	Ibitinga	131,4	4,6	0	0	0
53	Aimorés	330	0	0	0	91,1
54	SA Carvalho	78	40,8	0	0	40,8
55	Mascarenhas	180,5	72,2	0	0	76,3
56	Guilman Amarin	140	7	0	0	0
57	Candonga (Ris. Neves)	140	10	0	0	0
58	S. Grande	102,2	2,5	0	0	8,2
Total			485,2	1132,5	1617,9	1132,4

C.I.: Capacidade instala em MW.

sistema sudeste e, devido à quantidade de unidades geradoras operantes, possuem uma grande folga de geração, sendo natural a atribuição de grandes montantes de reserva.

Nessa situação, observa-se que a usina de Ilha Solteira apresenta um grande potencial para o fornecimento de reserva para baixo. Se o uso do serviço fosse remunerado, como ilustrado no Capítulo 5, a usina teria um lucro adicional comparável aos recebimentos do MRE.

Na Tabela 6.13, mostra-se a alocação da reserva para cima, no patamar de carga máxima, sob distintos cenários de ofertas de disponibilidade. O Cenário 1 corresponde ao cenário de preços ilustrado na Tabela B.14 do Apêndice B, baseado na capacidade instalada das usinas. O Cenário 2 considera todas as usinas as quais ofertam com um valor zero. O Cenário 3 considera todas as usinas com uma oferta igual à oferta da usina de Ilha Solteira no Cenário 1. Finalmente,

o Cenário 4 é um cenário de ofertas totalmente aleatório (Tabela B.15 do Apêndice B).

Em todos os cenários, a distribuição da reserva é diferente. Nos Cenários 2 e 3, devido as ofertas dos agentes serem iguais, a reserva é distribuída em usinas tanto grandes, como de médio e pequeno porte. No Cenário 4, as ofertas oscilam entre [5 e 150] R\$/MWh, sendo que a atribuição da reserva ficou em função do menor preço de oferta, com um preço de 11R\$/MWh. Casualmente, Ilha Solteira ofertou com um preço baixo, tendo grande parte do montante de reserva alocado nas suas unidades geradoras. Neste caso, torna-se evidente que, se Ilha Solteira ofertasse preços competitivos, sempre seria despachada com uma quantidade importante da reserva requerida na região sudeste.

Tabela 6.13: Despacho de reserva para cima no patamar de carga máxima sob distintos cenários [MW].

Usina No.	Nome	C.I	MAX[1]	MAX[2]	MAX[3]	MAX[4]
1	GOV. José Richa (salto caxias)	1240	0	231,9	85,3	0
2	Salto Santiago	1420	0	0	53,9	0
3	Itaipu	12600	0	0	0	0
4	Rosana	372	0	27,4	27,4	
5	Chavantes	414	0	0	0	0
6	Jurumirim	98	58,8	3,6	3,6	0
7	Piraju	80	48	0	0	0
8	Ourinhos	44,1	26,4	0	0	0
9	L. N Garcés (Salto Grande)	73,8	44,4	19,5	19,5	0
10	Canoas I	82,5	49,5	28	28	0
11	Canoas II	72	43,2	31,1	31,1	0
12	Porto Primavera	1540	0	15	15	0
13	Taquaruçu	554	0	15,5	15,5	0
14	Jupia	1551,2	0	0	0	0
15	Ilha Solteira	3444	0	166,2	166,2	1284,6
16	Três Irmãos	807,5	0	63,4	63,4	0
17	Capivara	640	0	138,1	0	0
18	Água Vermelha	1396	0	0	0	0
19	Promissão	264	71,8	0	62,9	0
20	Bariri (A S Lima)	144	86,4	55,5	7,5	0
21	Barra Bonita	140	84	29,5	29,5	0
22	São Simão	1710	0	0	0	0
23	Itumbiara	2280	0	58,1	0	0
24	Cachoeira Dourada	658	0	0	44	0
25	Espora	32,1	19,4	0	0	0
26	Marimbondo	1488	0	0	0	0

Continua ...

Tabela 6.13: Despacho de reserva para cima no patamar de carga máxima sob distintos cenários [MW]

Usina No.	Nome	C.I	MAX[1]	MAX[2]	MAX[3]	MAX[4]
27	Porto Colômbia	328	24,6	133,4	144,9	0
28	Nova Avanhandava	347,4	0	18	124	0
29	Volta grande	380	0	103,4	119,8	0
30	Emborcação	1192	0	0	0	0
31	LC Barreto (estreito)	1104	0	90,7	128,9	0
32	Mascarenhas de Moraes (peixoto)	478	0	0	25,5	0
33	Jaguara	424	0	0	0	254,4
34	Igarapava	210	50,7	0	0	0
35	Furnas	1312	0	0	0	0
36	Nova ponte	510	0	0	0	0
37	Amador Aguiar I	210	126	0	0	0
38	Amador Aguiar II	240	144	0	0	0
39	Porto Estrela	112	67,2	0	18,2	0
40	Corumbá	375	0	0	0	0
41	Manso	210	126	0	0	0
42	Serra da Messa	1275	0	0	0	0
43	Cana Brava	450	0	0	0	0
44	Peixe Angical	452	0	271,2	271,2	0
45	Lajeado	902,5	0	0	0	0
46	Euclides da Cunha	108,8	65,2	28,4	28,4	0
47	A S Oliveira (limoeiro)	32	19,2	11,2	0	0
48	Caconde	80,4	48,2	19	19	0
49	Ibitinga	131,4	78,9	52,2	52,2	78,9
50	Irapé	360	0	0	0	0
51	Três Marias	396	0	0	0	0
52	Miranda	408	0	0	0	0
53	Aimorés	330	0	0	0	0
54	SA Carvalho	78	46,8	6	6	0
55	Mascarenhas	180,5	90,4	1,4	26,9	0
56	Guilman Amorin	140	84		0	0
57	Candonga (Ris. Neves)	140	84	0	0	
58	S. Grande	102,2	30,8	0	0	0
		Total	1617,9	1617,7	1617,8	1617,9

C.I: Capacidade instalada em MW; [1]: Cenário de ofertas 1; [2]: Cenário de ofertas 2 ($\pi_i^{MAX} = 0 \text{ R\$/MWh}$).

[3]: Cenário de ofertas 3 ($\pi_i^{MAX} = 112,27 \text{ R\$/MWh}$); [4]: Cenário de ofertas 4 (aleatório).

Na Tabela B.12 do Apêndice B, observa-se que, na região sudeste, coexistem 7 grandes agentes de geração (Copel, Duke Energy, CESP, AES Tietê, CEMIG e Furnas) e algumas pequenas empresas. Das simulações realizadas, observou-se que a reserva poderia ser alocada em qualquer usina, desde que sua oferta fosse competitiva. O mercado de reserva permitiria valorizar o serviço pelo mínimo custo possível, criando, ao mesmo tempo, um sinal de incentivo no fornecimento (o preço da reserva). A concorrência entre os agentes é possível, já que o despacho é realizado de forma centralizada e diminui a possibilidade de distorção do mercado por parte dos agentes. Por outro lado, a disponibilidade de suficientes usinas com controle de CAG se mostra como uma limitante na implementação desta proposta.

6.7 Conclusões parciais

- Descreveu-se uma proposta de valorização baseada em um mercado de reserva para geradores hidrelétricos. A proposta foi construída utilizando uma estrutura de mercado pseudocotimizada com ofertas simples, indicando, unicamente, o preço de disponibilidade do serviço. No caso particular do sistema brasileiro, foi sugerida a modificação do mecanismo de realocação de energia, de forma que considere como referência o despacho programado e não o despacho em tempo real, visando evitar a interferência com uma possível remuneração da reserva.
- Foi apresentado um novo modelo de despacho hidrelétrico para a valorização da reserva. Esse despacho está baseado na modelagem matemática apresentada por Arce (2006) e incorpora, adicionalmente, as restrições hidráulicas descritas por Cicogna (1999), assim como as restrições elétricas, as quais consideram o modelo clássico DC linearizado. Essas restrições foram integradas de forma consistente em um modelo denominado de despacho global, que apresenta uma estrutura inteira mista. O modelo permite, além de atribuir e valorizar a reserva, representar o efeito do acoplamento em cascata e da interconexão elétrica entre as usinas. A proposta foi avaliada através de dois sistemas. O primeiro, utilizado com fins ilustrativos, corresponde a um sistema com 3 barras e 3 geradores. O segundo corresponde ao sistema sudeste brasileiro. Neste último, os resultados mostraram a viabilidade da concorrência entre os agentes, sendo a reserva alocada em função das ofertas de menor preço sob um ponto de operação ótimo e factível.

7 CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS

Este trabalho apresentou uma pesquisa sobre a valorização da reserva fornecida pelos geradores hidrelétricos. Inicialmente, foi realizada uma revisão das formas de valorização praticadas em diferentes sistemas no mundo. Nessa revisão, observou-se que a estrutura comercial dos serviços ancilares de reserva depende da estrutura comercial do mercado de energia, da mesma forma que os requerimentos técnicos dos serviços de reserva dependem do tipo de fornecedores, do grau de automatização dos procedimentos operativos e das restrições de rede. Na maioria dos sistemas estudados existe uma tendência ao reconhecimento e à remuneração desses serviços, a qual visa incentivar o fornecimento e o uso eficiente dos recursos. No caso do sistema brasileiro, o reconhecimento do custo dos serviços de reserva tem sido pouco observado. Alguns dos motivos dessa situação são:

- A política de operação centralizada do sistema, na qual o operador de rede realiza a programação de produção das usinas. Desta forma, o agente gerador não possui poder de decisão sobre os montantes a serem gerados e, ainda menos, sobre os montantes de reserva a serem fornecidos.
- Os geradores hidrelétricos cobrem os riscos de fornecimento através de um mecanismo cooperativo denominado de realocação de energia (MRE). Como foi ilustrado neste trabalho, esse mecanismo distorce os custos de oportunidade e dificulta o cálculo dos custos incorridos na prestação do serviço de reserva. Esse processo de distorção ocorre porque se o gerador pudesse gerar mais energia como consequência do não fornecimento do serviço, o excesso de energia não seria necessariamente liquidado, em sua totalidade, no mercado de curto prazo. Parte desses excessos seriam realocados em outros geradores, de forma que o lucro (ou possível diminuição da perda, no caso que o agente apresente déficit de geração) terminaria sendo perdido.
- Como a liquidação é baseada nos montantes de energia gerada, existe uma tendência

a pensar que os custos da reserva são ressarcidos de forma implícita. Nesse processo de liquidação, a energia de reserva, utilizada na regulação “para cima”, faz parte do montante de energia total gerado, e a remuneração do serviço é embutida na remuneração do gerador pela venda de energia. Do ponto de vista econômico, esse processo de custos embutidos resulta inapropriado. Por outro lado, os custos de oportunidade da reserva não são levados em consideração. A não remuneração desses custos representa uma perda financeira que desincentiva o fornecimento do serviço, já que pode resultar mais lucrativo não fornecer o serviço.

Posteriormente, foram apresentados os métodos de otimização sequencial e cootimizado, os quais são utilizados sob um ambiente de mercado para atribuir os recursos de reserva. O modelo sequencial atribui os recursos de reserva separadamente do mercado de energia, enquanto o modelo cootimizado atribui reserva e energia de forma conjunta. Do ponto de vista da otimização, o modelo cootimizado é mais eficiente, porque considera de forma simultânea, a otimização da energia e os serviços ancilares de reserva. Do ponto de vista prático, a implementação de um modelo ou outro está fortemente relacionada com a estrutura de otimização do mercado de energia, principalmente com o grau de descentralização, e com a relação entre a entidade que opera o sistema e a entidade encarregada do processo de comercialização.

Com a finalidade de contextualizar o problema de valorização da reserva, foram descritas algumas das características mais relevantes do sistema brasileiro, particularmente a estrutura do mercado de energia e o processo de planejamento energético e da operação do sistema. Também foi ilustrada a forma de administração atual dos serviços ancilares, assim como alguns dos trabalhos realizados nessa área no Brasil. Também foi ressaltada a importância da consideração do MRE na valorização dos serviços de reserva. Esses aspectos permitiram identificar características particulares do sistema brasileiro, que serviram de base para a construção das duas propostas de valorização apresentadas nesta pesquisa.

A primeira proposta de valorização da reserva foi abordada sob a visão do gerador, e está orientada à remuneração do serviço por meio de uma tarifa regulada. Essa proposta também está próxima da visão do regulador do sistema, uma vez que a tarifa regulada é estabelecida a partir da avaliação dos custos das empresas fornecedoras do serviço. Nesse sentido, ambas entidades (regulador e agente gerador) possuem o interesse de estabelecer uma tarifa adequada. A segunda proposta foi abordada sob a visão do operador do sistema, e está orientada à remuneração do serviço através de um esquema de concorrência entre geradores hidrelétricos. Nesse caso, é também o interesse do gerador procurar um lucro adicional através

do mercado, pelo que a proposta é atrativa para as duas entidades (ONS e agente gerador). Ambas as propostas consideram restrições particulares dos geradores hidrelétricos e assumem uma operação baseada em algoritmos de despacho ótimos.

A primeira proposta foi utilizada para estimar os custos de uso e disponibilidade da reserva na usina de Ilha Solteira, pertencente à CESP, durante a operação de 2006. Foram calculadas tarifas para cada componente de custo e foi ilustrado que esses valores dependem da variação do montante de energia realocado. Os valores encontrados servem como referência em um futuro processo de negociação entre a entidade reguladora e o agente gerador, para a determinação de uma tarifa regulada, ou entre o operador do sistema e o agente gerador, caso exista um sistema de contratação bilateral da reserva.

A segunda proposta foi utilizada para simular o mercado de reserva no sudeste brasileiro. Essa proposta considera as restrições de reserva, as metas de planejamento estabelecidas pelo operador do sistema, assim como as restrições elétricas e de acoplamento em cascata das usinas hidrelétricas.

A partir da pesquisa realizada nesta tese, são sugeridas algumas ideias que podem ser desenvolvidas em trabalhos futuros, como descrito a seguir:

- Estimar o impacto do componente de custos fixos na valorização do serviço. Seria preciso recolher maior informação dos custos de operação da empresa, dos preços dos equipamentos dos fabricantes, da vida útil, das taxas de retorno, assim como conhecer com maior detalhe, os processos de implementação, de manutenção e de operação do gerador.
- Aplicar a proposta de valorização de custos de uso e disponibilidade sobre outros agentes geradores, e determinar a variação dos custos da reserva, a viabilidade do estabelecimento de uma tarifa genérica, assim como um modelo de regulação apropriado para o serviço.
- Utilizar o esquema de mercado proposto neste trabalho, para realizar uma análise do sistema brasileiro, e identificar potenciais geradores que podem exercer poder de mercado, potenciais restrições no sistema que dificultem o funcionamento do mecanismo, assim como a necessidade da construção de mercados de reserva para cada área do sistema.
- Analisar os serviços de reserva fornecidos por outras fontes, tais como, usinas térmicas, fontes renováveis, consumidores e geração distribuída, no contexto brasileiro, para construir propostas de valorização que permitam avaliar o impacto de todos os possíveis fornecedores no serviço de reserva.

REFERÊNCIAS

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. *Resolução nº. 265, de 10 de junho de 2003*. Brasília, DF, 2003. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/res2003265.pdf>>. Acesso em: 28 fev. 2007.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. *Resolução nº 251, de 13 de fevereiro de 2007*. Brasília, DF, fev. 2007a. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2007251.pdf>>. Acesso em: 28 fev. 2007.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. *Tarifas usadas no cálculo da compensação financeira e na cobertura de custos de usinas são aprovadas pela Aneel*. Brasília, DF, 2007b. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/arquivos/PDF/boletim299.htm>>. Acesso em: 5 abr. 2007.

AGURTO, G. M. *Um modelo de despacho econômico para reservas operativas*. 2004. 117 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) — Faculdade de Engenharia Elétrica e Computação, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2004.

ALVEY, T.; GOODWIN, D.; XINGWANG, M.; STREIFFERT, D.; SUN, D. A security-constrained bid-clearing system for the new zealand wholesale electricity market. *IEEE Transactions on Power Systems*, New York, v. 13, n. 2, p. 340–346, may. 1998.

ARCE, A. S. *Um modelo de otimização do despacho de máquinas em usinas hidrelétricas*. 1999. 78 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) — Faculdade de Engenharia Elétrica e Computação, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 1999.

ARCE, A. S. *Despacho ótimo de unidades geradoras em sistemas hidrelétricos via heurística baseada em relaxação lagrangeana e programação dinâmica*. 2006. 175 f. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) — Faculdade de Engenharia Elétrica e Computação, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2006.

ARROYO, J. M.; CONEJO, A. J. Optimal response of a power generator to energy, agc, and reserve pool-based markets. *IEEE Transactions on Power Systems*, New York, v. 17, n. 2, p. 404–410, may. 2002.

ARROYO, J. M.; GALIANA, F. D. Energy and reserve pricing in security and network-constrained electricity markets. *IEEE Transactions on Power Systems*, New York, v. 20, n. 2, p. 634–643, may. 2005.

BAHLEDA, M. *Hydropower technology roundup report: accommodating wear and tear effects on hydroelectric facilities operating to provide ancillary services*. Palo Alto, CA: EPRI, 2001. 98 p. (Technical Report, TR113584-V4).

BAKKEN, B. H.; GRANDE, O. S. Automatic generation control in a deregulated power system. *IEEE Transactions on Power Systems*, New York, v. 13, n. 4, p. 1401–1406, nov. 1998.

- BARROSO, L. A.; CAVALCANTI, T. H.; GIESBERTZ, P.; PURCHALA, K. *Classification of electricity market models worldwide*. [S.l.], 2005. 8 p. Disponível em: <http://www.cigre-c5.org/Site/Publications/pa_ex.asp>. Acesso em: 30 out. 2009.
- CALIFÓRNIA ISO. *Glossary*. Califórnia, 1999. Disponível em: <<http://www.caiso.com/docs/1999/04/30/1999043016463726978.pdf>>. Acesso em: 30 jan. 2008.
- CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA. *Regras de comercialização contabilização módulo 6: encargos de serviços do sistema*. São Paulo, 2007a. 13 p. Disponível em: <<http://www.ccee.org.br/cceeinterdsm/v/index.jsp?\\vgnnextoid=83bba5c1de88a010VgnVCM100000aa01a8c0RCRD>>. Acesso em: 24 jan. 2008.
- CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA. *Regras de comercialização contabilização módulo 1: preço de liquidação das diferenças*. São Paulo, 2007b. 8 p. Disponível em: <<http://www.ccee.org.br/>>. Acesso em: 30 maio 2008.
- CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA. *Regras de comercialização contabilização módulo 4: energias asseguradas*. São Paulo, 2007c. 27 p. Disponível em: <<http://www.ccee.org.br/>>. Acesso em: 24 jan. 2008.
- CAMMESA. *Los procedimientos anexo 23: regulación de frecuencia*. Buenos Aires, AR, mar. 2007a. Disponível em: <<http://www.cammesa.com/inicio.nsf/marconormativa>>. Acesso em: 31 jan. 2008.
- CAMMESA. *Los procedimientos anexo 36: servicio de reservas de corto plazo y mediano plazo*. Buenos Aires, AR, mar. 2007b. Disponível em: <<http://www.cammesa.com/inicio.nsf/marconormativa>>. Acesso em: 31 jan. 2008.
- CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELÉTRICA. *Programas computacionais: descrição*. [S.l.], 2008. Disponível em: <<http://www.cepel.br/servicos/descprog.shtm>>. Acesso em: 5 out. 2008.
- CHEUNG, K. W. Energy and ancillary service dispatch for the interim ISO new england electricity market. *IEEE Transactions on Power Systems*, New York, v. 15, n. 3, p. 47–53, aug. 2000.
- CHRISTIE, R. D.; BOSE, A. Load frequency control issues in power system operations after deregulation. *IEEE Transactions on Power Systems*, New York, v. 11, n. 3, p. 1191–1200, aug. 1996.
- CICOGNA, M. A. *Modelo de planejamento de operação energética de sistemas hidrotérmicos a usinas individualizadas orientado por objetos*. 1999. 217 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) — Faculdade de Engenharia Elétrica e Computação, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 1999.
- COMMISSION DE RÉGULATION DE L'ÉNERGIE. *The wholesale electricity market: electricity & gas market observatory q3*. Paris, 2007. Disponível em: <http://www.cre.fr/en/marches/observatoire/_des/_marches>. Acesso em: 30 jan. 2008.

- COSTA, A. L. *Alocação ótima conjunta de energia e reservas operativas baseada em fluxo de potência ótimo dinâmico*. 2004. 150 f. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) — Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2004.
- COSTA, A. L.; SIMÕES-COSTA, A. Energy and ancillary service dispatch through dynamic optimal power flow. *Electric Power Systems Research*, Lausanne, v. 77, n. 8, p. 1–9, sep. 2006.
- DEUTSCHE ÜNB. *Internetplattform zur ausschreibung von regelleistung*. [S.l.], 2007. Disponível em: <https://www.regelleistung.net/regelleistungWeb/statisch/ergebnisse_srl.jsp>. Acesso em: 4 fev. 2007.
- E-ON NETZ. *Procurement of control power and energy in Germany*. Germany, jul. 2005. Disponível em: <http://www.eon-netz.com/Ressources/downloads/procurement_controlpower_energy.pdf>. Acesso em: 4 fev. 2007.
- ELECTRIC POWER SYSTEM RESEARCH. *Mechanisms for evaluating the role of hydroelectric generation in ancillary service markets: final report*. Palo Alto, CA: EPRI, 1998. 130 p. (Technical Report, TR111707I).
- ELECTRICITY COMMISSION. *Annual security and reserve energy needs assessment*. New Zealand, oct. 2007. Disponível em: <<http://www.electricitycommission.govt.nz/consultation/annualsecurity0ct07>>. Acesso em: 31 jan. 2008.
- ELECTRICITY COMMISSION. *Electricity governance rules - part A: interpretation*. New Zealand, jan. 2008. Disponível em: <<http://www.electricitycommission.govt.nz/pdfs/rulesandregs/rules/\rulespdf/PartA-17Jan08.pdf>>. Acesso em: 31 jan. 2008.
- ELEXON. *Trading operation report*. United Kingdom, jan. 2007. Disponível em: <<http://www.elexon.co.uk/Publications/tradingoperationsreport/previousTOR.aspx>>. Acesso em: 8 fev. 2008.
- ELIA. *System and market overview 2006*. Brussels, 2008. 24 p. Disponível em: <<http://www.elia.be/documents.aspx>>. Acesso em: 30 jan. 2008.
- FERNÁNDEZ, J. *Análisis y evaluación de mercados eléctricos liberalizados a escala internacional*. 2002. 301 f. Dissertação (Master en gestión técnica y económica en el sector eléctrico) — Universidad Pontificia Comillas, Madrid, 2002.
- FILHO, X. V. *Operação de sistemas de potência com controle automático de geração*. 1. ed. Rio de Janeiro: Campus, 1984. 409 p. ISBN 85-7001-144-X.
- FINARDI, E. C.; SILVA, E. L. da. Unit commitment of single hydroelectric plant. *Electric Power System Research*, Lausanne, v. 75, p. 116–123, may. 2005. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/>>. Acesso em: 14 oct. 2008.
- GONZÁLEZ, J. G.; ROQUE, A. M. S.; CAMPOS, F. A.; VILLAR, J. Connecting the intraday energy and reserve markets by an optimal redispatch. *IEEE Transactions on Power Systems*, New York, v. 22, n. 4, p. 2220–2231, nov. 2007.
- HEDBERG, D.; EMNETT, W. M.; BARRÓN, K. *Order nº. 890: final rule*. Washington, D.C. 20426, feb. 2007. 1255 p. Disponível em: <<http://www.ferc.gov/industries/electric.asp>>. Acesso em: 15 jan. 2008.

HIRST, E.; KIRBY, B. *Electric - power ancillary services*. Oak Ridge, TN: OAK Ridge National Laboratory, feb. 1996. 47 p.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. *Electricity/heat in Germany*. [S.l.], 2005. Disponível em: <http://www.iea.org/Textbase/stats/electricitydata.asp?COUNTRY_CODE=DE>. Acesso em: 4 fev. 2007.

JALEELI, N.; VANSLYCK, L. S.; EWART, D. N.; FINK, L. H.; HOFFMANN, A. G. Understanding automatic generation control. *IEEE Transactions on Power Systems*, New York, v. 7, n. 3, p. 1106–1122, aug. 1992.

JARDINI, J.; RAMOS, D.; MARTINI, J.; REIS, L.; TAHAN, C. Brazilian energy crisis. *IEEE Power Engineering Review*, New York, v. 22, n. 4, p. 21–24, apr. 2002.

KIRSCHEN, D. S.; STRBAC, G. *Fundamentals of power system economics*. England: John Wiley & Sons, 2004. 284 p. ISBN 0470845724.

MID-AMERICAN INTERCONNECTED NETWORK. *Operating reserve*: gkk nº. 5a. Lombard, IL, may. 1995.

MIGUÉLEZ, E. L.; CORTÉS, I. E.; RODRÍGUEZ, L. R.; CAMINO, G. L. An overview of ancillary services in Spain. *Electric Power System Research*, v. 78, n. 3, p. 515–523, mar. 2008. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/>>. Acesso em: 14 oct. 2008.

NEMMCO. *Guide to ancillary services in the national electricity market*. Sydney, AU, aug. 2001. Disponível em: <http://www.nemmco.com.au/ancillary_services/160-0056.htm>. Acesso em: 31 jan. 2008.

NEMMCO. *Operating procedure: glossary*. Sydney, AU, oct. 2005a. Disponível em: <<http://www.nemmco.com.au/powersystemops/2000.htm>>. Acesso em: 31 jan. 2008.

NEMMCO. *Reserve services agreement*. Sydney, AU, sep. 2005b. Disponível em: <<http://www.nemmco.com.au/powersystemops/190-0011.htm>>. Acesso em: 31 jan. 2008.

NEMMCO. *Operating procedure: frequency control ancillary services*. Sydney, AU, jul. 2006. Disponível em: <http://www.nemmco.com.au/powersystemops/so_op3708av007.pdf>. Acesso em: 31 jan. 2008.

NEMMCO. *Ancillary service payments*. Sydney, AU, nov. 2007. Disponível em: <http://www.nemmco.com.au/ancillary_services/883.htm>. Acesso em: 31 jan. 2008.

NGET. *Monthly balancing services summary 2006/2007*. Warwick, UK, dec. 2006. Disponível em: <<http://www.nationalgrid.com/uk/Electricity/Balancing/Summary>>. Acesso em: 8 fev. 2008.

NGET. *The grid code*. Warwick, UK, nov. 2007a. 567 p. Disponível em: <<http://www.nationalgrid.com/NR/rdonlyres/1403354E-36F2-4010-A72C\F36862E1FF3E/21494/zFullGBGridCodeI3R24.pdf>>. Acesso em: 30 jan. 2008.

- NGET. *Procurement guidelines report 1 april 2006 to 31 march 2007*. Warwick, UK, dec. 2007b. Disponível em: <<http://www.nationalgrid.com/uk/Electricity/Balancing/transmissionlicensestatements/>>. Acesso em: 8 fev. 2008.
- NGET. *Reserve services: reserve services timescale*. Warwick, UK, 2007c. Disponível em: <http://www.nationalgrid.com/uk/Electricity/Balancing/services/\\balanceserv/reserve_serv/>. Acesso em: 30 jan. 2008.
- NILSSON, O.; SJELVGREN, D. Hydro unit start-up costs and their impact on the short term scheduling strategies of swedish power producers. *IEEE Transactions on Power Systems*, New York, v. 12, n. 1, p. 38–44, feb. 1997.
- NORD POOL. *Electricity production in the nordic area during 2006*. [S.l.], 2006. Disponível em: <http://www.nordpoolspot.com/PowerMaket/Production_split/>. Acesso em: 31 jan. 2008.
- NORDEL. *Nordic grid code: nordic collection of rules*. Brussels, 2007. Disponível em: <<http://www.nordel.org/content/default.asp?pagename=openfile\&DocID=4948>>. Acesso em: 31 jan. 2008.
- OMEL. *Mercado de electricidad 2006*. Madrid, 2006. 181 p. Disponível em: <<http://www.omel.es/frames/es/index.jsp?contenido=/pages/es/publicaciones/informes/informesfr.htm#2004>>. Acesso em: 5 jan. 2008.
- OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA. *Modelos computacionais: submódulo 18.2*. Rio de Janeiro, mar. 2002a. Disponível em: <http://www.ons.org.br/procedimentos/modulo_18.aspx>. Acesso em: 24 jan. 2008.
- OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA. *Requisitos mínimos para a conexão à rede básica: submódulo 3.8*. Rio de Janeiro, mar. 2002b. Disponível em: <http://www.ons.org.br/procedimentos/modulo_03.aspx>. Acesso em: 4 fev. 2007.
- OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA. *Administração dos serviços ancilares - introdução: submódulo 14.1*. Rio de Janeiro, 2003a. Disponível em: <http://www.ons.org.br/procedimentos/modulo_14.aspx>. Acesso em: 24 jan. 2008.
- OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA. *Arranjos comerciais para os serviços ancilares providos pelos agentes de geração: submódulo 14.2*. Rio de Janeiro, 2003b. Disponível em: <http://www.ons.org.br/procedimentos/modulo_14.aspx>. Acesso em: 24 jan. 2008.
- OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA. *Controle da geração em operação normal: submódulo 10.6, rev. 3*. Rio de Janeiro, out. 2005. Disponível em: <http://www.ons.org.br/procedimentos/modulo_10.aspx>. Acesso em: 4 fev. 2008.
- OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA. *Acompanhamento diário da operação hidroenergética do sistema interligado nacional: 14/11/2006*. [S.l.], 2006a. 10 p. Disponível em: <<http://www.ons.org.br/publicacao/ophen/2006/11-Novembro/opphen14-11-06.pdf>>. Acesso em: 8 maio 2009.
- OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA. *Programa mensal da operação de novembro de 2006: rev. 1*. [S.l.], 2006b. Disponível em: <http://www.ons.org.br/operacao/decomp_2006.aspx>. Acesso em: 8 maio 2009.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA. *Inventário das restrições operativas hidráulicas dos aproveitamentos hidrelétricos: revisão 2*. Rio de Janeiro, 2007. 138 p. Disponível em: <http://www.ons.org.br/operacao/restricoes/_operativas/_hidraulicas.aspx>. Acesso em: 8 maio 2009.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA. *Elaboração da programação diária da operação eletroenergética: submódulo 8.1*. Rio de Janeiro, jun. 2008a. Disponível em: <<http://www.ons.org.br/>>. Acesso em: 14 abr. 2009.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA. *Norma de operação - controle da geração em operação normal: submódulo 10.8*. Rio de Janeiro, dez. 2008b. Disponível em: <<http://www.ons.org.br/procedimentos/index.aspx>>. Acesso em: 4 fev. 2007.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA. *Diagrama esquemático das usinas hidrelétricas do SIN: horizonte 2009-2013*. [S.l.], 2009. Disponível em: <[#">http://www.ons.org.br/conheca/_sistema/mapas/_sin.aspx](http://www.ons.org.br/conheca/_sistema/mapas/_sin.aspx)>. Acesso em: 8 maio 2009.

PEREIRA, M. V. F.; PINTO, L. M. V. G. Multistage stochastic optimization applied to energy planning. *Mathematical programming*, Berlin, v. 52, p. 359–375, 1991.

PÉREZ, J. I. *Libro blanco sobre la reforma del marco regulatorio de la generación eléctrica en España*. Madrid: Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, 2005. 71 p.

PJM. *Annual report*. Norristown, PA, 2006a. 33 p. Disponível em: <<http://www.pjm.com/about/annual-report.html>>. Acesso em: 30 jan. 2008.

PJM. *Manual 35: definitions and acronyms*. Norristown, PA, nov. 2006b. 108 p. Disponível em: <<http://www.pjm.com/contributions/pjm-manuals/pdf/m35.pdf>>. Acesso em: 30 jan. 2008.

PJM. *State of the market report volume II: detailed analysis*. Norristown, PA, mar. 2006c. 448 p. Disponível em: <<http://www.pjm.com/markets/market-monitor/som.html>>. Acesso em: 30 jan. 2008.

PJM. *Manual 27: open access transmission tariff accounting*. Norristown, PA, jan. 2008. 44 p. Disponível em: <<http://www.pjm.com/contributions/pjm-manuals/pdf/m27.pdf>>. Acesso em: 30 jan. 2008.

PSR. *Data for transmission expansion case studies*. [S.l.], 2007. Disponível em: <http://portal.psr-inc.com/portal/psr/_pt/_BR/iframe.html?altura=4000&url=/app/publicacoes.aspx>. Acesso em: 8 maio 2009.

REBOURS, Y.; KIRSCHEN, D.; TROTIGNON, M. Fundamental design issues in markets for ancillary services. *The Electricity Journal*, Oxford, v. 20, n. 6, p. 26–34, jul. 2007. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/>>. Acesso em: 6 jul. 2007.

REBOURS, Y. G.; KIRSCHEN, D. S.; TROTIGNON, M.; ROSSIGNOL, S. A survey of frequency and voltage control ancillary services - part I: technical features. *IEEE Transactions on Power Systems*, New York, v. 22, n. 1, p. 350–357, feb. 2007a.

REBOURS, Y. G.; KIRSCHEN, D. S.; TROTIGNON, M.; ROSSIGNOL, S. A survey of frequency and voltage control ancillary services - part II: economic features. *IEEE Transactions on Power Systems*, New York, v. 22, n. 1, p. 358–366, feb. 2007b.

- RED ELÉCTRICA DE ESPAÑA. *Informe del sistema eléctrico: informe completo*. Madrid, 2006. Disponível em: <http://www.ree.es/sistema/_electrico/informeSEE.asp>. Acesso em: 5 jan. 2008.
- RIBEIRO, P. M. *Remuneração dos serviços ancilares de suporte de potência reativa e reserva de potência quando providos por geradores*. 2005. 144 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) — Pontifícia Universidade Católica de Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2005.
- RTE. *Memento of power system reliability*. Paris, 2005. Disponível em: <http://www.rte-france.com/htm/an/mediatheque/telecharge/memento_surete_2004/memento_surete_2004_complet__.pdf>. Acesso em: 30 jan. 2008.
- RTE. *Statistiques de l'énergie électrique en France 2006*. Paris, 2006. Disponível em: <http://www.rte-france.com/htm/fr/mediatheque/vie_publi_annu_stats_2006.jsp>. Acesso em: 30 jan. 2008.
- RTE. *Energy report: provisional results of power flows on the french power system in 2007*. Paris, 2007. Disponível em: <http://www.rte-france.com/htm/an/mediatheque/vie_publi_annu_2007.jsp>. Acesso em: 30 jan. 2008.
- SECRETARÍA GENERAL DE ENERGÍA. *Resolución del 13 de julio de 2006*. Madrid, 2006a. Disponível em: <http://www.ree.es/operacion/pdf/po/RES_P0_1.5.pdf>. Acesso em: 30 jan. 2008.
- SECRETARÍA GENERAL DE ENERGÍA. *Resolución del 24 de mayo de 2006*. Madrid, 2006b. Disponível em: <http://www.ree.es/operacion/procedimientos_operacion.asp>. Acesso em: 30 jan. 2008.
- SHAHIDEHPOUR, M.; YAMIN, H.; LI, Z. *Market operations in electric power systems*. New York: John Wiley & Sons, 2002. 531 p. ISBN 0-471-44337-9.
- SILVA, F. S. *Modelo de formação de preços para serviços ancilares de reserva*. 2005. 125 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) — Faculdade de tecnologia, Universidade de Brasília, Brasília, DF, 2005.
- SILVA, I. J.; RIDER, M. J.; ROMERO, R.; MURARI, C. A. Transmission network expansion planning considering uncertainty in demand. In: POWER ENGINEERING SOCIETY GENERAL MEETING, 2001. Proceedings... San Francisco, CA: IEEE, 2005. p. 1424–1429.
- SOUSA, T.; JARDINI, J. A.; MASUDA, M.; LIMA, R. A. Spinning reserve service pricing in hydroelectric power plants. In: TRANSMISSION DISTRIBUTION CONFERENCE & EXPOSITION: Latin America. Proceedings... São Paulo: IEEE/PES, 2004. p. 63–68.
- STOFT, S. *Power system economics: designing markets for electricity*. New York: IEEE / Wiley, 2002. 468 p. ISBN 0-471-15040-1.
- SVENSKA KRAFTNÄT. *Annual report*. Vällingby, 2006. 68 p. Disponível em: <<http://www.svk.se/web/Page.aspx?id=6344>>. Acesso em: 31 jan. 2008.
- SVENSKA KRAFTNÄT. *Balance obligation agreement for electricity*. Vällingby, sep. 2007. Disponível em: <<http://www.svk.se/upload/3200/B0A2008.pdf>>. Acesso em: 31 jan. 2008.

SWIDER, D. J. Efficient scoring-rule in multipart procurement auctions for power systems reserve. *IEEE Transactions on Power Systems*, New York, v. 22, n. 4, p. 1717–1725, nov. 2007.

TARJEI, K. The nordic approach to market-based provision of ancillary services. *Electric Power System Research*, Lausanne, v. 35, n. 7, p. 3681–3700, jul. 2007. Disponível em: <<http://www.elsevier.com/locate/enpol>>. Acesso em: 30 maio 2008.

TENNET. *Terms and definitions*. The Netherlands, 2008. Disponível em: <http://www.tennet.nl/english/tennet/terms_definitions.aspx?letter=s>. Acesso em: 30 jan. 2008.

TRANSPower. *Commerce act*. New Zealand, nov. 2004. Disponível em: <[http://www.comcom.govt.nz/IndustryRegulation/Electricity/ElectricityLinesBusinesses/TargetedControl/ContentFiles/\\Documents/Transpower%20-%20Threshold%20Compliance%20Statement%20\(31%20March%202004\).pdf](http://www.comcom.govt.nz/IndustryRegulation/Electricity/ElectricityLinesBusinesses/TargetedControl/ContentFiles/\\Documents/Transpower%20-%20Threshold%20Compliance%20Statement%20(31%20March%202004).pdf)>. Acesso em: 31 jan. 2008.

TRANSPower. *System security forecast - part E: frequency principal performance obligations*. New Zealand, dec. 2006. Disponível em: <<http://www.transpower.co.nz/?id=5993>>. Acesso em: 31 jan. 2008.

TRANSPower. *Electricity governance rules: schedule c5 - procurement plan*. New Zealand, dec. 2007a. Disponível em: <<http://www.electricitycommission.govt.nz/pdfs/rulesandregs/rules/rulespdf/>>. Acesso em: 31 jan. 2008.

TRANSPower. *System operator annual review and assessment 2006/07*. New Zealand, aug. 2007b. Disponível em: <<http://www.systemoperator.co.nz/?id=5993>>. Acesso em: 31 jan. 2008.

TRANSPower. *System operator newsletter*. New Zealand, mar. 2008. Disponível em: <<http://www.systemoperator.co.nz/?id=6555>>. Acesso em: 31 jan. 2008.

UNION FOR THE COORDINATION OF TRANSMISSION OF ELECTRICITY. *Load-frequency control and performance: policy 1*. Brussels, jul. 2004a. 17 p. Disponível em: <<http://www.ucte.org/publications/ophandbook/>>. Acesso em: 20 jan. 2008.

UNION FOR THE COORDINATION OF TRANSMISSION OF ELECTRICITY. *Load-frequency control and performance: appendix 1*. Brussels, jul. 2004b. 27 p. Disponível em: <<http://www.ucte.org/publications/ophandbook/>>. Acesso em: 20 jan. 2008.

UNION FOR THE COORDINATION OF TRANSMISSION OF ELECTRICITY. *Statistical yearbook*. Brussels, jul. 2006. 190 p. Disponível em: <http://www.ucte.org/_library/statsyearbook/Statistical_Yearbook_2006.pdf>. Acesso em: 21 jan. 2008.

VATTENFALL. *Annual report*. Germany, 2006. 117 p. Disponível em: <http://www.vattenfall.com/www/vf_com/vf_com/369431inves/369463finan/481881annua/index.jsp>. Acesso em: 4 fev. 2007.

VELASCO, C. J. *Metodologia para o cálculo do valor do serviço e da remuneração dos agentes fornecedores de reservas operativas*. 2004. 340 f. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) — Pontifícia Universidade Católica de Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2004.

VERGARA, J. I. *Aspectos técnicos y remunerativos de los servicios complementarios en sistemas eléctricos desregulados*. 2000. 208 f. Monografía (Graduación en Ingeniería Civil de Industrias) — Escuela de Ingeniería, Pontificia Universidad Católica de Chile, Santiago de Chile, 2000.

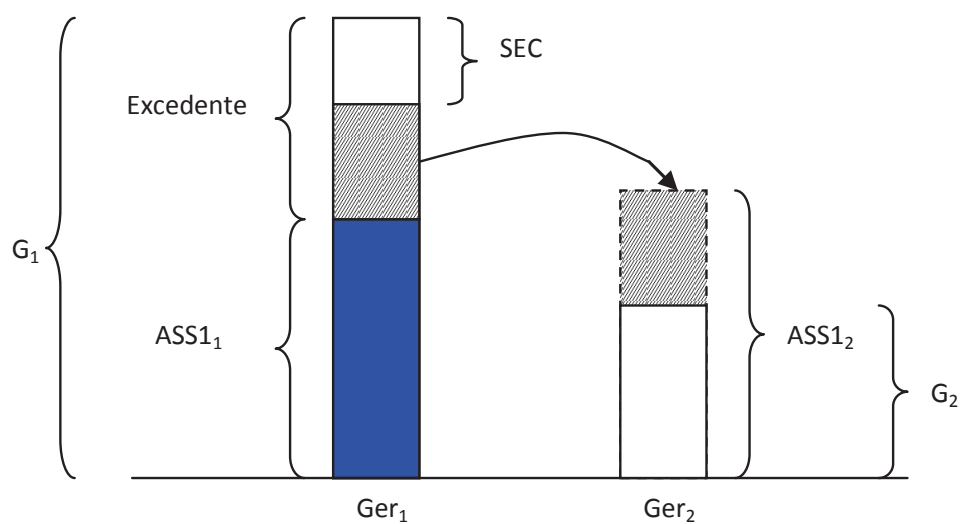
WEN, F. S.; DAVID, A. K. Optimally co-ordinated bidding strategies in energy and ancillary service markets. *Proceedings of Institution Electrical Engineers, Generation, Transmission and Distribution*, London, v. 149, n. 3, p. 331–339, may. 2002.

APÊNDICE A – MECANISMO DE REALOCAÇÃO DE ENERGIA

O Mecanismo de Realocação de Energia, (MRE), tem a finalidade de minimizar e compartilhar os riscos hidrológicos associados ao despacho centralizado e à otimização do Sistema Hidrotérmico realizada pelo ONS. Seu objetivo é assegurar que todas as usinas participantes do MRE recebam seus níveis de Energia Assegurada, independentemente de seus níveis reais de produção de energia, desde que a geração total do MRE não esteja abaixo do total da Energia Assegurada do Sistema. Em outras palavras, o MRE realoca a energia, transferindo o excedente daqueles que geraram além de suas Energias Asseguradas para aqueles que geraram abaixo (CCEE, 2007c).

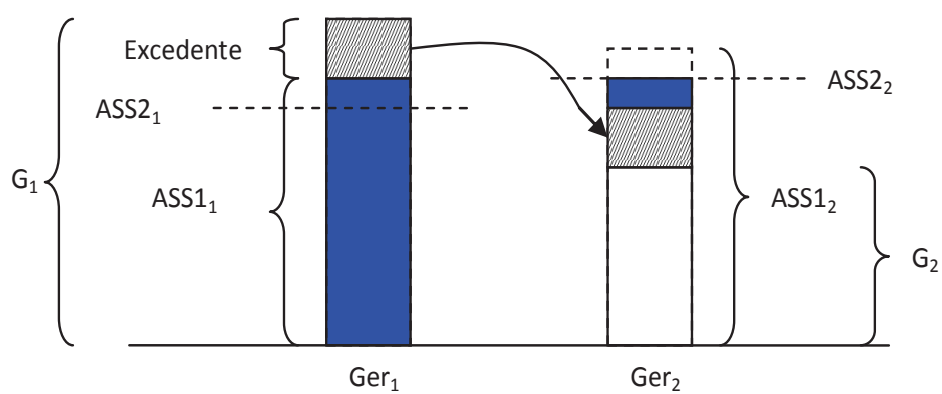
No sistema brasileiro, a energia assegurada, obtida por meio de simulações de operação, corresponde à máxima carga que pode ser suprida, a um risco pré-fixado (5%) de não atendimento da mesma (CCEE, 2007c). Essa energia assegurada é modulada para cada agente gerador, o qual utiliza essa informação para vender a produção nos leilões de longo prazo. Assim, grande parte da energia assegurada de cada agente está comprometida em contratos de longo prazo. Como foi indicado na Seção 4.1, as diferenças entre a geração contratada e a geração real, produzidas pela operação do dia a dia, são comercializadas no mercado de liquidação das diferenças. Essas diferenças são o resultado das restrições de operação, de aspectos econômicos como os custos operativos das usinas térmicas, das condições hidrológicas, etc. Uma das restrições operativas é o controle de frequência. Como qualquer mudança na geração implica o uso de reserva das unidades geradoras, observa-se que o MRE influencia a forma de valorização que deve ser atribuída aos diferentes tipos de reserva (VELASCO, 2004). Neste apêndice, apresenta-se uma versão simplificada e resumida do funcionamento do MRE. Os detalhes completos podem ser consultados em CCEE (2007c).

Para ilustrar o mecanismo de realocação de energia, serão consideradas as Figuras A.1 e A.2. Sejam G_1 e G_2 as gerações reais dos Geradores 1 e 2. Também, sejam $ASS1_1$ e $ASS1_2$ as energias asseguradas dos Geradores 1 e 2. Pode-se apresentar uma das seguintes situações:



$ASS1_i$: Energia assegurada do gerador i ; SEC: Energia secundária do sistema.

Figura A.1: MRE com $SEC > 0$.



$ASS2_i$: Energia assegurada redefinida do gerador i .

Figura A.2: MRE com $SEC = 0$.

1. $G_i > ASS1_i$. Existe excedente de produção do gerador i com respeito a sua energia assegurada.
2. $G_i < ASS1_i$. Existe déficit de produção do gerador i com respeito a sua energia assegurada.
3. $G_i = ASS1_i$.

No Caso 1, o gerador pode ceder energia para os geradores deficitários. No Caso 2, o gerador pode receber energia de geradores superavitários, e, no Caso 3, o gerador nem cede nem recebe energia. O objetivo do mecanismo de realocação é minimizar as diferenças entre a energia gerada e a energia contratada de todos os geradores participantes do MRE, ou seja,

$$\text{Min} \sum_{i \in MRE} |G_i - ASS1_i|. \quad (A.1)$$

Se a geração total de todos os agentes participantes do MRE supera a energia assegurada total,

$$\sum_{i \in MRE} G_i > \sum_{i \in MRE} ASS1_i \quad (A.2)$$

então é definida a energia sobrança por meio da Equação (A.3):

$$SEC = \sum_{i \in MRE} G_i - \sum_{i \in MRE} ASS1_i \quad (A.3)$$

sendo

SEC : superávit de produção do sistema ou energia secundária. Essa energia, se existir, também é realocada entre os geradores do sistema. Se (A.2) não é atendida, $SEC = 0$, isto é, não existe energia secundária ou superávit de produção no sistema.

Se $SEC > 0$, todos os geradores deficitários recebem a energia necessária para alcançar seu nível de energia assegurada. Na Figura A.1, é ilustrado que parte do superávit do Gerador 1 (bloco sombreado) é transferido para o gerador deficitário (Gerador 2). A energia secundária é realocada num processo posterior.

Se $SEC = 0$ (Figura A.2), os níveis de energia assegurada do sistema são redefinidos, através de um fator de ajuste GSF , e a energia é redistribuída para que todos os geradores alcancem os novos limites de energia assegurada $ASS2$:

$$GSF = \frac{\sum_{i \in MRE} G_i}{\sum_{i \in MRE} ASS1_i} \quad (A.4)$$

$$ASS2_i = ASS1_i \times GSF. \quad (A.5)$$

Se $SEC > 0$, o fator de ajuste é $GSF = 1$.

No caso em que $SEC = 0$, o superávit ou déficit de geração do gerador i é dado por:

$$ERM_i^{surp} = G_i - ASS2_i \quad (A.6)$$

e

$$ERM_i^{def} = ASS2_i - G_i. \quad (A.7)$$

O processo de realocação de energia é realizado primeiro dentro de cada submercado s do sistema brasileiro, sendo necessário, portanto, definir as seguintes grandezas:

$$Pot_s = \sum_{i \in MRE, \in s} ERM_i^{surp} \quad (A.8)$$

$$Deficit_s = \sum_{i \in MRE, \in s} ERM_i^{def}. \quad (A.9)$$

Os geradores que possuem superávit de geração com respeito a sua energia assegurada cedem sua energia, independente do submercado em que se encontram. Isto é denominado ajuste de primeiro estágio de alocação de energia:

$$EA_{1i} = -1 \times (ERM_i^{surp}) \quad (A.10)$$

Devido ao processo de realocação por submercados, um submercado s agora pode apresentar superávit ou déficit de geração, assim:

Se no submercado s , $Pot_s > Deficit_s$ então define-se um valor de excedente de energia nesse submercado:

$$Pot1_s = Pot_s - Deficit_s, \quad (A.11)$$

e os geradores deficitários deste submercado recebem precisamente seu déficit de energia redefinido, processo denominado ajuste de segundo estágio de alocação de energia:

$$EA_{2i} = ERM_i^{def}. \quad (A.12)$$

Se no submercado s , $Pot_s < Deficit_s$, então não existe superávit líquido de geração:

$$Pot1_s = 0, \quad (A.13)$$

e o superávit líquido de geração deste submercado é distribuído para compensar o déficit líquido de geração de forma proporcional ao déficit de cada gerador (processo de ajuste de energia de segundo estágio):

$$EA_{2i} = Pot \times \left(\frac{ERM_i^{def}}{\sum_{i \in MRE} ERM_i^{def}} \right). \quad (A.14)$$

O déficit do gerador i após a alocação de energia de segundo estágio é:

$$Deficit1_i = ERM_i^{def} - EA_{2i}. \quad (A.15)$$

Finalmente, os submercados com superávit líquido de geração podem doar seu excedente de energia para os geradores deficitários dos outros submercados, num processo denominado ajuste de energia de terceiro estágio; assim, a energia de terceiro estágio doada pelo mercado l ao gerador deficitário i é:

$$EA_{3i} = Deficit1_i \times \left(\frac{Pot1_l}{\sum_s Pot1_s} \right). \quad (A.16)$$

O processo de alocação de energia secundária segue exatamente os mesmos princípios de alocação de energia primária, e a liquidação entre os agentes, está baseada na tarifa do MRE, a qual foi estabelecida em 7,77 R\$/MWh, com vigência a partir de primeiro de Janeiro de 2008 (ANEEL, 2007b).

APÊNDICE B – DADOS DOS TESTES REALIZADOS

B.1 Dados da usina hidrelétrica de Ilha Solteira

Nas Figuras B.1 e B.2 mostram-se as curvas colina para os as unidades geradoras G1 a G4 e G5 a G20, em função da queda líquida do reservatório h_l e da potência de saída de cada unidade. As curvas são válidas apenas na faixa de valores ilustrada, ou seja, fora desses limites de operação, não há disponibilidade de dados de eficiência do conjunto turbina-gerador, η_{eq} . Além disso, de acordo com a Tabela 5.2 do Capítulo 5, as curvas dos subgrupos gr_2 e gr_3 são as mesmas.

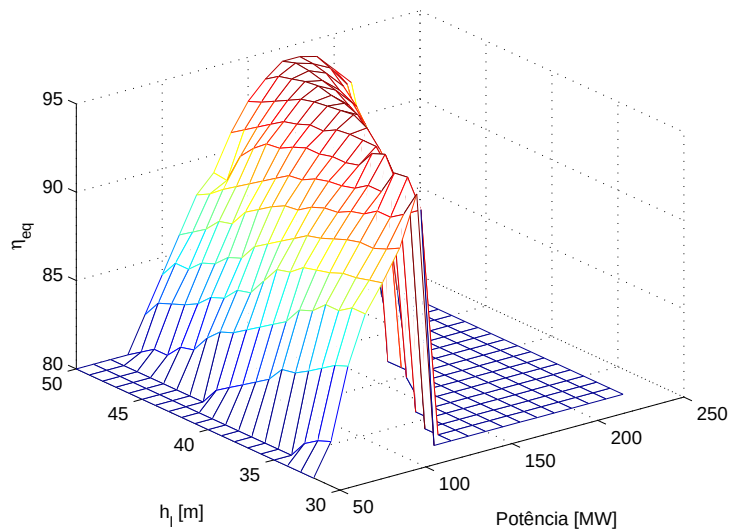


Figura B.1: Curva colina dos grupos G1 a G4

Nas Figuras B.3 e B.4 mostram-se os ajustes da função de produção de cada subgrupo, as quais foram obtidas a partir das curvas colina ilustradas anteriormente e da Equação (5.22). Todos os ajustes foram calculados utilizando uma função polinomial de grau 7. As curvas de produção ilustradas na Figura B.3 são válidas na faixa de valores de $[200, 600] \text{ m}^3/\text{s}$ e $[32, 50] \text{ m}$,

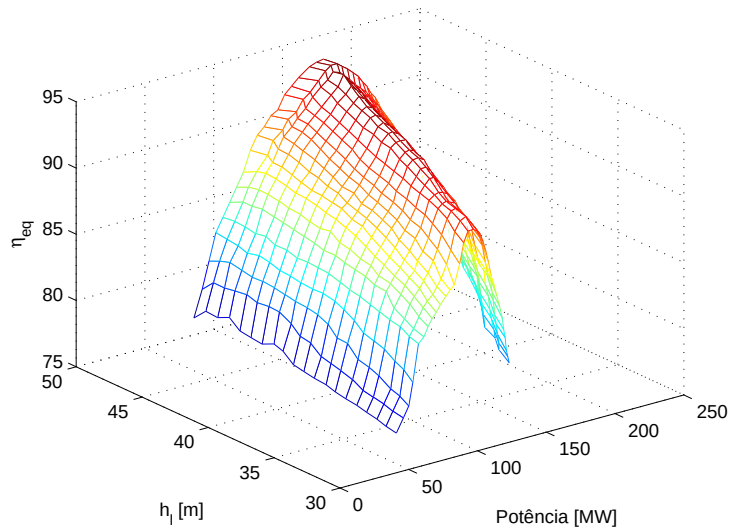


Figura B.2: Curva colina dos grupos G5 a G20

enquanto as curvas de produção ilustradas na Figura B.4 são válidas na faixa de valores de $[160, 510] \text{ m}^3/\text{s}$ e $[30, 49] \text{ m}$.

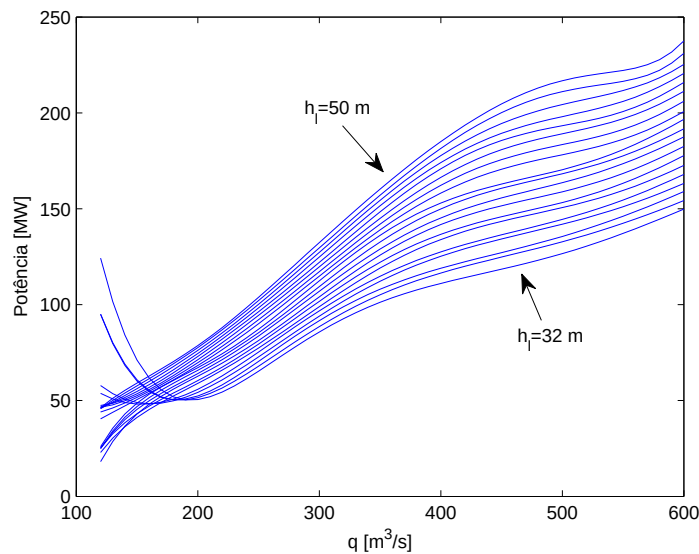


Figura B.3: Função de produção dos grupos G1 a G4

Os dados de geração real, em 2006, de cada unidade geradora dentro da usina são apresentados nas Tabelas B.1, B.2 e B.3, as quais, por razões de espaço, ilustram apenas três dias típicos de operação. Nessas tabelas, também é ilustrado o fator de produção equivalente da usina, para cada hora programada. Seguidamente, nas Tabelas B.4, B.5 e B.6, mostram-se os dados de geração real e verificada totais da usina, para o mesmo grupo de dias considerados anteriormente.

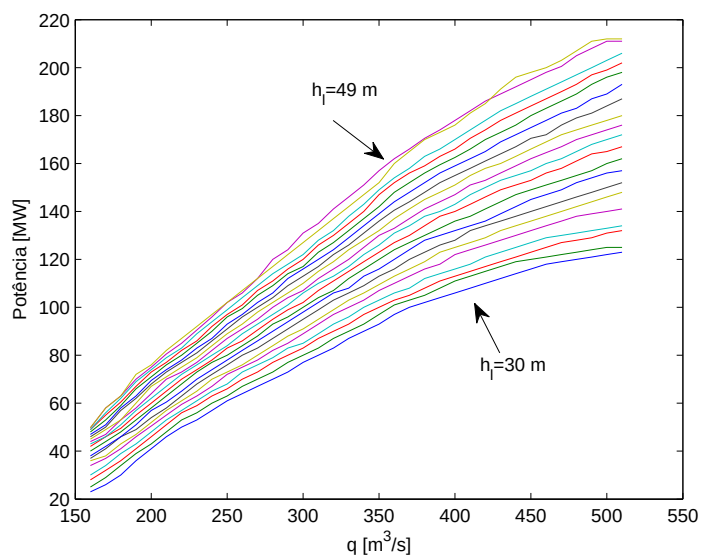


Figura B.4: Função de produção dos grupos G5 a G20

Tabela B.1: Geração verificada em MW e fator de produção do dia 28/01/2006.

HORA	UG-01	UG-02	UG-03	UG-04	UG-05	UG-06	UG-07	UG-08	UG-09	UG-10	
01	122	122	121	121	103	104	104	104	102	104	...
02	122	123	36	120	106	34	35	106	101	101	...
03	121	121	CO	120	99	CO	CO	98	98	98	...
04	121	121	CO	121	90	CO	CO	95	95	95	...
05	120	120	CO	120	93	CO	CO	91	91	91	...
06	121	123	CO	122	90	CO	CO	94	90	97	...
07	128	127	CO	126	121	CO	CO	122	120	122	...
08	131	129	134	126	124	54	56	125	126	126	...
09	123	122	120	121	112	112	112	112	111	112	...
10	137	138	140	140	150	153	152	152	152	153	...
11	165	168	169	167	136	137	137	136	135	137	...
12	165	169	168	165	124	118	118	118	117	119	...
13	162	168	167	167	97	98	98	98	96	98	...
14	166	165	165	166	108	114	113	113	113	114	...
15	165	167	155	166	111	112	112	112	110	112	...
16	166	168	155	170	100	100	100	100	100	100	...
17	165	170	160	170	110	100	100	100	98	100	...
18	165	170	160	170	110	105	103	104	102	105	...
19	143	143	138	142	113	115	115	113	92	94	...
20	162	170	160	162	130	145	145	142	97	96	...
21	128	128	126	126	118	118	119	118	103	105	...
22	125	125	123	123	124	127	122	123	100	102	...
23	145	145	143	144	117	116	115	116	125	125	...
24	137	120	145	120	98	103	103	103	110	115	...

HORA	UG-11	UG-12	UG-13	UG-14	UG-15	UG-16	UG-17	UG-18	UG-19	UG-20	fp
01	131	AIO	104	104	104	105	105	106	105	106	0,377

Continua ...

Tabela B.1: Geração verificada em MW e fator de produção do dia 28/01/2006.

HORA	UG-01	UG-02	UG-03	UG-04	UG-05	UG-06	UG-07	UG-08	UG-09	UG-10	
02	135	AIO	105	37	42	105	106	52	105	45	0,356
03	131	AIO	98	CO	CO	98	98	CO	98	CO	0,372
04	97	AIO	95	CO	CO	95	95	CO	95	CO	0,371
05	AIO	AIO	95	CO	CO	95	96	CO	95	CO	0,370
06	AIO	AIO	90	CO	CO	90	92	CO	90	CO	0,370
07	AIO	AIO	122	CO	CO	123	122	CO	125	CO	0,386
08	AIO	AIO	127	30	32	120	124	44	131	39	0,367
09	AIO	AIO	112	112	112	113	114	114	115	115	0,382
10	AIO	AIO	145	145	147	158	159	154	153	150	0,378
11	AIO	AIO	137	138	138	137	138	139	139	139	0,377
12	AIO	AIO	128	126	92	116	118	119	124	124	0,378
13	AIO	AIO	98	97	97	97	98	99	99	99	0,371
14	AIO	AIO	112	114	114	120	117	120	113	117	0,378
15	AIO	AIO	111	111	111	112	113	114	113	124	0,381
16	AIO	AIO	100	100	101	98	103	103	106	120	0,373
17	AIO	AIO	100	99	100	99	101	101	101	115	0,373
18	AIO	AIO	103	101	104	103	103	105	105	120	0,374
19	AIO	AIO	94	94	94	103	94	95	95	105	0,374
20	AIO	AIO	97	96	100	95	95	95	95	105	0,379
21	AIO	AIO	104	104	105	103	105	106	105	116	0,377
22	AIO	AIO	104	104	104	92	101	101	101	116	0,378
23	AIO	AIO	127	127	128	128	129	129	130	130	0,386
24	AIO	AIO	109	110	AIO	110	110	110	111	112	0,378

Fonte: CESP.

Notas: CO: Conveniência operativa; AIO: Máquina à disposição de manutenção.

0 – 79 MVA: Faixa restritiva de trabalho; 80 – 124 MVA: Faixa aceitável de trabalho.

125 – 176 MVA: Faixa ótima de trabalho.

Tabela B.2: Geração verificada em MW e fator de produção do dia 31/05/2006.

HORA	UG-01	UG-02	UG-03	UG-04	UG-05	UG-06	UG-07	UG-08	UG-09	UG-10	
01	125	124	CO	123	116	116	116	116	115	116	...
02	127	127	CO	128	119	CO	5	6	119	117	...
03	125	125	CO	125	100	CO	CO	CO	98	99	...
04	132	132	CO	132	132	CO	CO	CO	134	138	...
05	123	122	CO	122	102	CO	CO	CO	103	104	...
06	142	140	CO	140	117	CO	CO	CO	138	141	...
07	133	132	122	132	131	120	CO	118	130	130	...
08	148	152	152	153	148	149	85	149	150	150	...
09	150	149	149	149	150	151	152	150	149	152	...
10	144	142	142	140	144	143	144	135	144	143	...
11	144	145	142	142	143	143	143	143	141	144	...
12	147	144	146	146	147	146	146	144	144	148	...
13	142	142	141	141	142	143	143	142	154	145	...

Continua ...

Tabela B.2: Geração verificada em MW e fator de produção do dia 31/05/2006.

HORA	UG-01	UG-02	UG-03	UG-04	UG-05	UG-06	UG-07	UG-08	UG-09	UG-10	
14	135	134	136	136	137	132	137	140	137	138	...
15	158	160	158	158	159	160	159	159	160	160	...
16	160	163	162	161	160	162	165	162	160	160	...
17	125	124	124	123	121	120	120	120	115	120	...
18	135	132	130	132	125	120	125	125	120	125	...
19	132	131	132	132	129	130	130	130	130	130	...
20	125	123	121	120	109	110	110	110	110	110	...
21	140	143	141	142	140	140	140	140	140	140	...
22	145	145	145	144	146	145	145	140	135	145	...
23	131	130	130	130	121	121	122	122	119	120	...
24	123	123	122	122	115	119	117	118	113	116	...

HORA	UG-11	UG-12	UG-13	UG-14	UG-15	UG-16	UG-17	UG-18	UG-19	UG-20	fp
01	132	117	CO	CO	117	116	117	117	AIO	119	0,398
02	132	121	CO	CO	19	120	120	118	AIO	120	0,382
03	132	101	CO	CO	CO	99	101	101	AIO	101	0,389
04	132	133	CO	CO	CO	133	134	136	AIO	136	0,404
05	131	104	CO	CO	CO	103	104	105	AIO	105	0,390
06	145	132	CO	CO	CO	143	143	143	AIO	144	0,406
07	145	132	106	100	CO	134	134	134	AIO	135	0,401
08	145	150	150	150	80	145	152	153	AIO	159	0,397
09	152	152	150	150	150	150	151	153	AIO	152	0,402
10	162	161	143	144	142	149	144	143	AIO	137	0,399
11	144	144	144	144	145	143	144	145	AIO	146	0,399
12	144	140	140	140	140	146	147	149	AIO	149	0,401
13	144	144	143	143	147	143	144	144	AIO	145	0,408
14	143	138	139	140	150	140	140	140	AIO	141	0,399
15	161	160	159	159	162	160	160	161	AIO	162	0,394
16	166	172	163	164	166	163	166	166	AIO	167	0,394
17	131	121	122	122	123	120	120	121	AIO	121	0,391
18	142	126	125	125	122	130	128	128	AIO	129	0,394
19	135	130	130	130	130	130	130	130	AIO	130	0,402
20	130	110	110	110	110	110	110	110	AIO	110	0,392
21	148	140	140	140	142	136	138	140	AIO	142	0,407
22	150	144	147	143	149	144	147	146	AIO	145	0,400
23	143	121	120	120	125	119	120	132	AIO	129	0,399
24	130	120	115	120	115	119	124	118	AIO	120	0,395

Fonte: CESP.

Notas: CO: Conveniência operativa; AIO: Máquina à disposição de manutenção.

0 – 79 MVA: Faixa restritiva de trabalho; 80 – 124 MVA: Faixa aceitável de trabalho.

125 – 176 MVA: Faixa ótima de trabalho.

Tabela B.3: Geração verificada em MW e fator de produção do dia 13/11/2006.

HORA	UG-01	UG-02	UG-03	UG-04	UG-05	UG-06	UG-07	UG-08	UG-09	UG-10	
01	130	130	CO	CO	98	CO	98	98	97	CO	...
02	130	130	CO	CO	98	CO	90	90	90	CO	...
03	130	130	CO	CO	100	CO	100	100	100	CO	...
04	130	130	CO	CO	105	CO	105	105	105	CO	...
05	131	130	CO	CO	121	CO	123	123	123	CO	...
06	140	133	CO	CO	130	CO	150	150	150	CO	...
07	130	129	69	62	107	AIO	107	107	107	37	...
08	135	132	131	131	132	AIO	117	115	113	120	...
09	150	149	151	150	148	AIO	148	146	146	146	...
10	161	162	159	161	160	AIO	160	161	160	160	...
11	132	134	130	124	163	AIO	164	162	163	163	...
12	130	133	130	126	160	AIO	160	160	155	160	...
13	133	131	131	127	120	AIO	120	120	118	121	...
14	127	125	120	127	120	AIO	127	123	125	126	...
15	144	142	142	141	132	AIO	132	132	131	132	...
16	133	125	125	129	140	AIO	143	144	143	146	...
17	133	132	132	132	162	AIO	163	161	163	163	...
18	165	165	165	168	153	AIO	153	151	148	152	...
19	135	134	135	134	121	AIO	120	120	120	120	...
20	138	137	140	136	129	AIO	129	129	129	128	...
21	152	64	151	150	156	AIO	156	156	157	157	...
22	145	AIO	137	139	144	AIO	154	151	154	155	...
23	145	AIO	142	146	134	AIO	135	134	133	135	...
24	132	AIO	136	107	118	AIO	110	113	110	112	...

HORA	UG-11	UG-12	UG-13	UG-14	UG-15	UG-16	UG-17	UG-18	UG-19	UG-20	fp
01	130	98	CO	98	CO	CO	100	99	100	CO	0,372
02	130	100	CO	97	CO	CO	103	102	102	CO	0,374
03	130	102	CO	101	CO	CO	100	100	100	CO	0,376
04	130	108	CO	105	CO	CO	105	105	105	CO	0,377
05	130	123	CO	122	CO	CO	128	124	124	CO	0,383
06	145	138	CO	135	CO	CO	139	142	156	CO	0,390
07	135	109	AIO	108	AIO	31	108	110	110	27	0,365
08	138	127	AIO	131	AIO	126	127	128	115	128	0,386
09	163	157	AIO	15	AIO	146	149	147	149	147	0,387
10	162	153	AIO	AIO	AIO	164	162	165	162	164	0,371
11	160	164	AIO	AIO	AIO	163	166	165	165	165	0,368
12	145	160	AIO	AIO	AIO	160	164	165	165	165	0,372
13	158	122	120	AIO	122	123	123	123	123	123	0,383
14	169	126	126	AIO	124	120	120	120	120	120	0,384
15	153	134	133	AIO	135	135	135	134	135	135	0,390
16	142	142	141	AIO	143	142	141	136	142	141	0,382
17	143	162	159	AIO	163	164	165	163	165	163	0,369
18	140	148	150	AIO	153	150	150	154	151	152	0,373
19	139	122	122	AIO	123	121	121	123	123	123	0,384
20	137	132	132	AIO	134	123	130	124	130	126	0,379
21	153	157	155	AIO	158	157	158	162	159	158	0,385
22	158	150	151	AIO	152	156	155	170	162	163	0,375

Continua ...

Tabela B.3: Geração verificada em MW e fator de produção do dia 13/11/2006.

HORA	UG-01	UG-02	UG-03	UG-04	UG-05	UG-06	UG-07	UG-08	UG-09	UG-10	
23	146	137	135	AIO	136	137	135	136	136	136	0,391
24	154	113	115	AIO	103	115	113	117	112	110	0,380

Fonte: CESP.

CO: Conveniência operativa; AIO: Máquina à disposição de manutenção.

0 – 79 MVA: Faixa restritiva de trabalho; 80 – 124 MVA: Faixa aceitável de trabalho.

125 – 176 MVA: Faixa ótima de trabalho.

Tabela B.4: Geração programada e verificada total do dia 28/01/2006.

DATA	HORA	E_p [MW]	E_v [MW]
20060128	01:00	2600	2077
20060128	02:00	1800	1616
20060128	03:00	1400	1278
20060128	04:00	1400	1215
20060128	05:00	1400	1107
20060128	06:00	1400	1099
20060128	07:00	1400	1358
20060128	08:00	1900	1778
20060128	09:00	2000	2064
20060128	10:00	2500	2678
20060128	11:00	2500	2592
20060128	12:00	2400	2328
20060128	13:00	2000	2033
20060128	14:00	2100	2264
20060128	15:00	2100	2231
20060128	16:00	2000	2090
20060128	17:00	2000	2089
20060128	18:00	2000	2138
20060128	19:00	2000	1982
20060128	20:00	2350	2187
20060128	21:00	2650	2037
20060128	22:00	2650	2017
20060128	23:00	2650	2319
20060128	24:00	2650	1926

Fonte: CESP.

B.2 Dados da CCEE

Os dados apresentados nesta seção foram obtidos do histórico de dados da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, os quais se encontram disponíveis na página *web* da empresa¹. Por razões de espaço, são ilustrados os patamares de carga apenas para dois dias do mês de maio de 2006 (Tabela B.7). Também, na Tabela B.8, mostram-se os valores semanais do PLD no sistema sudeste por patamar de carga para todo o ano. Finalmente, na Tabela B.9, mostram-se os recebimentos e os pagamentos mensais da CESP, em milhões de reais, no mecanismo de realocação de energia e no mercado de curto prazo.

¹<http://www.ccee.org.br/>

Tabela B.5: Geração programada e verificada total do dia 31/05/2006.

DATA	HORA	E_p [MWh]	E_v [MWh]
20060531	01:00	1600	1902
20060531	02:00	1200	1498
20060531	03:00	1200	1307
20060531	04:00	1200	1604
20060531	05:00	1200	1328
20060531	06:00	1400	1668
20060531	07:00	1700	2168
20060531	08:00	2500	2720
20060531	09:00	2700	2861
20060531	10:00	2700	2746
20060531	11:00	2700	2729
20060531	12:00	2700	2753
20060531	13:00	2700	2732
20060531	14:00	2700	2633
20060531	15:00	2700	3035
20060531	16:00	2700	3108
20060531	17:00	2700	2313
20060531	18:00	2000	2424
20060531	19:00	2500	2481
20060531	20:00	2500	2158
20060531	21:00	2500	2672
20060531	22:00	2500	2750
20060531	23:00	2500	2375
20060531	24:00	2500	2269

Fonte: CESP.

Tabela B.6: Geração programada e verificada total do dia 13/11/2006.

DATA	HORA	E_p [MWh]	E_v [MWh]
20061113	01:00	1250	1276
20061113	02:00	1100	1262
20061113	03:00	1100	1293
20061113	04:00	1100	1338
20061113	05:00	1100	1502
20061113	06:00	1100	1708
20061113	07:00	1200	1593
20061113	08:00	2150	2146
20061113	09:00	2500	2407
20061113	10:00	2550	2576
20061113	11:00	2800	2483
20061113	12:00	2800	2438
20061113	13:00	2800	2258
20061113	14:00	2800	2265
20061113	15:00	2800	2457
20061113	16:00	2800	2498
20061113	17:00	2800	2788
20061113	18:00	2800	2768
20061113	19:00	2650	2256
20061113	20:00	2800	2363
20061113	21:00	2800	2716
20061113	22:00	2800	2596
20061113	23:00	2800	2338
20061113	24:00	2650	1990

Fonte: CESP.

Tabela B.7: Patamares de carga dos dias 2 e 3 de maio.

DATA	HORA	PATAMAR	DATA	HORA	PATAMAR
02/05/2006	01:00	LEVE	03/05/2006	01:00	LEVE
02/05/2006	02:00	LEVE	03/05/2006	02:00	LEVE
02/05/2006	03:00	LEVE	03/05/2006	03:00	LEVE
02/05/2006	04:00	LEVE	03/05/2006	04:00	LEVE
02/05/2006	05:00	LEVE	03/05/2006	05:00	LEVE
02/05/2006	06:00	LEVE	03/05/2006	06:00	LEVE
02/05/2006	07:00	LEVE	03/05/2006	07:00	LEVE
02/05/2006	08:00	MEDIO	03/05/2006	08:00	MEDIO
02/05/2006	09:00	MEDIO	03/05/2006	09:00	MEDIO
02/05/2006	10:00	MEDIO	03/05/2006	10:00	MEDIO
02/05/2006	11:00	MEDIO	03/05/2006	11:00	MEDIO
02/05/2006	12:00	MEDIO	03/05/2006	12:00	MEDIO
02/05/2006	13:00	MEDIO	03/05/2006	13:00	MEDIO
02/05/2006	14:00	MEDIO	03/05/2006	14:00	MEDIO
02/05/2006	15:00	MEDIO	03/05/2006	15:00	MEDIO
02/05/2006	16:00	MEDIO	03/05/2006	16:00	MEDIO
02/05/2006	17:00	MEDIO	03/05/2006	17:00	MEDIO
02/05/2006	18:00	MEDIO	03/05/2006	18:00	MEDIO
02/05/2006	19:00	PESADO	03/05/2006	19:00	PESADO
02/05/2006	20:00	PESADO	03/05/2006	20:00	PESADO
02/05/2006	21:00	PESADO	03/05/2006	21:00	PESADO
02/05/2006	22:00	MEDIO	03/05/2006	22:00	MEDIO
02/05/2006	23:00	MEDIO	03/05/2006	23:00	MEDIO
02/05/2006	24:00	MEDIO	03/05/2006	24:00	MEDIO

Fonte: CCEE.

Tabela B.8: PLD semanal por patamar de carga do sistema sudeste.

ANO	MÊS	SEMANA	INÍCIO	FIM	PESADO SE	MÉDIO SE	LEVE SE
2006	1	1	31/12/2005	06/01/2006	16,92	16,92	16,92
2006	1	2	07/01/2006	13/01/2006	16,92	16,92	16,92
2006	1	3	14/01/2006	20/01/2006	16,92	16,92	16,92
2006	1	4	21/01/2006	27/01/2006	40,46	40,46	38,35
2006	2	1	28/01/2006	03/02/2006	68,78	68,78	66,75
2006	2	2	04/02/2006	10/02/2006	62,84	62,72	57,13
2006	2	3	11/02/2006	17/02/2006	86,64	86,54	82,97
2006	2	4	18/02/2006	24/02/2006	37,78	36,54	33,04
2006	3	1	25/02/2006	03/03/2006	40	38,93	36,78
2006	3	2	04/03/2006	10/03/2006	40,6	40,02	37,85
2006	3	3	11/03/2006	17/03/2006	16,92	16,92	16,92
2006	3	4	18/03/2006	24/03/2006	16,92	16,92	16,92
2006	3	5	25/03/2006	31/03/2006	39,35	38,12	34,37
2006	4	1	01/04/2006	07/04/2006	24,21	23,91	22,46
2006	4	2	08/04/2006	14/04/2006	22,14	21,81	20,78
2006	4	3	15/04/2006	21/04/2006	18,02	17,55	17,06
2006	4	4	22/04/2006	28/04/2006	16,92	16,92	16,92
2006	5	1	29/04/2006	05/05/2006	37,52	36,64	35,76
2006	5	2	06/05/2006	12/05/2006	50,04	49,06	48,9
2006	5	3	13/05/2006	19/05/2006	57,27	56,47	55,75
2006	5	4	20/05/2006	26/05/2006	56,42	55,71	55,29
2006	6	1	27/05/2006	02/06/2006	60,32	60,21	59,6
2006	6	2	03/06/2006	09/06/2006	63,09	61,98	61,31
2006	6	3	10/06/2006	16/06/2006	65,44	64,73	64,5
2006	6	4	17/06/2006	23/06/2006	75,23	74,18	73,91

Continua ...

Tabela B.8: PLD semanal por patamar de carga do sistema sudeste.

ANO	MÊS	SEMANA	INICIO	FIM	PESADO SE	MÉDIO SE	LEVE SE
2006	6	5	24/06/2006	30/06/2006	75,36	73,62	71,6
2006	7	1	01/07/2006	07/07/2006	93,9	93,9	90,66
2006	7	2	08/07/2006	14/07/2006	89,97	89,05	86,34
2006	7	3	15/07/2006	21/07/2006	86,57	85,44	85,07
2006	7	4	22/07/2006	28/07/2006	92,65	91,49	90,49
2006	8	1	29/07/2006	04/08/2006	108,13	105,77	103,63
2006	8	2	05/08/2006	11/08/2006	101,83	100,43	98,44
2006	8	3	12/08/2006	18/08/2006	103,35	100,03	96,45
2006	8	4	19/08/2006	25/08/2006	102,42	97,68	94,53
2006	9	1	26/08/2006	01/09/2006	129,69	127,33	125,24
2006	9	2	02/09/2006	08/09/2006	128,18	124,67	123,42
2006	9	3	09/09/2006	15/09/2006	120,75	116,72	115,5
2006	9	4	16/09/2006	22/09/2006	131,59	128,09	123,32
2006	9	5	23/09/2006	29/09/2006	132,63	129,81	127,89
2006	10	1	30/09/2006	06/10/2006	110,38	108,98	105,57
2006	10	2	07/10/2006	13/10/2006	115,24	113,89	112,73
2006	10	3	14/10/2006	20/10/2006	82,89	82,18	81,51
2006	10	4	21/10/2006	27/10/2006	82,37	81,53	80,71
2006	11	1	28/10/2006	03/11/2006	70,68	70,22	69,65
2006	11	2	04/11/2006	10/11/2006	94,81	94,81	94,81
2006	11	3	11/11/2006	17/11/2006	68,99	68,65	68,65
2006	11	4	18/11/2006	24/11/2006	79,56	79,56	79,27
2006	11	5	25/11/2006	01/12/2006	86,09	85,75	85,75
2006	12	1	02/12/2006	08/12/2006	79,07	79,07	79,07
2006	12	2	09/12/2006	15/12/2006	71,1	70,35	69,47
2006	12	3	16/12/2006	22/12/2006	53,09	53,09	50,36
2006	12	4	23/12/2006	29/12/2006	37,55	36,73	35,89

Fonte: CCEE.

Tabela B.9: Recebimento/Pagamento da CESP em 2006.

MÊS	LIQ. NO MRE [10^6 (R\$)]	LIQ. NO MLD [10^6 (R\$)]
Janeiro	75.489	-0.3753
Fevereiro	54.501	-0.3226
Março	64.540	-0.2554
Abril	72.903	0.0169
Mai	51.950	0.5585
Junho	71.141	15.216
Julho	45.043	0.9546
Agosto	58.790	0.7313
Setembro	40.692	0.1456
Outubro	18.652	12.653
Novembro	17.685	17.249
Dezembro	25.785	15.622

Fonte: CESP.

Nota: LIQ: Liquidação.

B.3 Dados do subsistema sudeste brasileiro

Como ilustrado na Tabela 4.2 do Capítulo 4, o subsistema sudeste brasileiro apresenta o maior nível de geração e de consumo do país. Uma grande parte das usinas hidrelétricas do sistema interconectado se encontram localizadas nessa região, e os maiores centros de consumo estão principalmente nas cidades de São Paulo e Rio de Janeiro. A seguir, são apresentadas as características da rede elétrica e hidráulica, assim como as condições operativas utilizadas nas simulações do Capítulo 6.

B.3.1 Rede elétrica

A rede elétrica do sistema sudeste brasileiro que se ilustra na Figura B.5, foi representada através do sistema reduzido de alta tensão, com 180 linhas e 79 barras. Na Tabela B.10 apresentam-se os dados das linhas indicando, nó de envio, nó de recibo, número de circuitos por trecho (NC), capacidade máxima, reatância e resistência em por unidade.

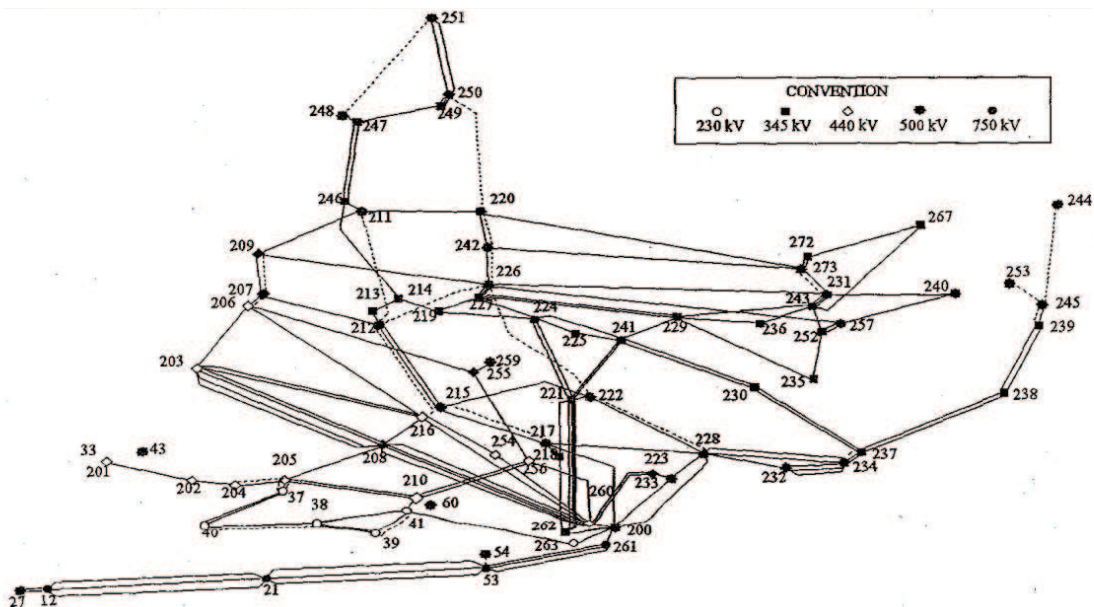


Figura B.5: Rede reduzida do sistema sudeste brasileiro
Fonte: (PSR, 2007).

Tabela B.10: Dados da rede elétrica do sistema sudeste.

No.	ENV	REC	NC	MVAmax	X [pu]	R [pu]	No.	ENV	REC	NC	MVAmax	X [pu]	R [pu]
1	12	21	1	2200	0,0091	0,0007	91	228	232	1	1200	0,0151	0,0009
2	12	21	2	2200	0,0091	0,0007	92	228	233	1	1200	0,0121	0,0007

Continua ...

Tabela B.10: Dados da rede elétrica do sistema sudeste.

No.	ENV	REC	NC	MVAmax	X [pu]	R [pu]	No.	ENV	REC	NC	MVAmax	X [pu]	R [pu]
3	12	21	3	2200	0,0091	0,0007	93	228	234	1	1350	0,0255	0,0015
4	12	27	1	1650	0,0034	0	94	228	234	2	1350	0,0255	0,0015
5	12	27	2	1650	0,0034	0	95	229	235	1	600	0,0724	0,0065
6	12	27	3	1650	0,0034	0	96	229	236	1	600	0,0329	0,003
7	12	27	4	1650	0,0034	0	97	229	241	1	600	0,02	0,0018
8	21	53	1	2200	0,0078	0,0006	98	229	243	1	600	0,0674	0,0061
9	21	53	2	2200	0,0078	0,0006	99	230	237	1	600	0,0621	0,0056
10	21	53	3	2200	0,0078	0,0006	100	230	237	2	600	0,0621	0,0056
11	37	40	1	200	0,0492	0,0087	101	230	241	1	600	0,0624	0,0056
12	37	40	2	200	0,0492	0,0087	102	230	241	2	600	0,0624	0,0056
13	37	205	1	150	0,0667	0	103	231	240	1	1200	0,0252	0,0015
14	37	205	2	150	0,0667	0	104	231	243	1	400	0,0225	0
15	38	39	1	200	0,053	0,0094	105	231	243	2	400	0,0225	0
16	38	39	2	200	0,053	0,0094	106	231	243	3	400	0,0225	0
17	38	40	1	200	0,0337	0,0059	107	231	273	1	1200	0,0303	0,0018
18	38	41	1	200	0,132	0,0233	108	232	234	1	1200	0,0172	0,001
19	39	41	1	200	0,0848	0,015	109	232	234	2	1200	0,0172	0,001
20	200	217	1	1200	0,0147	0,0009	110	232	234	3	1200	0,0172	0,001
21	200	228	1	1200	0,0247	0,0015	111	233	223	1	900	0,0111	0
22	200	233	1	1200	0,0141	0,0008	112	234	237	1	560	0,0214	0
23	200	260	1	9999	0,0002	0	113	234	237	2	560	0,0214	0
24	200	261	1	9999	0,0002	0	114	235	252	1	600	0,0217	0,0022
25	200	262	1	9999	0,0002	0	115	236	243	1	600	0,038	0,0034
26	200	263	1	9999	0,0002	0	116	237	238	1	600	0,0865	0,0087
27	201	33	1	1100	0,0034	0,0003	117	237	238	2	600	0,0865	0,0087
28	201	202	1	1100	0,0185	0,0014	118	238	239	1	600	0,0743	0,0074
29	201	202	2	1100	0,0185	0,0014	119	238	239	2	600	0,0743	0,0074
30	202	203	1	1100	0,037	0,0029	120	240	257	1	1200	0,0224	0,0013
31	202	204	1	1100	0,0134	0,001	121	242	273	1	1200	0,0269	0,0019
32	202	205	1	1100	0,0307	0,0024	122	243	252	1	600	0,0395	0,004
33	203	206	1	1100	0,0245	0,0019	123	243	267	1	600	0,0681	0,0061
34	203	208	1	1100	0,0512	0,004	124	245	239	1	560	0,0214	0
35	203	208	2	1100	0,0512	0,004	125	246	247	1	600	0,0605	0,0061
36	203	208	3	1100	0,0512	0,004	126	246	247	2	600	0,0605	0,0061
37	203	208	4	1100	0,0512	0,004	127	247	249	1	600	0,0562	0,0056
38	203	216	1	1100	0,0621	0,0048	128	247	249	2	600	0,0562	0,0056
39	203	216	2	1100	0,0621	0,0048	129	249	250	1	560	0,0562	0,0056
40	204	205	1	1100	0,0178	0,0014	130	249	250	2	560	0,0214	0
41	205	208	1	1100	0,023	0,0018	131	249	250	3	560	0,0214	0
42	205	210	1	1100	0,0353	0,0028	132	250	251	1	1300	0,0214	0
43	205	210	2	1100	0,0353	0,0028	133	250	251	2	1300	0,0236	0,0028
44	206	216	1	1100	0,0546	0,0042	134	255	256	1	1100	0,0236	0,0028
45	206	255	1	1100	0,0532	0,0041	135	257	252	1	400	0,0408	0,0032
46	207	206	1	750	0,0133	0	136	257	252	2	400	0,0225	0
47	207	209	1	1200	0,0147	0,0009	137	260	208	1	1100	0,0225	0
48	207	212	1	1200	0,021	0,0012	138	260	208	2	1100	0,0398	0,0031
49	208	216	1	1100	0,0175	0,0014	139	260	208	3	1100	0,0398	0,0031
50	209	211	1	1200	0,0247	0,0015	140	260	208	4	1100	0,0398	0,0031
51	209	226	1	1200	0,0521	0,0031	141	260	216	1	1100	0,0398	0,0031

Continua ...

Tabela B.10: Dados da rede elétrica do sistema sudeste.

No.	ENV	REC	NC	MVAmax	X [pu]	R [pu]	No.	ENV	REC	NC	MVAmax	X [pu]	R [pu]
52	210	256	1	1100	0,0171	0,0013	142	260	223	1	1100	0,0492	0,0039
53	210	256	2	1100	0,0171	0,0013	143	260	223	2	1100	0,0244	0,0019
54	211	220	1	1200	0,0216	0,0013	144	260	254	1	1100	0,0244	0,0019
55	211	246	1	560	0,0214	0	145	260	256	1	1100	0,0269	0,0021
56	212	213	1	560	0,0214	0	146	261	53	1	2200	0,0252	0,002
57	212	215	1	1200	0,031	0,0018	147	261	53	2	2200	0,0092	0,0007
58	212	215	2	1200	0,031	0,0018	148	261	53	3	2200	0,0092	0,0007
59	213	214	1	600	0,0245	0,0022	149	262	218	1	600	0,0092	0,0007
60	214	219	1	600	0,0138	0,0012	150	262	221	1	600	0,0658	0,0066
61	214	246	1	600	0,0627	0,0057	151	262	221	2	600	0,0658	0,0066
62	215	217	1	1200	0,0258	0,0015	152	262	221	3	600	0,0658	0,0066
63	215	222	1	1200	0,0264	0,0016	153	263	41	1	200	0,192	0,034
64	216	254	1	1100	0,0269	0,0021	154	267	272	1	600	0,0493	0,0049
65	216	256	1	1100	0,0242	0,0019	155	272	273	1	400	0,0225	0
66	217	218	1	560	0,0214	0	156	272	273	2	400	0,0225	0
67	217	228	1	1200	0,0327	0,0019	157	204	205	2	1100	0,0178	0,0014
68	218	221	1	600	0,0395	0,0036	158	207	206	2	750	0,0133	0
69	219	224	1	600	0,0351	0,0032	159	207	209	2	1200	0,0147	0,0009
70	219	227	1	600	0,0276	0,0025	160	209	211	2	1200	0,0247	0,0015
71	220	242	1	1200	0,0132	0,0008	161	210	41	1	150	0,0667	0
72	220	273	1	1200	0,0298	0,0018	162	210	41	2	150	0,0667	0
73	221	222	1	560	0,0214	0	163	214	219	2	600	0,0138	0,0012
74	221	224	1	600	0,0618	0,0056	164	214	246	2	600	0,0627	0,0057
75	221	224	2	600	0,0618	0,0056	165	216	215	1	1100	0,0269	0,0021
76	221	241	1	600	0,0423	0,0038	166	220	242	2	1200	0,0132	0,0008
77	221	241	2	600	0,0423	0,0038	167	221	224	3	600	0,0618	0,0056
78	222	228	1	1200	0,0286	0,0017	168	224	227	2	600	0,0075	0,0007
79	224	225	1	600	0,0103	0,0009	169	226	242	2	1200	0,0147	0,0009
80	224	227	1	600	0,0075	0,0007	170	226	259	1	1200	0,0626	0,0037
81	224	241	1	600	0,0414	0,0037	171	234	237	3	560	0,0214	0
82	225	241	1	600	0,0329	0,003	172	244	245	1	1200	0,0252	0,0015
83	226	227	1	400	0,0225	0	173	245	239	2	560	0,0214	0
84	226	227	2	400	0,0225	0	174	245	253	1	1200	0,0252	0,0015
85	226	227	3	400	0,0225	0	175	248	247	1	1300	0,0214	0
86	226	231	1	1200	0,0487	0,0029	176	248	247	2	1300	0,0214	0
87	226	242	1	1200	0,0147	0,0009	177	248	250	1	1300	0,0214	0
88	226	257	1	1200	0,0626	0,0037	178	249	250	4	560	0,0214	0
89	227	229	1	600	0,057	0,0052	179	250	251	3	1300	0,0214	0
90	227	229	2	600	0,057	0,0052	180	255	259	1	1100	0,0236	0,0028

Fonte: (PSR, 2007).

Na Tabela B.11, apresentam-se as condições de carregamento para o dia 14 de novembro de 2006. Essas condições foram distribuídas por patamar de carga conforme ilustrado na Figura 6.5 do Capítulo 6. Os dados de carga base, (1 *p.u.*), e geração térmica foram obtidos da referência

PSR (2007). Os patamares de carga daquele dia se encontram disponíveis no site da CCEE². Foi suposto que todos os nós de carga do sistema apresentam a mesma distribuição por patamares ilustrados na Figura 6.5 do capítulo 6.

Por outro lado, conforme foi descrito na Seção 6.4.4, a demanda do sistema é descontada da geração térmica, a qual se encontra concentrada em alguns nós de carga, com exceção da geração térmica no nó 237, que possui um valor de 231 MW, e que foi descontada uniformemente em todos os nós de carga. Assim, o valor da demanda em cada patamar ilustrado na Tabela B.11 é determinado por meio da Equação (B.1).

$$D^{PAT} = (BASE - TERMICA) \times \%PAT \times \%TERMICA^{237} \quad (B.1)$$

sendo

D^{PAT} : demanda por patamar de carga em (MW);

BASE: demanda base do sistema em (MW) (Coluna 6 da Tabela B.11);

TERMICA: geração térmica do sistema em (MW) (Coluna 7 da Tabela B.11);

%PAT: porcentagem do patamar de carga com respeito ao valor base (Figura 6.5);

%TERMICA²³⁷: porcentagem de redução por geração térmica no nó 237 (aproximadamente 0,6%).

Tabela B.11: Condições de carregamento em MW do dia 14/11/2006.

BARRA	LEVE	MEDIO	PESADO	MEDIO	BASE	TÉRMICA
27	285,65	666,52	952,18	666,52	958	0
37	18,49	43,14	61,62	43,14	62	0
38	28,33	66,10	94,42	66,10	95	0
39	60,53	141,24	201,77	141,24	203	0
40	53,08	123,84	176,92	123,84	178	0
41	188,75	440,41	629,15	440,41	633	0
200	2577,44	6014,02	8591,45	6014,02	9580	936
201	148,79	347,18	495,97	347,18	499	0
202	13,42	31,31	44,73	31,31	45	0
203	214,09	499,54	713,64	499,54	718	0
204	43,83	102,27	146,11	102,27	147	0
205	39,96	93,23	133,19	93,23	134	0
206	176,52	411,88	588,40	411,88	592	0
208	116,59	272,04	388,62	272,04	391	0
214	64,41	150,28	214,69	150,28	216	0

Continua ...

²<http://www.ccee.org.br/>

Tabela B.11: Condições de carregamento em MW do dia 14/11/2006.

BARRA	LEVE	MEDIO	PESADO	MEDIO	BASE	TÉRMICA
216	246,89	576,08	822,97	576,08	828	0
218	199,48	465,45	664,93	465,45	669	0
220	110,92	258,82	369,74	258,82	372	0
221	161,61	377,09	538,71	377,09	542	0
223	300,26	700,61	1000,88	700,61	1007	0
225	119,57	278,99	398,56	278,99	401	0
227	118,67	276,91	395,58	276,91	398	0
228	2,39	5,57	7,95	5,57	8	0
229	45,02	105,06	150,08	105,06	151	0
231	140,14	327,00	467,14	327,00	470	0
232	-630,64	-1471,50	-2102,14	-1471,50	67	2182
234	1838,55	4289,96	6128,52	4289,96	7423	1257
235	247,19	576,77	823,96	576,77	1107	278
236	45,02	105,06	150,08	105,06	151	0
238	-36,38	-84,88	-121,26	-84,88	287	409
239	302,05	704,79	1006,84	704,79	1156	143
240	220,95	515,55	736,50	515,55	829	88
246	262,99	613,65	876,64	613,65	882	0
247	240,63	561,47	802,09	561,47	807	0
249	261,20	609,47	870,67	609,47	994	118
252	188,75	440,41	629,15	440,41	633	0
254	192,92	450,15	643,07	450,15	647	0
255	252,85	589,99	842,84	589,99	848	0
256	510,48	1191,11	1701,59	1191,11	1712	0
267	345,59	806,37	1151,95	806,37	1159	0

Fonte: Adaptado de PSR (2007).

B.3.2 Rede hidráulica

Na Tabela B.12, mostra-se a lista de usinas hidrelétricas que foram consideradas para o sistema sudeste. O acoplamento hidráulico dessas usinas se encontra disponível no Diagrama Esquemático das Usinas Hidrelétricas do SIN (ONS, 2009). Os dados apresentados na Tabela B.12, com exceção da Coluna 2, foram obtidos diretamente no site do ONS³. A Coluna 2 mostra o nó no qual foi suposto que a usina se encontra conectada à rede elétrica.

Tabela B.12: Usinas hidrelétricas do sudeste.

USINA No.	BARRA	NOME	CAP. INST. [MW]	TIPO	EMPRESA
1	21	Gov. José Richa (Salto Caxias)	1240	Fio	Copel

Continua ...

³<http://www.ons.org.br/>

Tabela B.12: Usinas hidrelétricas do sudeste.

USINA No.	BARRA	NOME	CI [MW]	TIPO	EMPRESA
2	21	Salto Santiago	1420	Res	Copel
3	27	Itaipu	12600	Fio	Itaipu Binacional
4	33	Rosana	372	Fio	Duke Energy
5	38	Chavantes	414	Res	Duke Energy
6	39	Jurumirim	98	Res	Duke Energy
7	39	Piraju	80	Fio	CBA
8	39	Ourinhos	44,1	Fio	CBA
9	40	L. N Garcés (Salto Grande)	73,8	Fio	Duke Energy
10	41	Canoas I	82,5	Fio	Duke Energy
11	41	Canoas II	72	Fio	Duke Energy
12	201	Porto Primavera	1540	Fio	CESP
13	202	Taquaruçu	554	Fio	Duke Energy
14	203	Jupia	1551,2	Fio	CESP
15	203	Ilha Solteira	3444	Res	CESP
16	203	Três Irmãos	807,5	Res	CESP
17	204	Capivara	640	Res	Duke Energy
18	206	Água Vermelha	1396	Res	AES Tietê
19	206	Promissão	264	Res	AES Tietê
20	208	Bariri (A. S. Lima)	144	Fio	AES Tietê
21	208	Barra Bonita	140	Fio	AES Tietê
22	209	São Simão	1710	Fio	CEMIG
23	211	Itumbiara	2280	Fio	Furnas
24	211	Cachoeira Dourada	658	Res	CDSA
25	211	Espora	32,1	Res	Espora
26	212	Marimbondo	1488	Res	Furnas
27	214	Porto Colômbia	328	Fio	Furnas
28	214	Nova Avanhandava	347,4	Fio	AES Tietê
29	219	Volta grande	380	Fio	CEMIG
30	220	Emborcação	1192	Res	CEMIG
31	224	LC Barreto (Estreito)	1104	Fio	Furnas
32	225	Mascarenhas de Moraes (Peixoto)	478	Res	Furnas
33	227	Jaguara	424	Fio	CEMIG
34	227	Igarapava	210	Fio	CEMIG
35	241	Furnas	1312	Res	Furnas
36	242	Nova ponte	510	Res	CEMIG
37	242	Amador Aguiar I (Capim Branco I)	210	Fio	Capim Branco
38	242	Amador Aguiar II (Capim Branco II)	240	Fio	Capim Branco
39	243	Porto Estrela	112	Res	Porto Estrela
40	246	Corumbá	375	Res	Furnas
41	246	Manso	210	Res	Furnas
42	251	Serra da Messa	1275	Res	Furnas
43	251	Cana Brava	450	Fio	Tractebel
44	251	Peixe Angical	452	Res	EnerPeixe
45	251	Lajeado	902,5	Fio	Investco
46	255	Euclides da Cunha	108,8	Fio	AES Tietê
47	255	A. S. Oliveira (Limoeiro)	32	Fio	AES Tietê
48	255	Caconde	80,4	Res	AES Tietê
49	255	Ibitinga	131,4	Fio	AES Tietê
50	267	Irapé	360	Res	CEMIG

Continua ...

Tabela B.12: Usinas hidrelétricas do sudeste.

USINA No.	BARRA	NOME	CI [MW]	TIPO	EMPRESA
51	267	Três Marias	396	Res	CEMIG
52	267	Miranda	408	Res	CEMIG
53	244	Aimorés	330	Fio	CEMIG
54	253	S.A. Carvalho	78	Fio	CEMIG
55	253	Mascarenhas	180,5	Fio	Energest
56	253	Guilman Amorin	140	Fio	CEMIG
57	253	Candongá (Ris. Neves)	140	Fio	CVRD
58	253	Salto Grande	102,2	Fio	CEMIG

Fonte: ONS.

Notas: CI: Capacidade instalada; Fio: Usina a fio d'água; Res: Usina com reservatório.

Na Tabela B.13 mostram-se as características técnicas das usinas, as quais foram obtidas das referências ONS (2006b) e ONS (2007). Os dados de potência máxima de cada unidade, p^{max} , foram obtidos dividindo a capacidade instalada da usina pelo número de unidades geradoras existentes, n^{max} . Os dados de potência mínima, p^{min} , foram assumidos como o 40% de p^{max} . A maioria dos dados das Colunas 4 e 9 foram obtidos consultando na internet, nos sites das empresas geradoras.

Tabela B.13: Características técnicas das usinas.

Usina No.	p^{min} [MW]	p^{max} [MW]	n^{max*}	x^{max} [Hm ³]**	x^{min} [Hm ³]**	u^{max} [m ³ /s]***	u^{min} [m ³ /s]***	h_l [m](*)
1	124,00	310,00	4	3573	3573	30000	200	55
2	142,00	355,00	4	6775	2662	19000	0	104
3	252,00	630,00	20	29000	29000	1,00E+20	0	120
4	37,20	93,00	4	1918	1918	24000	227	20
5	41,40	103,50	4	8795	5754	2000	73	76
6	19,60	49,00	2	7008	3843	1200	147	35
7	16,00	40,00	2	84	84	1,00E+20	0	70
8	5,88	14,70	3	21	21	1,00E+20	0	40
9	7,38	18,45	4	45	45	1,00E+20	96	20
10	11,00	27,50	3	212	212	1,00E+20	98	20
11	9,60	24,00	3	151	151	1,00E+20	96	15
12	44,00	110,00	14	14400	14400	24000	5500	20
13	44,32	110,80	5	677	677	1,00E+20	200	26
14	44,32	110,80	14	3354	3354	16000	4000	25
15	68,88	172,20	20	34432	25467	1,00E+20	0	47
16	64,60	161,50	5	13450	10000	1,00E+20	0	48
17	64,00	160,00	4	10540	4816	1,00E+20	192	50
18	93,07	232,67	6	11025	5856	1,00E+20	0	57
19	35,20	88,00	3	7408	5280	1,00E+20	160	27
20	19,20	48,00	3	544	544	1,00E+20	0	24

Continua ...

Tabela B.13: Características técnicas das usinas.

Usina No.	p^{min} [MW]	p^{max} [MW]	n^{max*}	χ^{max} [Hm ³]**	χ^{min} [Hm ³]**	u^{max} [m ³ /s]***	u^{min} [m ³ /s]***	h_l [m](*)
21	14,00	35,00	4	3135	569	2000	0	24
22	114,00	285,00	6	12540	7000	16000	450	74
23	152,00	380,00	6	17027	4573	7000	310	80
24	26,32	65,80	10	460	460	1,00E+20	20	30
25	6,42	16,05	2	209	71	1,00E+20	0	130
26	74,40	186,00	8	6150	890	8000	950	64
27	32,80	82,00	4	1524	1524	7000	0	19
28	46,32	115,80	3	2720	2720	1,00E+20	0	30
29	38,00	95,00	4	2244	2244	5000	253	27
30	119,20	298,00	4	17725	4669	5000	136	138
31	73,60	184,00	6	1423	1423	4500	0	63
32	19,12	47,80	10	4040	1540	4400	0	42
33	42,40	106,00	4	450	450	4300	235	44
34	16,80	42,00	5	480	480	4500	239	45
35	87,47	218,67	6	22950	5733	4000	0	98
36	68,00	170,00	3	12792	2412	2000	55	119
37	28,00	70,00	3	241	228	1,00E+20	0	95
38	32,00	80,00	3	241	228	1,00E+20	0	95
39	22,40	56,00	2	89	56	2000	10	90
40	50,00	125,00	3	1500	470	1,00E+20	0	80
41	21,00	52,50	4	7337	4386	1550	95	59
42	170,00	425,00	3	54400	11150	1,00E+20	300	117
43	60,00	150,00	3	2300	2300	1,00E+20	150	130
44	60,27	150,67	3	2741	2300	1,00E+20	360	22
45	72,20	180,50	5	4940	4940	1,00E+20	255	130
46	10,88	27,20	4	14	14	1,00E+20	0	92
47	6,40	16,00	2	25	25	550	19	100
48	16,08	40,20	2	555	51	600	32	105
49	17,52	43,80	3	985	985	1,00E+20	0	21
50	48,00	120,00	3	985	930	2100	0	120
51	26,40	66,00	6	19528	4250	4000	500	57
52	54,40	136,00	3	1120	974	3000	64	71
53	44,00	110,00	3	186	186	7000	16	80
54	15,60	39,00	2	1	1	300	20	80
55	24,07	60,17	3	19	19	1,00E+20	210	21
56	14,00	35,00	4	12	12	350	20	80
57	18,67	46,67	3	54	54	1,00E+20	58	48,6
58	10,22	25,55	4	78	78	1800	18	24

*: Informação obtida dos sites das empresas geradoras.

**: Informação obtida da referência (ONS, 2006b).

***: Informação obtida da referência (ONS, 2007).

Na Tabela B.14, mostram-se as condições operativas no dia 14 de novembro de 2006. As metas de geração foram obtidas da referência (ONS, 2006b) e a afluência natural, para esse dia, da referência (ONS, 2006a). Foi assumido que todas as usinas operam inicialmente com a

metade das máquinas disponíveis. As metas de geração ilustradas na Coluna 2 foram reduzidas, conforme ilustrado na Coluna 3, de forma que fossem consistentes com a demanda de potência total diária do sistema. Também são ilustradas as ofertas de disponibilidade de reserva de cada usina por patamar de carga.

Tabela B.14: Condições operativas das usinas.

USINA No.	METAS [MW-med]	METAS* [MW-med]	n^0	y [m ³ /s]	π^{LEVE} [R\$/MWh]	π^{MEDIO} [R\$/MWh]	π^{PESADO} [R\$/MWh]	π^{MEDIO} [R\$/MWh]
1	395,0	287,4	2	0	12,00	19,20	40,42	19,20
2	377,0	274,3	2	260	13,74	21,99	46,29	21,99
3	8578,0	6241,2	10	1905	121,95	195,12	410,73	195,12
4	151,0	109,9	2	0	3,60	5,76	12,13	5,76
5	227,0	165,2	2	0	4,01	6,41	13,50	6,41
6	64,0	46,6	1	33	0,95	1,52	3,19	1,52
7	54,0	39,3	1	0	0,77	1,24	2,61	1,24
8	36,0	26,2	2	0	0,43	0,68	1,44	0,68
9	69,0	50,2	2	0	0,71	1,14	2,41	1,14
10	71,0	51,7	2	0	0,80	1,28	2,69	1,28
11	58,0	42,2	2	0	0,70	1,11	2,35	1,11
12	1073,0	780,7	7	0	14,91	23,85	50,20	23,85
13	153,0	111,3	3	0	5,36	8,58	18,06	8,58
14	1067,0	776,3	7	330	15,01	24,02	50,57	24,02
15**	1844,0	1341,7	10	571	33,33	53,33	112,27	53,33
16	200,0	145,5	3	0	7,82	12,50	26,32	12,50
17	220,0	160,1	2	272	6,19	9,91	20,86	9,91
18	746,0	542,8	3	0	13,51	21,62	45,51	21,62
19	90,0	65,5	2	0	2,56	4,09	8,61	4,09
20	54,0	39,3	2	0	1,39	2,23	4,69	2,23
21	42,0	30,6	2	132	1,36	2,17	4,56	2,17
22	952,0	692,7	3	0	16,55	26,48	55,74	26,48
23	497,0	361,6	3	0	22,07	35,31	74,32	35,31
24	250,0	181,9	5	0	6,37	10,19	21,45	10,19
25	32,0	23,3	1	83	0,31	0,50	1,05	0,50
26	800,0	582,1	4	216	14,40	23,04	48,51	23,04
27	262,0	190,6	2	0	3,17	5,08	10,69	5,08
28	104,7	76,2	2	0	3,36	5,38	11,32	5,38
29	336,0	244,5	2	0	3,68	5,88	12,39	5,88
30	731,0	531,9	2	546	11,54	18,46	38,86	18,46
31	731,0	531,9	3	0	10,69	17,10	35,99	17,10
32	420,0	305,6	5	0	4,63	7,40	15,58	7,40
33	318,0	231,4	2	0	4,10	6,57	13,82	6,57
34	200,0	145,5	3	0	2,03	3,25	6,85	3,25
35	916,0	666,5	3	639	12,70	20,32	42,77	20,32
36	403,0	293,2	2	141	4,94	7,90	16,62	7,90
37	208,0	151,3	2	0	2,03	3,25	6,85	3,25
38	200,0	145,5	2	0	2,32	3,72	7,82	3,72
39	53,0	38,6	1	0	1,08	1,73	3,65	1,73
40	375,0	272,8	2	649	3,63	5,81	12,22	5,81

Continua ...

Tabela B.14: Condições operativas das usinas.

USINA No.	METAS [MW-med]	METAS* [MW-med]	n^0	y [m ³ /s]	π^{LEVE} [R\$/MWh]	π^{MEDIO} [R\$/MWh]	π^{PESADO} [R\$/MWh]	π^{MEDIO} [R\$/MWh]
41	85,0	61,8	2	200	2,03	3,25	6,85	3,25
42	1050,0	764,0	2	710	12,34	19,74	41,56	19,74
43	450,0	327,4	2	0	4,36	6,97	14,67	6,97
44	400,0	291,0	2	0	4,37	7,00	14,73	7,00
45	667,0	485,3	3	0	8,73	13,98	29,42	13,98
46	40,0	29,1	2	0	1,05	1,68	3,55	1,68
47	12,0	8,7	1	0	0,31	0,50	1,04	0,50
48	23,0	16,7	1	34	0,78	1,25	2,62	1,25
49	67,0	48,7	2	0	1,27	2,03	4,28	2,03
50	300,0	218,3	2	822	3,48	5,57	11,74	5,57
51	329,0	239,4	3	774	3,83	6,13	12,91	6,13
52	253,0	184,1	2	0	3,95	6,32	13,30	6,32
53	178,0	129,5	2	489	3,19	5,11	10,76	5,11
54	75,0	54,6	1	0	0,75	1,21	2,54	1,21
55	156,0	113,5	2	0	1,75	2,80	5,88	2,80
56	76,0	55,3	2	102	1,36	2,17	4,56	2,17
57	89,0	64,8	2	154	1,36	2,17	4,56	2,17
58	30,0	21,8	2	135	0,99	1,58	3,33	1,58

*: Metas de geração reduzidas por um fator de 0,73.

**: Usina de Ilha Solteira (referência das ofertas de disponibilidade).

Na Tabela B.15, mostra-se o cenário de ofertas aleatório utilizado para alocar a reserva ilustrada na Tabela 6.13 do Capítulo 6.

Tabela B.15: Cenário de ofertas aleatório em [R\$/MWh].

USINA No.	π^{LEVE}	π^{MEDIO}	π^{PESADO}	π^{MEDIO}
1	8	15	13	86
2	109	110	94	144
3	43	90	85	70
4	57	121	14	18
5	101	142	22	14
6	79	142	21	45
7	68	97	110	149
8	86	99	104	63
9	109	70	20	34
10	99	114	101	42
11	119	87	15	66
12	0	113	59	44
13	128	40	138	142
14	31	109	17	113
15	78	50	74	58
16	19	90	49	58
17	147	67	90	28
18	120	69	42	74

Continua ...

Tabela B.15: Cenário de ofertas aleatório em [R\$/MWh].

USINA No.	π^{LEVE}	π^{MEDIO}	π^{PESADO}	π^{MEDIO}
19	146	74	91	20
20	105	97	95	69
21	19	87	71	56
22	122	69	83	132
23	104	93	75	62
24	2	133	108	82
25	133	145	28	46
26	74	19	113	39
27	21	47	47	35
28	103	110	105	145
29	51	21	5	30
30	120	139	63	88
31	104	11	91	43
32	27	3	145	30
33	0	65	86	123
34	146	142	59	24
35	63	24	110	96
36	37	102	23	26
37	146	50	14	96
38	33	145	98	135
39	108	74	95	83
40	11	2	60	76
41	116	34	40	141
42	73	115	46	51
43	16	60	61	105
44	49	84	133	122
45	115	65	11	97
46	71	139	0	18
47	120	126	36	48
48	54	130	94	80
49	31	113	22	16
50	65	108	92	82
51	26	133	31	54
52	106	20	64	23
53	143	134	93	40
54	65	77	128	13
55	24	32	25	65
56	25	25	109	35
57	42	114	145	5
58	31	62	96	118