

2 Planejamento da Operação Energética

2.1. Considerações Iniciais

O planejamento da operação energética tem por objetivo determinar uma política de operação para o sistema de geração de energia elétrica, composto por usinas hidrelétricas, usinas termelétricas e intercâmbios de energia entre os subsistemas, que minimize o custo esperado de operação ao longo do horizonte de planejamento. O custo de operação inclui custo de combustível das usinas térmicas e penalidades pelo não atendimento da demanda de energia.

Para o cálculo da política ótima de operação são usados modelos energéticos, que também podem ser utilizados em diversos estudos, tais como:

- Informações sobre consumo de combustível: através da simulação da operação do sistema para diversos cenários hidrológicos e de demanda, podem ser estimadas média e variância do consumo de combustível e valores de pico deste consumo;
- Estudo de políticas tarifárias: um dos resultados dos modelos de planejamento é o custo marginal de operação, que mede a variação do custo esperado de operação com relação a incrementos de demanda. Este índice é fundamental para a determinação de preços de intercâmbio e de tarifas de pedágio pelo uso do sistema de transmissão;
- Estudos de política de racionamento: os modelos de planejamento da operação representam o efeito de diferentes políticas de racionamento de energia, em termos de duração, profundidade e impactos econômicos e financeiros;
- Estudos de expansão da geração e transmissão do sistema.

Neste capítulo é apresentado de forma sucinta o problema de planejamento da operação energética com suas principais características e sua aplicação no sistema brasileiro. Ao final é descrita a cadeia de modelos desenvolvida pelo CEPEL e utilizada pelo ONS para auxiliar a operação do SIN.

2.2. Formulação do Problema

2.2.1. Sistemas Térmicos

Sistemas termelétricos são aqueles formados unicamente por usinas térmicas (Fortunato et al, 1990), como as usinas nucleares, usinas com combustíveis fósseis, usinas a gás, além de usinas de cogeração. De forma simplificada, pode-se dizer que essas usinas usam a queima de combustíveis para a obtenção de vapor, que aciona as turbinas acopladas ao gerador. As usinas nucleares trabalham de forma semelhante, porém obtêm calor a partir de reações nucleares.

Em estudos de planejamento, as usinas termelétricas são representadas através de características físicas e operativas, tais como potência máxima, tipo de combustível, taxa de tomada de carga, geração mínima operativa, dentre outros índices.

Em sistemas de geração puramente térmicos, o custo variável do combustível é o responsável pela definição do custo de cada usina. De forma simplificada, o problema de planejamento da operação resume-se em classificar as usinas em ordem crescente de custo de combustível e despachar cada MWh incremental para a usina com o menor custo, até que a demanda seja suprida. Este processo utilizado para a resolução deste problema de operação é chamado de despacho por ordem de mérito. A última usina a ser despachada será o gerador marginal e o custo marginal de operação será igual ao seu custo de combustível.

Na prática, este problema de otimização é um pouco mais complexo, já que devem ser levados em conta: a taxa de tomada de carga, tempos mínimos e máximos em operação, além de tempos de resfriamento (Silva, 2001).

As principais características dos sistemas puramente térmicos são:

- Desacoplados no tempo: uma decisão tomada em um período não tem impactos sobre o custo de operação de períodos posteriores, já que depende apenas da disponibilidade de combustível;
- Custo direto de operação: o custo de operação de cada usina térmica independe do nível de geração ou da disponibilidade de outras usinas;

- Confiabilidade de fornecimento: não apresentam restrições de armazenamento, dependendo apenas da capacidade total de atendimento das usinas.

2.2.2.

Sistemas Hidrotérmicos

Os sistemas hidrotérmicos caracterizam-se pela presença de usinas hidrelétricas, adicionalmente às térmicas. Diferentemente do sistema visto no item anterior, esses sistemas contam com a energia armazenada nos reservatórios de água, de custo teoricamente zero, em substituição às dispendiosas usinas térmicas.

Entretanto, o volume limitado dos reservatórios aliado à variabilidade das futuras afluições produz uma relação entre a decisão operativa em um determinado estágio e as conseqüências futuras desta decisão, conforme ilustrado na Figura 1. Desta forma, por exemplo, se for tomada uma decisão de utilizar a energia hidrelétrica para atender a carga própria presente e baixas afluições ocorrerem no futuro, as usinas hidrelétricas podem não ter água suficiente para suprir a demanda no futuro. Como conseqüência, poderá ser necessária a utilização de recursos térmicos extremamente caros ou, até mesmo, a interrupção do fornecimento de energia. Se, por outro lado, a opção for de atender a carga própria presente com geração térmica, e altos valores de afluições ocorrerem no futuro, já estando elevados os níveis dos reservatórios, poderá haver vertimento no sistema, caracterizando um desperdício de energia e aumento desnecessário do custo de operação.

O problema do planejamento da operação para sistemas hidrotérmicos possui as seguintes características:

- Acoplamento temporal: como visto, as decisões tomadas no presente têm conseqüências no futuro. A solução ótima é obtida minimizando-se o benefício presente do uso da água mais o benefício futuro de seu armazenamento;
- Natureza estocástica: há incerteza a respeito das afluições futuras no momento em que a decisão operativa é tomada;
- Acoplamento espacial: como as usinas podem estar dispostas em cascata, a decisão de deplecionamento de uma usina a montante afeta a afluição total à usina a jusante;

- Custos não-diretos associados à geração de uma hidrelétrica: o custo do uso da água armazenada nos reservatório pode ser medido em termos da economia resultante do custo de combustível das térmicas não despachadas ou déficits evitados devido ao seu uso no futuro;
- Competição entre os objetivos do problema: a máxima utilização da energia hidrelétrica disponível a cada estágio minimiza os custos de combustível no estágio. Entretanto, esta política resulta em maiores riscos de déficits futuros. Por sua vez, a máxima confiabilidade de fornecimento é obtida conservando o nível dos reservatórios o mais elevado possível. Entretanto, isto leva a uma maior utilização de geração térmica e, portanto, aumento nos custos de operação do estágio.

Como visto no item anterior, na tomada de decisão da operação de um sistema hidrotérmico deve-se comparar o benefício imediato do uso da água e o benefício futuro de seu armazenamento. O benefício do uso imediato da água pode ser representado por uma função chamada Função de Custo Imediato (FCI), enquanto que o benefício de armazená-la no presente para o seu uso futuro pode ser representado através de uma Função de Custo Futuro (FCF). Estas duas funções estão ilustradas no gráfico da Figura 2. O eixo x, das abscissas, representa o volume final armazenado nos reservatórios das usinas hidrelétricas do sistema, e o eixo y, das ordenadas, representa os valores da FCF ou FCI expressos em unidades monetárias.

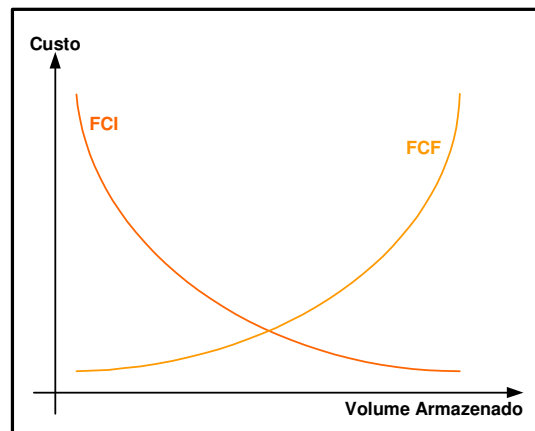


Figura 2: Custos Imediato e Futuro X Armazenamento

Como é de se esperar, a FCI aumenta com o volume final armazenado nos reservatórios. Isto ocorre porque a decisão de economizar água no presente está

relacionada a um maior gasto com geração térmica no estágio atual para o atendimento à carga. Por outro lado, a FCF diminui com o volume final armazenado nos reservatórios, porque a decisão de economizar água no presente está relacionada a um menor uso de geração térmica no futuro.

O uso ótimo da água armazenada corresponde ao ponto que minimiza a soma dos custos imediato e futuro. Como é mostrado na Figura 3, o ponto de mínimo custo global também corresponde ao ponto onde as derivadas da FCI e da FCF com relação ao armazenamento (V) se igualam em módulo (equação 2.1). Estas derivadas são conhecidas como valores da água.

$$\frac{\partial(FCI + FCF)}{\partial V} = \frac{\partial FCI}{\partial V} + \frac{\partial FCF}{\partial V} = 0 \Rightarrow \frac{\partial FCI}{\partial V} = -\frac{\partial FCF}{\partial V} \quad (2.1)$$

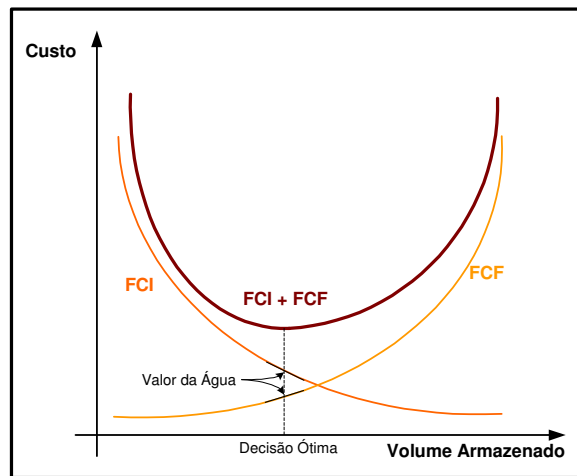


Figura 3: Uso ótimo da água

Vale ressaltar ainda, que a existência de interligações com sistemas vizinhos permite uma redução dos custos de operação, através do intercâmbio de energia e um aumento da confiabilidade de fornecimento, através da repartição das reservas. Por exemplo, quando sistemas interligados possuem regimes hidrológicos complementares, a transferência de energia em um determinado período se dará do sistema em regime de cheias para o sistema que está em período seco.

O valor da energia hidráulica (valor da água) é o valor da geração térmica mais déficit que se poderia substituir hoje ou no futuro. Este valor é resultante do processo de determinação da política ótima de operação. Com este conceito, pode-se representar uma hidrelétrica como sendo uma térmica cujo custo de operação é o valor da água. Entretanto, é importante observar que este valor

não se mede de maneira isolada em cada usina, pois depende da operação conjunta do sistema. Em outras palavras, se a política ótima de operação hidrotérmica de cada usina hidrelétrica for calculada de maneira isolada, os intercâmbios de energia, mesmo baseados nos valores da água de cada usina hidrelétrica, não resultam na operação mais econômica possível.

Dessa forma, para obter os ganhos operativos máximos de um sistema hidrotérmico interligado, é necessário calcular a política de operação e operar o sistema de maneira integrada, isto é, otimizando conjuntamente a operação de todos os subsistemas, com o objetivo de minimizar o custo total de operação.

2.3.

Planejamento da Operação Energética no Sistema Brasileiro

O sistema de geração de energia elétrica brasileiro apresenta características únicas quando comparado a outros: é um sistema de grande porte, com predominância de geração hidráulica, e constituído por grandes reservatórios com capacidade de regularização plurianual, distribuídos em diversas bacias hidrográficas, com a existência de várias usinas hidrelétricas em um mesmo rio. Adicionalmente, o registro histórico de vazões afluentes às usinas hidroelétricas que compõem o parque gerador apresenta períodos hidrológicamente desfavoráveis de longa duração, tais como o observado no período de 1951 a 1956.

Em um sistema com estas características, é indubitável o ganho obtido através da coordenação e otimização do despacho do parque gerador. No entanto, esta coordenação é bastante complexa do ponto de vista técnico, tendo sido necessário o desenvolvimento, com tecnologia nacional, de modelos matemáticos e programas computacionais para dar suporte às decisões, capaz de considerar os ganhos energéticos com a operação integrada dos diversos subsistemas e aderente aos horizontes de tomada de decisão e níveis de incertezas associadas. Estes desenvolvimentos vêm sendo realizados, preservando todo o conhecimento e experiência já adquiridos, há cerca de 20 anos, pelos técnicos das empresas do setor, no âmbito dos extintos GCOI⁴ e GCPS⁵, capitaneados pela ELETROBRÁS e pelo Centro de Pesquisas de Energia Elétrica, o CEPEL. A partir de 1999, com as mudanças do marco regulatório, o Operador Nacional do Sistema Elétrico, o Ministério de Minas e

⁴ Grupo Coordenador da Operação Interligada

⁵ Grupo Coordenador do Planejamento do Sistema

Energia e mais recentemente a Empresa de Pesquisa Energética passaram a atuar e contribuir decisivamente para o desenvolvimento.

Tipicamente, o problema de planejamento da operação é desagregado em horizontes temporais, de acordo com as principais decisões a serem tomadas e o nível de representação do sistema, conforme apresentado na Figura 4. Por exemplo, esta figura indica que os estudos de longo prazo possuem horizonte de 5 a 10 anos com desagregação mensal, o sistema hidrelétrico é representado de forma agregada, por subsistemas e reservatórios equivalentes, e as variáveis de interesse são: a geração hidrelétrica por subsistema, a geração termelétrica e os intercâmbios energéticos entre os subsistemas.

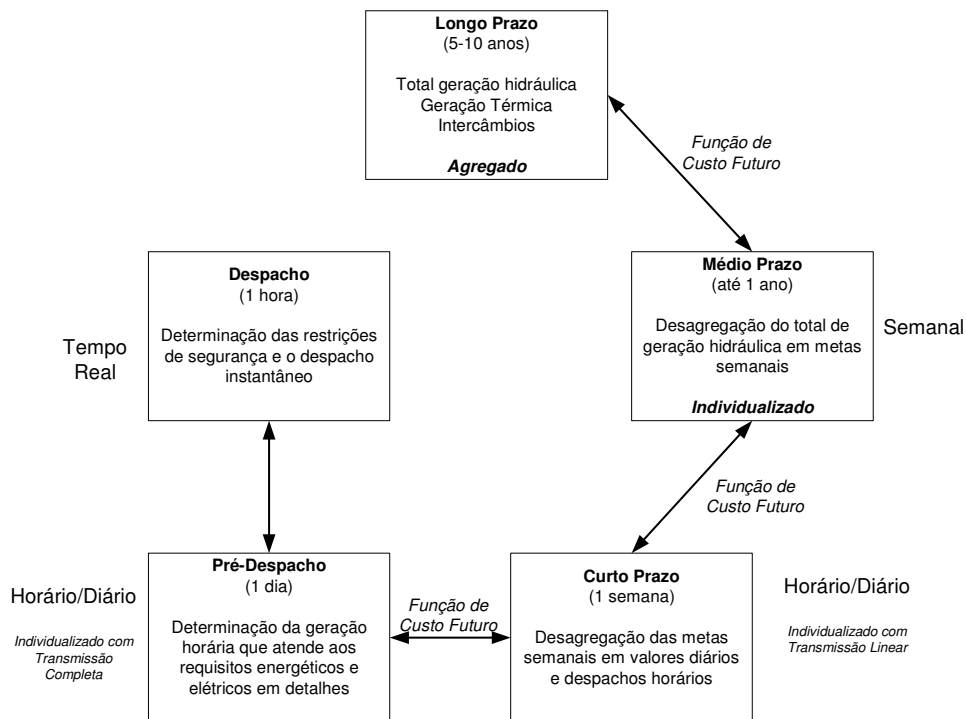


Figura 4: Horizontes do Planejamento da Operação e Principais Decisões em cada Estágio

Observa-se que quanto mais distante é o horizonte de tomada de decisão, maior é a necessidade de consideração das incertezas associadas ao problema e menor é o grau de detalhamento na representação do sistema (usinas hidrelétricas e rede de transmissão). A Figura 5 ilustra este fato.

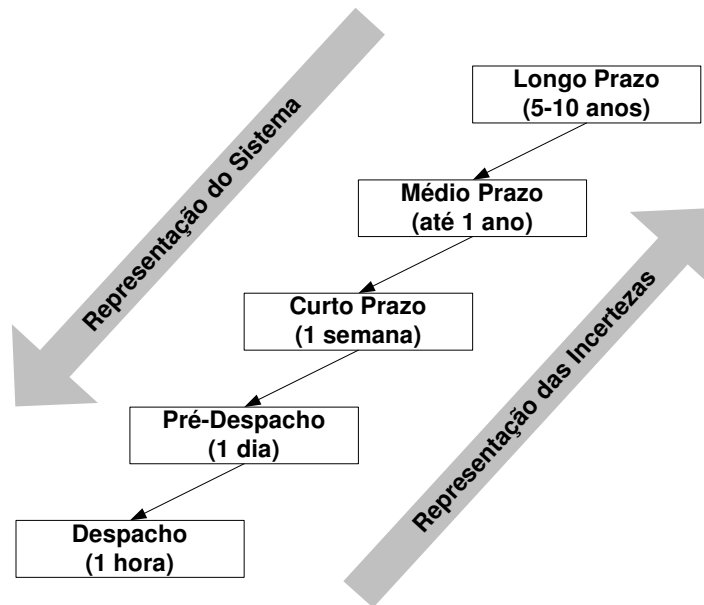


Figura 5: Representação de Incertezas e do Detalhamento do Sistema com o Horizonte de Estudo

A nomenclatura associada ao horizonte de planejamento, apresentada na Figura 4 e na Figura 5, segue a utilizada internacionalmente. A partir de 1999 convencionou-se chamar, em nível nacional, os estudos com horizonte de 5 anos, de estudos de médio prazo; os estudos com horizonte de até 1 ano, de estudos de curto prazo, e os estudos com horizonte de 1 semana, de programação da operação.

2.3.1. Cadeia de Modelos

Para fazer face a esta desagregação temporal, foi necessário o desenvolvimento, pelo CEPEL, de uma cadeia de modelos matemáticos e computacionais para o planejamento da expansão da geração e para o planejamento e programação da operação energética (Maceira et al, 2002), ilustrada na Figura 6.

O princípio básico dos modelos dessa cadeia é coordenar a operação das usinas hidroelétricas do sistema, visando diminuir o uso de geração térmica e operar o sistema de maneira mais eficiente, de forma a contribuir para a redução dos custos operativos e dos riscos de déficit.

É feita, a seguir, uma breve descrição dos modelos computacionais utilizados pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico para o planejamento da operação energética de médio prazo, curto prazo e para a programação da operação. Estes modelos computacionais são o NEWAVE (Maceira et al, 1999 e

2008), o DECOMP (Costa et al, 1999 e Xavier et al, 2005) e o DESSEM (Belloni et al, 2003), todos desenvolvidos pelo Centro de Pesquisas de Energia Elétrica – CEPEL.

2.3.2. Planejamento de Médio Prazo

Para o planejamento da operação de médio prazo foi desenvolvido o modelo NEWAVE (Maceira et al., 1998 e 2008). Ele define para cada mês do período de planejamento, que pode variar de 5 a 10 anos, a alocação ótima dos recursos hídricos e térmicos de forma a minimizar o valor esperado do custo de operação ao longo de todo o período de planejamento. O parque hidrelétrico é representado de forma agregada e o cálculo da política de operação é baseado na programação dinâmica dual estocástica (Pereira & Pinto, 1991).

O modelo SUIISHI-O (Maceira & Cunha, 1995) é um modelo de simulação a usinas individualizadas da operação energética de sistemas hidrotérmicos interligados. É capaz de simular subsistemas hidrotérmicos eletricamente interligados em malha, mas hidraulicamente independentes. Pode ser acoplado ao modelo de decisão estratégica NEWAVE através da função de custo futuro para cada estágio e pode considerar restrições locais de operação decorrente, como por exemplo, o uso múltiplo da água.

Os modelos NEWAVE e SUIISHI-O descritos acima simulam um grande número de séries hidrológicas em paralelo, calculando assim índices probabilísticos de desempenho do sistema para cada estágio da simulação.

O modelo GEVAZP (Maceira & Bezerra, 1997) é o responsável pela geração de cenários sintéticos de aflúncias mensais multivariados para os modelos NEWAVE e SUIISHI-O. Ele ajusta modelos autorregressivos periódicos de tal forma a garantir a semelhança estatística entre as seqüências histórica e sintética e a geração de períodos secos e úmidos mais críticos do que aqueles encontrados no registro histórico. Neste modelo, a aflúncia do período t é função das aflúncias passadas ($t-1$, $t-2$,...) e a estrutura de dependência temporal é sazonal.

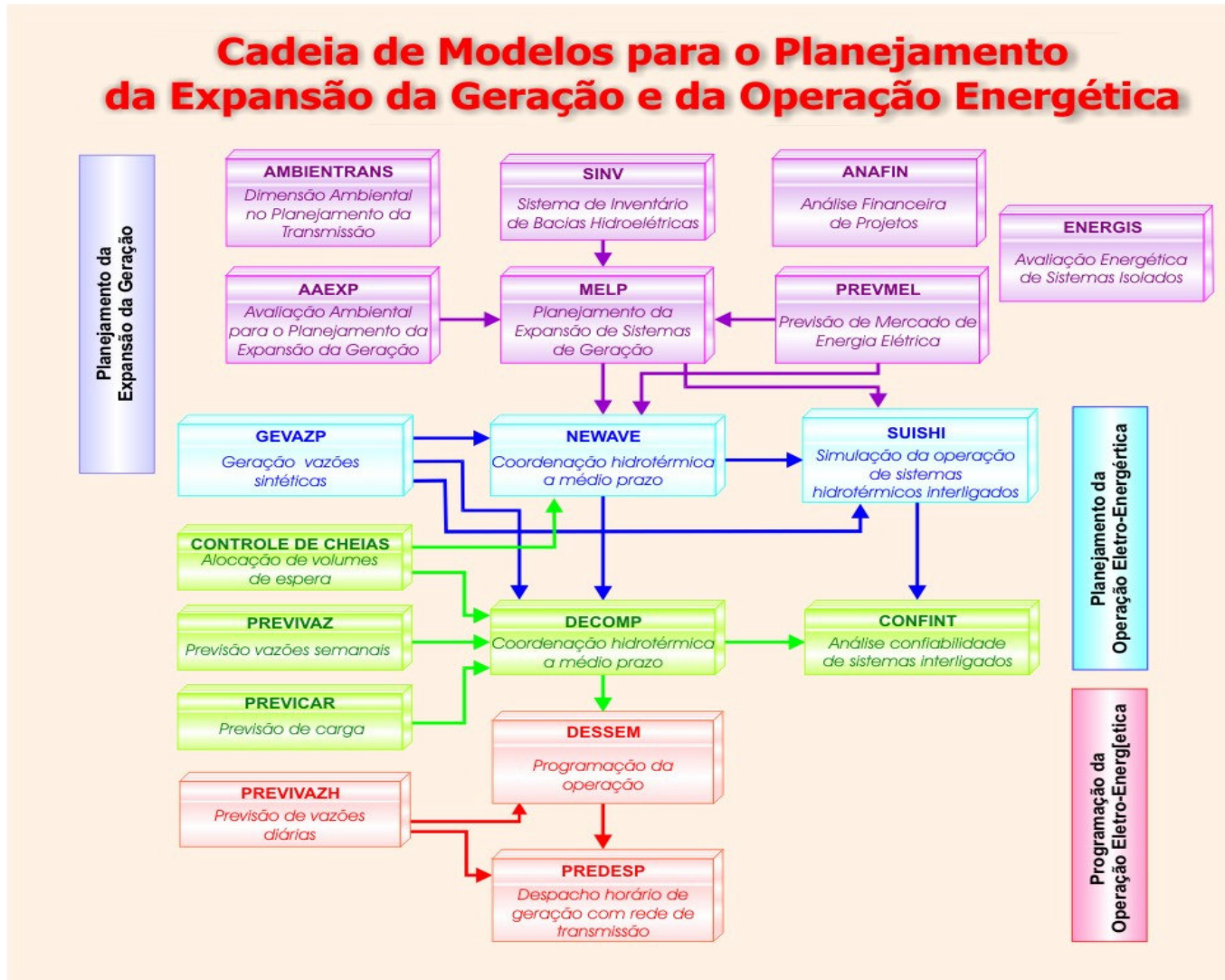


Figura 6: Cadeia de Modelos Computacionais para o Planejamento da Expansão e Operação Energética

2.3.3. Planejamento de Curto Prazo

O modelo DECOMP foi desenvolvido para aplicação no horizonte de curto prazo. Nesta etapa, há um acoplamento com a etapa anterior através da função de custo futuro (que representa a política ótima do médio prazo) gerada num estágio que seja coincidente com o final do horizonte do modelo de curto prazo. Desta forma, é gerada uma função que retrata o valor econômico da água armazenada nos reservatórios em função dos níveis de armazenamento dos mesmos.

O objetivo do planejamento a curto prazo é minimizar o valor esperado do custo de operação ao longo do período de planejamento de um ano, com discretização semanal para o primeiro mês e mensal para os demais. Para isto, é determinada a trajetória ótima de evolução dos armazenamentos dos reservatórios e, para cada patamar de carga, as metas de geração de cada usina de um sistema hidrotérmico, os intercâmbios entre os subsistemas e os custos marginais de operação. Também são consideradas nesta etapa as diversas restrições de geração e algumas restrições elétricas.

A incerteza das afluições aos diversos aproveitamentos do sistema é consideravelmente menor que a presente no planejamento a médio prazo, e é representada através de cenários hidrológicos. Estes cenários são representados através de uma árvore de afluições com probabilidades de ocorrência associadas a cada ramo e são gerados pelo modelo GEVAZP. As previsões de vazões médias semanais são geradas utilizando o modelo PREVIVAZ (Costa et al., 2003).

2.3.4. Programação da Operação

Para o planejamento e programação diária da operação do SIN foi desenvolvido o modelo DESSEM (Lima, 2007). O DESSEM trabalha com horizonte de uma a duas semanas, sendo os dois primeiros dias discretizados de trinta em trinta minutos, os demais dias têm discretização horária. A fim de que o despacho fornecido pelo DESSEM esteja bastante próximo do despacho que efetivamente será colocado em prática, o modelo considera em sua formulação a dinâmica das unidades termelétricas, bem como uma representação detalhada das funções de produção das unidades hidrelétricas. A rede de transmissão é representada por um fluxo de potência DC (corrente contínua). A função de

custo futuro gerada pelo modelo de curto prazo no estágio que coincide com o último estágio do modelo de programação diária é utilizada para se definir a meta de geração de cada unidade geradora.

2.4. Resumo

Neste capítulo foi introduzido o problema de planejamento da operação e suas principais características, tanto para sistemas térmicos quanto sistemas hidrotérmicos. Foi dado um enfoque especial ao sistema elétrico brasileiro, mostrando suas principais características e como o problema de planejamento da operação energética é abordado. Além disso, foram apresentadas as etapas nas quais o problema de planejamento é desagregado e a cadeia de modelos desenvolvidos para cada uma das etapas.

No próximo capítulo será abordado mais especificamente o problema de planejamento da operação de médio prazo, a estratégia de solução adotada para solução do problema e como a incerteza hidrológica é representada no problema. Também serão apresentados métodos para construção da árvore de cenários e o método atualmente utilizado pelo modelo NEWAVE.