

3

O PROBLEMA DO PLANEJAMENTO DA OPERAÇÃO E A FUNÇÃO DE CUSTO FUTURO

3.1

INTRODUÇÃO

A definição da política ótima de geração de um sistema elétrico tem por objetivo o atendimento aos requisitos de carga, a cada intervalo de tempo do planejamento, ao mínimo custo, preservando a confiabilidade da operação elétrica.

A análise deste conceito pressupõe a distinção entre sistemas puramente térmicos e sistemas hidrotérmicos, uma vez que se faz necessária a definição de parâmetros para se avaliar qual o recurso de geração de menor custo, a cada intervalo de planejamento. A natureza distinta destes tipos de sistemas elétricos conduz a diferentes abordagens para a determinação do recurso de menor custo.

Em uma análise sumária, pode-se observar que um sistema puramente térmico tem um caráter de planejamento determinístico, uma vez que as variáveis associadas à disponibilidade futura de geração, tais como: disponibilidade de combustíveis, cronograma de manutenção, restrições operativas etc., são conhecidas, ou seja, são determinísticas para quaisquer intervalos do planejamento.

No caso de sistemas hidrotérmicos, principalmente naqueles com predominância hidroelétrica, como é o caso do Sistema Interligado Nacional, as incertezas associadas às afluições futuras fazem com que o problema tenha uma característica estocástica. Este fato pressupõe que a cada decisão de uso de um recurso de geração de menor custo haja uma premissa de cenário futuro de afluições e um risco associado.

Assim, há necessidade da definição de parâmetros para se avaliar qual é o recurso de menor custo. Em sistemas puramente térmicos, o custo variável das usinas térmicas é o parâmetro utilizado para a ordenação dos recursos, por ordem de mérito de custo, para o atendimento aos requisitos da carga.

Para a operação de sistemas hidrotérmicos, foi necessário o desenvolvimento de uma metodologia que pudesse valorar a água estocada nos reservatórios, associada às incertezas quanto às afluências futuras.

Com este objetivo foi estabelecida para o SIN uma metodologia para o cálculo de um parâmetro denominado Valor da Água – VA (Pereira, 1989). Este parâmetro determina o custo do desestoque incremental da água armazenada nos reservatórios que compõe os subsistemas do SIN, para atender a um incremento de carga.

O despacho de geração térmica, para complementar os recursos energéticos das usinas hidroelétricas, é efetuado sempre que o Valor da Água for superior ao custo de operação variável das usinas térmicas. Não obstante, as usinas térmicas também podem ser despachadas para atender a requisitos elétricos do SIN; nesta situação, o despacho de geração térmica é efetuado analisando-se o aumento de confiabilidade proporcionado pelo despacho de geração, e não através da comparação do custo de geração térmica com o Valor da Água.

Assim sendo, para o SIN, o processo de definição do recurso de menor custo – processo de otimização energética – conjuga o custo variável das usinas térmicas, basicamente composto pelo custo do combustível, com o Valor da Água das usinas hidroelétricas de cada Subsistema, além de custos associados a eventuais déficits de energia.

É importante notar que o equilíbrio entre o Valor da Água e o Custo da Térmica corresponde à premissa inicial de minimização do Custo Total de Operação, que é dado pela soma do Custo Presente e do Custo Futuro.

Para que se tenha uma estratégia operativa para cada estado de armazenamento e afluências que venham a ocorrer futuramente no sistema, foi criada uma função capaz de valorar a água armazenada nos reservatórios do SIN e trazer este custo para valor presente. Essa função foi chamada de Função de Custo Futuro (Benders, 1962).

3.2

SISTEMAS PURAMENTE TÉRMICOS

Em sistemas de geração compostos somente de unidades térmicas, o custo de cada usina depende basicamente do custo variável de operação, cuja parcela mais significativa é aquela associada ao custo do combustível. Portanto, o problema do planejamento da operação consiste em determinar a combinação de usinas que minimize o custo total de operação (representado pelo custo determinístico de geração das usinas térmicas a carvão, óleo

combustível, nucleares, etc.) necessário para atender a demanda, observando-se os limites de geração e as restrições operativas de cada usina térmica.

A solução clássica deste problema consiste em alocar-se na curva de carga, a cada intervalo de tempo, os geradores térmicos por ordem de mérito de custo, respeitando-se as restrições de cada um deles, bem como aquelas de caráter sistêmico.

A cada intervalo temporal o Custo Marginal de Operação (Pereira e Pinto, 1985) será representado pelo custo variável do último gerador térmico despachado, caso este ainda tenha disponibilidade para suprir o próximo incremento de carga.

Na hipótese do último gerador despachado ter utilizado sua plena disponibilidade, o próximo incremento de carga será atendido pelo gerador de custo imediatamente superior, ainda não despachado. Neste caso, o Custo Marginal de Operação, nesse intervalo temporal, corresponderá ao custo marginal desse gerador, mesmo que este não tenha sido programado para despacho.

A Figura a seguir exemplifica o mecanismo de despacho de usinas térmicas, por ordem de mérito de custo, para atender uma curva de carga prevista, em sistemas puramente térmicos.

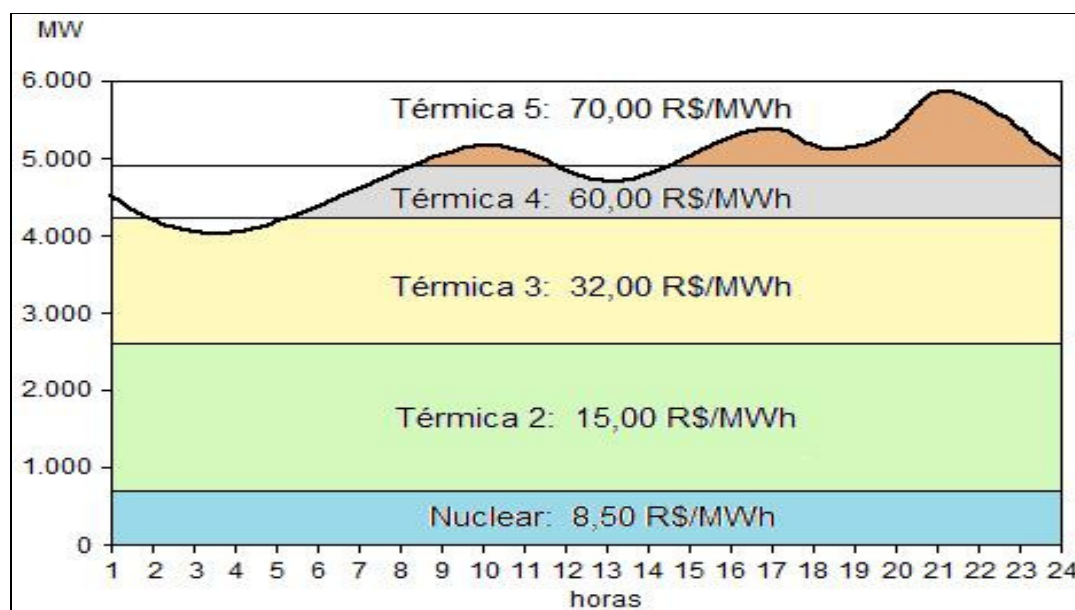


Figura 3.1: Mecanismo de Despacho de Usinas Térmicas em Função do Preço

Com base na Figura 3.1, o mecanismo de despacho térmico por ordem de mérito pode ser entendido da seguinte forma:

Passo 1 – As usinas térmicas são enfileiradas em ordem crescente de custo (Nuclear < térmica 2 < térmica 3 < térmica 4 < térmica 5).

Passo 2 – A primeira térmica da fila (a mais barata) é despachada para atender a carga. Se sua capacidade não for suficiente para atender a carga, então é despachada a próxima térmica. Este procedimento se repete para cada intervalo de tempo da operação.

Passo 3 – A última unidade despachada indica o Custo Marginal de Operação do sistema. De acordo com a Figura, para $t = 4$ a usina nuclear e térmicas 1, 2 e 3 atendem a 100% da carga do sistema, então o CMO é dado pelo valor da última térmica despachada, térmica 3, de custo de operação de R\$ 32,00/MWh. Para $t = 10$ é necessário despachar a térmica 5, e neste caso o CMO será R\$ 70,00/MWh.

A operação de sistemas puramente térmicos deve levar em consideração as características básicas do problema, que podem ser resumidas da seguinte forma:

- É desacoplado no tempo, quer dizer, uma decisão de operação hoje não tem efeito no custo de operação do próximo estágio;
- As unidades têm um custo direto de operação, quer dizer, o custo de operação de uma unidade não depende do nível de geração de outras unidades. Além disso, a operação de uma unidade não afeta a capacidade de geração ou a disponibilidade de outra unidade;
- A confiabilidade do fornecimento de energia depende somente da capacidade total de geração disponível e não da estratégia de operação das unidades do sistema.

3.3

SISTEMAS HIDROTÉRMICOS

As incertezas associadas às afluições futuras conduzem a análise de sistemas hidrotérmicos, principalmente àqueles com predominância hidroelétrica, a apresentar características estocásticas.

Desta forma, há necessidade de se buscar a otimização do uso dos recursos energéticos disponíveis, representados majoritariamente pelos estoques existentes nos reservatórios das usinas hidroelétricas, bem como pelos recursos de geração térmica e importação de energia de outros Subsistemas, dentre outros, considerando-se o custo imediato e o custo futuro do atendimento à carga associado à decisão a ser adotada.

Desta forma, em uma análise conceitual, podemos distinguir os cenários associados às decisões e seus respectivos impactos nos custos imediato e futuro, como ilustrado na Figura a seguir.

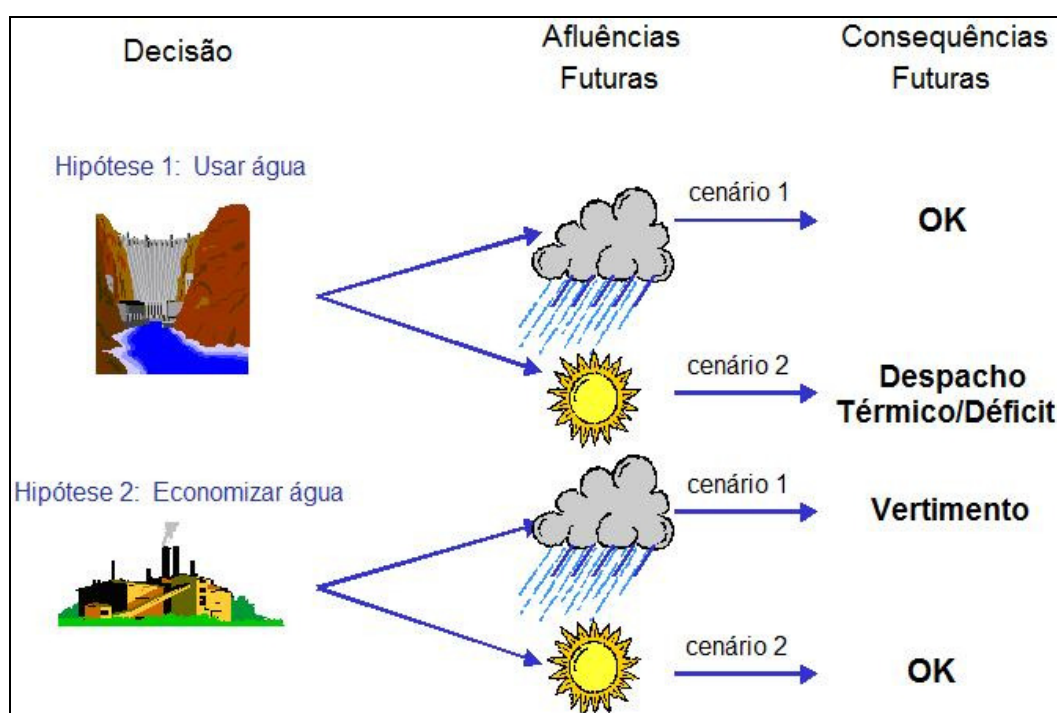


Figura 3.2: Associação Presente e Futuro
Fonte: ONS

Hipótese 1

A decisão consistiu em efetuar o atendimento da carga no presente com o desestoque da água existente nos reservatórios.

Esta decisão conduz a um custo imediato baixo, uma vez que não foi necessário o uso de recursos de geração térmica, que apresentam custos mais elevados para o atendimento da carga.

Entretanto, no futuro, esta decisão terá consequências em função do cenário hidrológico que venha a ocorrer.

Admitindo-se a ocorrência do Cenário 1 – Altas Afluências

Neste cenário, as afluências futuras são favoráveis. Com isso o estoque utilizado é recomposto sem a necessidade de geração térmica para complementação dos recursos energéticos.

Assim sendo, há um custo futuro também baixo, que demonstra o acerto na decisão presente de se atender a carga apenas com recursos de geração hidroelétrica.

Neste caso houve:

$$\begin{array}{l} \text{CUSTO IMEDIATO BAIXO} \\ + \\ \text{CUSTO FUTURO BAIXO} \end{array} = \text{OPERAÇÃO ECONÔMICA}$$

Admitindo-se a ocorrência do Cenário 2 – Baixas Afluências

Neste cenário, as afluências futuras não são favoráveis. Dessa forma, há necessidade de despacho térmico complementar para a reposição dos estoques das usinas hidroelétricas utilizadas no presente para o atendimento à carga. Se o despacho térmico não for suficiente e não houver estoques adequados nas usinas hidroelétricas no futuro, poderá, inclusive, ser necessário implantar um processo de racionamento, ou seja, poderá haver déficit de energia decorrente de uma decisão presente equivocada.

Desta forma, a operação não foi econômica, pois:

$$\begin{array}{l} \text{CUSTO IMEDIATO BAIXO} \\ + \\ \text{CUSTO FUTURO ALTO} \end{array} = \begin{array}{l} \text{CUSTO FUTURO ALTO} \\ \text{E} \\ \text{POSSIBILIDADE DE DÉFICITS} \end{array}$$

Hipótese 2

A decisão consistiu em efetuar o atendimento da carga no presente com o despacho de geração térmica, visando economizar os estoques de água armazenados nas usinas hidroelétricas. Com isso, o custo imediato é alto.

Assim sendo, faz-se necessário analisar as conseqüências dessa decisão admitindo-se a ocorrência dos cenários de afluências apresentados anteriormente.

Admitindo-se a ocorrência do Cenário 1 – Altas Afluências

Neste cenário, as afluências futuras são favoráveis. Com isso, os reservatórios apresentam significativa probabilidade de incorrer em vertimentos, o que caracterizaria um desperdício do gasto efetuado no presente com o uso da geração térmica.

Os estoques das usinas hidroelétricas seriam repostos, inclusive apresentando excedentes energéticos superiores aos requisitos da carga, caracterizando vertimentos turbináveis, ou seja, aqueles em que há capacidade de geração na usina, porém sem carga suficiente para consumir esses excedentes energéticos, conduzindo o custo marginal a valor nulo.

Desta forma, neste cenário teríamos uma operação não econômica, pois:

$$\begin{array}{l} \text{CUSTO IMEDIATO ALTO} \\ + \\ \text{CUSTO FUTURO NULO} \end{array} = \text{VERTIMENTOS (DESPERDÍCIO)}$$

Admitindo-se a ocorrência do Cenário 2 – Baixas Afluências

Neste cenário as afluências futuras não seriam favoráveis. Com isso, a decisão presente de manter o estoque das usinas hidroelétricas e atender a carga total ou parcialmente com despacho de geração térmica mostrou-se adequada.

Embora no presente esta operação tenha custo elevado, a operação futura terá custo baixo, uma vez que a carga poderá ser atendida total ou parcialmente com geração hidroelétrica.

Logo, neste cenário teríamos:

$$\begin{array}{l} \text{CUSTO IMEDIATO ALTO} \\ + \\ \text{CUSTO FUTURO BAIXO} \end{array} = \text{OPERAÇÃO ECONÔMICA}$$

Desta forma, o planejamento da operação de sistemas hidrotérmicos possui características que podem ser assim resumidas:

➤ É acoplado no tempo, ou seja, é necessário avaliar as conseqüências futuras de uma decisão no presente. A solução ótima é um equilíbrio entre o benefício presente do uso da água e o benefício futuro de seu armazenamento, medido em termos da economia esperada dos combustíveis das unidades térmicas;

➤ A este problema dinâmico se agrega o problema da volatilidade das vazões afluentes aos reservatórios, que variam sazonalmente e regionalmente. A incerteza com respeito às vazões, aliada à incerteza com respeito à demanda de energia, faz do planejamento da operação de sistemas hidrotérmicos um problema essencialmente estocástico;

➤ É acoplado no espaço, ou seja, há interdependência na operação de usinas hidroelétricas, pois a quantidade de água liberada em uma usina afeta a operação de outra situada a jusante;

➤ O valor da energia gerada por uma hidroelétrica somente pode ser medido em termos da economia resultante nos custos de geração térmica ou déficits evitados e não diretamente como uma função apenas do estado da usina.

➤ O sistema deve ser operado objetivando minimizar o Custo Total de Operação, que é dado pela soma do Custo Imediato e do Custo Futuro. Para se conhecer o custo futuro, deve ser calculada uma função que dê o valor da água em função do estado futuro de armazenamento do sistema, essa função é conhecida como Função de Custo Futuro.

3.4 FUNÇÃO DE CUSTO FUTURO – MINIMIZAÇÃO DO CUSTO TOTAL DE OPERAÇÃO

A Função de Custo Futuro – FCF traduz a estratégia futura de operação para os modelos de curto prazo da cadeia de otimização (DECOMP (CEPEL, 2004) e DESSEM (Maceira et al., 2003)). Além disso, é através da Função de Custo Futuro, que é feito o encadeamento dos modelos de otimização, possibilitando que as políticas de operação de curto prazo (definidas pelo Modelo DECOMP e, futuramente pelo Modelo DESSEM) estejam em conformidade com as estratégias de operação de médio prazo, definidas pelo Modelo NEWAVE (CEPEL, 2006).

O grande objetivo do planejamento da operação é operar com segurança o Sistema Interligado Nacional, visando atingir o menor Custo Total possível em todo o horizonte de estudo. O Custo Total é formado pela soma dos custos variáveis de todos os recursos utilizados, como exemplo, a geração térmica, o intercâmbio entre regiões e o custo de déficit, que é o custo associado à demanda não suprida.

Para isso, todos os modelos da cadeia realizam a otimização dos recursos disponíveis, visando alcançar o mínimo custo, cabendo a esta estratégia gerenciar as decisões de geração de origem hidroelétrica ou termoelétrica, por usina, as decisões de intercâmbio entre as regiões do SIN e de corte de carga.

O Custo Total constitui-se de duas parcelas: o Custo Imediato referente às decisões tomadas no presente e o Custo Futuro referente às decisões que serão tomadas no futuro. No entanto, sabe-se que devido ao acoplamento temporal das decisões, causado pela predominância da hidroeletricidade, o Custo Futuro é influenciado pelas decisões tomadas no presente.

Conforme dito anteriormente, o Custo Total é composto pela soma do Custo Imediato com o Custo Futuro. O seu valor mínimo pode ser facilmente encontrado através das derivadas das funções de custo futuro e custo imediato, conforme é mostrado na Figura 3.3.

A derivada da curva de custo futuro em relação ao volume armazenado é o Valor da Água, ou seja, quanto mais próximo o volume estiver de zero maior será esse valor e quanto mais próximo estiver de 100% do armazenamento esse custo tenderá a zero. Por outro lado, a derivada do custo imediato em relação ao armazenamento representa o custo de geração térmica, ou de déficit caso não haja disponibilidade térmica para geração. A soma dessas duas inclinações se anula no ponto de menor custo de operação, este fato pode ser observado na Figura 3.3.

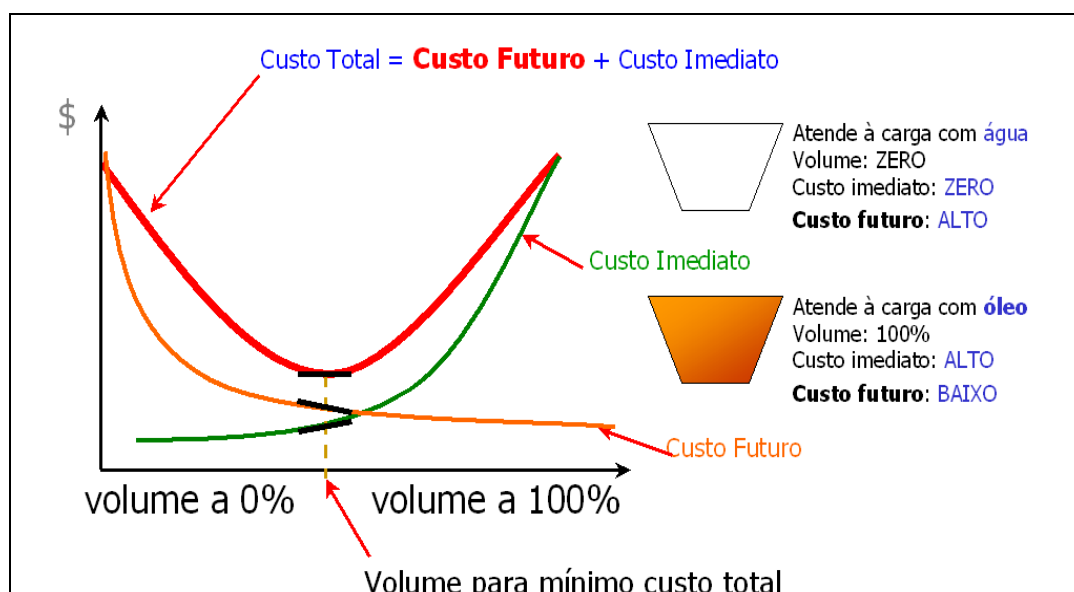


Figura 3.3: Curva do Custo Total
 Fonte: Kligerman, 2005

Portanto, toda a estratégia resume-se, então, em tomar as decisões no presente para que o reservatório atinja, ao final deste mês, o volume indicado pela seta, pois com isso garante-se o menor Custo Total.

A Figura acima expõe com clareza a dependência do custo de geração em relação à quantidade de água armazenada nos reservatórios. Isto implica em estudar o comportamento futuro das afluições, para poder conhecer o Custo Futuro relativo a cada estado de armazenamento que venha a ocorrer.

Sabe-se que a família de modelos Auto-regressivos Periódicos – PAR (p) ajusta-se bem ao comportamento das afluições, cujo caráter periódico está diretamente ligado a sazonalidade do regime hidrológico.

Conhecendo-se o modelo estocástico que representa as afluições pode-se sortear um grande número de hipóteses e acompanhar a evolução do sistema nos próximos cinco anos para cada trajetória correspondente a cada hipótese de afluição e calcular o custo médio de todas as hipóteses. Este é o Custo Futuro Médio.

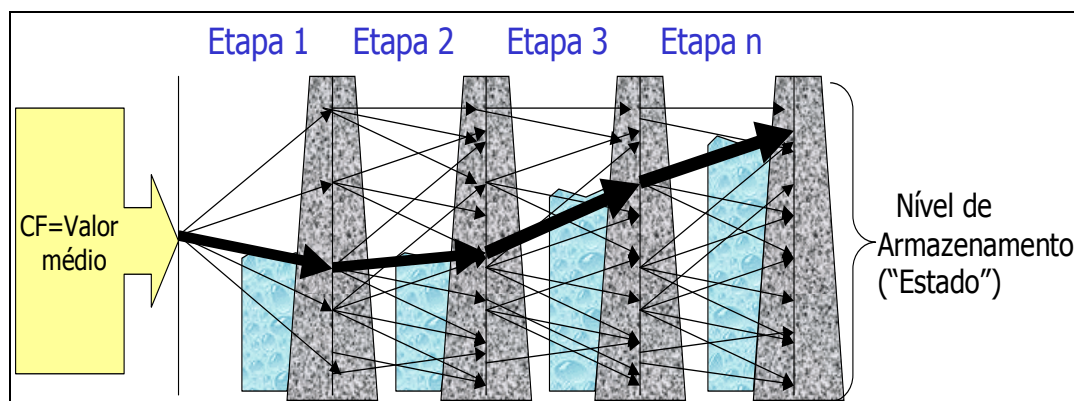


Figura 3.4: Hipóteses de Afluências Para o Cálculo do Custo Futuro Médio
Fonte: Kligerman, 2005

Para acompanhar a evolução do sistema e trazer as informações do futuro para o presente é utilizado o método de Programação Dinâmica Estocástica (Bellman, 1957). Este método além de trazer como resultado o Custo Futuro Médio para o Estado¹ de partida do estudo, também encontra o Custo Futuro a partir de qualquer outro estado pertencente a qualquer Etapa e a qualquer uma das trajetórias sob as diversas hipóteses de afluências. Além disso, o método garante que o Custo Futuro calculado em cada estado é ótimo, ou seja, é o mínimo possível para as hipóteses consideradas.

Entretanto, o método não é adequado ao sistema brasileiro, pois se forem calculados custos futuros para 100 níveis de armazenamento, para cada reservatório do SIN em cada Etapa, resultaria em um número gigantesco de estados, o que impediria o uso da Programação Dinâmica aplicado a vários reservatórios. Este problema é conhecido na literatura como **Maldição da Dimensionalidade** (Bellman, 1961).

A fim de resolver o problema da maldição da dimensionalidade o método de Programação Dinâmica Dual Estocástica (Pereira e Pinto, 1984) deixa de calcular o custo futuro para todos os Estados de armazenamento, e passa a calcular para apenas alguns Estados. Com isso, passa a ser calculada uma outra grandeza a **Derivada do Custo Futuro**, que é a taxa de variação nas vizinhanças do estado em que foi calculado o custo futuro.

Desta forma, ficou mais fácil calcular o custo futuro em qualquer outro Estado, visto que basta considerar a envoltória superior das retas que representam as derivadas. É possível,

¹ O Estado do sistema corresponde ao nível de armazenamento do reservatório de uma usina, e cada Etapa corresponde a um mês, uma semana, enfim, um intervalo de tempo.

portanto, calcular o Custo Futuro para o Estado V, vide Figura 3.5, assim como para qualquer outro Estado.

Matematicamente, achar o Custo Futuro em V utilizando a envoltória superior das retas pode ser escrito da seguinte forma:

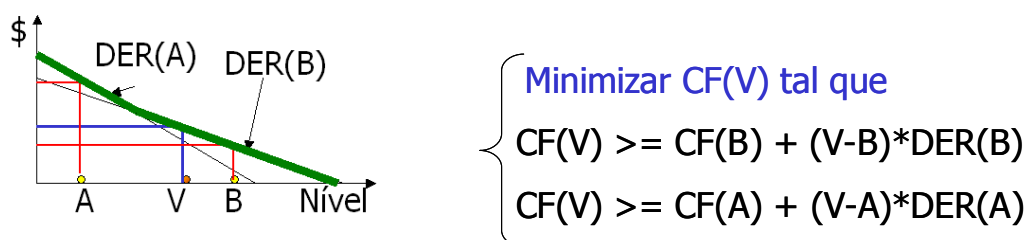


Figura 3.5: Derivada da Função de Custo Futuro
Fonte: Kligerman, 2005

Uma vez calculada a Função de Custo Futuro ela é utilizada para tomar decisões operativas como: o que vale mais, o Valor da Água, dado pela derivada da Função de Custo Futuro, ou o valor do combustível das usinas térmicas que é dado pela derivada da curva de custo imediato.

A Função de Custo Futuro é utilizada para comandar as decisões que determinam o estado de armazenamento a ser atingido em cada etapa. É ela quem executa a otimização da operação de cada uma das trajetórias em cada etapa, atendendo as premissas de minimização do Custo Total e de Atendimento da Carga.

Sendo assim, o problema de minimização do Custo Total é feito para cada etapa, de modo que sempre respeite o Atendimento da Carga, o Balanço Hídrico, as Restrições Hidroelétricas (de uso múltiplo e Ambientais) e as Restrições Elétricas, e o Custo Futuro esteja condicionado à Função de Custo Futuro, conforme mostra a Figura 3.6.



Figura 3.6: Problema da Otimização

Para que cada uma dessas condições seja satisfeita o modelo tem que obedecer as seguintes equações:

☒ Atendimento da Carga:

$$\text{Geração Hidro} + \text{Geração Termo} + \text{Recebimentos} - \text{Fornecimentos} + \text{Déficit} = \text{Carga}$$

☒ Balanço Hídrico:

$$\text{Nível Final} = \text{Nível Inicial} + \text{Afluência} - \text{Geração Hidro} - \text{Vertimento}$$

☒ Função de Custo Futuro:

Como visto anteriormente, a FCF é representada pelas retas que a compõem

$$\text{CF} \geq \text{CF(B)} + (\text{Nível Final} - \text{B}) * \text{Derivada (B)}$$

$$\text{CF} \geq \text{CF(A)} + (\text{Nível Final} - \text{A}) * \text{Derivada (A)}$$

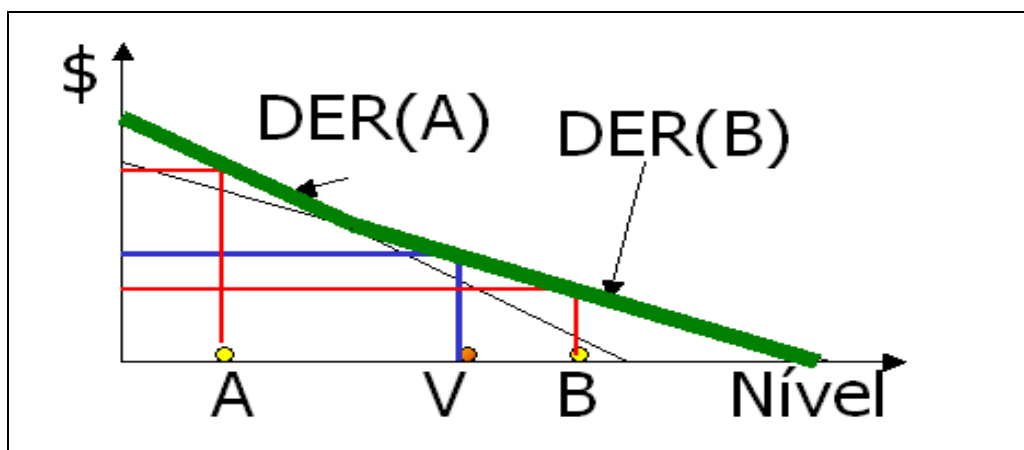


Figura 3.7: Derivada da Função de Custo Futuro

Fonte: Kligerman, 2005

☒ Restrições Hidroelétricas (englobam as restrições de uso múltiplo da água e ambientais):

➤ Controle de Cheias:

$$\text{Nível Final} \leq \text{Nível Máximo para controle de cheias}$$

➤ Defluência Mínima:

$$\text{Geração Hidro} + \text{Vertimento} \geq \text{Defluência Mínima}$$

- Retiradas para Uso Consuntivo²:

$$\text{Afluência} = \text{Afluência Bruta} - \text{Retiradas para Uso Consuntivo}$$

⊗ Restrições Elétricas:

- Fluxo Máximo entre Subsistemas:

$$\text{Intercâmbio } (x \rightarrow y) \leq \text{Fluxo Máximo } (x \rightarrow y)$$

- Geração Máxima por usina:

$$\text{Geração Hidro de uma usina} \leq \text{Geração Máxima da usina}$$

- Geração Máxima para um conjunto de usinas:

$$\text{Geração Hidro de um conjunto de usinas} \leq \text{Geração Máx. p/ o conjunto de usinas}$$

Cálculo do Custo Futuro

Como já foi dito antes, o Custo Futuro é determinado somente para poucos Estados, que são determinados através da simulação da operação baseada em seqüências de afluências sorteadas a partir da distribuição estatística.

Sob este ponto de vista, existem dois enfoques utilizados para a determinação do Custo Futuro, que são o enfoque *Árvore*, utilizado pelo DECOMP, onde cada hipótese se ramifica, sucessivamente, em cada etapa, e o enfoque *Pente*, utilizado pelo NEWAVE, onde cada hipótese se ramifica apenas no início do horizonte e dura até o fim do estudo, conforme pode ser visto na Figura 3.8.

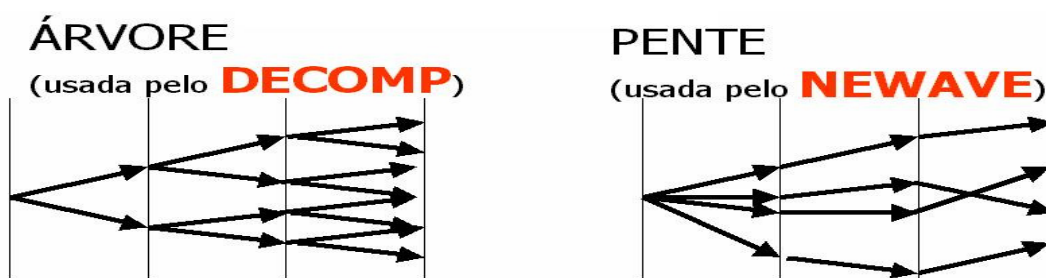


Figura 3.8: Enfoques *Árvore* e *Pente*
Fonte: Kligerman, 2005

² Uso Consuntivo representa a perda de água por diversos usos, como irrigação, abastecimento humano, desvios de água para pecuária e outros fins que diminuem o espelho d'água do lago, o que difere do Uso Múltiplo da Água, que não representa perda de água, mas uma reserva destinada a outros fins que não a geração hidroelétrica como hidrovias, turismo, pesca e lazer.

Cada iteração do processo de otimização dos modelos é dividida em duas fases a fase Forward que vai do início até o final do horizonte calculando o estado de armazenamento dos reservatórios para uma dada aproximação da função de custo futuro, e a fase Backward que, do final do horizonte de estudo até o período inicial, aprimora a função de custo futuro (com a adição de uma nova reta para sua representação) a partir dos estados definidos na fase Forward.

Enfoque ÁRVORE

Sabe-se que, no enfoque Árvore, cada etapa dá origem a diversas hipóteses de afluências. Sendo assim, para cada Estado de Armazenamento em que se deseja calcular o Custo Futuro, tem-se que calcular o Custo Futuro de cada hipótese que parte deste Estado e em seguida fazer a média destes custos. Este custo médio representa o Custo Futuro Estimado para este Estado de armazenamento. Da mesma forma, a Derivada neste Estado também é dada pela média das derivadas fornecidas por cada hipótese que parte deste Estado.

Partindo-se do Custo Futuro obtido com a primeira iteração, é feita uma segunda otimização Forward com as mesmas hipóteses de afluência atingindo-se Estados de Armazenamentos diferentes dos da primeira iteração. Com isso, calcula-se novamente o Custo Futuro e sua Derivada através da otimização Backward, mas para o novo Estado atingido por cada hipótese de afluência.

Cada reta acrescentada à Função de Custo Futuro é chamada “**Corte de Benders**” que são utilizadas na aproximação da verdadeira FCF. Este processo se repete, iterativamente, até que a Função de Custo Futuro se torne uma função bem desenhada. O processo pode ser observado na Figura 3.9.

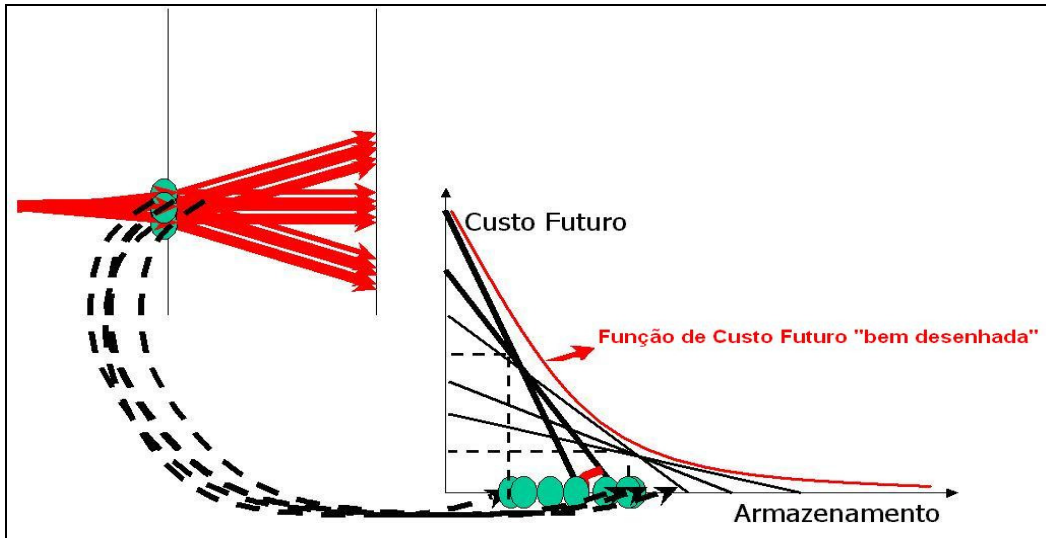


Figura 3.9: Construção da Função de Custo Futuro
Fonte: Kligerman, 2005

Nesta abordagem para o cálculo do Custo Futuro sob o enfoque *Árvore*, foi destacada apenas uma hipótese de afluência e os diferentes Estados atingidos por esta hipótese em cada otimização "forward" conforme pode ser observado na Figura 3.9.

Observando o problema como um todo, no enfoque *ÁRVORE*, é calculada uma Função de Custo Futuro para cada hipótese de afluência da Etapa anterior como pode ser observado na Figura 3.10.

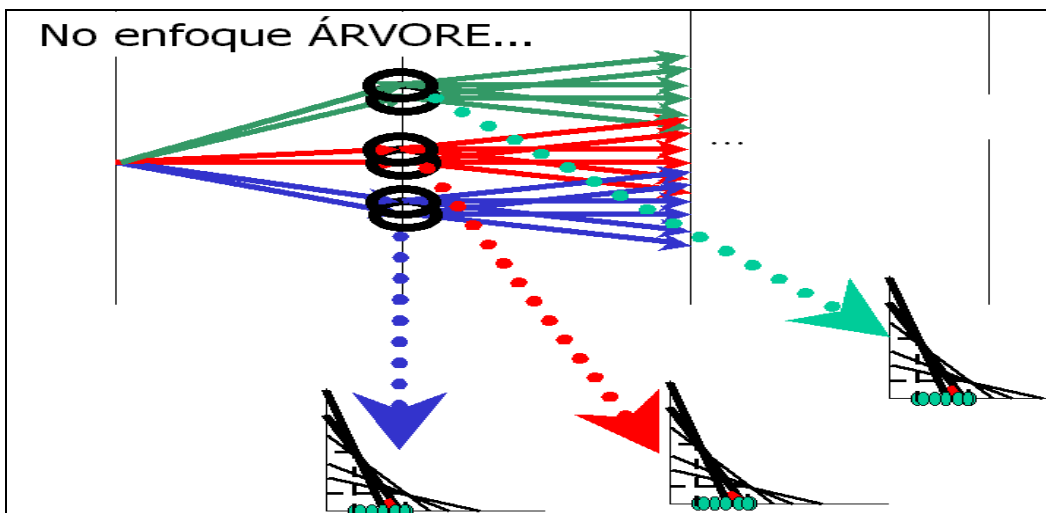


Figura 3.10: Construção da Função de Custo Futuro para Todas as Hipóteses de Afluência
Fonte: Kligerman, 2005

Enfoque PENTE

No enfoque PENTE, sabe-se que as hipóteses de aflúncias não se ramificam a cada etapa, o que faz com que em cada etapa seja gerada apenas uma Função de Custo Futuro, conforme pode ser visualizado na Figura 3.11. Isso só se tornou possível, quando se passou a considerar além do Armazenamento, as Aflúncias Passadas como grandeza para a definição do Estado, que antes, no enfoque Árvore, considerava apenas o Armazenamento.

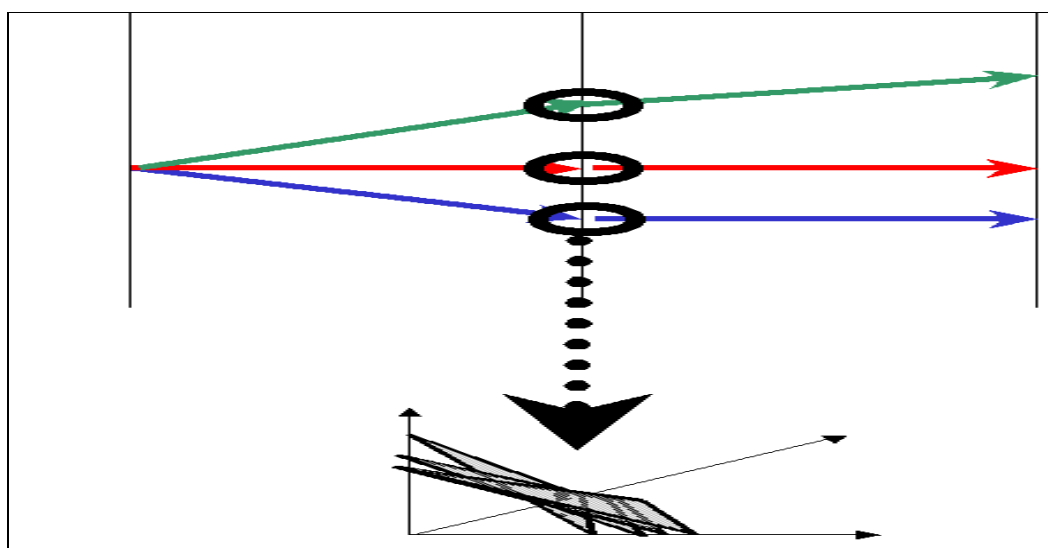


Figura 3.11: Construção da Função de Custo Futuro para o Enfoque Pente
Fonte: Kligerman, 2005

Por conta dessa consideração, a Derivada deixa de ser uma reta, e passa a ser um plano, já que passa a variar em função de duas variáveis, Nível de Armazenamento e Aflúncia Passada.

Como no enfoque PENTE as hipóteses não se ramificam a cada etapa, não faz sentido calcular o Custo Futuro, visto que não contemplaria a variabilidade do regime hidrológico.

Então, para suprir esta deficiência, para que seja calculado o Custo Futuro em algum Estado, na otimização Backward são sorteadas hipóteses adicionais de aflúncias partindo do Estado, e é temporariamente desconsiderada a hipótese de aflúncia utilizada na otimização Forward. Estas hipóteses são denominadas “ABERTURAS”.

Para cada uma destas Aberturas são calculados os Custos Futuros e suas Derivadas, e a média destes Custos e Derivadas resultam no Custo Futuro Estimado.

Cabe ressaltar que como na representação do estado do sistema estão incluídas afluências passadas, todos os estados de uma mesma Etapa, têm seus Custos Futuros e Derivadas representados em uma única Função de Custo Futuro, conforme mostra a Figura 3.12.

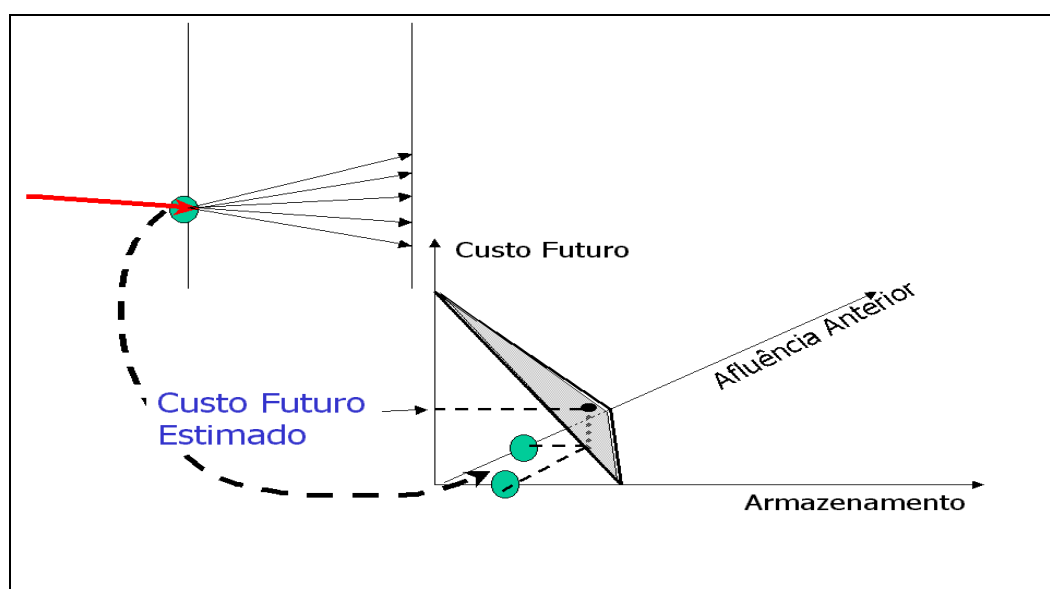


Figura 3.12: Uma Função de Custo Futuro por Etapa no Enfoque Pente
Fonte: Kligerman, 2005

Em resumo, como cada um dos enfoques é utilizado por modelos diferentes, as características de cada enfoque devem se adequar aos modelos que as utilizam. Dessa forma, o DECOMP, que tem um horizonte de curto prazo, pode utilizar o enfoque ÁRVORE e assim trabalhar com quaisquer hipóteses de afluência, mesmo que não sejam oriundas de um modelo auto-regressivo. E o NEWAVE, por trabalhar com um horizonte de médio prazo, é obrigado a utilizar o enfoque PENTE, caso contrário teria uma explosão do número de Estados do enfoque ÁRVORE.

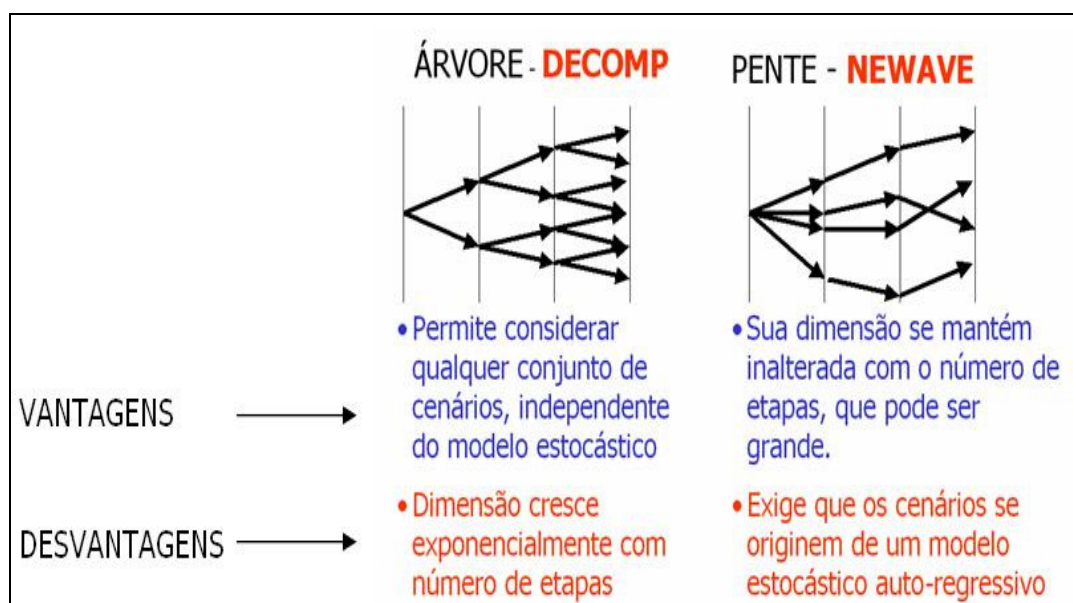


Figura 3.13: Enfoque Árvore X Pente
 Fonte: Kligerman, 2005

A fim de se estabelecer o critério de parada para o número de iterações Forward e Backward, acompanha-se a evolução do processo, comparando o custo estimado futuro a partir do início do horizonte com o custo médio simulado ao final do horizonte. Tal critério depende do enfoque utilizado.

Quando o processo converge, no enfoque Árvore, cujo Custo Futuro é calculado considerando as mesmas afluências com as quais é feita a simulação, a tendência é que o Custo Futuro Estimado seja igual ao Custo Médio Simulado ao final do horizonte e no enfoque Pente, cujo Custo Futuro é calculado com aberturas diferentes das afluências utilizadas na simulação, a tendência é do Custo Futuro Estimado permanecer no intervalo de confiança do Custo Médio Simulado.