

2

Introdução ao Planejamento da Operação de Sistemas Hidrotérmicos

2.1

Planejamento da Operação de Sistemas Hidrotérmicos

2.1.1

Características Gerais

O processo de planejamento, de um modo geral, pode ser definido como a análise sistemática e ordenada de informações, com o objetivo de subsidiar a tomada de decisões (1). No caso do planejamento da operação de sistemas de energia elétrica, a impossibilidade de armazenar grandes blocos de energia, ou seja, o consumo deve ser imediato à produção, torna esta análise ainda mais importante. O longo período necessário para a construção de uma usina, usualmente de 3 a 5 anos, é um fator determinante da necessidade de um planejamento criterioso também na expansão de sistemas elétricos (2).

Os sistemas elétricos podem ser caracterizados como termelétricos, hidrelétricos ou hidrotérmicos, de acordo com o grau de utilização das usinas hidrelétricas e termelétricas. Para estes sistemas, o compromisso entre a qualidade do serviço obtido e o seu custo são resultados do critério de planejamento da expansão e da operação.

As usinas termelétricas utilizam combustíveis fósseis, tais como gás, óleo e carvão, para produzir calor e vapor aquecido até altas pressões, que move as pás da turbina do gerador. As usinas hidrelétricas, por sua vez, utilizam a energia potencial da água, armazenada em um reservatório, para mover as pás da turbina diretamente. Neste caso, a geração de energia é dependente da vazão que flui pelo conduto forçado até as pás da turbina e da diferença de potencial entre o nível do reservatório e o canal de fuga¹ (altura de queda). Se a capacidade de armazenamento do reservatório for atingida, os vertedouros são acionados e a água é desviada diretamente para o curso natural do rio sem gerar energia (3).

¹Canal de saída da água que é turbinada pela usina.

Para o horizonte de planejamento de médio prazo, ou seja, até 5 anos, é usual considerar que os custos de geração são provenientes basicamente dos custos dos combustíveis utilizados pelas usinas térmicas. Assim, em sistemas de energia puramente termelétricos, a operação das usinas objetivando a minimização do custo total de operação pode ser obtida despachando sucessivamente as usinas mais baratas em sua capacidade máxima até que toda a demanda seja atendida e apenas a usina marginal, ou seja, a última usina a ser despachada, geraria com uma potência inferior à sua capacidade máxima. Esta usina seria responsável por atender as alterações marginais na carga, sendo responsável, assim, pela modulação da geração em função das variações da carga.

Os sistemas termelétricos apresentam características bastante peculiares que os diferem dos sistemas hidrelétricos e hidrotérmicos (3):

- *Independência Temporal*: as decisões operativas em um estágio não afetam as condições de atendimento dos estágios seguintes;
- *Independência das Gerações e dos Custos de Geração entre as Usinas*: os custos e a capacidade de geração das usinas independem da operação das demais usinas do sistema;
- *Independência da estratégia de operação*: como o suprimento da carga depende apenas da existência de capacidade de geração, baseado nas propriedades anteriores conclui-se que a confiabilidade do sistema independe da estratégia de operação adotada.

Em abordagens mais complexas que incluam a modelagem das malhas dos gasodutos que alimentam as usinas termelétricas e outras restrições relativas aos combustíveis fósseis, tais como contratos de *take or pay* e a logística relacionada a combustíveis como o gás natural liquefeito (GNL), as duas primeiras propriedades podem não ser válidas.

Os sistemas formados parcialmente ou totalmente por usinas hidrelétricas utilizam a água armazenada nos reservatórios para gerar energia. Desta forma, a geração utilizando combustíveis fósseis é evitada sempre que possível, já que a água disponível nos reservatórios é considerada gratuita. No entanto, ao contrário dos combustíveis fósseis, a quantidade de água que estará disponível no futuro é incerta. Conseqüentemente, se a água disponível nos reservatórios for utilizada “gratuitamente” no estágio presente e as afluições no futuro forem baixas, as usinas térmicas serão despachadas, e ainda existe um alto risco de não atendimento da demanda. Por outro lado, se a água disponível nos reservatórios não for utilizada no estágio atual, optando-se por gerar com as usinas térmicas, e as afluições futuras forem elevadas, as usinas hidrelétricas

possivelmente serão obrigadas a verter, o que significa desperdiçar energia. Um resumo ilustrativo das possíveis decisões e suas consequências é mostrado na Figura 2.1 (4).

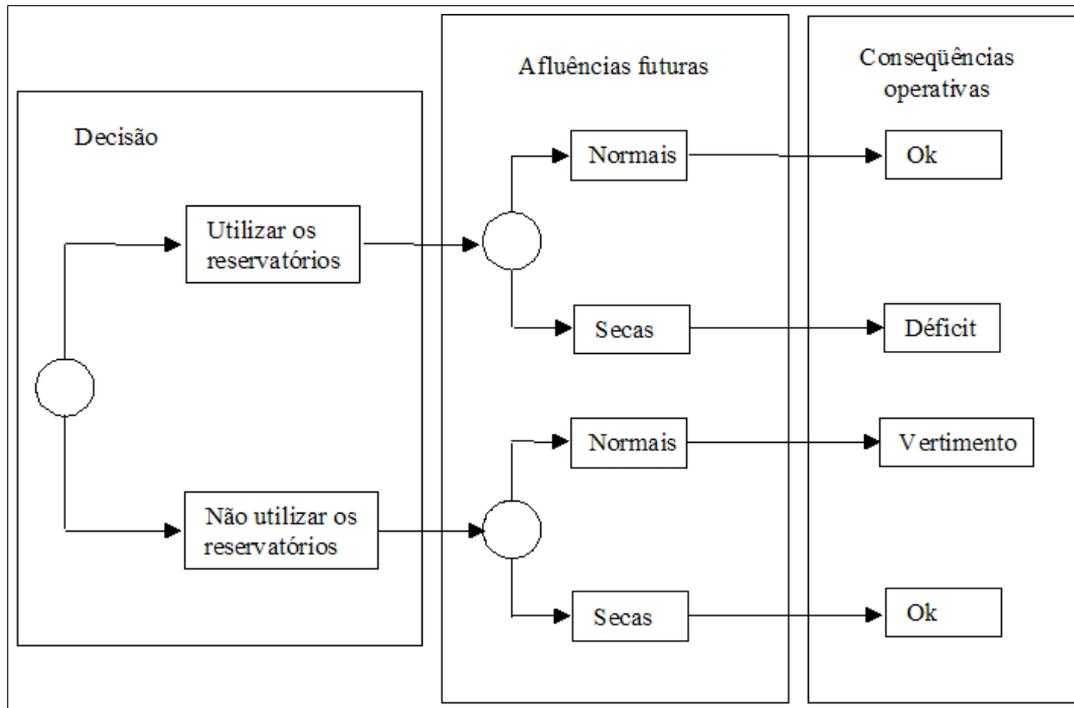


Figura 2.1: Exemplo da tomada de decisão e seus possíveis rebatimentos

Os sistemas hidrotérmicos possuem, portanto, as seguintes características (3):

- *Acoplamento temporal*: as decisões no presente afetam os custos de operação do futuro.
- *Estocasticidade*: devido à incerteza em relação as afluições futuras, que se agrava com a extensão do horizonte de planejamento.
- *Acoplamento Espacial*: ao contrário das usinas térmicas, as usinas hidrelétricas são afetadas pela forma como estão dispostas espacialmente. Isto ocorre porque as usinas hidrelétricas são construídas ao longo do curso dos rios, a maioria delas dispostas em cascatas. Assim, a operação das usinas a montante em um rio afeta diretamente a usinas de jusante, já que suas afluições dependem do deplecionamento das usinas de montante.

2.1.2 Critério de Otimização

O objetivo considerado atualmente no modelo vigente no SEB é minimizar o valor esperado do custo total de operação para um conjunto de possíveis cenários de afluições. O custo de operação é composto pelo custo presente mais o valor esperado do custo futuro, que são formados pelo custo dos combustíveis fósseis mais o chamado custo de déficit, que procura refletir as perdas econômicas que o déficit de energia representa para o país.

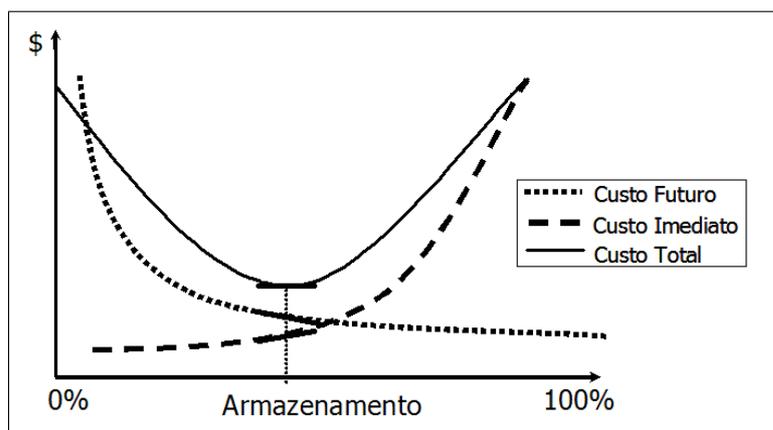


Figura 2.2: Função de custo futuro, custo presente e custo total de operação

Na Figura 2.2 (5) podem ser observadas as curvas que representam os custos total, presente e futuro. O gráfico representa o armazenamento no final de um estágio qualquer no eixo das abscissas, e o custo esperado no eixo das ordenadas. Se a opção do planejador do sistema for utilizar muita água no estágio atual, o armazenamento no final do estágio será baixo, o que implica em um custo imediato também mais baixo. No entanto, o custo futuro esperado será bastante alto, já que a probabilidade de despacho de usinas termelétricas aumenta. Se a opção for utilizar as usinas térmicas mais intensamente no estágio atual, o custo imediato certamente será mais alto, mas o custo futuro esperado será muito mais baixo, já que foi mantido um nível de água nos reservatórios que poderá ser usado no futuro. O objetivo do problema é determinar as parcelas de geração hidráulica e térmica que conduzam ao menor valor esperado do custo total de operação.

A função do custo total (FCT) de operação é composta pela soma das funções de custo imediato (FCI) com a função de custo futuro (FCF), conforme mostrado na Equação 2-1.

$$FCT = FCI + FCF \quad (2-1)$$

O custo total de operação possui um valor mínimo, que pode ser obtido calculando-se o ponto no qual a derivada do custo total de operação em relação

ao armazenamento (ou volume V) é nula. Como este custo é composto pelos custos imediato mais o futuro, o valor de mínimo ocorre no ponto onde as derivadas do custo imediato e do custo futuro são simétricas (Equação 2-2).

$$\frac{\partial(FCI + FCF)}{\partial V} = \frac{\partial FCI}{\partial V} + \frac{\partial FCF}{\partial V} = 0 \implies \frac{\partial FCI}{\partial V} = -\frac{\partial FCF}{\partial V} \quad (2-2)$$

2.1.3

O Planejamento da Operação de Sistemas Elétricos no Brasil

O Brasil é um país com extensões continentais, cuja geração de energia elétrica é predominantemente hidráulica. As usinas encontram-se dispostas em cascatas, a maioria das vezes distantes dos centros consumidores. Desta forma, o planejamento deste sistema requer uma cuidadosa coordenação para o aproveitamento eficiente e seguro dos recursos.

O planejamento e coordenação destes recursos era, entre 1974 e 1978, realizado utilizando uma curva-guia baseada na pior seca já ocorrida no histórico de vazões. Em 1977, a Eletrobrás e o Centro de Pesquisas de Energia Elétrica – Cepel concluíram o desenvolvimento de um modelo baseado em Programação Dinâmica Estocástica – PDE. Este modelo foi adotado, após intensa validação, a partir de 1979 (3). Cabe ressaltar que o modelo desenvolvido não considerava o intercâmbio entre as regiões do sistema hidrotérmico brasileiro como variável de decisão do problema, já que o Brasil era formado por sistemas de energia isolados.

No entanto, a ampliação do sistema de transmissão brasileiro foi responsável pela interligação entre os subsistemas anteriormente isolados, o que tornou a metodologia disponível insuficiente para realizar o planejamento da operação do que passou a ser o Sistema Interligado Nacional.

Desde então vários estudos foram realizados com o objetivo de considerar os intercâmbios como variáveis de decisão no problema de otimização. Finalmente, em 1985, a Programação Dinâmica Dual Estocástica – PDDE é proposta (6, 7, 8). Esta metodologia utiliza a técnica de Decomposição de Benders (9) e a geração das afluições a partir de um modelo auto-regressivo periódico (10, 11) em que as afluições anteriores a cada reservatório são variáveis de estado.

Esta modelagem é utilizada até hoje, e está implementada nos modelos DECOMP e NEWAVE (12), desenvolvidos pelo CEPEL e utilizados pelo setor elétrico brasileiro. O modelo NEWAVE é utilizado no horizonte de médio prazo, que se estende até 5 anos a frente com discretização mensal. Para tal, se utiliza o modelo auto-regressivo periódico implementado no modelo GEVAZP

para geração de cenários de afluências e as usinas são representadas de forma agregada em subsistemas interligados por troncos de transmissão.

O modelo DECOMP também utiliza a PDDE, mas com um horizonte de estudo reduzido para no máximo 12 meses, sendo que a discretização do primeiro mês é semanal, e dos estágios seguintes é mensal. Este horizonte de estudo é denominado de curto prazo. O DECOMP utiliza, em seu primeiro mês de estudo, previsões semanais de afluências em cada usina do sistema e, nos demais, afluências mensais geradas para cada usina pelo mesmo modelo auto-regressivo periódico. Neste horizonte, as características físicas das usinas e do sistema elétrico são mais detalhadas.

A integração entre os dois modelos da cadeia de planejamento se dá por meio de uma função de custo futuro, calculada pelo modelo de médio prazo, e consultada pelo modelo de curto prazo. Esta função traz informações do horizonte de médio prazo para o curto prazo sob a forma de derivadas do custo futuro em relação aos armazenamentos do estágio atual e afluências anteriores, orientando assim as decisões do modelo DECOMP. Desta forma, garante-se a coerência no processo de planejamento da operação do sistema elétrico.

2.1.4

Modelo de Agregação em Reservatórios Equivalentes

As variáveis de estado do problema podem ser definidas como aquelas que contêm informação suficiente para descrever o comportamento do sistema. No problema abordado, pelo menos dois tipos de variáveis de estado devem ser representadas: os armazenamentos nos reservatórios e a tendência hidrológica, ou alguma informação acerca das vazões passadas (3). Com a utilização da PDE o grande número de combinações destas variáveis de estado tornou computacionalmente inviável a modelagem das usinas individualmente nos estudos de médio prazo. Mesmo após o aparecimento da PDDE, com a conseqüente redução do número de combinações das variáveis de estado do problema, a representação individualizada das usinas é computacionalmente custosa.

Uma forma de viabilizar a solução do problema consiste em agregar o sistema brasileiro em reservatórios equivalentes de energia, reduzindo-se assim a combinação dos estados do problema.

A estimativa da energia que pode ser gerada pelo deplecionamento total dos reservatórios do sistema, a partir de uma combinação de níveis de armazenamento inicial, é denominada de energia armazenada, e será expressa em MWmês. A energia que pode ser gerada por meio do deplecionamento completo dos reservatórios do sistema a partir do volume inicial cheio é

denominada energia armazenável máxima.

Após a agregação dos reservatórios das usinas em reservatórios equivalentes de energia, o próximo passo é agregar as aflúncias às usinas em energias naturais afluentes – ENA. Esta energia corresponde à estimativa da energia que pode ser gerada com todas as vazões afluentes a cada um dos reservatórios que compõem aquele reservatório equivalente segundo uma política de operação. A energia natural afluente é subdividida em energia controlável e energia não controlável, ou a fio d'água.

A energia afluente a fio d'água é uma estimativa de toda a energia que é produzida a partir das vazões incrementais às usinas a fio d'água. Como este tipo de usina não possui reservatório com capacidade de regularização mensal, toda a água afluente ao rio no qual se encontra, e que ainda não passou por nenhum reservatório, será turbinada ou vertida. O vertimento ocorrerá apenas nos casos nos quais o engolimento máximo das usinas for alcançado. A esta energia que não pôde ser gerada chama-se energia vertida não-turbinável. A diferença entre a energia afluente a fio d'água e a energia vertida não turbinável chama-se energia a fio d'água líquida. Logo, esta é uma variável de geração sob a qual não se exerce decisão.

A energia controlável, por sua vez, é uma variável sob a qual se pode decidir, uma vez que se trata da estimativa da energia que pode ser gerada com a água afluente a todos os reservatórios com capacidade de regularização mensal. Neste caso, a vazão afluente pode ser turbinada (energia gerada), vertida (energia vertida) ou armazenada na usina para utilização futura. Nos reservatórios equivalentes considera-se ainda a energia evaporada, que é estimada a partir da água que evapora nos espelhos d'água dos reservatórios das usinas que compõem o sistema. Outro conceito importante é a energia de vazão mínima, que é aquela resultante da vazão que deve ser obrigatoriamente deplecionada em cada reservatório do sistema.

O sistema equivalente de energia é, portanto, um modelo utilizado para agregar diversas usinas com reservatórios e a fio d'água em sistemas, cuja representação é feita em termos de energias afluentes ao invés de vazões afluentes. A Figura 2.3 (5) ilustra os componentes de um modelo de reservatório equivalente.

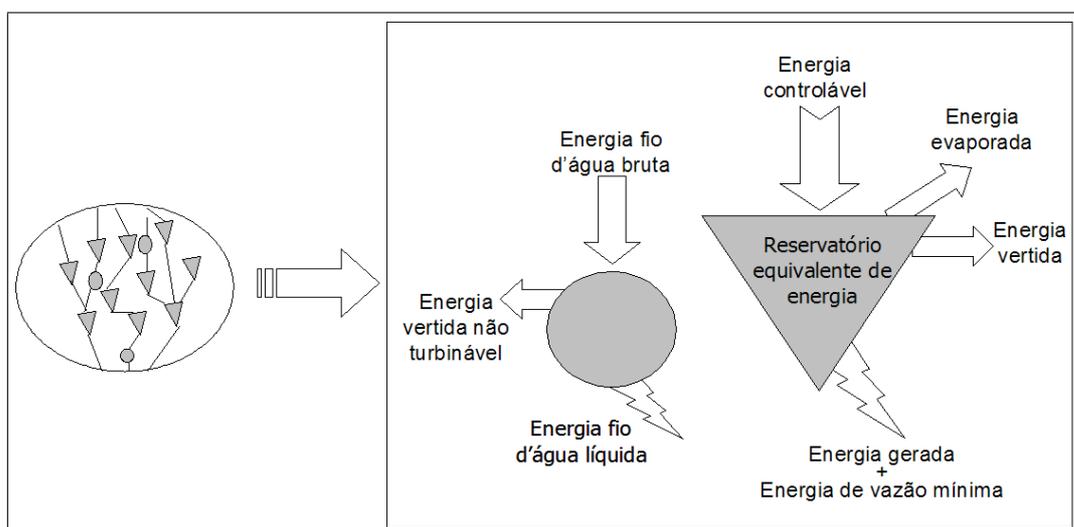


Figura 2.3: Sistema equivalente de energia