

Sumário

7	Introdução ao Estudo de Mercados de Energia Elétrica	1
7.1	Introdução	1
7.2	Modelos de Mercado de Energia em Ambiente Desregulamentado	1
7.2.1	Modelo “Pool”	1
7.2.2	Modelo de Transações Bilaterais	2
7.2.3	Modelo Misto “Pool”/Bilateral	2
7.2.4	Papel do Operador do Sistema	2
7.3	Noção de Preço Instantâneo (“Spot Price”)	3
7.3.1	Motivação e Conceituação	3
7.3.2	Implementação de Mercados de Energia Baseados em <i>Spot Price</i>	4
7.3.3	Definição de <i>Spot Price</i>	5
7.4	Precificação dos Serviços de Transmissão em Ambiente Desregulamentado	9
7.4.1	Selo postal	9
7.4.2	Trajétoria contratada	9
7.4.3	MW-Milha	10
7.4.4	Custos Marginais de Barra	11
7.5	Transações Envolvendo Produtores Independentes	14
7.6	Gerenciamento pelo Lado da Demanda	16
7.6.1	Introdução	16
7.6.2	Elasticidade-Preço e Elasticidade-Preço Cruzada	17
7.6.3	Curvas de Demanda e de Oferta, Funções Benefício e Funções Custo	19
7.6.4	Fatores de Intertemporalidade	20
7.6.5	Modelo de Referência para o Gerenciamento pelo Lado da Demanda - GLD	21
7.6.6	Formulação do FPO Dinâmico num contexto de GLD.	22
8	Serviços Ancilares	27
8.1	Introdução	27
8.2	Serviços Ancilares de Energia Ativa	28
8.2.1	Regulação de Frequência	28
8.2.2	Perdas de Transmissão	29
8.3	Serviços Ancilares de Energia Reativa	29
8.3.1	Suporte do Perfil de Tensão do Sistema	29
8.3.2	Suporte de Potência Reativa aos Consumidores	29
8.4	Reservas Operativas	30
8.5	Segurança do Sistema	30

8.6	Serviços Ancilares para Regulação de Freqüência e Manutenção da Segurança	31
8.6.1	Regulação Primária	31
8.6.2	Regulação Secundária	31
8.6.3	Regulação Terciária	32
8.6.4	Reservas de Operação	32
8.7	Despacho de Energia e Reserva	33
8.7.1	Curvas de Ofertas dos Geradores	33
8.7.2	Liquidação do Mercado	34
8.7.3	Liquidação Baseado na Ordem de Mérito	34
8.7.4	Liquidação Seqüencial dos Mercados de Reserva e Energia	36
8.7.5	Liquidação Conjunta de Energia e Reserva	37

Capítulo 7

Introdução ao Estudo de Mercados de Energia Elétrica

7.1 Introdução

Este capítulo aborda conceitos relativamente recentes ligados à operação de Sistemas Elétricos de Potência em ambiente de mercado. Estes conceitos dizem respeito a:

- Noção de Mercados de Energia Elétrica;
- Definição de “Spot Price”;
- Consideração dos serviços de transmissão em ambiente de mercado;
- Incorporação de Produtores Independentes e sua utilização dos sistemas de transmissão;
- Noções sobre Gerenciamento pelo lado da Demanda.

7.2 Modelos de Mercado de Energia em Ambiente Desregulamentado

No novo ambiente desregulamentado, são definidos dois modelos básicos de mercado: um modelo centralizado, denominado Pool, e outro modelo de administração com pouca ou nenhuma intervenção centralizada, colocado em prática através de transações bilaterais. Apesar da diferença fundamental entre estes, é possível encontrar estruturas de mercado com características mais ou menos centralizadoras, ou até mesmo características comuns aos dois modelos numa mesma estrutura.

7.2.1 Modelo “Pool”

O princípio de funcionamento deste modelo está baseado em que todas as transações de compra e venda de energia elétrica ou serviços realizam-se através de um órgão centralizador. Vendedores e compradores fazem ofertas/lances em termos de preços e quantidades de energia. O operador do “Pool” determina quais as ofertas são aceitáveis, de modo a assegurar o balanço de potência e a segurança do sistema. O objetivo é obter

o mínimo custo da operação, despachando inicialmente os geradores com os menores preços, até atender a carga total do sistema.

Portanto, o operador do sistema age como interveniente entre os produtores de energia e os consumidores. O operador compra e vende energia nas barras do sistema a preços eficientes de curto prazo.

A principal vantagem da estrutura tipo “Pool” é que não há necessidade de definir a transmissão: os usuários nunca “transmitem” potência sobre a rede, simplesmente vendem-na em alguns nós e compram-na em outras.

Por outro lado, esta estrutura de mercado apresenta algumas dificuldades, tais como:

- Possível relutância quanto à sua aceitação por parte usuários: se problemas de congestionamentos de transmissão tornam-se freqüentes, ou se há incerteza quanto aos preços, os agentes podem preferir transações diretas entre usina e consumidores, com transmissão bem definida;
- Há necessidade de mecanismo de proteção contra variações inesperadas de preços.

7.2.2 Modelo de Transações Bilaterais

Nesta estrutura de mercado, as transações são feitas diretamente entre os vendedores e compradores, de modo a permitir que os participantes negociem os melhores contratos para cada um deles. O papel do operador independente do sistema fica limitado à função de sinalizar os modos inaceitáveis de operação da rede e coordenar o despacho para que o mesmo tenha um desvio mínimo em relação as transações contratadas.

7.2.3 Modelo Misto “Pool”/Bilateral

Nesta estrutura, o operador do mercado centraliza a compra e venda de energia e serviços, porém seu impacto sobre as negociações é menor do que no modelo exclusivamente “Pool”. As transações bilaterais são permitidas e encorajadas como contratos de longo prazo.

7.2.4 Papel do Operador do Sistema

Analisando as estruturas de mercado, é importante ressaltar o papel do operador independente do sistema em cada tipo de estrutura. Alguns autores classificam o papel do operador independente em dois tipos:

- *Minimalista*, cuja intervenção nas atividades de planejamento e programação da operação ocorre somente nos casos em que o despacho pode acarretar congestionamentos na transmissão ou afetar a segurança do sistema.
- *Maximalista*: neste caso, o operador é responsável pela programação da geração, incluindo as decisões sobre a alocação das unidades (“unit commitment”) e programação dos serviços ancilares. Também pode ser responsável pelo despacho de geração para suprir energia de regulação e reservas de potência ativa e reativa.

Os mercados da Espanha e Califórnia são exemplos nos quais o operador independente opera sob um aspecto minimalista. Por outro lado, quando sua função é maximalista, o operador independente do sistema pode operar diretamente no ambiente competitivo, definindo os despachos pelos critérios do mercado, ou trabalhar coordenadamente com o agente do mercado.

7.3 Noção de Preço Instantâneo (“Spot Price”)

7.3.1 Motivação e Conceituação

A noção de *spot price* surgiu ainda no contexto de ambientes regulamentados, como uma tentativa de cumprir os seguintes objetivos:

- **Liberdade de escolha do consumidor de energia elétrica:** com respeito a custo e confiabilidade de fornecimento e à escolha de como utilizar a energia elétrica;
- **Eficiência econômica:** motivar consumidores a ajustar seus padrões de consumo aos custos marginais da concessionária;
- **Igualdade (equidade):** reduzir subsídios - contas dos consumidores baseadas nos custos da empresa para atendê-los;
- **Controle, operação e planejamento das Concessionárias:** Considerar os requisitos técnicos de Engenharia para controlar, operar e planejar os sistemas de potência.

Estes critérios podem ser atendidos através da combinação de princípios básicos da Economia e da Engenharia, considerando as concessionárias e seus consumidores como um sistema integrado único, que leva à noção de Mercado de Energia (ME) baseado em preços instantâneos. Preconiza-se que a concessionária e consumidores são parceiros trabalhando em conjunto para obter o máximo benefício da utilização da energia elétrica a mínimo custo. A noção de ME baseia-se especificamente em:

- Princípios econômicos de oferta e procura;
- Atuação conjunta de concessionárias e consumidores;
- Conceito de *spot price*.

Fatores para o sucesso do ME:

1. *Do lado da geração:* custos que aumentam com a demanda;
2. *Do lado da demanda:* demandas variáveis que podem se adaptar a variações de preço;
3. *Mecanismos de mercado* para compra e venda de energia elétrica;

4. *Comportamento não-polarizado dos consumidores;*
5. *Comportamento não-polarizado dos geradores.*

Os primeiros quatro itens são normalmente cumpridos quando a “commodity” é energia elétrica. O quinto requisito só seria cumprido idealmente em ambiente totalmente desregulamentado. Em ambiente regulamentado, pressupõe-se que entidades reguladoras coibam o comportamento monopolístico.

No ME, há uma malha-fechada entre a concessionária e seus consumidores, que contemple a diversidade de características, desejos e necessidades dos consumidores.

7.3.2 Implementação de Mercados de Energia Baseados em *Spot Price*

As etapas visando a implementação de um ME é constituída por três etapas:

1. Definição de *spot prices* horários;
2. Definição de transações concessionária-consumidor baseada no *spot price*;
3. Implementação, considerando as necessidades e capacidades de ambas as partes.

Definição de Preço Instantâneo:

É feita em termos dos custos marginais. Na seção 7.3.3 apresenta-se com detalhes a definição deste conceito. O valor do *spot price* depende a cada hora das variações horárias de:

- Custos de produção de energia (combustível, manutenção);
- Capacidade de geração;
- Perdas e capacidade de transmissão;
- Padrões de demanda dos consumidores.

Definição das Transações:

Podem ser classificadas em:

- *Transações baseadas no preço:*
 - *Uma hora à frente:* preço com variação horária, definido para um horizonte de uma hora;
 - *24 horas à frente:* preço com variação horária, considerando horizonte de 24h;
 - *Tarifa plana:* considera-se um período de cobrança (previamente definido) à frente.

- *Transações de curto prazo*: podem ser interruptíveis, caso em que são realizadas a preço mais baixo;
- *Contratos de longo prazo*, a preço fixo e quantidade fixa. O consumidor compra um “seguro” para garantir o suprimento no período considerado.

Implementação das transações:

Para se implementar as transações, algumas etapas devem ser observadas:

- Cálculos/estimativa em tempo real dos *spot prices* horários;
- Implementação de sistemas de comunicação para efetura medições e cobranças;
- Uso do preço como um novo “sinal” nos centros de operação de sistemas.

7.3.3 Definição de *Spot Price*

No decorrer desta seção, a seguinte notação será utilizada:

- ▶ $\rho_k(t)$: tarifa instantânea horária para o consumidor k durante a hora t ($\$/kWh$);
- ▶ $d_k(t)$: demanda do consumidor k durante a hora t (kW);
- ▶ $d(t)$: demanda total durante a hora t (kWh).

$$d(t) = \sum_k d_k(t)$$

- ▶ $\rho_k(t) \triangleq$ Custo marginal para fornecer energia elétrica ao consumidor k durante a hora t levando em conta os custos operacionais e de capital, dado por:

$$\rho_k(t) = \frac{\partial (\text{Custo total de suprimento de energia elétrica aos consumidores})}{\partial d_k(t)}$$

Esta derivada é calculada sujeita a restrições como:

- Balanço de energia (geração = carga + perdas);
- Limites de geração;
- Leis de Kirchoff;
- Limites de transmissão.

O exemplo abaixo ilustra o uso da precificação de energia baseada nos preços “spot”.

Exemplo 7.1 Considere o sistema de potência da Fig. 7.1.

Suponha que os geradores são despachados economicamente (isto é, G_1 é utilizado até que $P_L > 1000$ MW). Ignorando as perdas e custos de capital tem-se:

P_L (MW)	Custo da Concessionária (\$/h)	Custo Operacional Médio (c/kWh)	ρ (c/kWh)
1000	$1 \times 10^6 \times 2 \times 10^{-2} = 20000$	$\frac{20000 \times 10^2}{1 \times 10^6} = 2$	2
1100	$20000 + 10000 = 30000$	$\frac{30000 \times 10^2}{1,1 \times 10^6} = 2,72$	10

Sabendo-se que $P_{L,\max} = 1100$ MW e supondo que:

- Benefício do consumidor = 5 c/kWh;
- Benefício social \triangleq (Benefício do consumidor) - (Custo operacional da concessionária);
- Consumidores agem de acordo com seus melhores interesses,

calcule:

- (a) O benefício dos consumidores, custo de geração e benefício social supondo que
 (i) os consumidores pagam seu consumo de acordo com os custos de operação, e
 (ii) os consumidores pagam seu consumo de acordo com os custos marginais.
- (b) Suponha agora que o benefício da consumidor passa a ser de 15 c/kWh, refaça o item anterior.

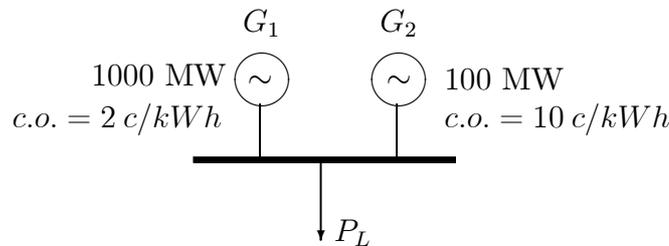


Figura 7.1: Sistema para Exemplo 7.1.

Solução: (a) A tabela a seguir compara os resultados da situação em que os consumidores pagam *spot price* com o caso em que o preço é baseado nos custos operacionais:

	Carga (MW)	B (\$)	C (\$)	BS (\$)
Se consumidores pagam <i>spot price</i> , a demanda será cortada em 1000 MW	1000	50000	20000	30000
Se consumidores pagam custos operacionais médios (demanda irá a 1100 MW)	1100	55000	30000	25000

Portanto o benefício social é maior se os consumidores utilizam *spot price* ao invés dos custos operacionais médios.

(b) Se variarmos as condições do problema, e supusermos que o benefício da consumidor passa a ser de 15 c/kWh, teremos

Carga (MW)	B (\$)	C (\$)	BS (\$)
1100	$0,15 \times 1100 \times 10^3 = 165000$	30000	135000

O faturamento da empresa será:

	Faturamento	Lucro
Se os consumidores pagam <i>spot price</i>	110000 ⁽¹⁾	80000 ⁽²⁾
Se os consumidores pagam os custos médios de operação	30000 ⁽³⁾	0 ⁽⁴⁾

(1) $\rho \times d = 10 \text{ c/kWh} \times 1100 \text{ MW} = 110000$;

(2) $110000 - 30000 = 80000$;

(3) $c.o. \times d = 2,72 \text{ c/kWh} \times 1100 \text{ MW} = 30000$;

(4) $30000 - \text{custo operacional da concessionária} = 0$ ■

Componentes do *Spot Price*

O preço instantâneo é composto pelos seguintes termos:

$$\rho_k(t) = \lambda(t) + \gamma_{QS}(t) + \eta_{L,k}(t) + \eta_{QS,k}(t)$$

Os termos de retorno de investimento de médio prazo, a serem discutidos na seção (7.3.3), também podem ser considerados. Neste caso, adicionam-se dois novos termos à equação acima:

$$\rho_k(t) = \lambda(t) + \gamma_{QS}(t) + \eta_{L,k}(t) + \eta_{QS,k}(t) + \gamma_R(t) + \eta_R(t)$$

- $\lambda(t)$: Traduz os custos de produção (combustível, etc) e manutenção:

$$\lambda = \frac{\partial(\text{Custo de produção e manutenção})}{\partial d(t)}$$

Como sabemos, λ tende a aumentar quando a demanda aumenta.

- $\eta_{L,k}(t)$: Traduz os efeitos de $d_k(t)$ sobre as perdas de transmissão e distribuição.

$\lambda(t)$ e $\eta_{L,k}(t)$ são os componentes de custo operacional.

- $\gamma_{QS}(t)$: Qualidade de suprimento de geração.

– Se $p(t) \leq \bar{p}(t)$, $\gamma_{QS}(t)$ será zero;

– Quando $p(t)$ tende a $\bar{p}(t)$, $\gamma_{QS}(t)$ aumenta rapidamente e tende a dominar o *spot price*.

$\gamma_{QS}(t)$ pode ser utilizado para fazer com que os consumidores reduzam drasticamente o consumo, até que $p(t)$ torne-se menor que $\bar{p}(t)$.

- $\eta_{QS,k}(t)$: Qualidade de suprimento da rede, que traduz o efeito da demanda do consumidor k sobre congestionamentos no sistema de transmissão. Este termo torna-se grande em magnitude quando a capacidade da rede para transportar energia é esgotada, isto é, quando $t(k) = \bar{t}(k)$ ou $\underline{t}(k)$. Sua inclusão no “spot price” permite que consumidores e geradores ajustem seu comportamento de modo a aliviar sobrecargas na transmissão.

Exemplo 7.2 *Considere o sistema de potência apresentado na Figura 7.2. Determine os preços “spot” nas barras e seus componentes de custos de produção e qualidade de suprimento da rede nos seguintes casos:*

- Supondo que a capacidade da linha é suficiente para transportar toda a carga;
- Se a capacidade da linha é menor do que a carga.

Solução:

- Se a capacidade da linha é suficiente, então

$$\begin{aligned} \lambda &= 5 \text{ c/kWh} & \eta_{QS,k} &= 0, \quad k = 1, 2 \\ \rho &= 5 \text{ c/kWh} & & \text{para ambas as barras.} \end{aligned}$$

- Se a capacidade da linha for menor que a demanda e nas situações em que esta ultrapassa a capacidade de transmissão, teremos:

$$\begin{aligned} \text{Barra 1: } \rho_1 &= 5 \text{ c/kWh} \\ \text{Barra 2: } \rho_2 &= 10 \text{ c/kWh} = \underbrace{5 \text{ c/kWh}}_{\lambda} + \underbrace{5 \text{ c/kWh}}_{\eta_{QS,2}} \end{aligned}$$

e portanto

$$\eta_{QS,1} = 0 \text{ c/kWh} \quad \text{e} \quad \eta_{QS,2} = 5 \text{ c/kWh}$$

Isto é, o custo incremental de qualidade de suprimento da rede é igual à diferença entre os custos incrementais de combustível de cada uma das barras em relação ao caso sem congestionamento.

■

Componentes de Retorno de Investimentos

Além dos componentes já descritos, termos relativos ao retorno dos investimentos na geração e na transmissão feitos pela concessionária podem ser adicionados à equação do preço instantâneo. Estes componentes são:

- $\gamma_R(t)$: Retorno de investimentos na geração;
- $\eta_R(t)$: Retorno de investimentos na transmissão.

O objetivo de se considerar estas parcelas adicionais é modificar o preço pago pelos consumidores de modo que os investimentos em geração e transmissão da concessionária em um dado período de tempo (por exemplo, um ano) sejam ressarcidos.

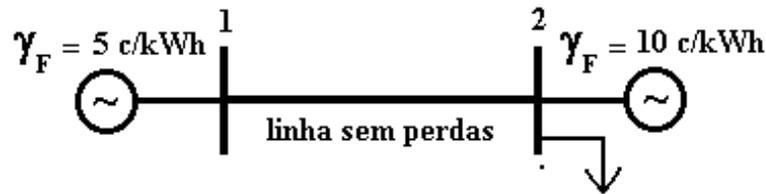


Figura 7.2: Sistema para o exemplo 7.2

7.4 Precificação dos Serviços de Transmissão em Ambiente Desregulamentado

A re-estruturação da indústria de energia elétrica que ocorreu nos últimos anos em muitos países trouxe consigo a necessidade da separação dos segmentos de geração, transmissão e distribuição. Para permitir a existência de competição no setor de geração, uma premissa básica é permitir o acesso à transmissão a todos os agentes geradores. Em consequência, torna-se imprescindível a adoção de metodologias apropriadas de precificação dos serviços de transmissão. Alguns dos métodos existentes para esta finalidade são abordados na sequência.

7.4.1 Selo postal

Neste caso, os preços de utilização dos serviços de transmissão são baseados no valor da potência transportada, em MW (e na duração da transação), independentemente dos pontos de suprimento e entrega da potência e da distribuição de fluxos imposta sobre diferentes circuitos de transmissão pela transação. Trata-se de um método muito simples de ser aplicado, porém ignora completamente as condições reais de operação do sistema, podendo enviar sinais econômicos incorretos para os agentes envolvidos. Por exemplo, um gerador que faz um uso relativamente pequeno do sistema de transmissão ao alimentar uma carga eletricamente próxima estará subsidiando outros agentes que usam o sistema mais intensamente.

7.4.2 Trajetória contratada

Trata-se de um arranjo utilizado para facilitar transações entre agentes geradores e consumidores localizados em regiões diferentes. Consiste em se determinar uma “trajetória estimada” para o fluxo de potência relativo à transação. Os agentes envolvidos na transação remunerariam então apenas o uso dos ativos de transmissão que compõem aquela trajetória. Verifica-se portanto que, como no caso anterior, as condições reais de operação do sistema não são levadas em conta neste processo. Em particular, é ignorada a possibilidade de fluxos de potência paralelos ou circulantes envolvendo ativos de transmissão de outras empresas, como ilustra o exemplo a seguir.

Exemplo 7.3 Considere o sistema de potência mostrado na Figura 7.3, que é formado por seis áreas de controle interconectadas. Suponha que as áreas A e C estão envolvidas em uma transação de 100 MW, diretamente de A para C. Para tal, a área A aumentaria seu intercâmbio líquido de 100 MW, enquanto que a área C reduziria seu intercâmbio líquido do mesmo valor. A trajetória contratada é A-C. Entretanto, como ilustra a figura, as variações resultantes dos fluxos de potência poderiam ser muito diferentes do previamente estimado. Verifica-se no exemplo que outros sistemas de transmissão que não os que ligam diretamente A e C sofrem carregamento adicional devido à transação, pelo surgimento de fluxos paralelos.

A existência de fluxos paralelos em decorrência de transações de terceiros não é em geral admitida em ambientes de mercado, pois:

- Fluxos paralelos provocam perdas adicionais na transmissão;
- Há a possibilidade de congestionamentos de sistemas de transmissão de terceiros como resultado da ocorrência de fluxos paralelos.

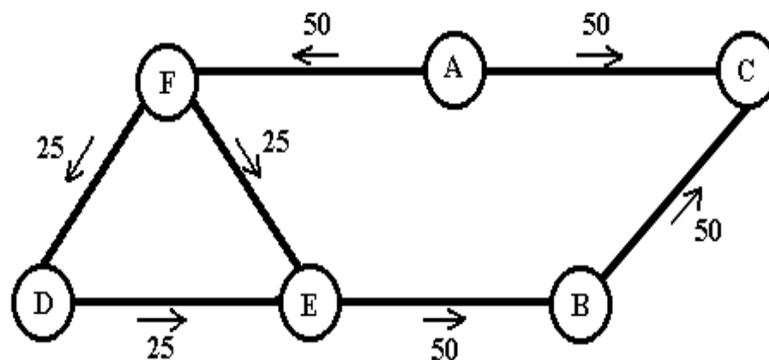


Figura 7.3: Sistema para o exemplo 7.3

7.4.3 MW-Milha

O método denominado MW-milha é uma tentativa de compensar as deficiências dos métodos anteriores. O conceito básico é que o carregamento de cada circuito de transmissão devido a cada transação deve ser determinado separadamente. O valor obtido deve ser multiplicado pelo comprimento da linha e, quando somado sobre todas as linhas da rede, deve fornecer uma medida de quanto cada transação usa a rede elétrica. Transações distintas pagam encargos de transmissão na proporção de sua utilização da rede. Portanto, se o encargo de transmissão a ser cobrado pela realização da transação T_i é denotado por C_{T_i} , teremos:

$$C_{T_i} = \sum_j \left[\frac{P_{j,T_i} \times L_j \times f_j}{\sum_i P_{j,T_i}} \right]$$

onde

P_{j,T_i} : carregamento do circuito j devido à transação i ;

L_j : comprimento da linha j ;

f_j : pedágio cobrado por milha para a classe de linha à qual a linha j pertence.

Apesar deste método fornecer uma abordagem mais razoável que a dos métodos anteriores para a precificação dos serviços de transmissão, ele ainda apresenta algumas deficiências, tais como:

- Não distingue a importância relativa de circuitos de transmissão quanto à operação segura do sistema e quanto à confiabilidade de cada transação;
- Concentra custos de operação e custos de investimentos nos ativos de transmissão.

7.4.4 Custos Marginais de Barra

A precificação da transmissão baseada na teoria marginalística é uma extensão da teoria dos preços instantâneos (“spot prices”). Sejam:

λ_v : custo marginal no instante considerado na barra do vendedor de energia;

λ_c : custo marginal no instante considerado na barra do comprador de energia;

Então o preço marginal de transmissão é definido como

$$\text{preço marginal de transmissão} = \lambda_c - \lambda_v \quad (7.1)$$

Considerando a ausência de congestionamento no sistema de transmissão, o preço marginal de transmissão é interpretado como o custo incremental que o sistema que “hospeda” a transação, operando economicamente, incorreria em seus próprios geradores para recuperar a perda incremental de transmissão que um incremento unitário de potência devido à transação daria origem.

Além de compensar as perdas de transmissão, o método baseado em custos marginais permite se levar em conta os custos adicionais que advém quando um limite (de fluxo, de transmissão, de geração) é atingido e força um redespacho de geração que obriga o despacho de geradores fora do mérito.

O desenvolvimento que segue tem por objetivo justificar a expressão dos Custos Marginais de Curto Prazo de Transmissão (pedágio) em termos dos custos marginais das barras envolvidas na transação dada pela Eq. (7.1).

Considere a Figura 7.4, que mostra os sistemas A, B e C, onde A vende P_w MW a C através do sistema B, ao qual deverá ser pago pedágio. Suponha que nenhum limite de transmissão é atingido.

Os operadores de B podem determinar os CMB’s das barras 1 e 2 usando um FPO. Se estes operadores fossem comprar o bloco de potência P_w na barra 1 a um preço igual a $(CMB)_1$ e vendê-lo a C a um preço igual a $(CMB)_2$, eles recuperariam o seu custo de transmissão (no caso, basicamente devido às perdas).

Assim, o custo marginal da transação é:

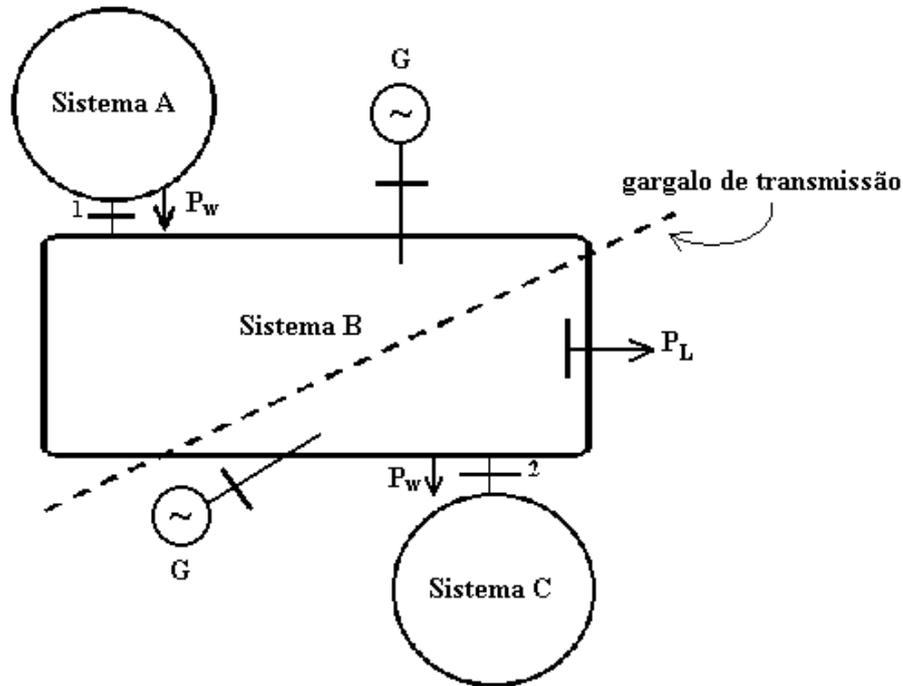


Figura 7.4:

$$\Delta F = \frac{\partial F}{\partial P_w} \times \Delta P_w = \left(\frac{\partial F}{\partial P_{L_1}} \times \frac{\partial P_{L_1}}{\partial P_w} + \frac{\partial F}{\partial P_{L_2}} \times \frac{\partial P_{L_2}}{\partial P_w} \right) \times \Delta P_w$$

como:

$P_{L_1} = -P_w$ e $P_{L_2} = P_w$ tem-se a seguinte expressão:

$$\Delta F = \left(\frac{\partial F}{\partial P_{L_2}} - \frac{\partial F}{\partial P_{L_1}} \right) \times \Delta P_w = (\lambda_2 - \lambda_1) \times \Delta P_w$$

onde F é a função-custo dos geradores do sistema B.

Suponha agora que há uma restrição de transmissão em B tal que, antes que P_w seja injetada no sistema, não é possível mais transmitir potência desde a vizinhança da barra 1 até a vizinhança da barra 2.

Para “transmitir” P_w , o despacho em B tem que ser alterado de forma a absorver a potência entregue próxima à barra 1, e gerar P_w nos geradores próximos à barra 2. A diferença entre os $CMB's$ agora aumentará, de modo a refletir o custo marginal da restrição que se tornou ativa. Portanto, este esquema de precificação compensa os efeitos econômicos dos congestionamentos de transmissão.

Sem violações de restrições de transmissão, os custos marginais de transmissão aumentam gradualmente com o aumento do montante da transação em MW , refletindo o aumento resultante nas perdas de transmissão. Quando restrições de transmissão são atingidas, os custos marginais tendem a variar mais rapidamente e com maior intensidade.

Este método se aplica para estabelecer preços de curto-prazo que não consideram o ressarcimento dos custos de investimento na rede elétrica. Para isto, seria necessário se considerar custos marginais de longo prazo.

Exemplo 7.4 Considere o sistema de potência apresentado na Fig 7.5. Uma transação bilateral ocorre entre um gerador localizado na barra V e um grande consumidor instalado próximo à barra C . A tabela abaixo apresenta a evolução dos custos marginais das barras V e C para diferentes valores de magnitude da transação, em MW. Calcule o valor do pedágio a ser pago à empresa de transmissão nos diversos casos.

Transação (MW)	50	100	150	200
CMB_C (\$/MWh)	24,1	24,7	25,5	27,2
CMB_V (\$/MWh)	21,8	21,3	21,1	20,3

Solução: Utilizando a Eq. (7.1), podemos calcular os encargos de transmissão para cada valor da transação, os quais são dados na tabela abaixo.

Transação (MW)	50	100	150	200
Pedágio (\$/MWh)	2,30	3,40	4,40	6,90

Verifique que os preços aumentam com o aumento do valor da transação, devido à natureza quadrática entre fluxos nas linhas e perdas. Contudo, o aumento agudo na última coluna é devido a outras causas. Algumas barras atingiram limites de tensão e o programa de FPO foi obrigado a reprogramar a geração de modo a despachar geradores fora da ordem de mérito, mas que por sua localização permitir a obtenção de um perfil de tensão admissível. ■

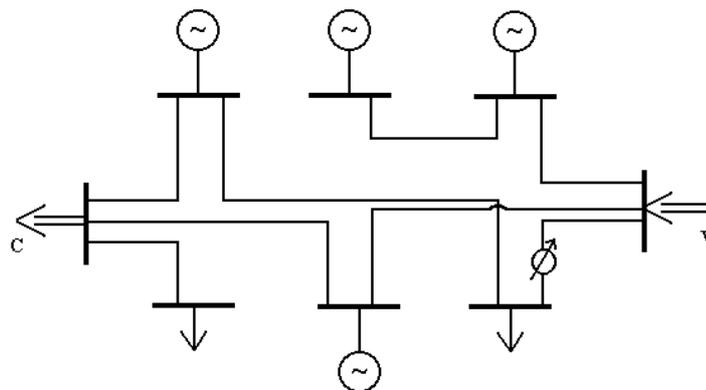


Figura 7.5: Rede elétrica para Exemplo 7.4.

7.5 Transações Envolvendo Produtores Independentes

Distinguiremos dois tipos de transações: quando uma empresa de energia elétrica adquire energia de um produtor independente, diremos que este tipo de transação é uma transação de *mercado Atacadista*. Por outro lado, quando as vendas são feitas diretamente de produtores independentes aos consumidores teremos uma transação de *Mercado Varejista*.

Os problemas técnicos envolvidos na implementação deste tipo de transação envolvem coordenação e despacho. O despacho de um gerador independente que realiza transações bilaterais utilizando a rede de uma empresa de transmissão pode ser feito das seguintes formas:

- Contrato de geração constante;
- Despacho determinado pela concessionária local;
- Despacho para satisfazer à carga do comprador;
- Despacho de acordo com preços anunciados.

Consideremos os diversos casos abaixo, cada um deles associado a uma configuração de Áreas de Controle.

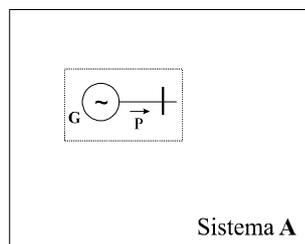


Figura 7.6: Produtor independente G fornece energia para sistema A .

1. *Produtor Independente de Energia vende a energia para a empresa local (transação atacadista).*

Denotaremos o produtor independente por G , que está vendendo energia para a empresa A . A situação considerada é ilustrada na Fig. 7.6. O despacho de G pode assumir as seguintes formas:

- fixado, ou
- sob controle da concessionária, ou
- baseada em preço de compra previamente anunciados.

Por outro lado, o CAG da empresa A pode tratar G como fonte local ou como parte de intercâmbio programado.

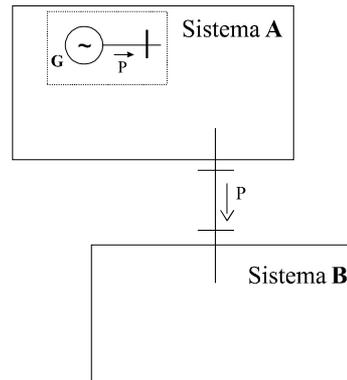


Figura 7.7: Produtor independente transaciona energia com uma empresa remota.

2. *Produtor Independente entrega energia para uma empresa remota.*

Esta situação é ilustrada na Fig. 7.7. Neste caso, devemos ter:

- Pedágio (de mercado atacadista) cobrado por *A*;
- Potência gerada P como intercâmbio programado tanto por *A* quanto por *B*.

3. *Produtor Independente entrega energia para consumidor dentro da jurisdição da concessionária local.*

Nesta situação, representada na Fig. 7.8, temos:

- Pedágio (de varejo) cobrado por *A*;
- Há várias possibilidades para o despacho de G , dependendo do contrato com a empresa *A*:

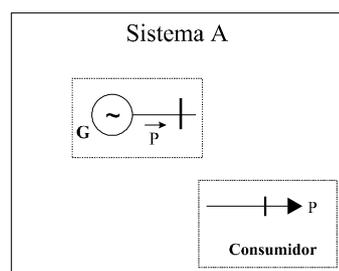


Figura 7.8: Produtor independente alimenta consumidor na área da empresa *A*.

- G pode seguir a demanda do consumidor, o que significa que a geração P e a carga tratadas como intercâmbio pelo CAG de *A*;
- Se G é contratado para fornecer potência constante, a concessionária poderá tratá-la como uma unidade “must-run” e incluir G e a carga em seu CAG.

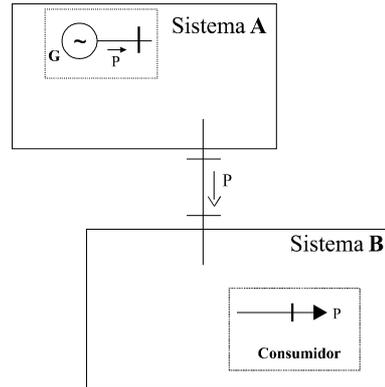


Figura 7.9: Produtor independente alimenta carga na área de outra concessionária.

4. *Produtor Independente vende energia a consumidor na área de jurisdição de outra concessionária.*

A Fig. 7.9 ilustra esta situação, que é mais complexa que as anteriores. As possibilidades são:

- Sistema A pode tratar a geração de G como parte de um intercâmbio programado (com G e com B), com toda a geração P entregue a B ;
- B pode tratar P como intercâmbio entre A e o consumidor;
- Pedágio deve ser pago a A e B .

7.6 Gerenciamento pelo Lado da Demanda

7.6.1 Introdução

O termo *Gerenciamento pelo Lado da Demanda* (GLD) refere-se, em geral, a programas que visam modificar o nível de consumo através do melhoramento da eficiência energética, ou que objetivam a modificação do padrão de uso da eletricidade por intermédio do gerenciamento da carga. Muitos problemas de transmissão e a maioria dos de distribuição podem ser solucionados com um efetivo gerenciamento da demanda.

Os programas de GLD procuram estimular o consumo nos períodos mais favoráveis e/ou reduzi-lo nos períodos mais críticos. Em muitas situações, o consumo pode ser deslocado de um período para outro em que as condições de atendimento da demanda são mais favoráveis. Na Figura 7.10 apresenta alguns dos efeitos buscados pelas concessionárias. Usualmente as atividades de GLD são classificadas em diretas e indiretas. No gerenciamento direto da carga, a concessionária de energia controla as cargas: ela determina quais as cargas a serem alimentadas, reduzidas ou desconectadas em períodos de tempo específicos, estando o esquema sujeito a restrições especificadas num contrato com o consumidor. Já no gerenciamento indireto da demanda, procura-se mudar os hábitos de consumo. As estratégias empregadas variam desde campanhas educacionais,

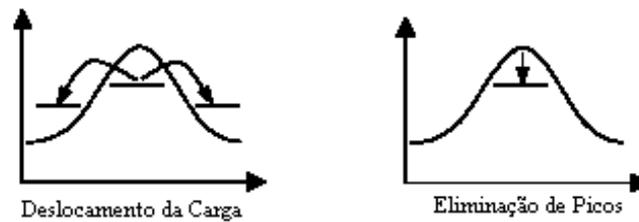


Figura 7.10: Modificações da curva de carga buscadas pelo GLD

passando pelo estabelecimento de padrões de eficiência para os equipamentos e vão até o emprego de sinais de preço de energia aos quais o consumidor responde. Neste último caso os consumidores tentam alocar sua demanda nos períodos menos caros, de forma a reduzir seus custos de energia. Os objetivos estratégicos e operacionais principais procurados pelas concessionárias de energia com a aplicação de GLD são, por um lado, a postergação de instalações de geração, transmissão e/ou distribuição. Por outro lado, procura-se obter uma operação mais eficiente do sistema elétrico, como por exemplo a melhoria da confiabilidade do sistema, a melhoria do fator de potência, a redução dos requisitos de reserva girante e a redução dos custos de produção de energia.

7.6.2 Elasticidade-Preço e Elasticidade-Preço Cruzada

A demanda de energia elétrica durante um intervalo de tempo e o preço da energia no mesmo intervalo estão relacionadas: a demanda durante o intervalo diminui se o preço naquele intervalo aumenta. O efeito contrário acontece se o preço diminui, isto é, a demanda no intervalo aumenta. Além do mais, existe um efeito cruzado no tempo: a demanda durante um dado intervalo pode tender a se deslocar para intervalos de tempo de menor preço. A adequada representação destas características de resposta são fundamentais, devido ao fato de influenciar diretamente o preço da energia. Ambos os efeitos de dependência da demanda com o preço podem ser representados através dos conceitos de elasticidade-preço e de elasticidade-preço cruzada.

De uma forma geral, a elasticidade entre duas grandezas A e B é definida em Microeconomia como o quociente entre a mudança percentual de A e a respectiva mudança percentual de B. Assim, definem-se a *elasticidade preço da demanda de energia elétrica* como:

$$\epsilon_d = \frac{\Delta p_d / p_{d0}}{\Delta \rho / \rho_0} \quad (7.2)$$

onde:

- ϵ_d : elasticidade-preço da demanda;
- p_d : quantidade de energia demandada;
- ρ : preço da energia;
- p_{d0} : demanda no instante em que é medida a elasticidade
- ρ_0 : preço da energia quando a demanda é p_{d0} .

De forma semelhante, a relação entre a demanda ou a oferta de um bem ou serviço e o preço de outro bem ou serviço é descrita através do conceito de elasticidade cruzada. Assim:

$$\varepsilon_{cr} = \frac{\text{Variação percentual da demanda de um bem ou serviço}}{\text{Variação percentual no preço de outro bem ou serviço}} \quad (7.3)$$

Este conceito é aplicável nos mercados elétricos, quando se considera que as demandas ou ofertas em intervalos de despacho diferentes podem ser interpretadas como produtos distintos. Desta forma, pode-se definir para a energia elétrica a elasticidade preço da demanda cruzada no tempo e a elasticidade-preço da oferta cruzada no tempo.

$$\varepsilon_{cr,d} = \frac{\Delta p_d(t_i)/p_{do}}{\Delta \rho(t_j)/\rho_o} \quad (7.4)$$

onde:

$$\begin{aligned} \varepsilon_{cr,d} &= \text{elasticidade-preço cruzada da demanda;} \\ p_d(t) &= \text{demanda no intervalo } t; \\ \rho(t) &= \text{preço da energia no intervalo } t; \\ p_{do} &= \text{demanda no instante em que é medida a elasticidade;} \\ \rho_o &= \text{preço da energia quando a demanda é } p_{do}. \end{aligned}$$

Os coeficientes de elasticidade acima definidos dependem de vários fatores e são, em geral, variáveis no tempo. Para a maioria dos bens de consumo, o aumento do preço gera uma diminuição da demanda. Assim, a elasticidade-preço da demanda é um número negativo.

Quando considerada a elasticidade cruzada, os comportamentos são distintos aos anteriores. A demanda durante um intervalo de despacho tende a diminuir quando o preço em outro intervalo diminui, já que a mesma tenta se trasladar para o intervalo de menor preço. A elasticidade-preço cruzada da demanda é então um número positivo.

A elasticidade-preço reflete a habilidade ou a possibilidade do consumidor ou produtor de se adaptar às mudanças de preço. Diversos fatores influenciam o padrão de elasticidade dos participantes. Por exemplo, existem processos industriais que permitem a armazenagem do produto em etapas intermediárias de fabricação para a utilização em tempos posteriores. Este é o caso típico da indústria petroquímica, da manufatura de aço e daqueles processos de fabricação que empregam várias linhas de produção interdependentes. Por outro lado, dentro de qualquer processo industrial ou edifício comercial, existem equipamentos que podem ser desligados temporariamente pelo consumidor sem afetar a atividade. Recentemente, consumidores de diversos ramos da indústria têm adotado sistemas de co-geração de energia próprios. Estes sistemas se referem à produção simultânea de energia elétrica e térmica. O excesso de calor proveniente da queima do combustível, para produzir o vapor de acionamento da turbina, é aproveitado para a utilização em sistemas de aquecimento, resfriamento ou no próprio processo industrial, em lugar de ser despejado na atmosfera, ou em rios ou lagos. Durante os períodos de funcionamento da co-geração, os consumidores se tornam parcial ou totalmente autônomos em relação à energia elétrica, podendo inclusive exportar o excesso de produção para a rede pública.

7.6.3 Curvas de Demanda e de Oferta, Funções Benefício e Funções Custo

As curvas de demanda e de oferta expressam o preço em função da quantidade demandada e ofertada, respectivamente.

$$\rho = \rho(p_d) \quad (7.5)$$

$$\rho = \rho(p_g) \quad (7.6)$$

As relações inversas são as chamadas curvas inversas de demanda e de oferta .

$$p_d = p_d(\rho) \quad (7.7)$$

$$p_g = p_g(\rho) \quad (7.8)$$

As curvas acima mencionadas descrevem o comportamento dos participantes através dos coeficientes de elasticidade definidos anteriormente.

As considerações anteriores sugerem uma outra forma de representar a dependência das cargas com o preço, que emprega as funções benefício do consumidor e as funções custo do produtor. As primeiras indicam o benefício ou utilidade total que recebe o consumidor da atividade desenvolvida em função da demanda. As funções custo representam os custos de produção em função da quantidade ofertada. Tem-se assim:

$$B = B(p_d) \quad (7.9)$$

$$C = C(p_g) \quad (7.10)$$

onde B é a função benefício do consumidor e C é a função custo do produtor.

Exemplo 7.5 : Curvas de Demanda ou Oferta Lineares e Funções Benefício ou Custo Quadráticas

As funções benefício e custo buscam representar o benefício global ou o custo global das atividades envolvidas. O modelo matemático empregado deve descrever adequadamente os processos. Em geral, as curvas inversas de demanda são decrescentes, já que refletem a lei das utilidades marginais decrescentes : o consumo dos primeiros bens gera maior satisfação que o consumo dos seguintes. Para alguns bens estas curvas podem ser crescentes no início, mas em seguida sempre decrescerão.

Dadas as características acima mencionadas, podem-se escrever as relações abaixo, para cada consumidor e para cada produtor, para um dado horizonte de despacho que é dividido em n_T intervalos menores:

Consumidor:

Curva inversa de demanda:

$$p_d = p_{do} + S_d \cdot \rho \quad (7.11)$$

Função benefício:

$$B(p_d) = B_1 \cdot p_d - \frac{1}{2} \cdot p_d^T \cdot B_2 \cdot p_d \quad (7.12)$$

onde:

- n_T : número de intervalos de tempo de despacho;
 ρ : vetor dos preços da energia em cada intervalo de despacho, $(nT \times 1)$;
 p_d : vetor da demanda em cada intervalo de despacho, $(nT \times 1)$;
 p_{do} : demanda que não responde a preço, $(nT \times 1)$;
 S_d : matriz de sensibilidade da demanda em relação ao preço, $(nT \times nT)$. ;
 B_2 : matrizes de coeficientes quadráticos, $(nT \times nT)$;
 B_1 : vetores de coeficientes lineares, $(nT \times 1)$.

As expressões apresentadas a seguir caracterizam a relação entre curva de demanda e função benefício.

$$\begin{aligned} B_2 &= -S_d^{-1} \\ B_1 &= B_2 \cdot p_{do} \end{aligned} \quad (7.13)$$

Deve-se observar que, quando a elasticidade-preço cruzada da demanda e da oferta não são significativas, as matrizes S_d , B_2 , e são diagonais. Desta forma, as equações (7.11) e (7.12) são separáveis para cada intervalo de tempo.

7.6.4 Fatores de Intertemporalidade

Quando o benefício do consumidor e os custos de produção em um intervalo de despacho podem ser expressos em função da demanda e da oferta no mesmo intervalo, ambos PO1 e PO2 podem ser resolvidos para cada intervalo do horizonte de operação de forma independente, da mesma forma que o despacho econômico clássico. Porém, nos sistemas de potência existem fatores de intertemporalidade que afetam a operação do mesmo. Um exemplo destes é o efeito da elasticidade-preço cruzada da demanda e da oferta, definidas no capítulo anterior. Nestes casos, o despacho deve ser resolvido globalmente para um horizonte de tempo maior, no qual as interações no tempo estejam bem definidas.

Quando a elasticidade-preço cruzada da demanda e/ou da oferta são significativas, as funções benefício e/ou custo não são separáveis para cada intervalo de despacho, de forma que as condições de otimalidade de primeira ordem de KKT não podem ser formuladas para cada intervalo de forma independente. Esta característica dificulta a resolução das condições de KKT, como é estudado no próximo capítulo.

Restrições de Operação dos Participantes

Por outro lado, certas limitações ou condições de operação dos consumidores e dos produtores geram também vínculos entre os intervalos usuais de despacho e devem portanto ser estabelecidas de forma global para o horizonte de operação considerado. Estas são denominadas como “restrições intertemporais”, sendo algumas descritas a seguir.

- **Restrições de consumo:** Frequentemente, os consumidores devem produzir uma quantidade de produto especificado ao longo de um dado horizonte de tempo, sendo que a alocação da demanda nos intervalos específicos do horizonte não está inicialmente definida. Pode-se pensar em um programa de GLD que vise otimizar a alocação deste consumo beneficiando ao sistema elétrico de forma global. Esta

situação pode-se representar através de uma restrição de igualdade de energia (7.14), que indica a quantidade de energia e_{Di} a ser consumida pelo participante i ao longo do horizonte de tempo:

$$\sum_{t=1}^{n_T} \tau_t \cdot p_{d_{i,t}} = e_{D_i} \quad i=1, \dots, n_D \quad (7.14)$$

O horizonte de tempo é dividido em n_T intervalos de despacho, $p_{d_{i,t}}$ é a potência consumida pelo participante i no intervalo t , τ_t é a duração do intervalo t e n_D é o número de consumidores com carga sujeita a GLD.

7.6.5 Modelo de Referência para o Gerenciamento pelo Lado da Demanda - GLD

Nesta seção é apresentado um modelo de referência que permite obter as condições de otimalidade a serem emuladas sob diferentes paradigmas reais de regulamentação. Formula-se um FPO com o objetivo de maximizar o benefício social líquido associado à produção e consumo de energia elétrica ao longo de um horizonte de tempo especificado, dividido em n_T intervalos de despacho de duração τ_t .

Função objetivo a minimizar:

Min

$$C_T(p_g) - BC_T(p_d) \quad (7.15)$$

sendo C_T o custo total de produção dos n_G geradores ao longo do horizonte considerado, e BC_T o benefício total decorrente do consumo dos n_D consumidores.

$$C_T(p_g) = \sum_{j=1}^{n_G} C_{T_j}(p_{g_j}) \quad (7.16)$$

$$BC_T(p_d) = \sum_{J=1}^{n_D} BC_{T_j}(p_{d_j}) \quad (7.17)$$

As funções individuais de custo e benefício, $C_T(p_g)$ e $BC_T(p_d)$, são em geral não-separáveis no tempo.

Restrições do modelo de referência:

(1) Balanço de potência em cada intervalo de despacho t :

$$g_t(x, p_{g_t}, p_{d_t}) = 0 \quad t=1, \dots, n_T \quad (7.18)$$

(2) Limites de geração em cada intervalo de despacho t :

$$\underline{p}_{g_t} \leq p_{g_t} \leq \bar{p}_{g_t} \quad t=1, \dots, n_T \quad (7.19)$$

(3) Limites de demanda em cada intervalo de despacho t :

$$\underline{p}_{d_t} \leq p_{d_t} \leq \bar{p}_{d_t} \quad t=1, \dots, n_T \quad (7.20)$$

(4) Limites de fluxos nas linhas de transmissão em cada intervalo de despacho t :

$$\underline{l}_t \leq l_t(x) \leq \bar{l}_t \quad t=1, \dots, n_T \quad (7.21)$$

(5) As restrições intertemporais de consumo:

$$\sum_{t=1}^{n_T} \tau_t \cdot p_{d_i,t} = e_{D_i} \quad i=1, \dots, n_D \quad (7.22)$$

onde n_D representa o número de consumidores.

7.6.6 Formulação do FPO Dinâmico num contexto de GLD.

Utilizando-se um modelo linearizado para a representação da rede elétrica tem-se a seguinte formulação:

$$\begin{array}{l} \min \quad C_T(p_g) - BC_T(p_d) \\ \quad p_{L_t} + A_d \cdot p_{d_t} - A_g \cdot p_{g_t} + B \cdot \theta = 0 \\ \text{s. a} \quad \left. \begin{array}{l} \underline{p}_{g_t} \leq p_{g_t} \leq \bar{p}_{g_t} \\ \underline{p}_{d_t} \leq p_{d_t} \leq \bar{p}_{d_t} \\ \underline{t}_t \leq l_t(x) \leq \bar{t}_t \\ P_d \cdot \tau = e_D \end{array} \right\} t = 1, \dots, n_T \end{array}$$

onde:

- n_T : número de intervalos de tempo para o despacho;
- n_B : número de barras;
- n_G : número de geradores do sistema;
- n_D : número de cargas que respondem a preço;
- n_L : número de linhas de transmissão do sistema;
- τ : vetor ($n_T \times 1$) de duração dos intervalos de despacho;
- θ_t : vetor ($n_B \times 1$) de estados no intervalo t ;
- \mathbf{p}_{g_t} : vetor ($n_G \times 1$) das potências geradas no intervalo t ;
- \mathbf{p}_{d_t} : cargas dependentes de preço no interv. t ($n_D \times 1$);
- \mathbf{p}_{L_t} : vetor ($n_B \times 1$) das cargas fixas no intervalo t ;
- $\bar{t}_t, \underline{t}_t$: vetor ($n_L \times 1$) dos limites de fluxo no intervalo t ;
- $\bar{p}_{g_t}, \underline{p}_{g_t}$: vetor ($n_D \times 1$) dos limites de geração no intervalo t ;
- $\bar{p}_{d_t}, \underline{p}_{d_t}$: vetor dos limites das cargas que respondem a preço no intervalo t ($n_D \times 1$);
- \mathbf{p}_g : vetor ($n_G \cdot n_T \times 1$) de todas as potências geradas;
- \mathbf{p}_d : cargas que respondem a preço ($n_D \cdot n_T \times 1$);
- \mathbf{e}_D : vetor ($n_D \times 1$) das energias a serem gerenciadas;
- \mathbf{P}_d : matriz ($n_D \times n_T$) das cargas que repondem ao preço;
- \mathbf{A}_g : matriz ($n_B \times n_G$) de incidência barra-geradores;
- \mathbf{A}_d : matriz ($n_B \times n_D$) de incidência barra-cargas que respondem a preço;
- Γ : matriz ($n_L \times n_L$) diagonal de admitâncias das linhas;
- \mathbf{A} : matriz ($n_L \times n_B$) de incidência elemento-barra;
- \mathbf{B} : matriz de admitâncias de barras;

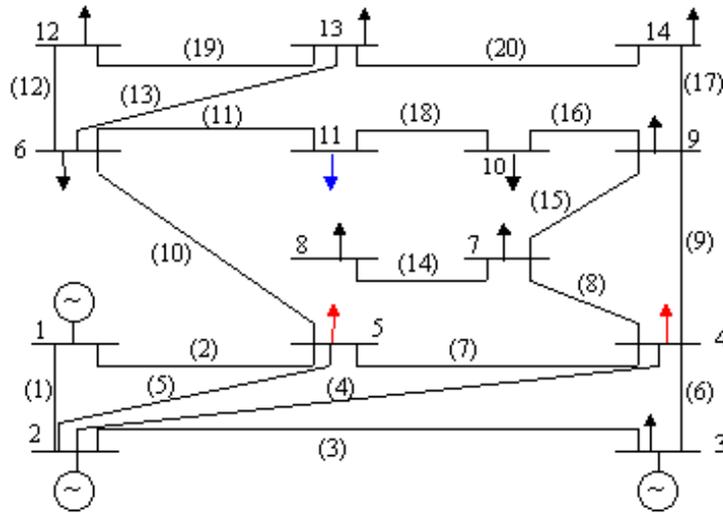


Figura 7.11: Sistema teste para o exemplo 7.6

Exemplo 7.6 Os resultados mostrados nesta seção foram obtidos com o sistema teste de 14 barras do IEEE, com três geradores e duas cargas que respondem a preço, apresentado na Figura 7.11. Tanto as funções-custo dos geradores quanto as funções-benefício dos consumidores sujeitas a GLD utilizadas são quadráticas. Porém, o efeito da elasticidade preço cruzada no tempo é considerado apenas para a demanda. As funções custo empregadas são apresentadas na tabela abaixo:

Gerador	$Q2$ (\$/pu ² .h)	$Q1$ (\$/pu.h)	p_g (pu)	\bar{p}_g (pu)
G1	48,2	792	0,5	9
G2	19,4	785	0,5	9
G3	10,0	650	0,5	9

$$C(p_{g_i}) = Q1 \times p_{g_i} + Q2 \times p_{g_i}^2 \quad (7.23)$$

Em todos os casos simulados foi considerado um horizonte de despacho de um dia, dividido em vinte e quatro intervalos de uma hora. As cargas nas barras 4 e 5 são parcialmente dependentes do preço. Supõe-se que 20% da demanda nas mencionadas barras responde a preço. Deve-se notar que não existe restrição em relação à quantidade de carga sujeita a GLD. A metodologia utilizada permite considerar, por exemplo, que o total da carga do sistema depende do preço.

Um Caso Base de estudo é considerado para efeito de comparação, no qual não há cargas que respondem a preço. A carga que será posteriormente sujeita a GLD é suposta concentrada no intervalo de pico de demanda. Esta hipótese é razoável, já que o alvo é reduzir o pico de carga da curva de demanda. Um caso adicional foi considerado. A elasticidade-preço cruzada no tempo é considerada com a finalidade de simular diferentes possibilidades de alocação da demanda, com valor variável. Para a elasticidade-preço foi adotado um valor médio de -0,5. A Tabela 7.24 apresenta os dados de elasticidade e a Figura 7.12 mostra a estrutura da matriz de sensibilidades

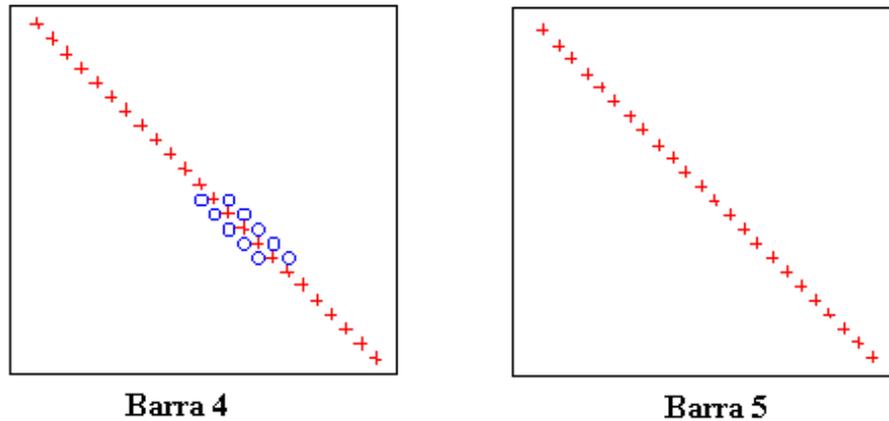


Figura 7.12: Padrão de elementos diferentes de zero da matriz de sensibilidades S para o exemplo 7.6.

(matriz) para este caso. A carga que depende do preço na barra 4, para alguns intervalos, está relacionada com os dois intervalos adjacentes, como indicado na estrutura parcialmente tri-diagonal da matriz S . Já a carga na barra 5 não apresenta elasticidade cruzada. Assim, a função benefício dos consumidores conectados à barra 5 é separável nos intervalos de operação.

Barra	$\varepsilon : (+)$	$\varepsilon_{cr} : (o)$
4	-0,5	0,7
5	-0,5	0

(7.24)

Deve-se observar que, para obter a matriz de sensibilidade S a partir de dados de elasticidade, estes últimos devem ser multiplicados pelo fator demanda/preço adequado, isto é, considerando os valores de preço e demanda em que foi medida a elasticidade. Supõe-se que estes valores são os obtidos no Caso Base. A partir da matriz S e da carga no Caso Base, os coeficientes da função benefício podem ser calculados.

A Figura 7.13 apresenta a demanda no Caso Base, juntamente com o custo social. Nesta situação, o despacho é obtido com FPO independentes para cada intervalo. A Figura 7.14 mostra as curvas de demanda total, demanda fixa e demanda que responde a preço, juntamente com os respectivos custos sociais.

Pode-se observar que, em ambos os casos, o pico de demanda é menor que no Caso Base. Neste caso, a matriz de sensibilidades indica forte preferência por intervalos de carga de valores intermediários na barra 4, a respectiva carga que depende do preço migra para esses intervalos. Já na barra 5, quando a função benefício é separável no tempo, a carga se distribui de forma mais ou menos proporcional à carga fixa.

Deve-se observar que o padrão de elementos não nulos na matriz S , junto com seus valores determinam os intervalos entre os quais a carga pode ser deslocada.

A tabela abaixo apresenta o custo social obtido em cada caso. Pode-se observar que o mesmo diminui quando é aplicado GLD. A redução resultante depende das possibili-

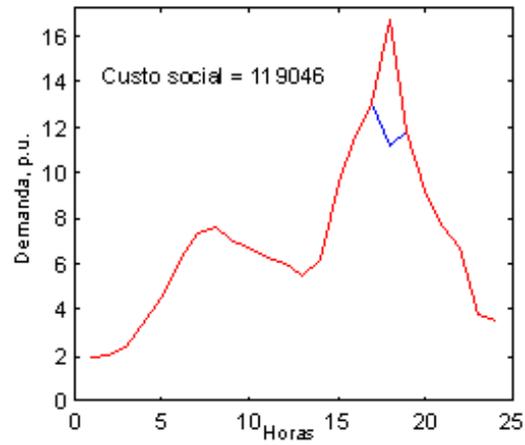


Figura 7.13: Caso Base: curva de carga total (vermelho), com a carga que será sujeita a GLD concentrada em $t=18$, e curva de carga fixa (azul).

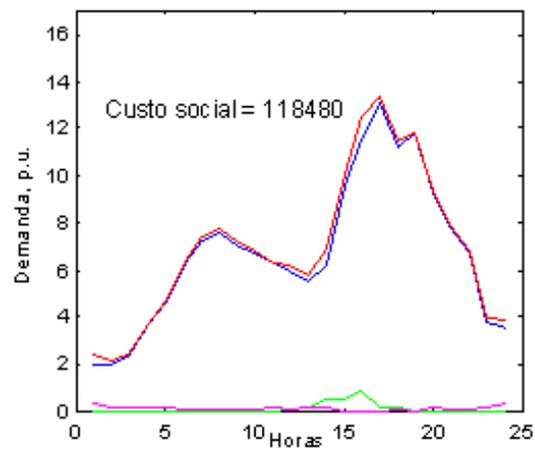


Figura 7.14: Curva de carga total (vermelha), carga fixa (azul) e carga sujeita a GLD (rosa: barra 5, verde: barra 4)

dades dos consumidores.

<i>Caso</i>	<i>\$</i>
<i>Sem GLD</i>	<i>119046</i>
<i>Com GLD</i>	<i>118480</i>

Capítulo 8

Serviços Ancilares

8.1 Introdução

A mudança estrutural das empresas de energia elétrica, baseada no atendimento ao mercado, resultou no desmembramento do fornecimento de eletricidade em produto e serviço. A energia propriamente dita, passa a ser considerada como um produto e os serviços compreendem todos os serviços agregados à entrega de energia elétrica. Neste contexto, destacam-se os serviços ancilares, devido à sua importância para a operação do sistema elétrico e por serem fundamentais para garantir a continuidade e a qualidade da energia entregue ao consumidor.

Existem várias definições na literatura sobre serviços ancilares (SAs), porém há um razoável consenso segundo o qual os serviços ancilares correspondem aos recursos e ações que garantem a continuidade do fornecimento, a segurança do sistema e a manutenção dos valores de frequência e tensão. Desta forma, os serviços ancilares englobam vários serviços, como regulação primária, regulação secundária, suporte de reativo para controle de tensão, suprimento de perdas, reservas para contingências e capacidade de restauração autônoma (“black-start”).

Nos ambientes regulamentados tradicionais, os serviços ancilares eram tradicionalmente agregados de forma implícita à venda de energia elétrica, embora não correspondessem propriamente à energia em si. Os atuais ambientes de mercado competitivo requerem que os SAs sejam desmembrados, a eles sejam atribuídos preços e que sejam comercializados separadamente em subconjuntos para os usuários que deles necessitarem. Neste contexto, surgem as seguintes questões:

- Quais SAs são de fato necessários para a operação do sistema e quais são necessidades dos usuários?
- Como distribuir os custos dos SAs equitativamente entre os agentes envolvidos?

Os serviços ancilares podem ser classificados quanto ao tipo e quanto a seus objetivos. Quanto ao tipo, temos:

- Formas de suprimento de energia distintas da condição de carga base a potência constante (regulação de frequência, variação das perdas de transmissão, etc.);

- Serviços propriamente ditos (coordenação, avaliação de segurança).

Quanto aos objetivos, temos:

- Serviços necessários à operação do sistema de transmissão;
- Serviços requeridos pelos usuários individuais.

Os SAs podem também ser categorizados como:

- **Serviços ligados à energia ativa:**

- regulação de frequência;
- compensação de perdas.

- **Serviços ligados à energia reativa:**

- suporte de tensão;
- compensação reativa para cargas.

- **Serviços de reserva girante**

- **Gerenciamento do Sistema:** segurança e coordenação.

8.2 Serviços Ancilares de Energia Ativa

8.2.1 Regulação de Frequência

A implementação de medidas visando a regulação de frequência apresenta as seguintes características:

- Pode interferir negativamente sobre o despacho econômico;
- Geradores podem ter que reduzir geração, o que se mostra inviável em ambiente competitivo.

Portanto, a regulação de frequência se qualifica como um **SA** a ser provido por geradores dedicados, contratados pelos usuários/empresas distribuidoras, ou fornecidos pelo próprio agente de transmissão. Um a questão que surge naturalmente diz respeito a quem deve arcar com o pagamento de tais serviços. Parece razoável se considerar que os usuários cujas cargas variam mais, ou são de pior qualidade, devem pagar mais que usuários que consomem energia a potência constante.

8.2.2 Perdas de Transmissão

As perdas de transmissão são consequências inevitáveis do fornecimento de energia. Coloca-se então a questão de quem deve suprir as perdas:

- Agentes geradores?
 - Não. Perdas dependem de todas as transações feitas sobre a rede;
 - Métodos existentes para repartição das perdas não são plenamente aceitos.
- Consumidores?
 - Não há como o consumidor saber quanto de sua energia foi perdida “em trânsito”;
- Agente operador:
 - Deve ter a responsabilidade de suprir as perdas;
 - Deve ser ressarcido pelas associações de consumidores.

Portanto, a compensação de perdas qualifica-se como um SA do sistema.

8.3 Serviços Ancilares de Energia Reativa

8.3.1 Suporte do Perfil de Tensão do Sistema

O suporte do perfil de tensão relaciona-se com a manutenção da integridade do sistema. Além disso, os seguintes aspectos devem ser considerados:

- Eficácia das injeções de potência reativa é local:
 - fontes de reativo devem ser localizadas de acordo com topologia da rede;
 - A potência reativa não deve ser suprida remotamente (aumento de perdas, riscos de colapso de tensão);
- Geradores independentes não necessariamente estão localizados nas posições mais favoráveis da rede para contribuir para o suporte do perfil de tensão do sistema.

Conclui-se portanto que o suporte de reativo é um SA do sistema por excelência. Deve ser suprido onde necessário, como aspecto inerente do projeto da rede.

8.3.2 Suporte de Potência Reativa aos Consumidores

Este serviço resulta da necessidade das cargas de consumidores que operam a $\cos \varphi$ atrasado. As seguintes observações se aplicam a este caso:

- Este tipo de serviço que não pode ser prestado eficientemente pelos agentes geradores;

- Portanto, o serviço deve ser suprido ou pelo próprio consumidor ou localmente, por um provedor.

Conclui-se que:

- A rede só é suposta suprir potência ativa a $\cos \varphi$ unitário ao consumidor;
- Suporte reativo da carga é responsabilidade do usuário final, não se constituindo portanto em um serviço ancilar;
- O suporte reativo de cargas deve ser suprido através de meios próprios ou de um provedor.

8.4 Reservas Operativas

A caracterização dos serviços de reservas está ligada à questão: quem deve ser responsável pela cobertura da perda de uma unidade geradora importante?

- Os agentes geradores conectados à rede?
 - Este argumento parece em princípio razoável, em se tratando de ambiente competitivo, porém devem ser considerados os seguintes argumentos contrários:
 - O montante de Reserva Girante (RG) global assim obtido seria excessivo, e portanto não-econômico;
 - Eficácia da RG requer distribuição entre várias unidades, para garantir rápida resposta a uma súbita perda de geração.
- O agente de transmissão/operação?
 - Vantagem: suprimento de RG por todo o sistema seria mais econômico;
 - Custos a serem repartidos entre todos os agentes geradores.

Portanto, a conclusão é que os serviços de RG se qualificam como SAs do sistema.

8.5 Segurança do Sistema

Neste caso, deve ser considerado que a avaliação e controle da segurança requer acesso a dados de todo o sistema, com o objetivo de assegurar operação normal continuada da rede. Um efeito colateral associado à implementação de medidas visando a segurança do sistema é que custo marginal do sistema tende a aumentar, em consequência, por exemplo, de redespachos de segurança, etc. Conclui-se portanto que o agente operador deve ser o responsável por conduzir a avaliação de segurança, o que caracteriza este serviço como um SA do sistema. Argumentos adicionais em favor desta interpretação são:

- O agente operador poderá recomendar o cerceamento de transações em prol da segurança;
- Alternativamente, poderá controlar o acesso à rede, por exemplo através do aumento crescente de tarifas de conexão, para evitar reduções nas margens de segurança a operação do sistema

8.6 Serviços Ancilares para Regulação de Frequência e Manutenção da Segurança

Os serviços ancilares responsáveis pela manutenção do valor da frequência próximo ao valor nominal são os serviços de regulação primária e regulação secundária. Estes serviços são geralmente providos pelos geradores, embora as cargas também possam auxiliar no controle da frequência através de esquemas de alívio de carga. A capacidade de geração de potência ativa das unidades geradoras também é utilizada para fornecer o serviço de regulação terciária, que é importante para a manutenção da segurança do sistema. Estes serviços são descritos a seguir.

8.6.1 Regulação Primária

A função básica da regulação primária é controlar a potência mecânica da turbina acoplada ao rotor do gerador, através de um regulador de velocidade, de modo a manter o equilíbrio entre geração e carga. A resposta do gerador depende da característica de estatismo do regulador de velocidade, de modo que o gerador deve ter condições de aumentar ou reduzir sua geração. Para o provimento deste serviço está associado a reserva girante do sistema, disponível no intervalo de 10 a 20 segundos.

8.6.2 Regulação Secundária

Com a ação do controle primário de velocidade, uma variação na carga do sistema resultará em um desvio da frequência de regime permanente, dependendo da característica de estatismo e da sensibilidade da carga à frequência. A restauração da frequência do sistema ao valor nominal requer uma ação de controle suplementar, que ajuste o valor de referência de carga. Este controle pode ser feito de forma manual ou automática. A atuação manual consiste na alteração das potências de saída dos geradores mediante requerimento do operador do sistema. A atuação automática é feita pelo Controle Automático de Geração (CAG), que atua na referência da regulação de velocidade das unidades geradoras automaticamente com a variação da carga, com o objetivo de corrigir os desvios de frequência.

O CAG também é conhecido como regulação secundária. Sua ação visa corrigir tanto os desvios de frequência do sistema quanto os desvios dos fluxos de potência nas linhas de interligação. Diferentemente da regulação de velocidade que é um controle localizado na usina, o CAG é um controle centralizado, cujos sinais são transmitidos para geradores selecionados do sistema.

8.6.3 Regulação Terciária

Além das flutuações normais da carga, o desvio entre geração e carga pode sofrer um grande aumento, em um curto intervalo de tempo, causado pela saída não prevista de um gerador ou linha de transmissão. Para que o sistema possa responder rapidamente a esta súbita variação, torna-se necessário manter uma significativa reserva de potência ativa alocada em unidades geradoras já sincronizadas com a frequência do sistema, e/ou em unidades de prontidão que possam aumentar rapidamente sua geração.

Além da reserva de geração alocada em unidades geradoras, esquemas de alívio de carga e corte automático de geração também são utilizados para conter a excursão da frequência que se verifica quando ocorrem grandes desequilíbrios entre carga e geração.

8.6.4 Reservas de Operação

A maioria dos geradores possui reguladores de velocidade que respondem à queda na frequência aumentando o torque mecânico das turbinas. Os geradores então aumentam sua geração, mas isso só é possível para as máquinas que não estão operando no seu ponto máximo de operação. Esta capacidade excedente àquela necessária para atender às cargas do sistema é definida na programação como reserva de operação.

A reserva de operação consiste de reserva girante e reserva não-girante. A reserva girante corresponde ao montante de geração disponível de todas as unidades sincronizadas do sistema, subtraído da carga e do suprimento das perdas daquele instante. A reserva não-girante, também descrita por alguns autores como reserva de prontidão, é a parcela da reserva de operação que não está em funcionamento, mas pode ser sincronizada com o barramento e carregada dentro de um período de tempo especificado.

As reservas de operação de um sistema de potência dependem da política adotada pelo planejamento da operação. Inúmeros fatores devem ser considerados para definir os montantes de reserva girante e de prontidão, tais como previsão da demanda a curto e médio prazos, características de construção das unidades geradoras, limites de carregamento das linhas de transmissão, saídas programadas, riscos de saídas forçadas, custos e outros.

No Brasil, a reserva de operação do sistema é dividida em quatro parcelas, conforme descrição a seguir

- Reserva primária (R1): parcela destinada à regulação da frequência do sistema pela atuação dos reguladores de velocidade.
- Reserva secundária (R2): parcela destinada à regulação secundária sendo constituída de reserva girante. Eventualmente, pode ser utilizada para complementar a reserva terciária.
- Reserva terciária (R3): parcela responsável por cobrir saídas ou limitações não-programadas de unidades geradoras. Esta parcela de reserva deve ser girante. O valor de R3 é calculado a partir da determinação probabilística da reserva total do sistema, considerando a diversidade do uso das parcelas R1 e R2, perante o impacto da saída forçada de qualquer unidade geradora e o nível de risco assumido na fase de planejamento da operação.

- Reserva complementar (R4): reserva disponível de cada área de controle, dedicada a recompor a parcela R3 nos casos de perdas de blocos de geração e/ou outras emergências de longa duração. Constitui-se de cargas de bombeamento, cargas interruptíveis, geração hidráulica ou térmica a carvão excedente, geração térmica a óleo combustível e reprogramações de unidades geradoras, devendo estar disponível em até 24 horas.

Os SAs descritos acima são essenciais para garantir a segurança e a qualidade da energia entregue ao consumidor. Nas estruturas verticalizadas, estes custos estão embutidos no custo da energia e os provedores fornecem SAs sem contar com nenhuma remuneração adicional.

Porém, no ambiente desregulamentado, energia e SAs são considerados separadamente, sendo portanto necessário incentivar os agentes geradores a fornecer estes serviços apesar de seus custos, através de esquemas de remuneração associada aos requisitos de reserva.

Uma forma de garantir o fornecimento dos SAs de regulação é incluir a remuneração das reservas de potência ativa nos modelos econômicos adotados. Esta remuneração pode ser feita através de:

- Contratos que visam recuperar os custos dos geradores ao prover os SAs, ou
- Mecanismos de mercado, com ofertas para SAs.

A segunda abordagem acima será detalhada na seção seguinte. Supõe-se um modelo de mercado no qual os geradores fazem ofertas de reserva de potência ativa para atendimento dos serviços de regulação secundária e terciária. Esta liquidação pode ocorrer de forma separada ou simultânea com a do mercado de energia. As ofertas de reserva mais competitivas são aceitas, até que os requisitos de reservas pré-estabelecidos sejam atendidos.

8.7 Despacho de Energia e Reserva

8.7.1 Curvas de Ofertas dos Geradores

Neste trabalho, considera-se que geradores fazem ofertas e estas podem ser expressas através de curvas de ofertas para energia e reserva, cujos preços não necessariamente têm relação com os custos de produção. Considera-se que os geradores buscam internalizar seus custos operacionais, custos de partida, funcionamento a vazio e outros custos através de suas ofertas. Entretanto, não existe a obrigação do gerador em revelar seus verdadeiros custos, as variáveis preço e quantidades ofertadas podem fazer parte de uma decisão estratégica com o objetivo de maximizar os seus lucros.

Os geradores podem apresentar diferentes curvas de ofertas para os intervalos de tempo considerados. Por simplicidade, neste capítulo será considerado apenas um intervalo, portanto cada gerador apresenta uma curva de ofertas para energia e outra para reserva. As ofertas declaradas podem ser através de curvas de ofertas lineares ou curvas de ofertas em blocos, como descritas a seguir.

As curvas de ofertas de um gerador podem ser na forma de blocos de energia/reserva para os quais são estabelecidos preços fixos, de forma que cada bloco ou segmento contém o par quantidade e preço. A Equação 8.1 descreve um exemplo de curva de ofertas em blocos considerando três segmentos. A soma das quantidades ofertadas em cada bloco corresponde à capacidade total disponível do agente gerador.

$$B(P_g) = \begin{cases} [p_{g1}, b_1] \\ [p_{g2}, b_2] \\ [p_{g3}, b_3] \end{cases}, \text{ sendo que } b_1 < b_2 < b_3 \quad (8.1)$$

e

$$p_{g1} + p_{g2} + p_{g3} = \bar{P}_g - \underline{P}_g$$

8.7.2 Liquidação do Mercado

O C.A.G. e a regulação terciária, como descritos no capítulo anterior, classificam-se como serviços ancilares do sistema de forma que, os montantes de reserva de geração necessários para atender estes serviços são definidos pelo operador independente do sistema de acordo com critérios pré-estabelecidos. Considerando que as reservas girante e de prontidão devem estar determinadas antecipadamente a operação, nos ambientes competitivos, estas reservas podem ser comercializadas de forma análoga à energia.

Mercados como o da Espanha e Califórnia já adotam sistemas de leilões para energia elétrica e serviços ancilares. Na Califórnia, o procedimento para obtenção de serviços ancilares é através do estabelecimento de mercados exclusivos para serviços ancilares. A energia é liquidada baseada no mercado do dia seguinte e os leilões de reserva girante, reserva de prontidão e CAG ocorrem após os leilões de energia, seguindo uma ordem de prioridade.

Demonstra-se contudo que o procedimento de realizar leilões separadamente para energia e reserva não garante a solução ótima nem que os limites físicos de geração sejam respeitados. Em leilões independentes, torna-se mais difícil levar em consideração que as ofertas de energia e de capacidade podem ser oriundas de uma mesma fonte geradora, estando portanto sujeitas às mesmas limitações físicas.

Esta seção apresenta métodos de otimização do despacho de energia e alocação de reservas de unidades de geração. Estes métodos são baseados em uma estrutura de mercado “Pool”/Misto, no qual provedores fazem ofertas de energia e reserva. Serão vistos três esquemas possíveis de liquidação de energia e reservas.

8.7.3 Liquidação Baseado na Ordem de Mérito

Este esquema se assemelha à abordagem convencional bem conhecida do despacho econômico por ordem de mérito quando as funções-custo são lineares por partes. A diferença é que as curvas de custo incremental são substituídas por estruturas de bloco de oferta em base horária. A liquidação é feita em duas etapas, a primeira para o mercado de energia e a segunda para o mercado de SAs. Se não há acoplamento entre os mercados de energia e de SAs, então cada produto pode ser despachado independentemente. Considerando que o problema de liquidação do mercado de energia é resolvido

inicialmente, têm-se:

$$\begin{aligned} \min \quad & \Psi_E(\mathbf{P}_g) = \sum_{i=1}^{n_g} \left(\sum_{j=1}^{n_p} \alpha_{ij} p_{g_{ij}} \right) \\ \text{s. a} \quad & -\mathbf{B} \boldsymbol{\theta} + \mathbf{A}_g \mathbf{P}_g = \mathbf{P}_L \\ & \underline{\mathbf{P}}_g \leq \mathbf{P}_g \leq \overline{\mathbf{P}}_g \\ & \underline{\mathbf{t}} \leq \boldsymbol{\Gamma} \mathbf{A} \boldsymbol{\theta} \leq \overline{\mathbf{t}} \end{aligned}$$

em que :

- n : número de barras;
- n_L : número de linhas;
- n_g : número de geradores;
- n_p : número de bandas de energia ofertadas;
- α_{ij} : preço da oferta de energia do consumidor i para a banda j ;
- Ψ_E : função de produção de energia dos geradores;
- \mathbf{B} : matriz de admitância das barras ($n \times n$);
- $\boldsymbol{\theta}$: vetor dos ângulos das tensões nas barras ($n \times n$);
- \mathbf{A}_g : matriz de incidência barras-geradores ($n \times n_g$);
- \mathbf{P}_g : vetor das potências geradas ($n_g \times 1$);
- \mathbf{P}_L : vetor das cargas nas barras ($n \times 1$);
- $\underline{\mathbf{P}}_g, \overline{\mathbf{P}}_g$: limites inferiores e superiores das potências geradas ($n_g \times 1$);
- $\boldsymbol{\Gamma}$: matriz diagonal das capacidades dos ramos ($n_L \times n_L$);
- \mathbf{A} : matriz de incidência ramo-barra;
- $\underline{\mathbf{t}}, \overline{\mathbf{t}}$: limites inferiores e superiores de fluxos nos ramos ($n_L \times 1$).

Se a rede elétrica não for representada, a equação de limite nos fluxos dos ramos é suprimida, enquanto que a equação de balanço de potência ativa deve ser substituída por:

$$\mathbf{e}^T \mathbf{P}_g = \mathbf{P}_L$$

em que:

- \mathbf{e} : vetor coluna unitário ($n_g \times 1$)

Após resolver a liquidação do mercado de energia, o próximo passo é resolver o problema de despacho de serviços de reserva, que é formulado como:

$$\begin{aligned} \min \quad & \Psi_R(\mathbf{R}) = \sum_{i=1}^{n_g} \left(\sum_{j=1}^{n_r} \beta_{ij} r_{ij} \right) \\ \text{s. a} \quad & \mathbf{e}^T \mathbf{R} = \mathbf{R}_{eq} \\ & \mathbf{0} \leq \mathbf{R} \leq \overline{\mathbf{R}} \end{aligned}$$

em que:

- n_r : número de bandas de reserva ofertadas;
- β_{ij} : preço da oferta de reserva do consumidor i para a banda j ;
- Ψ_R : função de produção de reserva dos geradores;
- \mathbf{R} : Vetor das reservas alocadas ($n_g \times 1$);
- r_{ij} : Reserva alocada pelo gerador i para a banda j ;
- \mathbf{R}_{eq} : Requisito de reserva girante;
- $\overline{\mathbf{R}}$: oferta máxima de potência ativa do gerador para atendimento ao serviço ancilar ($n_g \times 1$).

Esta abordagem é de simples entendimento e fácil implementação, mas pode levar a soluções inviáveis e/ou não-ótimas quando os produtos são acoplados. Este acoplamento pode se traduzir, por exemplo, pela restrição de que a soma da energia e da reserva despachada por cada unidade deve ser menor de que o limite máximo desta unidade.

8.7.4 Liquidação Seqüencial dos Mercados de Reserva e Energia

A abordagem seqüencial é uma extensão do despacho baseado na ordem de mérito que reconhece o fato de que energia e reserva fazem uso da mesma capacidade de geração. Essencialmente, uma ordem de prioridade é definida para cada produto e a capacidade disponível de cada unidade geradora é progressivamente reduzida à medida que os produtos de prioridade mais alta são despachados para aquela unidade.

As etapas abaixo descrevem um possível procedimento para a implementação da liquidação seqüencial:

1. *Liquidação do mercado de reserva:*

$$\begin{aligned} \min \quad & \Psi_R(\mathbf{R}) = \sum_{i=1}^{n_g} \left(\sum_{j=1}^{n_r} \beta_{ij} r_{ij} \right) \\ \text{s. a} \quad & \mathbf{e}^T \mathbf{R} = \mathbf{R}_{eq} \\ & \mathbf{0} \leq \mathbf{R} \leq \overline{\mathbf{R}} \end{aligned}$$

2. *Ajuste dos limites superiores de geração, de acordo com o resultado do despacho de reserva:*

$$\overline{\mathbf{P}}_g^{novo} = \overline{\mathbf{P}}_g - \mathbf{R}$$

3. *Liquidação do mercado de energia:*

$$\begin{aligned} \min \quad & \Psi_E(\mathbf{P}_g) = \sum_{i=1}^{n_g} \left(\sum_{j=1}^{n_P} \alpha_{ij} p_{gij} \right) \\ \text{s. a} \quad & -\mathbf{B} \boldsymbol{\theta} + \mathbf{A}_g \mathbf{P}_g = \mathbf{P}_L \\ & \underline{\mathbf{P}}_g \leq \mathbf{P}_g \leq \overline{\mathbf{P}}_g^{novo} \\ & \underline{\mathbf{t}} \leq \Gamma \mathbf{A} \boldsymbol{\theta} \leq \overline{\mathbf{t}} \end{aligned}$$

Comparado com o despacho na ordem de mérito, esta estratégia respeita os limites das unidades geradoras mas tende a produzir preços mais altos. Outro aspecto é que, se a ordem do despacho fosse invertida, isto é, se a energia fosse despachada antes da reserva, outra solução seria obtida.

8.7.5 Liquidação Conjunta de Energia e Reserva

Os métodos anteriores apresentam dificuldades para lidar apropriadamente com interações envolvendo os diferentes produtos a serem liquidados. A abordagem do despacho conjunto baseia-se na formulação do problema completo como um problema de Programação Linear. Desta forma as diversas restrições tais como acoplamento de capacidade e limites de transmissão são explicitamente considerados. Esta abordagem fornece um despacho coordenado entre energia e SAs de modo a obter a solução mais econômica, ao mesmo tempo em que as restrições de segurança especificadas são observadas no processo de otimização.

O algoritmo de liquidação conjunto de energia e reserva é formulado a partir de um arcabouço de FPO conforme apresentado abaixo:

$$\begin{aligned} \min \quad & \Psi(\mathbf{P}_g, \mathbf{R}) = \sum_{i=1}^{n_g} \left(\sum_{j=1}^{n_P} \alpha_{ij} p_{gij} + \sum_{j=1}^{n_r} \beta_{ij} r_{ij} \right) \\ \text{s. a} \quad & -\mathbf{B} \boldsymbol{\theta} + \mathbf{A}_g \mathbf{P}_g = \mathbf{P}_L \\ & \mathbf{e}^T \mathbf{R} = \mathbf{R}_{eq} \\ & \underline{\mathbf{P}}_g - \mathbf{P}_g \leq \mathbf{0} \\ & \mathbf{P}_g + \mathbf{R} \leq \overline{\mathbf{P}}_g \\ & \mathbf{0} \leq \mathbf{R} \leq \overline{\mathbf{R}} \\ & \underline{\mathbf{t}} \leq \Gamma \mathbf{A} \boldsymbol{\theta} \leq \overline{\mathbf{t}} \end{aligned}$$

Os resultados da aplicação desta metodologia demonstram que a abordagem de despacho conjunto satisfaz os limites físicos das unidades e fornece a melhor solução de compromisso entre a alocação de energia e reserva em um ambiente de capacidade limitada. Os preços de liquidação de energia e reserva são os multiplicadores de Lagrange

das restrições de igualdade. É interessante observar que o preço do mercado de serviços ancilares não necessariamente corresponderá a nenhum dos preços das ofertas para este mercado. Isto deve ao acoplamento entre os mercados de energia e de SAs.