

MODELOS COMPUTACIONAIS PARA PLANEJAMENTO E OPERAÇÃO DE SISTEMAS
HIDROTÉRMICOS DE GRANDE PORTE

Mário V.F. Pereira Sérgio H.F. Cunha Leslie A. Terry Acher Mossé
CEPEL - Centro de Pesquisas de Energia Elétrica
Caixa Postal 2754 - Rio de Janeiro/RJ - 20001

Resumo

O planejamento e operação de sistemas elétricos interligados constitui um problema bastante complexo, que abrange desde o inventário de bacias hidrográficas (30 anos à frente), construção de usinas geradoras e rede de transmissão (10-15 anos à frente), planejamento da operação hidráulica/térmica do sistema (5 anos à frente) até a supervisão e controle em tempo real da produção e transporte de energia. O objetivo deste trabalho é descrever brevemente algumas das ferramentas computacionais desenvolvidas pelo Cepel para planejamento e operação de sistemas hidrotérmicos. Será dada ênfase aos aspectos de modelagem matemática e algoritmos de solução. Serão também discutidas linhas de investigação futura nestas áreas.

Computational Models for Planning and Operation of Large Scale Hydrothermal Systems.

Abstract

Planning and operation of interconnected power systems is a very complex problem, ranging from river-basin development studies (30 years ahead), construction of plants and power network (10-15 years ahead), operational planning of hydro-thermal scheduling (5 years ahead) up to the real-time supervision and control of power production and transportation. This paper describes briefly some of the computational tools developed by Cepel for planning and operation of hydrothermal systems. Emphasis is given on mathematical modelling aspects and solution algorithms. Future lines of research in these areas are discussed.

1. INTRODUÇÃO

O Brasil vem há cerca de vinte anos mantendo um ritmo intenso de Expansão do seu sistema gerador de energia elétrica. Uma medida desta taxa de crescimento pode ser dada pelo volume de investimentos, cerca de US\$ 5 bilhões por ano, o que corresponde a 10% da capacidade de formação de capital do país.

O planejamento e a operação do sistema brasileiro são influenciados por algumas características básicas:

. O sistema é basicamente hidroelétrico (cerca de 90% da capacidade instalada) e um dos poucos sistemas do mundo onde ainda há potencial hidroelétrico disponível para expansão. Embora o custo de operação seja em média baixo, está sujeito a racionamentos de energia em anos de seca severa.

. A distância crescente entre os centros de carga e os novos projetos hidroelétricos

tornam a transmissão a longa distância um fator importante. A interconexão entre os sistemas torna sua operação complexa e vulnerável a interrupções no fornecimento (blackouts).

Estas características do sistema brasileiro impediram a adoção de técnicas tradicionais de planejamento e operação utilizadas em outros países e estimularam o desenvolvimento autônomo de métodos computacionais e critérios adequados às condições locais. Estes desenvolvimentos vêm sendo realizados por centros de pesquisas, universidades e empresas concessionárias, envolvendo equipes multidisciplinares com especialistas em otimização, recursos hídricos, estatística e sistemas de potência.

2. CADEIA HIERARQUIZADA DE DECISÕES PARA PLANEJAMENTO E OPERAÇÃO

O problema de planejamento e operação, devido à sua complexidade e aos muitos fato-

res envolvidos, é normalmente dividido em partes para que possa ser analisado. Muitas vezes, fatores ganham ou perdem importância dependendo do horizonte em questão. Por exemplo, a incerteza das aflúências aos reservatórios tem relevância na análise plurianual da produção, quando é decidida a estratégia de operação térmica do sistema. Deixa de tê-la na programação a curto prazo, quando as usinas são colocadas na curva de carga. O inverso ocorre com o tempo de trânsito da água nas calhas fluviais entre os aproveitamentos, que têm importância na programação a curto prazo mas geralmente não afetam o planejamento a longo prazo da produção.

A separação entre os aspectos elétricos (máquinas e rede de transmissão) e os aspectos de produção energética (geração nas usinas hidroelétricas, restrições hidráulicas) é outro exemplo de decomposição do problema. Nas empresas elétricas brasileiras, estes assuntos estão quase sempre a cargo de equipes com formação profissional diversa que, muitas vezes, constituem órgãos técnicos distintos.

Em resumo, o problema de planejamento e operação tem sido tratado por um processo de aproximações sucessivas em que cada equipe de estudo analisa um aspecto parcial do problema e interage com as demais, até que seja obtida coerência e, portanto, um plano global viável. Este procedimento, entretanto, ainda não é o ideal, pois não assegura a obtenção da otimização global, isto é, do melhor uso possível dos recursos disponíveis.

O Cepel, em conjunto com a Eletrobrás, empresas elétricas brasileiras e universidades, vem desenvolvendo há vários anos modelos matemáticos e computacionais em apoio às atividades de planejamento e operação. Os resultados obtidos permitem visualizar uma metodologia de decomposição do problema, hierarquizada e mais abrangente, capaz de conciliar a obtenção de uma otimização global com as necessidades de análise em separado dos diversos aspectos e níveis de tempo envolvidos. A estrutura básica desta cadeia de modelos será discutida a seguir.

3. PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO

Os diversos estágios do planejamento da expansão estão representados de forma esquemática na Figura 1. Cada estágio na cadeia hierarquizada corresponde a um tipo de decisão de planejamento. Estas decisões têm em geral horizontes de influência distintos e diferentes consequências em termos de suprimento de energia. Por exemplo, a falta de água nos reservatórios do sistema devido a uma seca severa leva a um racionamento de energia, que pode durar vários meses. Por outro lado, falhas nas unidades geradoras podem levar a cortes temporários do suprimento de energia nas horas de maior consumo.

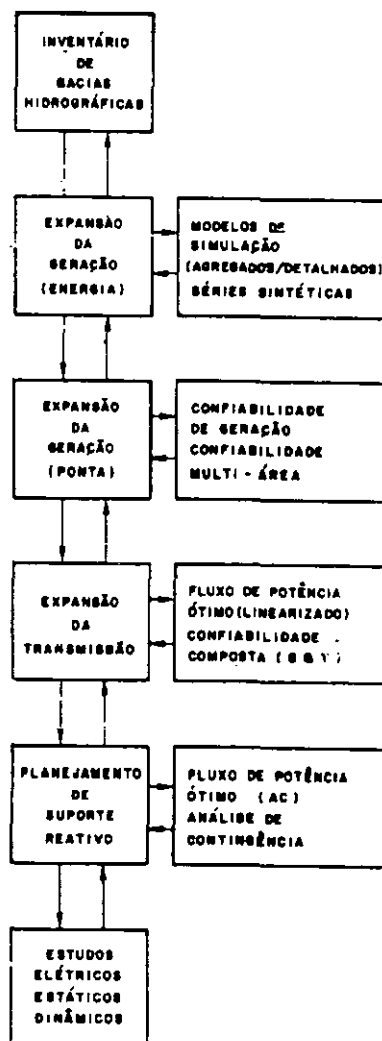


FIG. 1 ETAPAS DO PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO

A Figura 1 também representa as principais ferramentas de análise utilizadas para avaliar o desempenho do sistema em termos de custo esperado de operação e confiabilidade de atendimento. Cada ferramenta representa com maiores detalhes aspectos do sistema que são relevantes para o respectivo nível de tomada de decisão.

As etapas do planejamento da expansão podem ser resumidas da seguinte forma (Pereira, 1984):

a) Inventário de bacias hidrográficas-avaliação do potencial de geração hidroelétrica em bacias e seleção dos melhores esquemas de divisão de queda para os aproveitamentos hidroelétricos.

b) Formulação de um plano de expansão da geração de energia, isto é, quando e onde devem ser construídas as usinas (hidroelétricas e térmicas) necessárias para um atendimento econômico e confiável da demanda de energia prevista. Modelos de produção, isto é, modelos que simulam a operação do sistema, são especialmente importantes neste estágio. Estudos preliminares são feitos com a

ajuda de modelos mais rápidos que representam as usinas hidroelétricas de forma agregada. Estudos mais refinados utilizam modelos que representam em detalhe a operação das usinas hidroelétricas.

Séries sintéticas de afluências são utilizadas nos estudos de simulação probabilística.

c) Formulação de um plano de expansão da capacidade de ponta, isto é, quando e onde instalar unidades geradoras necessárias para o atendimento do pico da demanda. Os critérios de planejamento são baseados numa avaliação probabilística da capacidade de atendimento à ponta que leva em conta as falhas dos equipamentos, a variação da capacidade de geração das hidroelétricas em função do armazenamento dos reservatórios e limites de intercâmbio entre empresas ou regiões.

d) Formulação de um plano de expansão da transmissão, isto é, determinar a sequência de circuitos (linhas de transmissão/transformadores) que devem ser adicionadas à rede de alta tensão. A principal ferramenta de análise nesta etapa é o fluxo de potência (ótimo) baseado no modelo linearizado da rede (modelo CC). Modelos de confiabilidade composta geração/transmissão são utilizados para avaliar probabilisticamente a capacidade de atendimento do sistema.

e) Planejamento do suporte reativo do sistema, onde se otimizam os investimentos em fontes reativas (capacitores, compensadores estáticos, etc.) As ferramentas básicas de planejamento são o fluxo de potência (ótimo) CA (não linear) e rotinas de análise de contingência.

f) Estudos elétricos, nos quais se analisa em detalhe o desempenho elétrico do sistema. As ferramentas computacionais para este tipo de estudo são o fluxo de potência, curto circuito e estabilidade.

A coerência do plano final é obtida através de realimentação entre os diversos estágios (setas para cima na Figura 1).

4. PLANEJAMENTO/PROGRAMAÇÃO DA OPERAÇÃO

O planejamento/programação da operação pode por sua vez ser decomposto em quatro etapas básicas, como ilustrado na Figura 2 (Pereira, 1985a).

a) O nível de longo prazo leva em consideração a evolução plurianual dos níveis dos reservatórios, a probabilidade de deficits de suprimento (acionamento) futuros, quebra de equipamentos e o valor esperado da geração térmica. O horizonte de decisão é tipicamente 5 anos e o período de planejamento é discretizado em intervalos mensais. Modelos agregados de otimização e simulação são intensivamente utilizados para produzir políticas ótimas de operação (proporção ótima de

geração hidráulica e térmica a cada período) e índices probabilísticos de desempenho (por exemplo, risco de deficit).

b) O nível de médio prazo se refere à desagregação da geração hidráulica total calculada pelos modelos agregados no nível anterior em metas de geração para as usinas hidráulicas do sistema. O horizonte de influência é de um ano e o período de planejamento é discretizado em intervalos semanais.

c) No nível de curto prazo, o objetivo é produzir um programa de geração horário que atenda às metas semanais de geração calculadas no nível anterior e a restrições operativas de curto prazo (controle de cheia, variações no nível de geração em estágios consecutivos, limites de fluxo na rede elétrica, etc.).

d) No nível de decisões a prazo muito curto (horas ou frações de hora) são estabelecidas a configuração da rede, alocação de unidades e suporte de reativo, em preparação para as ações de controle preventivo e corretivo das decisões em tempo real.

Assim como no planejamento, a coerência do plano global é obtida através de realimentação entre os diversos estágios (setas para cima na Figura 2).

Serão descritos a seguir alguns dos modelos que compõem as cadeias de planejamento/operação.

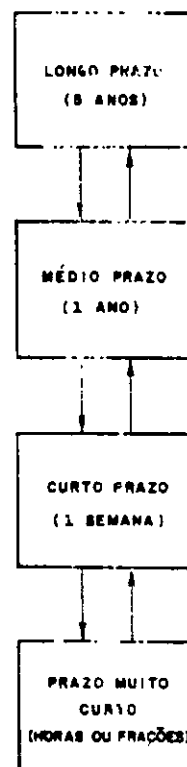


FIG. 2 ETAPAS DO PLANEJAMENTO DA OPERAÇÃO

5. INVENTÁRIO DE BACIAS HIDROGRÁFICAS

O desenvolvimento dos recursos hidroelétricos numa bacia exige, além da identificação de locais topograficamente atraentes, a definição da divisão de quedas ao longo do rio, isto é, que esquema de usinas hidroelétricas em série será construído. O número de combinações de divisão de queda pode ser extremamente elevado. Mesmo após a eliminação de aproveitamentos anti-econômicos (capacidade mínima instalada, tempo de enchimento excessivo, etc.), geralmente restam muitas centenas de alternativas a serem examinadas. Estas alternativas são então ordenadas através de um critério de custo-benefício, selecionando-se as mais atraentes para análises mais detalhadas (Gomes e outros, 1979).

O benefício é baseado na energia firme que a nova usina traz ao sistema. A energia firme é o maior mercado constante de energia que o sistema pode atender sem deficits na hipótese de ocorrer a seca mais severa já registrada no passado (tipicamente, nos últimos 50 anos). É interessante observar que, devido à grande capacidade de armazenamento dos reservatórios do sistema brasileiro, este período mais seco pode ser bastante longo. Por exemplo, leva-se cerca de cinco anos para esvaziar completamente os reservatórios do sistema Sudeste brasileiro no caso de ocorrência da seca mais severa registrada no histórico. Esta energia firme pode ser avaliada por regras simples ou por modelos detalhados de simulação (ver seção 11.1)

O custo de um projeto abrange os custos de investimento, operação e construção, mais uma penalidade (ou bonus) associada à falta (ou excesso) de capacidade de ponta.

Se não levarmos em conta falhas nos equipamentos, a contribuição de energia firme de uma usina térmica seria igual à sua capacidade de geração contínua. Em contraste, o benefício energético que uma usina hidroelétrica traz ao sistema depende de quais outras usinas foram construídas na bacia. Seja, por exemplo, um reservatório "puro" (sem unidades geradoras) situado a montante de uma usina a fio d'água (unidades geradoras sem reservatório). Se o reservatório for construído isoladamente, não há benefício energético para o sistema devido à falta de capacidade de geração. Se a usina a fio d'água for por sua vez construída isoladamente, também haverá pouco benefício, pois a energia firme seria associada à menor vazão mensal já registrada no passado. Já se os aproveitamentos forem construídos em conjunto, o benefício energético para o sistema será bastante elevado: o reservatório puro se beneficia da existência de unidades geradora na usina a fio d'água, e esta por sua vez se beneficia da capacidade de regularização do reservatório, isto é, da capacidade de acumular água nos períodos "molhados" para utilizá-la nos períodos secos.

Em outras palavras, o problema de expansão da geração de sistemas hidroelétricos é não-separável: o benefício associado a uma usina hidroelétrica pertencente a um plano de expansão depende do próprio plano de expansão. Isto resulta num problema combinatório bastante complexo cuja solução pode ser encontrada em (Pereira e outros (1981)).

6. EXPANSÃO DA CAPACIDADE DE GERAÇÃO (ENERGIA)

Os estudos de inventário dão uma estimativa inicial da localização e dimensionamento dos projetos hidroelétricos candidatos. É necessário então decidir sobre a sequência de construção e data de entrada em operação, isto é, em que ordem os projetos devem ser construídos e quando devem ser completados.

O planejamento da expansão naturalmente se decompõe em dois estágios:

- Determina-se um plano de expansão tentativo, e o respectivo custo de investimento.
- Conhecido o plano de expansão, calcula-se o valor esperado do custo de operação e a confiabilidade do atendimento.

O objetivo é minimizar a soma dos custos de investimento mais o valor esperado do custo de operação, sujeito a uma restrição de confiabilidade. O processo está ilustrado na Figura 3.

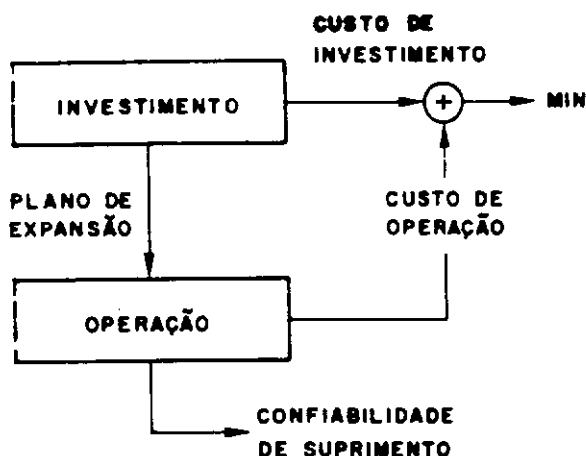


FIGURA 3 - DECOMPOSIÇÃO DO PROBLEMA DE EXPANSÃO EM SUBPROBLEMAS DE INVESTIMENTO E OPERAÇÃO

Esta decomposição natural do problema pode ser explorada por modelos de programação matemática. Em sistemas predominantemente termoeletrônicos, por exemplo, o problema tem sido resolvido por programação dinâmica, como ilustrado na Figura 4.

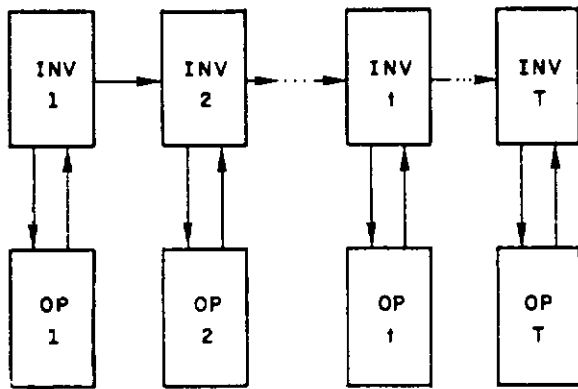


FIG. 4 CÁLCULO DA EXPANSÃO ÓTIMA DE SISTEMAS TERMOELÉTRICOS POR PROGRAMAÇÃO DINÂMICA

No esquema da Figura 4, o estado do sistema é dado pela capacidade construída (por tipo de usina) em cada estágio. O custo de operação associado a cada estado é facilmente calculado por algoritmos de despacho econômico que inclusive levam em conta falhas nos equipamentos.

A representação de usinas hidroelétricas introduz num grau adicional de complexidade no problema, especialmente no que se refere ao cálculo dos custos de operação. Em sistemas térmicos as condições de suprimento num determinado período podem ser avaliadas independentemente dos outros períodos, já que o despacho econômico depende apenas dos custos de geração (combustível) de cada usina. Em contraste, em sistemas predominantemente hidroelétricos, o estado energético dos reservatórios e, portanto, sua capacidade de produção, é determinado pelas afluências passadas, evolução da demanda de energia, quebras de equipamento e política de operação. O cálculo dos custos de produção de um sistema hidroelétrico é portanto não-separável no tempo e exige uma simulação cronológica. O próprio cálculo da política de operação das hidroelétricas é bastante complexo, como será discutido na seção 10.2. O problema de expansão do sistema hidroelétrico pode ser representado como na Figura 5.

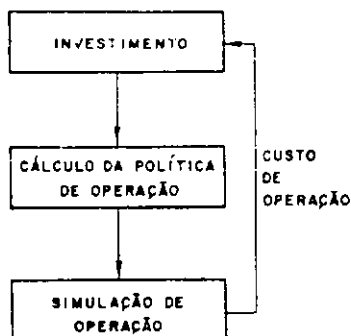


FIG. 5 CÁLCULO DA EXPANSÃO ÓTIMA DE UM SISTEMA HIDROELÉTRICO

A abordagem proposta para a solução do problema se baseia em decomposição de Benders (Benders, 1962). Esta técnica permite obter a otimização global do investimento e custos esperados de operação através da solução iterativa de subproblemas de investimento e operação, que podem ser modelados separadamente e resolvidos por algoritmos especializados.

O algoritmo de decomposição tem aspectos bastante atraentes em termos de flexibilidade, modularidade e consistência. Por exemplo, um programa de cálculo de custos de produção, utilizado em estudos de operação, pode ser utilizado como subproblema no modelo de expansão sem maiores modificações; um programa de fluxo de potência ótimo pode ser utilizado como submodelo para estudos de expansão da transmissão ou planejamento de suporte reativo. Os subproblemas de investimento, por sua vez, podem se beneficiar de técnicas de solução especializadas por serem resolvidos em separado dos subproblemas de operação.

7. EXPANSÃO DA CAPACIDADE DE GERAÇÃO (PONTA)

O objetivo da expansão de ponta é minimizar os investimentos em unidades geradoras (geralmente conjuntos turbina/gerador adicionais nas usinas hidroelétricas) e capacidade de intercâmbio entre empresas/regiões de maneira a atender à demanda nas horas de ponta com um determinado grau de confiabilidade.

7.1 Confiabilidade de Geração

A capacidade de ponta de uma usina hidroelétrica depende da altura de queda entre o nível do reservatório e o nível a jusante. O nível do reservatório é por sua vez função do volume armazenado. Portanto, a capacidade de ponta de um sistema hidroelétrico, mesmo que não haja quebra de equipamentos, é diretamente afetada pelo estado energético do sistema. Esta perda de capacidade com o deplecionamento pode chegar a 20% da capacidade total. A este efeito sobrepõe-se as falhas dos equipamentos geradores, que reduzem ainda mais a capacidade de ponta.

Uma abordagem híbrida simulação/analítica foi desenvolvida para a solução deste problema (Cunha e outros, 1982).

a) Simulação da operação do sistema para obter amostras das distribuições conjuntas de capacidade de geração devido a deplecionamento (sem quebras).

b) Aplicação de métodos de convolução à cada sistema, produzindo índices de confiabilidade condicionados. A confiabilidade do sistema é calculada como o valor esperado sobre os índices condicionados.

7.2 Confiabilidade de Multi-Área

O problema de confiabilidade se torna

mais complexo se for necessário representar limites de transferência de potência entre subsistemas, que podem ser empresas ou regiões geográficas.

Neste caso, os fluxos de potência entre os subsistemas interligados são representados por um modelo de fluxos numa rede capacitada (somente equações de conservação de fluxo em cada área e os limites de fluxo entre áreas são representadas). A confiabilidade do sistema é avaliada por métodos analíticos que decompõem o conjunto de todas as combinações possíveis de quebras de geração/transmissão em subconjuntos de mesmo "modo de falha". A probabilidade de cada conjunto e os índices de confiabilidade são obtidos por integração a partir das distribuições de probabilidades de falha dos componentes (Cliveira e outros, 1986).

7.3 Algoritmo de Expansão

O algoritmo de expansão é baseado em decomposição do subproblema como ilustrado na Figura 6. O problema de investimento é modelado como um problema de programação inteira e o subproblema de operação corresponde a um programa de confiabilidade de multi-área.

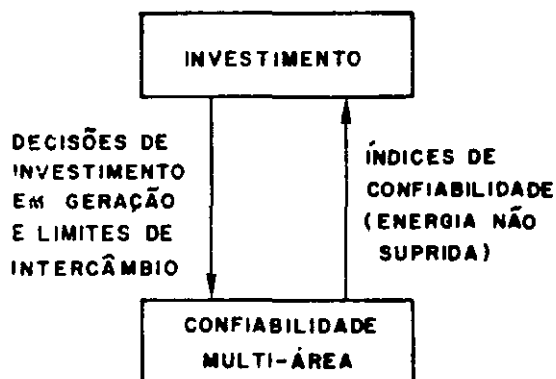


FIGURA 6 - EXPANSÃO DA CAPACIDADE DE GERAÇÃO (PONTA)

8. EXPANSÃO DA TRANSMISSÃO

A expansão do sistema de transmissão tem sido tradicionalmente feita de forma manual pelo planejador, apoiado em programas de análise como fluxo de potência, curto-circuito e estabilidade. Entretanto, a dimensão crescente da dimensão das redes e das interligações entre subsistemas tornou esta tarefa extremamente complexa e motivou o desenvolvimento de ferramentas de síntese.

O programa SINTRA, desenvolvido pelo Cepel, Unicamp e Eletrobrás, permite que o usuário controle interativamente todas as etapas do planejamento de transmissão: pode-se adicionar ou remover qualquer circuito da rede e avaliar o impacto em termos de fluxos, sobrecargas, etc. Pode-se partir da

rede em qualquer estágio do período de planejamento e prosseguir em qualquer sentido no tempo estabelecendo uma sequência econômica de reforços do sistema (Monticelli e outros, 1982).

O programa tem opções para ordenação das alternativas de reforço mais atraentes e para sua expansão "automática" baseada em algoritmos heurísticos. Também estão disponíveis facilidades para análise de contingências e reforços no sistema para a ocorrência de contingências.

Mais recentemente, foram desenvolvidas duas extensões para o programa.

. Critérios de ordenação das adições que podem ser utilizadas de forma coerente para reforços na geração ou transmissão (Pereira e Pinto, 1985b).

Estes critérios são baseados na sensibilidade do mínimo corte de carga (MCC) necessário para eliminar as sobrecargas na rede. O MCC é calculado como solução de um problema de programação linear que inclui limites nas linhas, limites na capacidade de geração, e as equações do modelo de fluxo de potência linearizado (CC).

. Rotinas de síntese para expansão de custo mínimo do sistema geração/transmissão, baseadas em decomposição de Benders. O subproblema do investimento corresponde a um problema de programação inteira e o subproblema de operação, ao problema linear de cálculo do MCC mencionado acima (Pereira e outros, 1985c).

Estão sendo desenvolvidos programas para expansão probabilística do sistema geração/transmissão, a partir de um modelo de confiabilidade composta descrito em seguida.

8.1 Confiabilidade Conjunta Geração/Transmissão

A avaliação de confiabilidade em sistemas de geração/transmissão requer em princípio, uma análise do desempenho do sistema em relação a todos os eventos (falhas) que afetam os equipamentos de geração/transmissão e para todos os níveis de demanda. Mesmo imaginando modelos muito simples para falhas nos equipamentos e variações na demanda, o número de combinações possíveis cresce exponencialmente com o tamanho da rede e torna o custo computacional desta proibitivo mesmo para sistemas de pequeno porte. Há portanto necessidade de desenvolver métodos capazes de estimar a confiabilidade do sistema a custos de computação razoáveis.

O modelo CONFTRA desenvolvido pelo Cepel utiliza uma abordagem de Monte Carlo para o cálculo de confiabilidade do sistema geração/transmissão (Cunha e outros, 1985). Um estado do sistema é caracterizado pela disponibilidade do equipamento (geradores, li-

nhas, transformadores), pelo nível de carga em cada barra e pelo estado de armazenamento do sistema o qual, como visto na seção 7.1, afeta a capacidade de ponta das unidades hidroelétricas. Estes estados são sorteados a partir das respectivas distribuições de probabilidade e avaliados através de um modelo de fluxo de potência linearizado. As sobrecargas no sistema são eliminadas através de remanejamentos da geração e, se necessário, através de medidas mais severas como o corte de carga em uma ou mais barras do sistema. Os índices de confiabilidade obtidos permitem uma análise compatível entre reforços de geração/transmissão.

9. PLANEJAMENTO DO SUPORTE REATIVO

A otimização dos investimentos em fontes reativas do sistema é feita através de um modelo hierárquico em três níveis, como ilustrado na Figura 7 (Granville e outros, 1986).

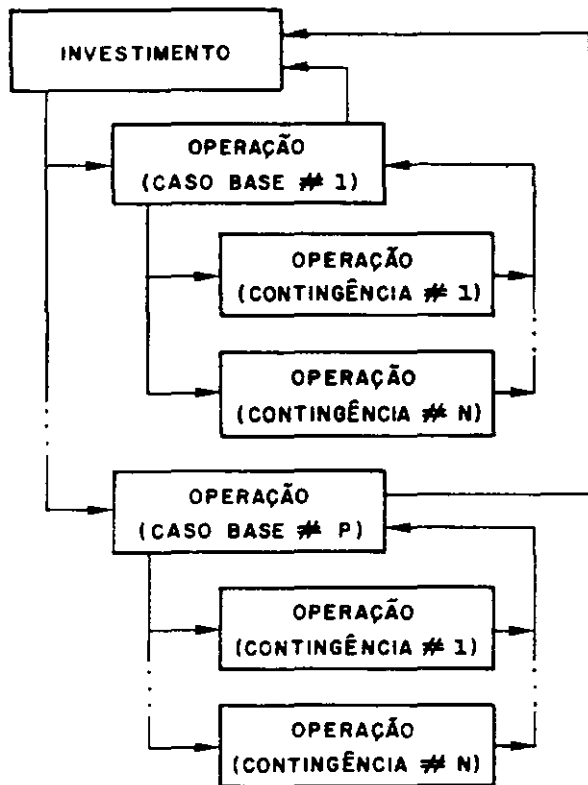


FIGURA 7 - PLANEJAMENTO DO SUPORTE REATIVO

. no primeiro nível, são tomadas as decisões de investimento em suporte reativo (bancos de capacitores, reatores, compensadores estáticos, etc.)

. no segundo nível, o sistema é operado de forma a otimizar o perfil de tensão para vários cenários de demanda (casos-base)

. no terceiro nível, o sistema se acha em situação de contingência (falhas em geradores, linhas ou fontes de reativo).

Os subproblemas de operação do segundo e terceiro níveis correspondem a problemas de fluxo de potência ótimo, e são resolvidos

por algoritmos de programação não-linear especializados (Lagrangiano Projetado, Programação Quadrática Sequencial, etc.).

10. MODELOS DE OPERAÇÃO A LONGO PRAZO

O objetivo da operação ótima do sistema é determinar um programa de geração para cada usina que minimize o valor esperado do custo de operação ao longo do período de planejamento. O custo de operação compreende custos de combustível para as unidades térmicas e penalizações por falhas no suprimento de energia (deficits).

A disponibilidade de quantidades limitadas de energia hidroelétrica, sob forma de armazenamento nos reservatórios, torna o problema de operação muito complexo, pois cria uma ligação entre a decisão de operação num dado estágio e as consequências futuras desta decisão. Em outras palavras, se deplecionarmos os estoques de energia hidroelétrica, e ocorrerem volumes baixos de aflúncias no futuro, poderá ser necessário utilizar uma geração térmica mais cara no futuro, ou mesmo sofrer deficits. Por outro lado, se mantivermos o nível dos reservatórios elevado através de uma utilização mais intensa da geração térmica, e ocorrerem volumes elevados de aflúncias no futuro, pode haver vertimentos no sistema, o que significa um desperdício de energia e, conseqüentemente, maiores custos operativos (Terry e Pereira, 1986).

Como não é possível ter boas previsões das vazões afluentes futuras, o problema de operação é essencialmente estocástico. A existência de múltiplos reservatórios interligados e a necessidade de operação ao longo de vários estágios caracteriza o problema como de grande porte. Finalmente, a função objetivo é não linear, não somente devido aos custos não-lineares de geração térmica, mas também ao produto da vazão pela altura de queda na expressão da produção hidroelétrica.

No nível de longo prazo, é necessário calcular uma estratégia de operação, isto é, qual é a utilização ótima dos recursos hidroelétricos e térmicos do sistema. O cálculo desta estratégia exige a redução do número de variáveis de estado do problema, o que é feito através do modelo agregado descrito a seguir.

10.1 Modelos Agregados

Os modelos agregados do sistema hidroelétrico têm sido aplicados tanto no planejamento da operação como na operação do sistema. Estes modelos são utilizados na determinação da política ótima de operação das unidades térmicas e para simulações probabilísticas da operação do sistema (Terry e outros, 1986).

O valor energético da água armazenada num reservatório é função das alturas de

queda acumuladas nos reservatórios a jusante. Desta forma, a capacidade total de armazenamento do modelo agregado é expressa em termos de energia e não do volume de água armazenado no sistema. De forma análoga, as vazões afluentes aos diversos reservatórios são agregadas num único valor de energia afluente a cada mês.

Este reservatório equivalente de energia é utilizado, como já mencionado, na simulação da operação do sistema tanto para séries de aflúências extraídas do histórico como séries sintéticas produzidas por modelos estocásticos de vazões (Pereira e outros, 1984).

10.2 Cálculo da Política Ótima de Operação do Sistema

A proporção ótima de geração hidroelétrica e térmica a cada estágio é calculada por uma recursão de programação dinâmica estocástica, que tem como objetivo minimizar o valor esperado do custo de operação, composto de custo de operação das térmicas mais uma penalidade pelos eventuais deficits no atendimento à demanda de energia (Terry e outros, 1986; Araripe Neto e outros, 1985).

A política ótima de operação é função de duas variáveis de estado (ver Figura 8):

- . A energia armazenada no reservatório equivalente de energia - x_t

- . Tendência hidrológica, representada pela energia afluente no estágio anterior. O modelo estocástico fornece a distribuição de probabilidades da energia afluente no estágio t condicionado pela aflúncia em $t-1$.

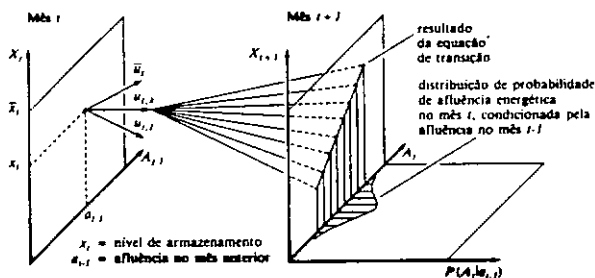


Fig. 8 - Programação Dinâmica Estocástica

11. MODELOS DE OPERAÇÃO A MÉDIO PRAZO

11.1 Modelos de Simulação

Modelos detalhados do sistema de reser-

vatórios são utilizados tanto no planejamento quanto na operação do sistema. Estes modelos utilizam tipicamente uma discretização de tempo mensal. Cada reservatório é representado individualmente, com equações de balanço hídrico, limites no armazenamento e defluência, equações de produção de energia e ligação com outros reservatórios a montante e a jusante.

A operação do sistema se baseia em prioridades de enchimento/esvaziamento e faixas de operação fornecidas pelo usuário e calculadas por modelos auxiliares (Ribeiro e Trinkenreich, 1978). O armazenamento de cada reservatório é dividido em faixas que devem ser atingidas simultaneamente por todos os reservatórios (quando possível). A operação dos reservatórios numa mesma faixa é feita pelas prioridades de enchimento/esvaziamento.

11.2 Modelo de Intercâmbio entre Subsistemas

O Modelo de Intercâmbio entre Subsistemas (MISS), desenvolvido pela Eletrobrás e pelo Cepel, representa uma etapa intermediária entre os modelos de simulação e os de otimização (Trinkenreich e Pereira, 1977). MISS também representa os reservatórios em detalhe e é capaz de modelar limites de intercâmbio entre empresas/regiões. Sua operação a cada estágio é formulada como um problema de otimização não linear, resolvido por aproximações lineares sucessivas. Embora conceitualmente seja um modelo de simulação, pois ainda depende de faixas de operação para informação sobre o futuro, ele procura otimizar parcialmente a operação do sistema, isto é, fazer o uso mais eficiente da água armazenada nos reservatórios.

11.3 Modelos de Otimização

O problema de operação de múltiplos reservatórios foi recentemente reformulado como um problema de programação estocástica de grande porte (Pereira e Pinto, 1985d). Técnicas de decomposição permitem o cálculo de metas de geração semanais ou mensais sem o uso de informações heurísticas sobre prioridades e faixas de operação.

12. MODELOS DE OPERAÇÃO A CURTO PRAZO

A operação a curto prazo tem como objetivo desagregar as metas de geração semanais em programas de geração horários que atendam à demanda prevista e a restrições operativas (reserva operativa, limites de transporte na rede, limites na variação das vazões defluentes ou nível de jusante, etc.).

A programação integrada (energética/elétrica) de curto prazo pode ser obtida através da solução de um problema de otimização de múltiplos estágios. Uma possível abordagem para a solução deste problema, atualmente em desenvolvimento pelo Cepel, consiste em definir dois subproblemas:

1) programação energética a curto prazo, em que são representados os aspectos hidráulicos e as restrições operativas dos reservatórios a nível diário.

2) pré-despacho, em que são representadas as restrições operativas da rede de transmissão para produzir um programa de geração horário.

12.1 Programação Energética a Curto Prazo

A modelagem do sistema hidroelétrico é análoga à da formulação de médio prazo, devendo-se representar com mais detalhe aspectos como o tempo de trânsito da água nas calhas fluviais entre os aproveitamentos. Também é possível simplificar a representação da altura de queda, cuja variação tende a ser menos importante no horizonte de curto prazo.

Conhecidas as previsões de vazões e demandas, o problema corresponde a uma otimização determinística para múltiplos estágios.

No modelo desenvolvido pelo Cepel (Pinto e Pereira, 1985) a maior parte das restrições (conservação da água, limites nos armazenamentos e defluências), é tratada por algoritmos especializados de grafos. Algumas restrições adicionais (atendimento à demanda) são representadas como um problema linear em separado e a otimização global é obtida por algoritmos de decomposição (Dantzig-Wolfe).

12.2 Pré-Despacho

O objetivo deste modelo é produzir um programa de geração horário para cada usina que não viole restrições elétricas e operacionais horárias e tal que a soma das gerações horárias em cada usina seja igual à meta de geração diária produzida pela programação energética de curto prazo. O pré-despacho pode ser visto como o elemento de ligação entre as atividades de planejamento/programação da operação e o despacho em tempo real.

No Cepel, foi desenvolvido um modelo para a solução do problema de pré-despacho, composto de duas classes de restrições (Pereira e Pinto, 1982):

a) restrições de acoplamento, que representam o fato de que a soma das gerações horárias de cada usina deve ser igual à meta diária.

b) restrições de operação, que representam a cada hora as equações da rede (1ª e 2ª leis de Kirchoff), os limites de fluxos de linhas e os limites de geração em cada barra.

Embora o número de restrições resultante seja bastante grande, o problema pode ser decomposto em um problema mestre, contendo

as restrições de acoplamento (a); e 24 sub-problemas de operação, contendo as restrições horárias (b). A solução ótima é obtida pelo algoritmo de Dantzig-Wolfe, que pode ser interpretado como um esquema de coordenação por custos. Deve-se ainda mencionar que cada subproblema de operação corresponde a um problema de "despacho ótimo" ou "fluxo de potência ótimo", que é resolvido por algoritmos especializados e bastante eficientes (Pereira e Pinto, 1982).

12.3 Coordenação entre a Programação Energética de Curto Prazo e o Pré-Despacho

A programação energética de curto prazo representa as restrições hidráulicas de forma detalhada mas não leva em consideração a rede elétrica, que só é representada a nível do pré-despacho. Como consequência, as metas diárias de geração produzidas pela programação energética podem eventualmente ser inviáveis a nível de pré-despacho, isto é, pode não ser possível obter um programa horário de geração que atenda simultaneamente às restrições energéticas e elétricas.

A solução neste caso é determinar novas metas diárias. Este problema, entretanto, é bastante complexo: de um lado, as metas não podem ser redefinidas a nível de pré-despacho, devido à falta de informação sobre restrições hidráulicas e energéticas neste nível. Por outro lado, qualquer "realimentação" para o nível de programação energética a curto prazo não pode incluir referências explícitas a restrições elétricas, pois elas não são representadas no nível energético.

Este aspecto foi solucionado através de técnicas de decomposição. Mostrou-se que é possível "traduzir" as inviabilidades elétricas através de uma restrição escrita somente em termos das metas diárias, e que portanto pode ser representada a nível de programação energética a curto prazo. Esta restrição é então incorporada ao problema de curto prazo, produzindo novas metas diárias de geração. Este processo iterativo converge para a solução ótima global do problema.

13. DECISÕES DE PRAZO MUITO CURTO/TEMPO REAL

O objetivo do despacho econômico clássico é minimizar o custo de operação instantâneo do sistema de potência, sujeito à restrições operativas tais como limites de fluxo nas linhas, limites na tensão de barramentos, etc.

Como visto nas seções anteriores, as usinas hidroelétricas não têm custos de operação diretos. Isto não implica, entretanto, que elas possam ser utilizadas de forma arbitrária, pois há custos indiretos (economia de geração térmica/variação da probabilidade de déficits) associados à geração acumulada da usina ao longo de um período. Em resumo, é necessário formular o problema do despacho em tempo real de forma a obter resultados coerentes com os do pré-despa-

cho. Isto pode ser feito atribuindo-se "custos" horários à usinas hidroelétricas. Estes custos correspondem a multiplicadores de Lagrange associados às metas diárias de geração. Se não houver mudança nas demandas previstas ao longo do dia, o despacho em tempo real reproduzirá o cronograma de geração do pré-despacho. No caso (mais provável) de diferenças entre as demandas previstas e as realizadas, os custos horários permitem minimizar o prejuízo em relação a desvios da geração acumulada.

O problema de despacho se torna mais complexo quando se consideram as chamadas "restrições de segurança". Neste caso, o objetivo é a obtenção de um despacho em que contingências imprevistas por saída forçada de equipamentos não venham provocar degradações adicionais no sistema. Um despacho viável sob este ponto de vista, além de obedecer a restrições da qualidade do serviço e limites de fluxo nos equipamentos que compõem a rede na condição normal, deve obedecer também a novas restrições da rede após a contingência, para evitar atuações do sistema de proteção que deterioram ainda mais as condições de operação. Naturalmente, isto precisa ser considerado simultaneamente para todas as contingências plausíveis. O problema resultante de otimização tem um número muito elevado de restrições não lineares, e tem sido resolvido por técnica de decomposição, em que cada subproblema corresponde a um fluxo de potência ótimo (Pereira e outros, 1985 e Monticelli e outros, 1986).

14. CONCLUSÕES

O desenvolvimento de ferramentas computacionais para apoio à tomada de decisão no planejamento e operação de sistemas de potência é um processo contínuo. A cadeia hierarquizada de modelos esboçada nas seções anteriores é um primeiro passo na obtenção de uma metodologia abrangente de planejamento/operação, que será naturalmente aperfeiçoada a partir dos resultados da aplicação dos modelos e de mudanças de premissas/critérios do próprio planejamento/operação.

Entre os projetos de pesquisa planejados ou iniciados recentemente nestas áreas, pode-se citar:

- . otimização de topologia (chaveamento) para despacho preventivo e corretivo (Gorenstein e outros, 1986).

- . desenvolvimento de ferramentas para controle de emergência e recomposição de sistemas (após o "blackout")

- . aplicação de técnicas de processamento paralelo à análise probabilística do desempenho.

- . aplicação de técnicas de processamento simbólico (Inteligência Artificial).

- . desenvolvimento de métodos para segurança dinâmica (estabilidade).

15. REFERÊNCIAS

- Araripe Neto, T.A.; Pereira, M.V.F. & Kelman, J.(1985) "Risk-Constrained Dynamic Programming Approach to the Operation Planning of Hydrothermal Systems". IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-104, N° 2.
- Benders, J.F. (1962) "Partitioning Procedures for solving Mixed Variables Programming Problems". Numerische Mathematik 4, pp 238-252.
- Cunha, S.H.F.; Gomes, F.B.M.; Oliveira, G.C. & Pereira, M.V.F. (1982) "Reliability Evaluation in Hydrothermal Generating Systems". IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS - 101, No. 12.
- Cunha, S.H.F.; Pereira, M.V.F.; Pinto, L. M. V. G. & Oliveira, G. C. (1985) "Composite Generation and Transmission Reliability Evaluation in Large Hydroelectrical Systems". IEEE Transactions on PAS, Vol. PAS-104, N° 11.
- Gomes, F.B.M.; Pereira, M.V.F. & Cunha, S.H.F. (1979) "Seleção de Alternativas de Divisão de Quedas de Bacias Hidrográficas para Geração de Eletricidade". III Simpósio Brasileiro de Hidrologia, Brasília/DF.
- Gorenstein, B.; Terry, L.A.; Pereira, M.V.F. & Pinto, L.M.V.G., (1986) "Integrated Network Topology Optimization and Generation Rescheduling for Power Systems Security Applications". IASTED Conference on High Technology in the Power Industry, Montana, EUA, Agosto.
- Granville, S., Pereira, M.V.F. & Monticelli, A. (1986), "A Decomposition Approach to Reactive Sources Optimization". IFAC Symposium on Power Systems and Power Plant Control, Beijing, China, 12-15 Agosto.
- Monticelli, A.; Santos Júnior, A.; Pereira, M.V.F.; Cunha, S.H.F.; Parker, B.J. & Praça, J.C.G.(1982) "Interactive Transmission Network Planning Using a Least-Effort Criterion". IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS 101, Number 10, pp 3919-3225 .

- Monticelli, A.; Pereira, M.V.F. & Granville, S. (1986), "Security Constrained Optimal Power Flow with Postcontingency Corretive Rescheduling", apresentado no IEEE/PES Winter Meeting, New York, Fevereiro, a ser publicado no IEEE Transactions on PAS.
- Oliveira, G.C.; Cunha, S.H.F. & Pereira, M.V.F., "A Direct Method for Reliability Evaluation" (1986), apresentado no IEEE Summer Meeting, Cidade do México, Julho, a ser publicado no IEEE Transactions on PAS.
- Pereira, M.V.F.; Cunha, S.H.F.; Gomes, F.B.M.; Coló, A. & Albuquerque, J. C. R. (1981) "Seleção de Alternativas de Divisão de Quedas e Dimensionamento de Projetos Hidroelétricos em Cascata" . VI Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica - Camboriú/SC.
- Pereira, M.V.F. & Pinto, L.M.V.G. (1982) "A Decomposition Approach to the Economic Dispatch of Hydrothermal Systems" . IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS - 101, Nº 10, pp 3851-3860.
- Pereira, M.V.F. & Pinto, L.M.V.G. (1983), "Application of Decomposition Techniques to the Mid - and Short Term Scheduling of Hydrothermal Systems". IEEE Transactions on PAS, Vol. PAS-102, No. 11.
- Pereira, M.V.F. (1984), Hydroelectric System Planning - Capítulo 8 do Livro "Expansion Planning for Electrical Generation Systems - A Guidebook". International Atomic Energy Agency, Vienna.
- Pereira, M.V.F.; Oliveira, G.C.; Costa, C.G.C. & Kelman, J. (1984), "Stochastic Streamflow Models for Hydroelectric Systems". Water Resources Research, Vol. 20, No. 3, pp. 378-390.
- Pereira, M.V.F. (1985a), "Optimal Scheduling of Hydrothermal Systems - An Overview". IFAC Symposium on Planning and Operation of Electric Energy Systems, Rio de Janeiro.
- Pereira, M.V.F. & Pinto, L.M.V.G. (1985b), "Application of Sensitivity Analysis of Load Supplying Capability to Interactive Transmission Expansion Planning". IEEE Transactions on PAS, Vol. PAS-104, No. 2.
- Pereira, M.V.F.; Pinto, L.M.V.G.; Cunha, S.H.F. & Oliveira, G.C. (1985c), "A Decomposition Approach to Automated Generation and Transmission Expansion Planning". IEEE Transactions on PAS, Vol. PAS-104, No. 11.
- Pereira, M.V.F. & Pinto, L.M.V.G. (1985d), "Stochastic Optimization of a Multi-Reservoir Hydroelectric System - A Decomposition Approach" . Water Resources Research, Vol. 21, No. 6, pp. 779-792.
- Pereira, M.V.F.; Monticelli, A. & Pinto, L.M.V.G. (1985e), "Security - Constrained Dispatch With Corrective Rescheduling" . IFAC Symposium on Planning and Operation of Electric Energy Systems, Rio de Janeiro, pp. 387-394.
- Pinto, L.M.V.G. & Pereira, M.V.F. (1983), "Planejamento a Curto Prazo da Operação de um Sistema de Geração Hidrotérmico" . XVI Simpósio de Pesquisa Operacional, Florianópolis/SC.
- Ribeiro, C.C. & Trinkenreich, J. (1978), "Modelos Lineares Para Otimização de Regras de Operação de Reservatórios". XI Simpósio da Sociedade Brasileira de Pesquisa Operacional.
- Terry, L.A. & Pereira, M.V.F. (1986), "Modelos Computacionais Para Planejamento da Operação do Sistema Brasileiro", a ser apresentado no I International Workshop on Energy Operation Planning of the Brazilian Interconnected System, Centrecom/Itaipava, Outubro.
- Terry, L.A.; Pereira, M.V.F.; Silva, L.F.; Sales, P.H. & Araripe Neto, T.A. (1986b), "Coordinating the Energy Generation of the Brazilian System" . Interfaces Special Issue: 1985 Franz Edelman Award for Management Science Achievement, Janeiro/Fevereiro.
- Trinkenreich, J. & Pereira, M.V.F. (1977), "Modelo Linear de Intercâmbio Entre Subsistemas de Geração Energética. IV Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, Rio de Janeiro.