

3 Custos Incorridos pelos Agentes Prestadores dos Serviços de Reservas Operativas e de Regulação de Frequência

3.1 Custo da Produção da Energia Elétrica

A avaliação dos custos incorridos na geração da energia elétrica, é importante, pois muitos destes custos possuem envolvimento com os custos dos serviços de reserva de potência operativa e regulação de frequência, como será mostrado. Certos custos relacionados à produção de energia são afetados pelo fato da unidade geradora vir a ser também um agente prestador de tais serviços, e alguns destes custos se mantêm neste caso. Além disso, o conhecimento dos custos de geração é imprescindível na determinação do custo de oportunidade por deixar de gerar, dos agentes fornecedores dos serviços em estudo.

O custo total em que um agente gerador incorre ao produzir a energia elétrica é representado pelo somatório de inúmeros custos, que podem ser agrupados em quatro classes principais.

- custos de capital:
 - retorno sobre o investimento;
 - retorno do investimento;
- depreciação de equipamentos e instalações;
- impostos e contribuições:
 - sobre o faturamento, tais como: imposto de renda, contribuição social e outros;
 - independentes do faturamento;
- operação e manutenção (O&M), englobando os seguintes gastos:
 - pessoal e demais necessidades para a operação das plantas de geração;
 - pessoal, material e demais necessidades para a manutenção de equipamentos e instalações de forma a garantir o funcionamento de toda a estrutura empresarial, e

- insumo básico para a geração de energia, representado pelos diversos tipos de combustíveis, inclusive a água (*royalties* ou pagamentos pelo direito de utilização da água).

Uma outra maneira de se analisar o custo total de produção de energia é através da sua divisão em parcelas de custos fixos e variáveis. Os custos fixos são aqueles que o agente gerador assume, sem gerar qualquer energia. Assim, estes custos relacionam-se diretamente com a capacidade de geração da máquina ou usina, podendo a sua fração referente aos custos dos investimentos ser tratada como custos da capacidade instalada. Já os custos variáveis relacionam-se diretamente com a produção de energia, podendo ser portanto tratados como 'custos da energia'.

O custo total, para uma certa quantidade produzida, será então:

$$CPE_p = CFX_p + CVR_p \quad (3.1)$$

onde:

CFX_p - parcela referente aos custos fixos;

CVR_p - parcela referente aos custos variáveis;

p - índice referente a uma usina geradora de energia.

No serviço de fornecimento de energia elétrica, o primeiro custo em que se incorre é representado pelo investimento inicial, ou capital necessário ao empreendimento, no qual incorre-se apenas uma vez durante toda a vida do projeto. O capital pode, eventualmente, incluir também investimentos em transmissão.

Este custo é normalmente determinado em uma base anual e traduzido em custo unitário por MWh, tanto para energia quanto para potência, uma vez que a base de tempo passa a ser horária. De um modo geral, os gastos com os investimentos são contabilizados à parte, com o objetivo de comporem o ativo da empresa e constituem-se em custo dos acionistas e não da empresa.

Além disso, como a implantação deste tipo de empreendimento é muito demorada, principalmente no caso de geração hidráulica, deve ser previsto um custo financeiro

adicional, que é o custo de oportunidade do capital, tanto relativo à usina quanto à transmissão, durante a construção. Conhecido como 'juros durante a construção' este custo, que depende do cronograma de desembolso da obra, é usualmente considerado como parte do capital total investido. Conforme o porte da usina, ele pode variar de 15 a 45% do custo total [Fortunato, 1990].

O custo inicial do investimento leva mais tarde, a outros custos nos quais se incorre anualmente, conhecidos como despesas do investimento, ou custo de capital, podendo parte deles ser considerada como 'custo do uso do dinheiro'. Estas despesas podem permanecer substancialmente constantes ano a ano, fazendo assim parte da parcela de custos fixos.

O total de custos fixos, que independe do montante de produção de energia, é formado principalmente pelos custos relacionados aos aspectos financeiros do investimento, ou seja:

- remuneração ou retorno sobre o investimento, incluindo dividendos e juros de ações e debêntures (parte desta parcela de custo seria vista como a lucratividade do investimento);
- taxas e/ou impostos cujos valores sejam calculados em função do investimento de capital;
- retorno do investimento;
- depreciação;
- amortização;
- juros e outras despesas financeiras;
- seguros.

Em geral, a parcela de custos variáveis é composta basicamente pelos custos de operação e manutenção (O&M), dependendo portanto do volume de negócios efetuados ou da produção, sendo representados por:

- combustível necessário para a produção de energia;
- mão de obra para operação da usina;
- manutenção – mão de obra e material necessários;
- suprimentos (material de consumo);
- supervisão;

- administração;
- taxas ou impostos cujos valores sejam determinados em função da energia produzida.

No caso da produção de energia elétrica, entretanto, alguns dos custos acima são variáveis apenas durante o período de implantação de uma planta de geração. A partir do momento em que toda a capacidade de geração encontra-se operacional, eles tornam-se fixos, uma vez que a capacidade de produção não tem mais como ser aumentada. Estes custos são:

- mão de obra para operação da usina;
- suprimentos (material de consumo);
- supervisão;
- administração.

Com relação ao custo gerado pelo consumo de combustível, existe uma grande diferença entre usinas térmicas e hidráulicas, a qual influencia de forma profunda a formação do preço final da energia. Este preço vem a ter valores bastante diferentes, considerando-se sistemas puramente térmicos, sistemas mistos ou hidrotérmicos e sistemas puramente hidráulicos ou com grande predominância de usinas hidráulicas, como é o caso do sistema brasileiro. Em usinas térmicas, o custo do combustível pode representar de 75 a 85% de todo o custo variável [Skrotzki, 1960].

Estas podem utilizar a queima de combustíveis fósseis, tais como carvão mineral, óleo combustível, óleo diesel, gás natural, etc., de custo mais elevado, ou serem do tipo nucleares, com menor custo de combustível. O seu custo de operação é direto, ou seja, assume-se que há sempre combustível disponível, não dependendo do nível de produção de outras unidades e nem de afluições futuras de água em reservatórios, como é o caso de unidades hidráulicas. Em sistemas puramente térmicos, torna-se fácil, portanto, a definição do preço da energia, através do custo marginal de curto prazo do sistema, que pode ser representado pelo custo de operação da última usina, a 'mais cara', a ser despachada.

As usinas hidráulicas não utilizam um combustível que seja propriamente consumido. No entanto, a utilização da água para a geração de energia, apesar de atualmente não gerar um custo financeiro imediato, deve levar em consideração o balanço hídrico do sistema,

no qual são considerados o volume dos reservatórios, a afluência natural, o volume vertido e o volume turbinado. Todas estas variáveis são traduzidas por um valor denominado 'valor da água', o qual define o que se caracteriza como custo futuro da geração. O custo operativo do sistema em um determinado instante é representado pela soma do 'custo imediato da geração térmica' e do 'valor presente do custo futuro da geração hidráulica'.

O valor da água calculado em base horária, para cada usina do sistema, pode ser entendido como um 'custo de combustível' das usinas hidráulicas, sendo entretanto, considerado apenas na formação da ordem de mérito destas unidades para o despacho de energia.

Sendo assim, pode-se escrever a expressão do custo total de produção, para as usinas térmicas como:

$$CPE_p = CFX_p + (CVCB_p + CV2_p) \quad (3.2)$$

e para as usinas hidráulicas como:

$$CPE_p = CFX_p + (CVAG_p + CV2_p) \quad (3.3)$$

onde:

$CVCB_p$ - componente dos custos variáveis das usinas térmicas, relativo ao consumo de combustível;

$CVAG_p$ - componente dos custos variáveis das usinas hidráulicas, relativo à compensação financeira pelo uso da água – este custo poderia ser adotado igual a zero pois ainda não existe desembolso do mesmo pela maioria das usinas;

$CV2_p$ - somatório dos demais custos variáveis.

Com certeza, em futuro próximo, uma vez que esta questão vem sendo amplamente considerada e discutida no Brasil, passará a haver um custo financeiro real para o uso da água na geração de energia, o que exigirá novas considerações a respeito dos preços, tanto da energia quanto dos serviços ancilares fornecidos por usinas hidráulicas. Atualmente, por iniciativa dos Comitês da Bacia, já vêm sendo tomadas providências

para cobrança de compensação financeira pelo uso da água para geração de energia [ANA, 2002, CNRH, 2000; GF, 1997].

3.1.1 Avaliação dos Custos Envolvidos na Geração da Energia Elétrica

O custo total incorrido ao se produzir a energia elétrica depende da definição da fonte de energia a ser utilizada, se hidráulica, térmica ou não convencional (eólica, solar, etc.). Além disto, o custo unitário ou marginal da energia gerada pode variar também, considerando cada fonte de energia, em função do tipo de turbina adotado, do combustível a ser utilizado, do porte de reservatórios de água necessários, da necessidade de transporte de combustíveis, e de mais uma série de outras considerações técnicas.

Sob o aspecto econômico, alguns fatores teriam influência profunda sobre estes custos, podendo citar-se o porte do empreendimento (economia de escala), a relação entre o patrimônio líquido e o endividamento (*equity/debt relation*), a taxa de retorno pretendida, o cronograma de desembolso de capitais de terceiros, o período de implantação do empreendimento, os custos financeiros praticados, além de outros.

Independentemente destas possíveis variações é possível fazer-se uma razoável avaliação das principais parcelas componentes dos custos da geração de energia elétrica, com o objetivo de se chegar também a uma avaliação dos custos envolvidos na prestação dos serviços de reservas de potência operativa e regulação de frequência, para as modalidades mais comuns de usinas, candidatas a participar na prestação destes serviços ancilares.

Na Tabela 3.1 e na Tabela 3.2 são mostrados dados e parâmetros usualmente adotados, no caso de aproveitamentos hidrelétricos e empreendimentos termelétricos a gás natural com a tecnologia de ciclo combinado, utilizados para a obtenção dos custos de geração. A taxa de retorno prevista, de 18% ao ano representa um cenário de maior aversão a riscos, e refere-se a um horizonte de curto/médio prazo [CRMSE, 2002b].

Tabela 3.1 - Usina Hidrelétrica: Dados e Parâmetros para o Cálculo dos Custos de Geração

USINA HIDRELÉTRICA					
DADOS E PARÂMETROS				UNIDADE	VALOR
Capital próprio	Participação			%	40,0
	Taxa de Retorno			% ao ano	18,0
Financiamento	Taxa de Juros			% ao ano	8,0
	Prazo			anos	10
Depreciação				anos	15
Tributos relacionados ao capital próprio	Juros sobre capital próprio			% ao ano	6,0
	I.R. (Juros Cap. Próprio)			%	15,0
Demais tributos	PIS/COFINS			%	3,65
	IRPJ			%	25,0
	CSSL			%	9,0
	ANEEL			%	0,5
	Uso da água			US\$/MWh	1,00
Usina	Investimento			US\$/kW	1750
	Vida Útil			anos	50
	Fator de Disponibilidade Máx.			%	90,0
	O&M Fixo			US\$/kWano	4,00
	O&M Variável			US\$/MWh	1,00
	Energia assegurada			% potência	60
Transmissão	Taxa de uso do sistema - TUST			US\$/kWano	10,00
	Fator de Perdas			%	3,00
Desembolsos	(x-5)	(x-4)	(x-3)	(x-2)	(x-1)
	0	20	30	35	15

Fonte: Comitê de Revitalização do Modelo do Setor Elétrico [CRMSE, 2002b]

Na Tabela 3.1 o valor do item investimento foi modificado, de US\$700,00 para US\$1750,00 e o valor da vida útil de 30 para 50 anos, em relação aos valores originais da fonte, por representarem valores mais realistas, segundo outras fontes.

Tabela 3.2 - Usina Termelétrica: Dados e Parâmetros para o Cálculo dos Custos de Geração

USINA TERMELÉTRICA A GÁS NATURAL EM CICLO COMBINADO			
DADOS E PARÂMETROS		UNIDADE	VALOR
Capital próprio	Participação	%	30,0
	Taxa de Retorno	% ao ano	18,0
Financiamento	Taxa de Juros	% ao ano	8,0
	Prazo	anos	10
Depreciação		anos	15
Tributos relacionados ao capital próprio	Juros sobre capital próprio	% ao ano	6,0
	I.R. (Juros Cap. Próprio)	%	15,0
Demais tributos	PIS/COFINS	%	3,65
	IRPJ	%	25,0
	CSSL	%	9,0
	ANEEL	%	0,5
Usina	Investimento	US\$/kW	600
	Vida Útil	anos	30
	Fator de Disponibil. Máx.	%	93,0
	Rendimento Térmico	BTU/kWh	7.000
	O&M Fixo	US\$/kWano	24,00
	O&M Variável	US\$/MWh	1,80
Gás	Custo Gasoduto	US\$/10 ⁶ BTU	1,095
	Fator Gasoduto	%	95,0
	Custo Commodity	US\$/10 ⁶ BTU	1,486
	Fator Commodity	%	70,0
	Margem Distribuidora	US\$/10 ⁶ BTU	0,150
Transmissão	Taxa de uso do sistema - TUST	US\$/kWano	10,00
	Fator de Perdas	%	0,80

Fonte: Comitê de Revitalização do Modelo do Setor Elétrico [CRMSE, 2002b]

Na Tabela 3.2 o valor do item O&M variável foi modificado, de US\$1,00 para US\$1,80, em relação ao valor original da fonte, com o objetivo de manter a coerência com valores observados em outra fontes, p. e. [Umbria, 1999], para os custos totais de O&M.

Para as demais tecnologias relacionadas à geração térmica, os valores típicos mais importantes são mostrados na Tabela 3.3. Para os valores restantes, não constantes desta tabela, serão adotados os mesmos valores da Tabela 3.2.

Tabela 3.3 - Outras Tecnologias de Termo-Geração - Dados e Parâmetros Típicos

TIPO	VIDA ÚTIL (ANO)	RENDIMENTO TÉRMICO (BTU/KWh)	CUSTO COMBUSTÍVEL (US\$/MMBTU)	INVESTIMENTO (US\$/KW)
Carvão	40	9420	1,44	1020
Óleo Combustível	30	11000	3,51	900
Gás Ciclo aberto	30	11465	2,73	315
Nuclear	40	10400	0,40	1730

Fontes: Comitê de Revitalização do Modelo do Setor Elétrico [CRMSE, 2002b] [DOE, 2001]; [ONS, 2002]; [CGEY, 2000]; [Pinhel, 2002]

Utilizando valores da Tabela 3.1, Tabela 3.2 e Tabela 3.3, em conjunto com dados de outras fontes, foram obtidos os componentes dos custos de geração vistos na Tabela 3.4, os quais serão utilizados em exemplo a seguir como valores médios típicos. Para a determinação dos custos fixos de investimento, através de (3.12), utiliza-se uma taxa de retorno de 15%.

Tabela 3.4 - Componentes Fixos e Variáveis dos Custos de Geração

TIPO	CUSTOS FIXOS (US\$/MWh)				CUSTOS VARIÁVEIS (US\$/MWh)			
	Investimento	Transmissão	O&M Fixo	Custo Fixo Sem Investimento	Tributos	Combustível	O&M Variável	Custo Variável
Carvão	17,53	1,150	1,90	3,050	3,30	13,56	3,00	19,86
Óleo Combustível	18,62	1,150	1,90	3,050	3,30	38,50	3,00	44,80
Gás Ciclo aberto	8,74	1,150	2,74	3,890	3,30	31,30	1,80	36,40
Gás Ciclo combinado	13,54	1,150	2,74	3,890	3,30	19,50	1,80	24,60
Nuclear	34,08	1,150	3,50	4,650	3,30	4,16	3,00	10,46
Hidráulica	35,64	1,150	0,46	1,635	6,90	1,00	1,14	9,04

Fontes: Comitê de Revitalização do Modelo do Setor Elétrico [CRMSE, 2002b] [DOE, 2001]; [ONS, 2002]; [CGEY, 2000]; [Pinhel, 2002]

Na Tabela 3.4 podem ser identificadas as parcelas de custo definidas em (3.2) e (3.3). Para usinas hidráulicas, o custo relacionado na coluna de custo do combustível refere-se à compensação financeira pelo uso da água.

3.2 Custos Relacionados aos Serviços de Reservas Operativas e Regulação de Frequência

3.2.1 Introdução

Os custos incorridos pela participação nos serviços de reservas operativas e regulação de frequência e, em consequência, a remuneração a ser paga aos agentes geradores que os prestaram, dependem basicamente dos seguintes aspectos:

- tipo da reserva quanto à sua destinação:
 - reserva para regulação;
 - reserva para confiabilidade;
- tipo da reserva quanto à sua característica de tempo para disponibilização:
 - reserva girante;
 - reserva não-girante;
- característica operacional da unidade geradora:
 - usina térmica;
 - usina hidráulica;
- participação da unidade geradora no despacho centralizado e no mecanismo de realocação de energia (MRE):
 - participa:
 - recebe alocação de energia;
 - cede alocação de energia;
 - não participa;
- posição da unidade geradora na ordem de mérito do despacho:
 - marginal;
 - infra-marginal;
 - supra-marginal;
- característica da reserva, no que diz respeito ao despacho:

- reserva natural - existente como resultado de uma ferramenta de despacho econômico;
 - imposta - a usina possui reserva de geração devido à algum tipo de restrição energética ou elétrica do sistema (usinas *constrained down*),
 - determinada - a usina foi programada para manter a reserva de geração em função de seu perfil técnico (usinas *constrained down*);
- período do dia no qual a reserva foi disponibilizada:
 - período de ponta de carga;
 - período fora da ponta de carga.

A influência desses fatores é bastante variável podendo ocorrer sobre uma ou mais das parcelas que compõem o que deveria ser a remuneração de cada agente fornecedor, por MW de reserva, em cada período de comercialização j . Este período foi definido pelo Comitê Executivo do Mercado Atacadista de Energia (COEX), depois Conselho do Mercado Atacadista de Energia Elétrica (COMAE), como sendo de uma hora e passará a ser utilizada como referência de tempo.

Será mostrado que os principais componentes de custos decorrentes do serviço de reservas operativas e regulação de frequência, referem-se ao custo de oportunidade e aos custos específicos. Assim, em uma hora j , o custo total diretamente relacionado a estes serviços é definido pela soma de dois componentes principais:

$$CT_Res_{pj} = OPT_{pj} + CI_Res_{pj} \quad (3.4)$$

sendo:

OPT_{pj} - custo de oportunidade – custo relativo à oportunidade perdida pela usina ao deixar de gerar para manter reservas. Para isto ela deixa de comercializar e assim obter receita sobre parte de sua capacidade de geração - \$;

CI_Res_{pj} - demais custos assumidos pela usina para a manutenção da reserva, que podem ser tratados como custos específicos ou exclusivos, incluindo eventuais investimentos - \$.

3.2.2 Custo de Oportunidade

A formação do preço de venda da energia elétrica obedece aos procedimentos econômicos e contábeis usuais de formação de preço de qualquer produto ou serviço, com algumas considerações específicas, devido à sua característica peculiar. Este preço por MWh, constituiria em sua base, o preço de venda de um agente gerador, diretamente aos agentes compradores nos contratos bilaterais, ou o seu preço de oferta em um mercado. Como qualquer preço, o da energia é definido por este agente com base nos custos incorridos e numa lucratividade satisfatória. Havendo competitividade e dependendo das condições de mercado, o preço poderá inviabilizar a permanência do fornecedor no mercado, caso seus custos e a lucratividade pretendida estejam altos.

Assim, na formação do preço da energia aparecem duas parcelas: uma parcela de recuperação dos custos incorridos, e uma parcela referente ao lucro da venda da energia. Para uma certa usina p , em uma dada hora j , tem-se então para o lucro, considerando-se uma certa quantidade produzida:

$$LC_{pj} = R_BR_{pj} - CPE_{pj} \quad (3.5)$$

onde:

CPE_{pj} - custo de produção da energia - \$;

R_BR_{pj} - receita bruta da venda da energia - \$.

Assim, para o preço unitário⁵, vem:

$$Pr e_{pj} = Cpe_{pj} + Lc_{pj} \quad (3.6)$$

Em (3.6) tem-se:

⁵ O índice j , referente ao período de comercialização está sendo mantido, mesmo nos valores unitários, apesar deles serem geralmente constantes ao longo do tempo, exceto por variações horárias de preços de combustível, principalmente.

$C_{pe_{pj}}$ - custo unitário total de produção da energia (\$/MWh);

$L_{c_{pj}}$ - lucro unitário obtido na venda da energia (\$/MWh).

De (3.6):

$$L_{c_{pj}} = Pr e_{pj} - C_{pe_{pj}} \quad (3.7)$$

O custo total de produção unitário ou médio, será dado pela soma dos custos fixos e variáveis unitários, considerando-se o fator de capacidade anual da usina geradora, fc_p [Fortunato, 1990]:

$$C_{pe_{pj}} = \frac{C_{f_{pj}}}{fc_p} + C_{v_{pj}} \quad (3.8)$$

onde:

$C_{f_{pj}}$ - custo fixo unitário - \$/MWh;

$C_{v_{pj}}$ - custo variável unitário - \$/MWh.

O fator de capacidade anual de uma usina (ou unidade geradora), fc_p , mede a proporção da sua utilização em relação à sua capacidade nominal, num período de um ano. Ele pode ser obtido usando-se tanto a curva de carga (cronológica), quanto a curva de duração da carga, ambas anuais [Fortunato, 1990]. Podem ser obtidos também fatores de capacidades mensais, determinados em função das curvas de carga mensais.

Para um determinado ano f , tem-se:

$$fc_p = \frac{\bar{G}_p}{CA_{N_p}} = \frac{\text{área sob a curva de carga}/8760}{CA_{N_p}} \quad (3.9)$$

onde:

\bar{G}_p - geração horária média da usina p - MW

CA_{N_p} - capacidade nominal de geração da usina p - MW

O fator de capacidade representa ainda a influência do custo fixo no custo total de produção da energia, de forma que, quanto menos uma unidade geradora é utilizada para produção, maior será o seu custo total de produção, C_{pe_{ij}}. Na Seção 3.2.3 é mostrada de forma mais detalhada, a influência do fator de capacidade nos custos de produção das unidades geradoras.

O custo fixo unitário é o custo total de implantação ou custo de capital, distribuído anualmente, ao longo da vida útil da usina, somado aos demais custos fixos incorridos, ou seja:

$$Cf_{pj} = \left(\frac{tr \cdot IC_p}{1 - 1/(1 + tr)^{VU}} + Cf2a_p \right) / 8760 \quad (3.10)$$

onde:

IC_p - investimento de capital - \$/MW (*overnight cost*)

tr - taxa de retorno anual, ou taxa de juros anual;

VU - vida útil da usina ou da unidade geradora em anos;

Cf2a_p - demais custos fixos anuais - \$/MWano.

Em (3.10), a soma entre parêntesis representa os custos fixos totais anuais da usina, em \$/MWano que, ao ser dividido pelo número de horas do ano, produz o custo fixo unitário em \$/MWh.

Nesta equação tem-se:

$$CF_IN_p = \frac{tr \cdot IC_p}{1 - 1/(1 + tr)^{VU}} \quad (3.11)$$

que é o custo fixo anual de investimento da usina, em \$/MWano. Em valores unitários, \$/MWh, este custo será:

$$Cf_IN_p = \left(\frac{tr \cdot IC_p}{1 - 1/(1+tr)^{VU}} \right) / 8760 \quad (3.12)$$

Ao deixar de gerar uma certa quantidade de energia, para manter esta capacidade de geração como reserva operativa, o agente tem a sua receita diminuída, ao mesmo tempo em que experimenta uma diminuição também dos custos variáveis de produção. Em função disto, o custo de oportunidade dos agentes fornecedores de reservas operativas depende, em primeiro lugar, das características do ambiente de comercialização. Se não houver competição, e os preços de venda forem determinados por uma entidade reguladora, com base em custos e com lucro garantido, o custo de oportunidade vem a ser a diferença entre a receita perdida e o custo variável evitado.

A receita total perdida será dada então pelo produto da reserva mantida na hora pelo preço de venda da energia:

$$R_PER_{pj} = RES_{pj} \cdot Pr e_{pj} \quad (3.13)$$

e o custo de oportunidade total será então:

$$OPT_{pj} = RES_{pj} \cdot Pr e_{pj} - RES_{pj} \cdot Cv_{pj} \quad (3.14)$$

Em valores unitários tem-se, para o custo de oportunidade:

$$Opt_{pj} = Pr e_{pj} - Cv_{pj} \quad (3.15)$$

e de (3.7) e (3.8) vem:

$$Opt_{pj} = Lc_{pj} + Cpe_{pj} - Cv_{pj} = Lc_{pj} + \frac{Cf_{pj}}{fc_p} + Cv_{pj} - Cv_{pj} \quad (3.16)$$

Dai:

$$Opt_{pj} = Lc_{pj} + \frac{Cf_{pj}}{fc_p} \quad (3.17)$$

Considerando (3.10) vem:

$$\text{Opt}_{pj} = \text{Lc}_{pj} + \frac{\left(\frac{\text{tr} \cdot \text{IC}_p}{1 - 1/(1 + \text{tr})^{\text{VU}}} + \text{Cf}2a_p \right)}{8760 \times \text{fc}_p} \quad (3.18)$$

Pelas equações (3.17) e (3.18), conclui-se que o custo de oportunidade perdida unitário pode ser representado pela soma do lucro econômico e do custo fixo.

O lucro econômico é definido como a diferença entre a receita total e o custo total conforme mostrado em (3.5) e, numa situação de equilíbrio a longo prazo, em um ambiente de concorrência perfeita seria nulo. Entretanto, em geral isto não vem ocorrendo em relação à energia elétrica.

Segundo a teoria econômica, na avaliação dos custos de produção de um determinado bem ou serviço, deve estar incluída uma taxa de retorno normal sobre todos os investimentos, a qual é definida de forma a conter ainda um certo 'prêmio de risco', proporcional à aversão ao risco dos investidores. Assim, segundo esta teoria, se um fornecedor cobre todos os seus custos, ele automaticamente auferirá um retorno financeiro, determinado por uma taxa normal de mercado ajustada ao risco, sendo nulo o seu lucro na situação de equilíbrio.

Sob a ótica do investidor ou da empresa, entretanto, este retorno é visto como lucro, ao passo que, segundo a visão dos economistas ele representa a cobertura do custo do patrimônio líquido (*equity cost*) [Stoft, 2002], ou seja, o custo de oportunidade do capital.

Independentemente do ponto de vista, se o lucro econômico for nulo, ou seja, na hipótese do equilíbrio econômico, o custo de oportunidade perdida ao não se gerar, para manter reservas, seria constituído apenas pelos custos fixos não cobertos, passando (3.18) a ser:

$$\text{Opt}_{pj} = \frac{\left(\frac{\text{tr} \cdot \text{IC}_p}{1 - 1/(1 + \text{tr})^{\text{VU}}} + \text{Cf}2a_p \right)}{8760 \times \text{fc}_p} \quad (3.19)$$

O custo de oportunidade passará a ser adotados neste trabalho, na forma dada por (3.19).

Analisando pela visão do investidor, no entanto, pode-se continuar considerando que o custo de oportunidade inclui também o lucro, embutido no retorno sobre o capital, componente da parcela fixa do custo unitário total de produção.

Apresenta-se a seguir uma avaliação destes custos, determinados por meio dos dados da Tabela 3.4, considerando-se o fator de capacidade como 100% (1,00). Os valores mostrados na Tabela 3.5 são relativos às usinas que possam ser consideradas como 'novas', obtidos segundo (3.19).

Tabela 3.5 - Custos de Oportunidade Perdida em Não Gerar - Usinas 'Novas'

TIPO	CUSTOS DE OPORTUNIDADE (US\$/MWh)
Carvão	20,581
Óleo Combustível	21,656
Gás - Ciclo aberto	12,628
Gás - Ciclo combinado	17,435
Nuclear	38,729
Hidráulica	37,281

Para as usinas com ativo amortizado ou seja, aquelas cujos investimentos já foram recuperados, caracterizadas como 'velhas', os custos de oportunidade são menores, já que para elas os custos fixos não mais incluiriam as parcelas referentes ao capital investido, sendo calculados por (3.20) e relacionados na Tabela 3.6.

$$Opt_{pj} = \frac{Cf2a_p}{8760 \times fc_p} \quad (3.20)$$

No sistema elétrico brasileiro, a questão relacionada à energia produzida por tais usinas, denominada 'energia velha' e da convivência destas com as usinas recentemente implantadas é de extrema importância e vem causando interferências consideráveis na tentativa de implantação de um ambiente competitivo, um dos principais objetivos da reestruturação do setor elétrico, em curso desde 1998 [Pinhel, 2002]. Naturalmente a sua influência deveria ser sentida também na definição dos preços e remuneração dos

serviços ancilares, o que é confirmado pela diferença entre os valores apresentados na Tabela 3.5 e na Tabela 3.6.

Tabela 3.6 - Custos de Oportunidade Perdida em Não Gerar - Usinas 'Velhas'

TIPO	CUSTOS DE OPORTUNIDADE (US\$/MWh)
Carvão	3,050
Óleo Combustível	3,050
Gás - Ciclo aberto	3,890
Gás - Ciclo combinado	3,890
Nuclear	4,650
Hidráulica	1,635

Considerando-se que seja mantido um certo retorno sobre o capital investido, por exemplo de 6% ao ano, os custos de oportunidade para as usinas contabilmente depreciadas, seriam aqueles da Tabela 3.7, calculados por (3.21).

$$Opt_{pj} = \frac{(tr \cdot IC_p + Cf2a_p)}{8760 \times fc_p} \quad (3.21)$$

Tabela 3.7 - Custos de Oportunidade Perdida em Não Gerar - Usinas 'Velhas', com Retorno sobre o Capital

TIPO	CUSTOS DE OPORTUNIDADE (US\$/MWh)
Carvão	10,036
Óleo Combustível	9,2143
Gás - Ciclo aberto	6,047
Gás - Ciclo combinado	7,999
Nuclear	16,499
Hidráulica	13,621

Além disso, no caso do sistema elétrico brasileiro, outras questões econômicas específicas, devem ser levadas em consideração. Estas questões seriam, principalmente [MAE, 2003d; Pinhel, 2002]:

- contratos iniciais;
- mecanismo de realocação da energia - MRE;
- conta de consumo de combustível - CCC.

Em relação aos contratos iniciais, os custos de oportunidade dos agentes geradores a eles submetidos, ao prestar serviços de reserva operativa, dependem dos preços de venda da energia praticados nestes contratos e seriam dados pela equação (3.22).

$$Opt_{pj} = Pr_Ci_{pj} - Cv_{pj} \quad (3.22)$$

onde Pr_Ci_{pj} é o preço praticado nos contratos iniciais pelo agente gerador p .

No caso de uma usina térmica com os custos de combustível cobertos pela CCC, tem-se:

$$Opt_{pj} = Pr_Ci_{pj} - (Cv_{pj} - Cvc_{b_p}) \quad (3.23)$$

onde Cvc_{b_p} é o custo unitário (\$/MWh) de combustível da usina p .

Considerando que os preços médios da energia nos contratos iniciais são aqueles relacionados na Tabela 3.8, os custos de oportunidade assim determinados, encontram-se na Tabela 3.9.

Na Tabela 3.9 não aparecem as usinas a gás natural, uma vez que estas não participaram dos contratos iniciais. Para as usinas hidráulicas, o custo do uso da água, adotado como US\$1,00/MWh não foi abatido do custo variável de produção, pois estas usinas não possuem cobertura destes custos, como o caso das usinas térmicas (CCC), o mesmo se dando com as usinas nucleares, com custo aproximado de combustível de US\$4,16/MWh.

Tabela 3.8 - Preços dos Contratos Iniciais por Região

EMPRESA / REGIÃO	PREÇO (R\$/MWh)	PREÇO (US\$/MWh)
CEMIG	40,35	13,45
CESP GERAÇÃO	55,23	18,41
FURNAS	51,96	17,32
PARANAPANEMA	53,85	17,95
SUDESTE / CENTRO-OESTE	49,39	16,46
GERASUL	43,09	14,36
COPEL	45,50	15,17
SUL	44,34	14,78
CHESF	37,98	12,66
NORDESTE	37,84	12,61

Fonte: CEMIG/MAE

Tarifa: 1,00US\$ = 3,00R\$

Tabela 3.9 - Custos de Oportunidade em Relação aos Contratos Iniciais

EMPRESA / REGIÃO	CUSTOS DE OPORTUNIDADE (US\$/MWh)			
	Carvão	Óleo Combustível	Nuclear	Hidráulica
SUDESTE / CENTRO-OESTE	10,16	10,16	6,00	7,42
SUL	8,48	8,48	-	5,74
NORDESTE	6,31	6,31	-	3,57

É importante deixar claro que os custos de oportunidade, caracterizados da forma mostrada, seriam definidos apenas em certas situações, nas quais o agente gerador fosse obrigado a deixar de gerar uma certa quantidade de energia, para manter reservas operativas. Tal diminuição compulsória da geração seria decidida pelo operador do sistema, e caracterizada a partir de uma configuração base ótima de pré-despacho. Um procedimento que tem sido utilizado para se verificarem as parcelas de reservas operativas sujeitas ao custo de oportunidade, é a implementação de dois pré-despachos. No primeiro não se consideram as necessidades de reservas operativas do sistema e no segundo estas necessidades são consideradas. Comparando-se os resultados obtidos verifica-se quais unidades geradoras tiveram a sua geração diminuída. Este procedimento é adotado, por exemplo, em New England.

Um caso típico seria, por exemplo, o das usinas conectadas ao CAG, responsáveis pela regulação secundária da frequência. Na maioria das vezes, são usinas ou unidades geradoras específicas, de grande porte, que geralmente devem manter grandes margens de reserva para conseguir realizar sua tarefa, constantemente incorrendo em custo de oportunidade.

A influência do mecanismo de realocação de energia sobre o custo de oportunidade e demais custos incorridos será analisada no Capítulo 7.

Na prática, os valores dos custos de oportunidade poderiam ser obtidos principalmente de duas formas:

- a partir de informações dos agentes geradores, tais como: custos fixos e custos variáveis de produção. Atualmente, no sistema elétrico brasileiro, estes valores já são informados à entidade de mercado MAE, pelo menos pelas usinas térmicas;
- a partir do conhecimento histórico prévio destes valores, ditado pela experiência, que permitiria o estabelecimento de padrões de preços e custos para os diversos tipos de unidades geradoras.

3.2.2.1 Custo de Oportunidade em Ambientes Competitivos

Em um ambiente competitivo, em que o preço da energia para o consumo é definido pelo mercado, e os agentes geradores têm a opção entre gerar ou manter reservas, como por exemplo na Califórnia e New England, esta decisão dependeria da relação entre o custo variável da produção, o preço de mercado da energia e a remuneração das reservas de potência operativa. Comparando-se o inicialmente o custo médio de produção da usina e o preço de mercado da energia duas hipóteses podem ocorrer, as quais devem ser analisadas tendo em vista a remuneração das reservas.

Na primeira hipótese, o custo de produção da usina é menor que o preço de mercado da energia. Isto ocorre geralmente no caso de usinas de menor custo de produção, e devido a isto, parcial ou totalmente despachadas. Neste caso, se o agente gerador decidisse fornecer reserva, o custo de oportunidade unitário seria a diferença entre o preço de mercado e o custo médio variável de produção da usina.

$$\text{Opt}_{pj}^{(AC)} = \text{Pr_Mer}_j - \text{Cv}_{pj} \quad (3.24)$$

onde Pr_Mer_j é o preço de mercado da energia na hora j .

Assim, a condição mínima para que um agente optasse em fornecer reservas neste caso, seria aquela em que a remuneração pelas mesmas, em valores unitários fosse:

$$\text{Re_Res}_{pj}^{\text{mín}} = \text{Opt}_{pj}^{(AC)} + \text{Ci_Res}_{pj} \quad (3.25)$$

A única vantagem da opção de fornecer reservas, nesta condição mínima, seria o fato das unidades geradoras terem o seu desgaste diminuído, e uma eventual economia de O&M.

O ideal seria, portanto, se esta remuneração conseguisse, além de cobrir os custos fixos e os custos específicos incorridos, proporcionar algum lucro, ou seja:

$$\text{Re_Res}_{pj} > \frac{\text{Cf}_{pj}}{\text{fc}_p} + \text{Ci_Res}_{pj} \quad (3.26)$$

Na segunda hipótese, o custo de produção da usina seria maior que o preço de mercado da energia o que faria que ela não estivesse despachada. Se o agente se dispusesse a colocá-la em operação para fornecer reserva, isto se daria em um valor mínimo de geração diferente de zero. Se a energia assim gerada fosse vendida, a usina teria um prejuízo unitário representado pela diferença entre o seu custo unitário variável de produção, sob condições mínimas de geração, e o preço de mercado da energia. Esta diferença, neste caso, seria o custo de oportunidade unitário.

$$\text{Opt}_{pj}^{(AC)} = (\text{Cv}_{pj})^{\text{opmín}} - \text{Pr_Mer}_j \quad (3.27)$$

sendo $(\text{Cpe}_{pj})^{\text{opmín}}$ o custo unitário de produção sob condições mínimas de geração da usina.

A condição mínima para a usina optar pelo fornecimento de reserva seria dada, da mesma forma, por (3.25) e o ideal seria se, também neste caso, a remuneração conseguisse, além de cobrir os custos envolvidos, proporcionar algum lucro, conforme (3.26).

3.2.3 Influência do Fator de Capacidade

O fator de capacidade possui considerável influência sobre os custos de produção da energia elétrica. Por (3.8), observa-se que quanto maior o fator de capacidade de uma usina ou de uma unidade geradora, menor será a contribuição do custo fixo no custo total de geração.

Em sistemas nos quais predomina a termo-geração, em que o despacho é definido principalmente por aspectos econômicos, este fator define a posição das diversas tecnologias de geração térmica na curva de duração da carga, distinguindo as usinas de base e as usinas que operam na ponta de carga. Estas são as de maior custo de produção, sendo despachadas apenas por períodos curtos de tempo, possuindo assim baixo fator de capacidade.

Por outro lado, em sistemas com grande presença de geração hidráulica, o fator de capacidade é influenciado também, de forma acentuada, por aspectos relacionados ao balanço hídrico do sistema. No sistema elétrico brasileiro, para as usinas participantes do MRE, o fator de capacidade deve ser definido em função da energia assegurada anualmente para cada usina. Tem-se então, para um determinado ano:

$$fc_p = \frac{\sum_f ASS_{-1_{pj}}}{CA_{N_p}} \cdot \frac{8760}{\overline{ASS_{-1_p}}} = \frac{\overline{ASS_{-1_p}}}{CA_{N_p}} \quad (3.28)$$

onde:

$\overline{ASS_{-1_p}}$ - energia assegurada média da usina p, em um ano f - MWh;

$\sum_f ASS_{-1_{pj}}$ - energia assegurada da usina p em um ano f - MWh.

Em [CRMSE, 2002b] este valor é adotado como sendo 0,60 (60%).

A participação nos serviços de reservas operativas e regulação de frequência também exerce influência sobre o fator de capacidade pois isto implica numa diminuição deste fator. Em conseqüência, o custo unitário total de geração é aumentado, devido ao aumento da parcela referente ao custo fixo, conforme (3.8). O aumento do custo de geração deve ser visto como uma nova parcela de custo incorrido pelos agentes prestadores dos serviços de reservas operativas e regulação de frequência.

Supondo que durante um determinado ano, uma usina tenha que deixar de gerar para disponibilizar reservas operativas, em uma proporção que altere o seu fator de capacidade, a partir de um determinado valor⁶ a ser mantido, FC_p , para um novo valor, $fc_p^{(2)}$, a variação em pu do custo de produção da energia será:

$$\Delta Cpe_p = \frac{Cpe_p^{(2)} - Cpe_p^{(1)}}{Cpe_p^{(1)}} = \frac{Cpe_p^{(2)}}{Cpe_p^{(1)}} - 1 \quad (3.29)$$

Com (3.8) em (3.29) vem:

$$\Delta Cpe_p = \frac{Cf_p / fc_p^{(2)} + \overline{Cv}_p}{Cf_p / FC_p + \overline{Cv}_p} - 1 \quad (3.30)$$

ou:

$$\Delta Cpe_p = \frac{Cf_p \cdot (FC_p - fc_p^{(2)})}{Cf_p \cdot fc_p^{(2)} + \overline{Cv}_p \cdot FC_p \cdot fc_p^{(2)}} \quad (3.31)$$

sendo:

Cf_p - custo fixo unitário da usina p - \$/MWh - (3.10);

\overline{Cv}_p - custo variável unitário médio da usina p - \$/MWh.

⁶ O valor do fator de capacidade a ser mantido para uma usina pode ser representado por um valor ótimo que permita uma rentabilidade ideal para a usina ou um valor mínimo que permita uma rentabilidade mínima, sem inviabilizar os custos da usina.

O fator de capacidade depende também dos cronogramas anuais de manutenção das unidades geradoras de uma usina, sendo influenciado ainda pelas suas saídas forçadas.

3.2.4 Custos Específicos da Reserva de Potência Operativa

Existe uma série de outros custos em que uma usina incorre ao deixar de gerar parte da sua capacidade, para mantê-la como reserva operativa, específicos desta condição. Na maioria dos casos eles têm a sua avaliação muito difícil e alguns deles são de pequena monta. Na sua definição terão também grande influência:

- característica da usina:
 - térmica;
 - hidráulica.

- condição de operação da usina, quanto ao despacho:
 - usina parcialmente despachada;
 - usina não despachada;
 - usina de reserva.

- modalidade da reserva:
 - para regulação;
 - para confiabilidade.

Muito se tem discutido a respeito destes custos e da real necessidade da sua consideração [Silva, 1999]. Não deixa de ser importante a sua avaliação cuidadosa, para permitir a determinação do custo resultante em que uma usina incorre quando mantém reservas operativas, principalmente girantes, de forma a ressarcí-las de forma justa pelo serviço prestado. A seguir são feitas algumas considerações a seu respeito.

De maneira análoga aos custos da geração, eles podem também ser divididos em uma parcela fixa e uma parcela variável. A parcela fixa é formada principalmente pelas despesas financeiras relacionadas aos investimentos de capital, ou seja, aquisição de novos equipamentos e instalações e/ou adequações de equipamentos e instalações existentes. Tais despesas seriam:

- remuneração e recuperação do investimento;

- reservas de depreciação;
- amortização;
- taxas cujos valores sejam calculados em função do investimento de capital;
- outras despesas financeiras.

A parcela de custos variáveis refere-se a custos de operação e manutenção (O&M), e seria composta pelos custos referentes a:

- mão de obra para operação dos equipamentos e instalações específicas;
- manutenção (mão de obra e material) dos equipamentos e instalações de uso exclusivo,
- combustível, para a manutenção da prontidão de unidades térmicas de reserva;
- água, para a manutenção da prontidão de unidades hidráulicas de reserva; e
- energia necessária para a operação como compensador síncrono (nesta modalidade de operação a máquina pode ser considerada também como fornecedora de reservas operativas)⁷.

Uma terceira parcela de custos que tem sido considerada em muitos estudos, refere-se às perdas relacionadas à diminuição da eficiência de uma unidade geradora, devido à operação fora do ponto ótimo ou ponto de máxima eficiência. Estas perdas podem vir a ocorrer tanto para usinas hidráulicas quanto para usinas térmicas, tendo maior importância no caso destas últimas. A sua consideração é discutível, principalmente pelo fato de que, como resultado do despacho de energia, nem sempre as usinas operam em seus pontos de máxima eficiência, não tendo tido por isto, qualquer compensação. Em consequência, o único caso em que se poderia pensar em ressarcir financeiramente um agente gerador, pela operação de forma ineficiente, seria quando ele fosse obrigado a operar fora do seu ponto de máxima eficiência, exclusivamente para fornecer reserva, tendo sido a operação neste ponto definida anteriormente pelo despacho. Neste caso teria havido uma alteração do ponto de despacho ótimo do sistema, com relação a custos, por razões técnicas.

Da mesma forma que no caso dos custos de oportunidade, o conhecimento dos valores dos custos incorridos pelas usinas, caso se opte por uma estrutura de aquisição de reservas com alguma competição, poderá ser obtido solicitando-se aos agentes as

⁷ Nesse caso a unidade geradora somente será ser remunerada como prestadora do serviço de reserva operativa, caso não seja remunerada como prestadora do serviço de suporte de potência reativa.

informações apropriadas. O conhecimento dos custos individuais nesse caso, se dá através de um mecanismo de leilão no qual os agentes ofertam quantidades de reservas com determinados custos.

Nesta hipótese, a remuneração dos agentes poderia ser feita de três formas, com diferenciação entre usinas térmicas e hidráulicas:

- usando-se a média dos valores informados, para todas as usinas;
- usando-se o maior valor entre os valores informados para todas as usinas, de forma análoga a um preço de liquidação do mercado ou de pagamento com preço uniforme;
- usando-se para cada usina o seu próprio custo informado, num procedimento análogo ao mecanismo de mercado tipo *pay-as-bid*.

Em caso contrário, seria usado o conhecimento histórico médio destes custos, obtido pela experiência de analistas, economistas, engenheiros e administradores ligados ao setor elétrico, diferenciando-se ainda usinas térmicas e hidráulicas. Este seria o caso de se optar por uma estrutura tarifária ou regulamentada para o pagamento das reservas.

3.2.5 Alocação dos Custos Incorridos pelos Serviços de Reservas Operativas para Confiabilidade

3.2.5.1 Usinas ou Unidades Geradoras Hidráulicas

- a. Usinas ou unidades não despachadas.

Nesta situação elas estariam com toda a sua capacidade de geração ociosa, por exemplo como resultado do mecanismo de despacho otimizado. Vários estados das unidades geradoras seriam possíveis, podendo incorrer-se ou não em custos para a manutenção das reservas resultantes:

- completamente paradas, em manutenção:

no caso de estarem paradas, com *stop-logs* e comportas baixadas e escovas afastadas, o que se daria numa situação de manutenção prolongada, a reserva

seria do tipo não-girante, com grande tempo para assumir carga (horas). Ela poderia ser utilizada apenas como reserva de substituição, em situação excepcional, dependendo do tipo de manutenção em curso. Nesta hipótese, não se incorreria em qualquer tipo de custos pelas reservas

- completamente paradas - temporariamente:

este seria o estado em que a unidade encontra-se apenas com o distribuidor e, eventualmente alguma válvula, no caso de grandes quedas, fechados. A reserva proporcionada seria do tipo não-girante, mas com pequeno tempo para assumir carga (minutos). Também neste caso não se incorreria em custos pelas reservas.

- operando em vazio, não sincronizada:

se uma unidade for operada em SNL (*speed-no-load* ou rotação nominal em vazio), a abertura do distribuidor estará entre 10 e 13%. Estaria havendo então o gasto de uma certa quantidade de água, que em cenários hidrológicos desfavoráveis deveria ser evitado. Tal consideração é importante, principalmente sob o aspecto energético, mas também sob o aspecto de custos, uma vez que o 'valor da água' e os possíveis *royalties* pelo seu uso estariam mais altos.

Na prática, este não seria um estado usual para unidades hidráulicas não despachadas, mas, se esta condição de operação foi determinada exclusivamente para a manutenção das reservas, que neste caso não poderia ser considerada como girante, incorrendo-se em três modalidades de custos específicos:

- custos de operação e manutenção, tais como: peças de reposição, lubrificação mão de obra etc);
- desgaste dos equipamentos;
- custos relativos à compensação financeira pelo uso da água, quando implantado. Mesmo sem qualquer valor financeiro real presente, poderia haver alguma influência no custo futuro, e em consequência, no valor presente da água. Devido ao pequeno volume de água gasto, tal influência não será considerada.

De um modo geral, não há custos adicionais com mão de obra nesse caso, pois não há contratação de pessoal específico. Quanto à manutenção e desgaste de equipamentos, eles já são considerados nos custos normais de produção da usina. Além disso, os seus valores seriam muito baixos, em comparação com os demais custos. O levantamento e a análise destes custos poderiam vir a ser alvo de estudos futuros.

Assim, para o custo específico incorrido, por MW de reserva mantida na hora j , pela unidade geradora i ⁸, tem-se:

$$C_{i_Res_{ij}} = ad_i \cdot C_{ag_{ij}} \cdot ConAg_i \quad (3.32)$$

onde:

$C_{ag_{ij}}$ - custo unitário do uso da água para a unidade geradora i , na hora j - $\$/m^3$;

$ConAg_i$ - consumo de água da unidade geradora i - m^3/MWh ,

ad_i - fator de abertura do distribuidor para operação da unidade geradora i em vazio, não sincronizada - %.

Neste caso não se incorreria em custo de oportunidade.

- operando como compensador síncrono (motor):

este é um estado mais comum para as máquinas hidráulicas não despachadas, com o objetivo principal de absorção de potência reativa, em períodos de carga leve. A principal característica desta modalidade de operação é a exigência de injeção de ar no compartimento da turbina da máquina. Em função disto, para operar desta forma, uma unidade geradora incorre em quatro modalidades de custos:

⁸ Na Seção 3.2.5 é conveniente que se mude a referência, de usina para unidade geradora, já que as grandezas utilizadas referem-se a cada unidade geradora de uma usina, podendo ser diferentes de uma para outra.

- custos de operação e manutenção, tais como: peças de reposição, lubrificação mão de obra etc;
- desgaste dos equipamentos;
- custo da energia despendida pelos compressores na injeção de ar para o rebaixamento do canal de fuga (manutenção do compartimento da turbina sem água);
- custo da energia utilizada para o funcionamento da máquina como motor síncrono ou seja, o consumo próprio da máquina.

Aqui também são válidas as considerações feitas para as unidades operando em vazio, não sincronizada, quanto aos custos específicos de operação e manutenção e aos custos do desgaste dos equipamentos.

Nesse caso, o custo específico incorrido, por MW de reserva mantida na hora j , seria:

$$C_{i_Res_{ij}} = (f_{cm_i} \cdot CA_N_i \cdot Pr_{e_{ij}} + CCOM_i \cdot Pr_{e_{ij}}) / CA_N_i \quad (3.33)$$

ou:

$$C_{i_Res_{ij}} = (f_{cm_i} \cdot CA_N_i \cdot Pr_{C_{ij}} + CCOM_i \cdot Pr_{C_{ij}}) / CA_N_i \quad (3.34)$$

onde:

$Pr_{e_{ij}}$ - preço de venda da energia, para a unidade i , na hora j ;

$Pr_{C_{ij}}$ - preço praticado nos contratos iniciais pelo agente gerador para a unidade i , na hora j ;

f_{cm_i} - fator de consumo da unidade geradora i a manter reserva girante, para operar como motor síncrono;

$CCOM_i$ - consumo horário de energia na compressão de ar para a unidade geradora i , em MWh, para rebaixamento do canal de fuga.

Assim, como:

$$fcm_i = CMOT_i / CA_N_i \quad (3.35)$$

vem:

$$Ci_Res_{ij} = (CMOT_i \cdot Pre_{ij} + CCOM_i \cdot Pre_{ij}) / CA_N_i \quad (3.36)$$

$$Ci_Res_{ij} = Pre_{ij} \cdot (CMOT_i + CCOM_i) / CA_N_i \quad (3.37)$$

sendo $CMOT_i$ o consumo da unidade geradora para operar como motor síncrono, em MWh.

Geralmente este valor representa aproximadamente 1% da potência nominal da unidade. Nesta modalidade de operação evita-se um consumo de água da ordem de 9 a 12% da vazão nominal da unidade geradora, o que seria benéfico em cenários hidrológicos desfavoráveis.

O volume de ar necessário, bem como seu consumo, dependerão principalmente do porte da turbina e de suas condições de submersão. Não existe uma regra geral, mas pode-se afirmar que máquinas que operam com quedas maiores e com tubos de sucção mais mergulhados, ou seja, com percursos atingindo maiores profundidades, tendem a perder menos ar que aquelas de baixa queda.

Neste estado, a unidade também estaria prestando paralelamente os serviços de reservas operativas para confiabilidade e suporte de reativos para controle de tensão. A reserva neste caso seria girante, com tempo aproximado para assumir carga de 10 a 15 s, e o seu montante dado pela potência nominal da unidade. Na Tabela 3.10 são mostrados os consumos de algumas usinas da região sudeste, na operação como compensador síncrono.

Tabela 3.10 - Potência Absorvida na Operação como Compensador Síncrono

UNIDADE	CAPACIDADE NOMINAL (MVA)	CMOT+CCOM
SALTO OSÓRIO	175	3,30
SALTO SANTIAGO	333	4,90
PASSO FUNDO	110	2,00
FURNAS	160	3,00
ITUMBIARA	365	2,60
CORUMBÁ	139	1,00

Fonte: Furnas, Cemig, Eletrosul

Este constitui um caso excepcional, no qual a unidade estaria prestando dois tipos de serviço. Em função disto, seria necessário investigar-se qual a melhor forma de tratar os custos incorridos e a remuneração pelos serviços. A reserva neste caso pode ser considerada como girante, com tempo para assumir muito pequeno, sendo o seu montante dado pela potência nominal da unidade.

Nesta hipótese, também não se incorre em custo de oportunidade.

b. Usinas ou unidades parcialmente despachadas.

Também nesta situação elas possuem capacidade de geração ociosa determinada pelo mecanismo de despacho. Esta reserva é portanto natural, e como reserva para confiabilidade possui alta qualidade, por ser girante e sincronizada e por não se incorrer em qualquer tipo de custo no seu fornecimento. Isto poderia permitir um aumento no faturamento por parte dos fornecedores, em um ambiente competitivo, exceto na condição a seguir:

- diminuição da geração definida previamente pelo pré-despacho otimizado, para manutenção de reservas operativas

Caso o despacho determine que uma usina ou unidade geradora tenha a sua geração diminuída, em relação a um valor já definido, ter-se-ia a situação caracterizada como *constrained-down* (ver Seção 3.2.2). O custo em que se incorre agora, seria apenas o custo de oportunidade por deixar de gerar, o qual é

abordado também na Seção 3.2.2, onde são apresentadas diversas possibilidades para a formação deste custo.

Além da vantagem econômica, deve ser lembrada a capacidade neste caso, de se responder rapidamente a uma necessidade de tomada de carga.

c. Usinas ou unidades completamente despachadas:

Tendo o despacho determinado que uma usina deva comprometer toda a sua capacidade de geração para atender a demanda, para que a usina ou unidade geradora propicie reservas operativas, a situação configurada seria basicamente idêntica à anterior, ou seja, ela teria que ser *constrained-down*. A diferença é que agora, o custo em que se incorre não seria composto apenas pelo custo de oportunidade por deixar de gerar, mas principalmente por ele.

Uma outra modalidade de custo que se apresenta neste caso, seria aquela proporcionada pela operação da usina ou unidade geradora fora do ponto de maior eficiência, comentado na Seção 3.2.4 (supõe-se que uma unidade completamente despachada esteja sempre operando em seu ponto de máxima eficiência). Este custo se traduziria num aumento do seu consumo específico de água, cuja consequência seria um acréscimo no custo de geração da unidade geradora.

Conforme mostrado na Figura 3.1, a eficiência varia pouco com a variação da potência gerada, principalmente para turbinas dos tipos Pelton e Kaplan. Pode observar-se que para estas turbinas, a eficiência praticamente não varia, permanecendo na faixa de 90% para uma variação de 40 a 90% da potência gerada, em relação à capacidade máxima de geração. Para as turbinas dos tipos Francis e hélice (lâminas fixas) a variação da eficiência seria maior. Para a turbina Francis, por exemplo, ela cairia de 93% para 70%, para a mesma faixa de variação da potência gerada.

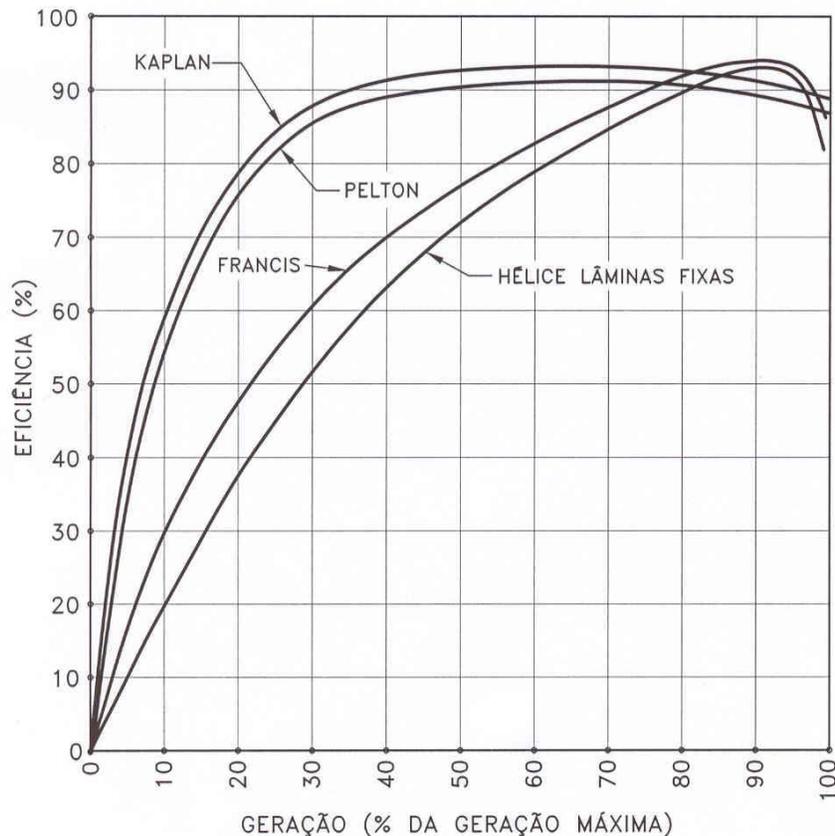


Figura 3.1 – Curvas Típicas de Eficiência das Turbinas Hidráulicas [Skrotzki, 1960]

O acréscimo no custo de geração da unidade geradora, devido à diminuição da eficiência, em função da operação fora do ponto de máxima eficiência, depende grandemente do projeto do empreendimento de geração devendo ser verificado para cada caso a necessidade de se considerar ou não este aumento de custos.

3.2.5.2 Usinas ou Unidades Geradoras Térmicas

De um modo geral, em sistemas com grande predominância de usinas hidráulicas o despacho de carga do sistema é feito de forma centralizada e o despacho das usinas térmicas depende do chamado 'custo futuro da água', atualizado para valores presentes. A decisão sobre quanto despachar hoje de usinas térmicas e de usinas hidráulicas depende dos prováveis cenários futuros de aflúncias aos reservatórios das usinas hidráulicas.

Os custos incorridos por este tipo de usinas são semelhantes àqueles das usinas hidráulicas, exceto por alguns, que são exclusivos das usinas térmicas. Assim, é possível ocorrerem as situações a seguir, supondo-se não existirem declarações de inflexibilidade por parte das usinas.

a. Usinas ou unidades não despachadas.

Nesta situação elas estariam com toda a sua capacidade de geração ociosa, como resultado do mecanismo de despacho otimizado, da mesma forma que para as unidades hidráulicas. Vários estados das unidades geradoras seriam também possíveis, podendo incorrer-se ou não em custos para a manutenção das reservas resultantes. Estes estados seriam:

- completamente paradas, frias:

as usinas ou unidades térmicas não despachadas, como resultado do despacho de carga otimizado, dependendo de seu tempo de partida ou tempo para sincronizar, somente poderão oferecer reservas não-girantes, aquelas de partida mais rápida, ou de substituição, aquelas de partida mais lenta, não havendo qualquer tipo de custos, nem específicos nem de oportunidade. Poderia ser feito algum questionamento quanto ao custo da partida da unidade, caso ela fosse solicitada a gerar, num momento de contingência. Na hipótese em questão, ele seria computado no custo da energia gerada, e não considerado como parte do custo do serviço de reservas operativas.

- operando sem carga, ou no valor mínimo de geração:

uma outra possibilidade seria a ocorrência de uma solicitação do operador do sistema para que uma usina ou unidade térmica fria fosse colocada em operação, em vazio, ou gerando o mínimo, para a manutenção de reserva girante. Esta seria a reserva de custo mais elevado, uma vez que os custos incorridos seriam:

- custo de partida da unidade;
- custo do combustível para manutenção da máquina operando, no caso de operação em vazio;

- custo provocado pela operação fora do ponto de maior eficiência, no caso de operação no valor mínimo;
- custos de operação e manutenção, tais como: peças de reposição, lubrificação, mão de obra, etc;
- desgaste dos equipamentos.

A Tabela 3.11 mostra valores dos custos de partida (*start-up costs*), e dos custos de operação a vazio (*no-load costs*), de diversas usinas térmicas. Como se vê, a avaliação destes custos deve ser feita também para cada caso, pois os valores são bastante variáveis de usina para usina. O custo incorrido seria composto assim de duas partes, não se considerando os custos de operação e manutenção e de desgaste dos equipamentos:

- parte fixa que é o custo de partida, o qual não varia em função do tempo que a unidade permanece fornecendo reservas;
- parte variável, representada pelos custos de operação a vazio ou operação no valor mínimo.

Assim:

$$CI_Res_i = CP_i + ts \cdot Cov_i \quad (3.38)$$

onde:

CI_Res_i - custo total incorrido no serviço de reserva pela unidade i , em \$;

CP_i - custo de partida da unidade geradora i , em \$/partida;

ts - período em que a unidade permanece prestando o serviço, em horas;

Cov_i - custo de operação em vazio da unidade geradora i , ou custo da operação no valor mínimo, em \$/hora.

Em valores por hora (\$/h) tem-se:

$$CI_Res_i = \frac{CP_i + ts \cdot Cov_i}{ts} \quad (3.39)$$

Em valores unitários (\$/MWh) tem-se, por hora pertencente ao período ts:

$$Ci_Res_{ij} = \frac{CP_i}{RES_{ij} \cdot ts} + \frac{Cov_i}{RES_{ij}} \quad (3.40)$$

Sendo RES_{ij} a reserva mantida pela unidade geradora i (média horária), durante o período ts

Tabela 3.11 - Custos de Partida e Operação em Vazio de Usinas Térmicas

USINA (COMBUSTÍVEL)	CAPACIDADE NOMINAL (MW)	CUSTO DE PARTIDA (US\$/partida)	CUSTO DE OPERAÇÃO EM VAZIO (US\$/h)
ÓLEO COMBUSTÍVEL	290	6948	1884
ÓLEO COMBUSTÍVEL	290	6380	1312
ÓLEO COMBUSTÍVEL	72	753	513
ÓLEO COMBUSTÍVEL	660	36667	3607
CARVÃO	360	102270	1143
ÓLEO COMBUSTÍVEL	208	2228	3960
ÓLEO COMBUSTÍVEL	192	2054	3266
CARVÃO	196	4669	346
CARVÃO	196	4669	335
CARVÃO	196	4669	168
CARVÃO	625	75798	1220
CARVÃO	630	75798	1080
ÓLEO COMBUSTÍVEL	96	1142	1378
CARVÃO	84	3162	243
CARVÃO	84	3161	264
CARVÃO	112	3931	192
CARVÃO	112	3931	208
CARVÃO	112	3931	242

Fonte: IRD Corporation, Bethesda, Maryland, EUA

Se a máquina for do tipo 'partida rápida', isto é, possuir recursos que propiciem um tempo para sincronizar menor, ela poderia vir a fornecer reservas para confiabilidade, não girante. Neste caso, os únicos custos específicos incorridos

seriam os custos fixos de capital, impostos pela diferença de preço da máquina, em relação a uma máquina de característica normal.

b. Usinas ou unidades parcialmente despachadas.

Neste caso, a capacidade de geração ociosa também teria sido determinada pelo resultado do despacho de carga. Esta seria uma reserva natural, girante, com custo praticamente nulo, da mesma forma que ocorre para as usinas hidráulicas. A exceção seria a condição em que houvesse diminuição da geração definida previamente pelo despacho para manutenção de reservas operativas. Caso o despacho determine que uma usina ou unidade geradora tenha a sua geração diminuída, em relação a um valor já definido, ter-se-ia a situação caracterizada como *constrained-down* e o custo incorrido seria apenas o custo de oportunidade por deixar de gerar (ver Seção 3.2.2).

c. Usinas ou unidades completamente despachadas.

De forma análoga às máquinas hidráulicas, se uma máquina térmica com toda a sua capacidade de geração comprometida para atender à demanda, for instada a fornecer reservas girantes, caracteriza-se novamente uma situação *constrained-down*. Os custos incorridos seriam:

- custo de oportunidade por deixar de gerar;
- custo proporcionado pela operação fora do ponto de operação de maior rendimento

3.2.6 Alocação dos Custos Incorridos pelos Serviços de Reservas Operativas para Regulação de Frequência

As usinas ou unidades geradoras designadas para este serviço devem estar equipadas de forma apropriada, com reguladores de velocidade e/ou equipamentos que lhe permitam participar do controle automático de geração, como estações de telemetria. Os reguladores de velocidade são necessários para atuação na regulação primária de frequência, e a conexão ao CAG para atuação na regulação secundária de frequência. Ambos os serviços necessitam de alguma reserva de potência associada, para que

possam ser executados. Estas reservas devem ser necessariamente do tipo girante e as usinas ou unidades envolvidas devem ter sido despachadas. Em sistemas com predominância de usinas hidráulicas, a função completa de regulação de frequência é assumida geralmente por usinas hidráulicas que, em caso contrário, estariam gerando a sua capacidade máxima. Assim estas usinas ou unidades seriam, na maioria das vezes, *constrained down* para participar deste serviço.

Uma vez que, neste caso há exigência de equipamentos específicos, os custos incorridos serão, em primeiro lugar, os custos financeiros gerados pelo investimento:

- retorno do investimento;
- retorno sobre o investimento
- amortização;
- taxas cujos valores sejam calculados em função do investimento de capital;
- outras despesas financeiras associadas.

Na maioria dos projetos de usinas, já se prevê a instalação dos reguladores de velocidade nas unidades geradoras, e o seu custo é incorporado no custo da usina como um todo, sendo, portanto recuperado na comercialização da energia. Quanto à participação no CAG, é mais provável que neste caso haja a necessidade de algum investimento, que pode variar conforme as características das unidades geradoras, principalmente em função do regulador de velocidade instalado.

Numa unidade de projeto recente, o custo de conexão ao CAG é ínfimo em relação ao custo da máquina, podendo ser desconsiderado, uma vez que o regulador de velocidade já possui recursos para esta função, não precisando ser substituído. Em máquinas mais antigas (décadas de 70 e 80), pode haver algum custo extra para digitalização, e transmissão de dados (estações de telemetria). No caso de máquinas muito antigas, da década de 60 para baixo, os custos de investimento seriam muito maiores, pois tornar-se-ia necessária a introdução de transdutores de leituras, além de interfaces adequadas para receberem os sinais de controle do Centro de Operação. De qualquer forma, todos os investimentos feitos, mesmo baixos, se comparados aos custos da unidade geradora, deve ser considerados e recuperados na remuneração do serviço.

Em segundo lugar os custos incorridos são:

- custo de oportunidade por deixar de gerar;
- custo produzido pela operação fora do ponto de operação de maior rendimento da máquina;
- custo próprio da regulação, isto é, custo do desgaste maior dos equipamentos, devido à geração com variação constante na potência de saída.

Observa-se então que, com exceção dos custos de investimento e deste custo próprio, o serviço de regulação de frequência, primária ou secundária, estaria sujeito basicamente aos custos incorridos na manutenção das reservas de potência de que ele necessita para ser executado, que ocorreriam da mesma forma, tanto para as usinas ou unidades geradoras térmicas, quanto para as hidráulicas.

3.3 Comentários Finais

Os custos mais significativos relacionados aos serviços de reservas operativas e regulação de frequência são os custos de oportunidade perdida ao se deixar de gerar uma certa quantidade de energia. Entretanto, no caso das reservas de confiabilidade, estes custos aparecem apenas em situações especiais, quando há a necessidade de se passar de um pré-despacho de carga já definido como ótimo sob o aspecto econômico, para um despacho sub-ótimo. Para as usinas participantes da regulação de frequência esta ocorrência é muito mais comum, em função da necessidade de sempre se manter um determinado nível de reservas com esta finalidade. Estes custos são influenciados pela idade da unidade geradora e também pela variação do seu fator de capacidade, determinada pela intensidade da sua participação na regulação de frequência e no fornecimento de reservas.

Em relação aos custos específicos dos serviços, aqueles relacionados à operação de uma unidade geradora fora do ponto de maior rendimento, também só ocorrem caso haja uma determinação no sentido de se diminuir a geração da unidade, que se encontrava operando neste ponto, ou para entrar em operação gerando a sua potência mínima. De um modo geral tais custos são baixos, possuindo maior representatividade para as unidades térmicas.

Uma outra situação em que tipos diferentes de custos específicos aparecem, é aquela em que uma unidade geradora que se encontrava não despachada é determinada a se

colocar pronta para assumir carga, gerando a sua potência mínima para disponibilizar reservas girantes, no caso desta ser suficiente apenas para cobrir as perdas em vazio. Os custos seriam relacionados principalmente ao consumo de combustível, energia (na operação como motor síncrono) e água para se manter tal situação. Podem ser considerados ainda os custos relativos ao desgaste da unidade geradora e equipamentos auxiliares, geralmente baixos e de difícil avaliação.

