



# **TREINAMENTO NEWAVE – DECOMP**

O SIN e os modelos para o  
Planejamento da Operação Energética

## SUMÁRIO

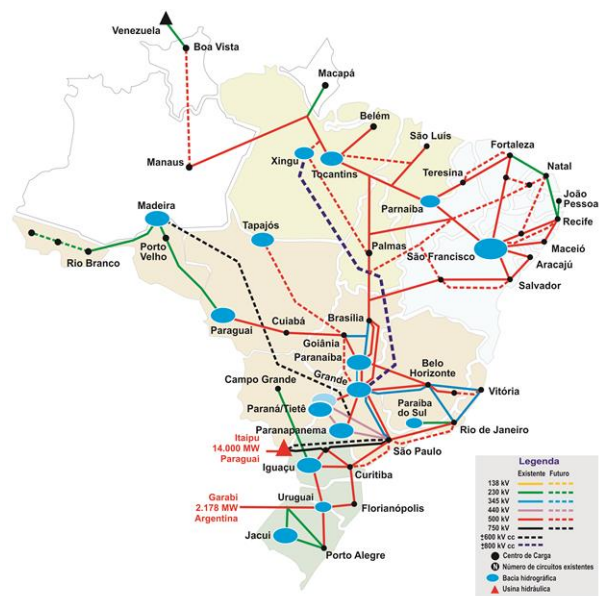
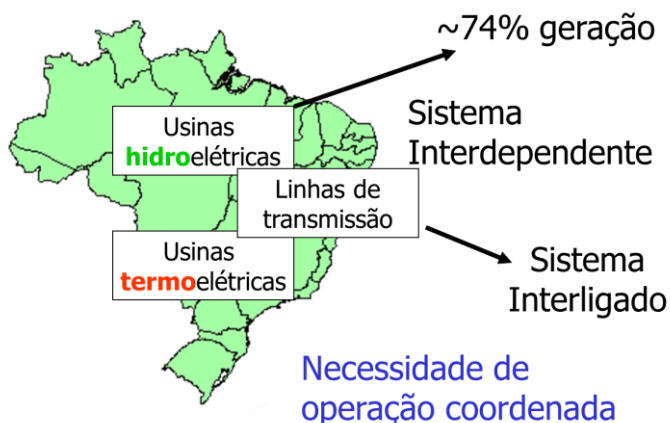
<b>Capítulo 1 – Visão Geral do Problema.....</b>	<b>3</b>
1.1. O Sistema Interligado Nacional .....	3
1.2. Desagregação do planejamento da operação em etapas .....	4
<b>Capítulo 2 - Construção da Estratégia de Operação .....</b>	<b>5</b>
2.1. Objetivo: Mínimo Custo Total.....	5
2.2. Estudo estatístico das afluições para obtenção do Custo Futuro .....	8
2.3. A obtenção do Custo Futuro por Programação Dinâmica Estocástica e a Maldição da Dimensionalidade.....	9
2.4. Calculando o Custo Futuro apenas para alguns Estados.....	11
2.5. Como é utilizada a Função de Custo Futuro .....	12
2.6. A montagem do problema .....	14
2.7. A escolha dos Estados em que serão calculados o Custo Futuro e a sua Derivada .....	14
2.8. O cálculo do Custo Futuro em cada Estado (árvore completa).....	15
2.9. Processo iterativo para montagem da Função de Custo Futuro .....	16
2.10. Cálculo do Custo Futuro Adotando a Árvore Incompleta .....	17
2.11. Características específicas das Árvores Completa e Incompleta .....	20
2.12. Critério de convergência (ou de “parada”) para o processo iterativo de cálculo da Função de Custo Futuro.....	20
2.13. Horizonte de estudo do modelo NEWAVE e sua condição de contorno.....	23
2.14. Restrições Hidráulicas e Elétricas .....	24
2.15. Representação da Carga .....	24
2.16. Representação do Custo de Déficit.....	25
2.17. Representação da Taxa de Desconto.....	25
2.18. O Custo Marginal de Operação.....	26
2.19. Despacho antecipado de usinas térmicas.....	26
2.20. Valor condicionado a um dado risco (CV@R) .....	27
<b>Capítulo 3 – Características Específicas do NEWAVE.....</b>	<b>30</b>
3.1. Simplificando o problema para o médio prazo – o Sistema Equivalente .....	30
3.2. A consideração da Variação da Altura de Queda no Sistema Equivalente .....	31
3.3. Reservatório equivalente de energia (REE) .....	32
3.4. Acoplamento hidráulico entre REEs .....	33
3.5. Os subsistemas representados.....	33
3.6. Restrição elétrica .....	33
3.7. Condições de contorno para estudos estruturais .....	35
3.8. Fluxo de processos do modelo NEWAVE .....	35
3.9. Utilização da Função de Custo Futuro do NEWAVE .....	36
<b>Capítulo 4 – Características Específicas do DECOMP .....</b>	<b>37</b>
4.1. Recursos do modelo DECOMP.....	37
4.2. Horizonte de estudo do modelo DECOMP e acoplamento com o NEWAVE.....	37
4.3. A Função de Produção .....	40
4.4. Árvore de cenários.....	41
<b>Capítulo 5 – Cálculo do Preço de Liquidação das Diferenças .....</b>	<b>43</b>
5.1. Diferenças entre os estudos ONS e CCEE .....	43
5.2. Obtenção do PLD.....	44

## Capítulo 1 Visão Geral do Problema

### 1.1. O Sistema Interligado Nacional

O Brasil possui um sistema de geração elétrica que predominantemente utiliza seus recursos hídricos. Nos últimos anos, em média, 74% da geração de energia elétrica corresponderam a geração em aproveitamentos hidroelétricos.

As usinas encontram-se dispostas em cascata, fazendo com que a operação de uma usina afete as usinas que estejam a jusante. Isso faz com que o sistema seja interdependente.

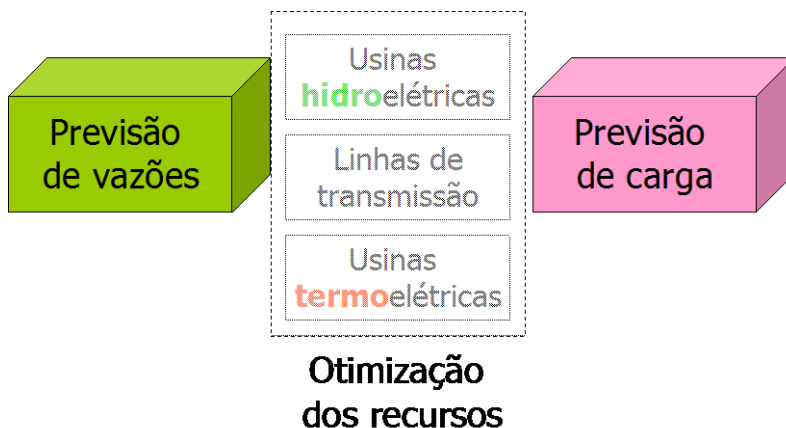


O sistema é interligado por longas linhas de transmissão, envolvendo ainda importação e exportação com países vizinhos.

Há, portanto, necessidade de uma cuidadosa coordenação da operação, tanto para que o sistema seja eletricamente seguro quanto para que os recursos sejam aproveitados de forma eficiente.

O planejamento da operação se inicia com o levantamento de seus recursos e requisitos.

O ONS, com o apoio dos agentes de geração e distribuição, é responsável pelas previsões de vazões e de carga, a partir dos quais é feita a otimização do uso dos recursos.



## 1.2. Desagregação do planejamento da operação em etapas

A interdependência entre as usinas hidroelétricas, além de ocorrer espacialmente, como citado anteriormente, ocorre também no tempo.

Caso seja utilizada mais água em um reservatório durante um determinado mês, menos água restará a partir do mês seguinte. As vazões, que determinam a abundância ou a carência de recursos, passam por períodos úmidos ou secos que se prolongam, ocasionalmente, por alguns anos.



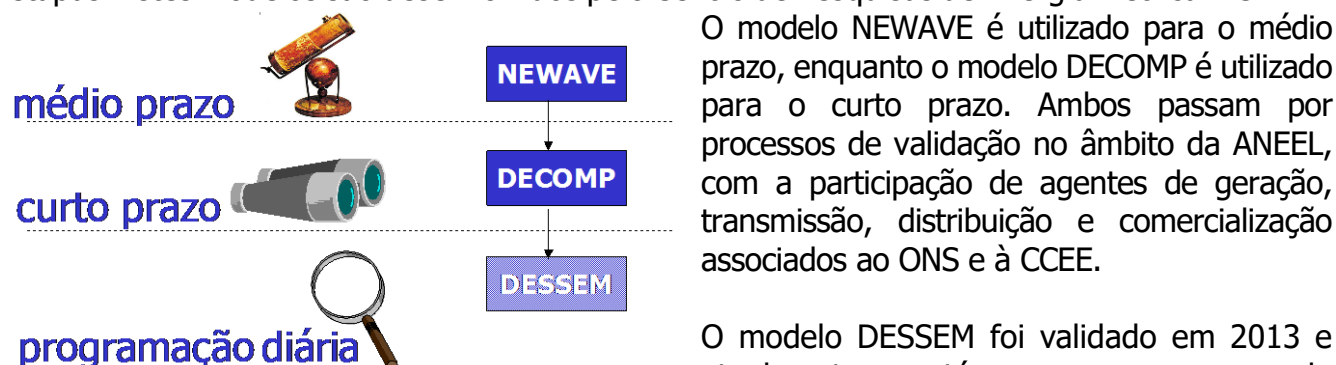
Baseando-se no mais longo período seco ocorrido na região Sudeste, o planejamento da operação é realizado olhando-se **cinco** anos à frente.

Evidentemente, nesta análise de médio prazo, o sistema pode ser visto de forma simplificada, extraído-se resultados indicativos sobre as condições de atendimento do consumo no futuro. O sistema é desagregado, neste horizonte, em etapas mensais.

Já no curto prazo, com o horizonte de alguns meses, são vistas em detalhes as usinas e os principais troncos de transmissão, chegando-se a discretizar o horizonte em etapas semanais.

Na programação diária, em que o sistema é visto em intervalos de meia hora, contempla-se o horizonte de uma semana, com o detalhamento do sistema por todos os barramentos elétricos de interesse, restrições hidráulicas e representação detalhada das unidades geradoras. Desta etapa, afinal, origina-se a determinação do despacho por usina no próximo dia.

O ONS dispõe de um modelo computacional para a otimização da operação em cada uma das etapas. Estes modelos são desenvolvidos pelo Centro de Pesquisas de Energia Elétrica – CEPEL.



O modelo NEWAVE é utilizado para o médio prazo, enquanto o modelo DECOMP é utilizado para o curto prazo. Ambos passam por processos de validação no âmbito da ANEEL, com a participação de agentes de geração, transmissão, distribuição e comercialização associados ao ONS e à CCEE.

O modelo DESSEM foi validado em 2013 e atualmente está em processo de implantação.

## Capítulo 2

### Construção da Estratégia de Operação

#### 2.1. Objetivo: Mínimo Custo Total

O Planejamento da Operação tem como objetivo minimizar o Custo Total em todo o horizonte de estudo. O Custo Total constitui-se da soma dos custos variáveis de todos os recursos utilizados, ou seja, o custo de geração térmica e, no caso em que uma parte da demanda não é atendida, o custo associado à falta ou ao racionamento de energia elétrica (também chamado "custo de déficit").

**OBJETIVO:**  
**Minimizar custo total,**  
 do presente ao futuro,  
 através de decisões de:  
 Geração térmica  
 Geração Hidráulica  
 Intercâmbio entre regiões  
 Corte de carga (déficit)

A estratégia deve ser então definida visando alcançar o mínimo custo, cabendo a esta estratégia gerenciar as decisões de geração de origem hidroelétrica e termoeletrica por usina, de intercâmbio de energia entre as diversas regiões do sistema interligado e de corte de carga.

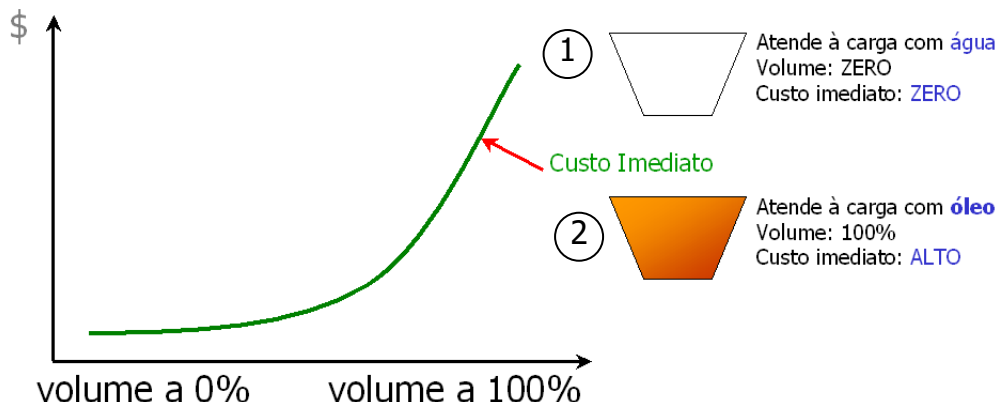
O Custo Total, por sua vez, é sempre composto por duas parcelas: o Custo Imediato, referente às decisões que estão sendo tomadas no momento, e o Custo Futuro, referente às decisões que serão tomadas no futuro. Pela predominância da hidroeletricidade no sistema brasileiro, que causa a interdependência no tempo, conforme mencionado em 1.2, o custo futuro é influenciado pelas decisões tomadas no presente.

O exemplo abaixo mostra, com duas hipóteses de decisão, como é construída a estratégia de minimização do Custo Total pela soma do Custo Futuro com o Custo Imediato.

*Hipótese (1): Em um determinado mês, apenas a água estocada em uma usina hidroelétrica é utilizada para atender a demanda. O reservatório termina o mês completamente vazio. Como nada foi pago (a água já estava lá), o Custo Imediato é NULO.*

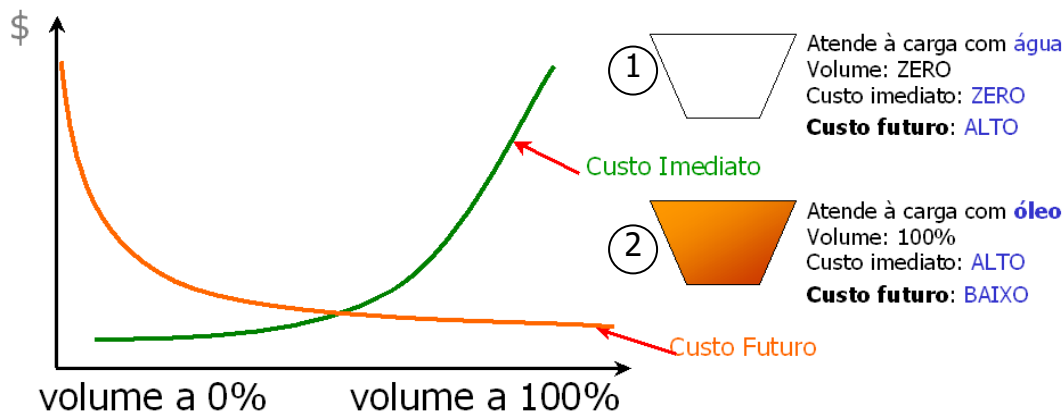
*Hipótese (2): Em outra hipótese, poupa-se completamente a água estocada na usina hidroelétrica, atendendo a demanda através de usinas termoeletricas. Para isso, utiliza-se combustível (que tem que ser pago), e tem-se um ALTO Custo Imediato.*

A curva do Custo Imediato, dependendo do nível de armazenamento do reservatório ao final do mês, pode ser então traçada.

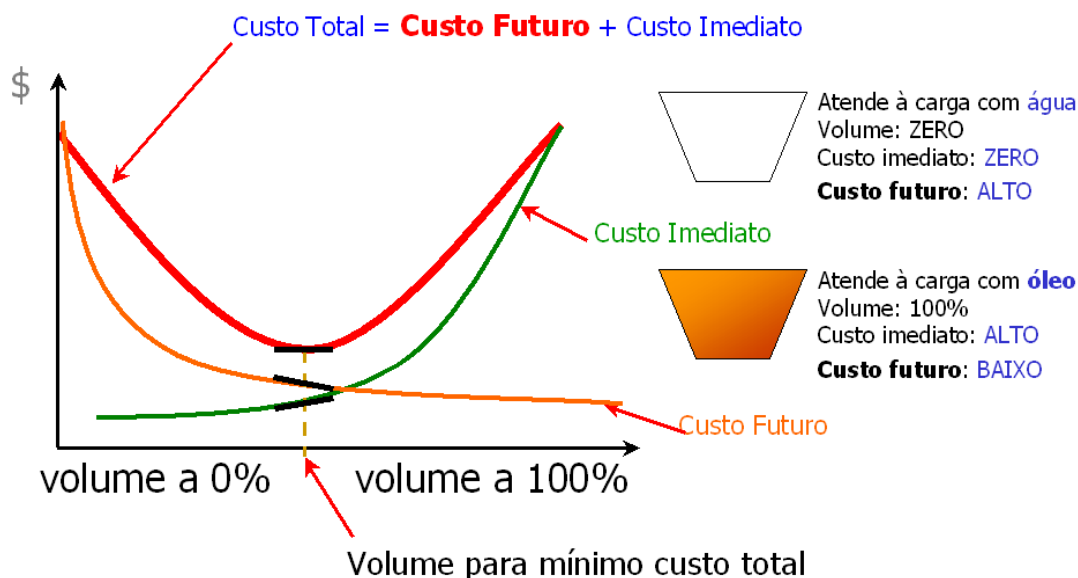


Seguindo o exemplo, têm-se as consequências das decisões tomadas. Na hipótese (1), inicia-se o mês seguinte com o reservatório vazio, tendo-se a perspectiva de gastar combustível para atender a demanda. O Custo Futuro, portanto, tende a ser alto. Na hipótese (2), com o reservatório cheio no início do mês seguinte, tem-se um Custo Futuro menor, à medida que será necessário utilizar menos combustível no futuro.

Com isso pode-se então traçar a curva do Custo Futuro.



O Custo Total, sendo a soma do Custo Imediato com o Custo Futuro, tem um valor mínimo fácil de ser encontrado.

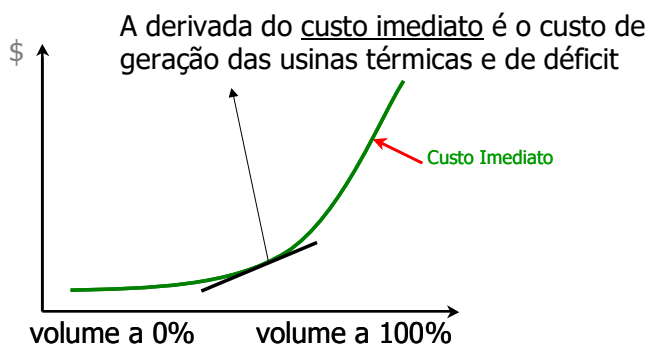
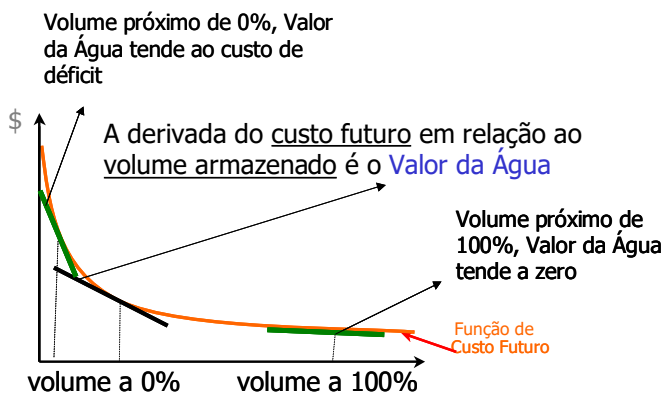


Portanto, toda a estratégia resume-se, então, em tomar as decisões no presente para que o reservatório tenha como meta chegar, ao final deste mês, no volume que garante o menor Custo Total.

Um resultado interessante é que a soma das inclinações das curvas de Custo Imediato e Custo Futuro se anulam no ponto de menor Custo Total. O que significam tais inclinações?

A curva de Custo Futuro é também chamada Função de Custo Futuro.

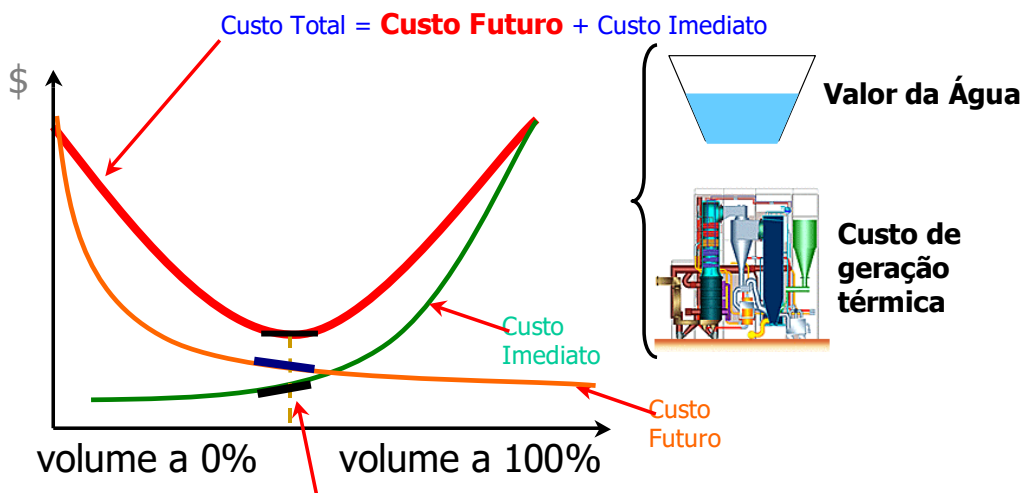
A inclinação desta curva indica como varia o Custo Futuro em relação ao Volume Armazenado. Esta derivada da Função de Custo Futuro é conhecida como Valor da Água.



A curva de Custo Imediato representa, em ordem crescente, os custos de geração térmica e déficit (acionamento de energia).

A inclinação desta curva para cada volume ao final do mês corresponde ao custo da geração térmica ou déficit necessários para se atingir aquele volume armazenado.

Com o conhecimento da Função de Custo Futuro e dos custos de geração térmica e de déficit (curva de Custo Imediato), o despacho energético que conduz ao menor custo total é obtido ao se equilibrar a geração hidráulica e térmica de forma a igualar o Valor da Água ao custo de geração da térmica mais cara que estiver sendo acionada.



Quando o custo total é o mínimo, as derivadas do **Custo Imediato** (**Custo de Geração Térmica**) e do **Custo Futuro** (**Valor da Água**) se igualam



## 2.2. Estudo estatístico das afluições para obtenção do Custo Futuro

O Custo Imediato corresponde às despesas decorrentes das decisões presentes, tais como o pagamento do combustível a ser utilizado para a geração em usinas termoeletricas. Logo, é fácil determiná-lo.

Para saber qual é o Custo Futuro, por sua vez, teria que se saber o que ocorrerá nos próximos anos. No sistema brasileiro, entretanto, como visto no Capítulo 1, o Custo Futuro depende das afluições (vazões) que vão ocorrer nos rios em que estão instaladas as usinas hidroelétricas. E as vazões, da mesma forma que o clima, tem alto grau de incerteza.

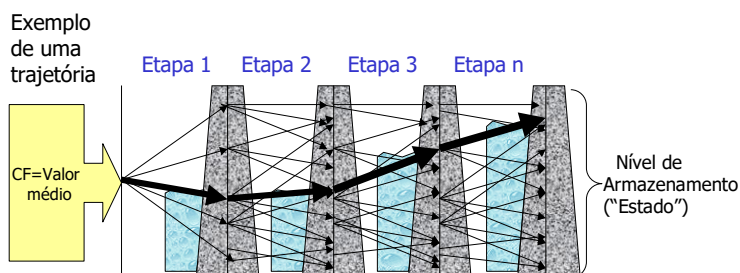
Resta então, como a única forma de se ter uma indicação do custo futuro, estudar o comportamento estatístico das afluições.

Isso foi feito. Estudando-se o histórico de afluições conhecido e consolidado desde o ano de 1931, foram obtidos alguns índices estatísticos:

- Média
- Desvio padrão (que indica o grau de variabilidade)
- Correlação Temporal (que indica o quanto um evento depende do que ocorreu anteriormente)
- Correlação Espacial (que indica o quanto um evento em um local depende do que está ocorrendo em outro local)

Foram realizados estudos visando identificar um modelo estatístico que se ajustasse ao comportamento das afluições conhecidas. Foi então selecionado o modelo PAR(p), que é a sigla para "**Autorregressivo periódico de ordem p**". Isso significa que as afluições, por este modelo, dependem das afluições que ocorreram nos mesmos locais em até p meses anteriores.

O caráter **periódico** está ligado à sazonalidade do regime hidrológico. Assim, para cada mês, pode haver um valor diferente para o parâmetro **p**. Em geral, afluições em meses iniciais do período chuvoso dependem de 1 ou, no máximo, 2 meses anteriores. Afluições em meses iniciais do período seco, por sua vez, dependem do que ocorreu em vários meses do período úmido imediatamente anterior.



Voltando então ao cálculo do Custo Futuro, este pode ser determinado da seguinte maneira: conhecendo-se o modelo estocástico (sinônimo de estatístico) que representa as afluições, pode-se sortear um

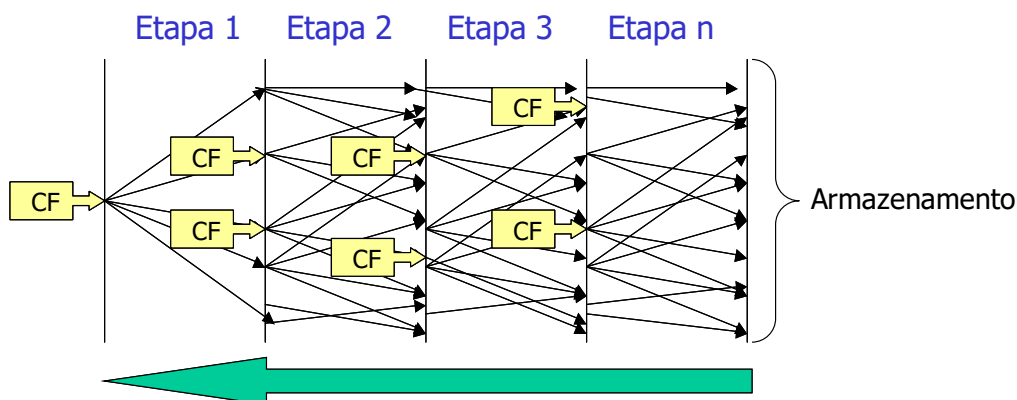
número enorme de hipóteses de afluições, acompanhar a evolução do sistema nos próximos cinco anos para cada uma das trajetórias correspondentes a cada hipótese, e calcular o custo médio de todas as hipóteses. Este é o Custo Futuro Médio.



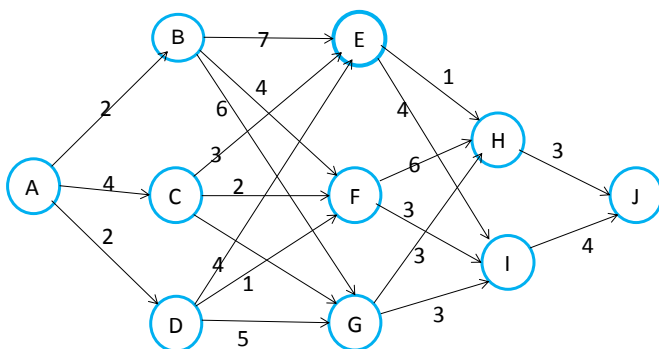
### 2.3. A obtenção do Custo Futuro por Programação Dinâmica Estocástica e a Maldição da Dimensionalidade

Para que se compreenda o que é descrito a seguir, deve-se partir de uma definição para Estado e para Etapa. 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.

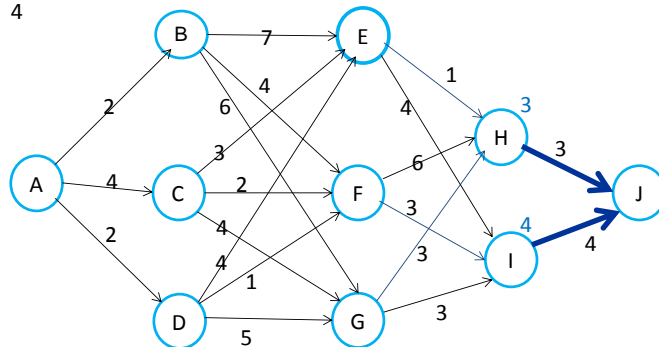
Há um método, chamado **Programação Dinâmica Estocástica**, que permite estudar a evolução do sistema e trazer informações do futuro para o presente. Como resultado, além do Custo Futuro Médio para o Estado de partida do estudo (início da Etapa inicial), este método encontra os Custos Futuros a partir de qualquer outro estado que pertença a qualquer Etapa e a qualquer uma das trajetórias da evolução da operação sob as diversas hipóteses de afluências. Além disso, este método garante que o Custo Futuro calculado em cada estado é ótimo, ou seja, é o mínimo possível para as hipóteses consideradas.



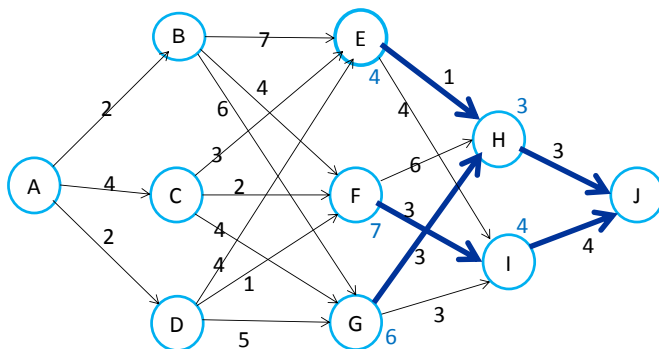
Este método, em sua versão determinística, é ilustrado nas figuras a seguir. Em um procedimento no sentido inverso do tempo, chega-se ao estágio inicial, em que a decisão a ser tomada, bem como o custo total que ela acarreta, são ótimos.



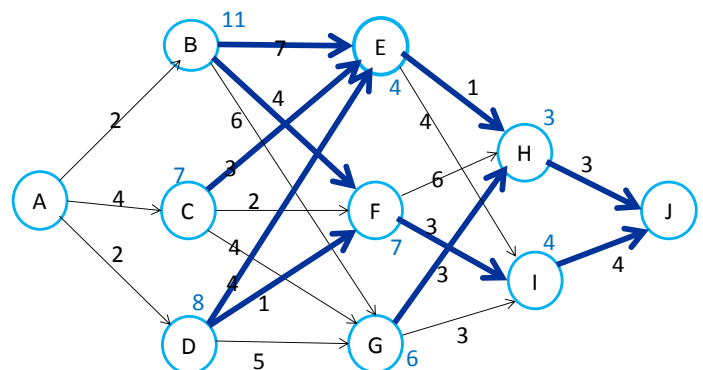
Neste exemplo, o principal objetivo é ir da cidade A para a cidade J ao menor custo possível. As setas entre as cidades indicam o custo de ir de uma cidade até a outra.



A partir das cidades (estados da programação dinâmica) H e I, das quais é possível chegar diretamente na cidade J, os custos são computados.



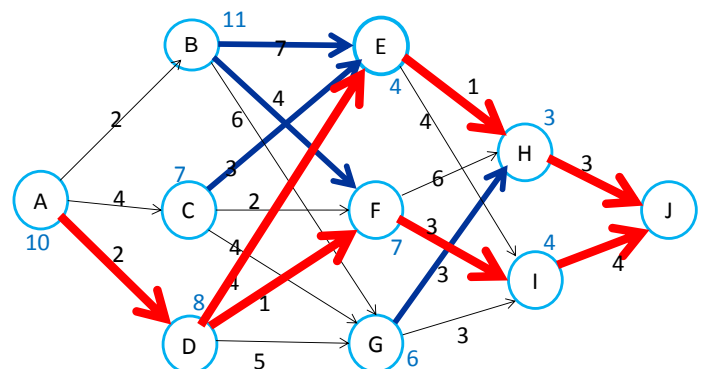
Em seguida, a partir de todos os estados nos quais é possível chegar às cidades H e I (cidades E, F e G), são escolhidos os caminhos com menores custos para se chegar à cidade J, sendo estes custos assinalados às cidades E, F e G, respectivamente 4, 7 e 6.



Em mais um passo no sentido inverso do tempo, computa-se os caminhos com menores custos a partir das cidades B, C e D, aproveitando-se a informação já computada para as cidades E, F e G. Neste caso, a partir das cidades B e D, pode-se ver que há mais de um caminho de mesmo custo.

Isso se faz sucessivamente, até que se esteja na cidade A, de onde é possível ir para as cidades B, C e D. No caso, o caminho de menor custo de A até J é o que se inicia indo de A até D.

No exemplo, existem dois caminhos ótimos com custo igual a 10: A-D-E-H-J e A-D-F-I-J



Neste exemplo, os estados da programação dinâmica foram representados pelas cidades. No caso do problema de planejamento da operação de sistemas hidrotérmicos, o volume do reservatório é discretizado (dividido em faixas de valores) e cada estado é representado por uma faixa de valores. A transição entre cidades do exemplo é análoga à transição entre faixas de armazenamento do reservatório ao longo dos estágios do planejamento. No caso da existência de um único reservatório, o número de estados é limitado ao número de discretizações do reservatório.

O sistema brasileiro, entretanto, não se constitui apenas pelo reservatório de uma única usina. Caso fossem calculados, por exemplo, custos futuros para 100 níveis de armazenamento para cada reservatório em cada etapa, ter-se-ia um processo exponencial, pois os estados, supondo a existência de vários reservatórios, passariam a ser a combinação dos níveis de armazenamento de todos os reservatórios.

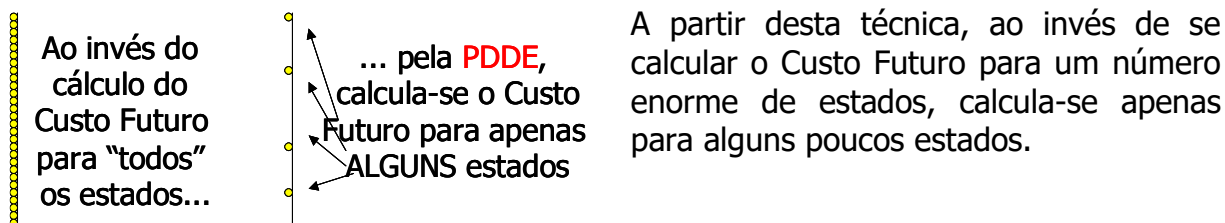
Para dois reservatórios, por exemplo, seriam 10.000 estados. Para três reservatórios seriam 1.000.000 estados, e, sem ir muito longe, para **dez** reservatórios seriam 100.000.000.000.000.000.000 estados (**100 bilhões de bilhões!!!**)

Esta é a **maldição da dimensionalidade**, que impede o uso da Programação Dinâmica Estocástica em problemas como este, em que se precisa construir a estratégia para a operação de múltiplos reservatórios.

Uma possível saída, então, seria calcular o Custo Futuro em um número muito reduzido de estados, mantendo a possibilidade de se construir uma boa estratégia. Seria isso possível?

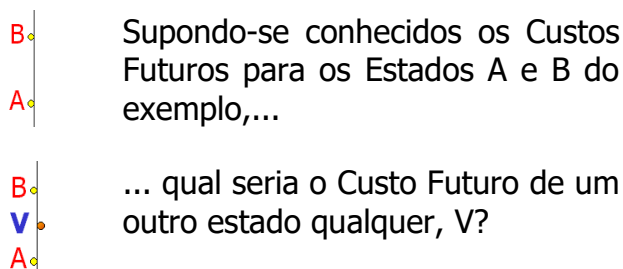
## 2.4. Calculando o Custo Futuro apenas para alguns Estados.

A solução para o problema da maldição da dimensionalidade surgiu com a adoção de uma técnica concebida na década de 1980 pelo pesquisador Mário Veiga, na época pertencente ao quadro do CEPEL, a partir de um princípio enunciado em 1962 pelo matemático J. F. Benders, técnica esta que passou a ser conhecida como Programação Dinâmica Dual Estocástica.



Em compensação, além do Custo Futuro, é calculada também a Taxa de Variação do Custo Futuro nas vizinhanças do estado em que este foi calculado. Esta taxa de variação é conhecida matematicamente como a **Derivada** do Custo Futuro.

Em um exemplo, é mostrado o princípio de funcionamento desta técnica.



Na utilização da PDDE, quando são conhecidos os Custos Futuros, também o são as Derivadas do Custo Futuro.

Para o exemplo, tem-se

$$CF(A) = R\$ 1.200,00$$

(Custo Futuro no Estado A)

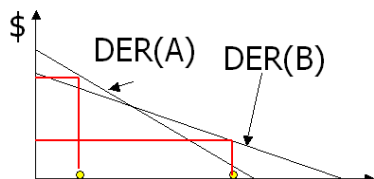
$$CF(B) = R\$ 1.000,00$$

(B é um Estado com nível de armazenamento mais alto, portanto tem Custo Futuro menor que A)

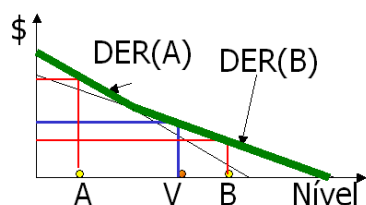
$$DER(A) = -15,00 \text{ R\$/}\Delta$$

(a derivada é negativa pois, para uma variação positiva – ou seja, para cima - do nível de armazenamento, o Custo Futuro diminui a esta taxa)

$$DER(B) = -10,00 \text{ R\$/}\Delta$$

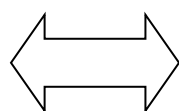
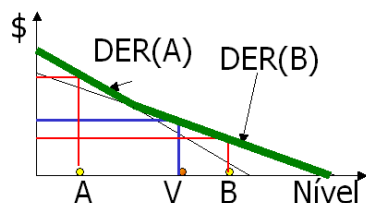


Em um gráfico de “Custo Futuro” x “Nível de Armazenamento”, pode-se representar o Custo Futuro nos pontos A e B. Pode-se também traçar as retas que passam por estes pontos, cuja inclinação corresponde à derivada do Custo Futuro.



Com isso, fica fácil determinar o Custo Futuro em qualquer outro Estado (nível de armazenamento). Para isso basta considerar a envoltória superior das retas que representam as derivadas. É possível, portanto, calcular o Custo Futuro para o Estado V.

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



Minimizar  $CF(V)$  tal que

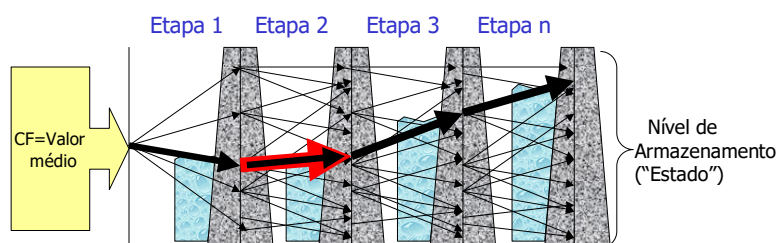
$$CF(V) \geq CF(B) + (V-B) \cdot DER(B)$$

$$CF(V) \geq CF(A) + (V-A) \cdot DER(A)$$

Este conjunto de “inequações de reta”, visualizado também no gráfico, é conhecido como a **Função de Custo Futuro**, pois é através dela que se obtém o Custo Futuro para qualquer Estado pesquisado.

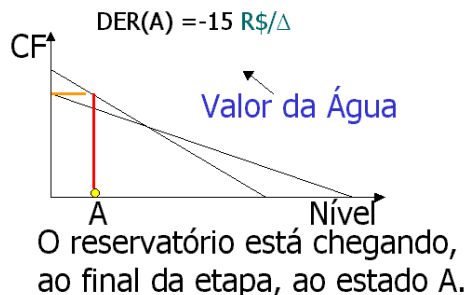
Esta formulação é tipicamente a montagem de um problema de Programação Linear. Este fato é essencial na construção da estratégia, o que será mostrado à frente.

## 2.5. Como é utilizada a Função de Custo Futuro



A Função de Custo Futuro é utilizada na otimização da operação de cada uma das trajetórias, em cada uma das etapas, como a que está representada ao lado pela “seta” ampliada.

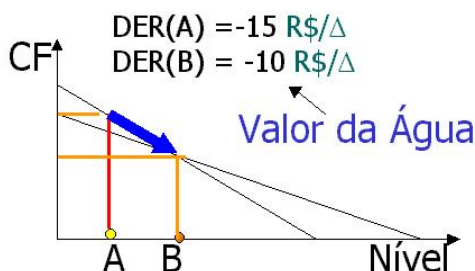
O exemplo a seguir mostra como a Função de Custo Futuro comanda as decisões que determinam o nível de armazenamento (Estado) a ser atingido em cada etapa.



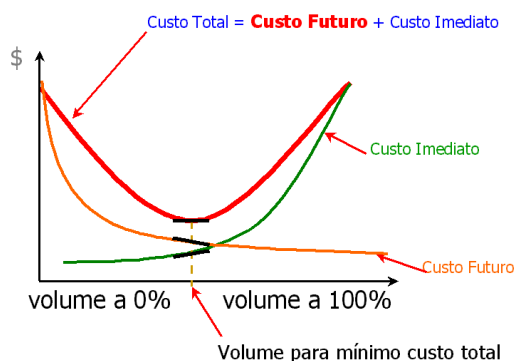
Supondo que a carga nesta Etapa fosse atendida apenas com a geração hidráulica, utilizando a água do reservatório da usina, ao final da Etapa o nível de armazenamento se encontraria no estado A.

Consultando a Função de Custo Futuro, observa-se que no estado A a Derivada do Custo Futuro é igual a -15 R\$/Δ. Esta Derivada, como já se viu, é a Taxa de Variação do Custo Futuro em relação ao Nível de Armazenamento. No jargão da operação do sistema elétrico, esta derivada é conhecida também como "Valor da Água". Normalmente se diria, portanto, que "a Água no estado A vale 15 R\$/Δ".

Concorrendo com o uso da água, entretanto, há uma usina térmica que pode ser acionada, com custo de geração igual a 10 R\$/Δ.



Com a "Água" valendo 15 R\$/Δ, é melhor poupá-la e gastar combustível, gerando energia na usina termoeletrica a 10 R\$/Δ. Com isso, a geração hidroelétrica é reduzida e o nível de armazenamento ao final da Etapa sobe, passando do estado A para B, onde a Água passa a valer, de acordo com a Função de Custo Futuro, 10 R\$/Δ. Como neste Estado a Água vale tanto quanto o custo de geração na usina termoeletrica, a geração na usina termoeletrica fica limitada ao montante necessário para alterar o Nível de Armazenamento do final da Etapa do estado A para B.



É importante notar que este equilíbrio entre o Valor da Água (que é a Derivada do Custo Futuro) e o Custo da Térmica (que é a Derivada do Custo Imediato) corresponde à premissa inicial de minimização de Custo Total.

Este é, enfim, o uso da estratégia operativa contida na Função de Custo Futuro.

## 2.6. A montagem do problema

O problema de encontrar o menor Custo Total em cada etapa pode ser então formulado:

Minimizar  $CI + CF$

**Atendimento da Carga**

**Balanço Hídrico**

**Função de Custo Futuro**

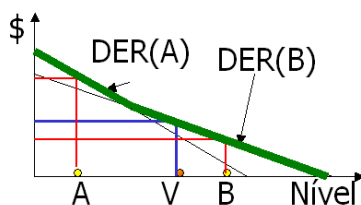
Tendo como objetivo Minimizar o Custo Total (soma do Custo Imediato com o Custo Futuro), o problema está sujeito a respeitar o Atendimento da Carga e o Balanço Hídrico, sendo o Custo Futuro condicionado pela Função de Custo Futuro.

A equação de Atendimento de Carga é assim representada:

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

A equação de Balanço Hídrico é assim representada:

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



A Função de Custo Futuro, como visto anteriormente, é representada pelas retas que a compõe.

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

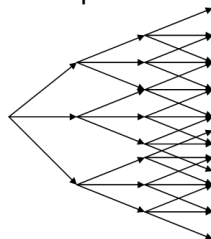
$$CF \geq CF(A) + (\text{Nível Final} - A) \cdot \text{Derivada}(A)$$

## 2.7. A escolha dos Estados em que serão calculados o Custo Futuro e a sua Derivada

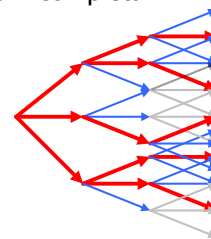
No item, 2.4, foi dito que a Programação Dinâmica Dual Estocástica limitava o cálculo do Custo Futuro a poucos Estados. Mas como são selecionados estes Estados?

Os Estados são escolhidos através da simulação da operação utilizando algumas sequências de afluências sorteadas a partir da distribuição estatística.

Árvore Completa - **DECOMP**



Árvore Incompleta - **NEWAVE**



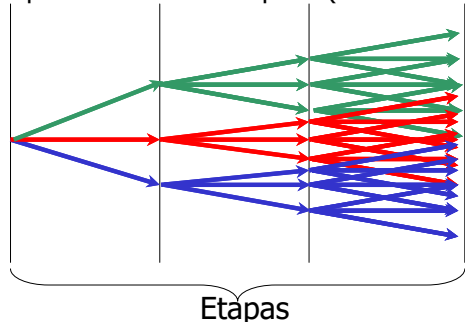
Existem dois enfoques para estas simulações:

Adotando a Árvore Completa, utilizada pelo programa DECOMP, cada hipótese se ramifica, sucessivamente, em cada etapa.

Com a Árvore Incompleta, utilizada pelo programa NEWAVE, todas as hipóteses se ramificam apenas a partir do início do horizonte, e cada hipótese tem a duração do horizonte de estudo.

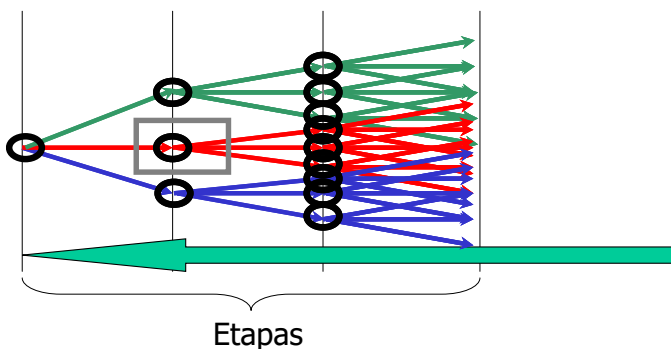


Supondo a Árvore Completa (Modelo DECOMP) ...



Como ilustração, supondo a Árvore Completa, os estados escolhidos são justamente os níveis de armazenamento atingidos em cada um dos cenários, em simulações que partem do início e chegam ao final do horizonte (chamada otimização "Forward").

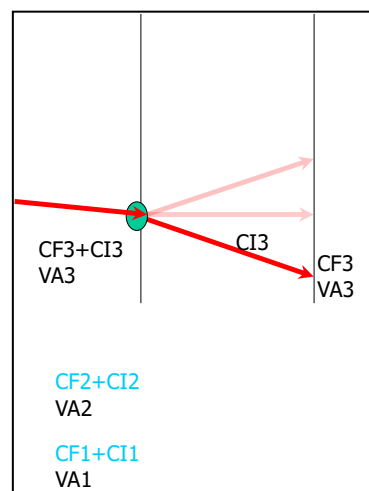
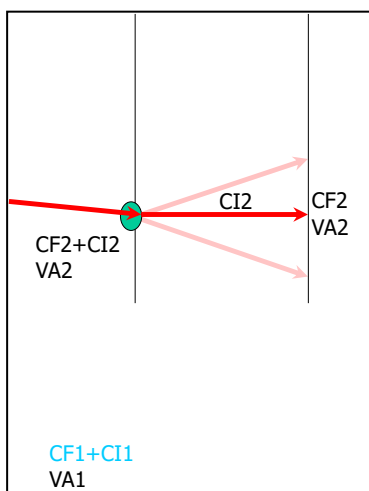
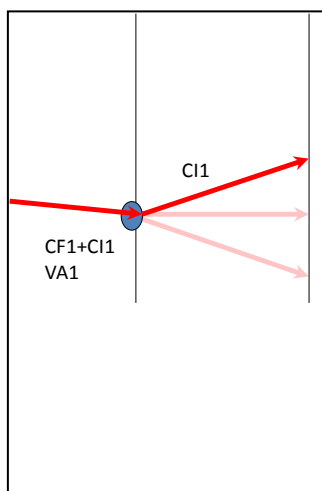
## 2.8. O cálculo do Custo Futuro em cada Estado (árvore completa)



Nos Estados que foram atingidos, em cada Etapa, na otimização "Forward", é então calculado o Custo Futuro, em um processo que parte do final do horizonte e chega ao seu início, no sentido inverso do tempo (otimização "Backward").

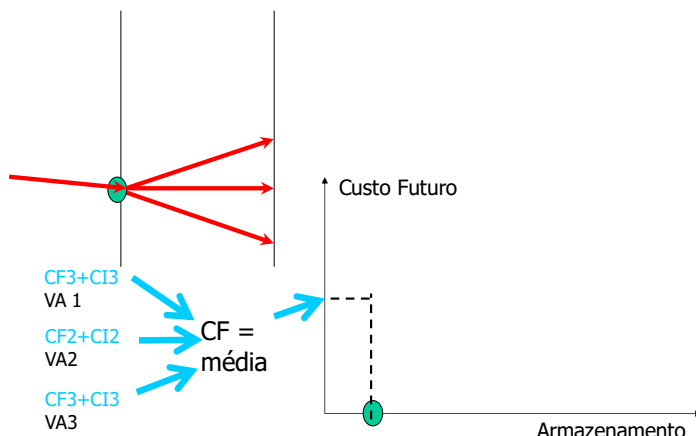
Sabe-se que, adotando a árvore completa, diversas hipóteses se ramificam a cada etapa. Toma-se, da figura acima, um Estado (destacado por um retângulo), para o qual se pode mostrar como o custo futuro e sua derivada são calculados.

Verifica-se que há um conjunto de três hipóteses partindo deste Estado. Para cada uma destas hipóteses o problema é resolvido e o custo futuro associado a cada uma é calculado (sendo igual à soma do custo Imediato e do custo futuro no início da etapa seguinte), assim como o valor da água, que é obtido também no início da etapa seguinte.

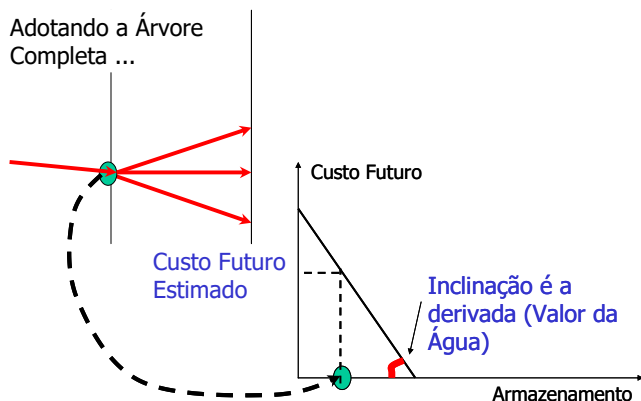
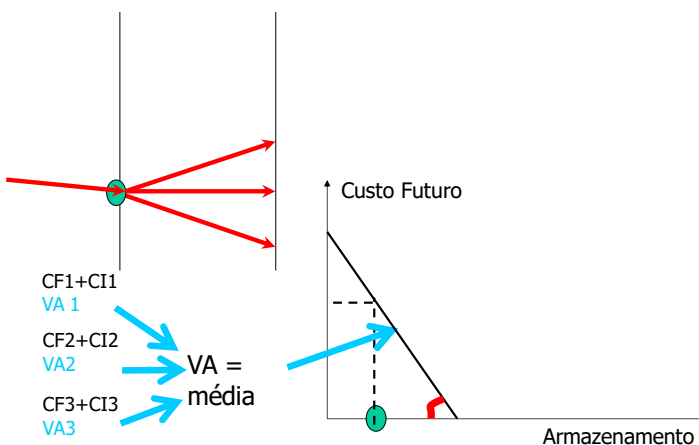




Cada uma das hipóteses que parte deste Estado fornece um custo diferente. O Custo Futuro Estimado para este Estado é, então, a **média** dos Custos Futuros fornecidos por cada uma das hipóteses. Este é o valor esperado do custo futuro quando se está no referido Estado do sistema.

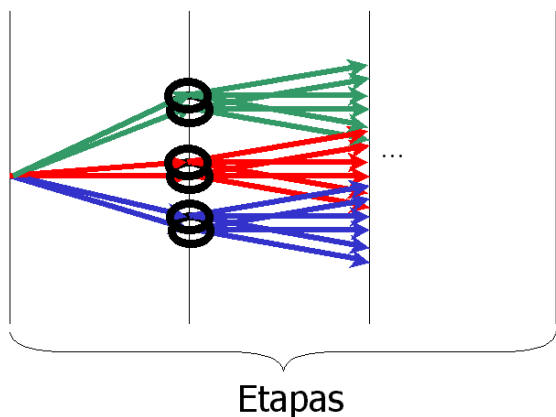


A Derivada neste Estado, da mesma forma, será a **média** das derivadas fornecidas por cada uma das hipóteses que partem deste estado.



A cada estado de armazenamento calcula-se, portanto, um corte para a função de custo futuro, como mostrado na figura ao lado.

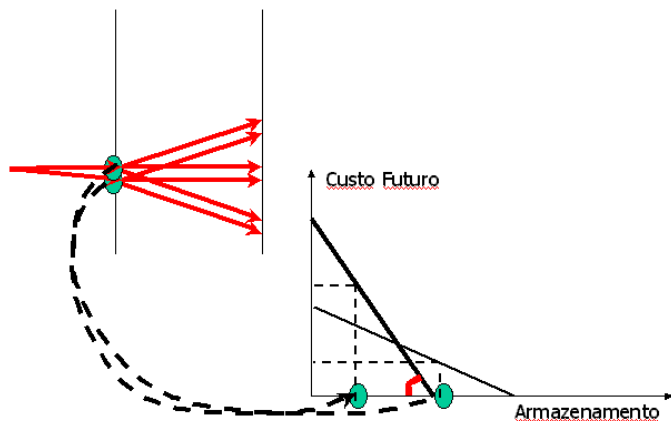
## 2.9. Processo iterativo para montagem da Função de Custo Futuro



Já tendo algum conhecimento do Custo Futuro, uma segunda otimização Forward com as mesmas hipóteses de afluência (árvore completa, na ilustração), tomaria melhores decisões, atingindo estados diferentes daqueles atingidos na otimização anterior.

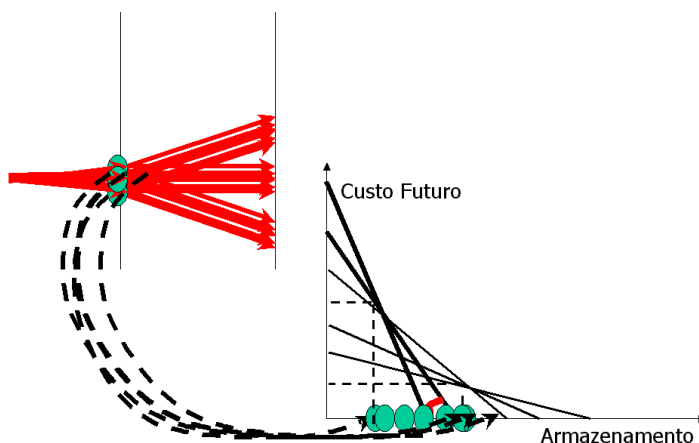
O Custo Futuro e sua Derivada são então novamente calculados, conforme o item 2.8, numa formulação Backward mas agora no novo Estado atingido por cada uma das hipóteses de afluência.

Cada reta acrescentada à Função de Custo Futuro é chamada "Corte de Benders".



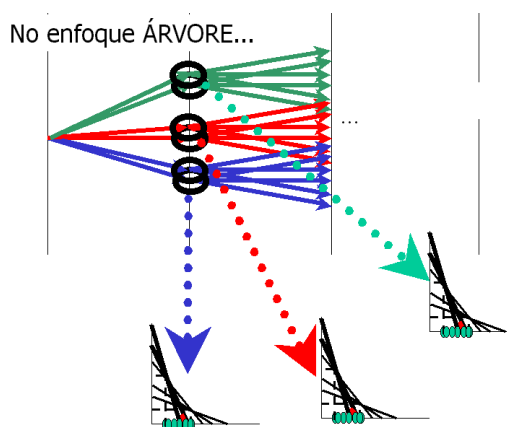
É feita então uma nova otimização Forward, com as mesmas hipóteses de afluência, e estas atingem novos estados. O Custo Futuro e sua Derivada são calculados no novo estado atingido por cada hipótese.

Este processo se repete, iterativamente, fazendo com que o Custo Futuro, calculado em diversos estados, torne a Função de Custo Futuro "bem desenhada".



## 2.10. Cálculo do Custo Futuro Adotando a Árvore Incompleta

Na ilustração do item anterior, foi destacada e focalizada uma única hipótese de afluência anterior e os diferentes Estados atingidos por esta hipótese em cada otimização "forward".

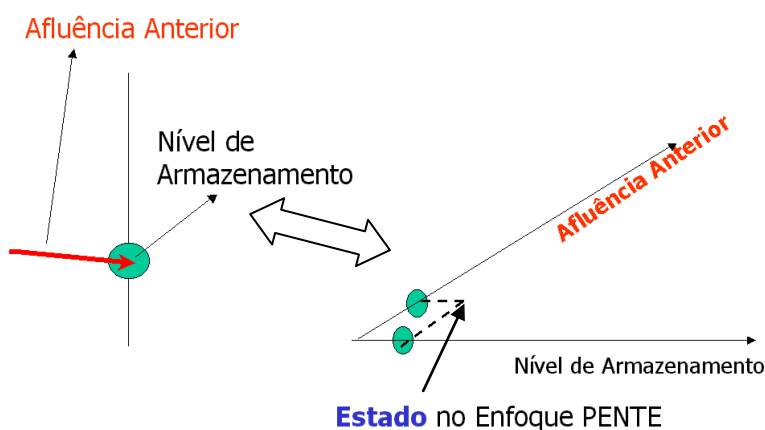
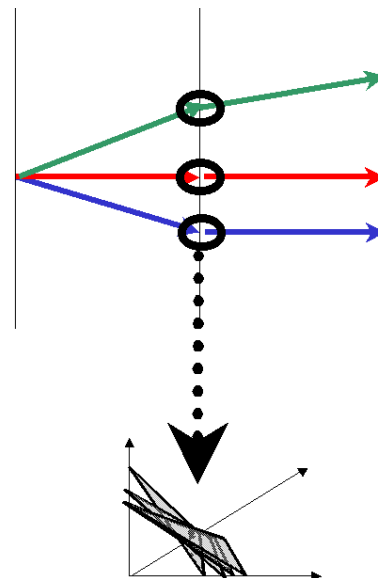


Observando o problema como um todo, adotando Árvore Completa, é calculada uma Função de Custo Futuro para cada hipótese de afluências da Etapa anterior.

Adotando a Árvore Incompleta, utilizada no NEWAVE, sabe-se que as hipóteses não se ramificam a cada etapa.

O processo iterativo, neste caso, fornece como resultado uma ÚNICA Função de Custo Futuro em cada Etapa.

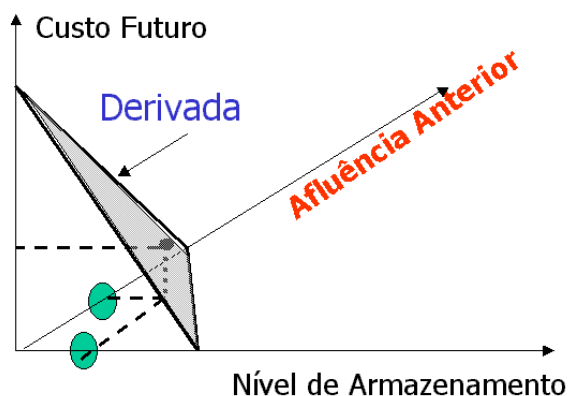
Isso só se tornou possível com a consideração de um outro conceito de Estado para o modelo NEWAVE.



Enquanto ao adotar-se a Árvore Completa o Estado corresponde apenas ao Nível de Armazenamento, ao adotar-se a Árvore Incompleta o estado leva em consideração também a AFLUÊNCIA ANTERIOR. Assim, o estado é uma combinação do Nível de Armazenamento e da Afluência Anterior.

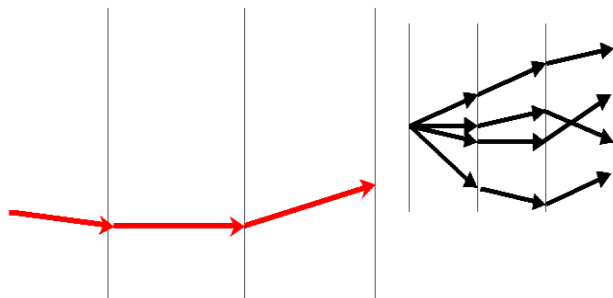
Esta consideração faz sentido. Afinal, se as afluições são autorregressivas (afluência futura depende da afluição anterior), certamente o futuro, e portanto o Custo Futuro, é afetado pela afluição anterior.

Adotando-se a Árvore Incompleta, a exemplo dos casos anteriores, para cada estado é calculado o Custo Futuro e sua Derivada.



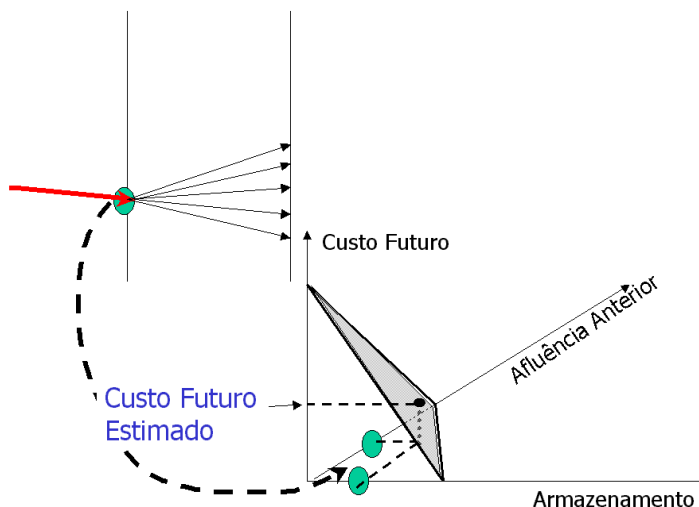
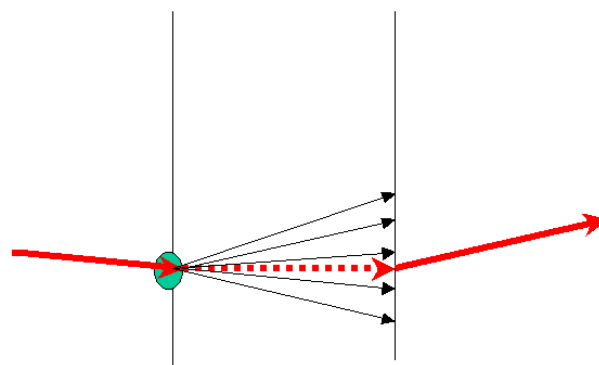
Novidade é a Derivada, que neste caso não é uma reta, mas sim um plano, pois o Custo Futuro varia em função do Nível de Armazenamento e da Afluência Anterior.

Quando se adota a Árvore Completa, cada hipótese se ramifica em várias hipóteses a cada Etapa, podendo-se obter sempre o Custo Futuro como uma média do custo fornecido por cada uma das hipóteses subsequentes, como mostrado em 2.8.



No NEWAVE, entretanto, não há esta ramificação, e o cálculo do Custo Futuro neste caso teria pouco significado, pois não contemplaria a variabilidade do regime hidrológico.

De forma a superar esta deficiência, na otimização "backward", para que seja calculado o Custo Futuro em um Estado, são sorteadas algumas hipóteses adicionais de afluências partindo do Estado, e é temporariamente desconsiderada a hipótese de afluência que foi utilizada na otimização "forward". Estas hipóteses sorteadas são denominadas "ABERTURAS".

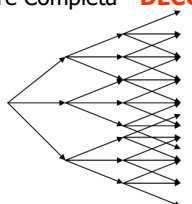
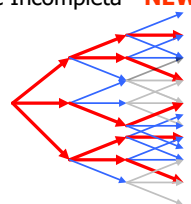


O Custo Futuro e sua Derivada são então calculados como sendo a média dos custos e derivadas fornecidos por cada uma das aberturas.

É importante ter o entendimento de que, por estar representada a Afluência Anterior, todos os Estados de uma mesma Etapa, qualquer que seja a hipótese de afluência da Etapa anterior, têm seus Custos Futuros e Derivadas representados em uma **única** Função de Custo Futuro.

## 2.11. Características específicas das Árvores Completa e Incompleta

O quadro abaixo mostra as principais vantagens e desvantagens de cada enfoque.

	Árvore Completa - <b>DECOMP</b>	Árvore Incompleta - <b>NEWAVE</b>
<b>VANTAGENS</b>	 <ul style="list-style-type: none"> <li>• Permite considerar qualquer conjunto de cenários, independente do modelo estocástico</li> </ul>	 <ul style="list-style-type: none"> <li>• Sua dimensão se mantém inalterada com o número de etapas, que pode ser grande</li> </ul>
<b>DESVANTAGENS</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Dimensão cresce exponencialmente com número de etapas</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Exige que os cenários se originem de um modelo estocástico auto-regressivo</li> </ul>

Percebe-se que as características dos enfoques são aderentes aos modelos que as utilizam.

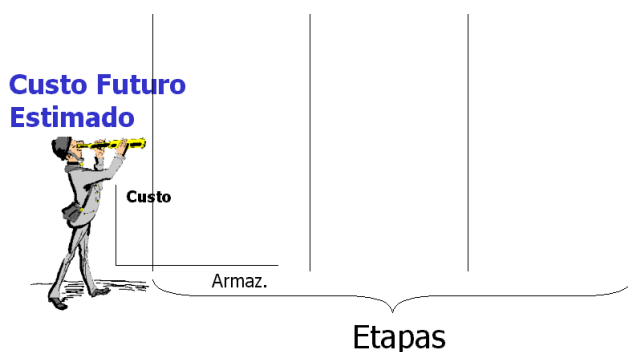
O DECOMP, que tem um horizonte de curto prazo, pode utilizar a Árvore Completa e assim trabalhar com quaisquer hipóteses de afluência, mesmo que não sejam oriundas de um modelo autorregressivo.

O NEWAVE, por trabalhar com um horizonte de médio prazo, é obrigado a utilizar a Árvore Incompleta, caso contrário teria uma explosão do número de Estados se adotasse a Árvore Completa.

## 2.12. Critério de convergência (ou de "parada") para o processo iterativo de cálculo da Função de Custo Futuro

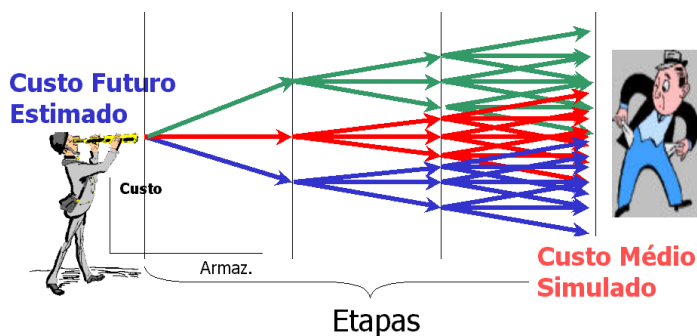
No item 2.9, mencionou-se o processo iterativo para cálculo da Função de Custo Futuro, formado por sequências de simulações "forward" (que definem os Estados) e "backward" (que calculam o Custo Futuro e sua Derivada em cada Estado).

Qual seria o critério de parada deste processo iterativo?



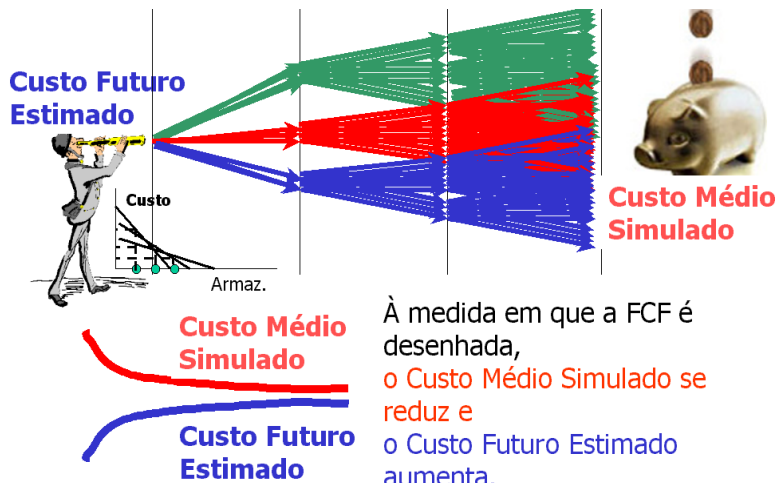
Pode-se, para isso, acompanhar sua evolução, comparando o Custo Estimado Futuro a partir do início do horizonte com o Custo Médio Simulado ao final do horizonte.

Antes de se iniciar a primeira otimização "forward", o Custo Futuro Estimado é nulo, pois não se tem informação alguma do futuro.



A primeira otimização "forward" é um desastre. Sem nenhuma informação, as decisões são ruins, e a operação acaba ficando muito cara. O Custo Médio Simulado, portanto, é muito alto.

À medida que são feitas as várias iterações, o Custo Futuro Estimado, que se baseia em uma Função de Custo Futuro cada vez mais "bem desenhada", cresce.



O Custo Médio Simulado, por sua vez, fruto de decisões cada vez melhores, diminui a cada iteração.

À medida em que a FCF é desenhada, o Custo Médio Simulado se reduz e o Custo Futuro Estimado aumenta.

O critério de convergência (de parada) do processo iterativo é diferente, dependendo do enfoque utilizado.

No modelo DECOMP, com a Árvore Completa, na qual **as mesmas** afluências são utilizadas nas simulações "forward" e "backward", é esperado um Custo Futuro Estimado igual ao Custo Médio Simulado.



Para o DECOMP, portanto, a convergência é atingida pela **distância aceitável entre os custos Médio e Futuro**, fixada por uma TOLERÂNCIA, que é normalmente um número próximo de zero.



No NEWAVE, a convergência é verificada por um critério de parada que avalia a estabilidade do Custo Futuro Estimado.

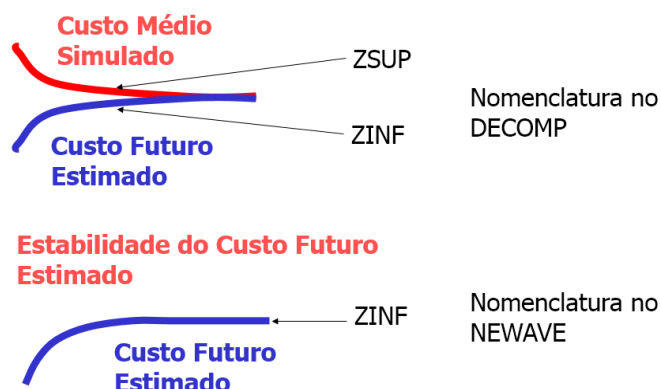
No modelo NEWAVE, que adota a Árvore Incompleta, como foi visto, o Custo Futuro é calculado com cenários de afluências **diferentes** dos utilizados na otimização "forward". Assim, a convergência é verificada por um critério de parada que avalia a estabilidade do Custo Futuro Estimado.

O quadro a seguir mostra a nomenclatura encontrada nos modelos DECOMP e NEWAVE.

De acordo com esta nomenclatura, são feitas as seguintes associações:

Custo Médio Simulado → ZSUP

Custo Futuro Estimado → ZINF



No modelo DECOMP, que utiliza a Árvore Completa, a tolerância para a igualdade entre o Custo Médio Simulado e o Custo Futuro Estimado é um número muito pequeno, por exemplo 0,001% do Custo Médio Simulado.

No modelo NEWAVE, que utiliza a Árvore Incompleta, o critério adotado consiste em obter três valores consecutivos de variação relativa do ZINF menor que uma tolerância de 0,2% (delta\_ZINF).

Um exemplo de convergência para o NEWAVE (relatório CONVERG.TMP) é mostrada na tabela a seguir. As colunas "LINF", "ZSUP" e "LSUP" passaram a não ser consideradas no processo de convergência a partir da versão 18 do modelo NEWAVE.

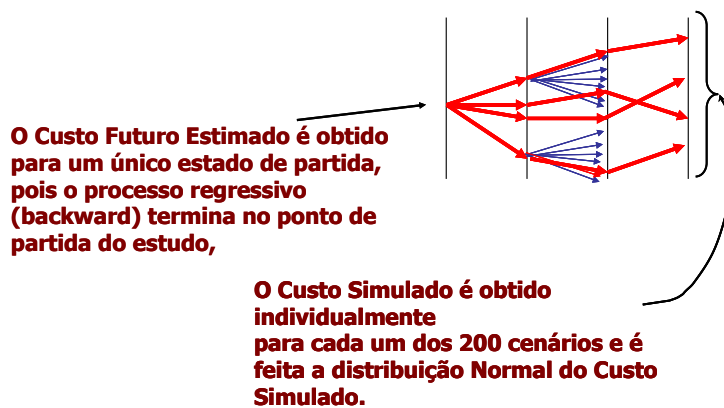
Iter.	LINF	ZINF	LSUP	ZSUP	$\Delta\_ZINF$		
					t-1	t-2	t-3
1	43262	26409	57365	50911	-	-	-
2	36622	30805	49718	43772	16,64	-	-
3	34820	31490	45325	40617	2,23	16,64	-
4	33321	32151	43770	39087	2,10	2,23	16,64
5	33683	32774	43244	38944	1,94	2,10	2,23
6	32731	32993	42384	38025	0,67	1,94	2,10
7	32731	33937	42384	38025	2,86	0,67	1,94
8	32493	34032	41655	37519	0,28	2,86	0,67
9	32493	34955	41655	37519	2,71	0,28	2,86
10	32493	34968	41655	37519	0,04	2,71	0,28
11	32493	35691	41655	37519	2,07	0,04	2,71
12	32267	35709	41251	37136	0,05	2,07	0,04
13	32267	36115	41251	37136	1,14	0,05	2,07
14	31962	36118	40929	36871	0,01	1,14	0,05
15	31962	36260	40929	36871	0,40	0,01	1,14
16	31883	36304	40627	36668	0,12	0,40	0,01
17	31883	36446	40627	36668	0,39	0,12	0,40
18	31883	36457	40627	36668	0,03	0,39	0,12
19	31883	36536	40627	36668	0,22	0,03	0,39
20	31883	36543	40627	36668	0,02	0,22	0,03
21	31883	36615	40627	36668	0,20	0,02	0,22
22	31771	36620	40444	36523	0,01	0,20	0,02



Um exemplo de convergência para o DECOMP é mostrado na tabela a seguir:

Iter	Zinf (1.0E+03 \$)	Zsup (1.0E+03 \$)	GAP (%)	TEMPO
1	121843.6	15937984.9	12980.693	00:00:16
2	15353530.1	15392291.8	0.252	00:00:32
3	15354127.9	15354741.4	0.004	00:00:51
4	15354153.4	15354514.1	0.002	00:01:13
5	15354230.8	15354341.6	0.001	00:01:32

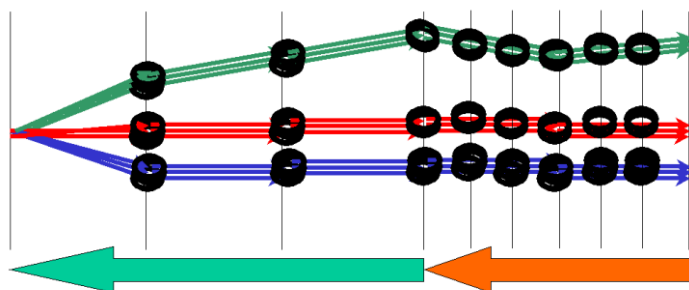
Enquanto é possível fazer a distribuição estatística do Custo Simulado, o mesmo não é trivial para o Custo Futuro Estimado, que, apesar de ter incerteza associada às aberturas utilizadas para seu cálculo, é representado por um só valor no processo de convergência.



Cabe ressaltar que, no uso do modelo NEWAVE, são utilizados 200 cenários para formação das trajetórias e são utilizadas 20 aberturas para o cálculo do Custo Futuro em cada estado.

### 2.13. Horizonte de estudo do modelo NEWAVE e sua condição de contorno

O NEWAVE tem um problema parecido com o do DECOMP:



Quais são os Custos Futuros nos Estados ao final do seu horizonte de cinco anos?

Como não há outro resultado futuro a ser acoplado ao NEWAVE, isso é resolvido com a adição de mais alguns anos de simulação ao próprio estudo com o NEWAVE. Este período adicional tem a mesma configuração e as mesmas condições da Etapa final do horizonte de estudo de cinco anos.

## 2.14. Restrições Hidráulicas e Elétricas

Minimizar CI + CF

**Atendimento da Carga**

**Balço Hídrico**

**Função de Custo Futuro**

**Restrições de Uso Múltiplo das Águas**

**Restrições Elétricas**

Na formulação do problema, podem e devem ser representadas todas as restrições elétricas e hidráulicas que possam impactar as decisões operativas. Pela formulação do problema, é natural que estas restrições sejam adicionadas através de novas inequações.

São exemplos de restrições que podem ser adicionadas:

### a) Restrições Hidráulicas

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 Consuntivo (irrigação, abastecimento de água):

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

### b) Restrições Elétricas

Fluxo máximo entre subsistemas:

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

Geração por usina:

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

Geração para um conjunto de usinas:

$\text{Ger. Min. Para um conjunto de usinas} \leq \text{Geração de um conjunto de usinas} \leq \text{Ger. Max. para um conjunto de usinas}$

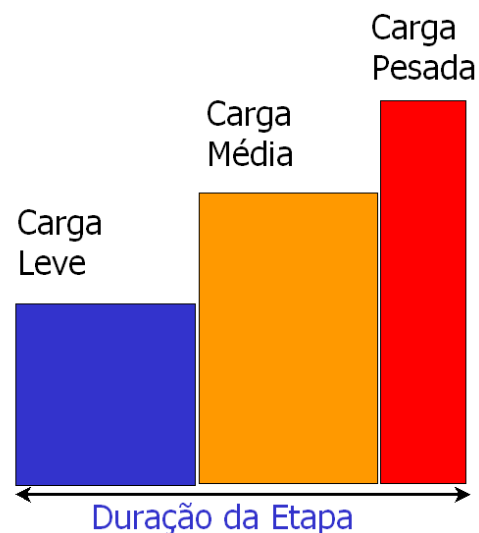
## 2.15. Representação da Carga

Na análise do atendimento ao consumo duas principais componentes são analisadas:

- A carga pode não ser atendida por não haver água nos reservatórios; ou
- A carga de uma determinada hora de alto consumo pode não ser atendida por não haver potência disponível nos conjuntos turbina-gerador das usinas.

De forma a representar esta segunda possibilidade, a carga é representada em três patamares, englobando as horas de carga leve, de carga média e de carga pesada (usualmente os horários de carga pesada ocorrem ao anoitecer, quando o consumo residencial já está alto, ao mesmo tempo em que os setores industrial, comercial e de serviços estão finalizando suas atividades diárias).

Estes blocos de carga, agrupados, cobrem a duração de cada etapa, tendo cada bloco (Carga Leve, Média e Pesada) a duração proporcional à soma das horas em que cada carga é considerada.



## 2.16. Representação do Custo de Déficit

Como visto em 2.1, o Custo Total compreende o Custo de Geração Térmica e o Custo de não Atendimento da carga. A representação deste último, chamado "Custo de Déficit", é um dos pontos cruciais da modelagem do problema de planejamento energético.

Atualmente, por determinação da ANEEL, através da Resolução Homologatória nº 795/17, a função custo de déficit está assim estabelecida:

- Cortes da carga custam 4.596,31 R\$/MWh

## 2.17. Representação da Taxa de Desconto

Entre gerar a mesma quantidade de energia em uma usina termoeletrica hoje ou daqui a cinco anos, considerando que o custo do combustível não se altere, qual seria a melhor decisão?

Certamente, o dinheiro com que se compraria o combustível hoje poderia ser aplicado, rendendo juros durante cinco anos, e o combustível que fosse comprado daqui a cinco anos consumiria apenas uma parte do dinheiro aplicado.

Isso leva à necessidade de atualizar todos os custos para o valor presente, de forma a tomar decisões enxergando custos comparáveis.

O mesmo se aplica à Função de Custo Futuro, que a cada mês é depreciada a uma taxa que representa exatamente a rentabilidade real à aplicação do dinheiro. Esta taxa é denominada Taxa de Desconto.

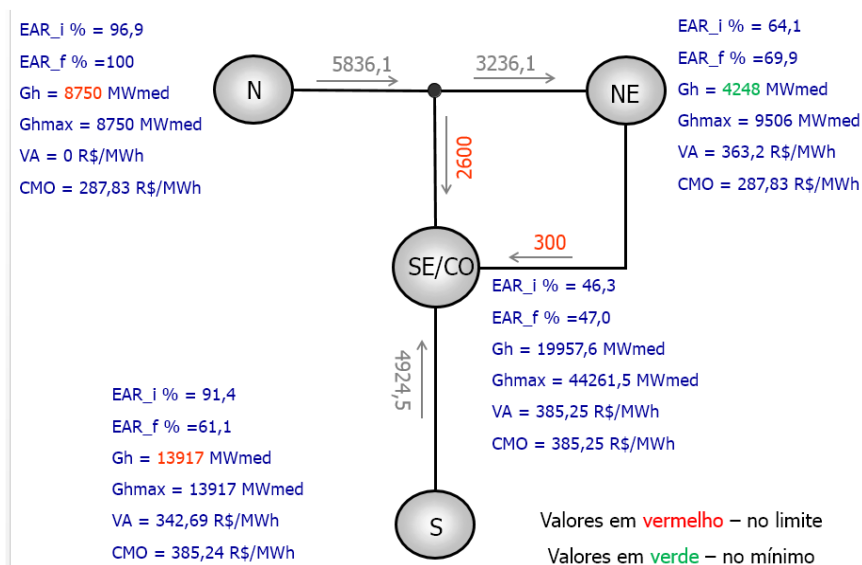
Atualmente a Taxa de Desconto, por determinação da ANEEL, está em 12% ao ano.

## 2.18. O Custo Marginal de Operação

Um resultado dos modelos utilizados para o planejamento da operação no ONS é seu Custo Marginal de Operação. Este valor é a resposta à seguinte pergunta: “após atendido todo o consumo, qual é o custo adicional que seria causado pelo atendimento de um incremento de carga, em cada região”. O recurso a ser utilizado é que define o Custo Marginal de Operação:

Recurso	Custo
Água armazenada	Valor da água
Geração térmica	Custo de Geração Térmica
Vertimento turbinável	ZERO
Recebimento	CMO do outro
Corte de carga	Custo do déficit

É fato que, pela geração no Brasil ser predominantemente hidroelétrica, na maior parte das vezes o Custo Marginal de Operação acaba sendo o próprio Valor da Água.



Na figura ao lado, é mostrado um exemplo da operação realizada pelo modelo NEWAVE em um determinado cenário.

Vale notar que, nesta situação, o CMO do Nordeste é o CVU da térmica que está sendo despachada, e não o Valor da Água.

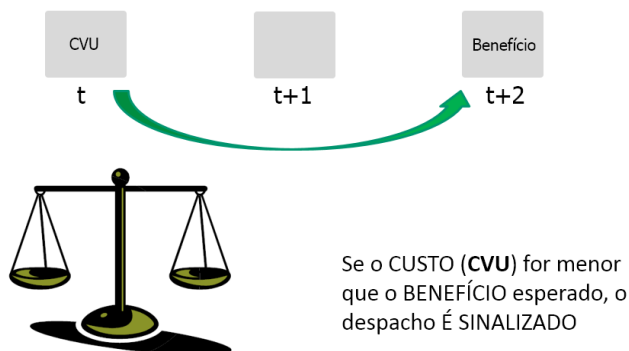
Isso ocorre porque o Nordeste está com geração mínima condicionada a uma restrição hidráulica.

## 2.19. Despacho antecipado de usinas térmicas

O despacho das usinas GNL, de acordo com o regime de contratação, deve ser conhecido alguns meses antes de sua efetiva realização, por dois motivos: a impossibilidade de armazenamento do combustível junto às usinas e o tempo necessário para transportar o GNL desde suas fontes até os pontos onde se localizam as usinas.

Atualmente, enquadram-se nesta condição as UTEs Santa Cruz e Luiz Oscar Rodrigues Melo (Linhares).

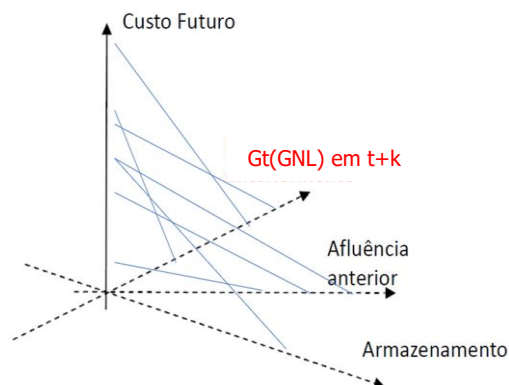
Conceito básico: Custo x Benefício



Este benefício é dado por um eixo adicional na Função de Custo Futuro no mês  $t$ , que relaciona a geração térmica  $k$  meses à frente com o custo futuro.

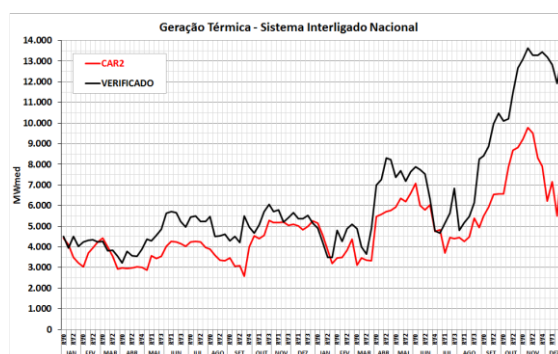
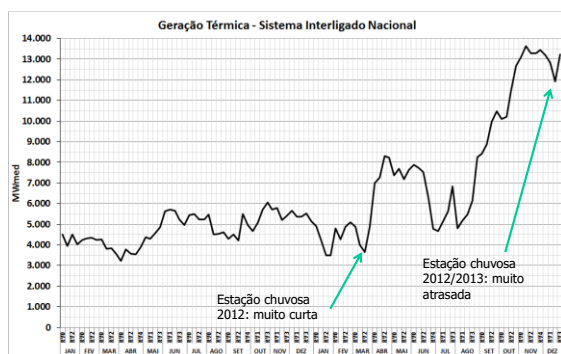
A derivada do Custo Futuro em relação ao Despacho GNL sinalizado anteriormente é o Benefício da sinalização deste despacho.

Para determinar o despacho de uma usina nesta condição  $k$  meses à frente, o critério adotado consiste em comparar seu CVU com o benefício esperado desta geração  $k$  meses à frente.

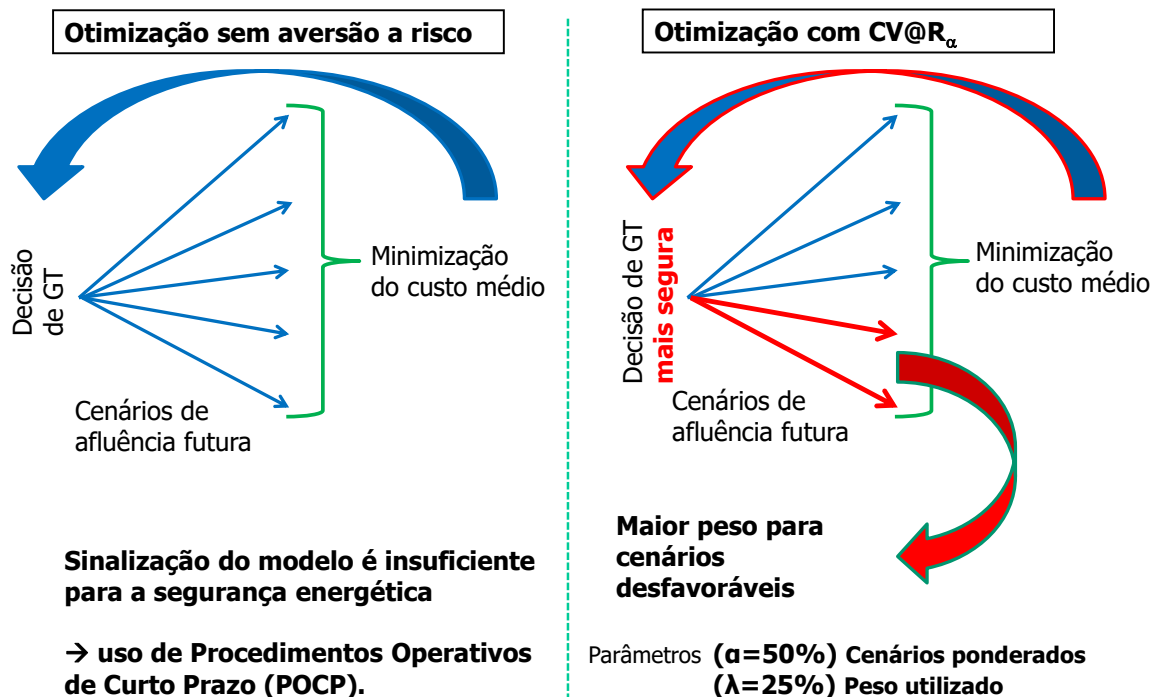


## 2.20. Valor condicionado a um dado risco (CV@R)

Estações chuvosas desfavoráveis entre 2011 e 2013 exigiram um despacho de geração térmica bem acima da indicada pelos modelos NEWAVE e DECOMP. Este fato levou o Conselho Nacional de Política Energética a determinar o desenvolvimento de uma nova metodologia para internalização de mecanismos de aversão a risco nos modelos de estudos energéticos e formação de preços (Resolução CNPE 03/2013).



A busca por outros mecanismos de aversão a risco já vinha sendo conduzida, desde 2009, pelo ONS por meio de um Acordo de Cooperação Técnica entre o Operador e a Universidade GeorgiaTech (EUA) e teve como principal resultado a aplicação do mecanismo CV@R no processo de planejamento da operação energética. A disponibilidade de estudos demonstrando a viabilidade desta metodologia muito contribuiu para a sua imediata implantação.



O CV@R é uma metodologia em que o custo de operação médio das diversas possibilidades de afluência (cenários) utilizadas para a decisão de despacho hidrotérmico é calculado considerando uma ponderação na qual os cenários de custo mais elevados recebem maior peso.

Assim, de forma a se precaver contra esses cenários, o processo de otimização define um maior despacho térmico, proporcionando maior segurança energética.

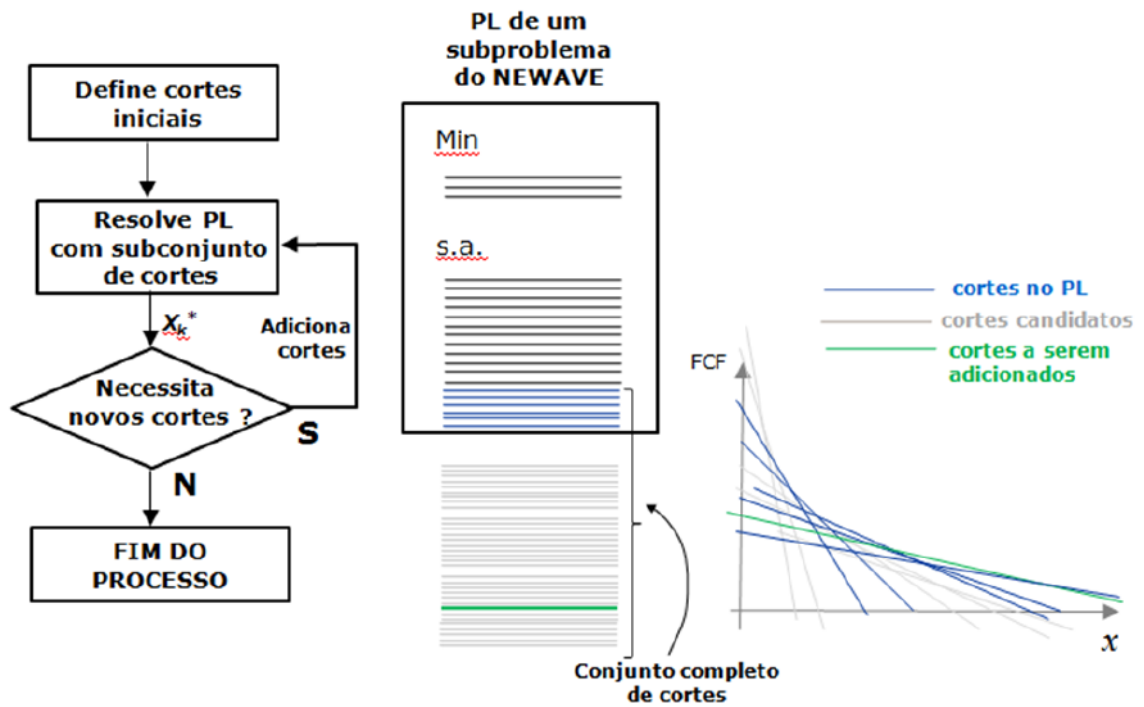
## 2.21. Seleção de cortes

A seleção de cortes tem como objetivo reduzir o tempo computacional, utilizando um conjunto de cortes selecionado iterativamente ao invés de todos os cortes gerados até a iteração corrente.

São definidos, pelo usuário, os parâmetros:

- Iteração inicial aplicação da seleção de cortes;
- Tamanho da janela de cortes ativos;
- Considera cortes da própria iteração;
- Quantidade de cortes a serem adicionados por iteração.

Com os parâmetros definidos, a seleção de cortes é realizada resolvendo o PL com um subconjunto de cortes e verificando se há necessidade de novos cortes, caso haja, os cortes são adicionados e o PL é resolvido novamente até que não haja necessidade de adicionar novos cortes, conforme figura abaixo.





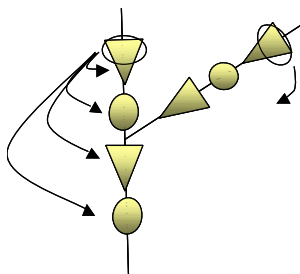
## Capítulo 3

### Características Específicas do NEWAVE

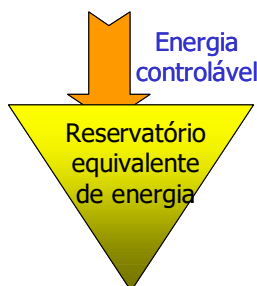
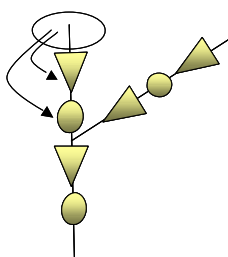
#### 3.1. Simplificando o problema para o médio prazo – o Sistema Equivalente

Nos estudos de médio prazo, para um horizonte de cinco anos, torna-se conveniente tratar o sistema de forma simplificada, já que estes estudos tem como principal objetivo obter índices plurianuais de atendimento ao consumo, que são considerados, por exemplo, para alertar ou tranquilizar o país e assim alterar o ritmo de obras de expansão da geração ou da transmissão.

A simplificação adotada para o modelo NEWAVE é a agregação de todos os reservatórios de cada região em um único Reservatório Equivalente de energia.

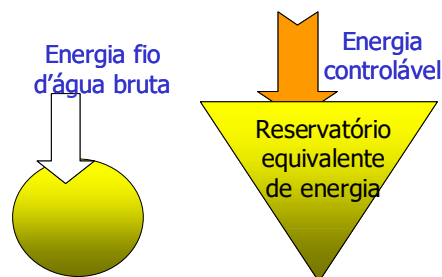
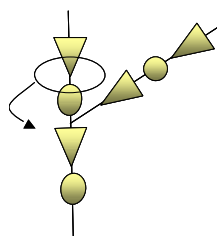


A Energia Armazenada (EAR) é a energia que pode ser gerada no sistema, com o deplecionamento dos reservatórios do sistema operando em paralelo, desconsiderando afluências adicionais.



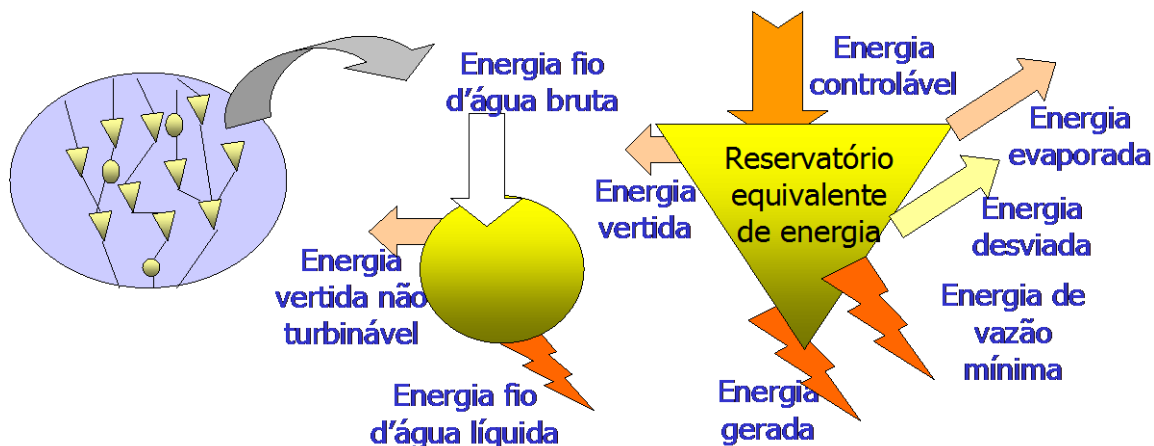
A vazão que aflui aos reservatórios de todas as usinas de uma mesma região é transformada em Energia Afluente Controlável, já que a decisão de estocar ou utilizar esta água está sob o controle do operador.

Há usinas, entretanto, que não possuem reservatório capaz de regularizar a vazão por um período mensal. A soma das vazões que chegam a estas usinas é transformada em energia e chamada de Energia fio D'água Bruta.



A vazão que chega a estas usinas não pode ser estocada: é gerada ou vertida. A Energia Fio D'água "Líquida" representa a máxima quantidade de Energia Fio D'água que pode ser turbinada. O restante é denominado Energia Vertida Não Turbinável.

A soma da Energia Fio D'água Bruta com a Energia Controlável de uma região é denominada Energia Natural Afluente (ENA).



Além da Energia Afluente, são também transformadas em energia a Vazão Mínima (restrição hidráulica), o Desvio de Água e a Evaporação.

Finalmente, cabe ao operador decidir a energia a ser gerada adicionalmente pelo uso do estoque de água nos reservatórios.

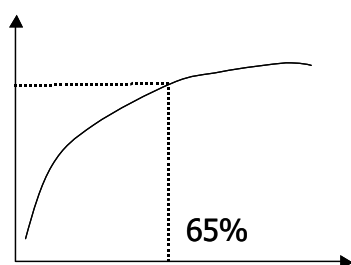
É contabilizada à parte a Energia de “Pequenas Usinas”, que não são simuladas e diretamente abatidas da carga.

As novas usinas que estejam em processo de motorização têm também um tratamento à parte: o total de energia que estas usinas podem gerar é convertido em Energia de Usinas Submotorizadas e abatido diretamente da carga.

### 3.2. A consideração da Variação da Altura de Queda no Sistema Equivalente

A energia que pode ser gerada por uma certa quantidade de água estocada corresponde à transformação de sua energia potencial em energia cinética. O valor desta energia potencial depende da altura em que a água se encontra. Não é correto, portanto, tratar da mesma forma a transformação de água em energia para todos os níveis de armazenamento.

Para converter a vazão em energia, entretanto, não se sabe em que nível de armazenamento esta água chegará ao reservatório. Assim, a conversão de vazão em Energia Controlável é baseada em uma altura de referência, que corresponde a 65% do volume útil do reservatório.



Energia Arm.

Para que esta Energia Controlável possa ser corrigida quando se conhecer o nível do reservatório, ou seja, a Energia Armazenada, a conversão é feita também para dois níveis de armazenamento: 0% e 100% de estoque. Com três pontos calculados, então, estes valores são usados para a construção de uma parábola.

O mesmo processo (cálculo de uma parábola) é feito para a energia de evaporação, Energia de Vazão Mínima e para a retirada e adição de água para seus outros usos

(consumo industrial, residencial, irrigação etc), pois a restrição hidráulica é estabelecida em  $m^3/s$ , e este valor representa mais energia quando o reservatório estiver em um nível alto de armazenamento e pouca energia em níveis baixos de armazenamento.

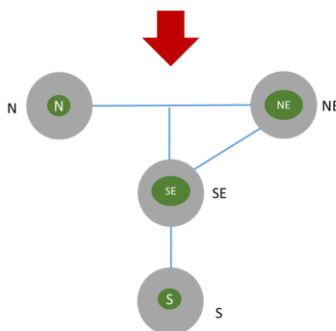
Finalmente, faz-se o mesmo para a Energia Evaporada, que varia com a área do espelho d'água do reservatório. Esta área é tão maior quanto mais alto for o nível de armazenamento.

### 3.3. Reservatório equivalente de energia (REE)

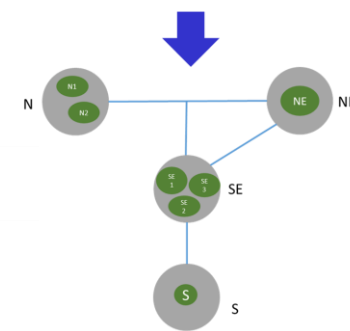
Até a versão 20 do programa NEWAVE, os sistemas equivalentes de energia eram considerados como subsistemas hidrotérmicos e subsistemas/submercados de forma indistinta no Sistema Interligado Nacional (SIN). Esta abordagem não permite diferenciar bacias hidrográficas com comportamentos hidrológicos distintos que pertenciam a um mesmo subsistema/submercado de energia elétrica.

Com o objetivo de obter uma melhor representação do sistema de geração de energia elétrica brasileiro, foi proposta uma extensão da abordagem tradicional onde se mantém a representação atual dos subsistemas/submercados do SIN, porém permitindo que o mesmo mercado de energia possa contemplar diversas bacias hidrográficas com comportamentos hidrológicos próprios.

Representação 4 SS/SM x 4 REEs



Representação 4 SS/SM x n REEs

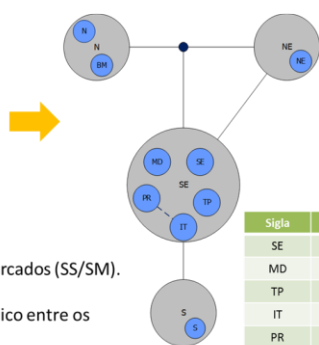


Topologia dos reservatórios equivalentes de energia

● Representa os REEs

● Representa os subsistemas/submercados (SS/SM).

---- Representa o acoplamento hidráulico entre os REEs Paraná e Itaipu.



Sigla	REE	SS/SM
SE	Sudeste	SE/CO
MD	Madeira	SE/CO
TP	T.Pires	SE/CO
IT	Itaipu	SE/CO
PR	Parana	SE/CO
S	Sul	S
NE	Nordeste	NE
N	Norte	N
BM	Belo Monte	N

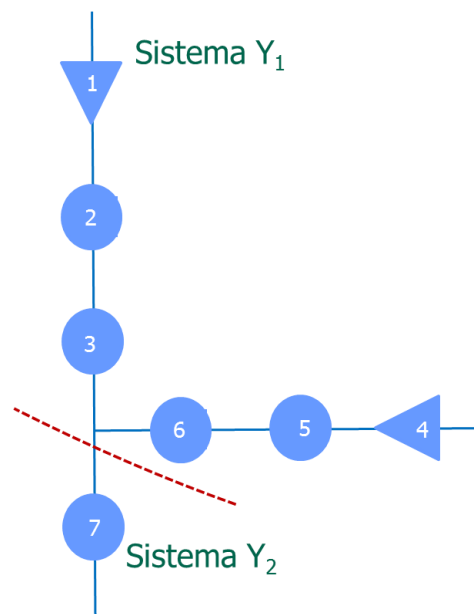
O Despacho SRG/ANEEL nº 3276 de 22/09/2015 aprovou o uso da topologia de reservatórios equivalentes de energia (REE), constituído de 9 REEs, no âmbito do planejamento e programação da operação do SIN e do cálculo de PLD, a partir de janeiro de 2016.

Nessa representação, haverá uma equação de atendimento à demanda por subsistema/submercado e uma equação de balanço hídrico para cada REE.

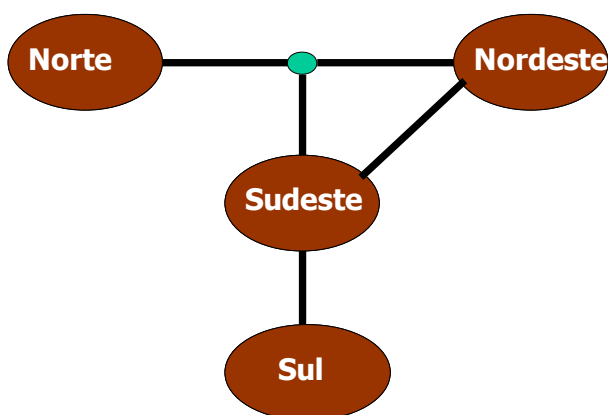
### 3.4. Acoplamento hidráulico entre REEs

No modelo equivalente de energia, foi incorporado a possibilidade de representar REEs que possuam usinas em uma mesma cascata. Essa representação é denominada de acoplamento hidráulico entre REEs.

Na figura ao lado, estão representados dois reservatórios equivalentes de energia, denominados de sistema  $Y_1$  e sistema  $Y_2$ , que possuem vínculo hidráulico. No reservatório equivalente de energia, parte da energia ao ser desestocada pelo sistema  $Y_1$  será gerada no próprio sistema  $Y_1$  enquanto que a outra parte dessa energia será energia afluente do sistema  $Y_2$ . Em consequência, adoção do acoplamento hidráulico gera uma dependência entre as operações dos sistemas  $Y_1$  e  $Y_2$ . A linha tracejada representa a fronteira que separa os dois REEs.



### 3.5. Os subsistemas representados



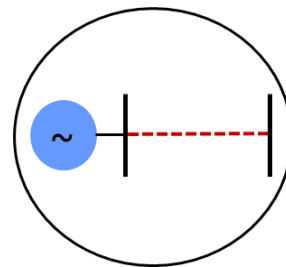
Nos estudos de planejamento da operação e de cálculo do PLD, os subsistemas considerados nos modelos NEWAVE e DECOMP correspondem às regiões brasileiras, sendo que o Centro-Oeste e o Sudeste são representados em um único subsistema.

Os principais troncos de transmissão entre estes subsistemas são considerados.

### 3.6. Restrição elétrica

No planejamento da operação hidrotérmica, a configuração hidráulica do SIN é representada por meio de reservatórios equivalentes de energia (REE). As restrições elétricas internas aos REEs não são consideradas, apenas aqueles referentes aos troncos de transmissão entre subsistemas/submercados.

Contudo, em algumas ocasiões, se faz necessário levar em conta tais restrições, como por exemplo, a restrição de escoamento das usinas do rio Madeira, ocasionada pelo atraso no cronograma de expansão das linhas de transmissão da região em questão.



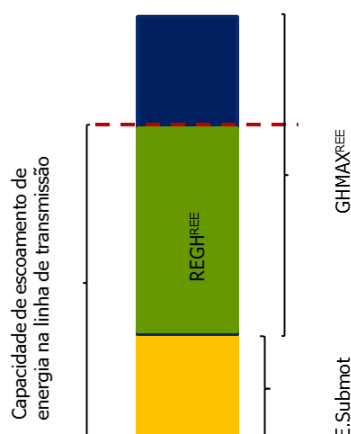
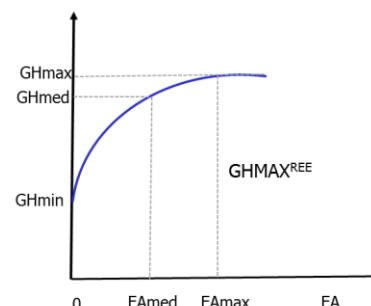
Em um REE podem existir usinas que são afetadas pelo atraso no cronograma de expansão da linha de transmissão e outras que não. Dessa forma, a capacidade máxima de geração hidráulica que considera as limitações das restrições elétricas do REE ( $CAPMAX^{REE}$ ) é dada por:

$$CAPMAX^{REE} = [GHMAX^{REE}(EAR^{REE})]_{SRE} + \min[REGH^{REE}, GHMAX^{REE}(EAR^{REE})]_{CRE}$$

A primeira parcela da expressão se refere a geração das usinas que não são afetadas pela restrição elétrica enquanto que, a segunda parcela, corresponde a geração das usinas que são afetadas pela restrição elétrica.

O termo  $REGH^{REE}$  da expressão representa o limite máximo disponível de escoamento de geração do REE no tronco de transmissão, após o abatimento da energia de submotorização.

O termo  $GHMAX^{REE}$  representa a geração máxima das usinas do REE sem a consideração da restrição elétrica, que é função da energia armazenada.



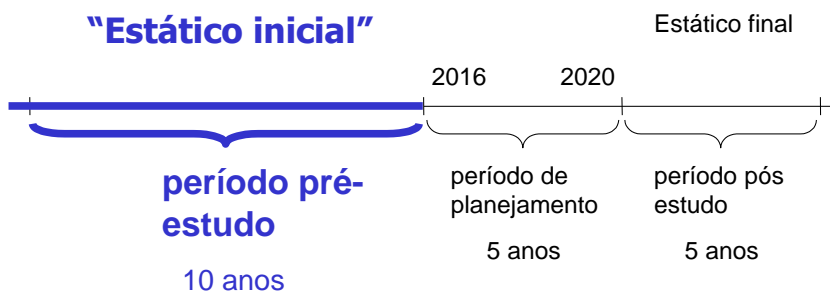
No gráfico ao lado, é ilustrado um exemplo de como é preenchido o carregamento de energia na linha de transmissão. Nesse exemplo, a primeira energia a ocupar a linha de transmissão é a de submotorização, que é prioritário, e está representada pela barra "amarela". A capacidade máxima de energia do REE que pode ser transmitida pela linha de transmissão está limitada pela linha tracejada, que está em "vermelho". A barra "verde" corresponde a folga da linha que será preenchida pela geração do REE. A energia que está acima da linha tracejada "vermelha" é considerada como energia vertida turbinável.

A restrição de capacidade máxima de escoamento de energia do REE para a ser:

$$gh^{REE} \leq CAPAMX^{REE}$$

### 3.7. Condições de contorno para estudos estruturais

A análise das condições de atendimento para o período de cinco anos pode ser feita confrontando o parque instalado e sua expansão com a carga prevista para o período. Para que esta análise seja feita de forma isenta, torna-se necessário isolar o efeito do Estado presente do sistema, ou seja, seu nível de armazenamento e sua afluência anterior.

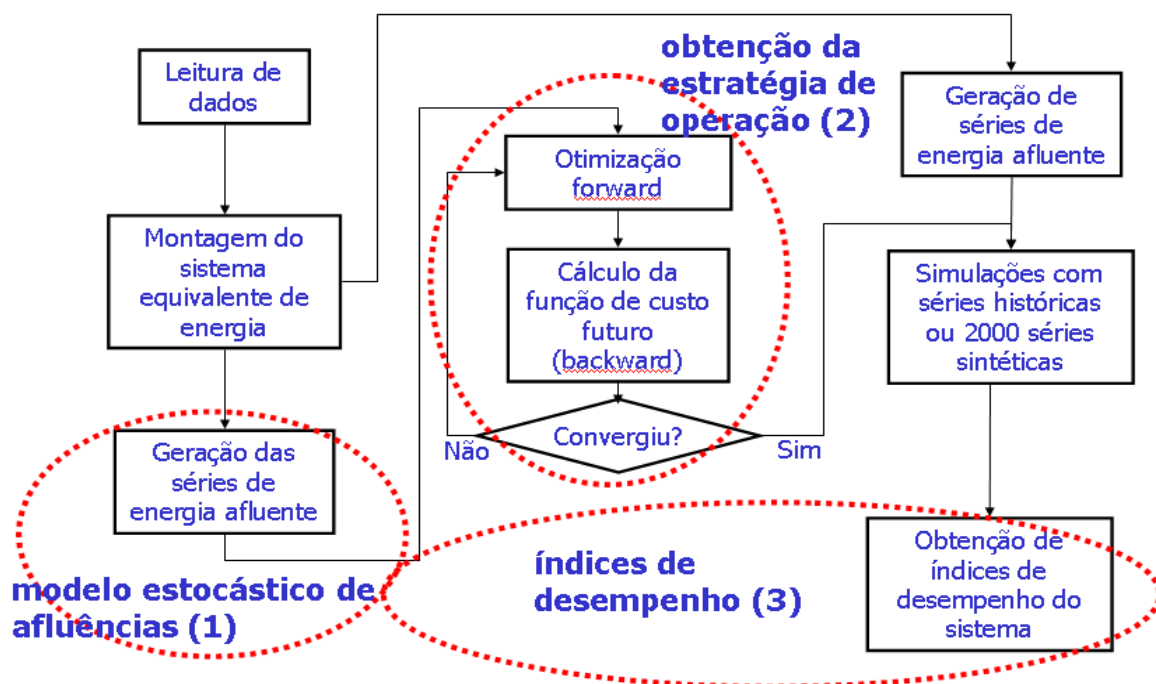


Este efeito é desconsiderado através da adição de um período de dez anos anterior ao horizonte de cinco anos do NEWAVE. Este foi o horizonte que se considerou suficiente para anular os efeitos das condições iniciais.

### 3.8. Fluxo de processos do modelo NEWAVE

Resumindo os processos descritos anteriormente, o NEWAVE inicia sua execução com o cálculo dos parâmetros e das Energias para montagem do Sistema Equivalente.

Em seguida são gerados os cenários que são utilizados na construção da estratégia: 200 sequências de cenários para a otimização *forward* e 20 aberturas para cada cenário em cada mês.



Após obtida a convergência na construção da Função de Custo Futuro, são obtidos os índices de desempenho, tanto na avaliação do atendimento supondo a repetição do histórico de afluências desde 1931, quanto na avaliação do atendimento para 2000 cenários gerados pelo mesmo processo que gera os 200 cenários.

### **3.9. Utilização da Função de Custo Futuro do NEWAVE**

Uma vez calculada, a Função de Custo Futuro do NEWAVE tem as seguintes formas de uso:

- análise da operação supondo a repetição do histórico conhecido.
- análise de caráter estatístico com 2000 séries de afluências de tamanho igual ao período de estudo
- acoplamento com o modelo DECOMP
- consulta pelo modelo SUISHI - simulador a usinas individualizadas, tomando as decisões de geração térmica e intercâmbio com base na FCF



## Capítulo 4

### Características Específicas do DECOMP

---

#### 4.1. Recursos do modelo DECOMP

O modelo DECOMP é utilizado no Programa Mensal da Operação do Sistema Interligado Nacional – PMO, que tem como objetivo principal estabelecer as metas e diretrizes energéticas de curto prazo da operação coordenada do Sistema Interligado Nacional – SIN, assegurando a otimização dos recursos de geração disponíveis.

Atualmente, em função dos processos de otimização do PMO e de suas revisões, o ONS fornece semanalmente para a CCEE a base de dados para o cálculo do Preço de Liquidação das Diferenças, processo executado pela CCEE com a utilização do modelo DECOMP.

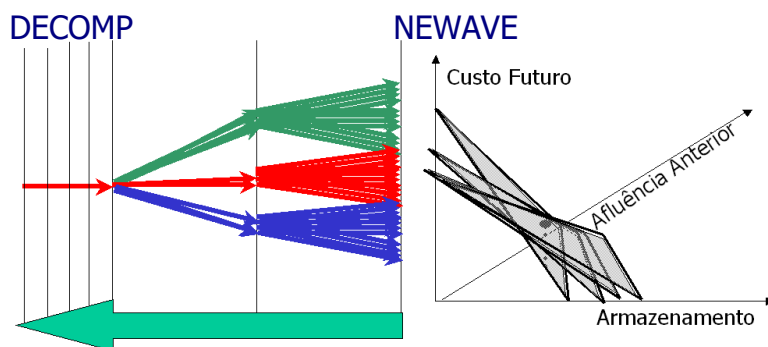
O modelo DECOMP possibilita a otimização energética a usinas individualizadas considerando um amplo conjunto de recursos, dos quais se destacam:

- Produtibilidade variável com altura da queda
- Representação do tempo de viagem da água
- Evaporação/Irrigação/Transposição de vazões
- Geração em pequenas bacias
- Contratos de Importação/Exportação de energia
- Representação da interligação em Ivaiporã
- Enchimento de volume morto
- Configuração dinâmica
- Volumes de espera para amortecimento de cheias
- Indisponibilidade das unidades geradoras
- Restrições hidráulicas para otimização da operação do Paraíba do Sul e Alto Tietê com decisão para bombeamento, limites min/max de defluência, afluência ou armazenamento em UHE ou grupo de UHEs
- Restrições elétricas: limites min/max de geração em UHE, UTE e conjuntos de aproveitamentos, incluindo fluxo nas interligações
- Integração com modelos NEWAVE e DESSEM.

#### 4.2. Horizonte de estudo do modelo DECOMP e acoplamento com o NEWAVE

Nos estudos normalmente realizados com o DECOMP, o primeiro mês é dividido em etapas semanais, e as afluências nestas semanas são consideradas conhecidas (o que equivaleria a uma perfeita previsão de vazões para este período).

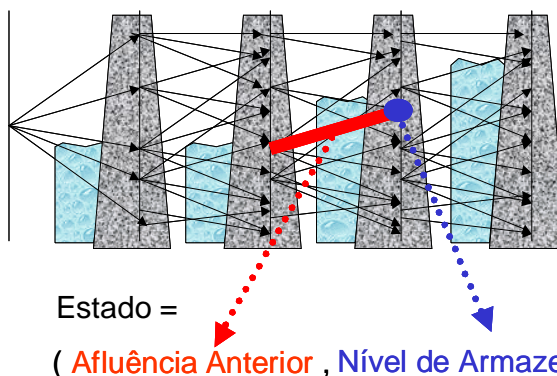
A partir do estado atingido ao final das primeiras semanas é que são abertas as diversas hipóteses na árvore de afluições.



O cálculo do Custo Futuro dos Estados ao final do horizonte do DECOMP, de curto prazo, provém da Função de Custo Futuro calculada pelo modelo NEWAVE, de médio prazo.

Isso é denominado “acoplamento” entre o DECOMP e o NEWAVE.

Este acoplamento é melhor entendido ao se recordar que a Função de Custo Futuro do NEWAVE é calculada para estados formados pelo nível de armazenamento e pela afluência anterior.



Além disso, uma diferença básica entre os modelos NEWAVE e DECOMP é que o NEWAVE vê os reservatórios de forma agregada, enquanto o DECOMP trata cada uma das usinas.

NEWAVE – sistema equivalente



Energia armazenada por REE

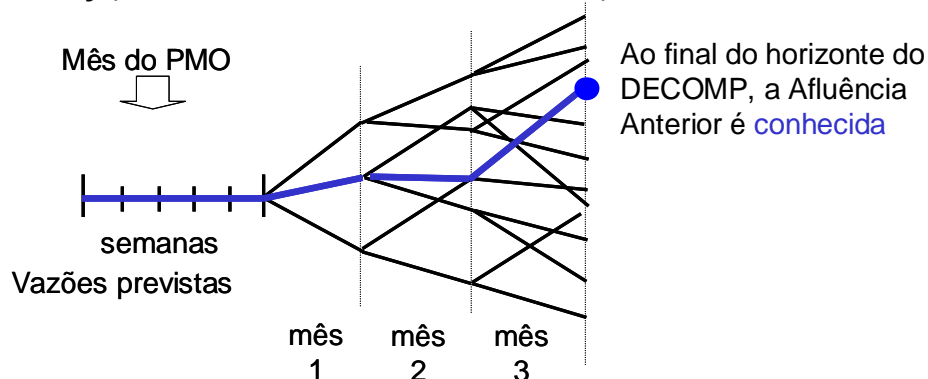
DECOMP – usinas individualizadas



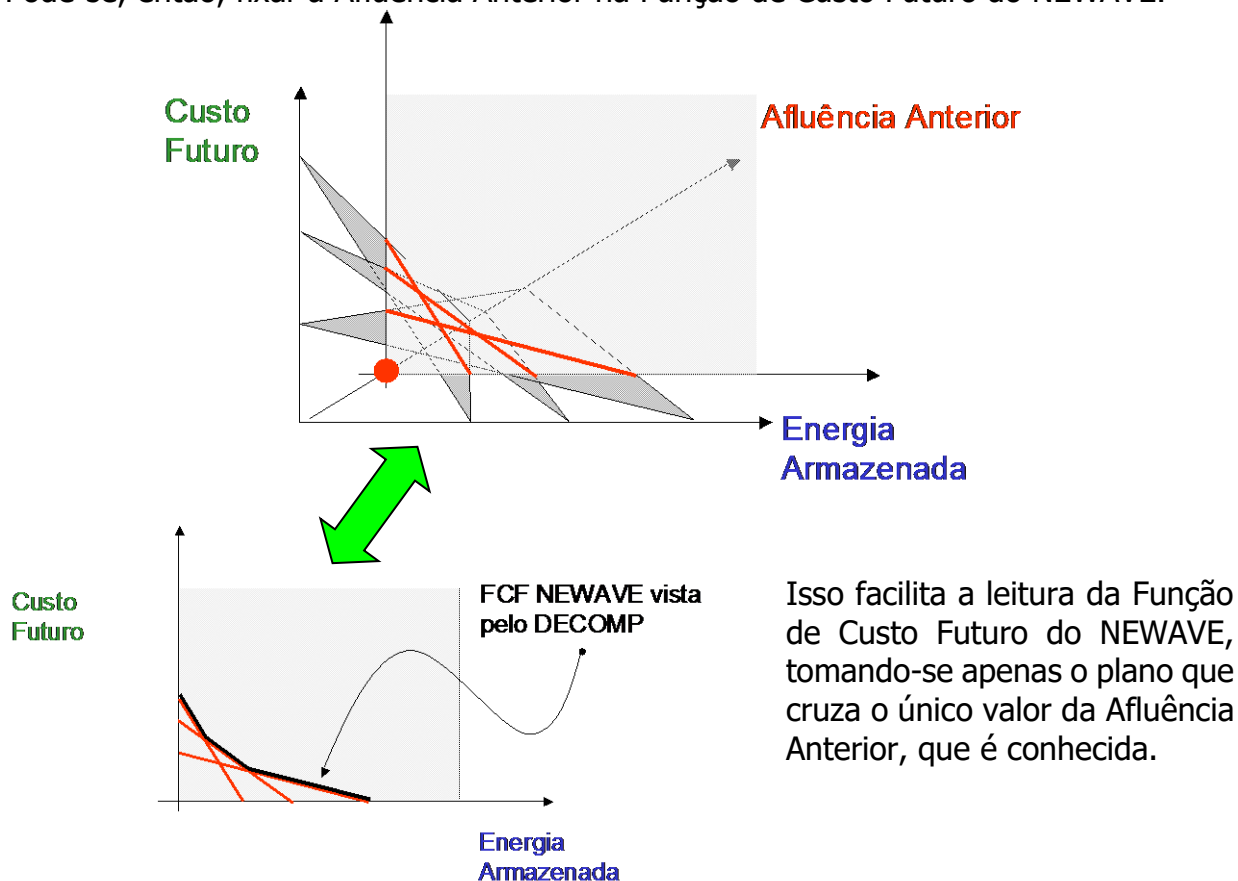
Volume armazenado por reservatório

Pode-se então enunciar novamente o problema: qual é a decisão que deve ser tomada pelo DECOMP no último mês de seu horizonte?

Acompanhando a trajetória da ÁRVORE do DECOMP para a qual se deseja saber a melhor decisão no último mês, sabe-se exatamente a afluência desta trajetória desde seu início. Ou seja, ao final do horizonte do DECOMP, a Afluência Anterior é conhecida.



Pode-se, então, fixar a Afluência Anterior na Função de Custo Futuro do NEWAVE.

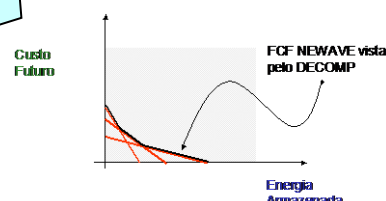
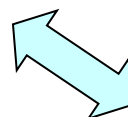


Assim, o DECOMP, que tem as informações dos volumes armazenados em cada reservatório, pode fazer a consulta à Função de Custo Futuro do NEWAVE pelo simples cálculo da energia representada pela total de água armazenada em todos os reservatórios. Este total é a Energia Armazenada, que compõe o Estado da FCF do NEWAVE.

$$\text{EARM} = \sum_{\text{reservatórios}} (\text{VOLUME} \times \sum \text{PRODUTIBILIDADE})$$

$$\begin{cases} \text{CF} \geq \text{CF}(B) + (\text{EARM} - B) \cdot \text{DER}(B) \\ \text{CF} \geq \text{CF}(A) + (\text{EARM} - A) \cdot \text{DER}(A) \\ \dots \end{cases}$$

Função de Custo  
Futuro do NEWAVE



#### 4.3. A Função de Produção

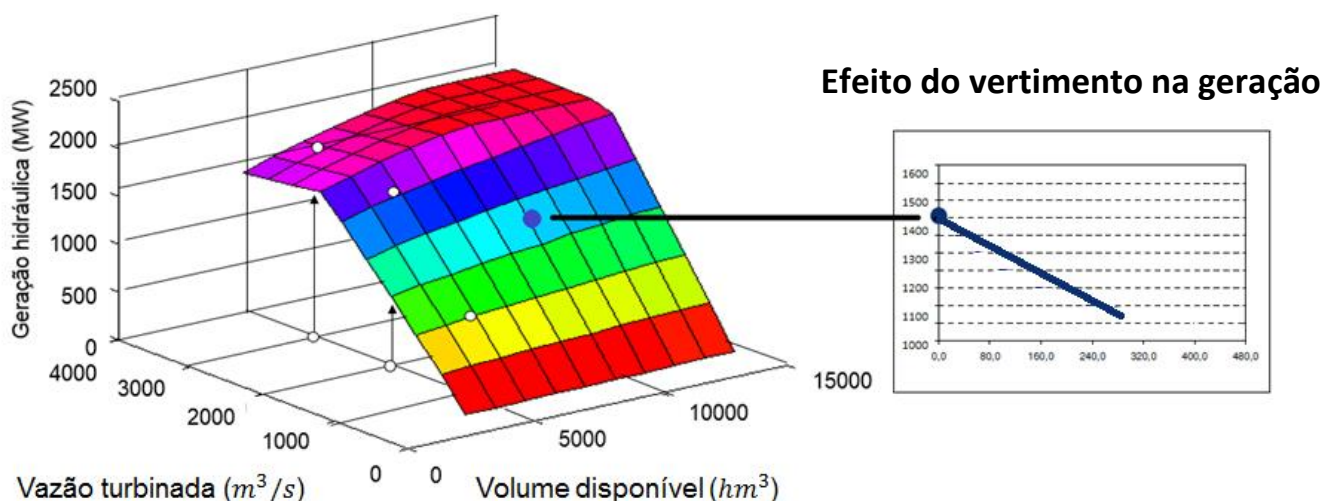
A produção de energia em uma usina hidroelétrica é uma função não linear, pois contém o produto de duas variáveis: a altura de queda (que é função da vazão vertida e da vazão turbinada, entre outros) e a própria vazão turbinada, e, portanto, não pode ser representada desta forma em um modelo de Programação Linear. Uma alternativa para os modelos lineares seria considerar constante a altura de queda ao longo de uma etapa, sendo esta igual ao seu valor ao início da etapa. Isso, entretanto, teria os seguintes inconvenientes: a altura de queda estaria mal representada, pois pode variar ao longo de uma etapa, e não seria sinalizado o impacto econômico desta variação. Por exemplo, uma maior altura de queda permite que a mesma energia seja gerada com um menor desestoque de água.

Foi então concebida pelo CEPEL, em 1997, através de um estudo realizado por Sérgio Henrique Cunha, Simone Prado e Joari Paulo da Costa, a função de produção implementada no modelo DECOMP, que representa, de forma linear por partes, a produção de energia como uma função aproximada do volume armazenado e da vazão defluente.

Nesta concepção, procurou-se representar o mais fielmente possível as equações físicas que regem o processo de conversão da energia potencial hidráulica em energia elétrica ao longo de um intervalo de tempo, onde o valor da energia elétrica produzida por uma usina hidrelétrica no período é representando como uma função de duas variáveis independentes entre si: o volume disponível médio no período (que fornece a estimativa da cota de montante) e o volume defluente total no período (que fornece a estimativa da cota de jusante pelo turbinamento e/ou vertimento). No caso particular de usinas à fio d'água, cuja cota de montante é constante no curto prazo, a função de produção se reduz a uma função univariada do volume defluente total.

Recentemente esta concepção foi aprimorada, o valor da energia elétrica produzida por uma usina hidrelétrica no período passou a ser representando como uma função de três variáveis independentes entre si: o volume disponível médio no período (que fornece a estimativa da cota de montante), a vazão turbinada e a vazão vertida no período (que fornece a estimativa da cota de jusante). No caso particular de usinas à fio d'água, cuja cota de montante é constante no curto prazo, a função de produção se reduz a uma função da vazão turbinada e vertida.

O modelo não conhece, a priori, a operação que será decidida, então a ideia da função de produção consiste em mapear possíveis pontos de operação, estimar a produção de energia nesses pontos com a função real e construir uma aproximação linear dessa função para utilização no cálculo da política de operação. O vertimento é representado por uma aproximação secante, devido ao caráter "convexo" da função no eixo do vertimento. A figura a seguir ilustra essa aproximação da função de produção energética de um aproveitamento hidrelétrico.

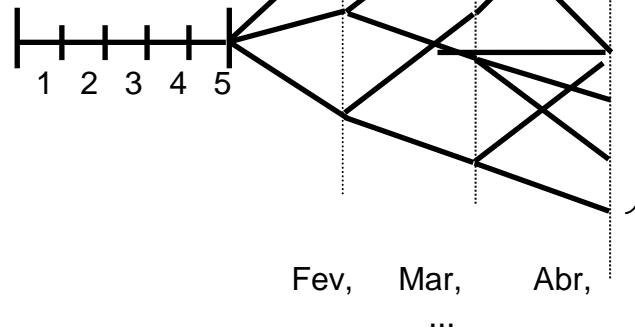


#### 4.4. Árvore de cenários

Conforme mencionado anteriormente, a estocasticidade das vazões é introduzida através da construção de cenários de vazões mensais afluentes às usinas do sistema. Estes cenários hidrológicos são representados através de uma árvore de aflúências, com probabilidades associadas a cada ramo. A figura a seguir, apresenta um horizonte de estudo de 4 meses, onde o primeiro mês é dividido em 5 semanas.

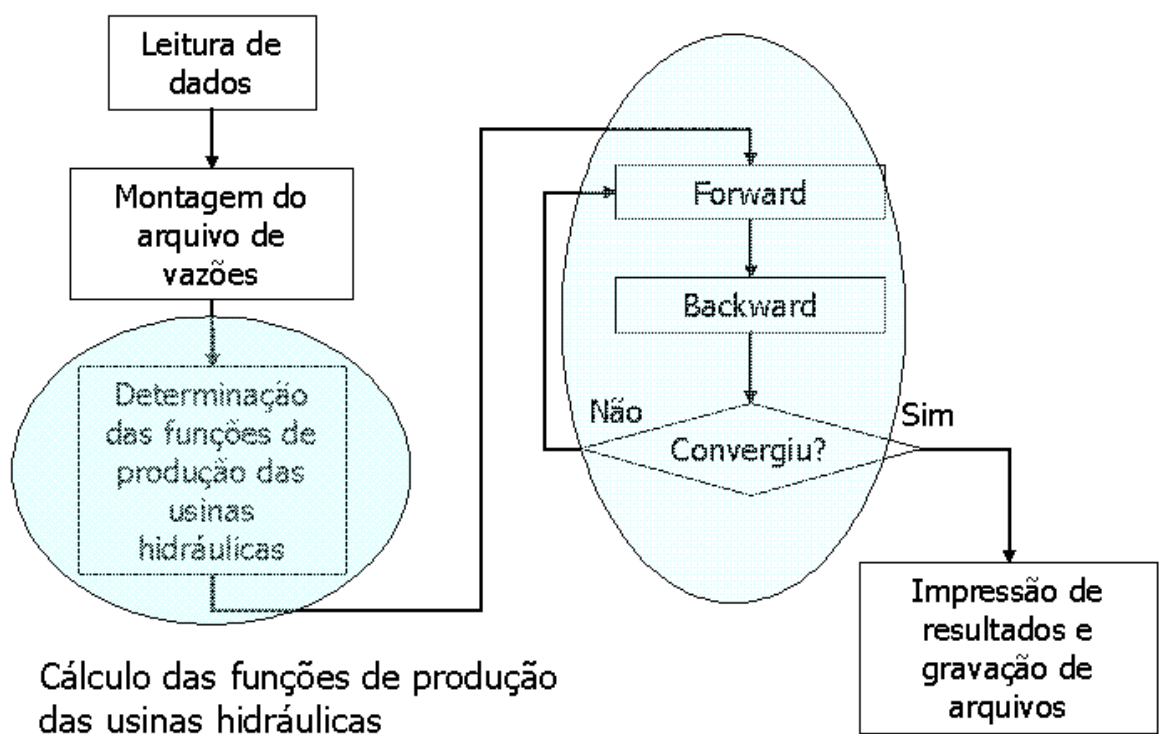
## DECOMP – cenários de afluência

Janeiro



Funções de  
Custo Futuro  
do **NEWAVE**

A estrutura desse problema de operação permite a sua decomposição em subproblemas de um único estágio. A integração destes subproblemas, baseada em técnicas de programação matemática, resulta na solução iterativa de uma sucessão de subproblemas de operação de um único estágio, onde é possível estimar com precisão crescente as consequências futuras das decisões operativas de um estágio nos seguintes. O esquema a seguir apresenta o fluxograma de um estudo com o DECOMP.





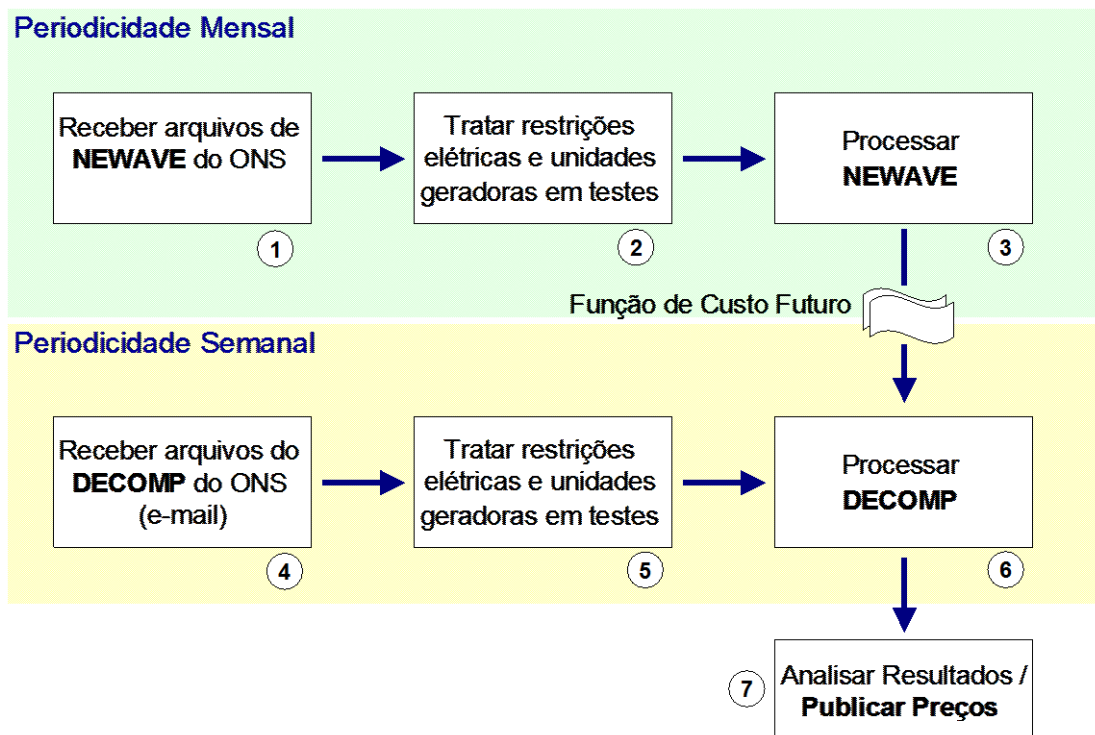
## Capítulo 5

### Cálculo do Preço de Liquidação das Diferenças

#### 5.1. Diferenças entre os estudos ONS e CCEE

Tanto a CCEE como o ONS utilizam os mesmos modelos matemáticos, NEWAVE e DECOMP, porém as finalidades são distintas: o ONS busca a melhor forma de operar o sistema elétrico, ou seja, suprir integralmente a demanda pelo menor custo possível para o sistema; já a CCEE visa determinar o Preço de Liquidação das Diferenças (PLD), por submercado e por patamar de carga, que será utilizado na contabilização do mercado de curto prazo (mercado spot).

Em função desses diferentes objetivos, há alteração nos dados de entrada que a CCEE utiliza na aplicação dos modelos. São realizadas alterações na base de dados do NEWAVE – periodicidade mensal, e também na base de dados do DECOMP – periodicidade semanal, conforme o fluxo de atividades indicado na figura.



Conforme pode ser observado, a CCEE realiza duas alterações nos dados de entrada fornecidos pelo ONS:

- (a) retiram-se dados de disponibilidade provenientes de unidades geradoras em fase de teste; e
- (b) retiram-se dados de restrições operativas internas de cada submercado.

A cada mês a CCEE recebe a base de dados utilizada pelo ONS no processamento do NEWAVE através de um software de comunicação que busca os arquivos de entrada do



NEWAVE nos servidores do ONS e retira as restrições elétricas internas aos submercados.

A cada semana, a CCEE recebe do ONS um conjunto de arquivos de entrada do DECOMP utilizados no PMO e suas revisões. A partir dessas informações e da Função de Custo Futuro obtida do NEWAVE, a CCEE utiliza o modelo DECOMP como parte do processo de definição do PLD, mediante a:

- não consideração da energia de usinas térmicas que estejam em fase de testes no 1º mês do horizonte de estudo;
- não consideração de restrições elétricas internas a cada um dos submercados.

## **5.2. Obtenção do PLD**

As restrições elétricas internas aos submercados são retiradas dos dados de entrada para que, na determinação do Custo Marginal de Operação (CMO), a energia comercializada seja tratada como igualmente disponível em todos os pontos de consumo do submercado.

Isso é necessário para que o CMO seja o mesmo em todos os pontos do submercado. Dessa forma, o modelo fornece para esse submercado, sem restrições internas, a produção em todas as usinas e o CMO correspondente.

A eventual diferença de custos entre o despacho sem restrições e o despacho real é tratada pela CCEE quando se realiza o cálculo dos Encargos de Serviços de Sistema por Restrições de Operação, que devem ser pagos mensalmente pelos Agentes da CCEE que possuem carga.

A energia proveniente de usina térmica que possua unidade geradora em teste é retirada dos dados de entrada de modo a garantir que a geração disponibilizada e/ou despachada por ordem de mérito por essa usina térmica possa efetivamente atender a carga.

Realizadas as modificações e efetuado o processamento, a CCEE realiza a análise dos resultados a partir dos relatórios de saída dos modelos e obtém um Custo Marginal de Operação por submercado, diferentes daqueles obtidos pelo ONS.

A princípio o PLD seria esse CMO obtido pela CCEE, porém a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) estabeleceu valores máximo e mínimo para o PLD. Portanto, o PLD é obtido a partir da comparação do CMO com esses valores limites.