

# giz

## **Curso de Atualização Sobre o Sistema Elétrico Brasileiro: Módulo 4 - Operação**

Prof. Erlon C. Finardi, D. Eng.

LabPlan/EEL/UFSC

[erlon.finardi@ufsc.br](mailto:erlon.finardi@ufsc.br)



Rio de Janeiro, 19 e 20 de agosto de 2019

## Conteúdo Programático

- **Tópico 1 – Introdução:** Componentes de um sistema de energia elétrica. Principais características do Sistema Interligado Nacional. As funções planejamento e regulação em um sistema de energia elétrica. Modelo vigente e governança institucional.
- **Tópico 2 – O Planejamento da Operação Energética do Sistema Interligado Nacional:** Características do problema. Metodologia de solução. Exemplo numérico ilustrativo.
- **Tópico 3 – A Programação Diária da Operação.** Modelagem dos elementos do sistema. Formulação e métodos de solução.
- **Tópico 4 – Planejamento da Operação de Curto e Médio Prazo.** Modelagem dos elementos do sistema. Formulação e métodos de solução.
- **Tópico 5 – Preço de Liquidação de Diferenças.** Sequência de utilização dos modelos computacionais. Procedimentos operacionais. Relação entre Custo Marginal de Operação e o Preço de Liquidação de Diferenças.



## Por que planejar?

- “Plans are worthless, but planning is everything”

**Dwight D. Eisenhower**

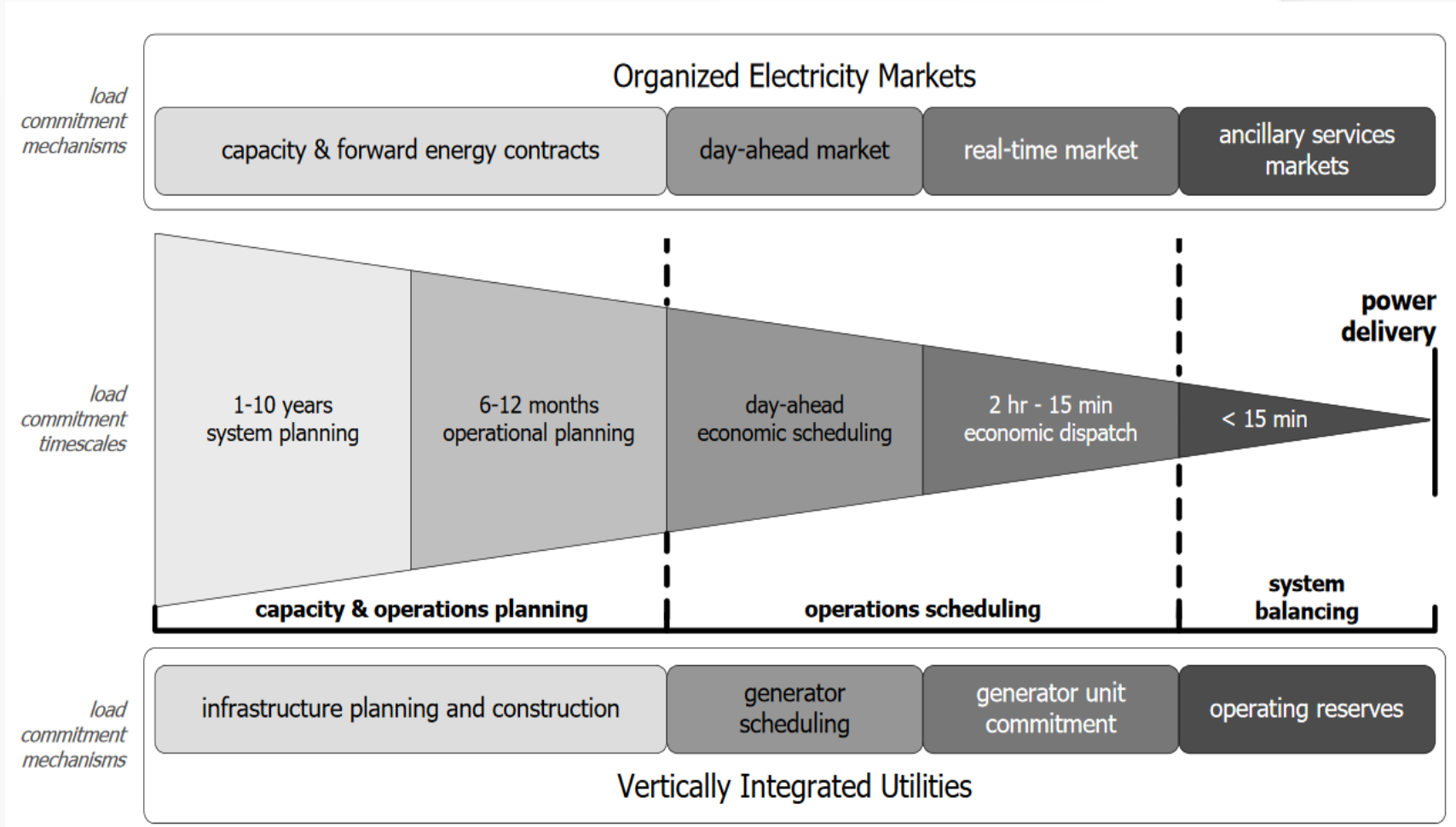
- “Investment is, in essence, present sacrifice for future benefit. But the present is relatively well known, whereas the future is always an enigma. Investment is also, therefore, certain sacrifice for uncertain benefit.”

**Jack Hirshleifer, *Investment Decision under Uncertainty: Choice Theoretic Approaches*. *Quarterly Journal of Economics* 79, 509-536, 1965.**



# Escalas de tempo e mecanismos de decisão

Fonte: “Benefits of Demand Response in Electricity Markets and Recommendations for Achieving Them” – EIA, DOE, Fevereiro de 2006.



## Os três “mundos” – Modelo Brasileiro!

Comercialização – Vendas (R\$)



O Mundo do Mercado  
(O melhor CCEAR/CCEAL  
...menor PLD.... ou não....)

Estudos Energéticos

Planejamento da Expansão e  
da Operação Energética



O Mundo da média  
(não ao racionamento)

R\$/MWh

Estudos Elétricos

Planejamento da Expansão  
e da Operação Elétrica



O Mundo do instantâneo  
(não ao Blackout)

MWh/h

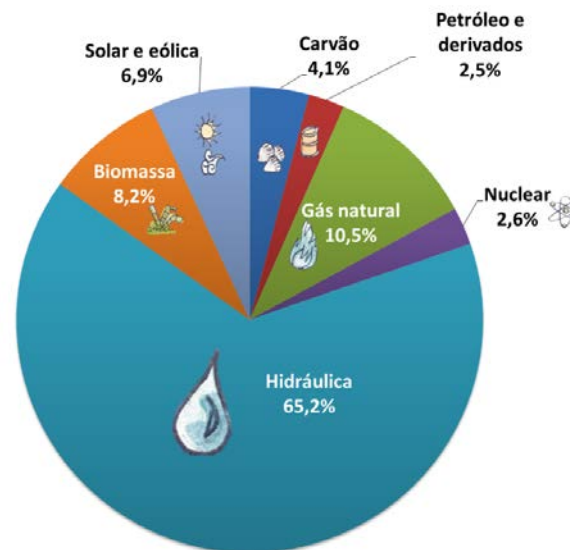
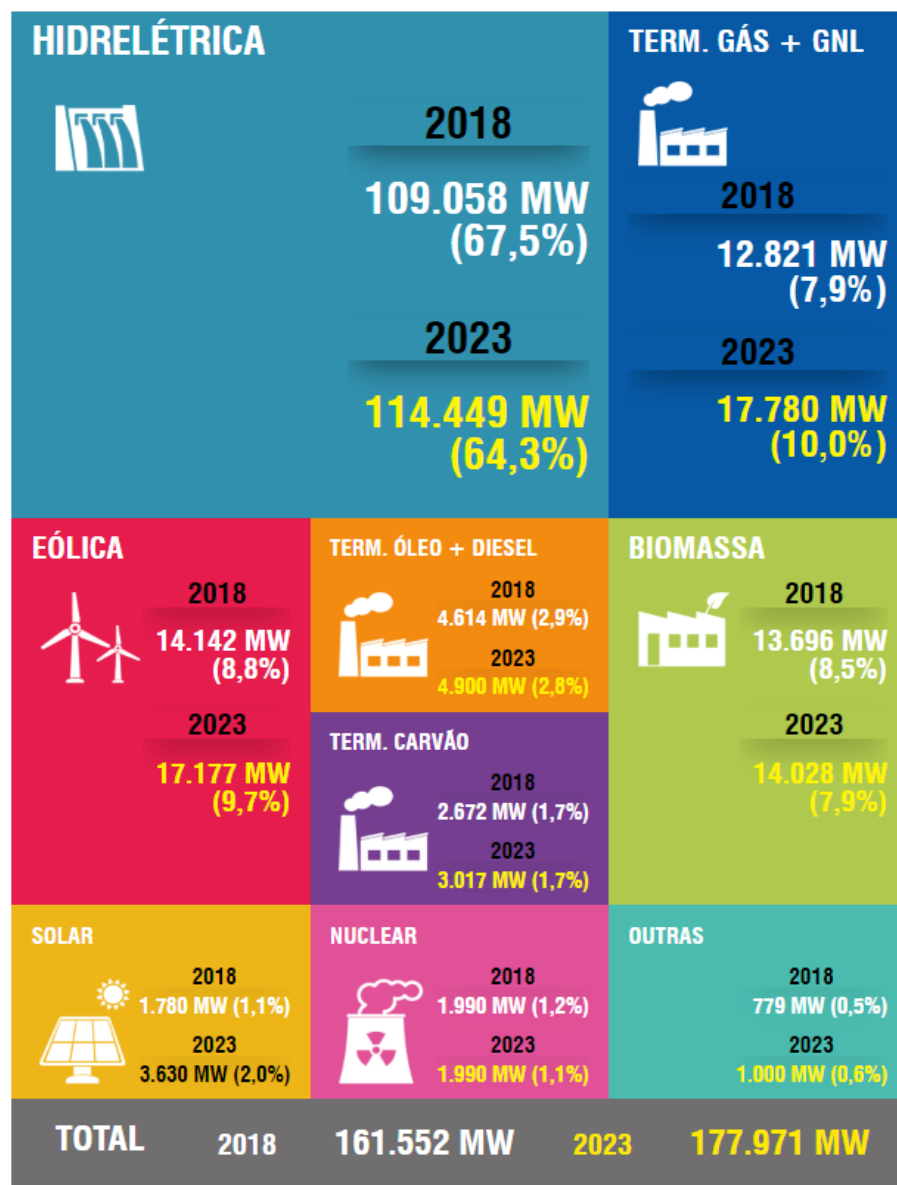
MWmed

... a Base de tudo.....



# Principais Características de Geração do Sistema Elétrico Brasileiro

CAPACIDADE INSTALADA NO SIN - 2017 / 2022



Matriz Elétrica Brasileira 2017 (BEN, 2018)



# Sistema Elétrico Nacional (SEM) = Sistema Interligado Nacional (SIN) + Sistemas Isolados (SISOL)

..... Serão 238 sistemas elétricos em 2019....

*Observabilidade  
de um dia a 1 ano*

## SISOL<sup>1</sup>

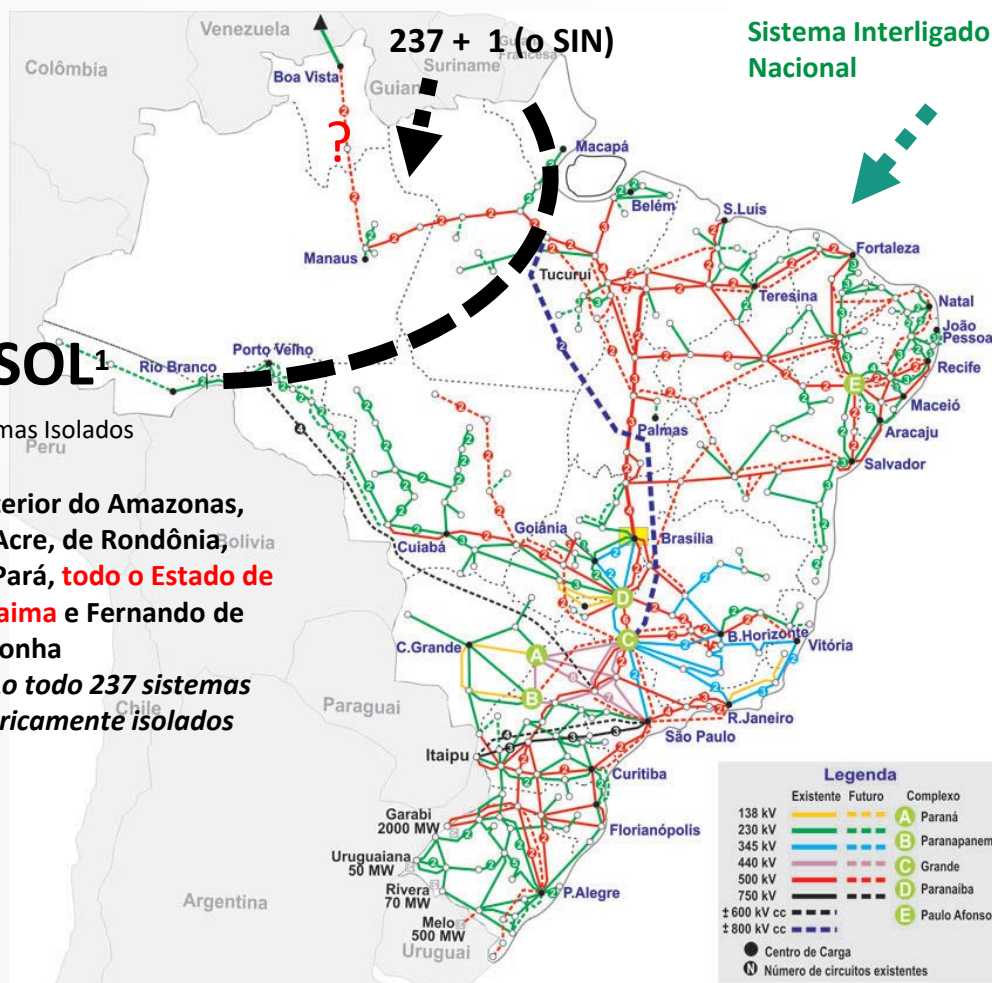
Sistemas Isolados

<sup>1</sup> Interior do Amazonas,  
do Acre, de Rondônia,  
do Pará, **todo o Estado de  
Roraima** e Fernando de  
Noronha  
....Ao todo 237 sistemas  
eletricamente isolados

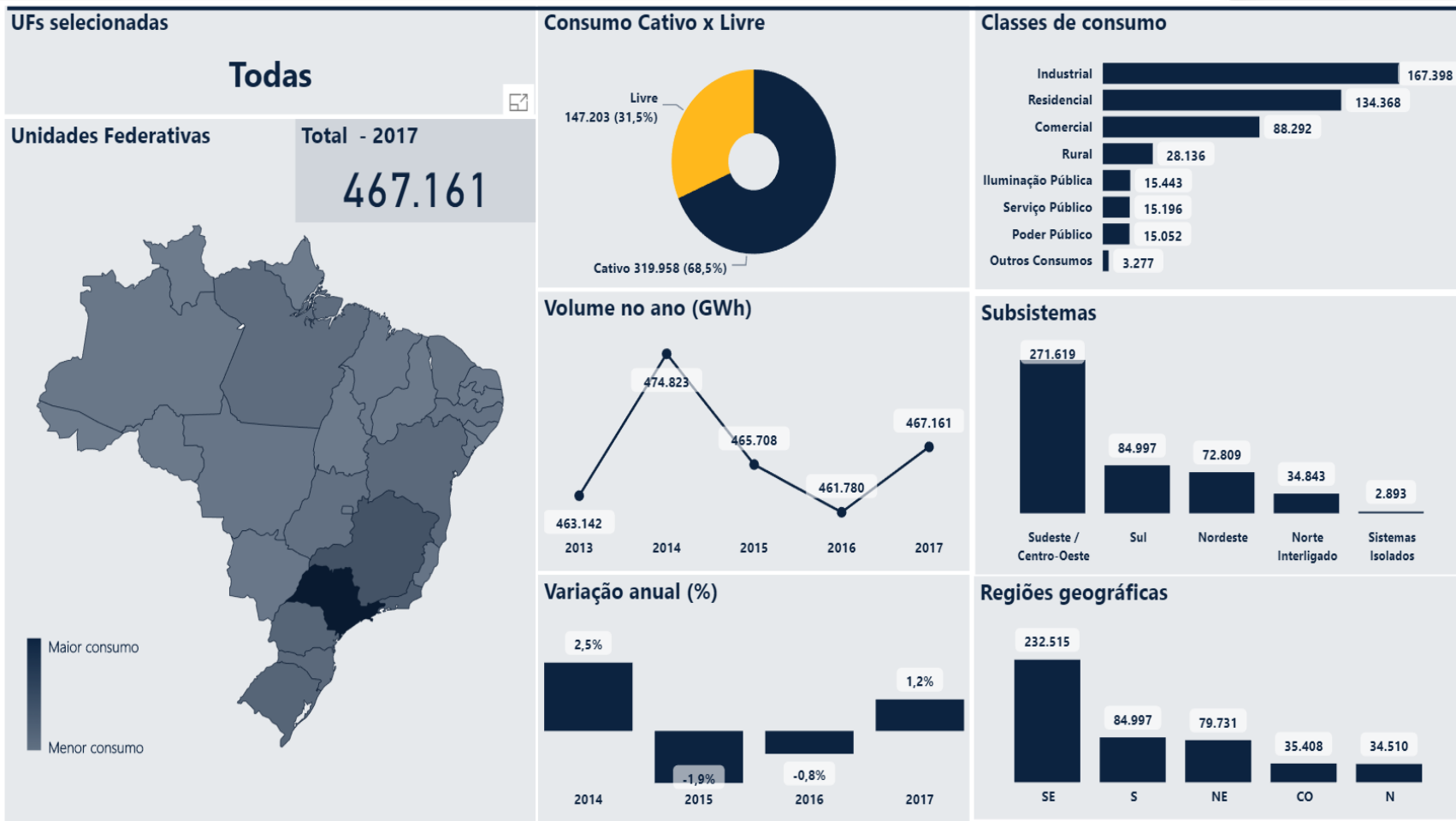
## SIN

Sistema Interligado  
Nacional

*Observabilidade  
de um dia a 5 anos*



# Principais Características de Consumo do Sistema Elétrico Brasileiro





## O SISOL

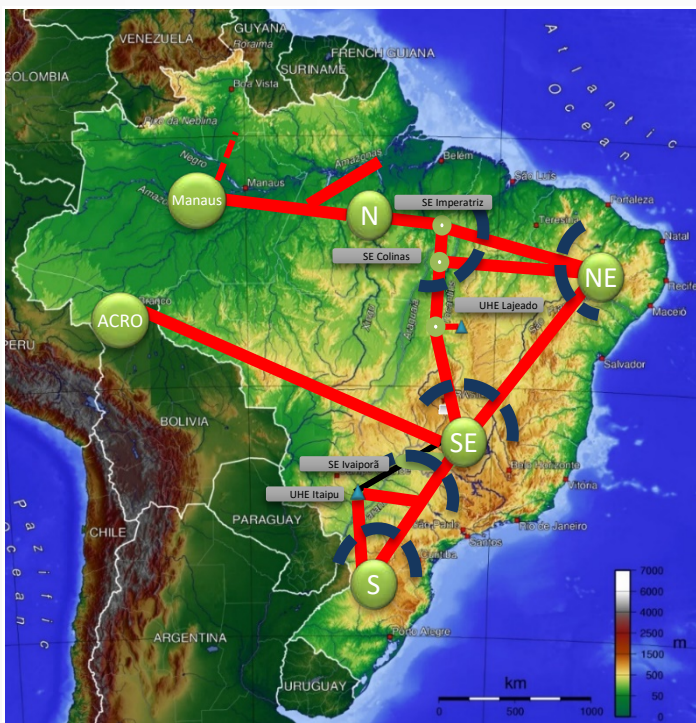


- (1) Plano da Operação Energética 2018/2022 - PEN 2018
- (2) Plano da Operação Energética dos Sistemas Isolados para 2019 - PEN SISOL 2019



# O Sistema Interligado Nacional - SIN

## As Regiões Geoeletricas



Um sistema continental (~ 3.400 km X ~3.400 km)

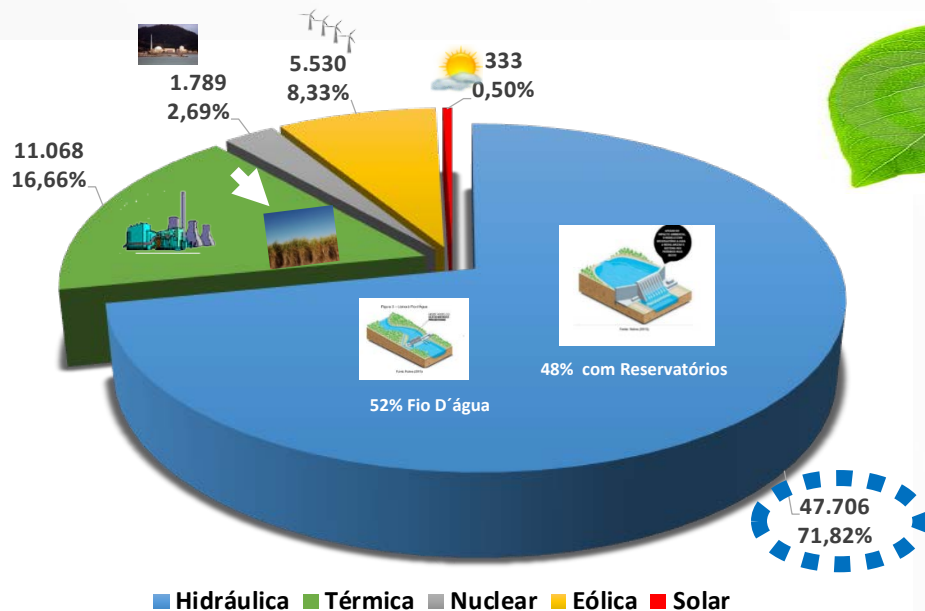
## Características Básicas do SIN

- O SIN cobre **dois terços** do território nacional: 5 milhões de km<sup>2</sup>, estendendo-se do Pará ao Rio Grande do Sul.
- O SIN atende **cerca de 99%** do consumo de energia elétrica do país.
- Geração hidroelétrica é predominante: **cerca de 68%** da capacidade instalada e capacidade de armazenamento de **cerca de 290 GWmes**
- Geração térmica complementar com diversas fontes: nuclear, carvão, gás natural, biomassa, óleo combustível, diesel: **cerca de 21%**.
- Crescente participação de outras fontes renováveis: eólicas e solar: **cerca de 11%**.



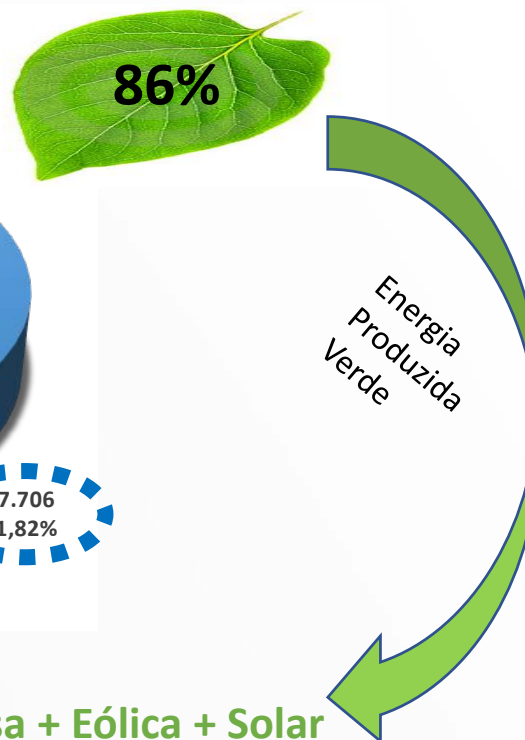
## A Matriz de Energia Elétrica do SIN em 2018 - MWmed / %

### Uma Matriz Termo-renovável\*

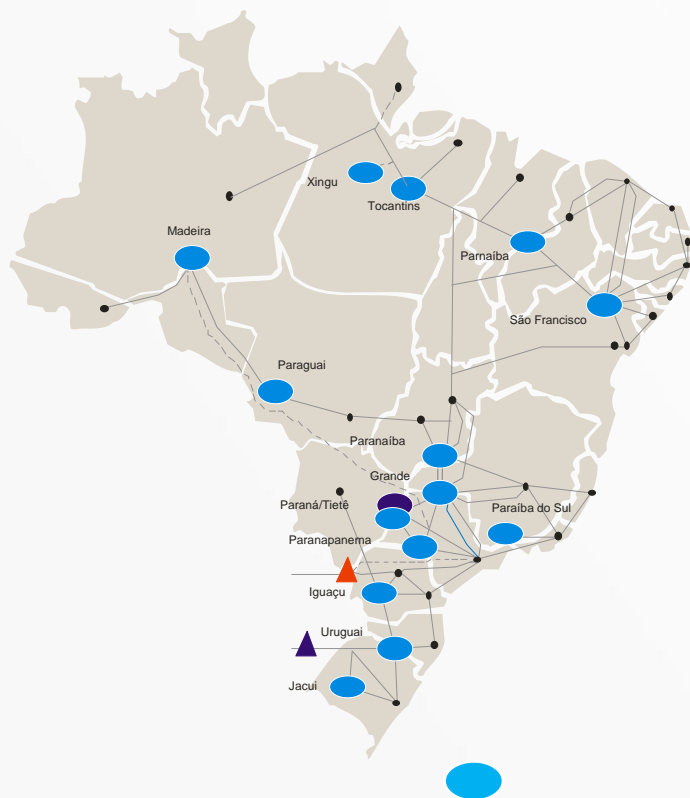


Geração Verificada no SIN em 2018 - MWmed

\*UHE + Biomassa + Eólica + Solar



## Uma visão da hidroeletricidade no SIN



14 Grandes Bacias Hidrográficas

Múltiplos proprietários, usinas em cascata.

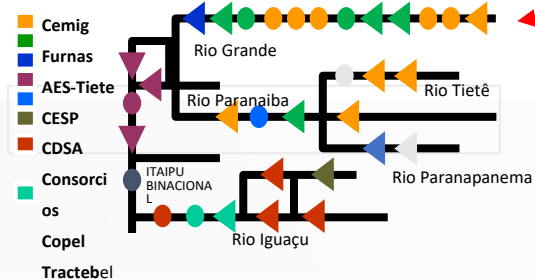
35 empresas públicas e privadas

148 usinas hidro (>30MW) em **14 bacias** hidrográficas (70 com reservatório, 78 a fio d'água) ~ 101.000 MW.

Em construção apenas 2 UHEs com reservatórios e 10 a fio d'água

Rede Básica de Transmissão

(≥ a 230 kV) com grande extensão

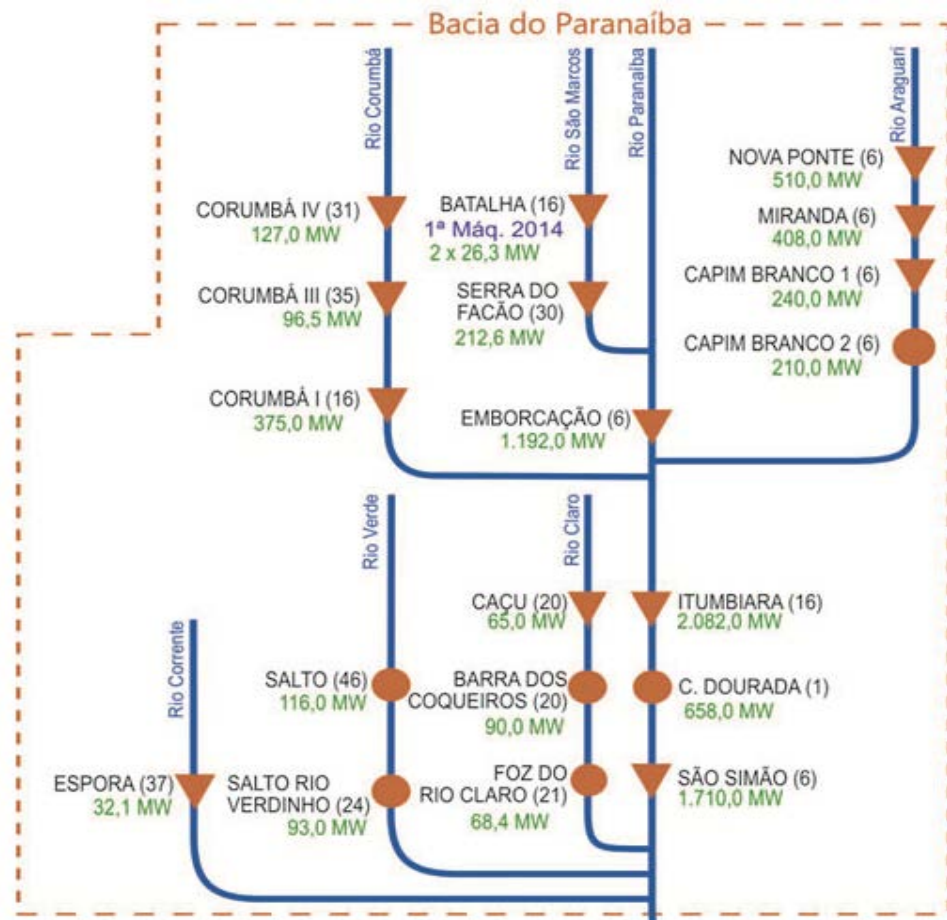
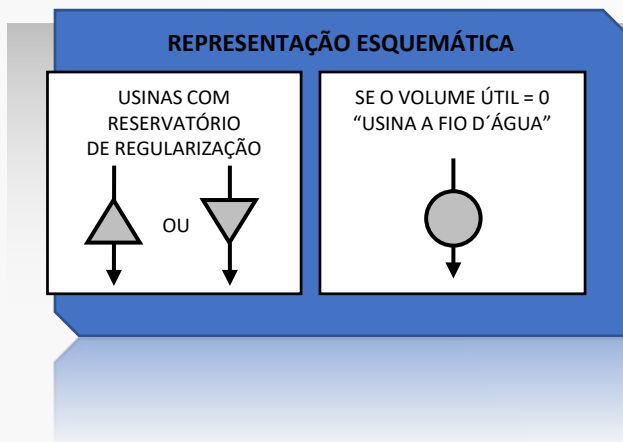




## No Brasil Existem Muitas UHEs em Cascata

### USINAS COM RESERVATÓRIO E A FIO D'ÁGUA

..... E diferentes proprietários em uma mesma cascata.....

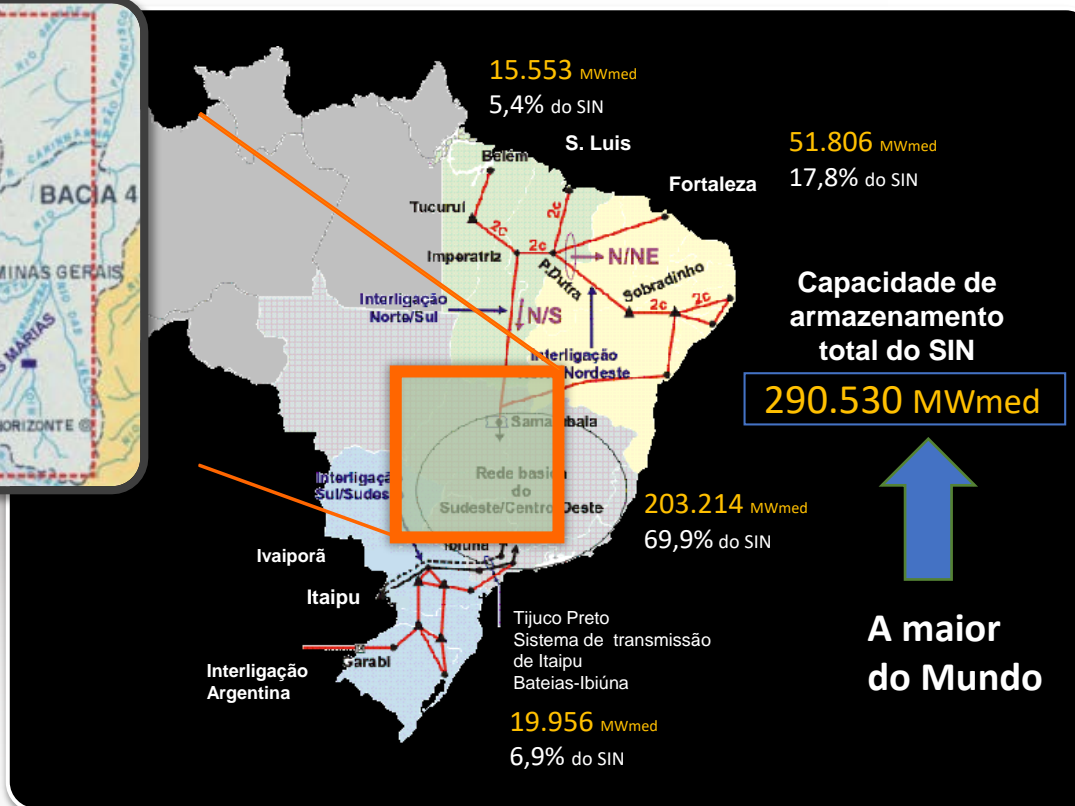


## Capacidade de Armazenamento do SIN



Quadrilátero  
dos  
reservatórios

Concentra cerca de  
65% da capacidade  
de armazenamento  
do País



A maior  
do Mundo

**A Importância da Distribuição Espacial das Chuvas**



## Mas só temos Hidroelétricas?

Diversidade de Fontes, mas em menor escala que as Hidroelétricas

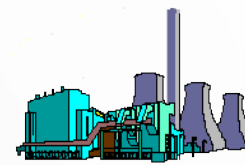
EÓLICAS



NUCLEARES



CARVÃO



FOTOVOLTAICAS



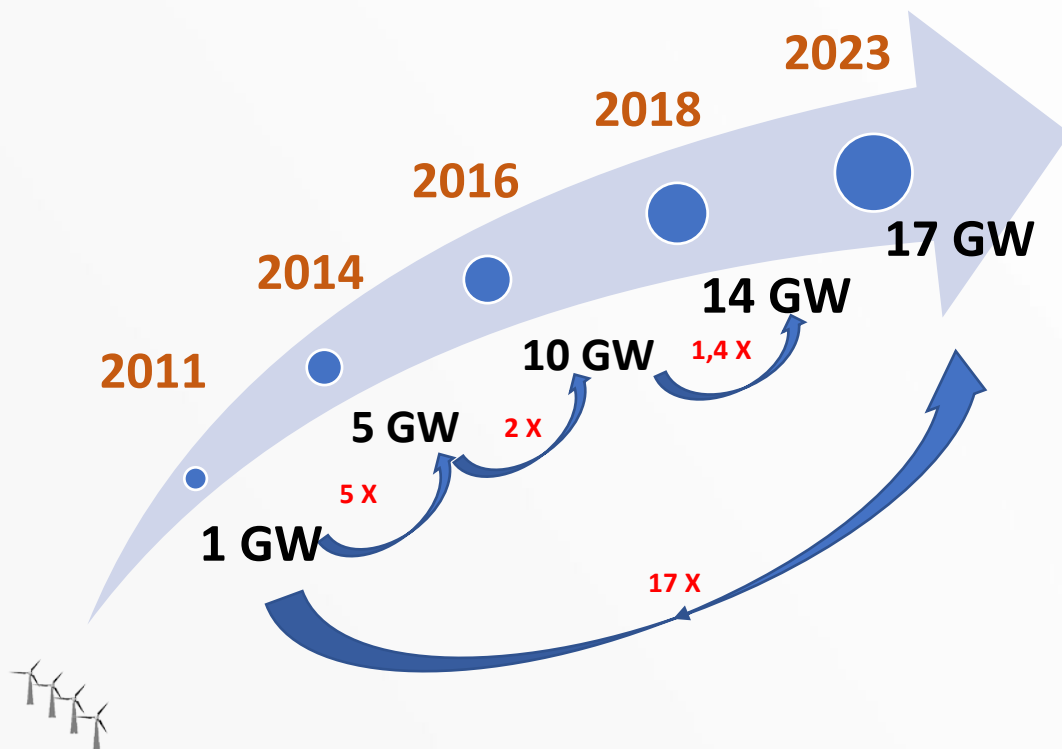
BIOMASSA



GN E ÓLEO



## E cada vez mais Eólicas...



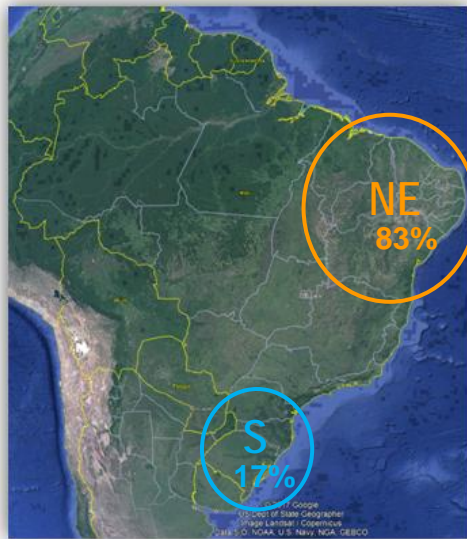
Torres cada vez altas  
e pás maiores

**Atualmente: ~14 GW 87% no Nordeste (~ 9% do SIN)**

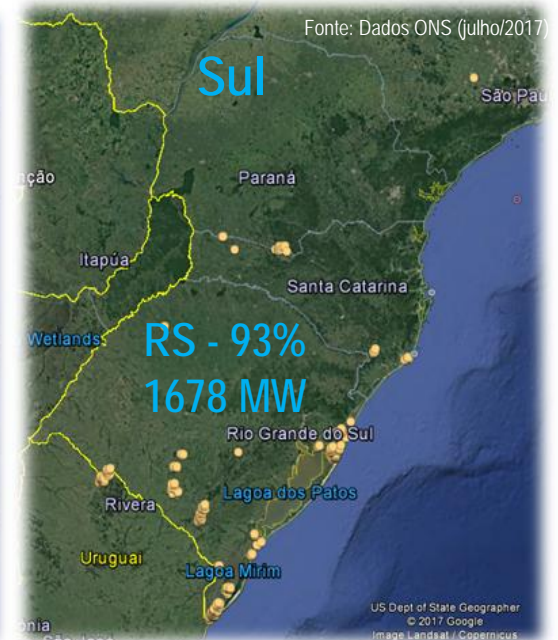
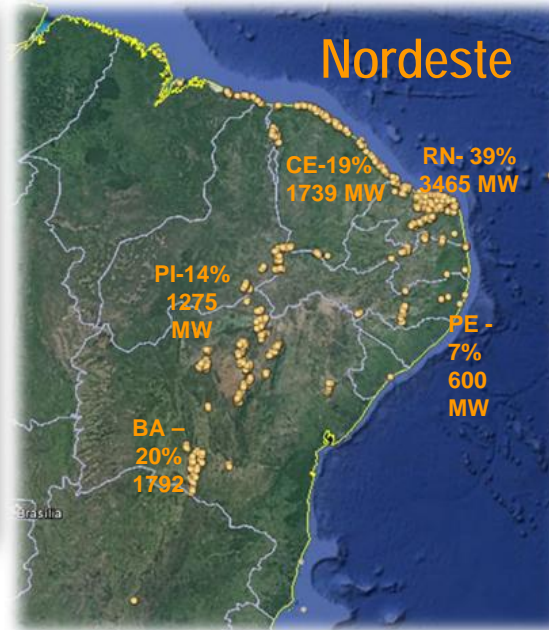




# Localização das Usinas Eólicas



Fonte: ANEEL, Google Earth 2017



## A Matriz de Energia Elétrica de 2018 e 2023 - SIN

Tipo	31/12/2018*		31/12/2023		Crescimento (2018-2023)	
	MW	%	MW	%	MW	%
Hidráulica	109.060	67,4	114.455	64,3	5.395	4,9
Nuclear	1.990	1,2	1.990	1,1	-	-
Gás / GNL	12.820	7,9	17.780	10,0	4.960	38,7
Carvão	2.672	1,7	3.017	1,7	345	12,9
Óleo / Diesel	4.614	2,9	4.900	2,8	286	6,2
Biomassa	13.695	8,5	14.065	7,9	370	2,7
Outras <sup>(1)</sup>	779	0,5	1.000	0,6	221	28,4
Eólica	14.313	8,9	17.200	9,7	2.887	20,2
Solar	1.780	1,1	3.630	2,0	1.850	103,9
<b>Total</b>	<b>161.723</b>	<b>100</b>	<b>178.037</b>	<b>100</b>	<b>16.314</b>	<b>10,1</b>

\*Referência PMO fev/2019

(1) Usinas Biomassa com CVU

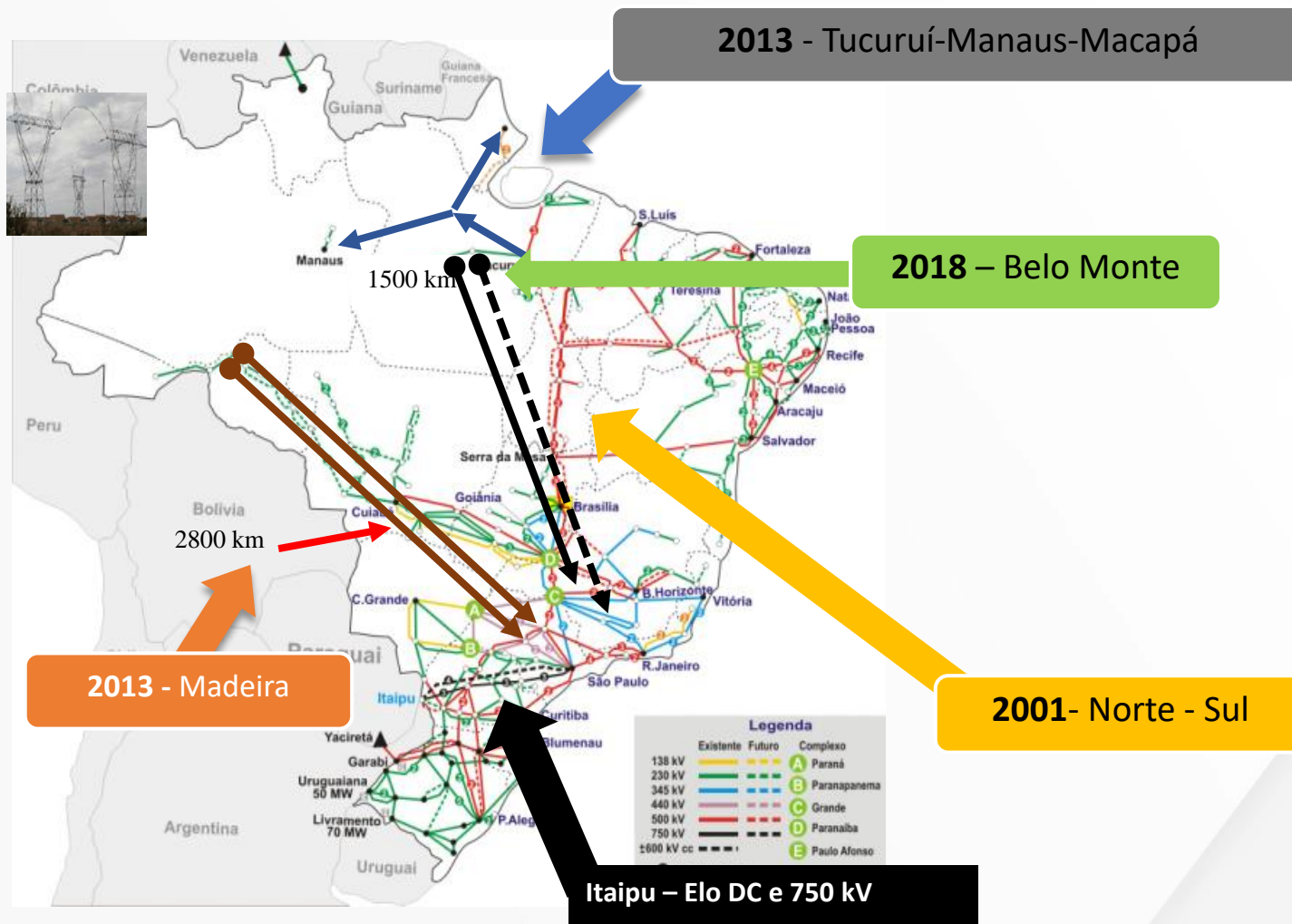
Fonte: ONS

+ 16 GW em 5 anos (+ 10%)

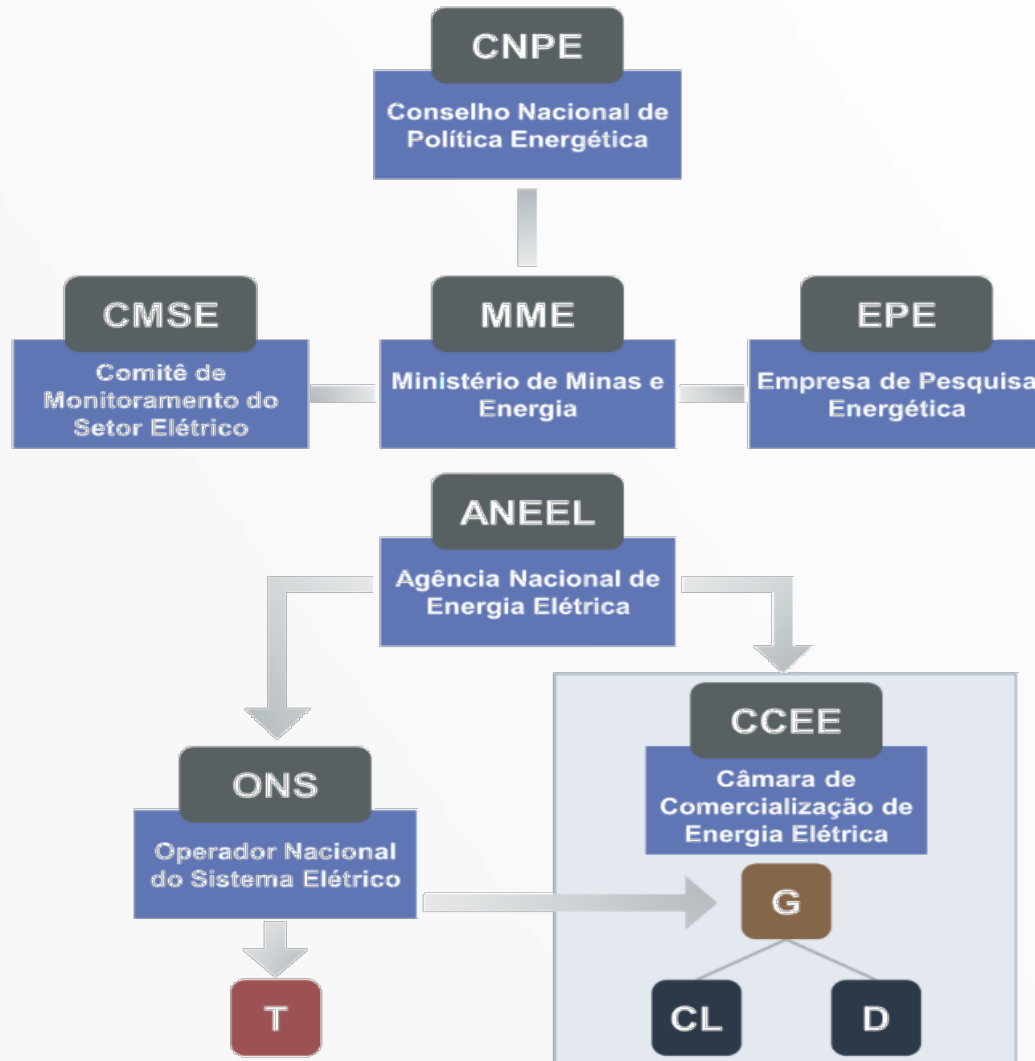


Assim é a Transmissão....

Pontos Notáveis, hoje



## A Organização do Setor Elétrico Brasileiro



## Modelo de Despacho Centralizado – *Tight Pool*

- **Propicia um mercado atacadista**
  - Geradores têm livre acesso ao mercado
- **Competição se dá pela busca da produção eficiente**
  - Competição entre tecnologias de geração
- **Toda capacidade disponível deve ser declarada**
- **Toda energia vai para o pool**
- **Pool opera independentemente dos contratos**
- **Despacho econômico centralizado**
  - Ordem de mérito dos custos variáveis das unidades visando a minimização do custo de operação
  - Oferece sinal de preço
- **Gerador**
  - É pago por sua energia “despachada”
  - Paga pela energia que compra do pool para honrar contratos

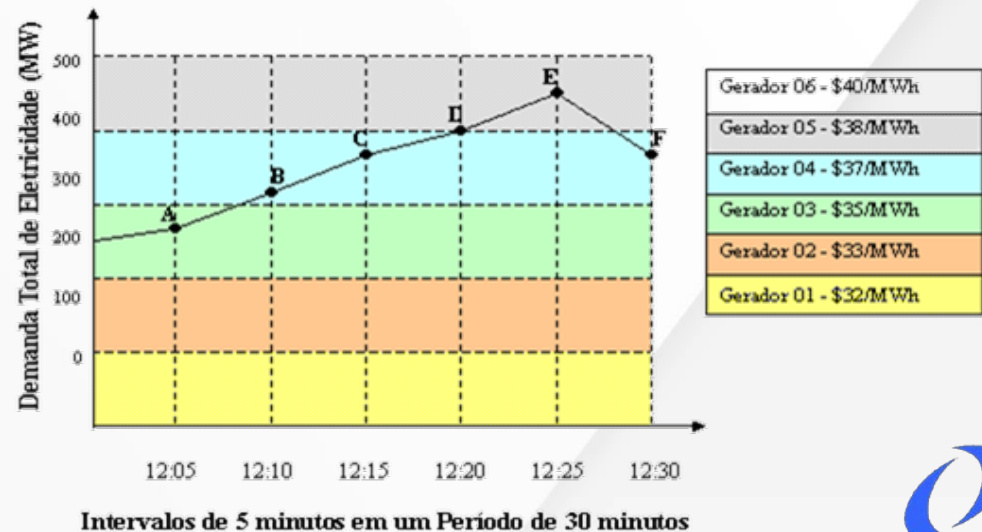


## Modelo de Despacho Centralizado – *Tight Pool*

- Despacho e Formação de Preço



Custo Marginal de Operação (CMO)



# Principais Características do Mercado de Energia Elétrica Brasileiro

## ➤ Novo Modelo (2004)

- Financiamento através de recursos públicos e privados
- Empresas divididas por atividade: geração, transmissão, distribuição, comercialização
- Convivência entre Empresas Estatais e Privadas
- Competição na geração e comercialização
- Consumidores Livres e Cativos
- No ambiente livre: Preços livremente negociados na geração e comercialização. No ambiente regulado: leilão e licitação pela menor tarifa
- Convivência entre Mercados Livre e Regulado
- Planejamento pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE)
- Contratação: 100% do mercado + reserva
- Sobras/déficits do balanço energético liquidados na CCEE. Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits (MCSD) para as Distribuidoras





## Principais Características do Mercado de Energia Elétrica Brasileiro

### ➤ Agentes Geração

- *Concessionário de Serviço Público de Geração*: agente titular de concessão para exploração de ativo de geração a título de serviço público, outorgada pelo Poder Concedente
- *Produtor Independente de Energia Elétrica*: agente individual, ou participante de consórcio, que recebe concessão, permissão ou autorização do Poder Concedente para produzir energia destinada à comercialização por sua conta e risco
- *Autoprodutor*: agente com concessão, permissão ou autorização para produzir energia destinada a seu uso exclusivo, podendo comercializar eventual excedente de energia desde que autorizado pela Aneel





# Principais Características do Mercado de Energia Elétrica Brasileiro

## ➤ Agentes Comercialização

- *Comercializador*: compra energia por meio de contratos bilaterais no Ambiente de Contratação Livre - ACL, podendo vender energia a outros comercializadores, a geradores e aos consumidores livres e especiais, no próprio ACL, ou aos distribuidores por meio dos leilões de ajuste no Ambiente de Contratação Regulada - ACR
- *Consumidor Livre*: consumidor que tem demanda mínima de 3 MW pode escolher seu fornecedor de energia elétrica (gerador e/ou comercializador) por meio de livre negociação
- *Consumidor Especial*: consumidor com demanda entre 500 kW e 3MW, que tem o direito de adquirir energia de qualquer fornecedor, desde que a energia adquirida seja oriunda de fontes incentivadas especiais (eólica, Pequenas Centrais Hidrelétricas - PCHs, biomassa ou solar)
- *Importador*: agente que detém autorização do Poder Concedente para realizar importação de energia elétrica para abastecimento do mercado nacional
- *Exportador*: agente que detém autorização do Poder Concedente para realizar exportação de energia elétrica para abastecimento de países vizinhos



## Principais Características do Mercado de Energia Elétrica Brasileiro

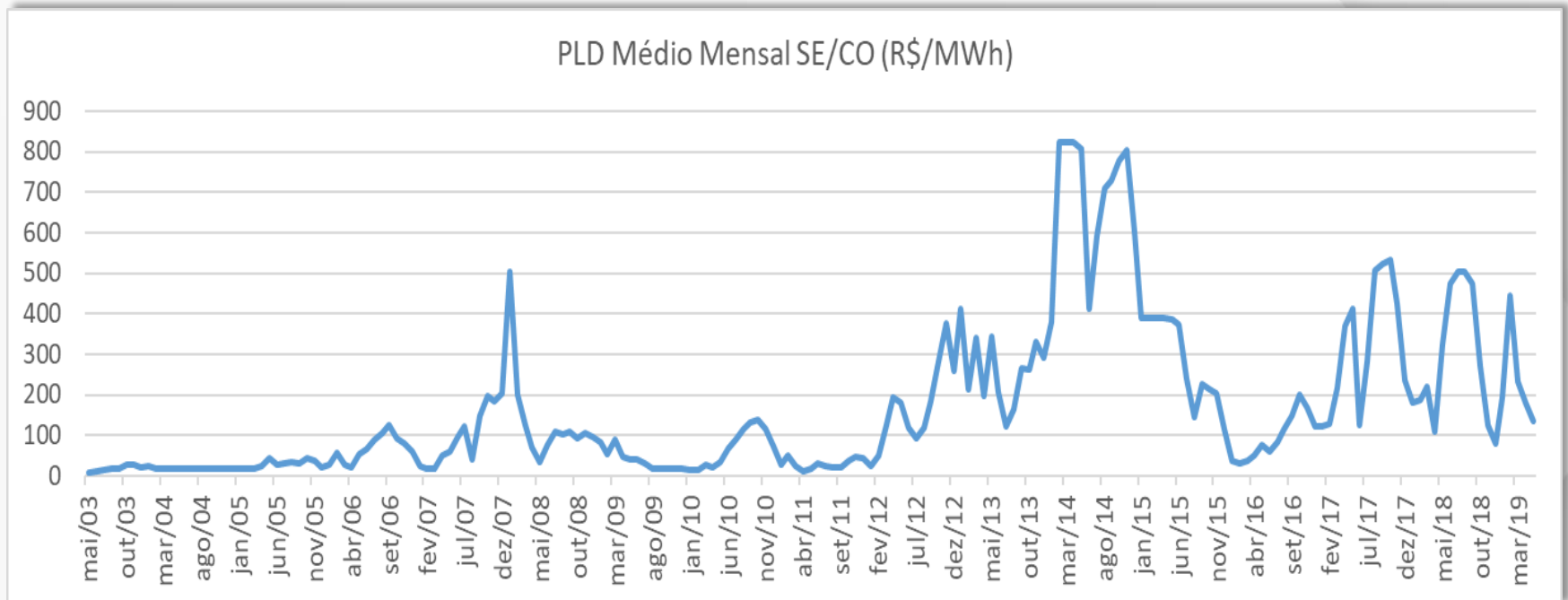
### ➤ **Agentes Distribuição**

- Empresas concessionárias distribuidoras de energia elétrica, que realizam o atendimento da demanda de energia aos consumidores com tarifas e condições de fornecimento reguladas pela Aneel
- Todos os distribuidores têm participação obrigatória no Ambiente de Contratação Regulada - ACR, celebrando contratos de energia com preços resultantes de leilões

Fonte: CCEE



## Principais Características do Mercado de Energia Elétrica Brasileiro



Fonte: CCEE





## **Planejamento da Operação Energética no Brasil**

## Introdução

- O planejamento da operação energética do SIN é realizado de forma centralizada de forma a otimizar o uso dos recursos de geração
- O sistema é operado como um “portfólio”, de forma a aproveitar a diversidade hidrológica entre as distintas bacias hidrográficas
- Esta operação visa tornar o suprimento mais confiável e econômico, sendo realizada por meio de modelos computacionais
- Como subproduto das decisões operativas, estes modelos fornecem o “custo marginal de operação”, que é a base para formar o Preço de Liquidação de Diferenças (PLD)
- O PLD está no coração do modelo setorial, da comercialização ao planejamento da expansão

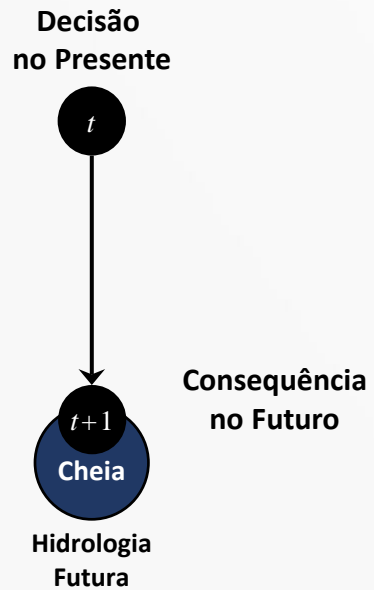


## Operação e Despacho Econômico

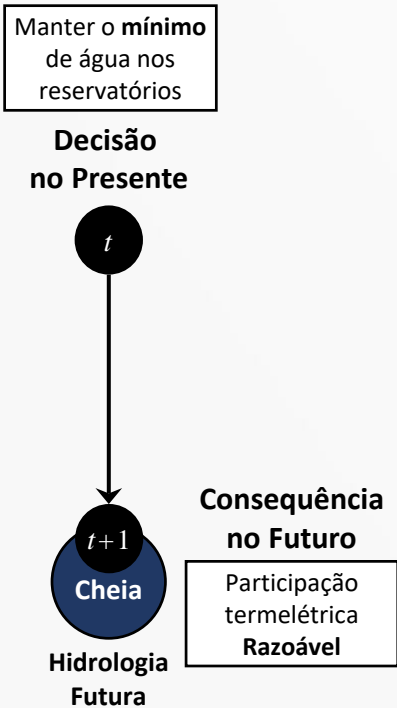
- Classicamente, operar um sistema consiste em definir, a cada estágio de tempo, quais recursos (usinas) serão acionadas (ou “despachadas”) para atender a demanda de energia elétrica
- Como os recursos disponíveis possuem características econômicas (custos de operação) distintos, o despacho precisa ser feito em ordem de mérito econômica, de forma a atender a demanda ao menor custo operativo total
- Contudo, essa tarefa é muito complexa devido a presença de restrições e incertezas que acoplam o problema no espaço e no tempo



## O Acoplamento Temporal do Despacho Hidrotérmico



## O Acoplamento Temporal do Despacho Hidrotérmico





## O Acoplamento Temporal do Despacho Hidrotérmico

Manter o **mínimo**  
de água nos  
reservatórios

**Decisão  
no Presente**

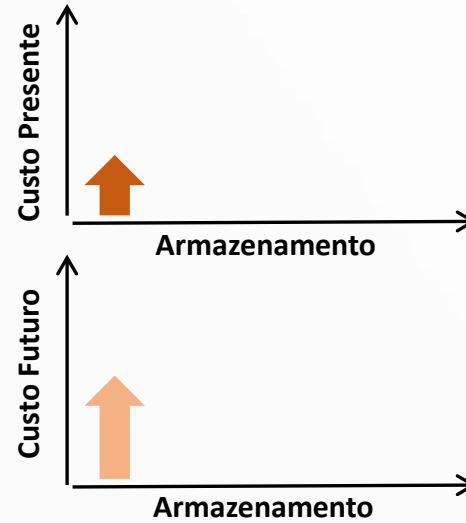
$t$

$t+1$   
**Cheia**

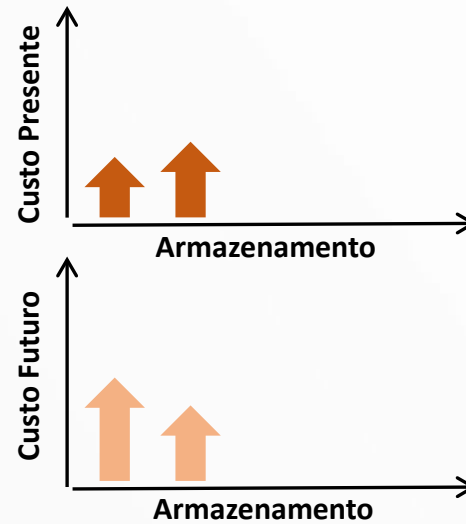
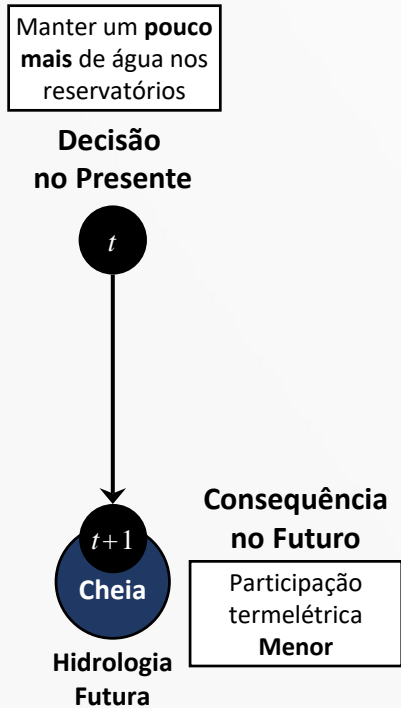
Hidrologia  
Futura

**Consequência  
no Futuro**

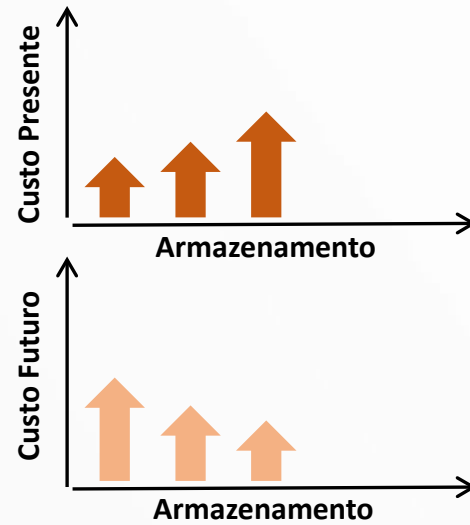
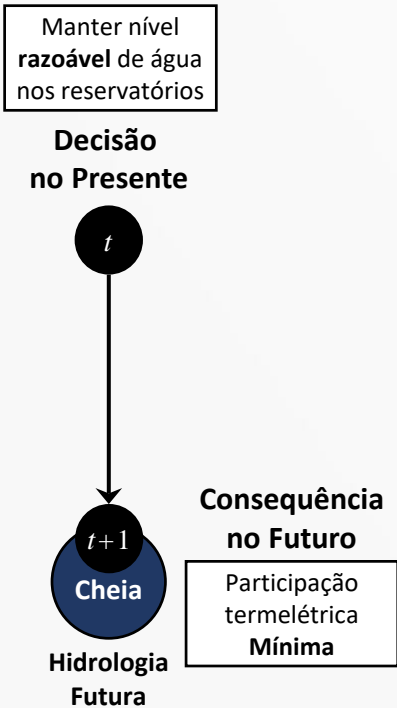
Participação  
termelétrica  
**Razoável**



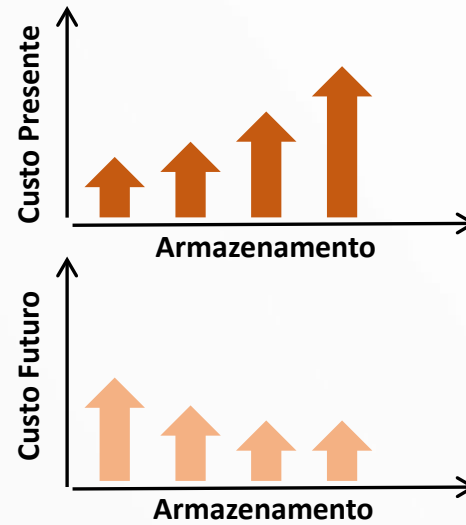
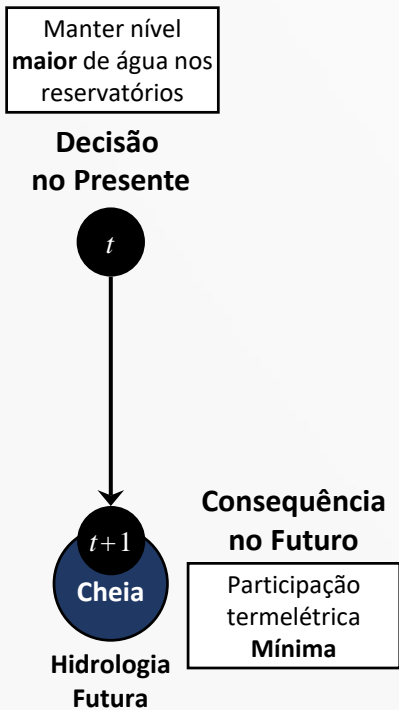
## O Acoplamento Temporal do Despacho Hidrotérmico



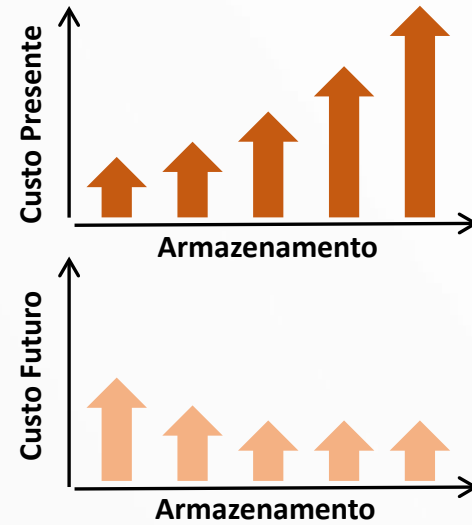
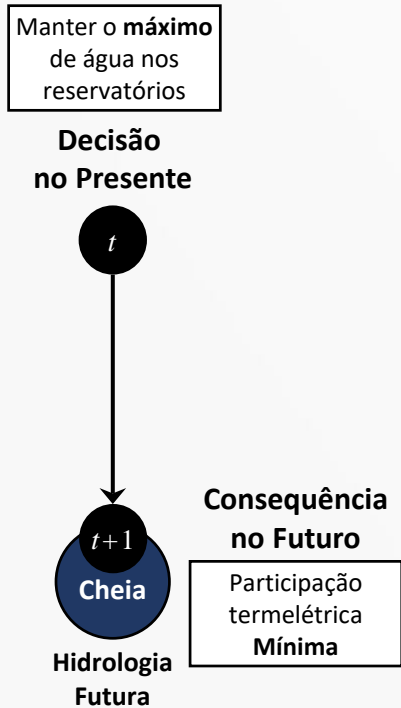
## O Acoplamento Temporal do Despacho Hidrotérmico



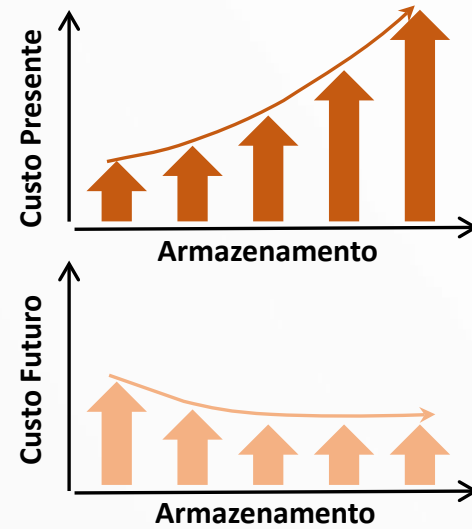
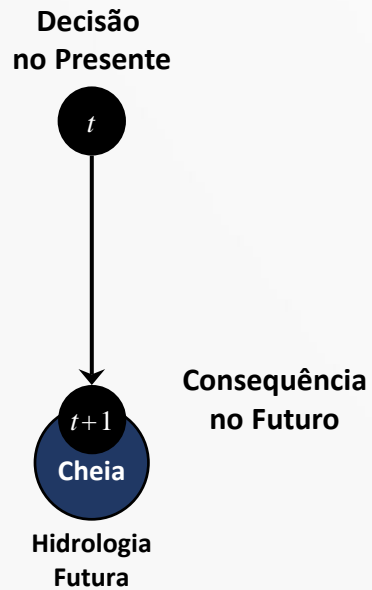
## O Acoplamento Temporal do Despacho Hidrotérmico



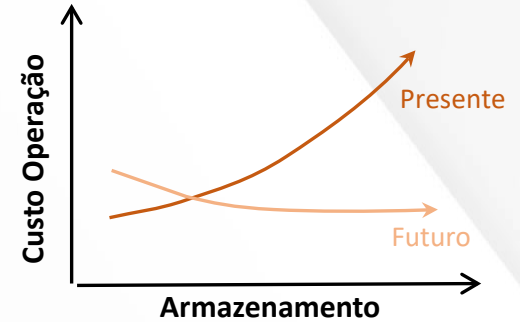
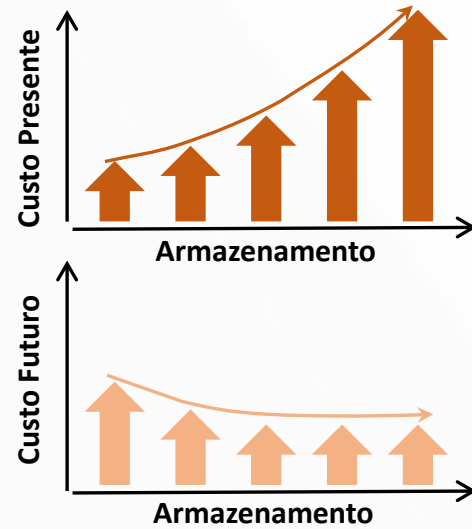
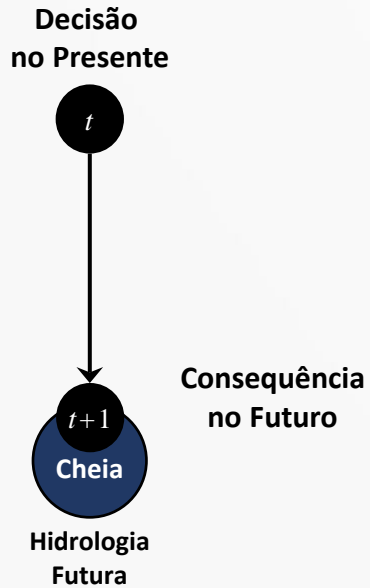
## O Acoplamento Temporal do Despacho Hidrotérmico



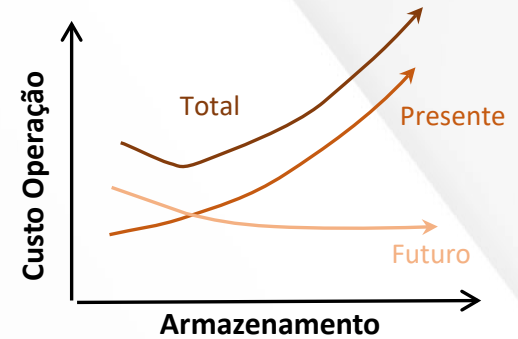
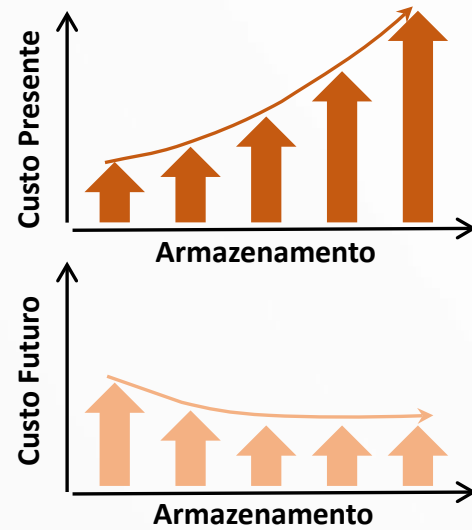
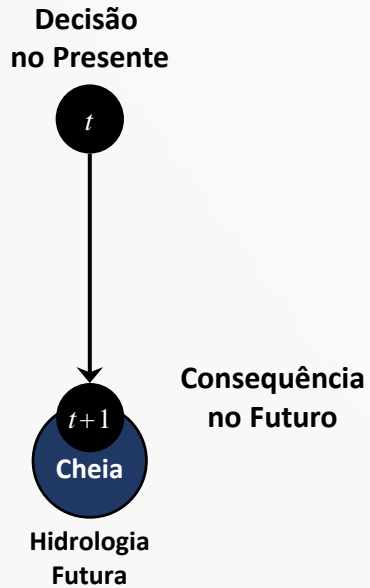
## O Acoplamento Temporal do Despacho Hidrotérmico



## O Acoplamento Temporal do Despacho Hidrotérmico



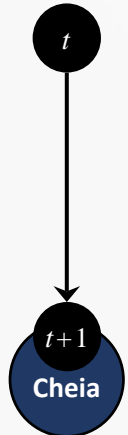
## O Acoplamento Temporal do Despacho Hidrotérmico





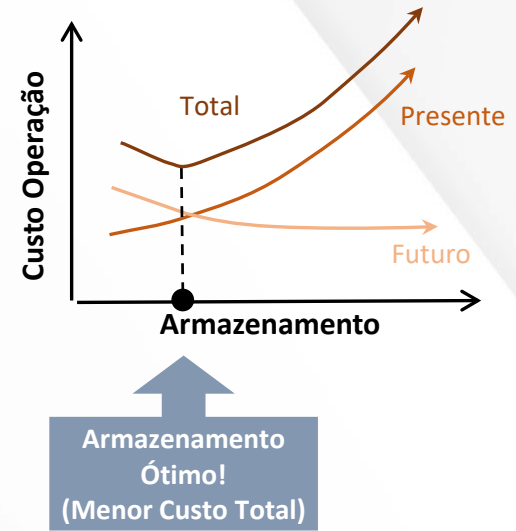
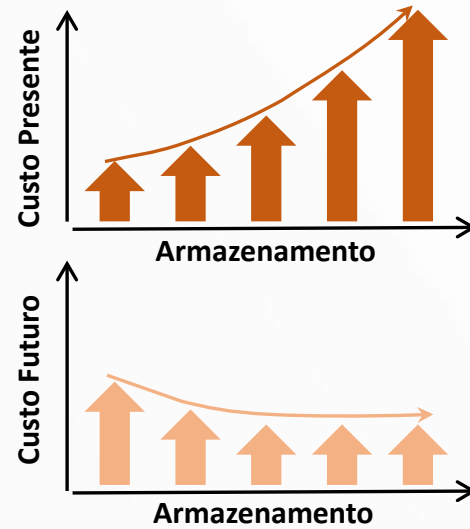
## O Acoplamento Temporal do Despacho Hidrotérmico

Decisão  
no Presente



Consequência  
no Futuro

Hidrologia  
Futura



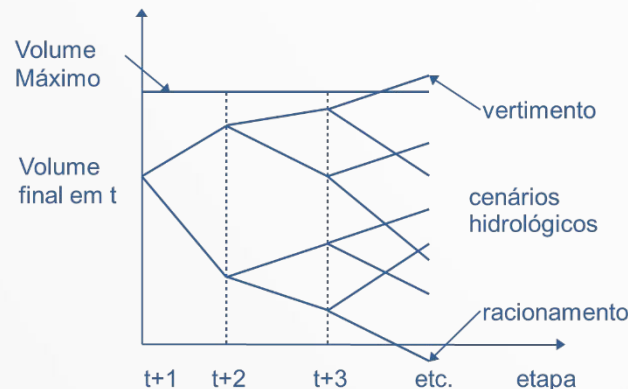
## Características do Despacho Hidrotérmico

- O despacho ótimo minimiza a soma do custo total (custo imediato + custo futuro)
- A solução ótima não é gerar toda a hidrelétrica logo no primeiro estágio, embora ela tenha custo operativo = zero. Por quê?
- Porque a hidrelétrica pode transportar água (energia) de um estágio para outro. A geração hidro tem, portanto, um custo de oportunidade
- O despacho ótimo é obtido quando o valor imediato da água é igual ao valor futuro da água
- O valor da água representa quanto se pagaria (ou cobraria) por uma unidade a mais do recurso, ou seja, o custo de oportunidade da hidrelétrica

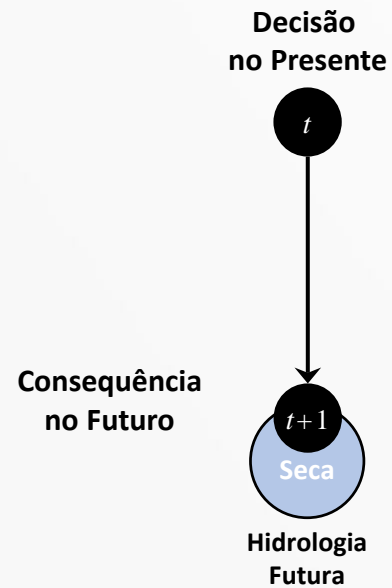


## Características do Despacho Hidrotérmico Estocástico

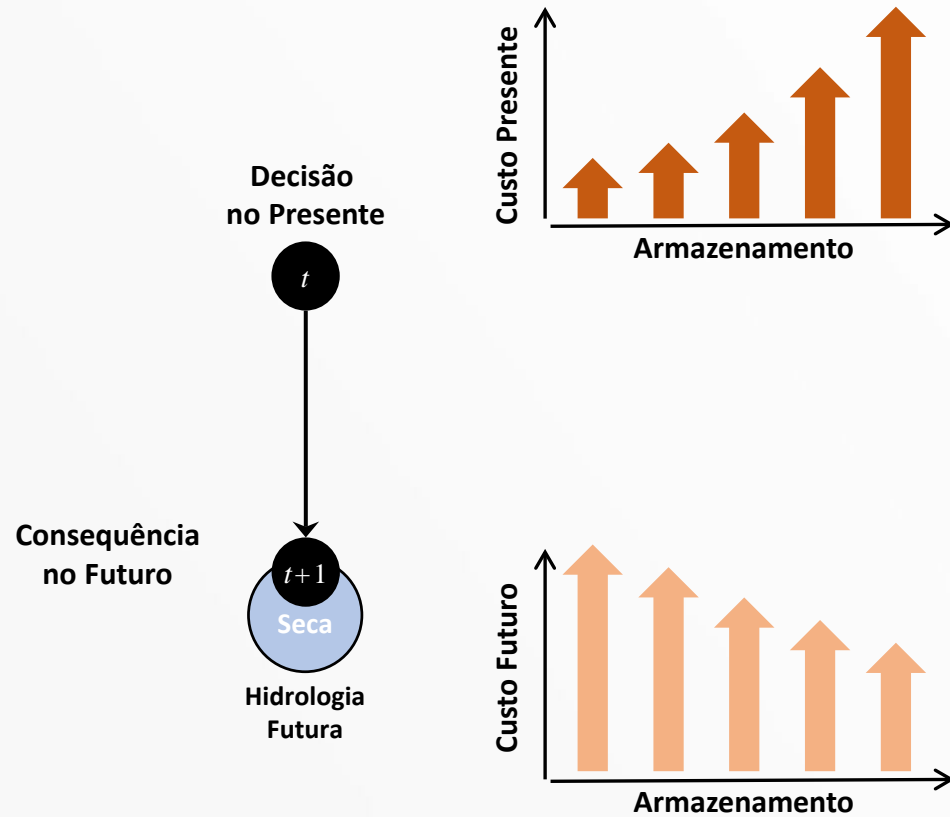
- A otimalidade do despacho de “hoje” depende do custo “futuro” do uso da água
- Este valor pode ser estimado como custo de oportunidade médio, calculado para as combinações de afluentes de hoje até o final do horizonte
- O custo de oportunidade é comparado com o custo dos demais recursos para determinar a ordem de despacho e o CMO
- Como calcular o custo de oportunidade futuro?
  - ✓ Basicamente avançando na árvore de cenários durante um período compatível com a capacidade de regularização dos reservatórios (“horizonte de influência”, que no Brasil é de 5 anos)



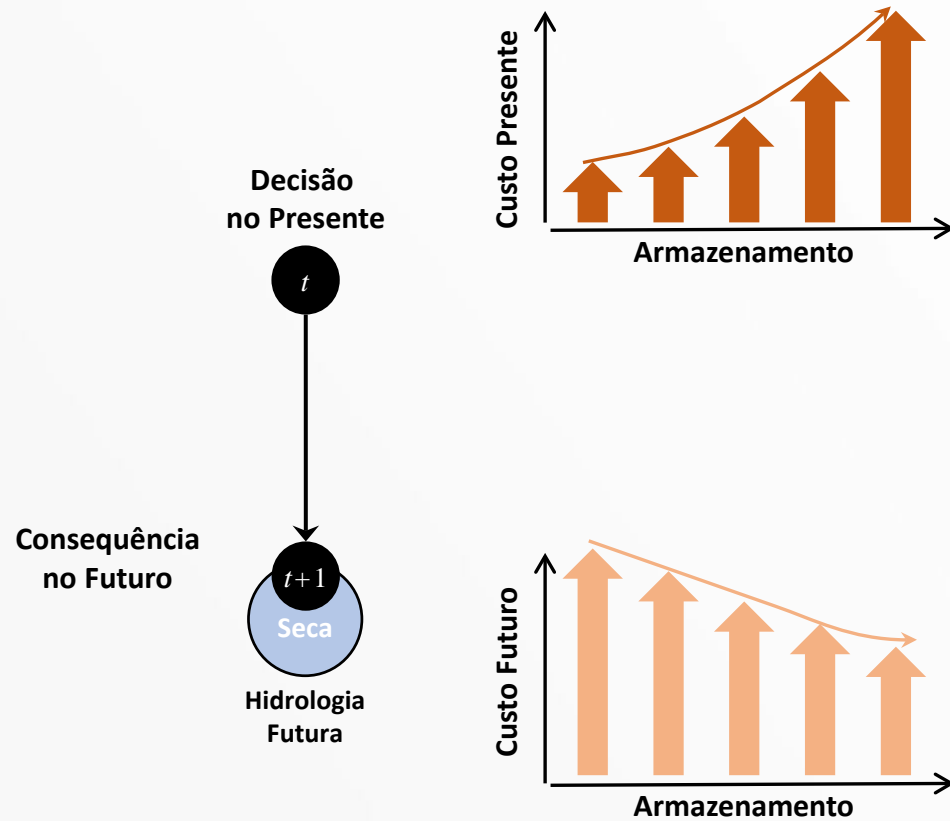
## Despacho Hidrotérmico Estocástico



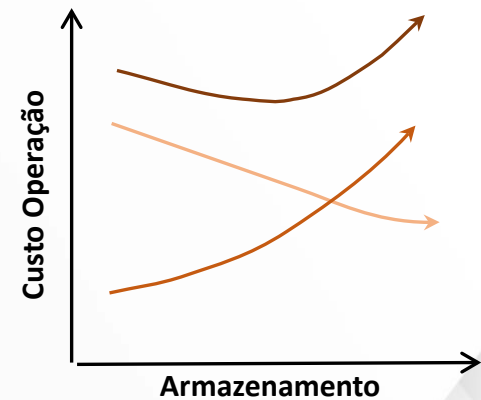
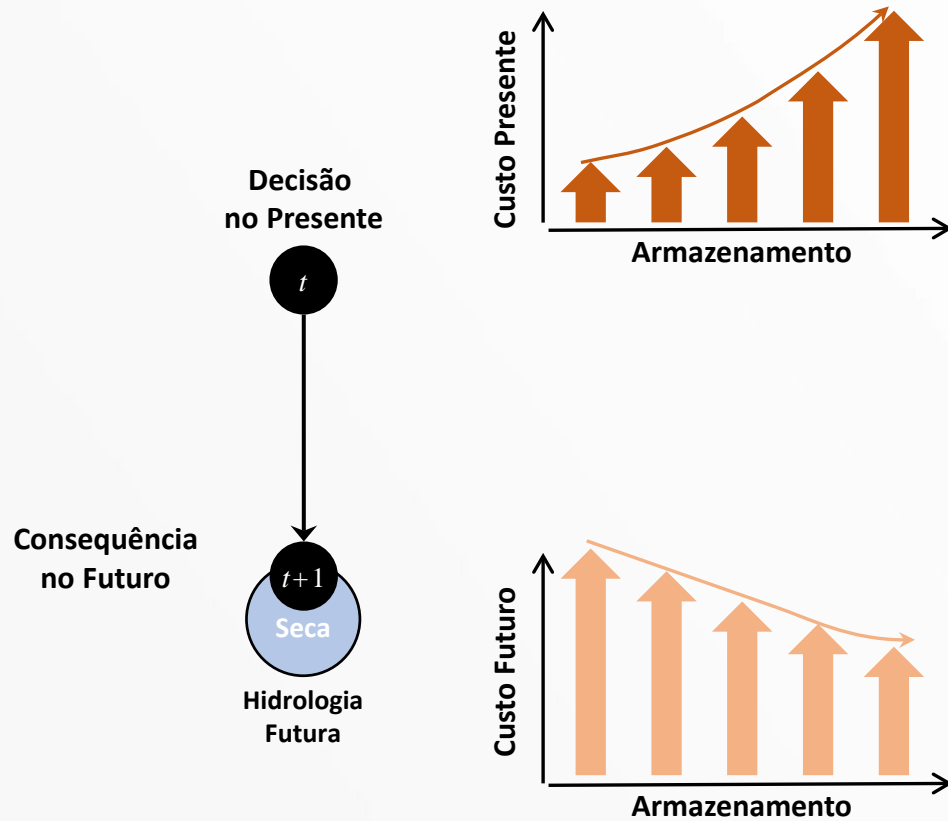
## Despacho Hidrotérmico Estocástico



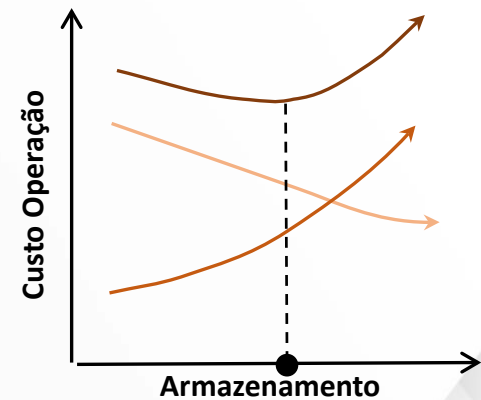
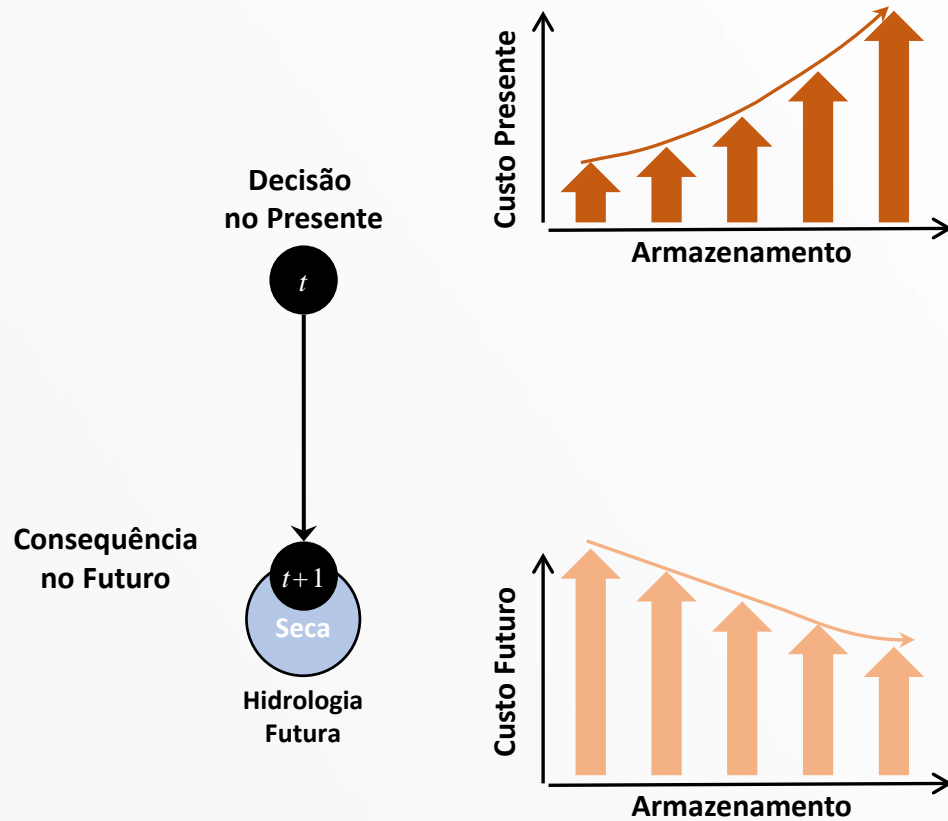
## Despacho Hidrotérmico Estocástico



## Despacho Hidrotérmico Estocástico

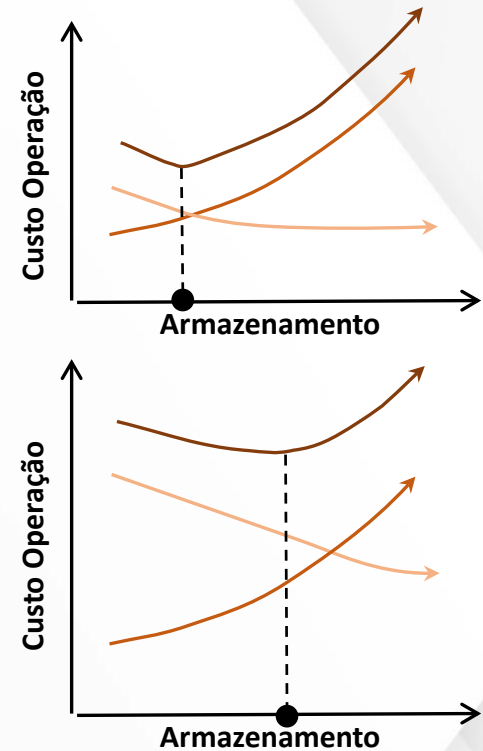
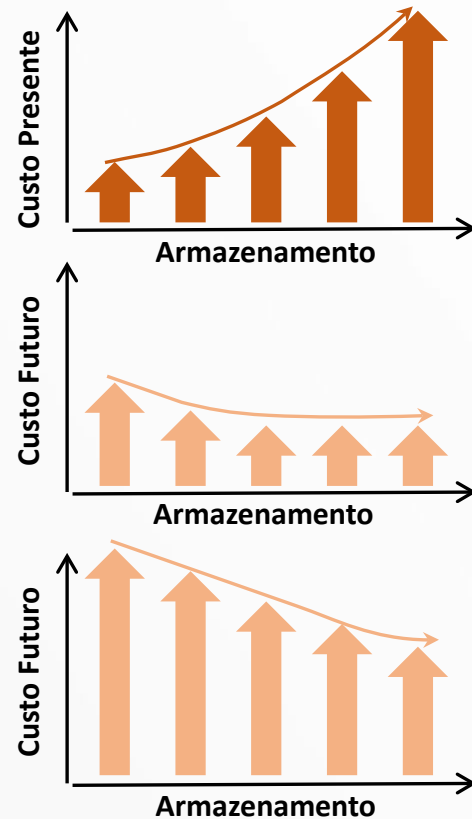
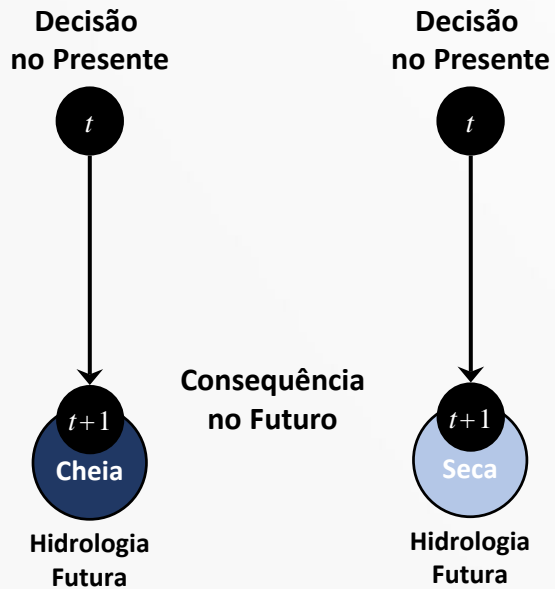


## Despacho Hidrotérmico Estocástico

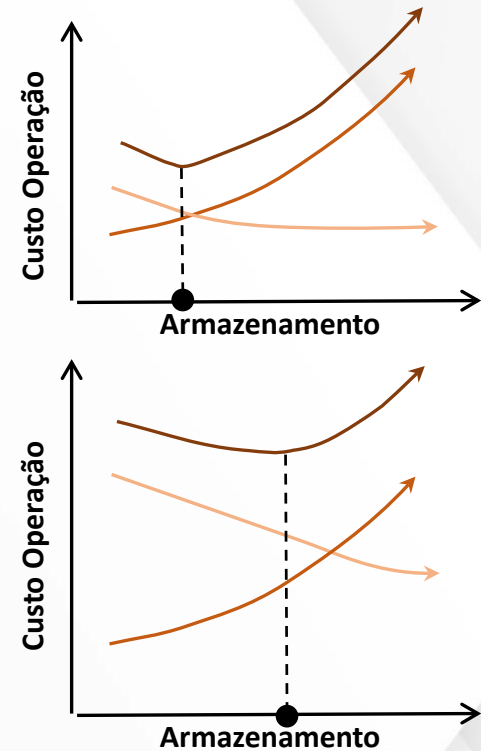
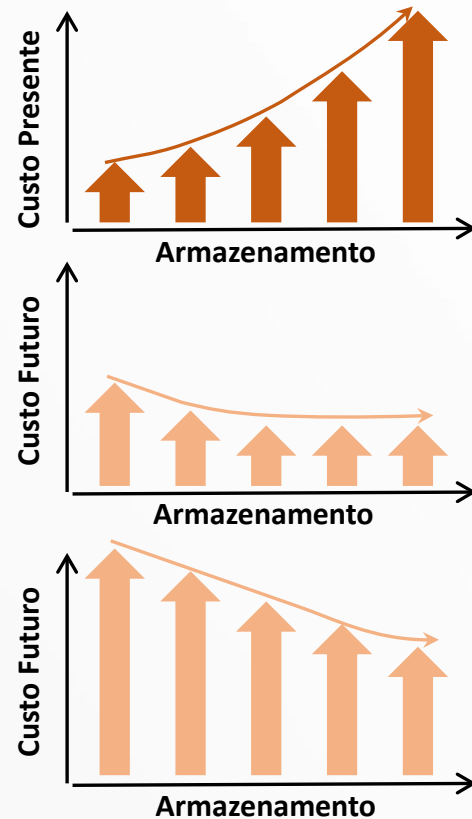
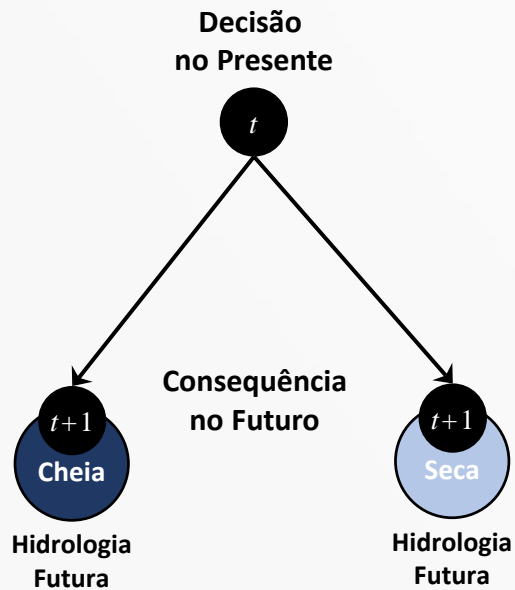




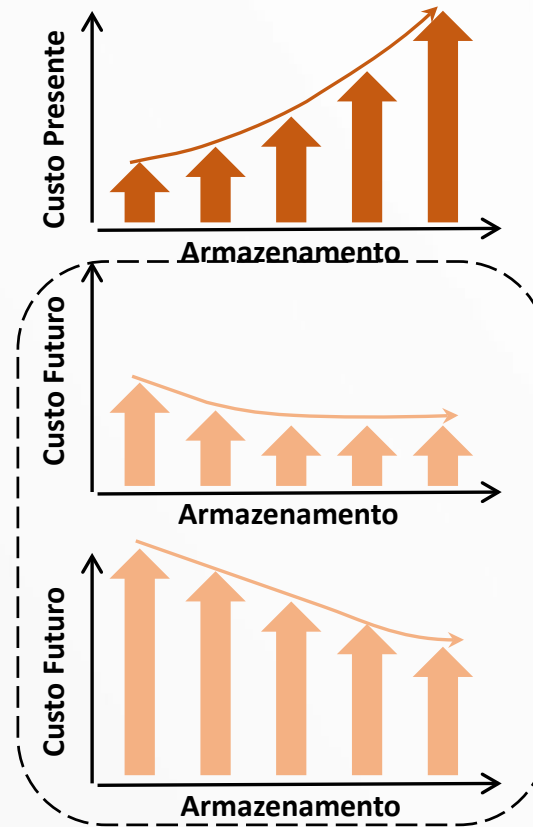
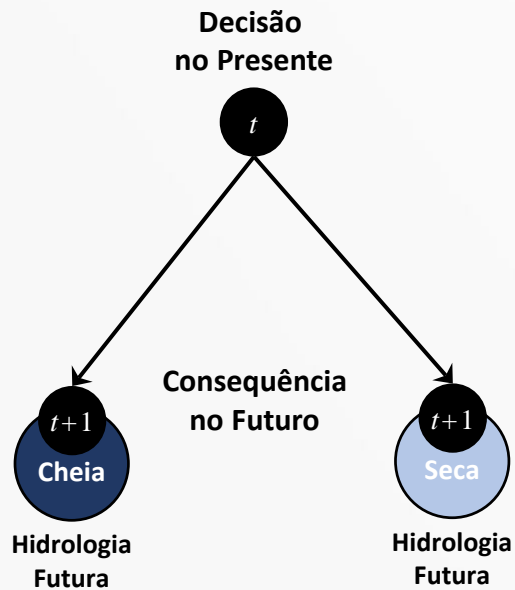
# Despacho Hidrotérmico Estocástico



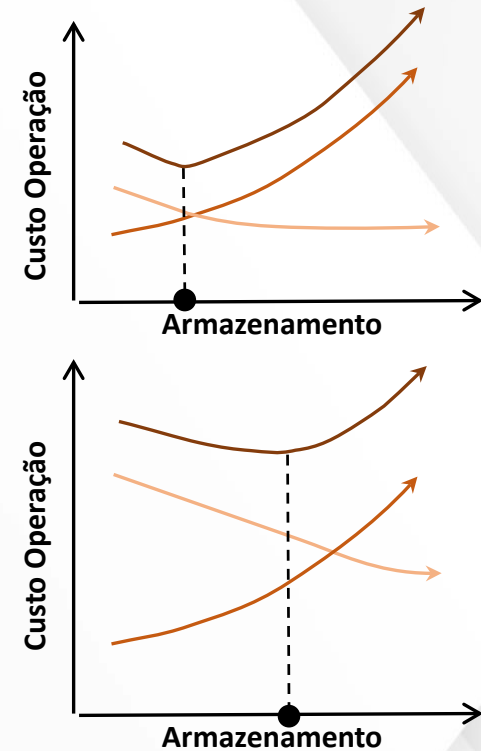
# Despacho Hidrotérmico Estocástico



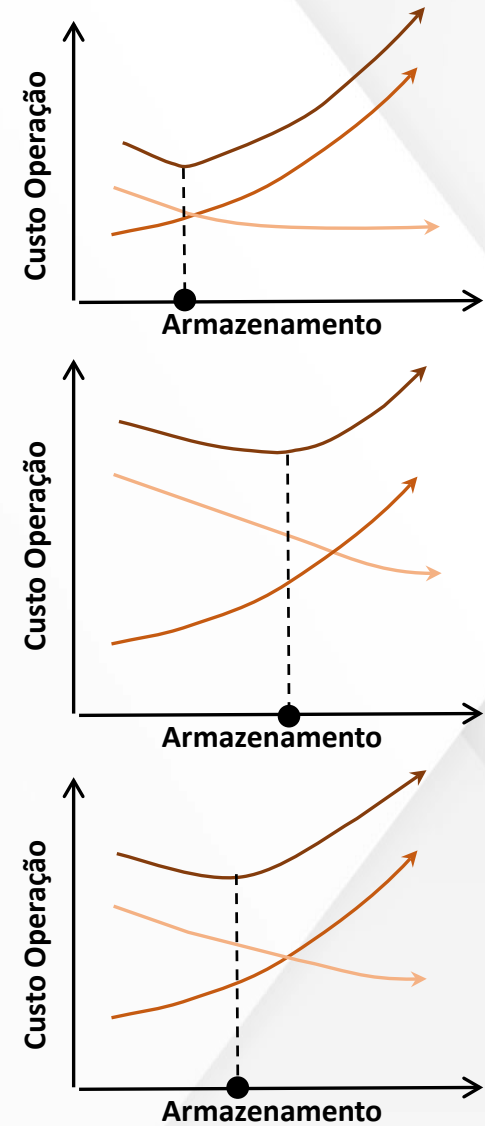
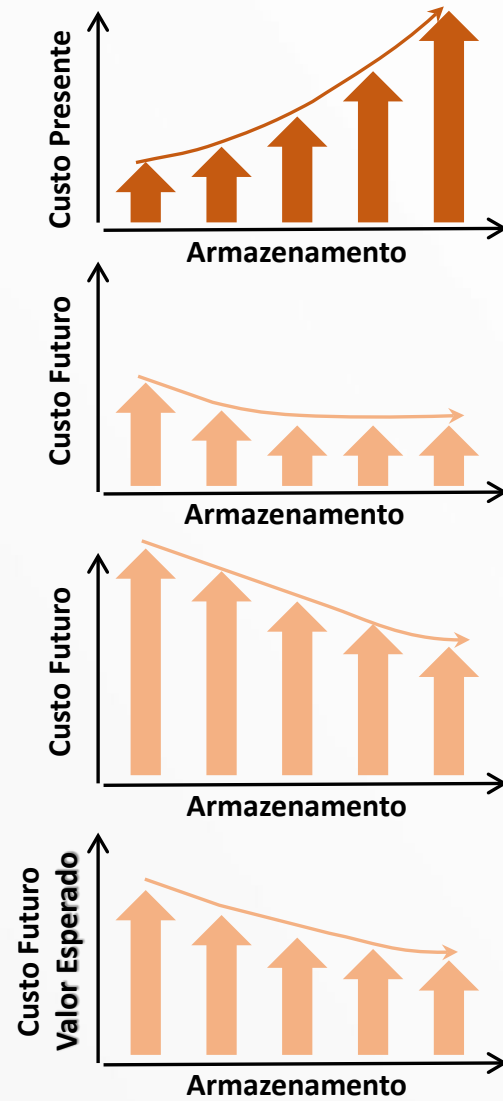
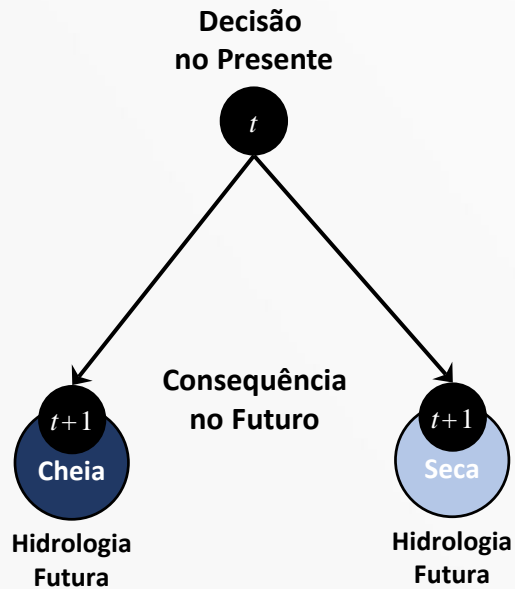
# Despacho Hidrotérmico Estocástico



**Custo Esperado de Operação no Futuro**



# Despacho Hidrotérmico Estocástico



## Cálculo da Função de Custo Futuro (FCF)

- Se “alguém” fornecesse o modelo matemático da FCF, então toda a informação do valor futuro da água estaria embutida nesta função
- Bastaria formular e resolver o problema do despacho hidrotérmico do primeiro estágio
- Essa estratégia é base para
  - ✓ *Resolver os problemas de médio e curto prazos no caso Brasileiro*
  - ✓ *Utilizada na coordenação dos problemas (médio prazo, curto prazo e a programação da operação)*

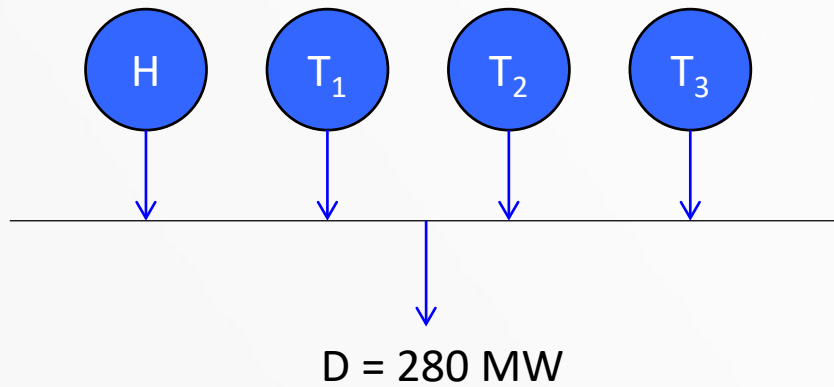


# Despacho Hidrotérmico

Exemplo Numérico



## Despacho Hidrotérmico - *Dois estágios: Exemplo Introdutório*



	Custo Incremental (R\$/MWh)	P <sup>max</sup> (MW)
T1	10	50
T2	20	100
T3	200	130

H

$$v^{\max} = 100 \text{ m}^3$$

$$v^{\min} = 0 \text{ m}^3$$

$$q^{\max} = 120 \text{ m}^3/\text{h}$$

$$\rho = 2 \text{ MW/m}^3/\text{h}$$

$$p^{\max} = 240 \text{ MW}$$

**Cada estágio: 1 hora**

1º Estágio

$$y = 50 \text{ m}^3/\text{h}$$

$$v_1 = 70 \text{ m}^3$$

$v_2$

2º Estágio

$$y = 30 \text{ m}^3/\text{h}$$

$$\begin{aligned} \min z = & 10gt_{11} + 20gt_{21} + 200gt_{31} \\ & + 10gt_{12} + 20gt_{22} + 200gt_{32} \end{aligned}$$

$$\text{s.t.: } v_2 + q_1 + s_1 = 70 + 50$$

$$gt_{11} + gt_{21} + gt_{31} + 2q_1 = 280$$

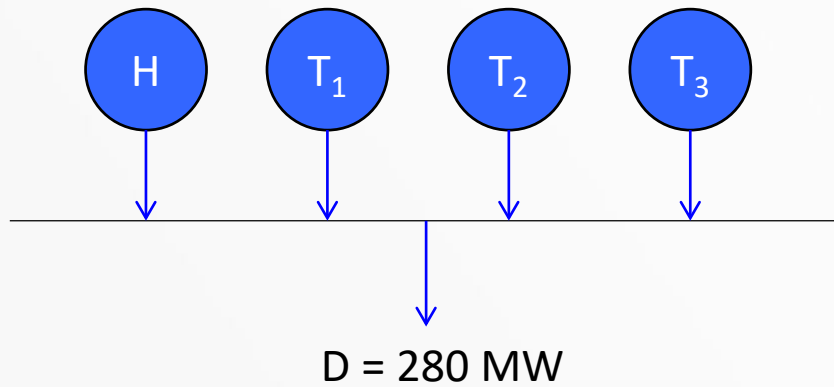
$$v_3 - v_2 + q_2 + s_2 = 30$$

$$gt_{12} + gt_{22} + gt_{32} + 2q_2 = 280$$

$$x_t^{\min} \leq x_t \leq x_t^{\max}$$



## Despacho Hidrotérmico - *Dois estágios: Exemplo Introdutório*



	Custo Incremental (R\$/MWh)	P <sup>max</sup> (MW)
T1	10	50
T2	20	100
T3	200	130

H

$$v^{\max} = 100 \text{ m}^3$$

$$v^{\min} = 0 \text{ m}^3$$

$$q^{\max} = 120 \text{ m}^3/\text{h}$$

$$\rho = 2 \text{ MW/m}^3/\text{h}$$

$$p^{\max} = 240 \text{ MW}$$

**Cada estágio: 1 hora**

1º Estágio

$$y = 50 \text{ m}^3/\text{h}$$

$$v_1 = 70 \text{ m}^3$$

$v_2$

2º Estágio

$$y = 30 \text{ m}^3/\text{h}$$

$$\begin{aligned} \min z = & 10gt_{11} + 20gt_{21} + 200gt_{31} \\ & + 10gt_{12} + 20gt_{22} + 200gt_{32} \end{aligned}$$

$$\text{s.t. : } v_2 + q_1 + s_1 = 70 + 50$$

$$gt_{11} + gt_{21} + gt_{31} + 2q_1 = 280$$

$$v_3 - v_2 + q_2 + s_2 = 30$$

$$gt_{12} + gt_{22} + gt_{32} + 2q_2 = 280$$

$$x_t^{\min} \leq x_t \leq x_t^{\max}$$





## Despacho Hidrotérmico

### *Dois estágios: Exemplo Introdutório – Problema 2º Estágio*

$$\min z_2 = 10gt_{12} + 20gt_{22} + 200gt_{32}$$

$$\text{s.t.:} \quad v_3 + q_2 + s_2 = v_2 + 30$$

$$gt_{12} + gt_{22} + gt_{32} + 2q_2 = 280$$

$$x_2^{\min} \leq x_2 \leq x_2^{\max}$$

Sabe-se que  $v_3 = 0 \text{ m}^3$   
e  $y_2 = 30 \text{ m}^3/\text{h}$



## Despacho Hidrotérmico

### Dois estágios: Exemplo Introdutório – Problema 2º Estágio

$$\min z_2 = 10gt_{12} + 20gt_{22} + 200gt_{32}$$

$$\text{s.t.:} \quad v_3 + q_2 + s_2 = v_2 + 30$$

$$gt_{12} + gt_{22} + gt_{32} + 2q_2 = 280$$

$$x_2^{\min} \leq x_2 \leq x_2^{\max}$$

Sabe-se que  $v_3 = 0 \text{ m}^3$   
e  $y_2 = 30 \text{ m}^3/\text{h}$



Se  $v_2 = 20 \text{ m}^3$



## Despacho Hidrotérmico

### Dois estágios: Exemplo Introdutório – Problema 2º Estágio

$$\begin{aligned} \min z_2 &= 10gt_{12} + 20gt_{22} + 200gt_{32} \\ \text{s.t.: } v_3 + q_2 + s_2 &= v_2 + 30 \\ gt_{12} + gt_{22} + gt_{32} + 2q_2 &= 280 \\ x_2^{\min} &\leq x_2 \leq x_2^{\max} \end{aligned}$$

Sabe-se que  $v_3 = 0 \text{ m}^3$   
e  $y_2 = 30 \text{ m}^3/\text{h}$



Se  $v_2 = 20 \text{ m}^3$



$gh = 2Q_2 = 2(20 + 30)$   
 $gh = 100 \text{ MW}$



## Despacho Hidrotérmico

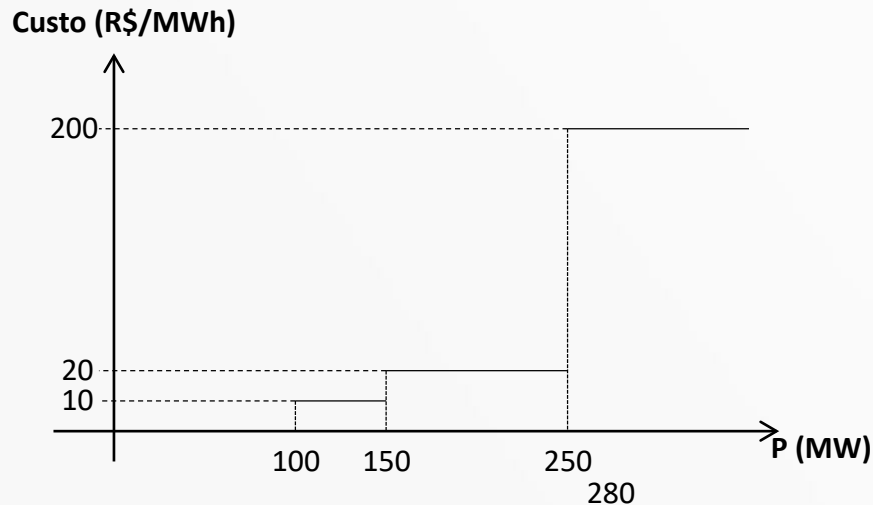
### Dois estágios: Exemplo Introdutório – Problema 2º Estágio

$$\min z_2 = 10gt_{12} + 20gt_{22} + 200gt_{32}$$

$$\text{s.t.: } v_3 + q_2 + s_2 = v_2 + 30$$

$$gt_{12} + gt_{22} + gt_{32} + 2q_2 = 280$$

$$x_2^{\min} \leq x_2 \leq x_2^{\max}$$



Sabe-se que  $v_3 = 0 \text{ m}^3$   
e  $y_2 = 30 \text{ m}^3/\text{h}$



Se  $v_2 = 20 \text{ m}^3$



$gh = 2Q_2 = 2(20 + 30)$   
 $gh = 100 \text{ MW}$



Despacho Termelétrico  
Puro



## Despacho Hidrotérmico

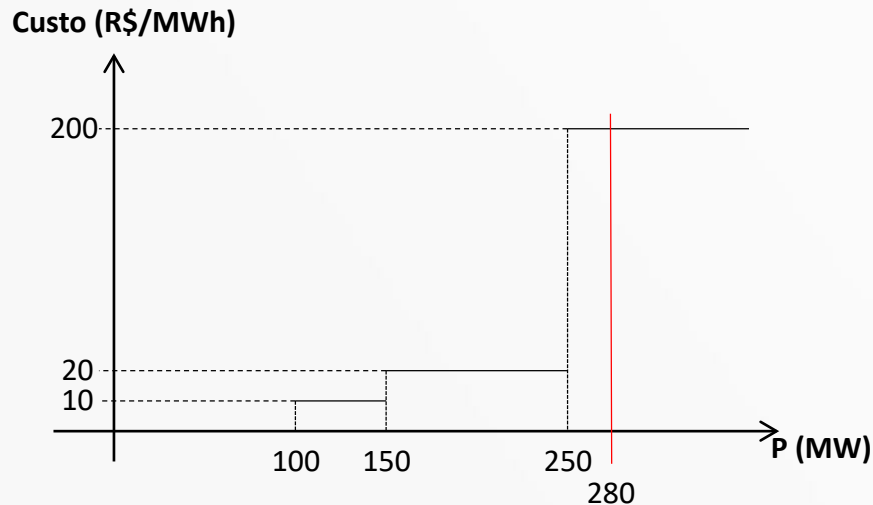
### Dois estágios: Exemplo Introdutório – Problema 2º Estágio

$$\min z_2 = 10gt_{12} + 20gt_{22} + 200gt_{32}$$

$$\text{s.t.: } v_3 + q_2 + s_2 = v_2 + 30$$

$$gt_{12} + gt_{22} + gt_{32} + 2q_2 = 280$$

$$x_2^{\min} \leq x_2 \leq x_2^{\max}$$



Sabe-se que  $v_3 = 0 \text{ m}^3$   
e  $y_2 = 30 \text{ m}^3/\text{h}$



Se  $v_2 = 20 \text{ m}^3$



$gh = 2Q_2 = 2(20 + 30)$   
 $gh = 100 \text{ MW}$



Despacho Termelétrico  
Puro



## Despacho Hidrotérmico

### *Dois estágios: Exemplo Introdutório – Problema 2º Estágio*

	$v_2$	$2q_2$ (MW)	$s_2$ (m <sup>3</sup> /h)	$gt_{12}$ (MW)	$gt_{22}$ (MW)	$gt_{32}$ (MW)	$z_2$ (R\$)
<b>1</b>	0	60	0	50	100	70	16500
<b>2</b>	10	80	0	50	100	50	12500
<b>3</b>	20	100	0	50	100	30	8500
<b>4</b>	30	120	0	50	100	10	4500
<b>5</b>	40	140	0	50	90	0	2300
<b>6</b>	50	160	0	50	70	0	1900
<b>7</b>	60	180	0	50	50	0	1500
<b>8</b>	70	200	0	50	30	0	1100
<b>9</b>	80	220	0	50	10	0	700
<b>10</b>	90	240	0	40	0	0	400
<b>11</b>	100	240	10	40	0	0	400



## Despacho Hidrotérmico

### *Dois estágios: Exemplo Introdutório – Problema 1º Estágio*

$$\min z_2 = 10gt_{11} + 20gt_{21} + 200gt_{31}$$

$$\text{s.t: } v_2 + q_1 + s_1 = 70 + 50$$

$$gt_{11} + gt_{21} + gt_{31} + 2q_1 = 280$$

$$x_1^{\min} \leq x_1 \leq x_1^{\max}$$

Sabe-se que  $v_1 = 70 \text{ m}^3$  e  
 $y_1 = 50 \text{ m}^3/\text{h}$



## Despacho Hidrotérmico

### Dois estágios: Exemplo Introdutório – Problema 1º Estágio

$$\min z_2 = 10gt_{11} + 20gt_{21} + 200gt_{31}$$

$$\text{s.t: } v_2 + q_1 + s_1 = 70 + 50$$

$$gt_{11} + gt_{21} + gt_{31} + 2q_1 = 280$$

$$x_1^{\min} \leq x_1 \leq x_1^{\max}$$

Sabe-se que  $v_1 = 70 \text{ m}^3$  e  
 $y_1 = 50 \text{ m}^3/\text{h}$



Se  $v_2 = 20 \text{ m}^3$





## Despacho Hidrotérmico

### Dois estágios: Exemplo Introdutório – Problema 1º Estágio

$$\min z_2 = 10gt_{11} + 20gt_{21} + 200gt_{31}$$

$$\text{s.t: } v_2 + q_1 + s_1 = 70 + 50$$

$$gt_{11} + gt_{21} + gt_{31} + 2q_1 = 280$$

$$x_1^{\min} \leq x_1 \leq x_1^{\max}$$

Sabe-se que  $v_1 = 70 \text{ m}^3$  e  
 $y_1 = 50 \text{ m}^3/\text{h}$



Se  $v_2 = 20 \text{ m}^3$



$$gh = 2Q_2 = 2(70 - 20 + 50)$$

$$gh = 200 \text{ MW}$$



## Despacho Hidrotérmico

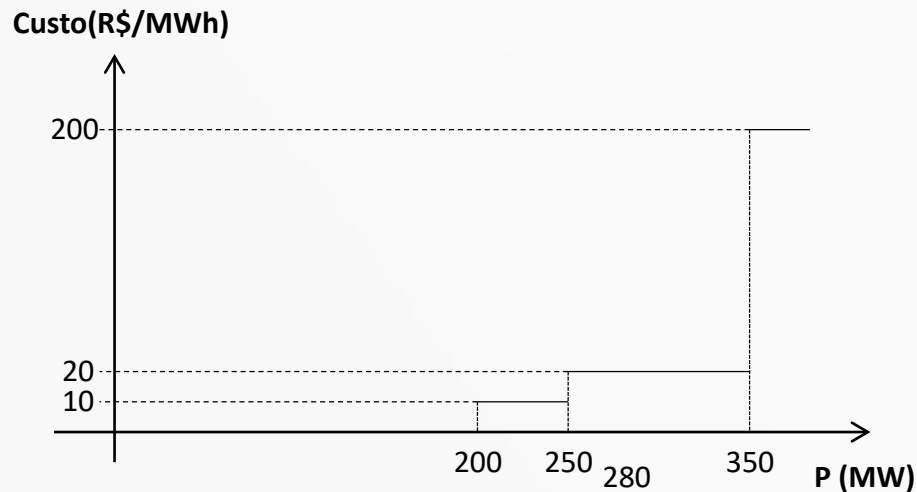
### Dois estágios: Exemplo Introdutório – Problema 1º Estágio

$$\min z_2 = 10gt_{11} + 20gt_{21} + 200gt_{31}$$

$$\text{s.t: } v_2 + q_1 + s_1 = 70 + 50$$

$$gt_{11} + gt_{21} + gt_{31} + 2q_1 = 280$$

$$x_1^{\min} \leq x_1 \leq x_1^{\max}$$



Sabe-se que  $v_1 = 70 \text{ m}^3$  e  
 $y_1 = 50 \text{ m}^3/\text{h}$



Se  $v_2 = 20 \text{ m}^3$



$gh = 2Q_2 = 2(70 - 20 + 50)$   
 $gh = 200 \text{ MW}$



Despacho Termelétrico  
Puro



## Despacho Hidrotérmico

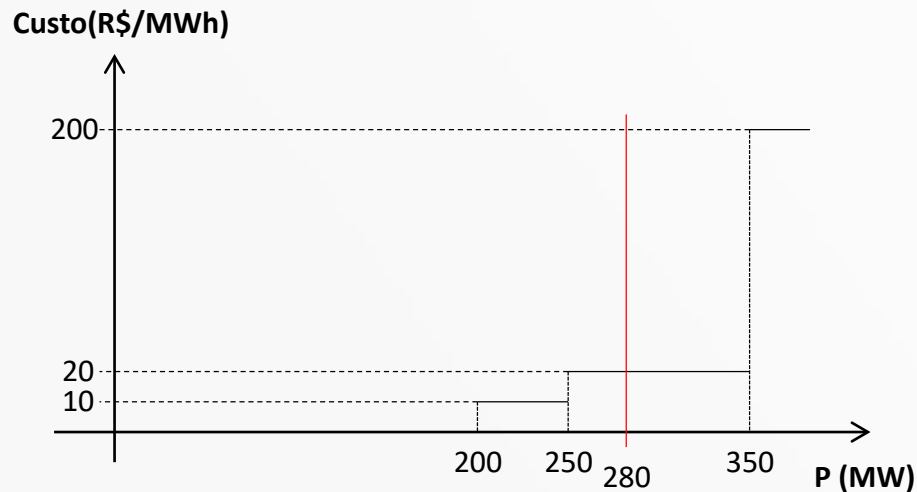
### Dois estágios: Exemplo Introdutório – Problema 1º Estágio

$$\min z_2 = 10gt_{11} + 20gt_{21} + 200gt_{31}$$

$$\text{s.t: } v_2 + q_1 + s_1 = 70 + 50$$

$$gt_{11} + gt_{21} + gt_{31} + 2q_1 = 280$$

$$x_1^{\min} \leq x_1 \leq x_1^{\max}$$



Sabe-se que  $v_1 = 70 \text{ m}^3$  e  
 $y_1 = 50 \text{ m}^3/\text{h}$



Se  $v_2 = 20 \text{ m}^3$



$gh = 2Q_2 = 2(70 - 20 + 50)$   
 $gh = 200 \text{ MW}$



Despacho Termelétrico  
Puro



## Despacho Hidrotérmico

### *Dois estágios: Exemplo Introdutório – Problema 1º Estágio*

	$v_2$	$2q_1$ (MW)	$s_1$ (m <sup>3</sup> /h)	$gt_{11}$ (MW)	$gt_{21}$ (MW)	$gt_{31}$ (MW)	$z_1$ (R\$)
<b>1</b>	0	240	0	40	0	0	400
<b>2</b>	10	220	0	50	10	0	700
<b>3</b>	20	200	0	50	30	0	1100
<b>4</b>	30	180	0	50	50	0	1500
<b>5</b>	40	160	0	50	70	0	1900
<b>6</b>	50	140	0	50	90	0	2300
<b>7</b>	60	120	0	50	100	10	4500
<b>8</b>	70	100	0	50	100	30	8500
<b>9</b>	80	80	0	50	100	50	12500
<b>10</b>	90	60	0	50	100	70	16500
<b>11</b>	100	40	0	50	100	90	20500



## Despacho Hidrotérmico

### *Dois estágios: Exemplo Introdutório – Custo Total*

	$v_2$	$z_2$ (R\$)	$z_1$ (R\$)	Custo Total (R\$)
<b>1</b>	0	16,500	400	16,900
<b>2</b>	10	12,500	700	13,200
<b>3</b>	20	8,500	1,100	9,600
<b>4</b>	30	4,500	1,500	6,000
<b>5</b>	40	2,300	1,900	4,200
<b>6</b>	50	1,900	2,300	4,200
<b>7</b>	60	1,500	4,500	6,000
<b>8</b>	70	1,100	8,500	9,600
<b>9</b>	80	700	12,500	13,200
<b>10</b>	90	400	16,500	16,900
<b>11</b>	100	400	20,500	20,900



## Despacho Hidrotérmico

### *Dois estágios: Exemplo Introdutório – Custo Total*

	$v_2$	$z_2$ (R\$)	$z_1$ (R\$)	Custo Total (R\$)
1	0	16,500	400	16,900
2	10	12,500	700	13,200
3	20	8,500	1,100	9,600
4	30	4,500	1,500	6,000
5	40	2,300	1,900	4,200
6	50	1,900	2,300	4,200
7	60	1,500	4,500	6,000
8	70	1,100	8,500	9,600
9	80	700	12,500	13,200
10	90	400	16,500	16,900
11	100	400	20,500	20,900



## Despacho Hidrotérmico

### *Maldição da Dimensionalidade*

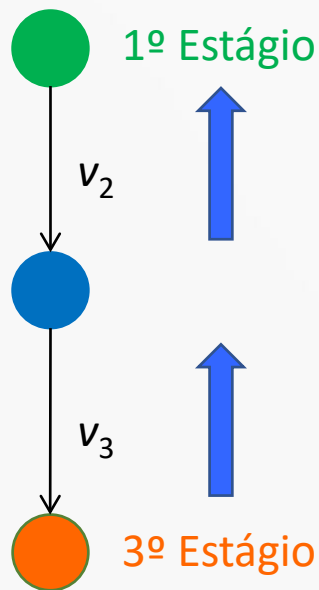
- Acabamos de resolver um problema determinístico por *Programação Dinâmica*
- No entanto há duas questões problemáticas
  - ✓ Maldição de Dimensionalidade → Se forem considerados 10 valores para  $v_2$  tem-se
    - 1 Reservatório  $10^1 = 10$
    - 2 Reservatórios  $10^2 = 100$
    - 3 Reservatórios  $10^3 = 1.000$
    - 4 Reservatórios  $10^4 = 10.000$
  - ✓ O custo do segundo estágio só está disponível para os valores de  $v_2$  que foram visitados



## Programação Dinâmica Determinística

### *Multi-estágio*

- Para cada estágio  $t$  é necessário definir um par de decisão  $(v_t, v_{t+1})$ 
  - ✓ Quando se toma a decisão no estágio  $t$  não se sabe qual será a decisão no estágio anterior



	$v_3$	Custo do 3º Estágio
1	0.0 $v^{\max}$	$z_3(1)$
2	0.1 $v^{\max}$	$z_3(2)$
3	0.2 $v^{\max}$	$z_3(3)$
4	0.3 $v^{\max}$	$z_3(4)$
5	0.4 $v^{\max}$	$z_3(5)$
6	0.5 $v^{\max}$	$z_3(6)$
7	0.6 $v^{\max}$	$z_3(7)$
8	0.7 $v^{\max}$	$z_3(8)$
9	0.8 $v^{\max}$	$z_3(9)$
10	0.9 $v^{\max}$	$z_3(10)$
11	1.0 $v^{\max}$	$z_3(11)$





# Programação Dinâmica Determinística

## Multi-estágio

		$v_2$	1	2	...	10	11
			$0.0 v^{\max}$	$0.1 v^{\max}$	...	$0.9 v^{\max}$	$1.0 v^{\max}$
	$v_3$						
1	$0.0 v^{\max}$		$z_2(1,1) + z_3(1)$	$z_2(2,1) + z_3(1)$	...	$z_2(10,1) + z_3(1)$	$z_2(11,1) + z_3(1)$
2	$0.1 v^{\max}$		$z_2(1,2) + z_3(2)$	$z_2(2,2) + z_3(2)$	...	$z_2(10,2) + z_3(2)$	$z_2(11,2) + z_3(2)$
.	.		.	.		.	.
.	.		.	.		.	.
.	.		.	.		.	.
10	$0.9 v^{\max}$		$z_2(1,10) + z_3(10)$	$z_2(2,10) + z_3(10)$	...	$z_2(10,10) + z_3(10)$	$z_2(11,10) + z_3(10)$
11	$1.0 v^{\max}$		$z_2(1,11) + z_3(11)$	$z_2(2,11) + z_3(11)$	...	$z_2(10,11) + z_3(11)$	$z_2(11,11) + z_3(11)$



## Programação Dinâmica Determinística

### Multi-estágio

		1	2	...	10	11
		$0.0 v^{\max}$	$0.1 v^{\max}$	...	$0.9 v^{\max}$	$1.0 v^{\max}$
	$v_3$					
	$0.0 v^{\max}$	$z_2(1,1) + z_3(1)$	$z_2(2,1) + z_3(1)$	...	$z_2(10,1) + z_3(1)$	$z_2(11,1) + z_3(1)$
2	$0.1 v^{\max}$	$z_2(1,2) + z_3(2)$	$z_2(2,2) + z_3(2)$	...	$z_2(10,2) + z_3(2)$	$z_2(11,2) + z_3(2)$
.	.	.	.	.	.	.
.	.	.	.	.	.	.
.	.	.	.	.	.	.
10	$0.9 v^{\max}$	$z_2(1,10) + z_3(10)$	$z_2(2,10) + z_3(10)$	...	$z_2(10,10) + z_3(10)$	$z_2(11,10) + z_3(10)$
11	$1.0 v^{\max}$	$z_2(1,11) + z_3(11)$	$z_2(2,11) + z_3(11)$	...	$z_2(10,11) + z_3(11)$	$z_2(11,11) + z_3(11)$

**A solução mais barata  
para cada  $v_2$  é escolhida**

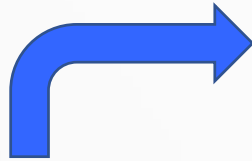


Custo do 2º Estágio	
1	$z_2(1)$
2	$z_2(2)$
3	$z_2(3)$
4	$z_2(4)$
5	$z_2(5)$
6	$z_2(6)$
7	$z_2(7)$
8	$z_2(8)$
9	$z_2(9)$
10	$z_2(10)$
11	$z_2(11)$



## Programação Dinâmica Determinística

### Multi-estágio



1º Estágio

1	$z_1(1)$
2	$z_1(2)$
3	$z_1(3)$
4	$z_1(4)$
5	$z_1(5)$
6	$z_1(6)$
7	$z_1(7)$
8	$z_1(8)$
9	$z_1(9)$
10	$z_1(10)$
11	$z_1(11)$

Custo Total	
1	$z_1(1) + z_2(1)$
2	$z_1(2) + z_2(2)$
3	$z_1(3) + z_2(3)$
4	$z_1(4) + z_2(4)$
5	$z_1(5) + z_2(5)$
6	$z_1(6) + z_2(6)$
7	$z_1(7) + z_2(7)$
8	$z_1(8) + z_2(8)$
9	$z_1(9) + z_2(9)$
10	$z_1(10) + z_2(10)$
11	$z_1(11) + z_2(11)$

***A solução final é aquela com menor custo total!***



## Programação Dinâmica Determinística

### *Multi-estágio: Maldição da Dimensionalidade*

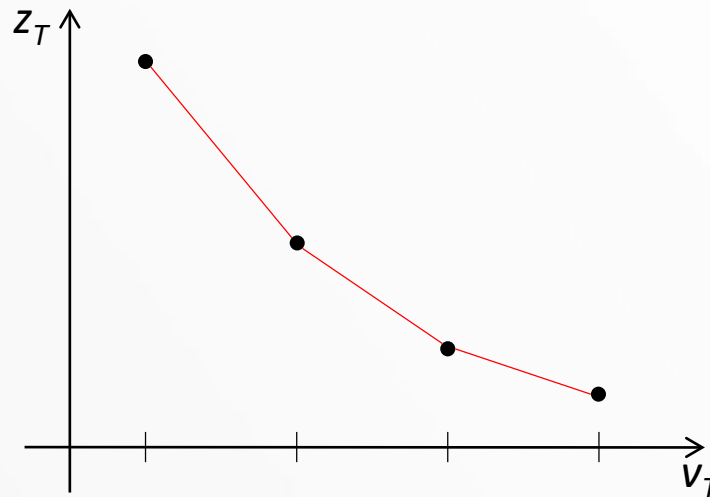
- Programação Dinâmica multi-estágio cresce exponencialmente com o número de estágios
  - Maldição da Dimensionalidade  $\rightarrow$  10 valores de  $v_t$ 
    - 1 Reservatório  $10^{2*1} = 100$
    - 2 Reservatórios  $10^{2*2} = 10,000$
    - 3 Reservatórios  $10^{2*3} = 1,000,000$
    - 4 Reservatórios  $10^{2*4} = 100,000,000$
  - As decisões são tomadas apenas para o par de decisões visitados  $(v_t, v_{t+1})$



## Programação Dinâmica Determinística

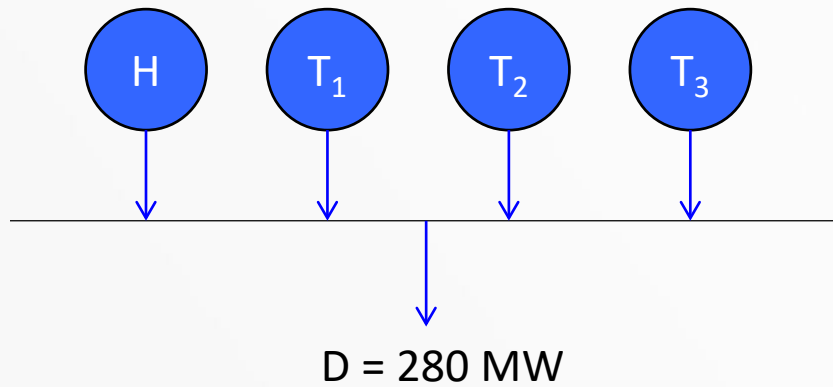
### *Multi-estágio: Uma solução para o problema*

- Uma estratégia para resolver o problema da PD é construir um *convex hull* nos pontos visitados
- Neste caso são calculados os custos no estágio  $T$  para cada  $v_T$
- Com isso tem-se a seguinte Função de Custo Futuro

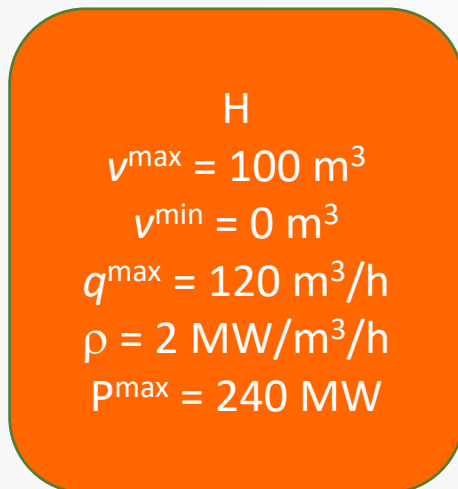


## Programação Dinâmica Determinística

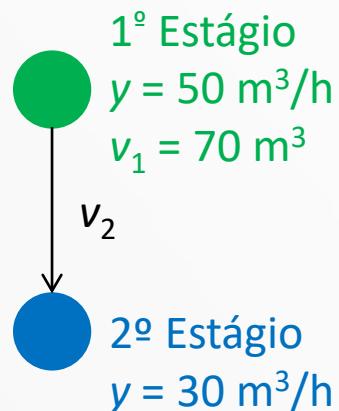
### Exemplo de 2 Estágio



	Custo Incremental (R\$/MWh)	$P^{\max}$ (MW)
T1	10	50
T2	20	100
T3	200	130



**Cada estágio: 1 hora**



$$\min z = 10gt_{11} + 20gt_{21} + 200gt_{31} + 10gt_{12} + 20gt_{22} + 200gt_{32}$$

$$s.t.: v_2 + q_1 + s_1 = 70 + 50$$

$$gt_{11} + gt_{21} + gt_{31} + 2q_1 = 280$$

$$v_3 - v_2 + q_2 + s_2 = 30$$

$$gt_{12} + gt_{22} + gt_{32} + 2q_2 = 280$$

$$x_t^{\min} \leq x_t \leq x_t^{\max}$$



## Programação Dinâmica Determinística

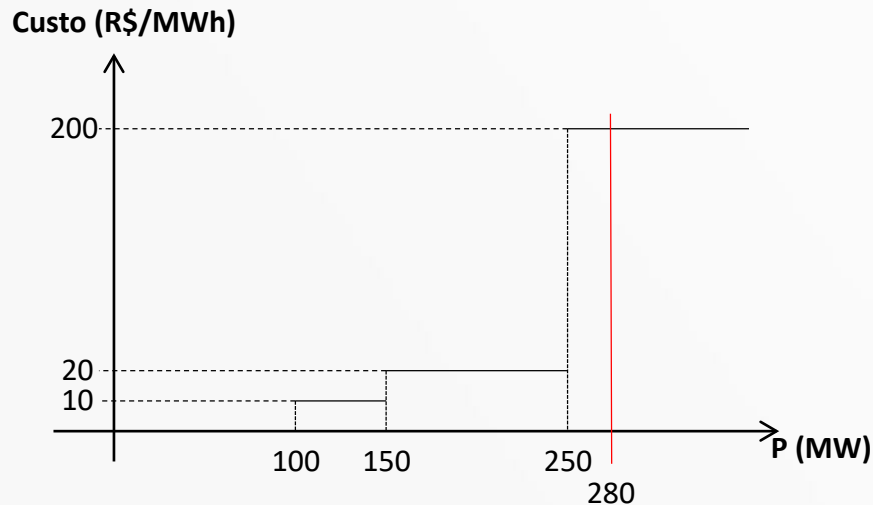
### Exemplo de 2 Estágio: 2º Estágio

$$\min z_2 = 10gt_{12} + 20gt_{22} + 200gt_{32}$$

$$s.t: v_3 + q_2 + s_2 = v_2 + 30$$

$$gt_{12} + gt_{22} + gt_{32} + 2q_2 = 280$$

$$x_2^{\min} \leq x_2 \leq x_2^{\max}$$



Sabe-se que  $v_3 = 0 \text{ m}^3$   
e  $y_2 = 30 \text{ m}^3/\text{h}$



Se  $v_2 = 20 \text{ m}^3$



$gh = 2q_2 = 2(20 + 30)$   
 $gh = 100 \text{ MW}$



Despacho Termelétrico  
Puro



## Programação Dinâmica Determinística

### *Exemplo de 2 Estágio: 2º Estágio*

	$v_2$	$2q_2$ (MW)	$s_2$ (m <sup>3</sup> /h)	$gt_{12}$ (MW)	$gt_{22}$ (MW)	$gt_{32}$ (MW)	$z_2$ (R\$)
<b>1</b>	0	60	0	50	100	70	16,500
<b>2</b>	10	80	0	50	100	50	12,500
<b>3</b>	20	100	0	50	100	30	8,500
<b>4</b>	30	120	0	50	100	10	4,500
<b>5</b>	40	140	0	50	90	0	2,300
<b>6</b>	50	160	0	50	70	0	1,900
<b>7</b>	60	180	0	50	50	0	1,500
<b>8</b>	70	200	0	50	30	0	1,100
<b>9</b>	80	220	0	50	10	0	700
<b>10</b>	90	240	0	40	0	0	400
<b>11</b>	100	240	10	40	0	0	400





## Programação Dinâmica Determinística

### *Exemplo de 2 Estágio: 2º Estágio*

#### Construindo a Função de Custo Futuro

	$v_2$	$z_2$ (R\$)
1	0	16,500
2	10	12,500
3	20	8,500
4	30	4,500
5	40	2,300
6	50	1,900
7	60	1,500
8	70	1,100
9	80	700
10	90	400
11	100	400



## Programação Dinâmica Determinística

### Exemplo de 2 Estágio: 2º Estágio

#### Construindo a Função de Custo Futuro

	$v_2$	$z_2$ (R\$)
1	0	16,500
2	10	12,500
3	20	8,500
4	30	4,500
5	40	2,300
6	50	1,900
7	60	1,500
8	70	1,100
9	80	700
10	90	400
11	100	400

Os 11 pontos  
fornecem 10 cortes  
para o 1º Estágio



	$a$ (R\$/m <sup>3</sup> )	$e$ (R\$)
1	-400	16500
2	-400	16500
3	-400	16500
4	-220	11100
5	-40	3900
6	-40	3900
7	-40	3900
8	-40	3900
9	-30	3100
10	0	400



## Programação Dinâmica Determinística

### Exemplo de 2 Estágio: 2º Estágio

#### Construindo a Função de Custo Futuro

	$v_2$	$z_2$ (R\$)
1	0	16,500
2	10	12,500
3	20	8,500
4	30	4,500
5	40	2,300
6	50	1,900
7	60	1,500
8	70	1,100
9	80	700
10	90	400
11	100	400

Os 11 pontos  
fornecem 10 cortes  
para o 1º Estágio



	$a$ (R\$/m³)	$e$ (R\$)
1	-400	16500
2	-400	16500
3	-400	16500
4	-220	11100
5	-40	3900
6	-40	3900
7	-40	3900
8	-40	3900
9	-30	3100
10	0	400

$$\min z_2 = 10gt_{11} + 20gt_{21} + 200gt_{31} + \theta_2$$

$$s.t.: v_2 + q_1 + s_1 = 70 + 50$$

$$gt_{11} + gt_{21} + gt_{31} + 2q_1 = 280$$

$$\theta_2 \geq a_k v_2 + e_k, \quad k = 1, \dots, 10$$

$$x_1^{\min} \leq x_1 \leq x_1^{\max}$$



## Programação Dinâmica Determinística

### *Exemplo de 2 Estágio: 1º Estágio*

$$\min z_2 = 10gt_{11} + 20gt_{21} + 200gt_{31}$$

$$s.t: v_2 + q_1 + s_1 = 70 + 50$$

$$gt_{11} + gt_{21} + gt_{31} + 2q_1 = 280$$

Sabe-se que  $v_1 = 70 \text{ m}^3$  e  
 $y_1 = 50 \text{ m}^3/\text{h}$



## Programação Dinâmica Determinística

### *Exemplo de 2 Estágio: 1º Estágio*

$$\min z_2 = 10gt_{11} + 20gt_{21} + 200gt_{31}$$

$$s.t: v_2 + q_1 + s_1 = 70 + 50$$

$$gt_{11} + gt_{21} + gt_{31} + 2q_1 = 280$$

Sabe-se que  $v_1 = 70 \text{ m}^3$  e  
 $y_1 = 50 \text{ m}^3/\text{h}$



Se  $v_2 = 20 \text{ m}^3$



## Programação Dinâmica Determinística

### Exemplo de 2 Estágio: 1º Estágio

$$\min z_2 = 10gt_{11} + 20gt_{21} + 200gt_{31}$$

$$s.t: v_2 + q_1 + s_1 = 70 + 50$$

$$gt_{11} + gt_{21} + gt_{31} + 2q_1 = 280$$

$$\theta_2 \geq -400v_2 + 16500$$

$$\theta_2 \geq -400v_2 + 16500$$

$$\theta_2 \geq -400v_2 + 16500$$

$$\theta_2 \geq -220v_2 + 11100$$

$$\theta_2 \geq -40v_2 + 3900$$

$$\theta_2 \geq -40v_2 + 3900$$

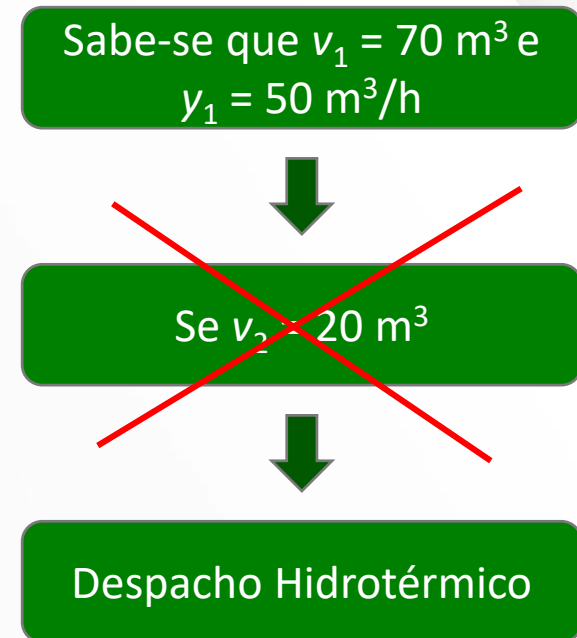
$$\theta_2 \geq -40v_2 + 3900$$

$$\theta_2 \geq -40v_2 + 3900$$

$$\theta_2 \geq -30v_2 + 3100$$

$$\theta_2 \geq 400$$

$$x_1^{\min} \leq x_1 \leq x_1^{\max}$$



## Programação Dinâmica Determinística

### Exemplo de 2 Estágio: 1º Estágio

$$\min z_2 = 10gt_{11} + 20gt_{21} + 200gt_{31} + \theta_2$$

$$s.t: v_2 + q_1 + s_1 = 70 + 50$$

$$gt_{11} + gt_{21} + gt_{31} + 2q_1 = 280$$

$$\theta_2 \geq -400v_2 + 16500$$

$$\theta_2 \geq -400v_2 + 16500$$

$$\theta_2 \geq -400v_2 + 16500$$

$$\theta_2 \geq -220v_2 + 11100$$

$$\theta_2 \geq -40v_2 + 3900$$

$$\theta_2 \geq -40v_2 + 3900$$

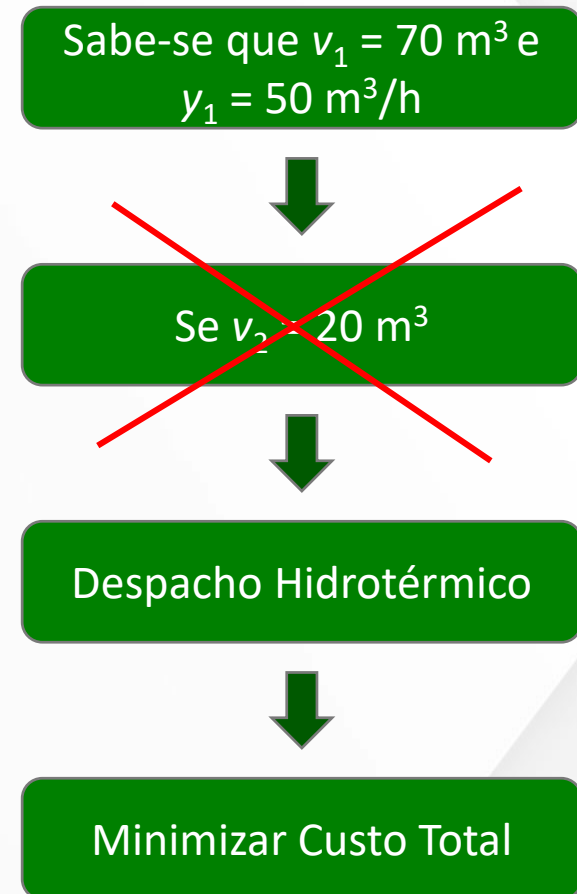
$$\theta_2 \geq -40v_2 + 3900$$

$$\theta_2 \geq -40v_2 + 3900$$

$$\theta_2 \geq -30v_2 + 3100$$

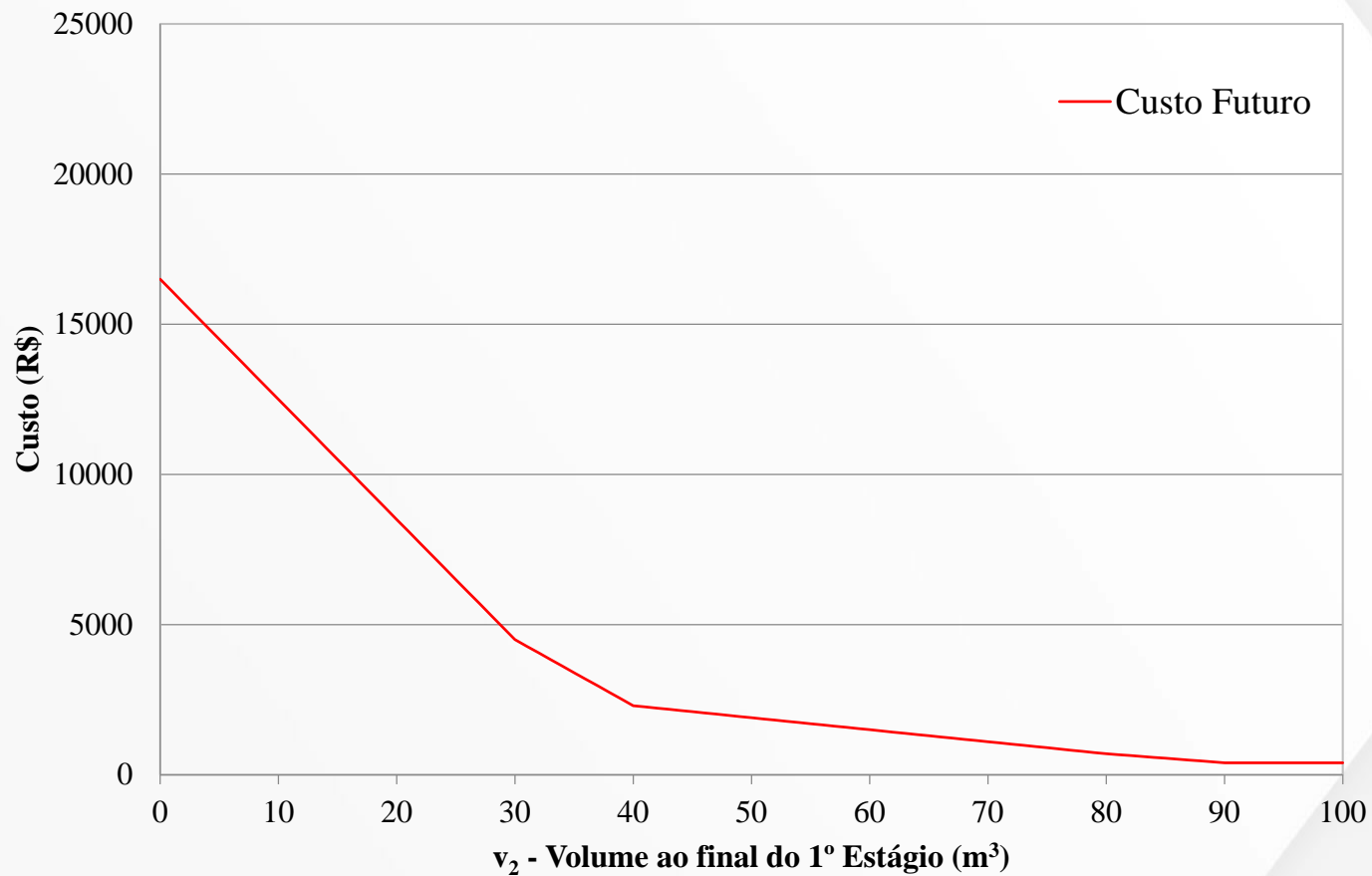
$$\theta_2 \geq 400$$

$$x_1^{\min} \leq x_1 \leq x_1^{\max}$$



## Programação Dinâmica Determinística

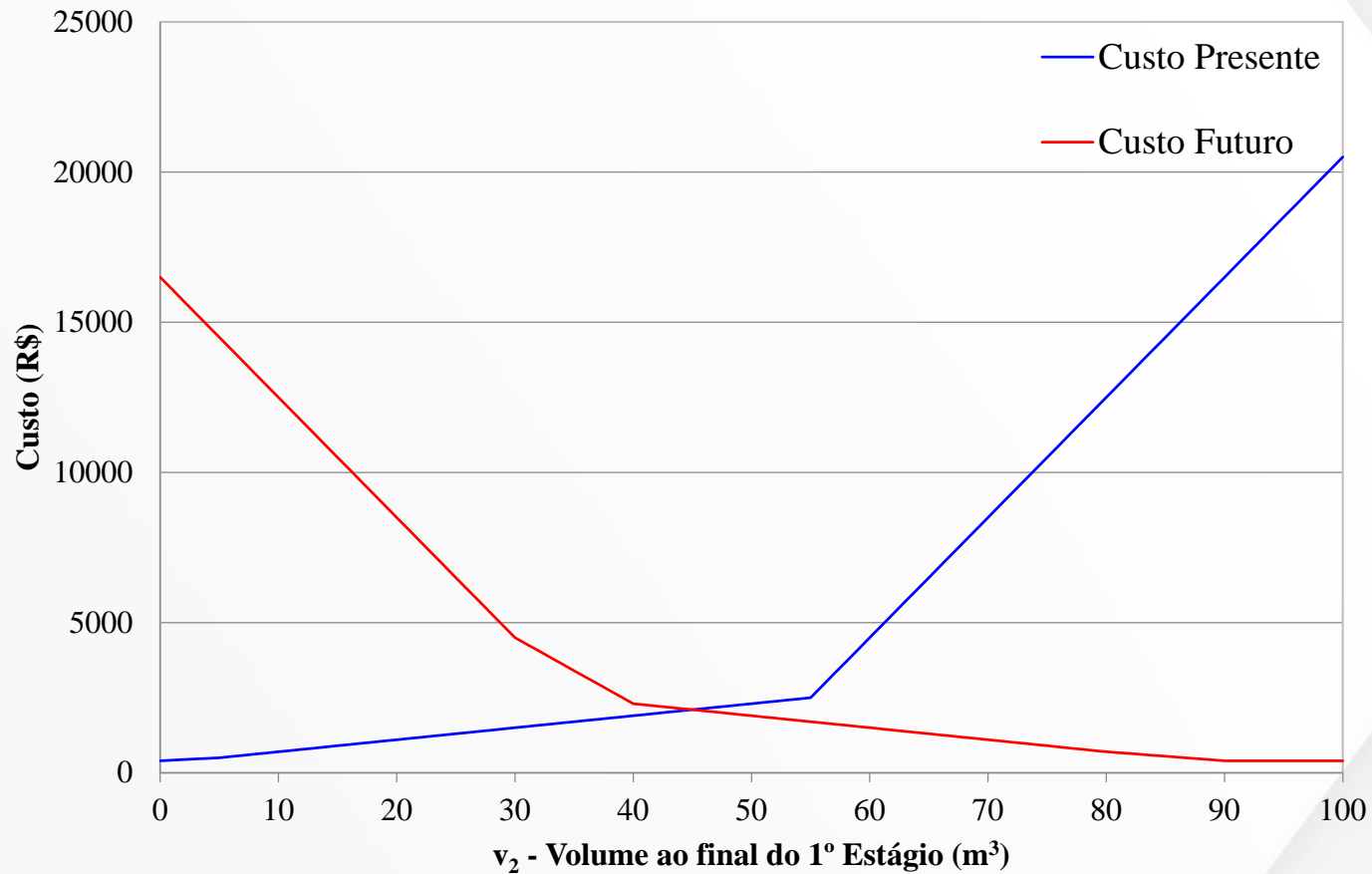
### *Exemplo de 2 Estágio: 1º Estágio*





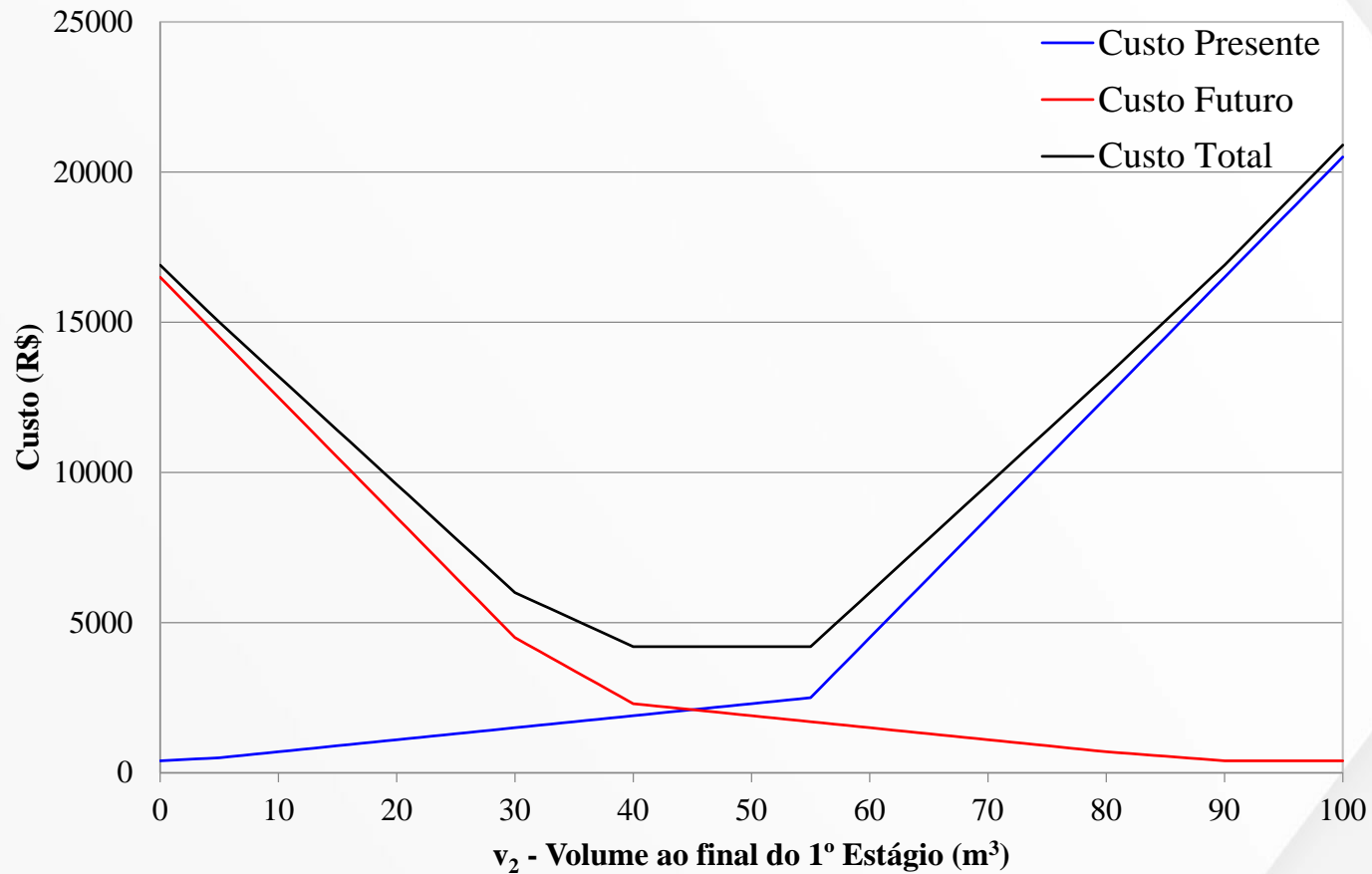
## Programação Dinâmica Determinística

### Exemplo de 2 Estágio: 1º Estágio



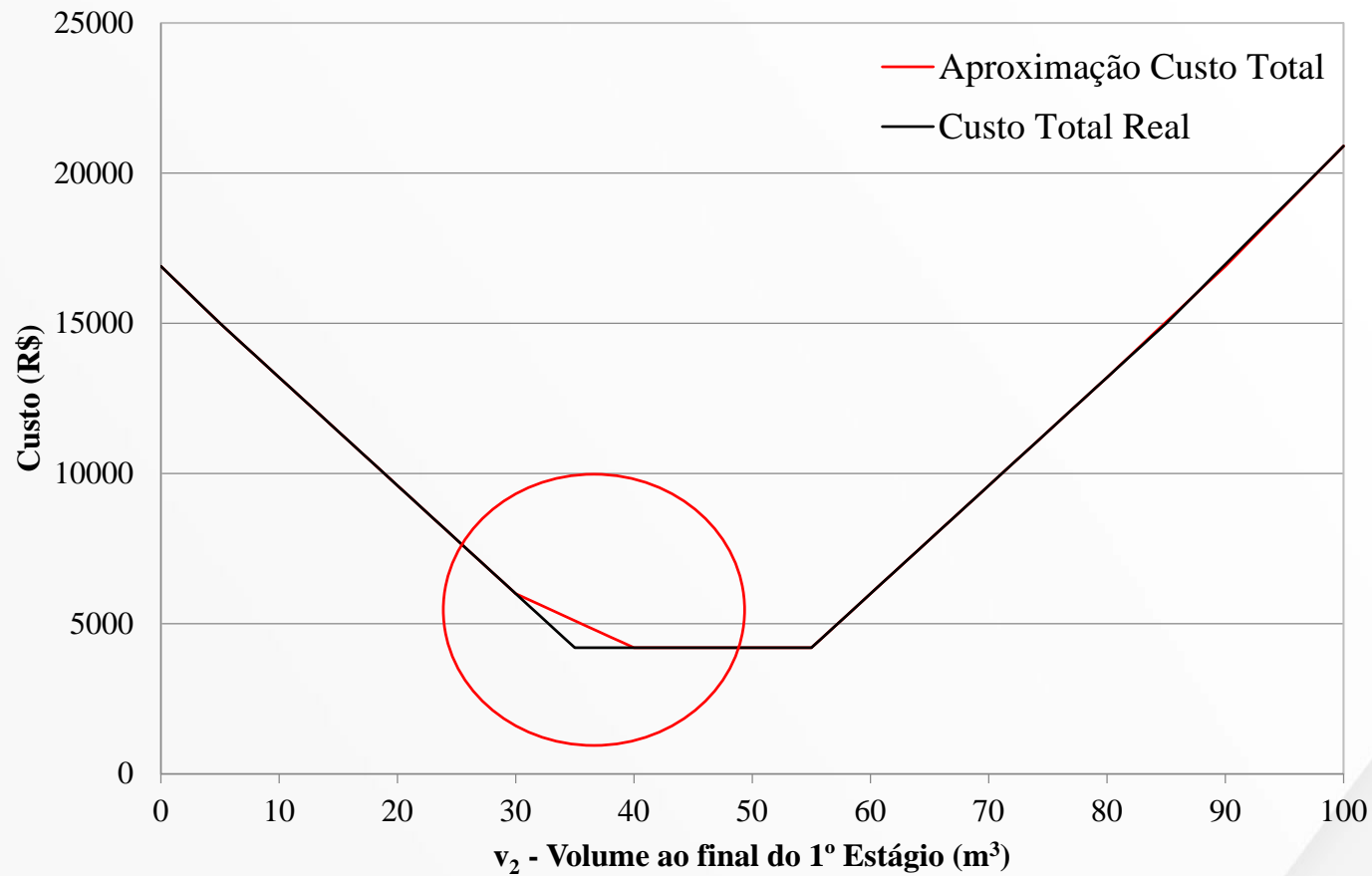
## Programação Dinâmica Determinística

### Exemplo de 2 Estágio: 1º Estágio



## Programação Dinâmica Determinística

### *Exemplo de 2 Estágio: 1º Estágio*



## Programação Dinâmica Dual Determinística

### ➤ A Programação Dinâmica Dual Determinística é feita em duas recursões

- Progressiva
- Regressiva

### ➤ Na Recursão Progressiva são resolvidos os problemas de cada nó do primeiro ao último estágio

- Com isso, definem-se os estados que se deseja obter os cortes

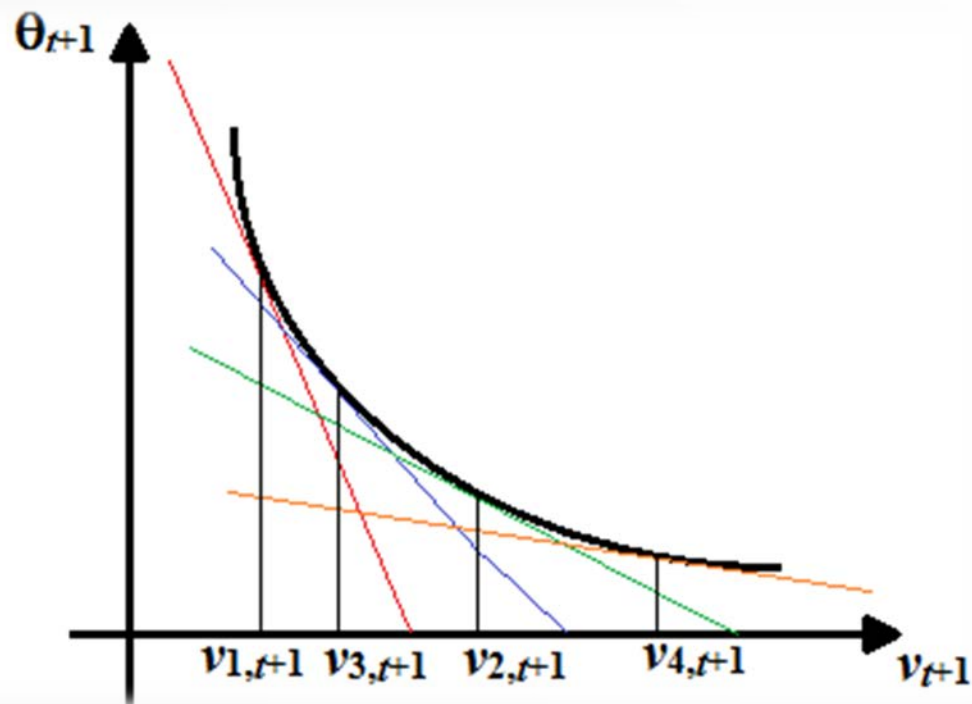
### ➤ Na Recursão Regressiva são resolvidos os problemas de cada nó do último ao primeiro estágio

- Calculam-se novos cortes que são adicionados aos estágios anteriores



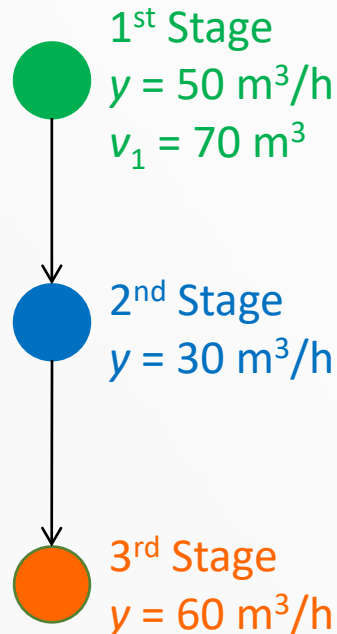
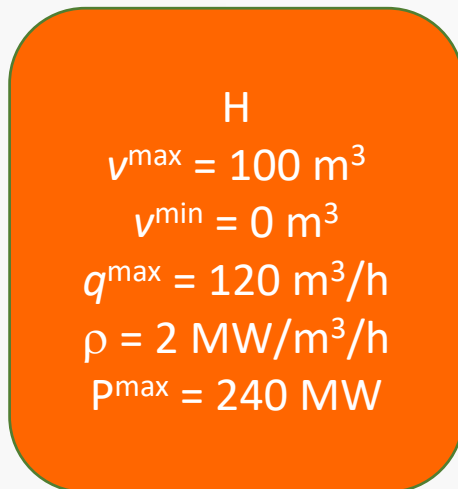
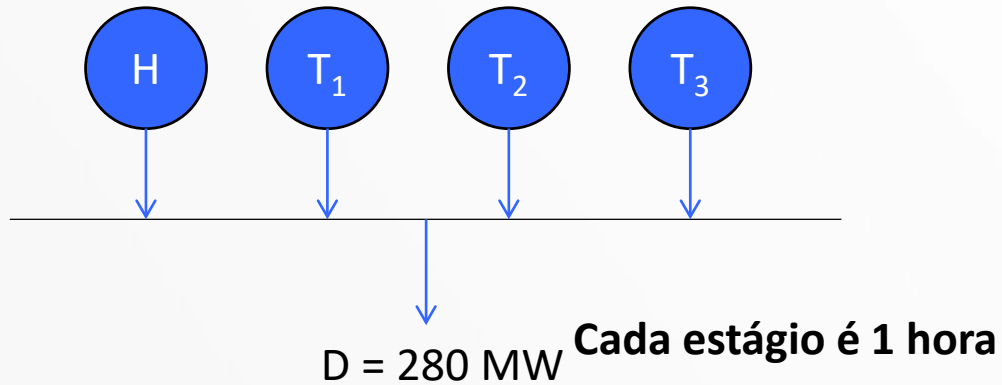
## Programação Dinâmica Dual Determinística

- Exemplo de uma Função de Custo de Futuro
  - É sempre uma aproximação inferior



# Programação Dinâmica Dual Determinística

## Exemplo de 3 estágios



	Custo Incremental (R\$/MWh)	$p^{\max}$ (MW)
T1	10	50
T2	20	100
T3	200	130

$$\min z = 10gt_{11} + 20gt_{21} + 200gt_{31} \\ + 10gt_{12} + 20gt_{22} + 200gt_{32} \\ + 10gt_{13} + 20gt_{23} + 200gt_{33}$$

$$s.t.: v_2 + q_1 + s_1 = 70 + 50$$

$$gt_{11} + gt_{21} + gt_{31} + 2q_1 = 280$$

$$v_3 - v_2 + q_2 + s_2 = 30$$

$$gt_{12} + gt_{22} + gt_{32} + 2q_2 = 280$$

$$v_4 - v_3 + q_3 + s_3 = 60$$

$$gt_{13} + gt_{23} + gt_{33} + 2q_3 = 280$$

$$x_t^{\min} \leq x_t \leq x_t^{\max}$$



# Programação Dinâmica Dual Determinística

## *Exemplo de 3 estágios*

**Recursão  
Progressiva**



$$\min z = 10gt_{11} + 20gt_{21} + 200gt_{31} + \theta_2$$

$$s.t : v_2 + q_1 + s_1 = 70 + 50$$

$$gt_{11} + gt_{21} + gt_{31} + 2q_1 = 280$$

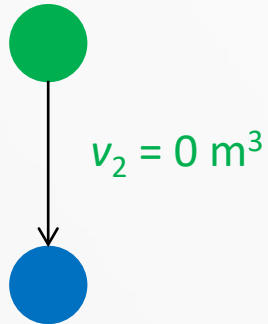
$$x_1^{\min} \leq x_1 \leq x_1^{\max}$$



# Programação Dinâmica Dual Determinística

## *Exemplo de 3 estágios*

Recursão  
Progressiva



$$\min z = 10gt_{12} + 20gt_{22} + 200gt_{32} + \theta_3$$

$$s.t: v_3 + q_2 + s_2 = 30 + v_2$$

$$gt_{12} + gt_{22} + gt_{32} + 2q_2 = 280$$

$$x_2^{\min} \leq x_2 \leq x_2^{\max}$$

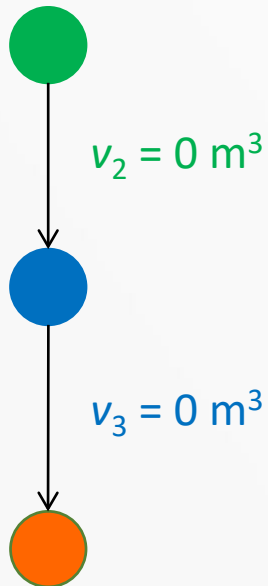




## Programação Dinâmica Dual Determinística

### *Exemplo de 3 estágios*

Recursão  
Progressiva



$$\min z = 10gt_{13} + 20gt_{23} + 200gt_{33}$$

$$s.t : v_4 + q_3 + s_3 = 60 + v_3$$

$$gt_{13} + gt_{23} + gt_{33} + 2q_3 = 280$$

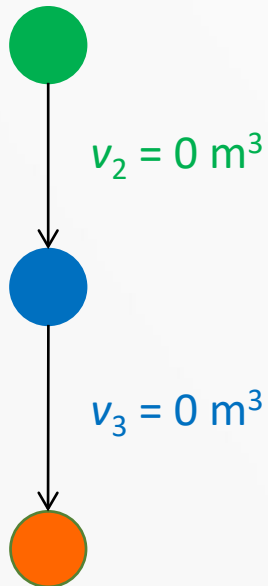
$$x_3^{\min} \leq x_3 \leq x_3^{\max}$$



# Programação Dinâmica Dual Determinística

## *Exemplo de 3 estágios*

Recursão  
Progressiva



$$Z_{INF} = 400.00$$

$$Z_{SUP} = 21,400.00$$

$$\min z = 10gt_{13} + 20gt_{23} + 200gt_{33}$$

$$s.t : v_4 + q_3 + s_3 = 60 + v_3$$

$$gt_{13} + gt_{23} + gt_{33} + 2q_3 = 280$$

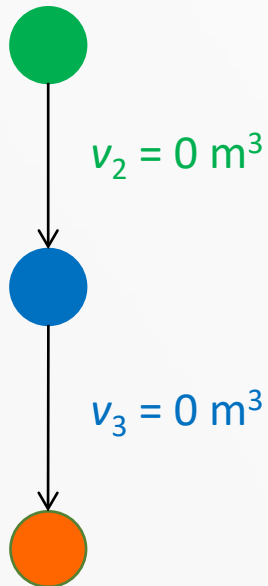
$$x_t^{\min} \leq x_t \leq x_t^{\max}$$



# Programação Dinâmica Dual Determinística

## Exemplo de 3 estágios

Recursão  
Progressiva



$$Z_{INF} = 400.00$$

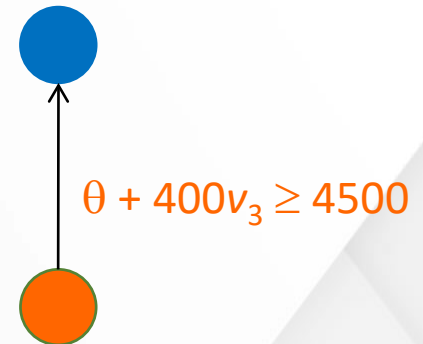
$$Z_{SUP} = 21,400.00$$

$$\min z = 10gt_{13} + 20gt_{23} + 200gt_{33}$$

$$s.t : v_4 + Q_3 + s_3 = 60 + v_3$$

$$gt_{13} + gt_{23} + gt_{33} + 2Q_3 = 280$$

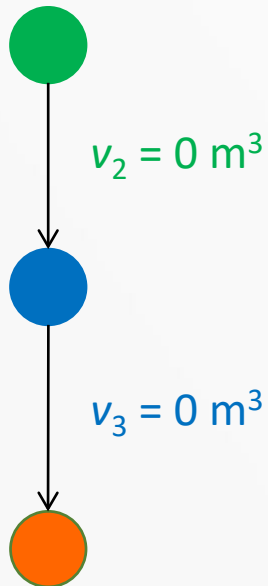
$$x_t^{\min} \leq x_t \leq x_t^{\max}$$



# Programação Dinâmica Dual Determinística

## Exemplo de 3 estágios

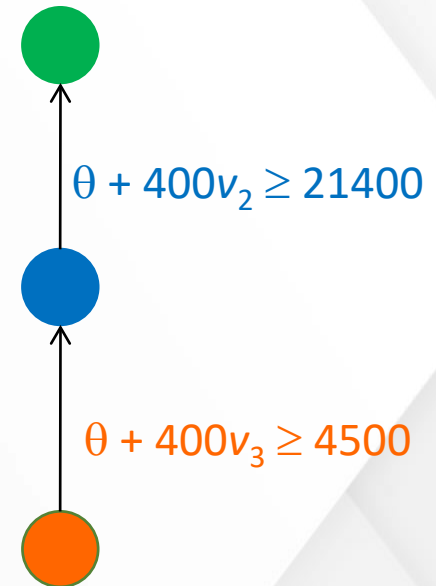
### Recursão Progressiva



$$\begin{aligned} \min z &= 10gt_{12} + 20gt_{22} + 200gt_{32} + \theta_3 \\ \text{s.t. } v_3 + q_2 + s_2 &= 30 + v_2 \\ gt_{12} + gt_{22} + gt_{32} + 2q_2 &= 280 \\ \theta_3 + 400v_3 &\geq 4500 \\ x_2^{\min} &\leq x_2 \leq x_2^{\max} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} Z_{INF} &= 400.00 \\ Z_{SUP} &= 21,400.00 \end{aligned}$$

### Recursão Regressiva



## Programação Dinâmica Dual Determinística

### *Exemplo de 3 estágios*

**Recursão  
Progressiva**



$$\min z = 10gt_{11} + 20gt_{21} + 200gt_{31} + \theta_2$$

$$s.t : v_2 + q_1 + s_1 = 70 + 50$$

$$gt_{11} + gt_{21} + gt_{31} + 2q_1 = 280$$

$$\theta_2 + 400v_2 \geq 21400$$

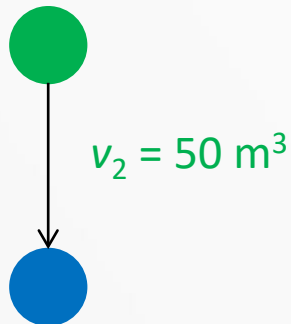
$$x_1^{\min} \leq x_1 \leq x_1^{\max}$$



# Programação Dinâmica Dual Determinística

## *Exemplo de 3 estágios*

Recursão  
Progressiva



$$\min z = 10gt_{12} + 20gt_{22} + 200gt_{32} + \theta_3$$

$$s.t: v_3 + q_2 + s_2 = 30 + v_2$$

$$gt_{12} + gt_{22} + gt_{32} + 2q_2 = 280$$

$$\theta_3 + 400v_3 \geq 4500$$

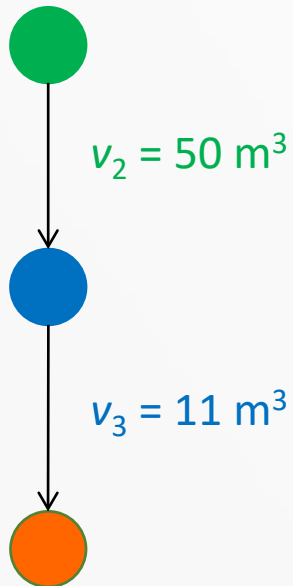
$$x_2^{\min} \leq x_2 \leq x_2^{\max}$$



# Programação Dinâmica Dual Determinística

## *Exemplo de 3 estágios*

Recursão  
Progressiva



$$\min z = 10gt_{13} + 20gt_{23} + 200gt_{33}$$

$$s.t : v_4 + q_3 + s_3 = 60 + v_3$$

$$gt_{13} + gt_{23} + gt_{33} + 2q_3 = 280$$

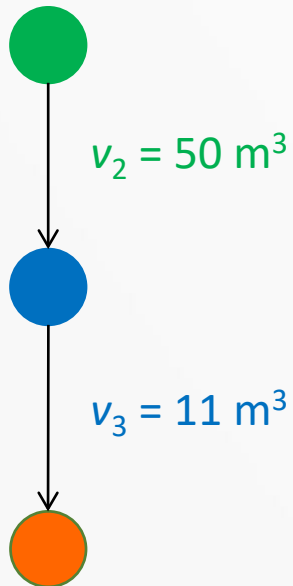
$$x_3^{\min} \leq x_3 \leq x_3^{\max}$$



# Programação Dinâmica Dual Determinística

## *Exemplo de 3 estágios*

Recursão  
Progressiva



$$Z_{INF} = 3,300.00$$

$$Z_{SUP} = 6,900.00$$

$$\min z = 10gt_{13} + 20gt_{23} + 200gt_{33}$$

$$s.t: v_4 + q_3 + s_3 = 60 + v_3$$

$$gt_{13} + gt_{23} + gt_{33} + 2q_3 = 280$$

$$x_3^{\min} \leq x_3 \leq x_3^{\max}$$

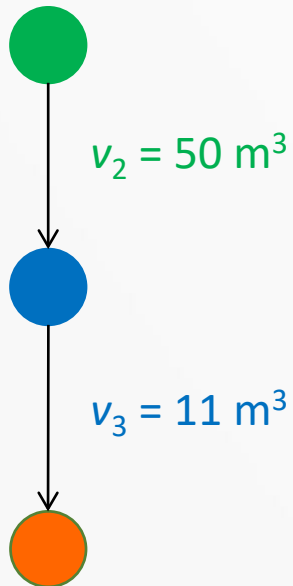




# Programação Dinâmica Dual Determinística

## Exemplo de 3 estágios

### Recursão Progressiva



$$Z_{INF} = 3,300.00$$

$$Z_{SUP} = 6,900.00$$

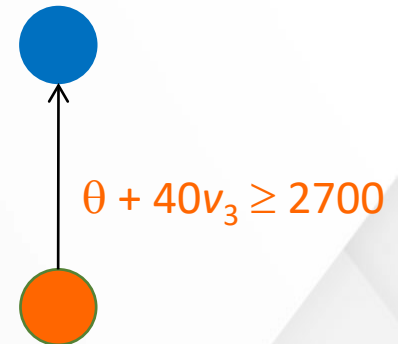
$$\min z = 10gt_{13} + 20gt_{23} + 200gt_{33}$$

$$s.t: v_4 + q_3 + s_3 = 60 + v_3$$

$$gt_{13} + gt_{23} + gt_{33} + 2q_3 = 280$$

$$x_3^{\min} \leq x_3 \leq x_3^{\max}$$

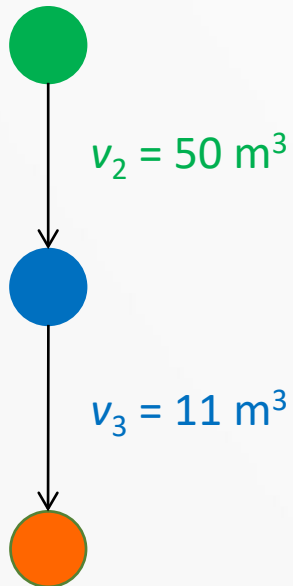
### Recursão Regressiva



# Programação Dinâmica Dual Determinística

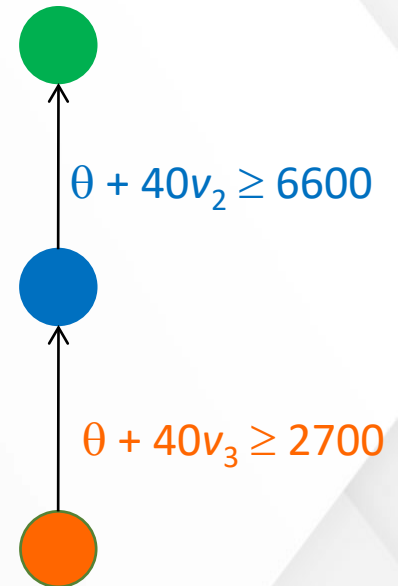
## Exemplo de 3 estágios

### Recursão Progressiva



$$\begin{aligned} \min z &= 10gt_{12} + 20gt_{22} + 200gt_{32} + \theta_3 \\ \text{s.t. } v_3 + Q_2 + s_2 &= 30 + v_2 \\ gt_{12} + gt_{22} + gt_{32} + 2Q_2 &= 280 \\ \theta_3 + 400v_3 &\geq 4500 \\ \theta_3 + 40v_3 &\geq 2700 \\ x_2^{\min} &\leq x_2 \leq x_2^{\max} \end{aligned}$$

### Recursão Regressiva



$$\begin{aligned} Z_{INF} &= 3,300.00 \\ Z_{SUP} &= 6,900.00 \end{aligned}$$



## Programação Dinâmica Dual Determinística

### *Exemplo de 3 estágios*

**Recursão  
Progressiva**



$$\min z = 10gt_{11} + 20gt_{21} + 200gt_{31} + \theta_2$$

$$s.t : v_2 + Q_1 + s_1 = 70 + 50$$

$$gt_{11} + gt_{21} + gt_{31} + 2Q_1 = 280$$

$$\theta_2 + 400v_2 \geq 21400$$

$$\theta_2 + 40v_2 \geq 6600$$

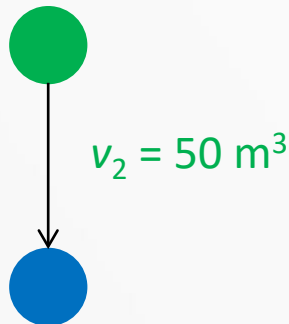
$$x_1^{\min} \leq x_1 \leq x_1^{\max}$$



# Programação Dinâmica Dual Determinística

## *Exemplo de 3 estágios*

Recursão  
Progressiva



$$\min z = 10gt_{12} + 20gt_{22} + 200gt_{32} + \theta_3$$

$$s.t: v_3 + q_2 + s_2 = 30 + v_2$$

$$gt_{12} + gt_{22} + gt_{32} + 2q_2 = 280$$

$$\theta_3 + 400v_3 \geq 4500$$

$$\theta_3 + 40v_3 \geq 2700$$

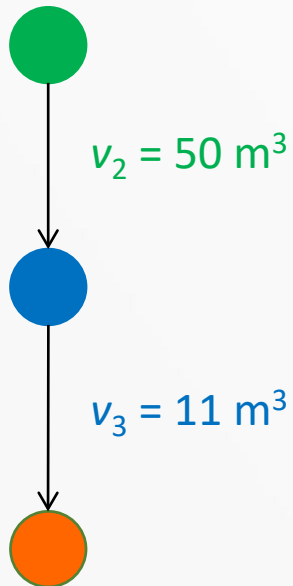
$$x_2^{\min} \leq x_2 \leq x_2^{\max}$$



# Programação Dinâmica Dual Determinística

## *Exemplo de 3 estágios*

Recursão  
Progressiva



$$\min z = 10gt_{13} + 20gt_{23} + 200gt_{33}$$

$$s.t : v_4 + q_3 + s_3 = 60 + v_3$$

$$gt_{13} + gt_{23} + gt_{33} + 2q_3 = 280$$

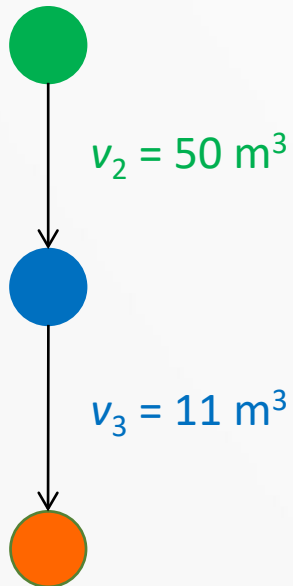
$$x_3^{\min} \leq x_3 \leq x_3^{\max}$$



# Programação Dinâmica Dual Determinística

## *Exemplo de 3 estágios*

Recursão  
Progressiva



$$Z_{INF} = 6,900.00$$

$$Z_{SUP} = 6,900.00$$

$$\min z = 10gt_{13} + 20gt_{23} + 200gt_{33}$$

$$s.t: v_4 + Q_3 + s_3 = 60 + v_3$$

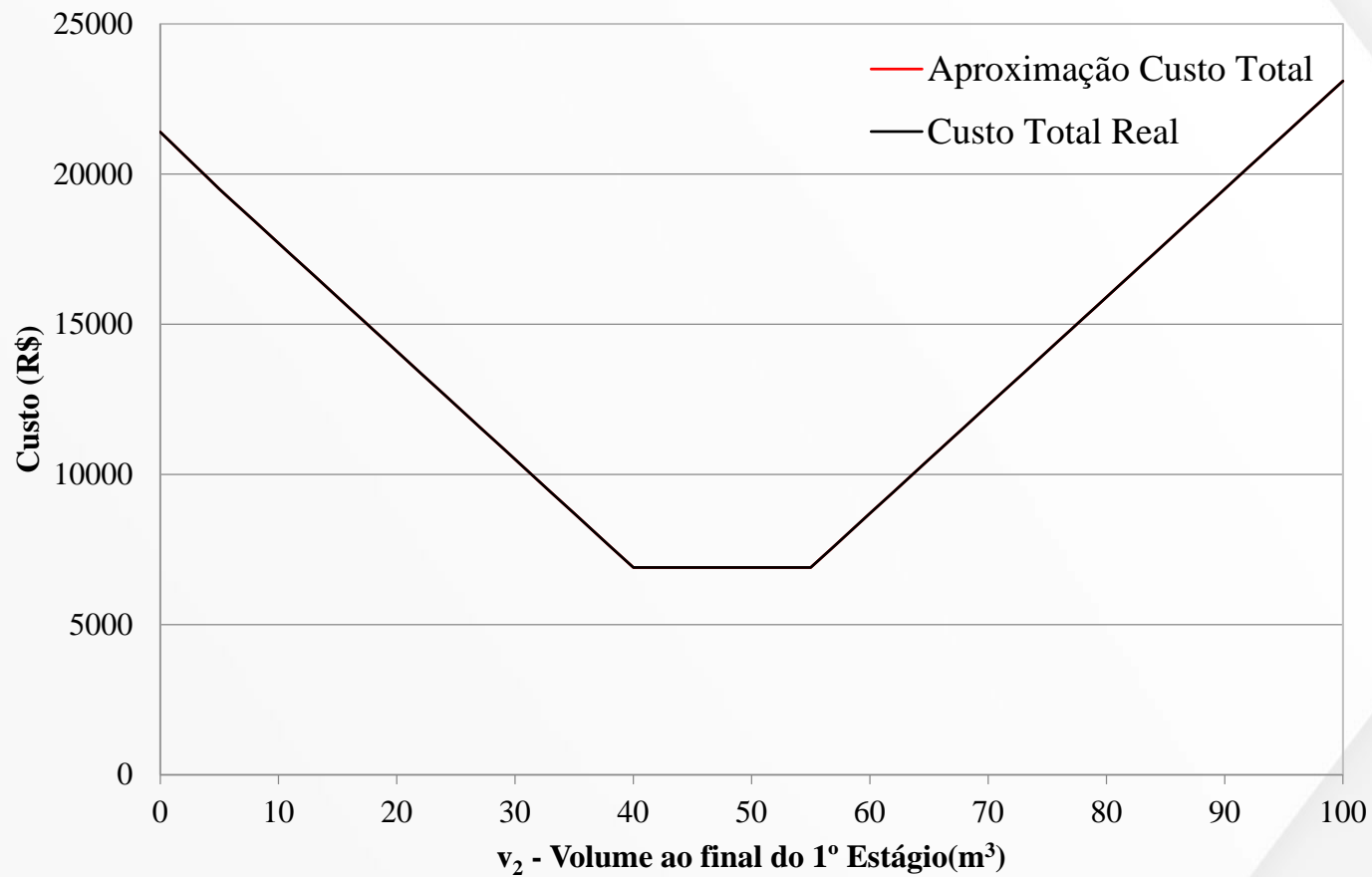
$$gt_{13} + gt_{23} + gt_{33} + 2Q_3 = 280$$

$$x_t^{\min} \leq x_t \leq x_t^{\max}$$



## Programação Dinâmica Dual Determinística

### *Exemplo de 3 estágios*



# **A Cadeia do Planejamento Energético Brasileiro**



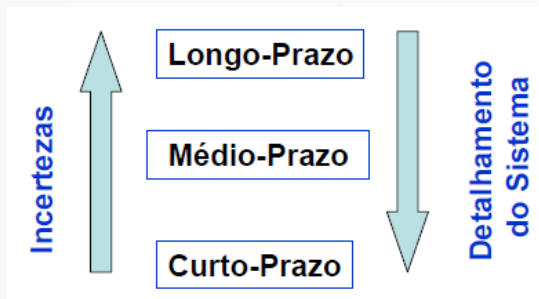


# Cadeia de Planejamento Energético Brasileiro



## Cadeia de Planejamento Energético Brasileiro

- Horizontes distintos de tomada de decisão: longo, médio e curto prazos
- Compromisso entre representação de incertezas, modelagem do sistema, precisão e esforço computacional



- Modelos computacionais homologados pela ANEEL, validado pelos agentes
- Usuários: ONS, CCEE, EPE, Sistema Eletrobrás e Agentes



## Modelos Computacionais da Cadeia de Planejamento Energético Brasileiro

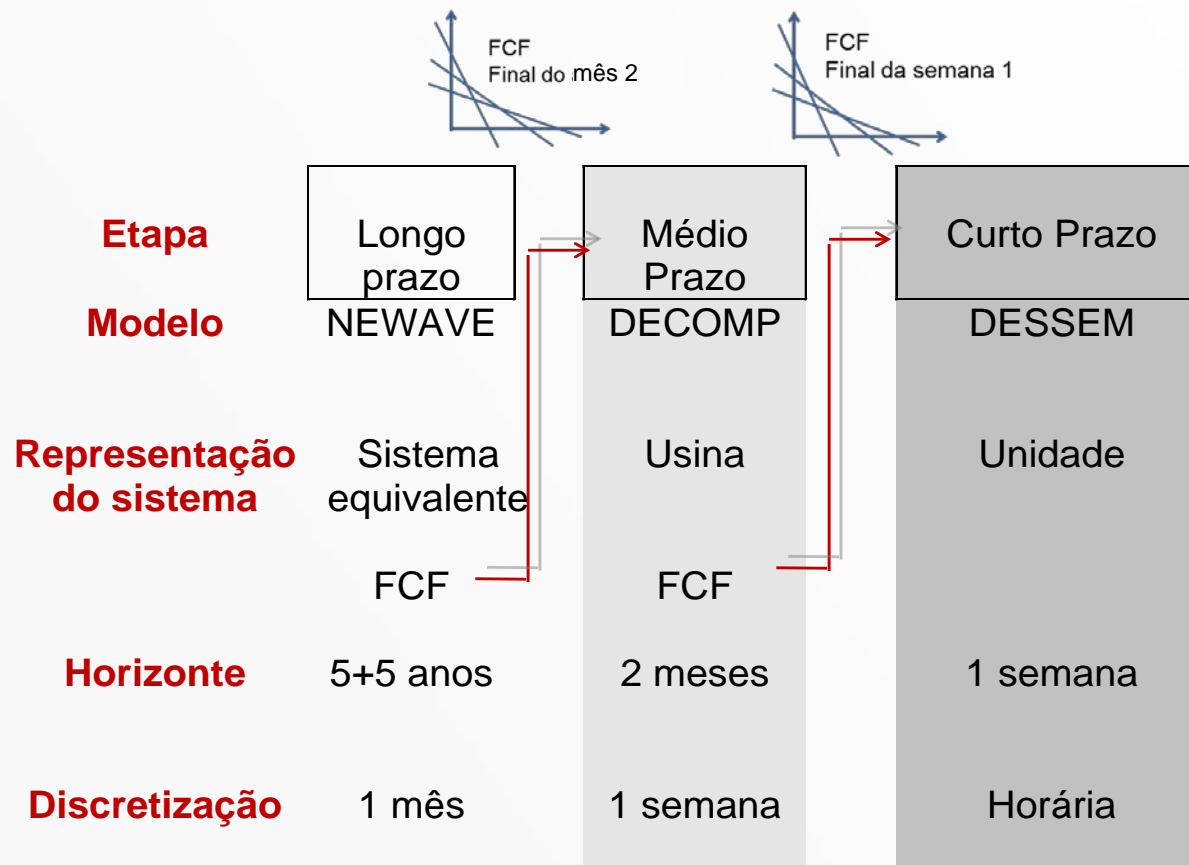
Aplicação	Horizonte	Discret.		Repres. Incertezas	Repres. Sistema	Técnica Resolução
Mensal	10 anos	Mensal	<b>NEWAVE</b>	Estocástico, amostral	Reservat. Equival., Intercâmbios	PDDE
			FCF			
Semanal	2 meses a 1 ano	Semanal / mensal	<b>DECOMP</b>	Estocástico Árvore completa	Usinas indiv, Intercâmbios, Restr. Elétricas	PDD
			FCF, metas			
Diária	2 sem.	meia hora / várias horas	<b>DESSEM</b>	Determ.	Unidades geradoras, fluxo DC	PL único Benders
					Unit commitment térmico, Fluxo DC	MILP

Fonte: CEPEL



## Modelos Computacionais da Cadeia de Planejamento Energético Brasileiro

- Coordenação: Função de Custo Futuro



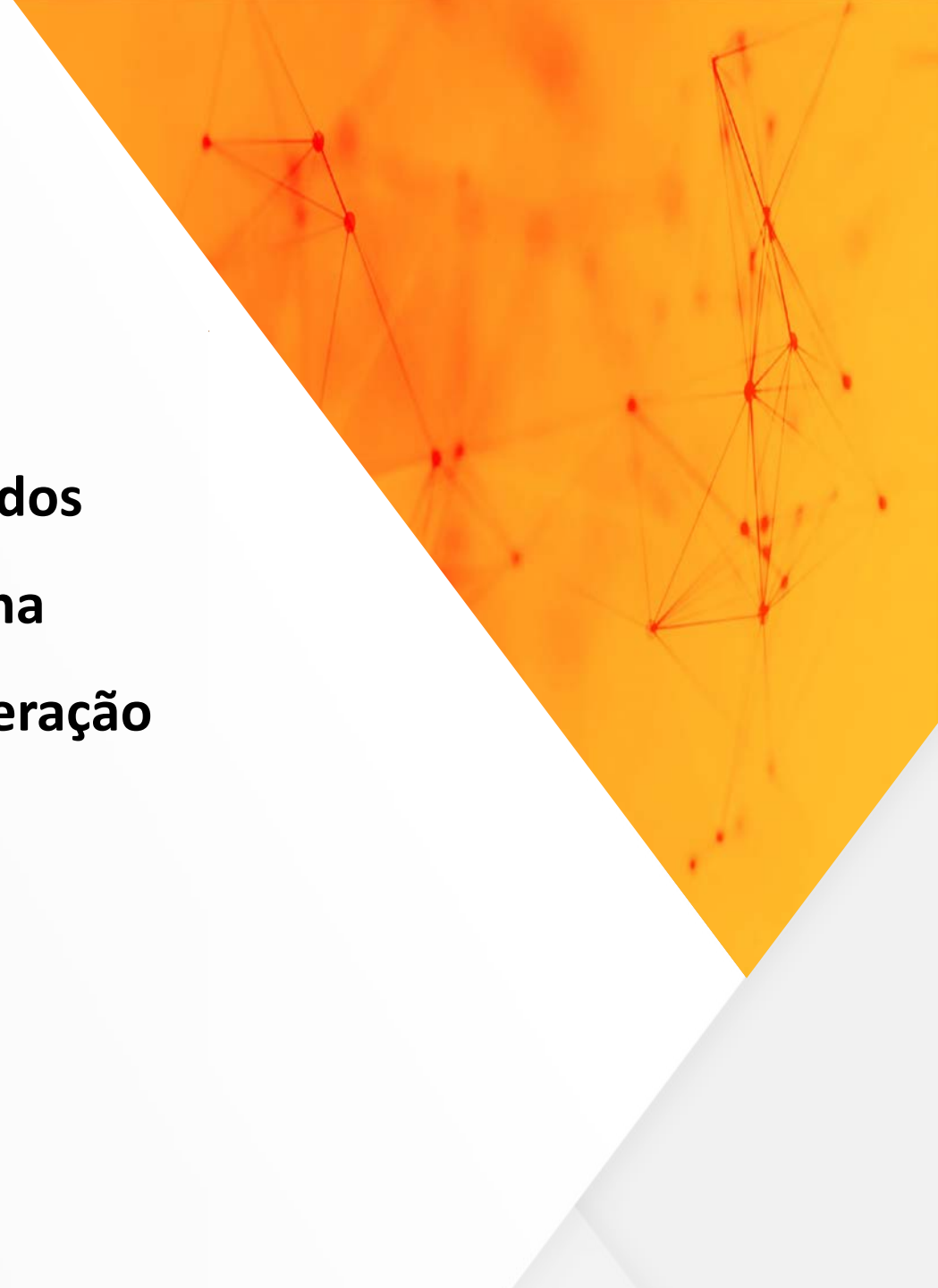
Fonte: CEPEL





## **Programação Diária da Operação**

**Representação detalhada dos  
componentes do sistema na  
programação diária da operação  
energética**

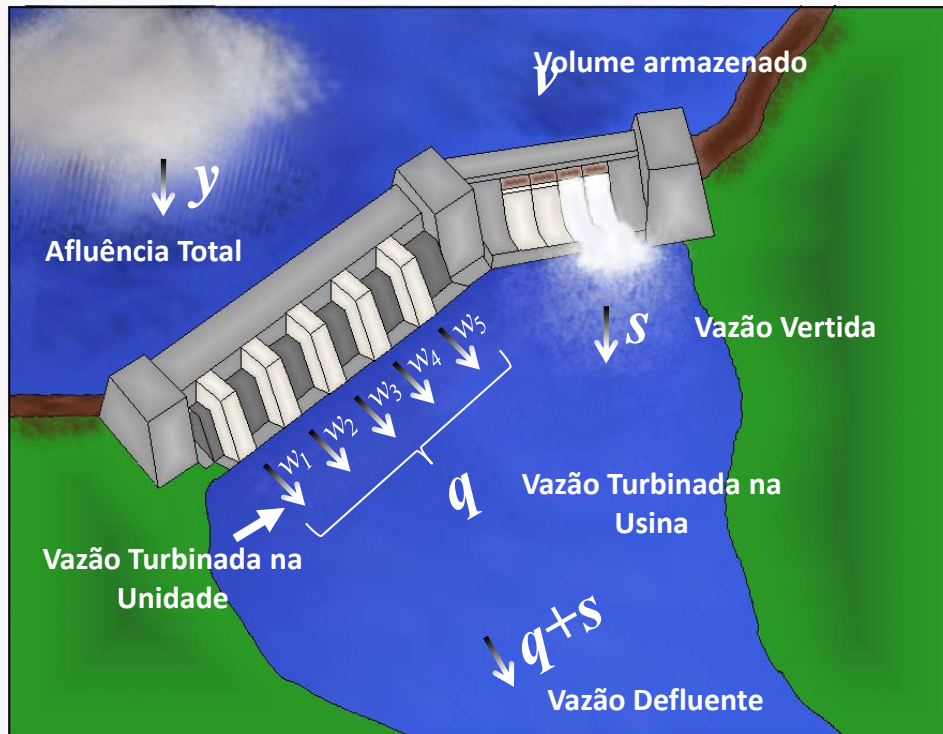


# Geração de Energia Elétrica

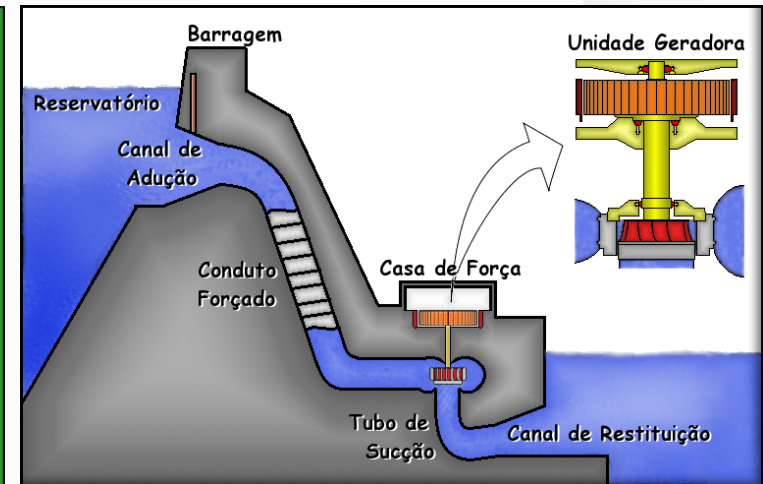
- Representação da produção de energia em
  - **Hidrelétricas**
  - **Termelétricas**
  - **Usinas Eólicas**



# Hidrelétricas



Reservatório

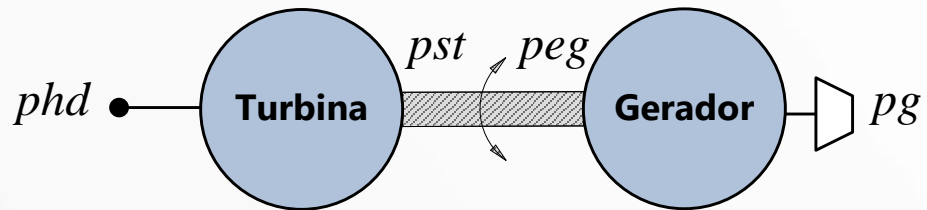


Unidades Geradoras





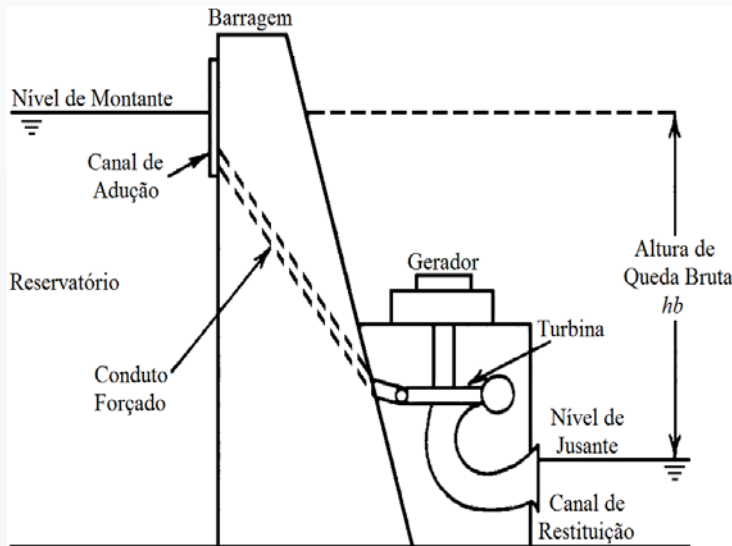
## Unidade Geradora



- $p_{hd}$  potência hidráulica disponível
- $p_{st}$  potência mecânica de saída da turbina
- $p_{eg}$  potência mecânica de entrada do gerador
- $p_g$  potência de saída nos terminais do gerador



## Potência Hidráulica Disponível



$$E_p = m \cdot g \cdot hb \text{ [J]} \quad m = \sigma \cdot v$$

$$E_p = \sigma \cdot g \cdot v \cdot hb \text{ [J]} \quad G = \sigma \cdot g \cdot 10^{-3}$$

$$E_p = G \cdot v \cdot hb \text{ [MJ]}$$

$$\frac{d}{dt} E_p = G \left( hb \frac{d}{dt} v + v \frac{d}{dt} hb \right) \text{ [MW]} \quad \frac{d}{dt} hb \approx 0$$

$$phd = G \cdot hb \cdot \frac{d}{dt} v \text{ [MW]} \quad \frac{d}{dt} v = w$$

$$phd = G \cdot hb \cdot w \text{ [MW]}$$

$E_p$ :	Energia potencial gravitacional (J)
$m$ :	massa da água (kg)
$\sigma$ :	densidade (kg/m <sup>3</sup> )
$g$ :	aceleração da gravidade (m/s <sup>2</sup> )
$v$ :	volume (m <sup>3</sup> )
$w$ :	vazão turbinada na unidade (m <sup>3</sup> /s)

### Jirau

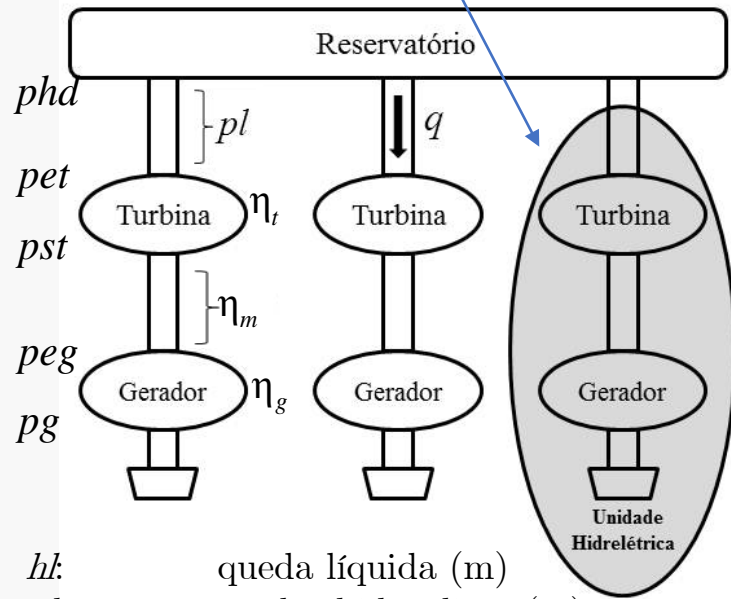
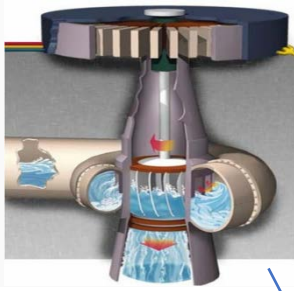
$$hb = 16 \text{ m}$$

$$w = 550 \text{ m}^3/\text{s}$$

$$phd \sim 86 \text{ MW}$$



## Potência no Gerador



$hl$ : queda líquida (m)  
 $pl$ : perdas hidráulicas (m)  
 $\eta_t$ : rendimento hidráulico da turbina  
 $\eta_m$ : rendimento mecânico da turbina/gerador  
 $\eta_g$ : rendimento elétrico do gerador  
 $\eta$ : rendimento global da unidade (turbina-gerador)

$$phd = G \cdot hb \cdot w$$

$$hl = hb - pl$$

$$pet = G \cdot hl \cdot w$$

$$pst = pet \cdot \eta_t$$

$$pst = G \cdot hl \cdot w \cdot \eta_t$$

$$peg = pst \cdot \eta_m$$

$$peg = G \cdot hl \cdot w \cdot \eta_t \cdot \eta_m$$

$$pg = peg \cdot \eta_g$$

$$pg = G \cdot hl \cdot w \cdot \eta_t \cdot \eta_m \cdot \eta_g$$

$$\eta = \eta_t \cdot \overset{\cong 1}{\eta_m} \cdot \overset{\cong 1}{\eta_g}$$

$$pg = G \cdot \eta \cdot hl \cdot w$$



## Quedas

- Altura de Queda

$$fcm = a_0 + a_1 \cdot v + a_2 \cdot v^2 + a_3 \cdot v^3 + a_4 \cdot v^4$$

$$fcj = b_0 + b_1 \cdot (q + s) + b_2 \cdot (q + s)^2 + b_3 \cdot (q + s)^3 + b_4 \cdot (q + s)^4$$

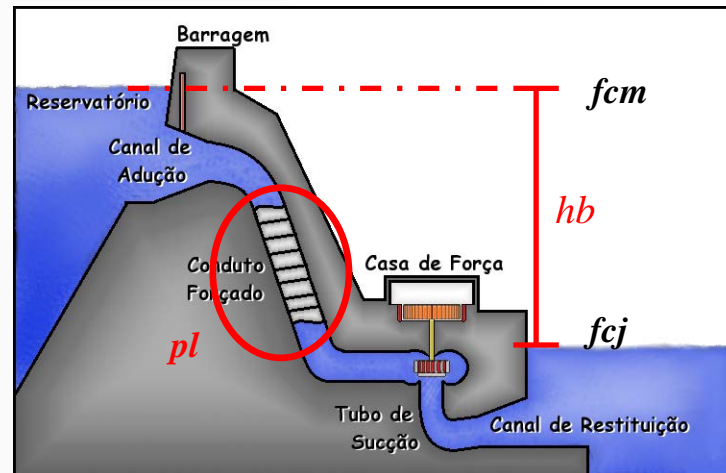
$$hb = fcm - fcj$$

- Perdas Hidráulicas

$$pl = k_s \cdot w^2$$

- Queda Líquida

$$hl = fcm - fcj - pl$$



$s$ : vazão vertida na usina ( $\text{m}^3/\text{s}$ )

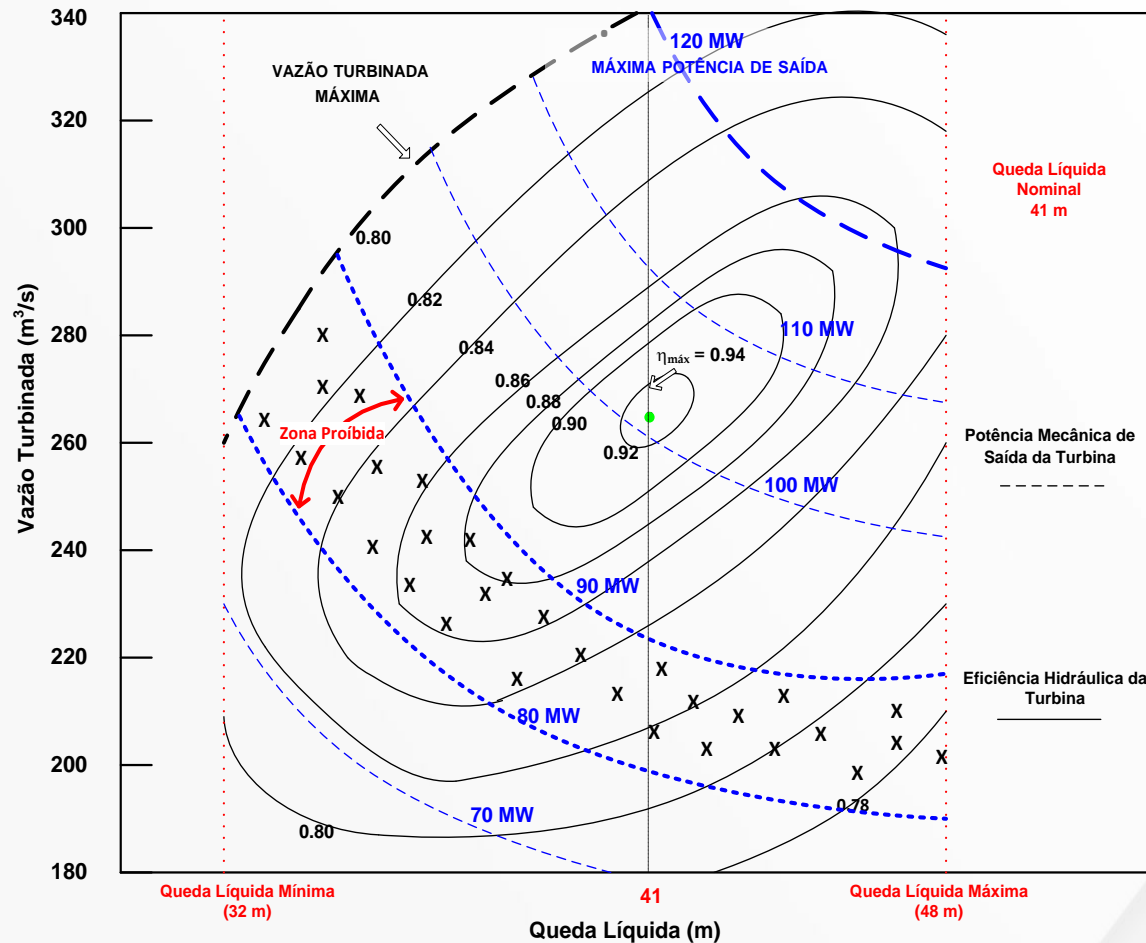
$q$ : vazão turbinada na usina ( $\text{m}^3/\text{s}$ )



## Rendimento Hidráulico da Turbina

- Eficácia com que é transferida a potência disponível na água que flui através da turbina para o eixo do rotor

$$\eta_t = c_0 + c_1 \cdot w + c_2 \cdot hl + c_3 \cdot hl \cdot w + c_4 \cdot w^2 + c_5 \cdot hl^2$$

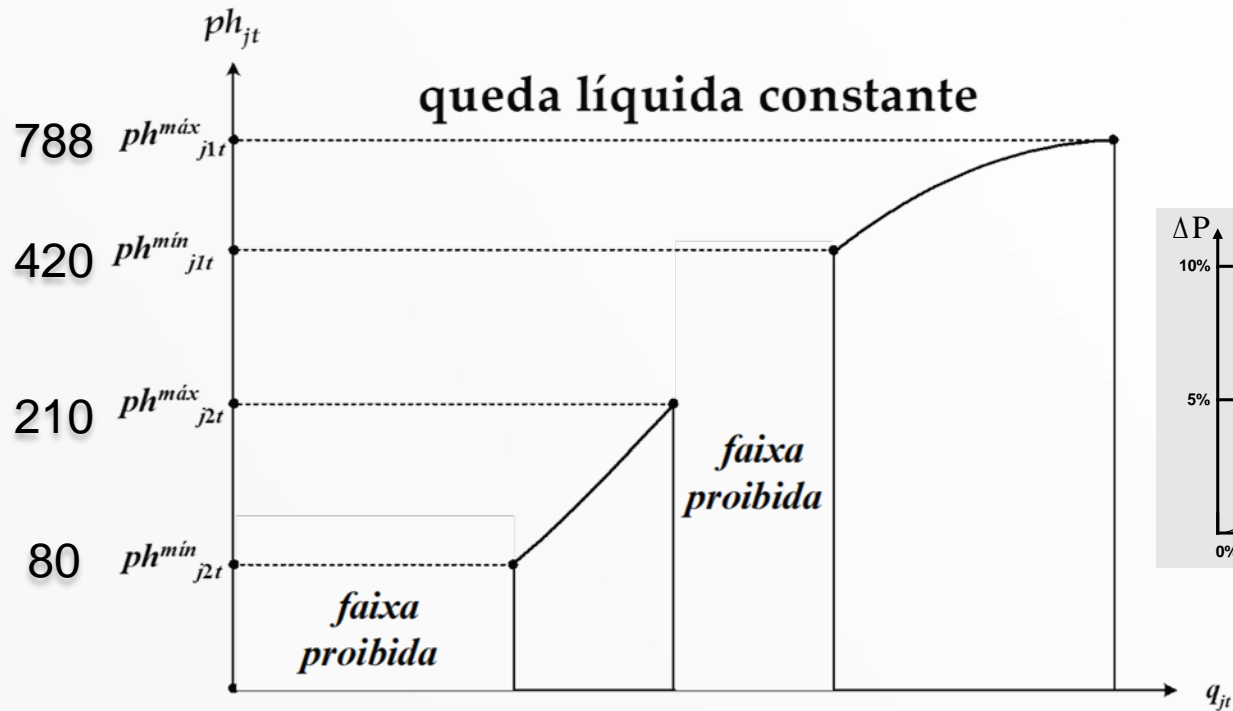


## Restrições Operativas Adicionais

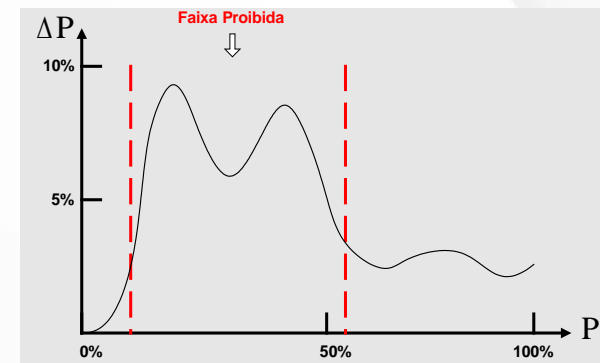
- Limites de engolimento em cada queda (turbina) e de potência máxima recebida (gerador)
- Presença de zonas proibidas de geração
  - baixa eficiência
  - fenômeno da cavitação
  - vibrações mecânicas de graves consequências para a turbina
- Limitações do número de partidas e desligamentos
  - incrementa o número de intervenções para manutenção
    - desgaste e corrosão dos equipamentos da turbina devido ao aumento da temperatura durante esses processos
  - uso não eficiente da água (a unidade irá operar longe de seu ponto de máxima eficiência)



## Zonas Proibidas de Operação



**UHE Itaipu**  
(U01/U02/U03 - 50 Hz)



## Função de Produção – Diferentes Representações

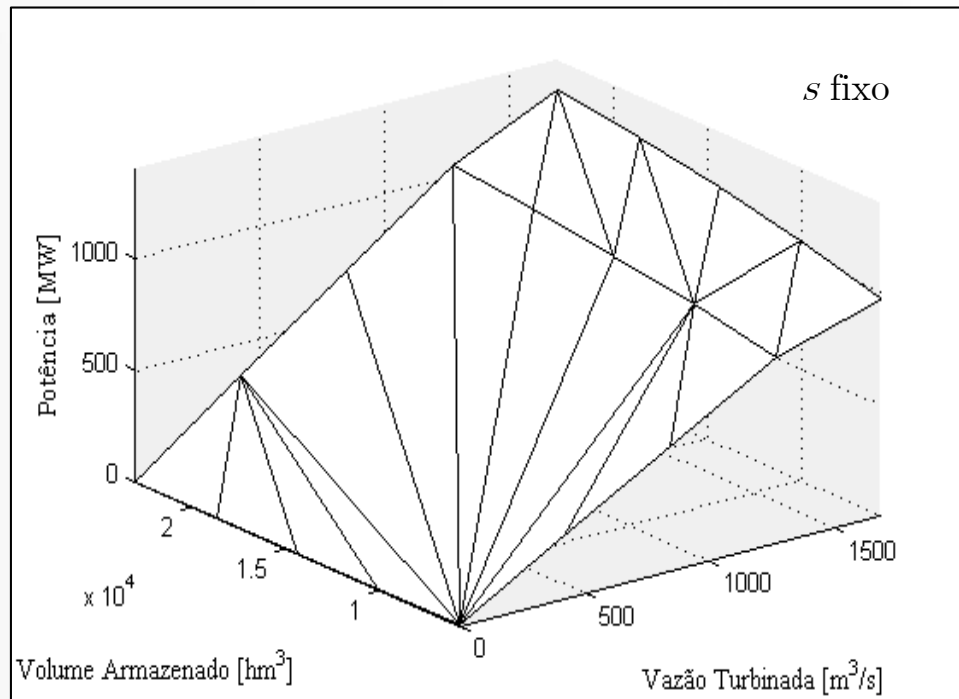
- ▶ Existem vários tipos de problemas de planejamento que demandam (ou restringem) diferentes tipos de modelagem da FPH
- ▶ Modelo apresentado até aqui é adequado para problemas de curto prazos (horizonte diário/semanal)
- ▶ Por limitações computacionais e requisitos de metodologias de solução, é necessário utilizar modelos mais simplificados para representar a produção hidrelétrica
- ▶ Como regra geral, o nível de detalhamento é função do horizonte de tempo. Horizontes mais longos, usam modelos de FPH menos detalhados





## Modelo Linear Por Partes

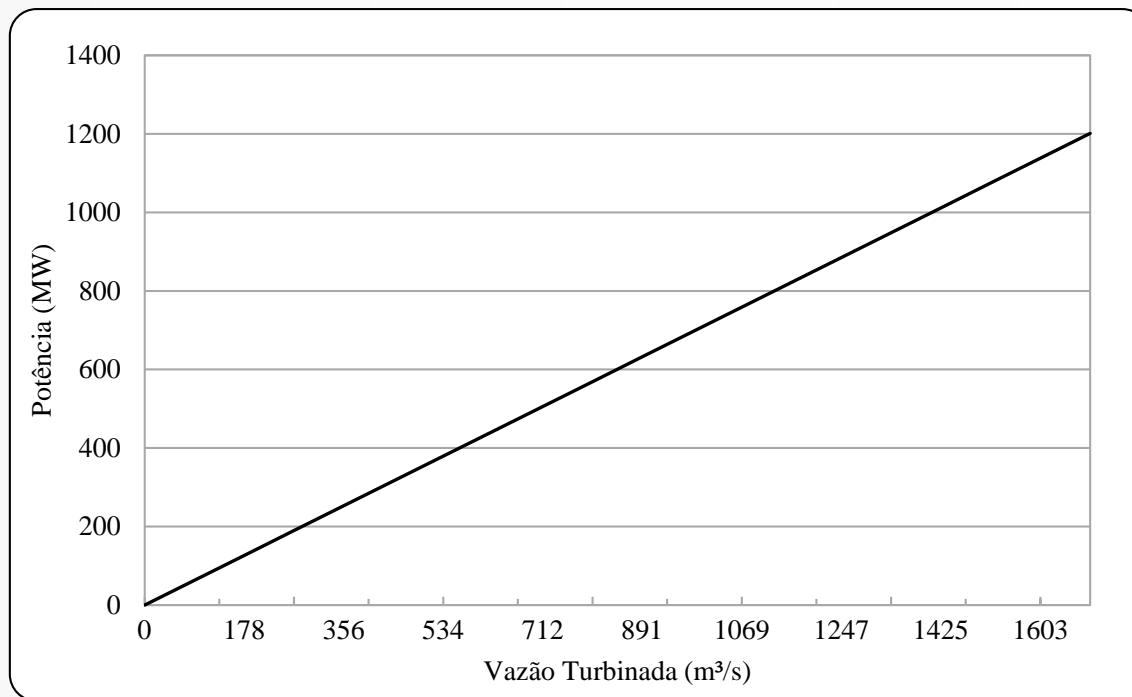
- Agregam-se as unidades em uma única equivalente
- Matematicamente tem-se  $p \leq k_0 + k_1 \cdot q + k_2 \cdot v + k_3 \cdot s, \quad j = 1, \dots, J$



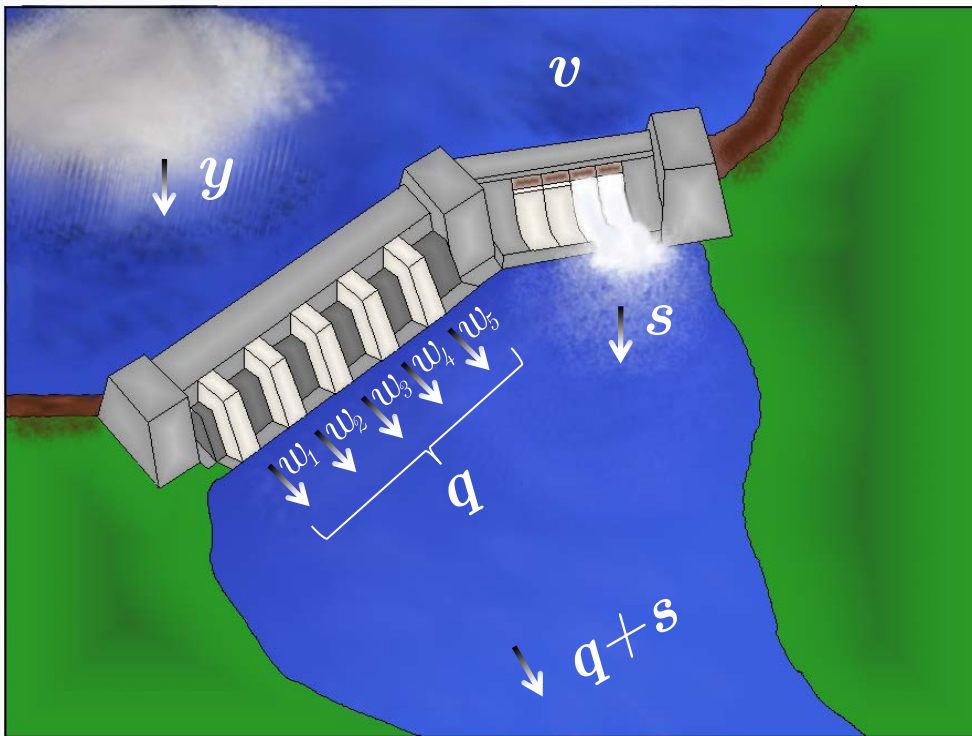
## Modelo a Produtibilidade Constante

- Neste caso se considera valores constantes para rendimento e queda e tem-se o seguinte modelo

$$p = \rho \cdot q$$



## Reservatório: Diagrama Esquemático Inicial



$v \rightarrow$  volume armazenado ( $\text{hm}^3$ )

$y \rightarrow$  vazão afluyente ( $\text{m}^3/\text{s}$ )

$s \rightarrow$  vazão vertida ( $\text{m}^3/\text{s}$ )

$w_i \rightarrow$  vazão turbinada na unidade  $i$  ( $\text{m}^3/\text{s}$ )

$q \rightarrow$  vazão turbinada na usina ( $\text{m}^3/\text{s}$ )



## Equação da Conservação da Massa d'Água

**Reservatório Isolado:**

$$V_{t+1} = V_t + c \cdot y_t - c \cdot q_t - c \cdot S_t$$

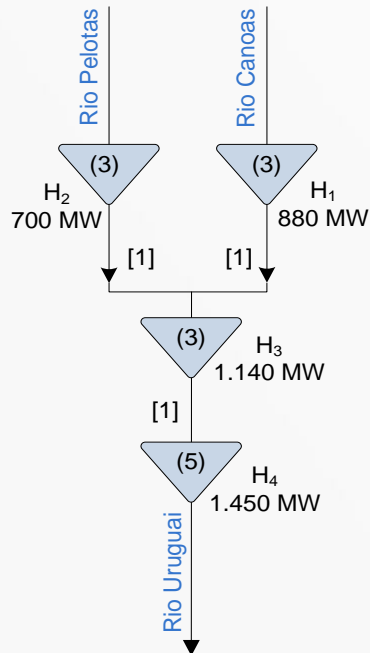
**Afluência incremental é  
igual a natural**

- Volume útil de 5.000 hm<sup>3</sup>
- Previsão de geração de 500, 700 e 250 MW médios para os próximos 3 meses
- Previsão para afluências de 100, 300 e 0 m<sup>3</sup>/s
- Vazão defluente para navegação de pelo menos 300 m<sup>3</sup>/s
- Determine a evolução do volume do reservatório considerando que a FPH da usina é dada por  $p = 0,80 \cdot q$



# Equação da Conservação da Massa d'Água

## Usinas em cascata



$$V_{r,t+1} = V_{r,t} - c \cdot \left( d_{r,t} - \sum_{m \in R_m} d_{m,t-\tau_{rm}} - y_{r,t} \right)$$

$$d_{r,t} = q_{r,t} + s_{r,t}$$

**Afluência incremental**

$\tau_{rm}$ : tempo de viagem da água entre os reservatórios  $r$  e  $m$   
 $R_m$ : conjunto de usinas imediatamente a montante da usina  $r$



## Modelagem das Afluências

- **Questão:** precisamos incluir a variabilidade hidrológica nos modelos de despacho
- **Precisamos representar:** dependência temporal e espacial
- **Abordagens**
  - Séries históricas
  - Séries sintéticas



# Séries Sintéticas

## ➤ Motivação

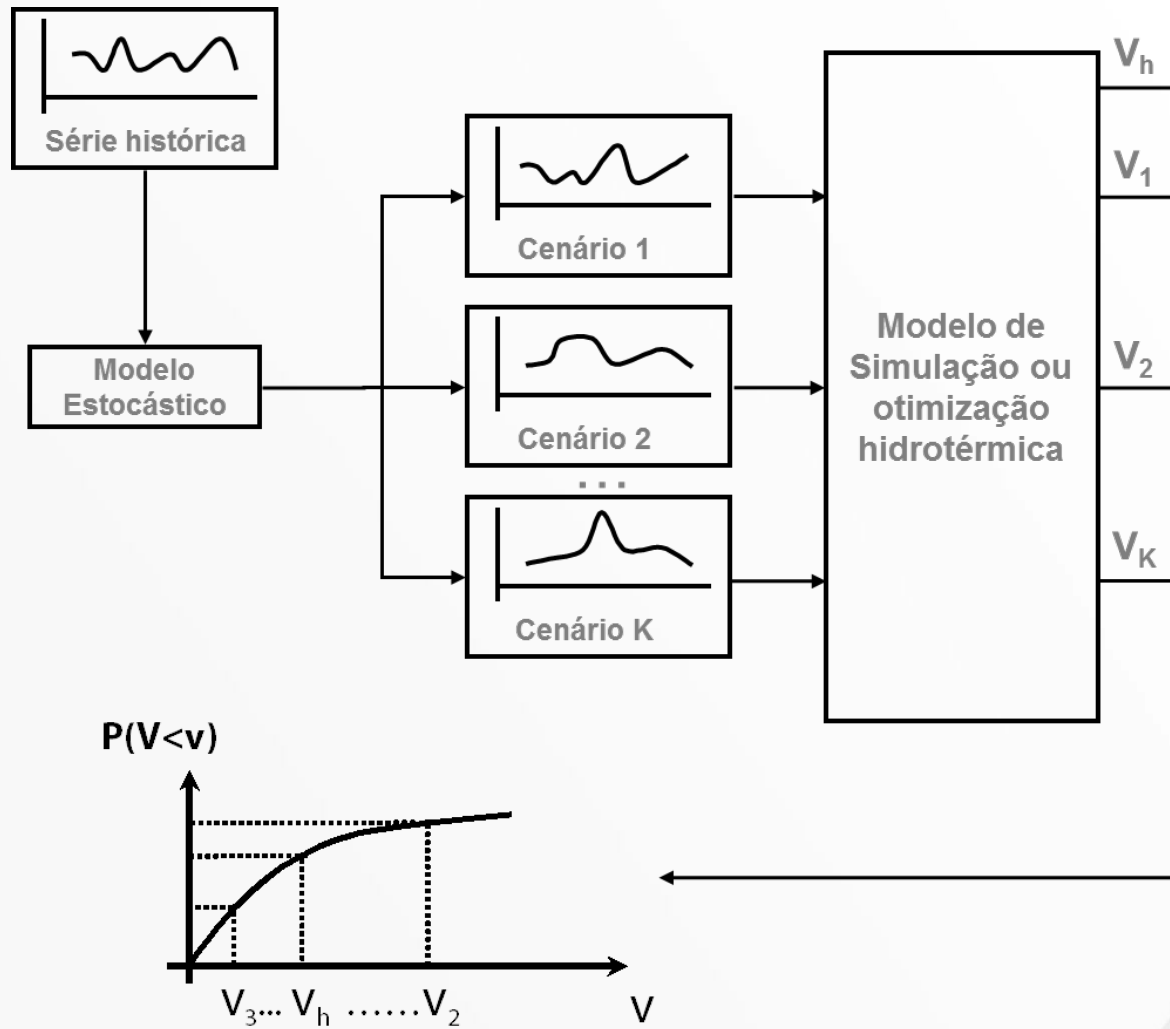
- a serie histórica é somente uma das possíveis realizações de um processo estocástico: se pode imaginar que a natureza "sorteou" a série histórica conforme algum conjunto de leis probabilísticas
- um novo sorteio redundaria em outra série, diferente da histórica, mas igualmente provável → Método Monte Carlo

## ➤ Séries sintéticas: geradas por modelos estocásticos a partir da série histórica

- Princípio de um modelo estocástico: deve garantir semelhança estatística entre os registros histórico e sintético
- Preservar parâmetros chave: média, desvio padrão, correlações e dependências
- Estacionariedade



# Método de Monte Carlo





## Qual Modelo Utilizar?

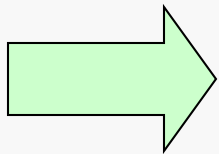
Conhecido o histórico de vazões (1931-2018)

Média

Desvio padrão

Correlação temporal

Correlação espacial



### Modelo PAR(p)

- Modelo autoregressivo periódico
- A afluência no período (t) é função das afluências anteriores (t-1), (t-2), ... (t-p)
- A estrutura de dependência é sazonal
- O modelo PAR(p) depende de p meses anteriores, mas é periódico ("p" varia de acordo com o mês)



# Usinas Termelétricas

- **Características**

- Produzem eletricidade a partir de combustíveis fósseis/nuclear
- Alta emissão de CO<sub>2</sub>
- Construção mais rápida que usinas hidrelétricas
- Concessão garantida por 15 anos (usualmente)

- **Natureza dos combustíveis**

- Convencional
  - *Carvão*
  - *Óleo diesel*
  - *Gás natural*
- Nuclear
- Biomassa



# Termelétricas

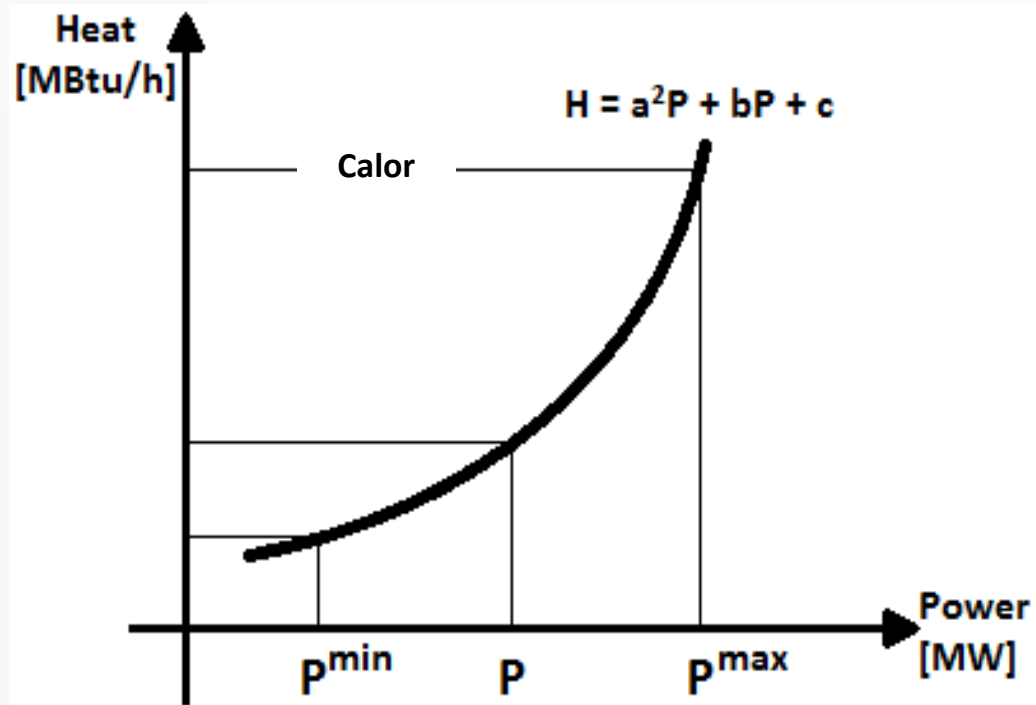
- **Aspectos mais importantes de modelagem em estudos energéticos**

- Custo de geração não linear, usualmente quadrático
- Custo de partida
- Tempo mínimo para partir a unidade
- Tempo mínimo para desligar a unidade
- Taxa de variação de potência entre dois estágios consecutivos



# Termelétricas

- Função de produção quadrática



## Termelétricas

- **Custo em operação nominal (faixa operativa)**

- Custo de combustível é dado em R\$/Mbtu
- A função custo é dado pelo produto da função de produção pelo custo de combustível,

$$f = c_1 g t^2 + c_2 g t + c_3$$

$gt$  é a geração da unidade (MWh/h) e  $c_1$ ,  $c_2$  e  $c_3$  são constantes

- **Custo de partida**

$$st = cs_1 \left( 1 - e^{\left( \frac{-x}{cs_2} \right)} \right) + cs_3$$

$x$ : número de horas que a unidade está desligada

$cs_1$ ,  $cs_2$  e  $cs_3$  são constantes



# Termelétricas

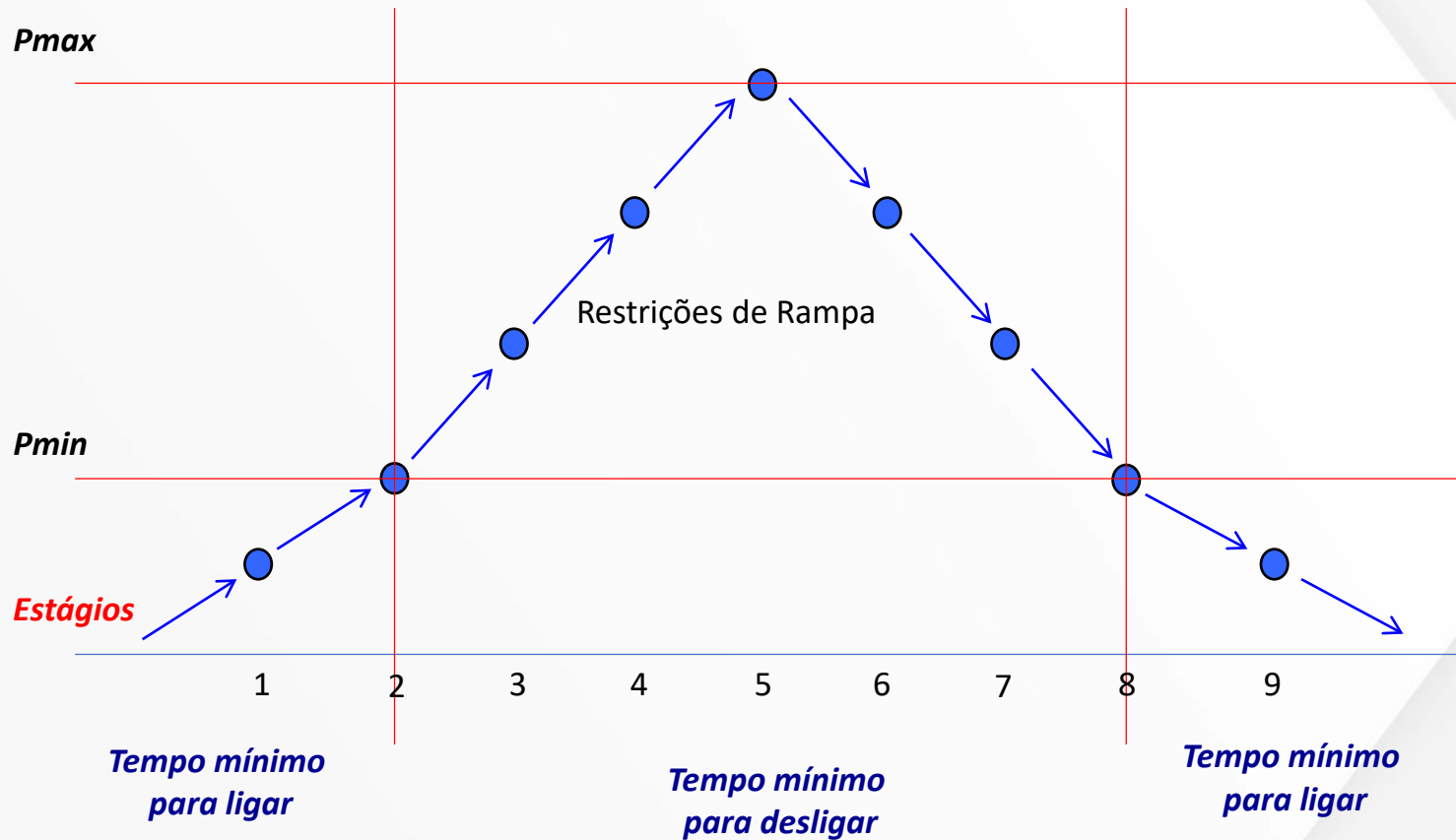
## ➤ Restrições Operativas

- **Combustível: carvão, óleo, gás**
- **Limites de potência**
- **Restrições de rampa**
  - limitam a variação na potência de saída entre dois estágios
  - quando a variação de carga entre dois estágios consecutivos excede a rampa, outros recursos ganham importância adicional
- **Limitações do número de partidas e desligamentos**
  - esforços mecânicos e fatores termodinâmicos



# Termelétricas

- Restrições Operativas



## Termelétricas

- Diferentes Níveis de Representação
  - Existem vários tipos de problemas de planejamento que demandam (ou restringem) diferentes tipos de modelagem das unidades termelétricas
  - Modelo apresentado até aqui é adequado para problemas de curto prazo (horizonte semanal)
  - Por limitações computacionais e requisitos de metodologias de solução, é necessário utilizar modelos mais simplificados para representar os custos e a restrições





## Termelétricas

- Problemas com Horizontes Longos

► De modo geral, cada usina é representada pelos seguintes parâmetros técnicos e econômicos

1. Potência instalada (MW)
2. Disponibilidade média contínua (%)
3. Inflexibilidade (geração mínima) (MW)
4. Custo operativo variável unitário (R\$/MWh): depende do custo de combustível, da eficiência e custos de O&M variáveis da usina

	UTE Linhares	UTE Termoceará
Potência (MW)	204	533
Disponibilidade (%)	96%	88%
Inflexibilidade (MW)	0	347
CVU (R\$/MWh)	131	70



## Termelétricas

- Cálculo do CVU
  - Custo unitário variável

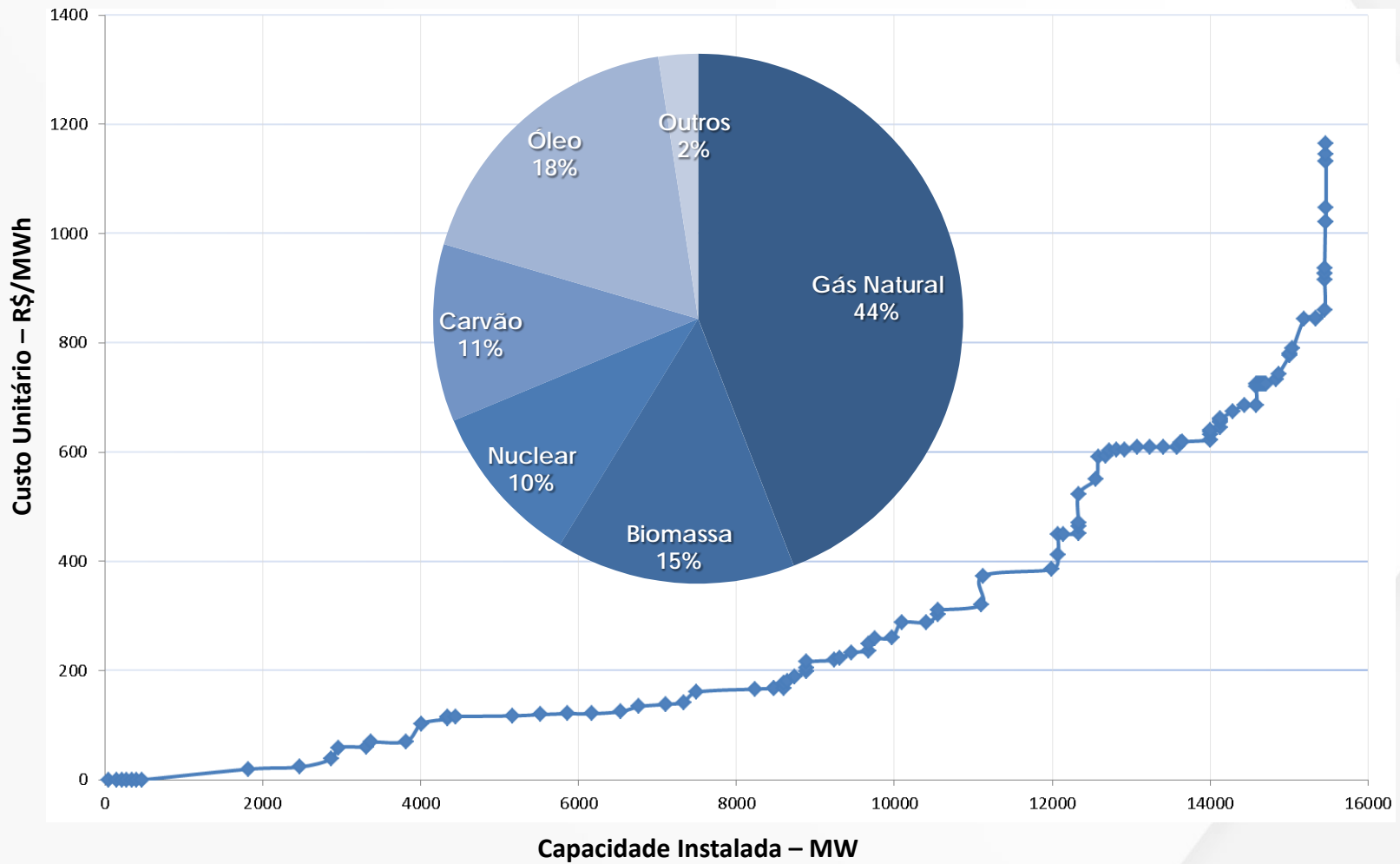
$$\underbrace{(\text{custo unitário} + \text{custo transporte})}_{\substack{\text{\$/unidade de} \\ \text{combustível}}} \times \underbrace{\text{fator de consumo}}_{\text{Unid. comb. /MWh}} + \underbrace{\text{custo O\&M}}_{\text{\$/MWh}}$$

- Exemplo
  - Combustível: custo unitário = 0,8 \$ / unidade
  - Térmica:
    - Fator de consumo = 10 unidades / MWh
    - Custo de transporte = 0,2 \$ / unidade
    - Custo de O&M = 2 \$ / MWh
  - Custo da térmica:  $(0,8 + 0,2) \times 10 + 2 = 12$  \$ / MWh



## Termelétricas

- Curva de Custos



# Usinas Eólicas

## ➤ Características

- Produzem eletricidade a partir dos ventos
- Contribuem para a redução da emissão de gases de efeito estufa
- Construção mais rápida que usinas hidrelétricas
- Com os subsídios atuais se tornou uma fonte competitiva

## ➤ Desafios

- Variabilidade dos ventos
  - Alta variação diária da velocidade dos ventos
- Intermitência dos ventos
  - Ventos que começam e param ao longo do dia



## Potência do Vento

- Energia eólica é a energia cinética do vento

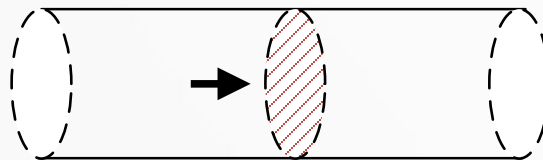
$$E_V = \frac{1}{2} m V^2$$

- Potência instantânea do vento

$$P_V = \frac{dE_V}{dt} = \frac{1}{2} \left( \frac{dm}{dt} \right) V^2$$

- A vazão mássica do ar

$$\dot{m} = \rho A V$$



## Potência do Vento

➤ Logo, a potência do vento é

$$P_V = \frac{1}{2} \rho A V^3$$

em que

- $\rho$  = massa específica do ar ( $\text{kg/m}^3$ )
- $A$  = área de interseção (varrida pelas pás) ( $\text{m}^2$ )
- $V$  = velocidade do vento ( $\text{m/s}$ )

➤ Nota-se a importante relação cúbica entre a velocidade do vento e a potência do vento



## Rendimento (limite ou lei) de Betz

- Albert Betz, físico alemão (1885-1968)
- Valor máximo do rendimento que o aerogerador pode atingir
- Coeficiente de potência

$$C_p = \frac{\text{Potência extraída}}{\text{Potência disponível}} = 4 \left( \frac{V_1 - V_t}{V_1} \right) \left( 1 - \left( \frac{V_1 - V_t}{V_1} \right) \right)^2$$

$$C_p = 0,593$$

em que:

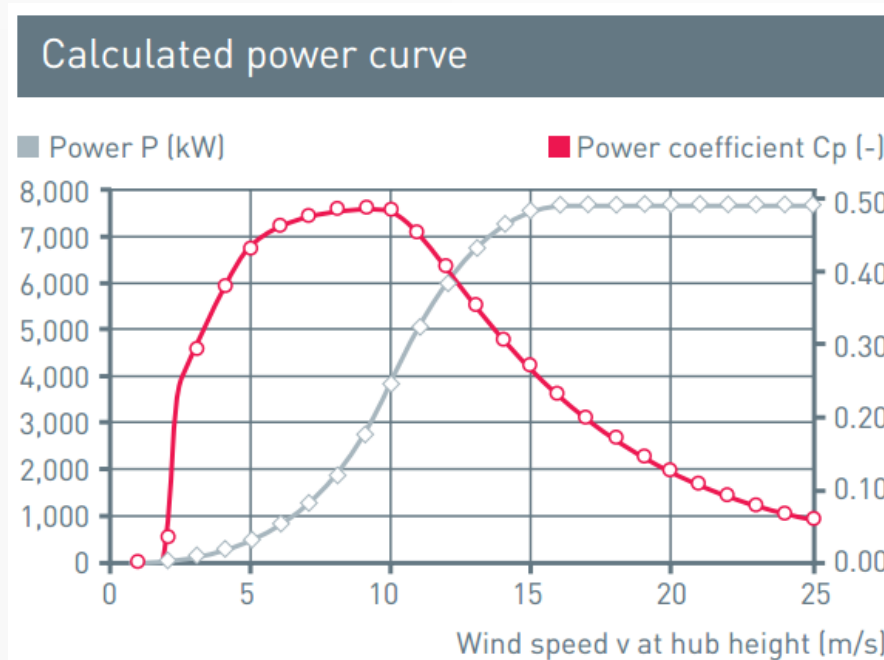
- ✓  $V_1$  = velocidade do vento antes do aerogerador (m/s)
- ✓  $V_t$  = velocidade do vento no aerogerador (m/s)



## Curva de Potência

### ➤ ENERCON E-126 7,58 MW

- Cut-in speed (velocidade em que se começa a gerar energia): 3 m/s
- Cut-out speed (velocidade em que se para de produzir energia): 28-34 m/s



$$P_g = \frac{1}{2} \rho A V^3 C_p$$

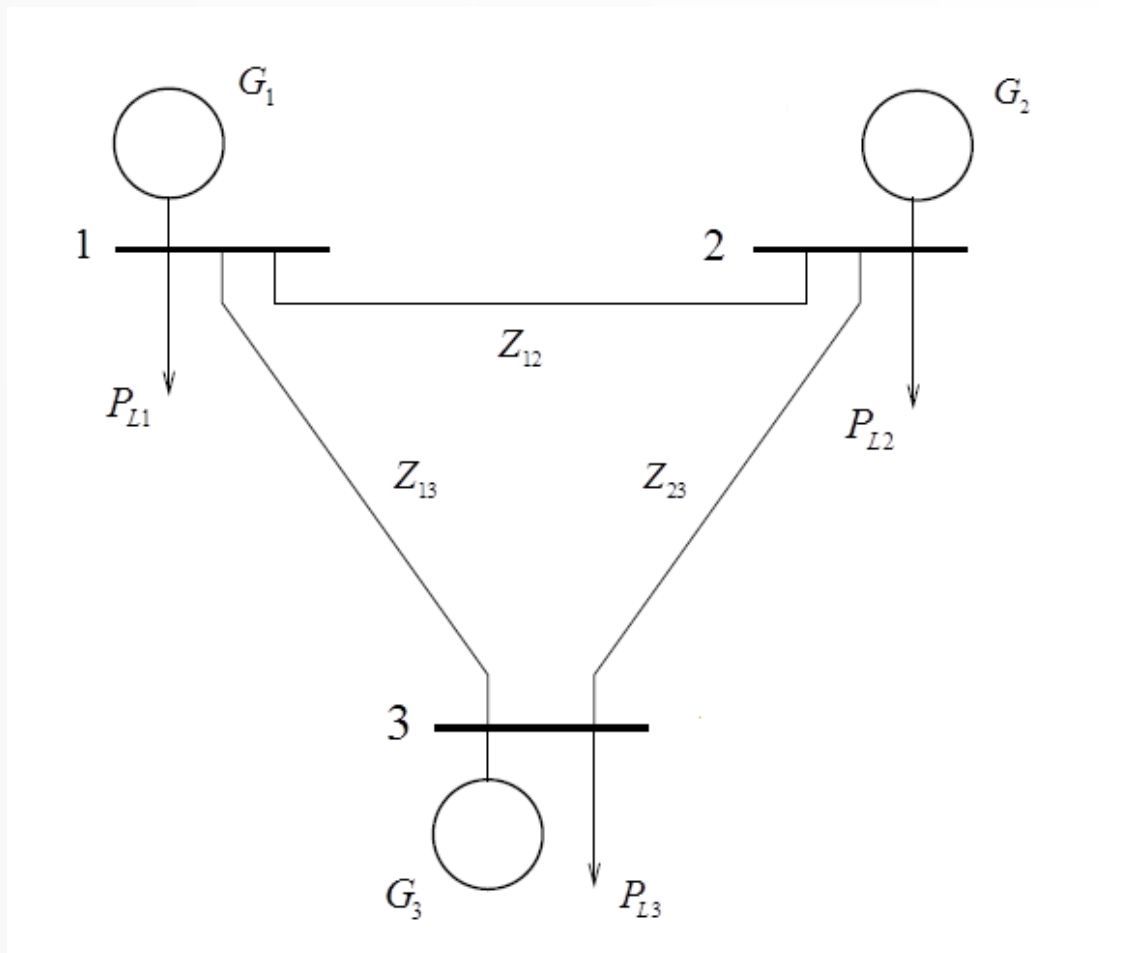




# Transporte da Energia Elétrica

- **Representação matemática do sistema de transmissão em problemas de planejamento da operação energética**
  - Modelo AC
  - Modelo Linear
  - Limites de Fluxo
- **Modelagem das restrições**

## Sistema Exemplo



## Modelo Não Linear - AC

Considerando  $\frac{1}{Z_{ij}} = Y_{ij} = G_{ij} + jB_{ij}$

As injeções de potência ativa e reativa, são dadas por, respectivamente:

$$P_i(V, \delta) = V_i \sum_{j=1}^n (G_{ij} \cos \delta_{ij} + B_{ij} \text{sen} \delta_{ij}) V_j$$

$$Q_i(V, \delta) = V_i \sum_{j=1}^n (G_{ij} \text{sen} \delta_{ij} - B_{ij} \cos \delta_{ij}) V_j$$

Balanco de potências ativa e reativa na  $i$ -ésima barra:

$$\Delta P_i = (P_{gi} - P_{Li}) - V_i \sum_{j=1}^n (G_{ij} \cos \delta_{ij} + B_{ij} \text{sen} \delta_{ij}) V_j = 0$$

$$\Delta Q_i = (Q_{gi} - Q_{Li}) - V_i \sum_{j=1}^n (G_{ij} \text{sen} \delta_{ij} - B_{ij} \cos \delta_{ij}) V_j = 0$$

$i$  índice da barra na qual se deseja calcular o balanço de potência.

$j$  índice da barra ligada à barra  $i$

Obs: *Várias restrições podem ser incluídos no modelo AC, como limites de fluxos, tensão, etc.*



# Modelo Linear - DC

Aproximações consideradas no modelo DC

$$\cos \delta_{ij} \approx 1,0 \quad \text{sen} \delta_{ij} \approx \delta_{ij} \quad V_{ij} = 1 \text{ pu}$$

Portanto, a malha QV não é considerada. Temos como fluxo de potência ativa:

$$t_{ij} = \frac{\delta_i - \delta_j}{X_{ij}} \quad \Delta P_i = P_{gi} - P_{Li} - \sum_{j=1}^n \frac{1}{X_{ij}} \delta_{ij} = 0 \quad \underline{t_{ij}} \leq t_{ij} \leq \overline{t_{ij}}$$

Balanco de Potência. Considerando o sistema anterior

$$\Delta P_1 = P_{g1} - P_{L1} - \left( \frac{1}{X_{12}} \delta_{12} + \frac{1}{X_{13}} \delta_{13} \right) = 0$$

$$\Delta P_2 = P_{g2} - P_{L2} - \left( \frac{1}{X_{21}} \delta_{21} + \frac{1}{X_{23}} \delta_{23} \right) = 0$$

$$\Delta P_3 = P_{g3} - P_{L3} - \left( \frac{1}{X_{31}} \delta_{31} + \frac{1}{X_{32}} \delta_{32} \right) = 0$$



## Modelo Fluxo de Redes

Balanco de potência ativa baseada nos fluxos da rede do sistema

$$\Delta P_i = P_{gi} - P_{Li} - \sum_{j=1}^n t_{ij} = 0 \quad \underline{t_{ij}} \leq t_{ij} \leq \overline{t_{ij}}$$

Considerando o sistema, tem-se

$$\Delta P_1 = P_{g1} - P_{L1} - (t_{12} + t_{13}) = 0$$

$$\Delta P_2 = P_{g2} - P_{L2} - (t_{21} + t_{23}) = 0$$

$$\Delta P_3 = P_{g3} - P_{L3} - (t_{31} + t_{32}) = 0$$

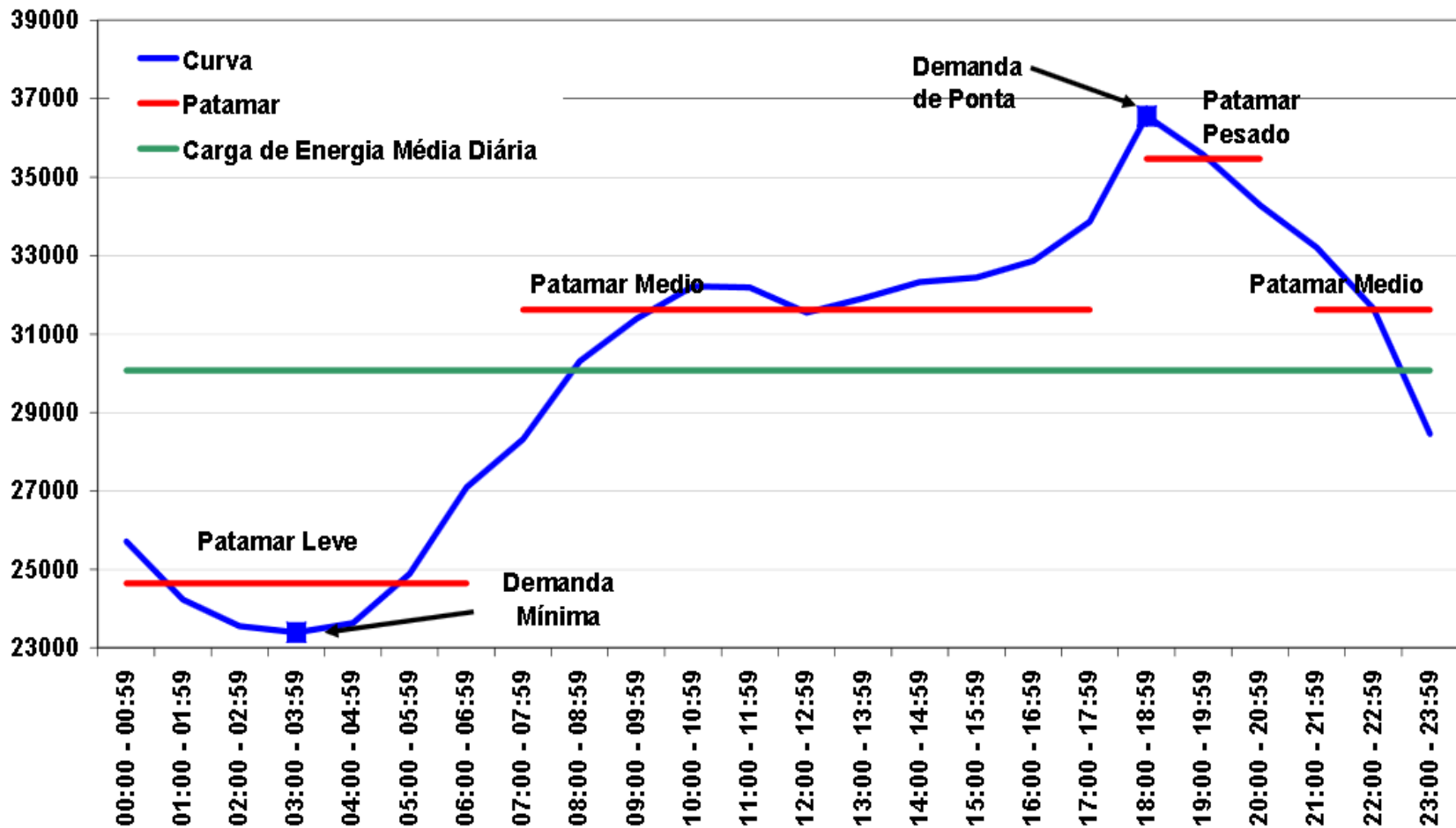


## Consumo da Energia Elétrica

- **Representação da demanda de energia (potência ativa) em problemas de planejamento da operação energética**
  - Série de valores com modelagem cronológica
  - Modelo com patamares de carga
- **Entram nas equações de atendimento a demanda (por barra ou subsistema)**
- **Desafio está em desenvolver bons previsores para horizontes curtos ou gerar cenários para estudos mais longos**

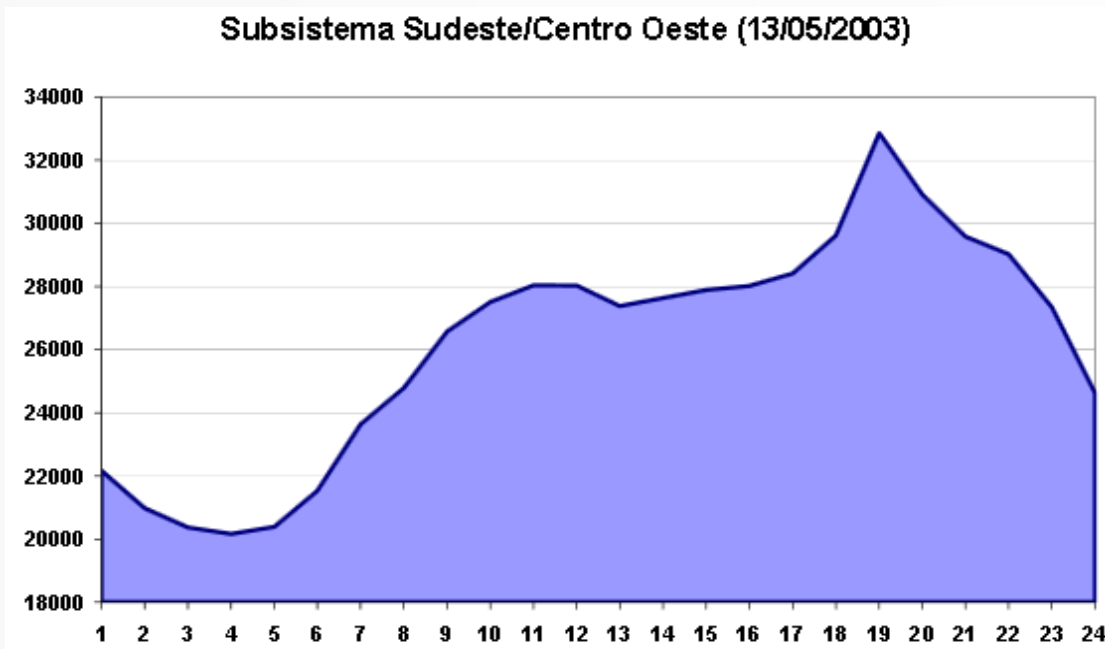
## Curva de Carga Diária e Agregações

Curva x Patamar x Demanda - SE/CO (10/05/07)



## Curva de Carga (Cronológica)

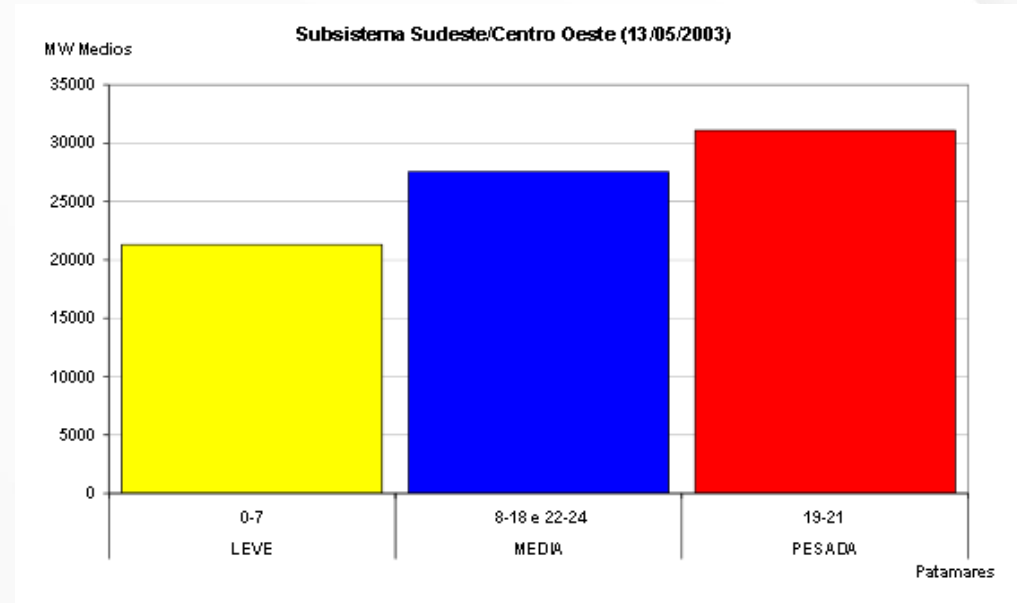
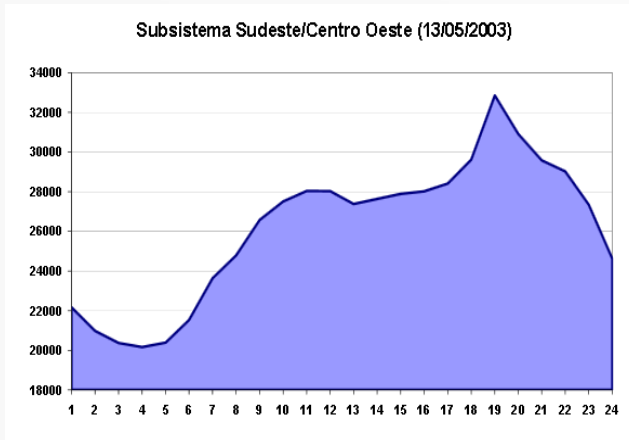
- Usada principalmente em modelos com horizonte de poucos minutos até 1 semana
  - Discretização em minutos (5, 15, 30 min) até uma hora
  - Despacho econômico, programação diária da operação eletroenergética





# Patamares de Carga

- Usada em modelos com horizonte de vários meses até plurianual
  - Discretização em semanas ou meses
  - Planejamento da operação de médio e curto prazo, planejamento da expansão



# **O Problema da Programação Diária no SIN - Modelo DESSEM**



## O Problema da Programação Diária

- Operação de curto prazo do sistema hidrotérmico
- Modelo de otimização determinístico em múltiplos períodos com rede de transmissão linearizada e restrições hidráulicas e térmicas detalhadas
- **Critério:** minimizar custo de operação esperado
- **Solução:** programação linear inteira mista via pacote computacional
- **Resultados:** metas de geração por unidade, intercâmbios e custos marginais por barra elétrica
- **Horizonte:** até duas semanas em etapas de 30min, horárias ou em patamares
- Resultados podem alimentar modelos de pré-despacho operativo e fluxo de potência AC



## O Problema da Programação Diária

- **Características Gerais**

- Horizonte de até 14 dias
- Discretização:  $\frac{1}{2}$  hora, 1 hora ou superior (patamares cronológicos)
- Aplicação: diária (todo dia é executado)

- **Unit Commitment Termelétrico**

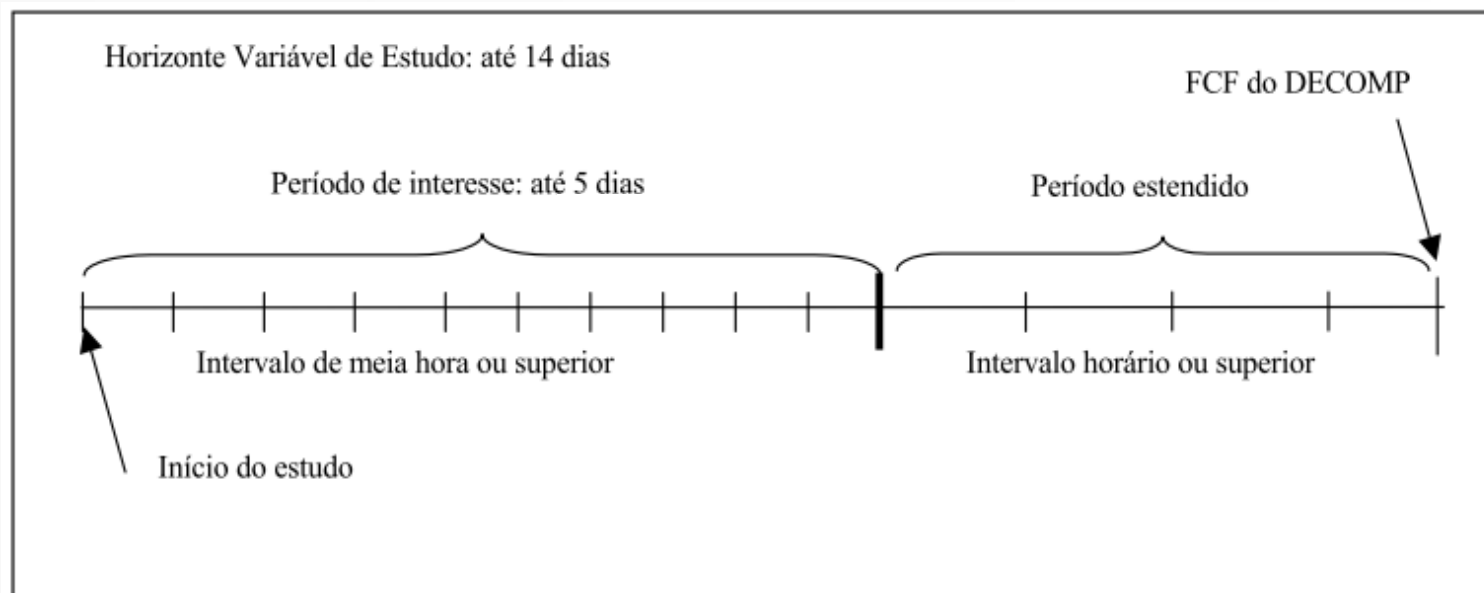
- Necessidade do uso de variáveis binárias
- Torna oneroso o procedimento de solução
- Não estão definidos multiplicadores de Lagrange



## O Problema da Programação Diária

- **Representação Temporal**

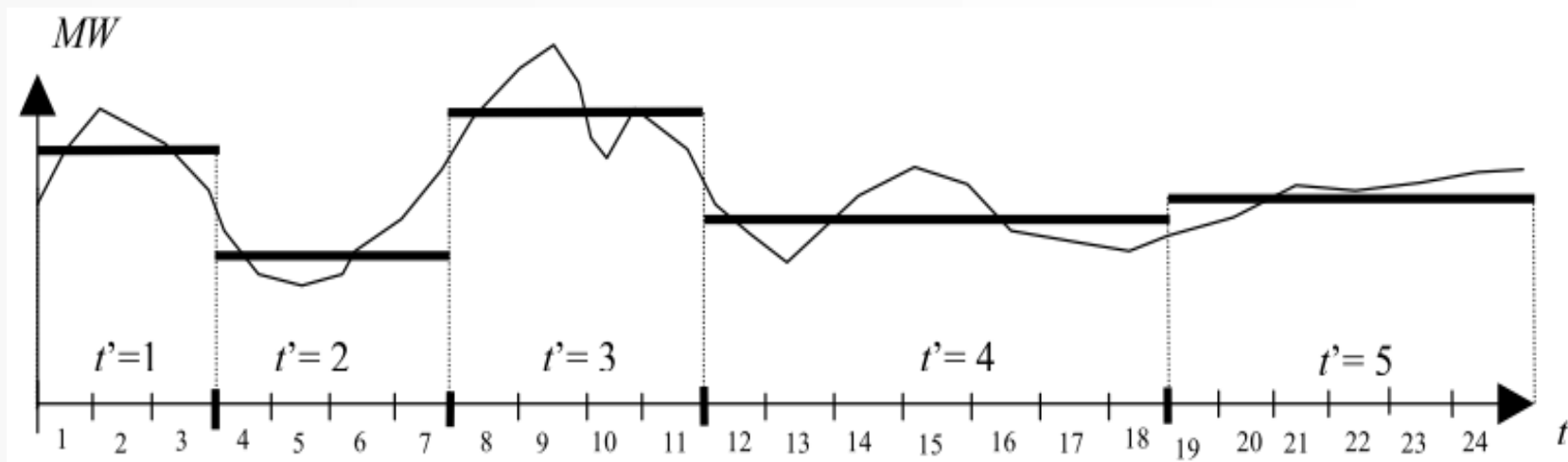
- ✓ Período de interesse: 1 dia, discretização de 1/2 hora
- ✓ Período estendido: discretização superior a 1 hora



## O Problema da Programação Diária

- **Patamares cronológicos**

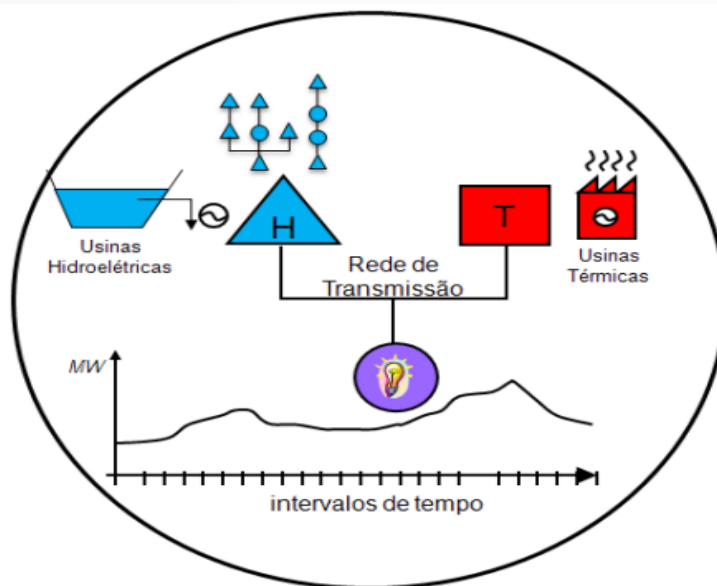
- ✓ Para cada intervalo, usa-se a média dos valores
- ✓ Pode ser aplicado para cada dia, com diferentes patamares cronológicos



## O Problema da Programação Diária

### ➤ Representação do sistema

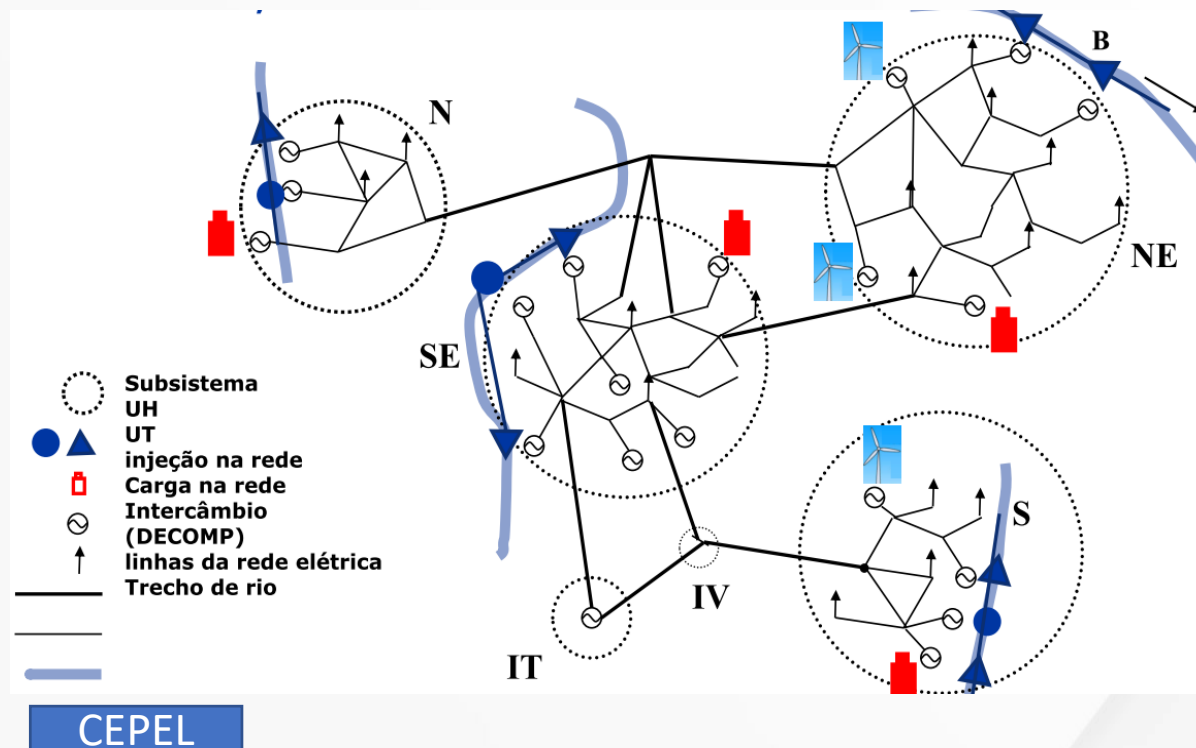
- Modelo individualizado das hidrelétricas (por usina) e termelétricas (por unidade)
- Pode representar por unidades geradoras hidrelétricas → caso em estudo
- Considera o tempo de viagem da água
- Afluências são consideradas determinísticas ao longo do período de estudo



## O Problema da Programação Diária

### ➤ Representação da Rede (possibilidades)

- Demanda por subsistema e intercâmbios (fluxo em redes)
- Representação linear: modelo DC (proposto no DESSEM)
- Representação pelo modelo AC (grande desafio)

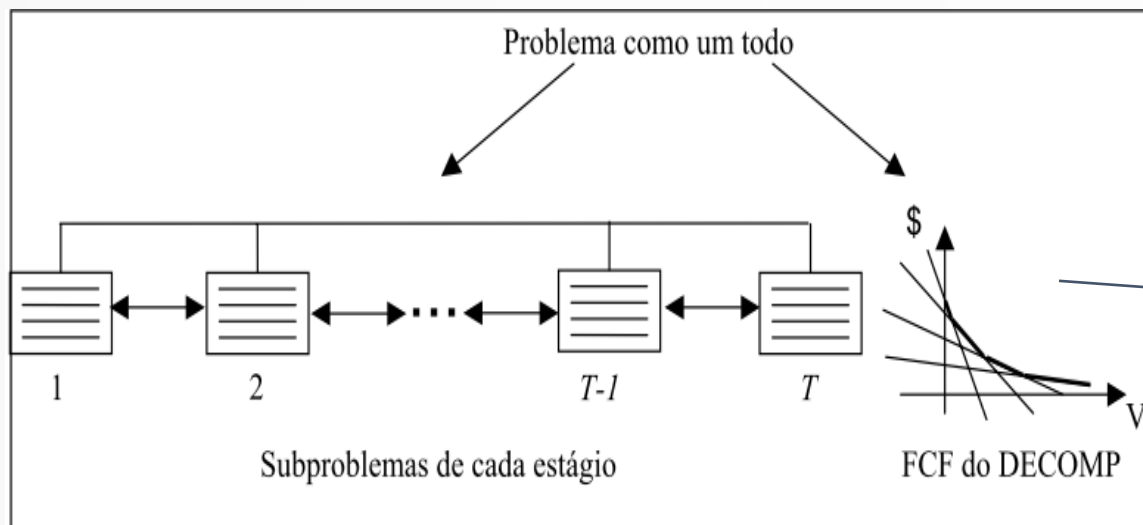




## O Problema da Programação Diária

- Coordenação com o modelo de curto prazo**

✓  $\alpha_t(V_T)$ : função de custo futuro



$$\alpha_T(V_T) = \text{minimize } \alpha$$

sujeito a

$$\alpha \geq \sum_{i=1}^{NR} \pi_1(i) V_T(i) + \delta_1$$

$$\alpha \geq \sum_{i=1}^{NR} \pi_2(i) V_T(i) + \delta_2$$

...

$$\alpha \geq \sum_{i=1}^{NR} \pi_p(i) V_T(i) + \delta_p$$





## **Planejamento Mensal da Operação Energética**

## O Problema de Curto Prazo no Modelo DECOMP

- Utilizado no Programa Mensal da Operação do Sistema Interligado Nacional – PMO
- Objetivo
  - Determinar as metas de geração das usinas hidráulicas e térmicas
    - Sujeito a afluências estocásticas
    - De forma a atender a demanda por energia
    - Minimizar o valor esperado do custo de operação ao longo do período de planejamento
    - Este custo é formado pelos gastos com combustíveis nas usinas térmicas e eventuais penalizações pelo não atendimento da demanda



## O Problema de Curto Prazo no Modelo DECOMP

- Estipular o Custo Marginal de Operação (CMO)
  - Representa
    - Custo de operação da usina térmica mais cara despachada
    - Custo Futuro mais elevado da água.
    - O CMO é encontrado para cada um dos quatro subsistemas
    - Utilizado no mercado de curto prazo para estipular o preço da energia
- ONS fornece semanalmente para a CCEE a base de dados
  - Cálculo do Preço de Liquidação das Diferenças – PLD
  - Processo executado pela CCEE com a utilização do modelo DECOMP



## O Problema de Curto Prazo no Modelo DECOMP

- Integração com modelos NEWAVE e DESSEM
- Usinas individualizadas
  - NEWAVE: Reservatórios Equivalentes
- 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



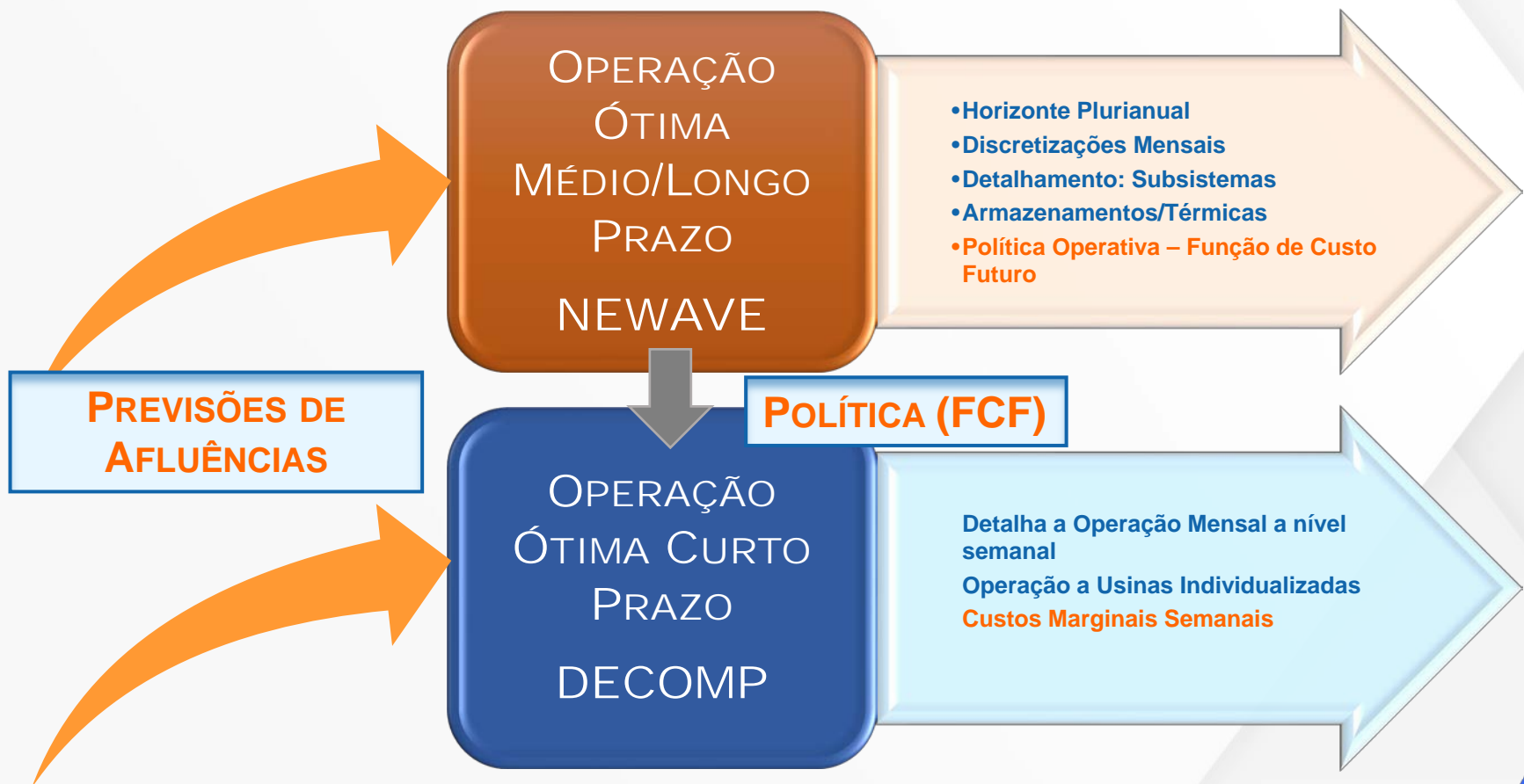
## O Problema de Curto Prazo no Modelo DECOMP

- Volumes de espera para amortecimento de cheias
- Indisponibilidade das unidades geradoras
- Limites de defluência em UHE ou grupo de UHEs
- Limites de afluência em UHE ou grupo de UHEs
- Limites de armazenamento em UHE ou grupo de UHEs
- Limites de geração em UHE, UTE e conjuntos de aproveitamentos, incluindo fluxo nas interligações
- Restrições hidráulicas



## O Problema de Curto Prazo no Modelo DECOMP

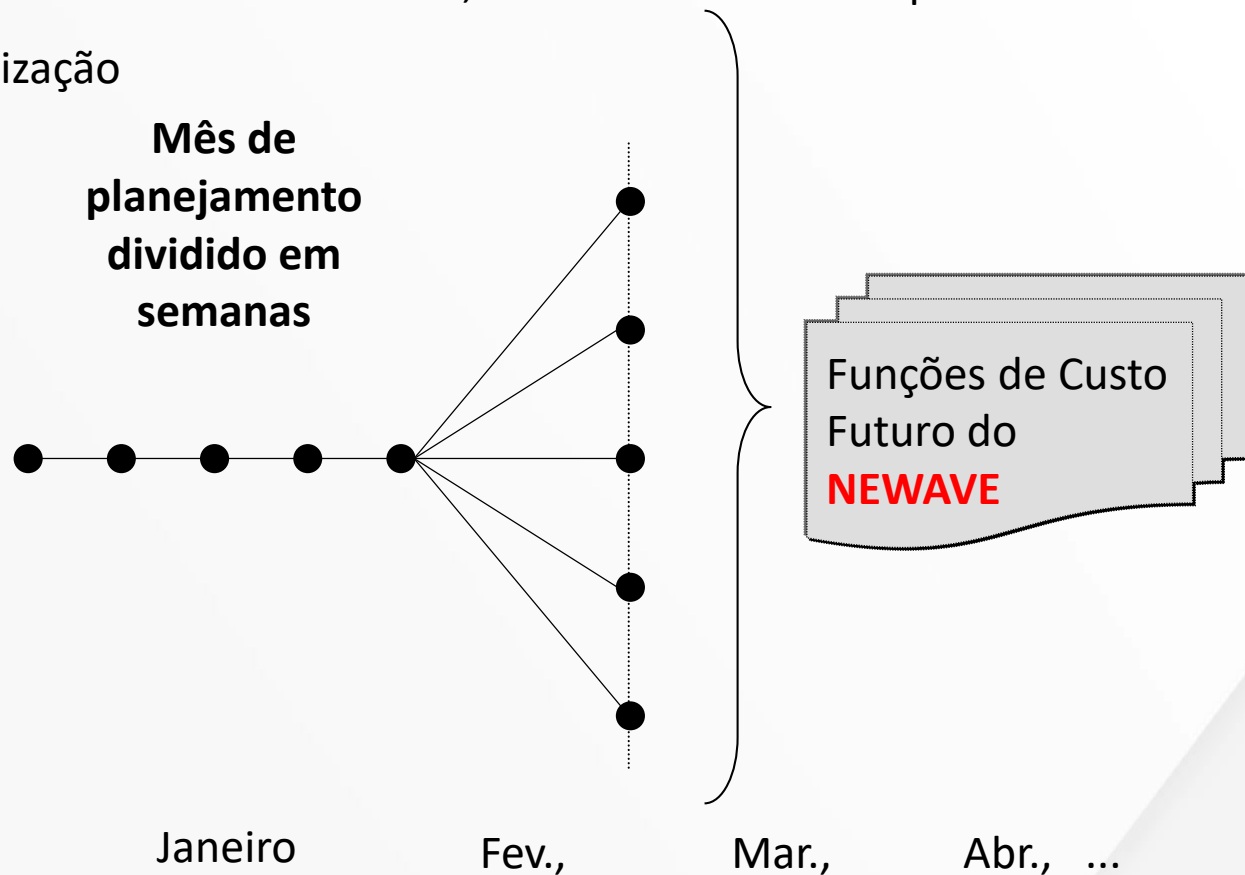
- DECOMP é o modelo oficial de formação de preço
  - Mas, o NEWAVE tem um papel muito importante nesse processo



## O Problema de Curto Prazo no Modelo DECOMP

- Estrutura da árvore de cenários do DECOMP

- ✓ Diferentemente do NEWAVE, resolvem-se todos os problemas de otimização





## O Problema de Curto Prazo no Modelo DECOMP

- Composição dos tipos de previsão para a primeira semana

Tipo	Quantidade
Chuva-Vazão	53
Agentes	42
Regredido / Calculado	31
PrevivazH	13
Agentes + Chuva-Vazão	5
Média	8
<b>TOTAL</b>	<b>152</b>



## O Problema de Curto Prazo no Modelo DECOMP

- Vazão Natural Afluyente – VNA
  - Vazão que ocorreria em um determinado ponto da cascata se não houvesse as ações antrópicas na sua bacia contribuinte
- Vazão Natural Incremental – VNI
  - Diferença entre o VNA em um determinado ponto da cascata e os VNAs de todos os pontos imediatamente a montante considerando o tempo de viagem d'água
- Tempo de Viagem d'Água
  - TVN – Tempo de viagem d'água em condições naturais
  - TVR – Tempo de viagem d'água em condições de reservatório



## Revisão rápida sobre Chuva-Vazão

### ▪ **Objetivo**

- Prever a vazão natural afluente à uma usina hidrelétrica, considerando, também, a previsão de precipitação futura

### ▪ **Informações normalmente utilizadas**

- Vazão natural afluente observada
- Precipitação observada
- Precipitação prevista
- Informações de evapotranspiração, irrigação, entre outras



# Revisão rápida sobre Chuva-Vazão

## ▪ Os modelos de chuva-vazão podem ser divididos em dois tipos

### ✓ Modelos conceituais

- Existe uma modelagem física para descrever o processo que ocorre na natureza

### ✓ Modelos de Inteligência Artificial

- Usa-se um modelo de IA para identificar as relações entre as informações utilizadas

## ▪ No Brasil usa-se um mix desses dois tipos

- ✓ No entanto, o ONS está migrando todos os modelos para SMAP (“*Soil Moisture Accounting Procedure*” - Procedimento de contabilidade de umidade do solo)



## Revisão rápida sobre Chuva-Vazão

### ▪ O ONS não faz previsão por usina, mas por sub-bacia

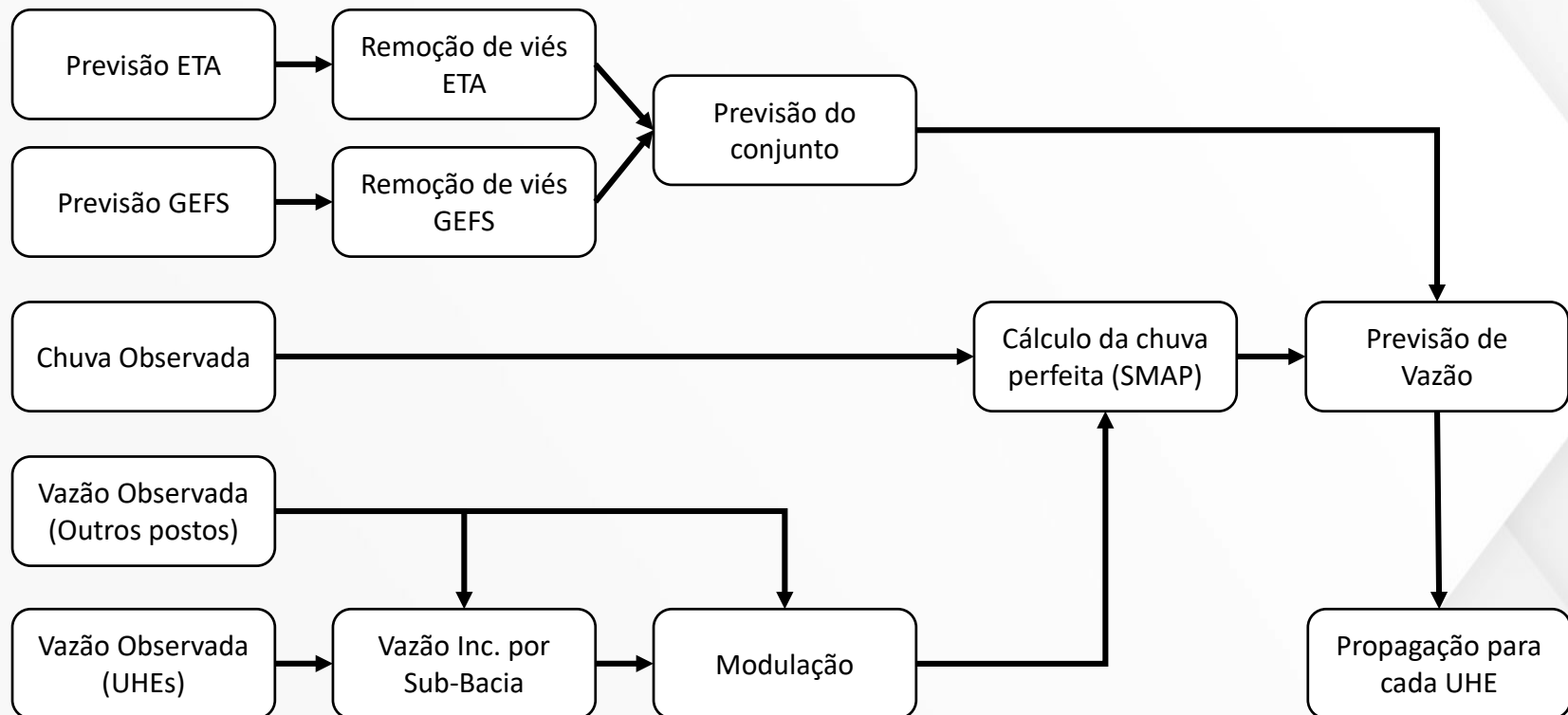
#### ➤ Exemplo: Bacia do Grande

- 15 Usinas Hidrelétricas no Total
- Divisão em 13 sub-bacias
- 4 sub-bacias não contém nenhuma usina
- Utiliza o modelo SMAP



## Revisão rápida sobre Chuva-Vazão

- Processo utilizado pelos ONS no caso do SMAP



# Revisão rápida sobre Chuva-Vazão

- **Previsão é feita semanalmente para os próximos 10 dias**
  - Em geral na quinta, com dados observados até quarta
  - Semana operativa é de Sábado a Sexta
- **Transformação em vazões médias semanais**
  - Semana anterior → Dados 100% observados
  - Semana atual → Dados parcialmente observado e previstos
  - Semana seguinte → Dados 100% previstos



## Acoplamento entre NEWAVE e DECOMP

- Função de Custo Futuro advinda do NEWAVE

$$\alpha_{t+1} - \sum_{r=1}^{NREE} \pi_{rc} ea_{r,t+1} - \sum_{r=1}^{NREE} \sum_{\tau=0}^{p-1} \lambda_{rc,t-\tau} ena_{r,t-\tau} \geq \delta_{c,t+1} \quad c = 1, \dots, NC$$

$NC$  número total de aproximações lineares da FCF

$\alpha$  representa o custo futuro (R\$)

$ea_{r,t+1}$  energia armazenada no final do estágio  $t$  no  $r$ -ésimo REE (MWmed)

$ena_{r,t-\tau}$  ENA do estágio  $t-\tau$  no  $r$ -ésimo REE (MWmed)

$\delta$  coeficiente linear da  $c$ -ésima aproximação linear da FCF (R\$)

$\pi$  coeficiente angular da  $ea$  da  $c$ -ésima aproximação linear da FCF (R\$/MWmed)

$\lambda$  coeficiente angular da  $ena$  da  $c$ -ésima aproximação linear da FCF (R\$/hm<sup>3</sup>)





## Acoplamento entre NEWAVE e DECOMP

- Ajustes no DECOMP

- Para cada cenário faz-se a substituição pela ENA do cenário e da tendência

$$\alpha_{t+1} - \sum_{r=1}^{NREE} \pi_{rc} ea_{r,t+1} \geq \delta_{c,t+1} + \sum_{r=1}^{NREE} \sum_{\tau=0}^{p-1} \lambda_{rc,t-\tau} ena_{r,t-\tau} \quad c = 1, \dots, NC$$



## Acoplamento entre NEWAVE e DECOMP

### ■ Ajustes no DECOMP

- ✓ Para cada cenário faz-se a substituição pela ENA do cenário e da tendência

$$\alpha_{t+1} - \sum_{r=1}^{NREE} \pi_{rc} ea_{r,t+1} \geq \delta_{c,t+1} + \sum_{r=1}^{NREE} \sum_{\tau=0}^{p-1} \lambda_{rc,t-\tau} ena_{r,t-\tau} \quad c = 1, \dots, NC$$

- Separa-se o valor d'água proporcional às produtibilidades acumuladas
  - ✓ Cálculo da energia armazenada é dada por

$$ea_t = \sum_{i \in R} v_{it} \left[ \rho_i h_i^{eq} + \left( \sum_{j \in F_i} \rho_j h_j \right) \right] = \sum_{i \in R} v_{it} \rho_i^{eq\_acum}$$



## Acoplamento entre NEWAVE e DECOMP

### ■ Ajustes no DECOMP

- Para cada cenário faz-se a substituição pela ENA do cenário e da tendência

$$\alpha_{t+1} - \sum_{r=1}^{NREE} \pi_{rc} ea_{r,t+1} \geq \delta_{c,t+1} + \sum_{r=1}^{NREE} \sum_{\tau=0}^{p-1} \lambda_{rc,t-\tau} ena_{r,t-\tau} \quad c = 1, \dots, NC$$

- Separa-se o valor d'água proporcional às produtibilidades acumuladas
  - ✓ Cálculo da energia armazenada é dada por

$$ea_t = \sum_{i \in R} v_{it} \left[ \rho_i h_i^{eq} + \left( \sum_{j \in F_i} \rho_j h_j \right) \right] = \sum_{i \in R} v_{it} \rho_i^{eq\_acum}$$

✓ Portanto,

$$\alpha_{t+1} - \sum_{r=1}^{NREE} \sum_{i \in R_r} \pi_{rc} \rho_i^{eq\_acum} v_{i,t+1} \geq \delta_{c,t+1} + \sum_{r=1}^{NREE} \sum_{\tau=0}^{p-1} \lambda_{rc,t-\tau} ena_{r,t-\tau}$$

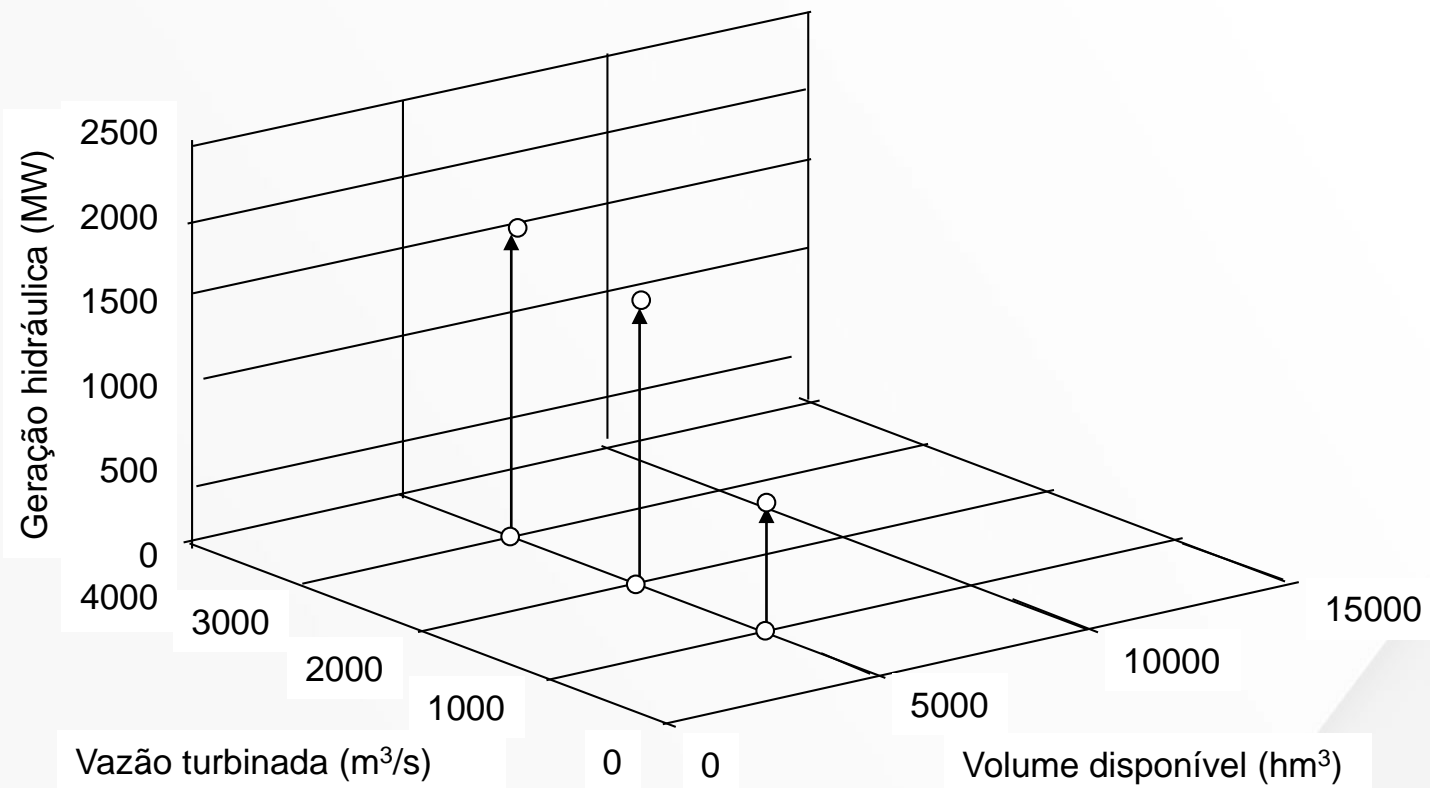


# DECOMP - Cálculo da função de produção hidráulica

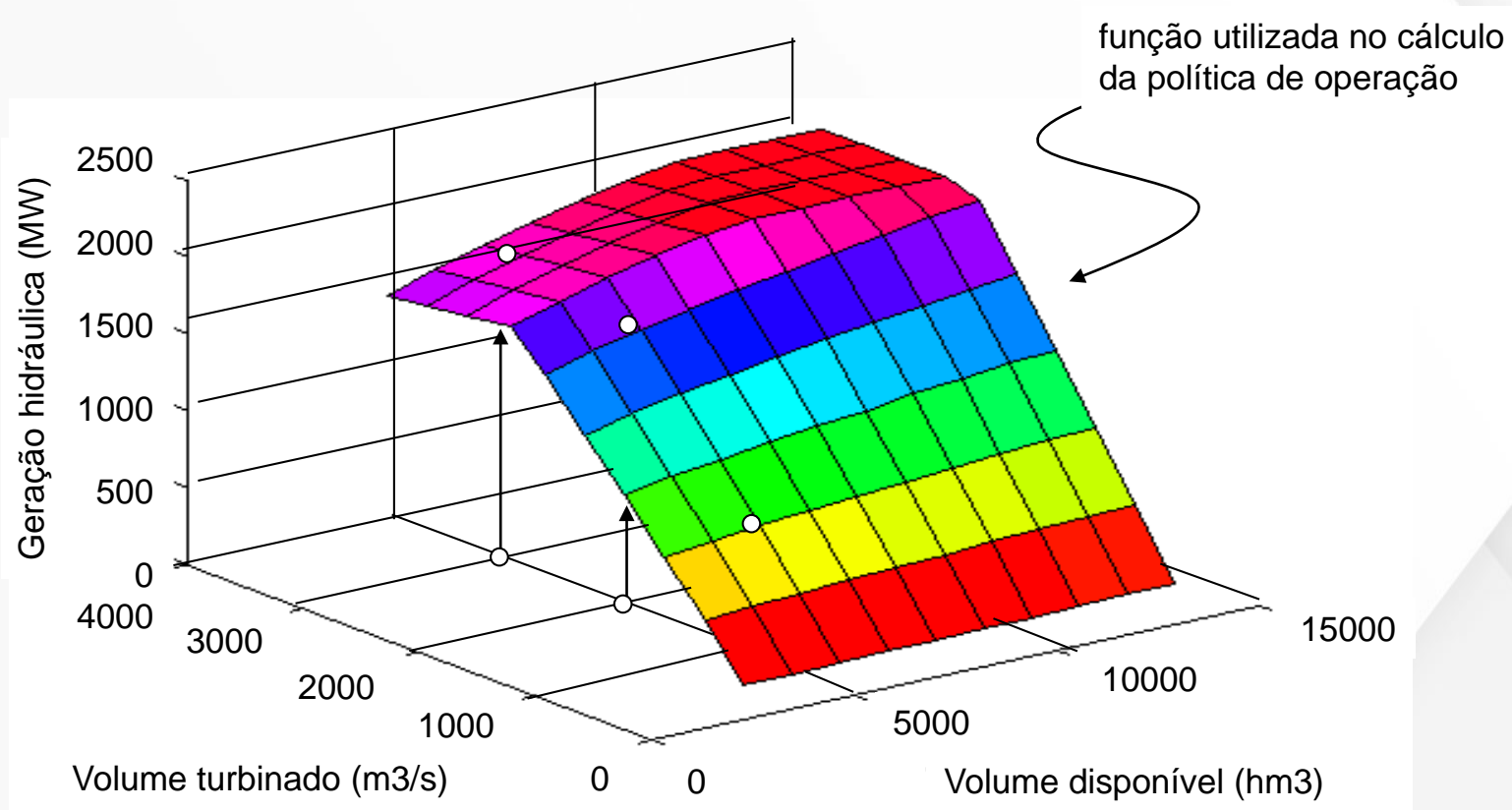
- ✓ DECOMP é um modelo de Programação Linear
  - Uma alternativa seria supor a altura de queda constante durante uma etapa
  - Isso teria as seguintes desvantagens
    - Não representação da variação da altura de queda ao longo da etapa
    - Não há sinalização do impacto econômico causado por esta variação
  - A solução encontrada foi construir
    - Aproximação linear por partes da função de produção de energia



## DECOMP - Cálculo da função de produção hidráulica



## DECOMP - Cálculo da função de produção hidráulica



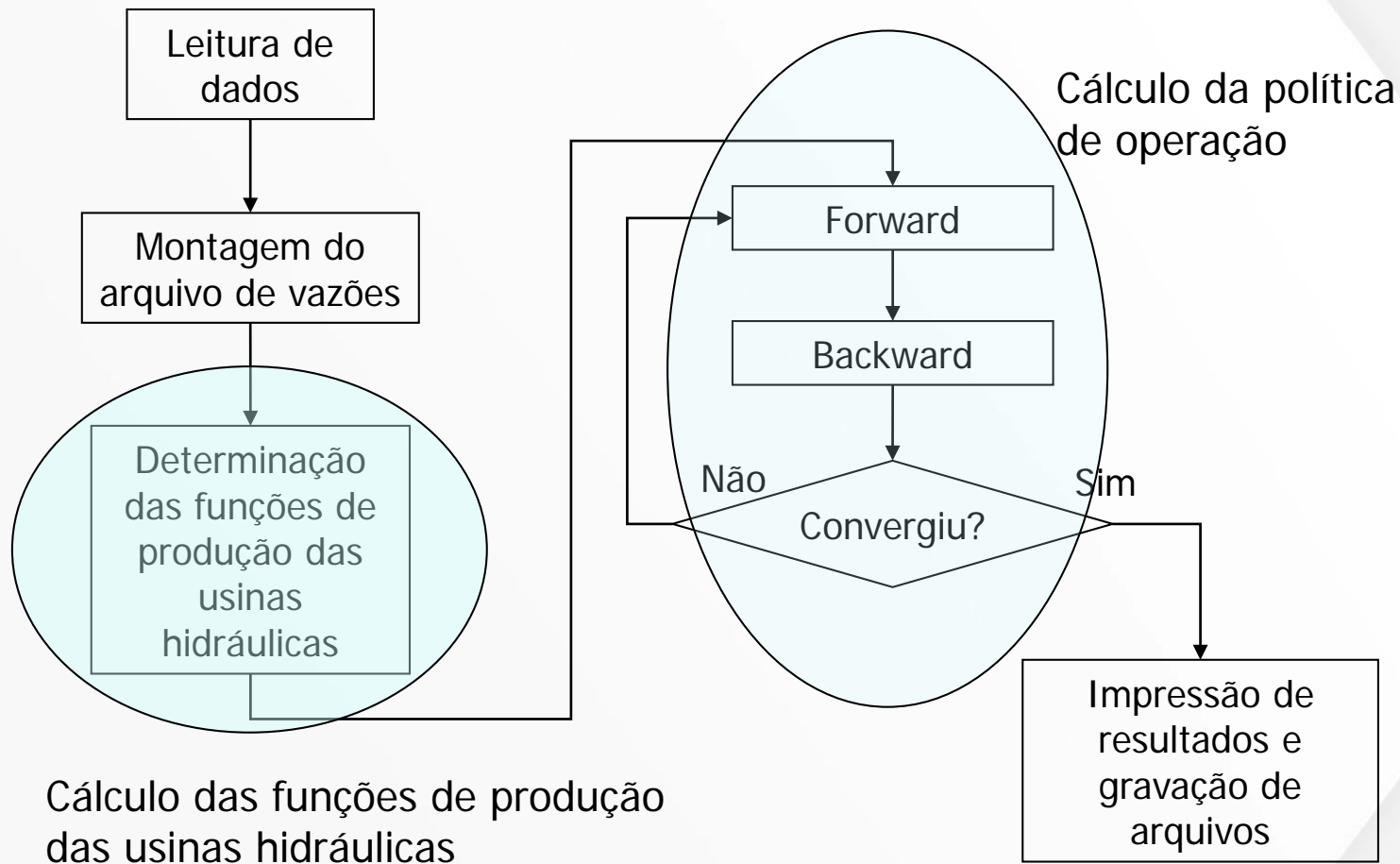
## DECOMP – Resolução do Problema

- Baseia-se na mesma técnica de Programação Dinâmica Dual
- Iterações FORWARD e BACKWARD obtêm estimativas e verificações do valor do custo total de operação
- O critério de convergência é baseado na “proximidade” entre os valores estimados e verificados (sem intervalo de confiança)

$$\frac{ZSUP - ZINF}{ZINF} \leq \text{Tolerância}$$



## DECOMP – Resolução do Problema





## DECOMP – Resolução do Problema

### ➤ Principais Resultados

- Trajetória dos reservatórios
- Geração hidráulica para cada aproveitamento
- Geração térmica
- Fluxo nas interligações entre subsistemas
- Balanço energético entre os subsistemas
- Custo marginal de operação





## **Planejamento da Operação Energética de Médio Prazo**

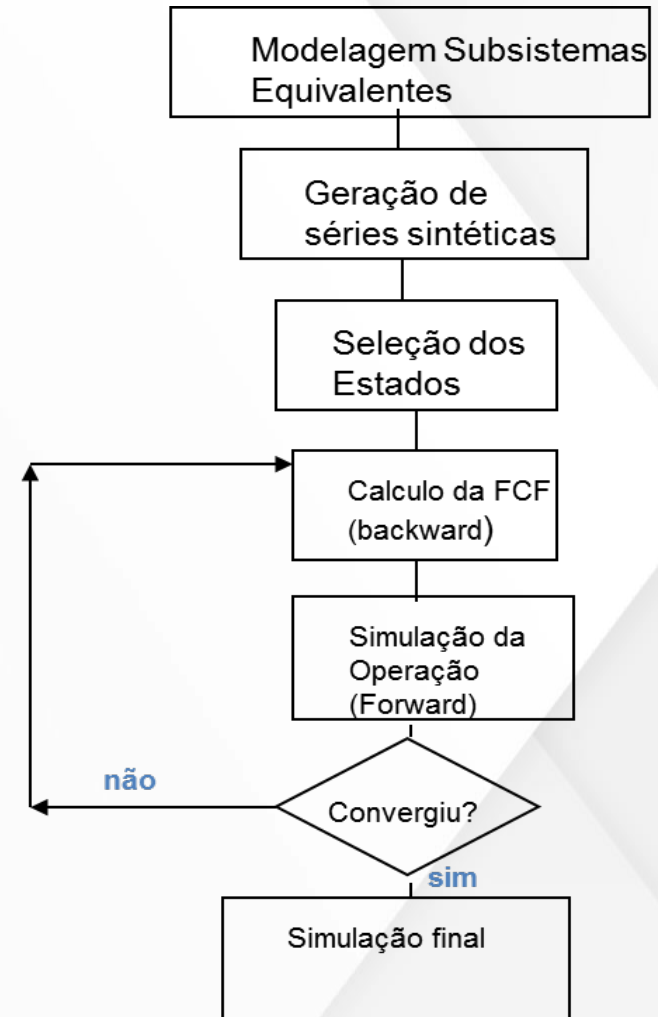
## O Problema de Médio Prazo no Modelo NEWAVE

- Objetivo

- Definir a alocação ótima de recursos hidro e térmicos a cada mês que minimize o valor esperado do custo operativo total (geração térmica + déficit) e mais uma medida de risco

- Quatro Módulos Básicos

- Módulo de cálculo do sistema equivalente: para cada subsistema agrega os reservatórios em um único reservatório de energia
- Módulo de energias afluentes
- Módulo de cálculo da política de operação hidrotérmica via PDDE
- Simulação da operação com base nas FCFs obtidas pela PDDE

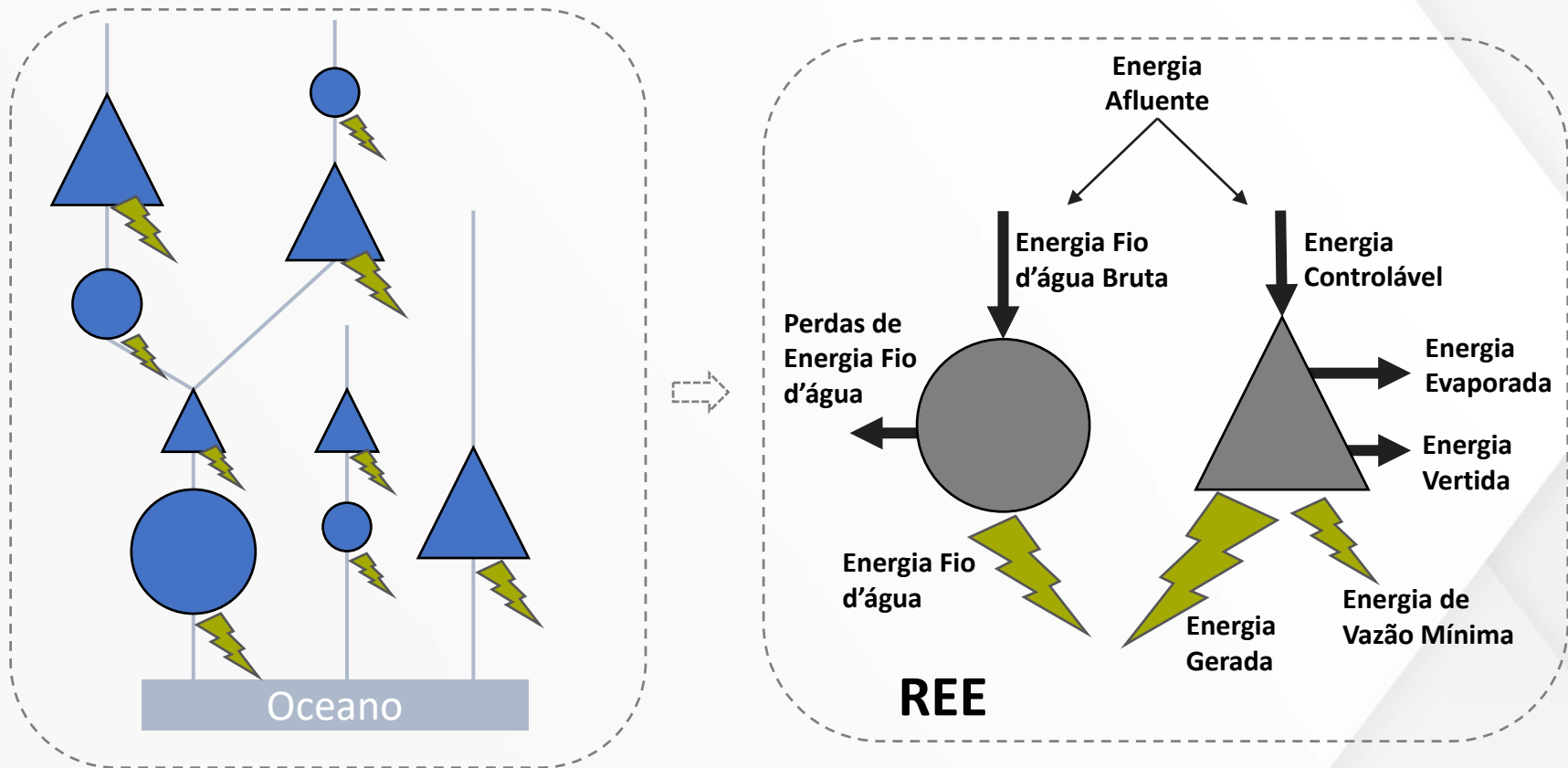


# **Reservatório Equivalente de Energia (REE)**



## Reservatório Equivalente de Energia (REE)

- REEs podem agregar desde duas a centenas de usinas hidrelétricas



Rios e  
Afluentes



Hidrelétricas  
Reservatório



Hidrelétricas  
Fio d'água



Eletricidade



## Reservatório Equivalente de Energia (REE)

### ➤ Alguns Parâmetros da Representação por REE

- **Energia Armazenável Máxima**
- **Energia Armazenável Mínima por Restrições Operativas**
- **Energia Natural Afluente**
- **Energia Controlável e Energia Fio d'Água Bruta**
- **Perdas de Energia Fio d'Água**
- **Fator de Correção da Energia Controlável**
- **Energia de Vazão Mínima**
- **Energia Evaporada**
- **Geração Hidrelétrica Máxima**
- **Geração de Pequenas Usinas**
- **Desvio de Energia Controlável e Fio d'Água**



## Reservatório Equivalente de Energia (REE)

- **Energia Armazenável Máxima**

- ✓ Capacidade de armazenamento das usinas agregadas em termos de energia, considerando que a água será usada em todas as usinas a jusante

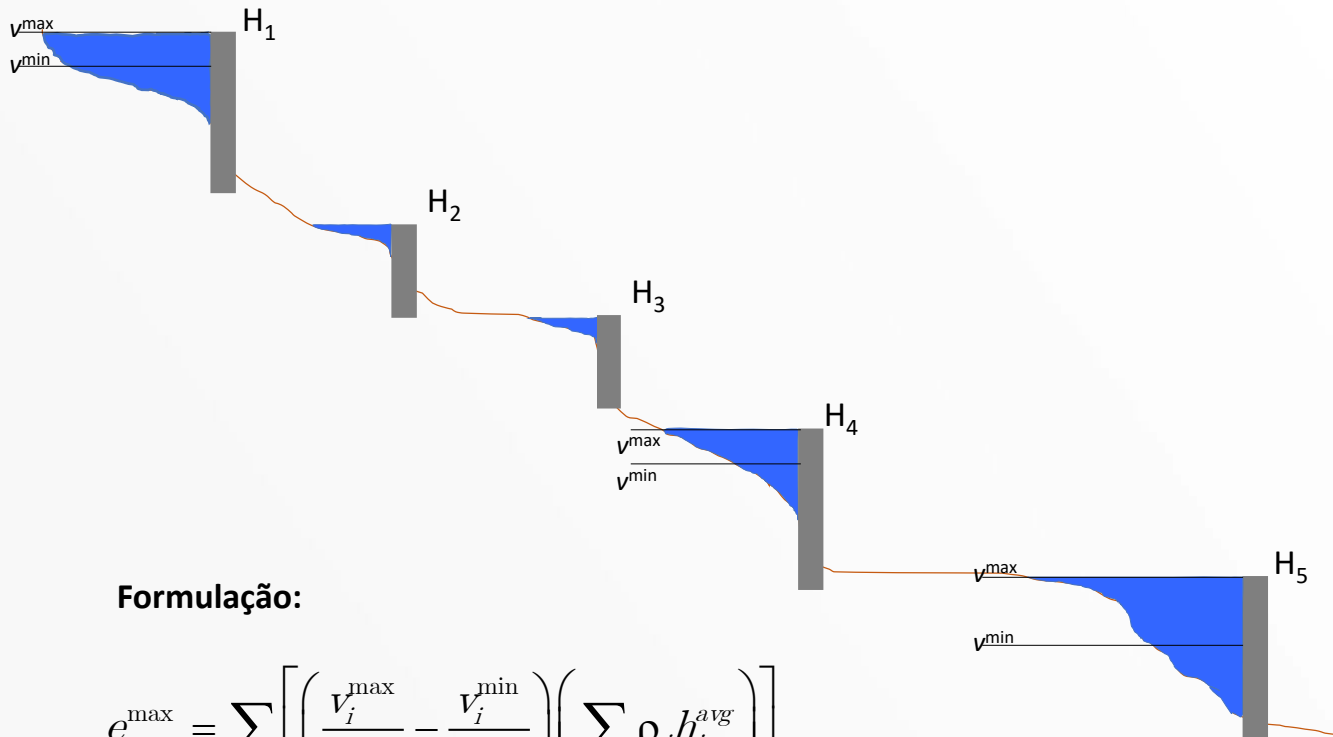
$$e^{\max} = \sum_{i \in R} \left[ \left( \frac{V_i^{\max}}{2,63} - \frac{V_i^{\min}}{2,63} \right) \left( \sum_{j \in J_i} \rho_j h_j^{avg} \right) \right]$$

$e^{\max}$	Energia armazenável máxima (MWmês)
$V^{\max, \min}$	Volume máximo (mínimo) (hm <sup>3</sup> )
$\rho$	Produtibilidade específica {MW/[(m <sup>3</sup> /s)/m]}
$h^{avg}$	Queda líquida média (m)
$R$	Conjunto de usinas com reservatório de regularização
$J_i$	Conjunto de usinas a jusante da usina $i$ inclusive



## Reservatório Equivalente de Energia (REE)

- Energia Armazenável Máxima



**Formulação:**

$$e^{\max} = \sum_{i \in R} \left[ \left( \frac{v_i^{\max}}{2,63} - \frac{v_i^{\min}}{2,63} \right) \left( \sum_{j \in J_i} \rho_j h_j^{avg} \right) \right]$$





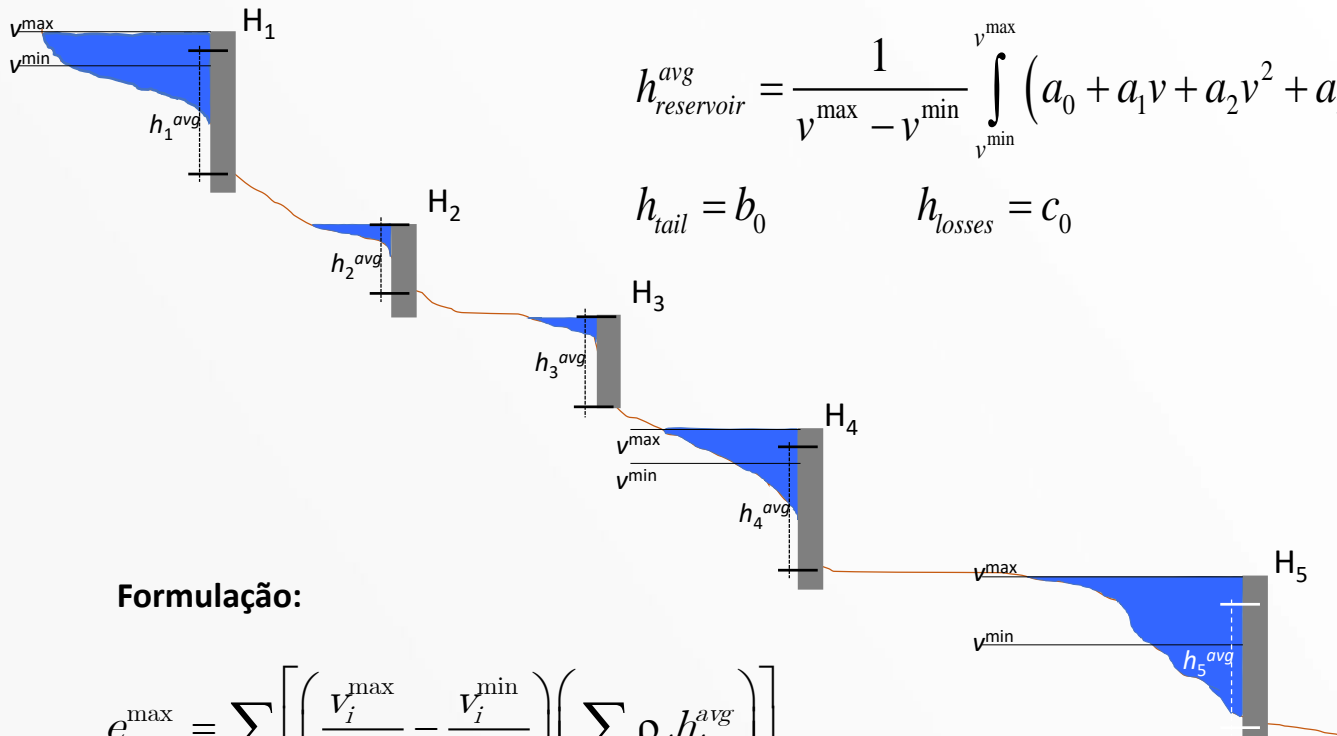
# Reservatório Equivalente de Energia (REE)

- Energia Armazenável Máxima

$$h_j^{avg} = h_{reservoir}^{avg} - h_{tail} - h_{losses}$$

$$h_{reservoir}^{avg} = \frac{1}{v^{max} - v^{min}} \int_{v^{min}}^{v^{max}} (a_0 + a_1 v + a_2 v^2 + a_3 v^3 + a_4 v^4) dv$$

$$h_{tail} = b_0 \quad h_{losses} = c_0$$



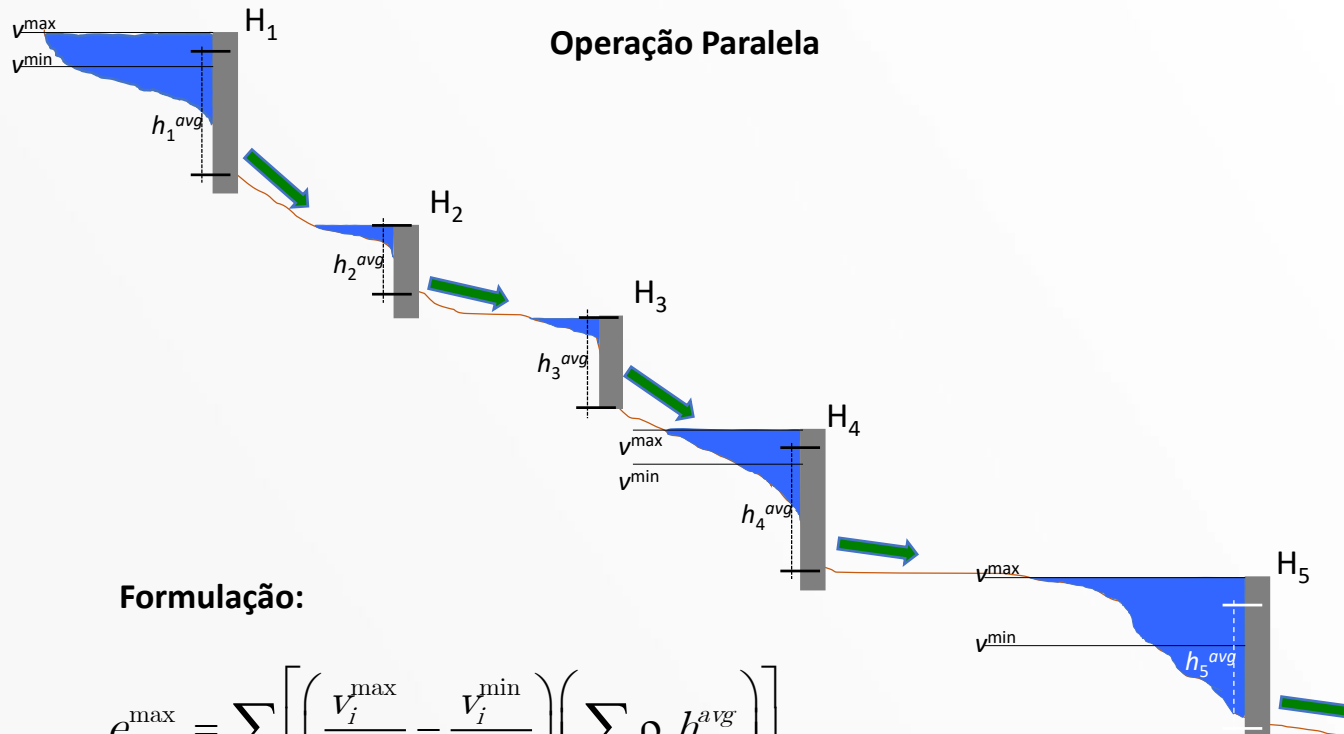
**Formulação:**

$$e^{max} = \sum_{i \in R} \left[ \left( \frac{v_i^{max}}{2,63} - \frac{v_i^{min}}{2,63} \right) \left( \sum_{j \in J_i} \rho_j h_j^{avg} \right) \right]$$



# Reservatório Equivalente de Energia (REE)

- Energia Armazenável Máxima

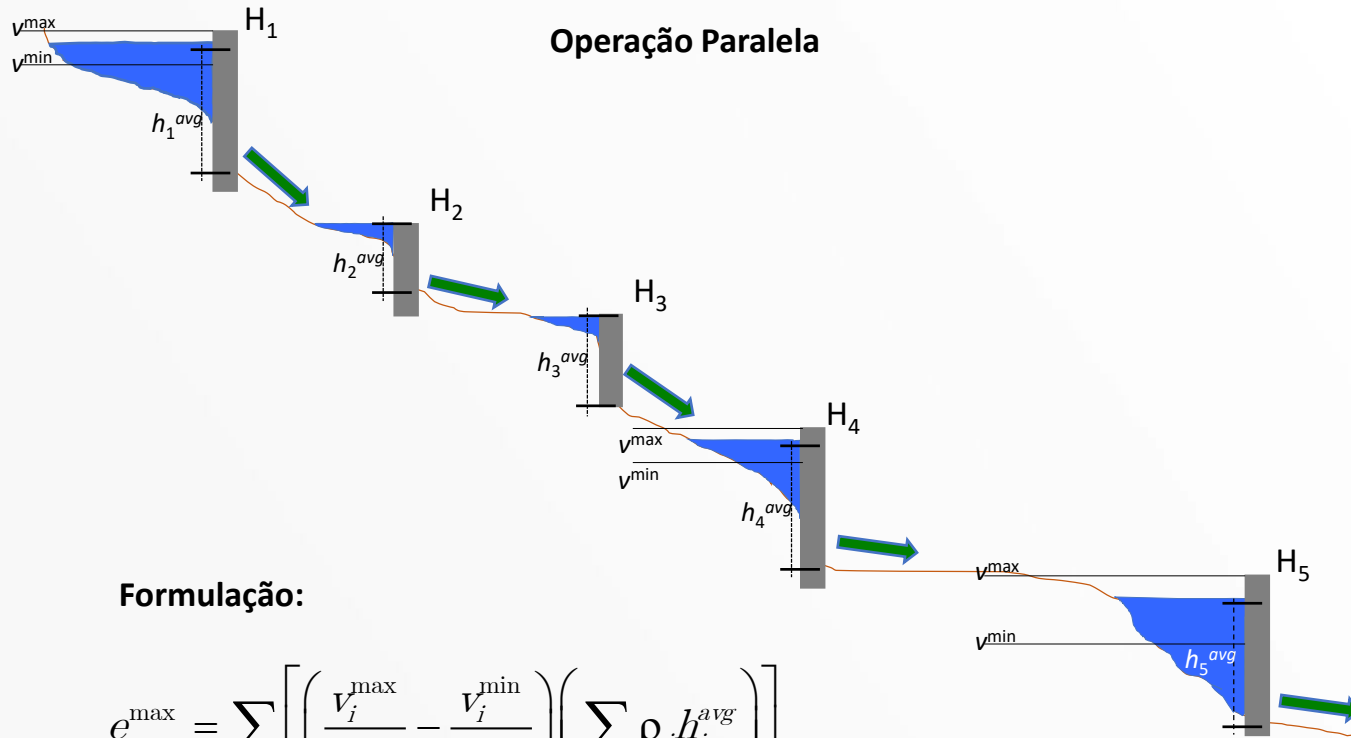


$$e^{\max} = \sum_{i \in R} \left[ \left( \frac{v_i^{\max}}{2,63} - \frac{v_i^{\min}}{2,63} \right) \left( \sum_{j \in J_i} \rho_j h_j^{\text{avg}} \right) \right]$$



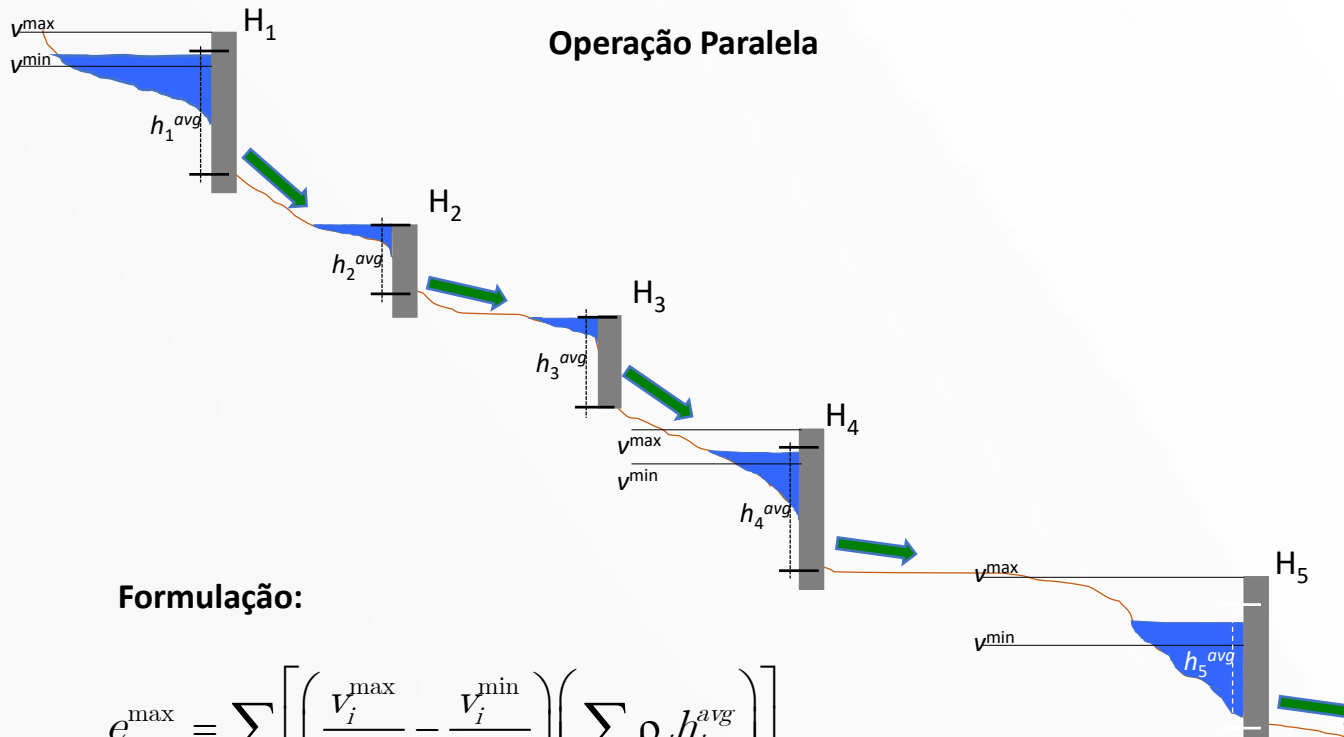
# Reservatório Equivalente de Energia (REE)

- Energia Armazenável Máxima



## Reservatório Equivalente de Energia (REE)

- Energia Armazenável Máxima

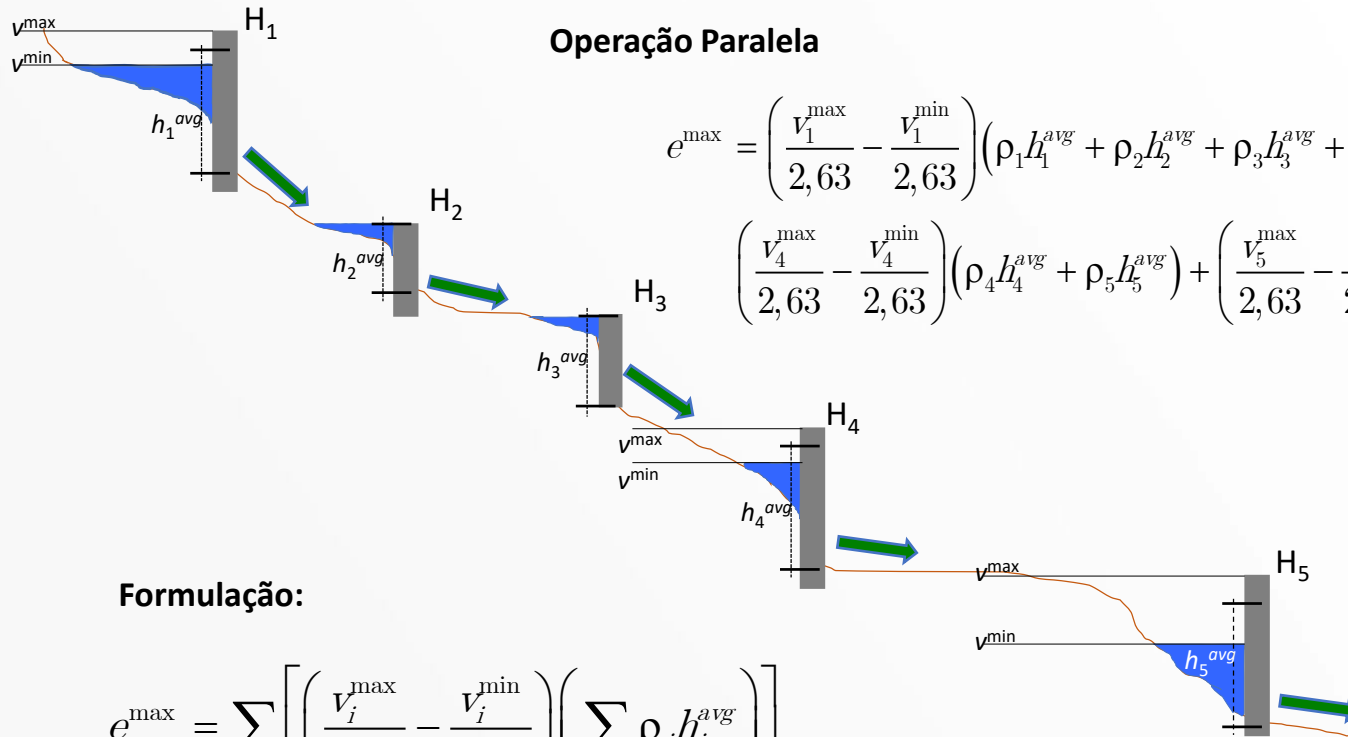


$$e^{\max} = \sum_{i \in R} \left[ \left( \frac{v_i^{\max}}{2,63} - \frac{v_i^{\min}}{2,63} \right) \left( \sum_{j \in J_i} \rho_j h_j^{\text{avg}} \right) \right]$$



## Reservatório Equivalente de Energia (REE)

- Energia Armazenável Máxima



$$e^{\max} = \left( \frac{v_1^{\max}}{2,63} - \frac{v_1^{\min}}{2,63} \right) (\rho_1 h_1^{avg} + \rho_2 h_2^{avg} + \rho_3 h_3^{avg} + \rho_4 h_4^{avg} + \rho_5 h_5^{avg}) +$$

$$\left( \frac{v_4^{\max}}{2,63} - \frac{v_4^{\min}}{2,63} \right) (\rho_4 h_4^{avg} + \rho_5 h_5^{avg}) + \left( \frac{v_5^{\max}}{2,63} - \frac{v_5^{\min}}{2,63} \right) (\rho_5 h_5^{avg})$$

**Formulação:**

$$e^{\max} = \sum_{i \in R} \left[ \left( \frac{v_i^{\max}}{2,63} - \frac{v_i^{\min}}{2,63} \right) \left( \sum_{j \in J_i} \rho_j h_j^{avg} \right) \right]$$



## Reservatório Equivalente de Energia (REE)

- **Energia Natural Afluente**

- ✓ Energia gerada pelas afluências às usinas hidrelétricas em um determinado período, no qual considera-se que a afluência é constante e igual ao valor médio

$$ei = ec + er$$

- ✓ Divide-se em duas parcelas
  - Energia Afluente Controlável ( $ec$ )
  - Energia Afluente Fio d'Água Bruta ( $er$ )



# **Geração de Cenários no NEWAVE**



## **Divisão da Energia Natural Afluyente**

### **➤ Com as afluências do histórico são calculados os seguintes atributos**

- Energia Afluyente Controlável
- Energia Afluyente Fio d'Água Bruta

### **➤ A Energia Natural Afluyente (ENA) é a soma das duas**

- A ENA será usada no modelo PAR(p) para gerar os cenários sintéticos

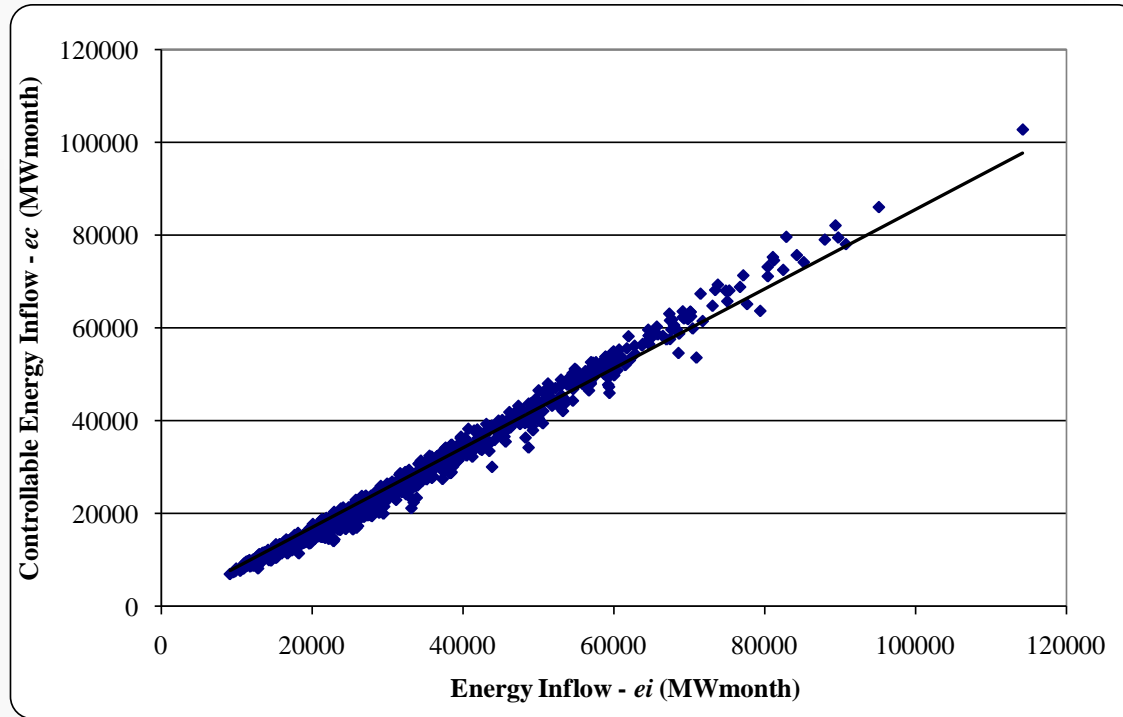
### **➤ Assim, é importante entender como devemos dividir a ENA em Controlável e Fio d'Água Bruta**





## Divisão da Energia Natural Afluente

- ENA x Energia Controlável apresenta uma forte relação linear



## Divisão da Energia Natural Afluente

- Como consequência, adota-se uma relação linear entre a ENA e EC

$$ec_{rt} = a_r ei_{rt}$$

- Com isso, a Energia Fio d'Água Bruta pode ser obtida como sendo:

$$eb_{rt} = (1 - a_r)ei_{rt}$$

- A Energia Fio d'Água pode ser obtida como sendo

$$ef_{rt} = eb_{rt} - Perdas(ei_{rt})$$



## Arquivo de Saída do NEWAVE – PARP.DAT

- Imprime o histórico de ENA para cada configuração: ENA do REE – SE/CO

	SERIE DE ENERGIAS DO REE SUDESTE (CONFIGURACAO No. 1)											
	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ
1931	8443.26	11533.94	16571.69	10915.69	6363.62	4708.89	3763.36	3157.87	3317.85	4442.01	5801.60	7243.37
1932	10244.36	9701.87	8079.89	4954.40	3896.95	3331.57	2490.09	2221.86	2165.29	3509.63	5218.44	8216.71
1933	13260.95	9045.12	7915.83	6768.43	3909.12	3052.05	2632.57	2180.16	2423.27	3792.54	5915.03	11573.88
1934	11571.29	9131.29	8423.71	6506.83	3834.91	2785.41	2317.51	1958.69	2566.19	2377.33	3857.23	7334.11
1935	11351.52	16702.23	14023.12	12707.78	7166.99	4780.11	3788.57	3182.95	3079.00	4245.18	5258.94	7587.57
1936	6370.19	9145.07	10414.75	8223.87	4368.66	3184.31	2596.72	2384.58	2693.63	2755.72	4383.63	6728.13
1937	9578.83	10491.26	7619.90	6774.00	4852.97	3219.25	2453.59	2057.88	1819.26	3699.39	6828.55	12207.29
1938	9861.31	9231.77	7881.99	5950.58	3876.35	3143.41	2475.47	2549.27	2454.36	3218.47	4246.17	7686.22
1939	11700.91	10711.73	7253.46	6006.68	3892.74	2933.18	2605.69	2022.97	2297.99	3382.37	4737.23	5725.01

MEDIA AMOSTRAL DAS ENERGIAS												
JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ	
10440.04	10541.52	9959.14	7457.14	4679.30	3579.36	2951.76	2484.54	2474.63	3169.14	5087.64	8391.58	
DESVIO PADRAO AMOSTRAL DAS ENERGIAS												
JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ	
3622.16	4313.74	3063.34	2236.49	1126.22	813.47	609.63	509.18	589.63	849.65	1490.08	2857.33	
ASSIMETRIA AMOSTRAL DAS ENERGIAS												
JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ	
0.67	1.59	0.65	1.51	1.48	1.16	0.96	0.71	0.79	0.52	0.98	1.17	



## Aplicação do Modelo PAR( $p$ ) no NEWAVE

- Cálculo dos parâmetros é feito com base no histórico de ENA
- Requer ajustes em relação à modelagem PAR tradicional
  - ✓ Para evitar a ENAs negativas
  - ✓ Para incluir a correlação espacial
- Considera amostragem seletiva para sortear os ruídos
- Análise com base em métricas de séries temporais



## Modelo Autoregressivo Periódico - $PAR(p)$

- Periódico
  - ✓ Tem-se um modelo para cada mês
- Auto-Regressivo
  - ✓ A afluência no estágio  $t$  é afetada pelos estágios anteriores
- Ordem  $p$ 
  - ✓  $p$  é o número de estágios anteriores que serão considerados no estágio  $t$

$$\left( \frac{ei_{rt} - \mu_{rm}}{\sigma_{rm}} \right) = \phi_{rt1} \left( \frac{ei_{r,t-1} - \mu_{r,m-1}}{\sigma_{r,m-1}} \right) + \dots + \phi_{rtp} \left( \frac{ei_{r,t-p} - \mu_{r,m-p}}{\sigma_{r,m-p}} \right) + \kappa_{rt}^{\omega_t}$$



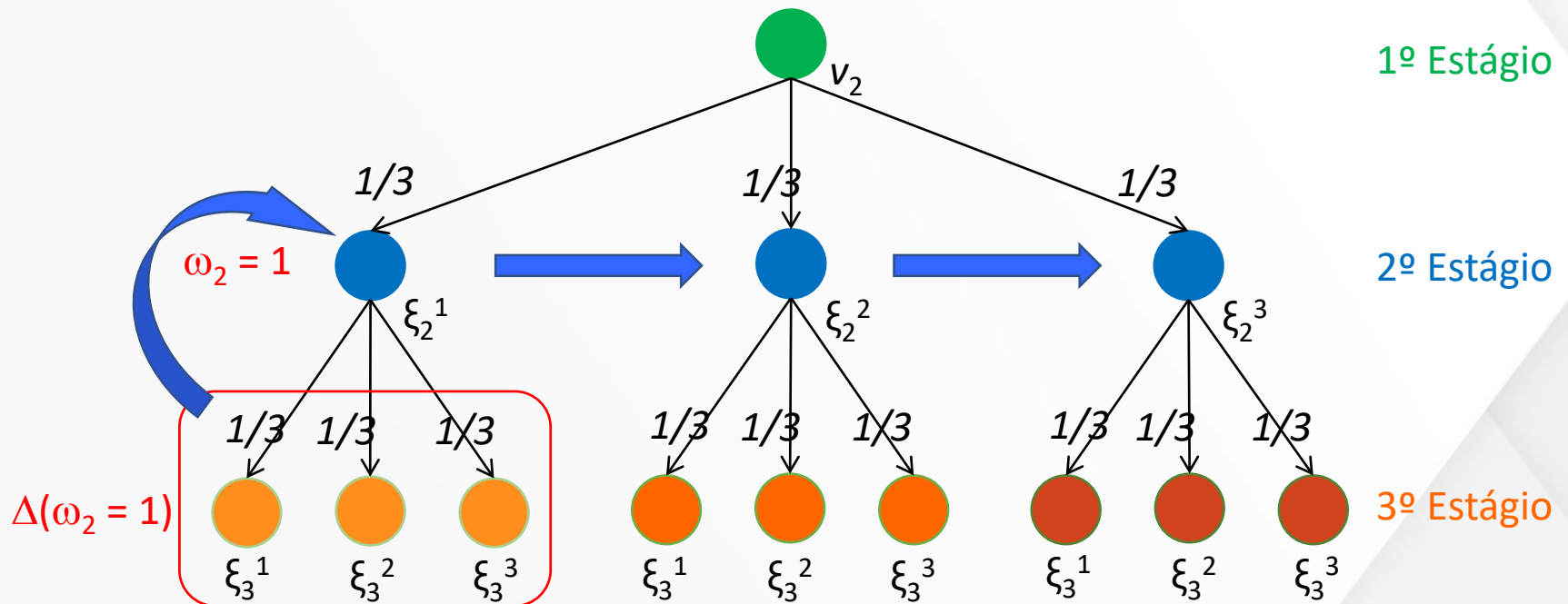
## Definição da Ordem

- Existem várias estratégias para identificar a ordem de modelo autoregressivos
  - ✓ AIC – Information Theoretic Criterion
  - ✓ BIC – Bayes Information Criterion
  - ✓ PACF – Partial Auto Correlation Function
- No Brasil o NEWAVE utiliza a PACF, que tem como base a Função de Autocorrelação (ACF)
- Ambas são obtidas com a Matriz de Yule-Walker



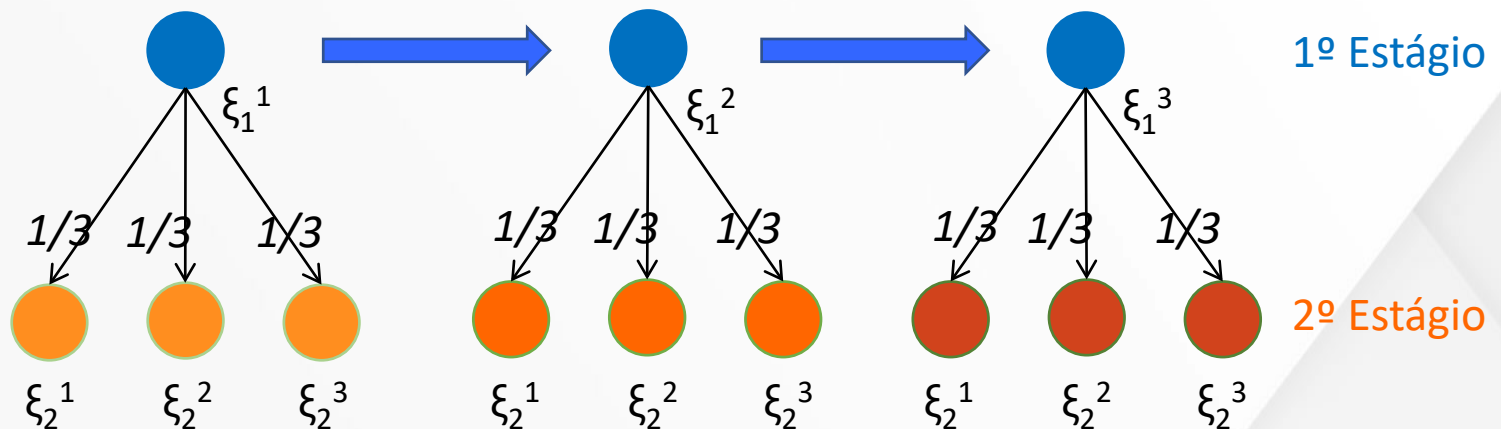
## Árvore de Cenários

- No planejamento da operação nós contruímos FCFs para cada estágio da árvore de cenários



## Arvore de Cenários

- Em geral, o primeiro estágio é determinístico
- No NEWAVE ele é estocástico
  - Não há interesse em uma decisão específica
  - Busca-se um FCF (cortes) de boa qualidade





# Séries Sintéticas

## ➤ Amostragem Seletiva

- No NEWAVE utiliza-se uma metodologia denominada de Amostragem Seletiva
- Antes dessa metodologia usava-se Monte Carlo
  - ✓ Monte Carlo é uma técnica tradicional de sorteio que pode produzir bons resultados
  - ✓ Requer um número elevado de amostras para ser representativo
  - ✓ Como se utiliza apenas 20 no NEWAVE, não é suficiente
- A amostragem seletiva busca encontrar amostras mais representativas
  - ✓ Objetivo é melhorar a representatividade com um mesmo número de amostras
  - ✓ Similar ao processo de clusterização
  - ✓ Não há informações claras sobre a representatividade final desse processo



# Avaliando o modelo $PAR(p)$

- **A análise da qualidade do modelo  $PAR(p)$  pode considerar**
  - Os 3 primeiros momentos estatísticos (média, variância e assimetria)
  - Sequências positivas e negativas
    - ✓ Comprimento
    - ✓ Soma
    - ✓ Intensidade
  - Outros testes estatísticos



# giz

## O Cálculo do Preço da Energia





## **Cálculo do Preço de Liquidação das Diferenças**

# O Cálculo do Preço da Energia no Brasil

- **Caso Brasileiro: energia é valorada de diferentes maneiras**
  - ✓ Preço da energia no mercado de curto prazo
  - ✓ Preço da energia nos mercados livres “convencional” e “incentivado”
  - ✓ Tarifa de energia de uma distribuidora
- **Valoração está no coração do ambiente de negócios e das decisões de contratação, comercialização e de gerência de riscos dos agentes que operam nos mercados regulado e livre**
- **O preço da energia no mercado de curto prazo**
  - ✓ Possui processo de formação, característica e fontes de incerteza peculiares
  - ✓ Está relacionado com decisões operativas, planejamento da expansão, decisão de comercialização no ACL, Leilões de energia
  - ✓ Portanto, a compreensão do processo de formação deste preço é essencial para a tomada de decisão nos negócios de todos os agentes do setor



# Preço da Energia Elétrica no Mercado de Curto Prazo

- **Preço de Liquidação de Diferenças (PLD) - utilizado para valorar os volumes de energia comercializados no Mercado de Curto Prazo**
- **Metodologia**
  - Calculado Ex-ante (considerando informações previstas de disponibilidade de geração, vazões afluentes e carga do sistema)
  - Semanalmente e por patamar de carga
  - Por submercado
  - Tem como base o Custo Marginal de Operação – CMO
  - É limitado por um preço máximo e um preço mínimo, vigentes para o Período de Apuração e para cada submercado, determinados pela ANEEL



## Semana Operativa

- Para o SIN, a semana começa no sábado às 00:00 h e termina na sexta-feira às 24:00 h
  - Exemplo: 5ª semana operativa de 2007 – tem início no sábado, dia 27/01 e término na sexta-feira, dia 2/02

5ª Semana Operativa de 2007						
Janeiro					Fevereiro	
Sab	Dom	Seg	Ter	Qua	Qui	Sex
27	28	29	30	31	1	2

Isso faz com que as primeiras e as últimas semanas de cada mês operativo nem sempre tenham 7 dias



## Patamares de Carga

Dia Tipo 1			Dia Tipo 2		
Hora Início	Hora Fim	Patamares	Hora Início	Hora Fim	Patamares
0:00	1:00	Leve	0:00	1:00	Leve
1:00	2:00	Leve	1:00	2:00	Leve
2:00	3:00	Leve	2:00	3:00	Leve
3:00	4:00	Leve	3:00	4:00	Leve
4:00	5:00	Leve	4:00	5:00	Leve
5:00	6:00	Leve	5:00	6:00	Leve
6:00	7:00	Leve	6:00	7:00	Leve
7:00	8:00	Médio	7:00	8:00	Leve
8:00	9:00	Médio	8:00	9:00	Leve
9:00	10:00	Médio	9:00	10:00	Leve
10:00	11:00	Médio	10:00	11:00	Leve
11:00	12:00	Médio	11:00	12:00	Leve
12:00	13:00	Médio	12:00	13:00	Leve
13:00	14:00	Médio	13:00	14:00	Leve
14:00	15:00	Médio	14:00	15:00	Leve
15:00	16:00	Médio	15:00	16:00	Leve
16:00	17:00	Médio	16:00	17:00	Leve
17:00	18:00	Médio	17:00	18:00	Médio
18:00	19:00	Pesado	18:00	19:00	Médio
19:00	20:00	Pesado	19:00	20:00	Médio
20:00	21:00	Pesado	20:00	21:00	Médio
21:00	22:00	Médio	21:00	22:00	Médio
22:00	23:00	Médio	22:00	23:00	Leve
23:00	24:00	Médio	23:00	24:00	Leve

- Período de tempo com determinado nº de horas, caracterizado por valores similares de carga. Para o SIN as horas do dia são agregadas em 3 patamares de carga: Leve, Média e Pesada
  - Os dias são classificados por 2 tipos
    - Dia Tipo 1: segunda-feira a sábado
    - Dia Tipo 2 : domingos e feriados nacionais
  - Durante o horário de verão, o patamar de carga pesada nos dias Tipo 1 e o patamar de carga média nos dias Tipo 2 são deslocados 1 hora para frente



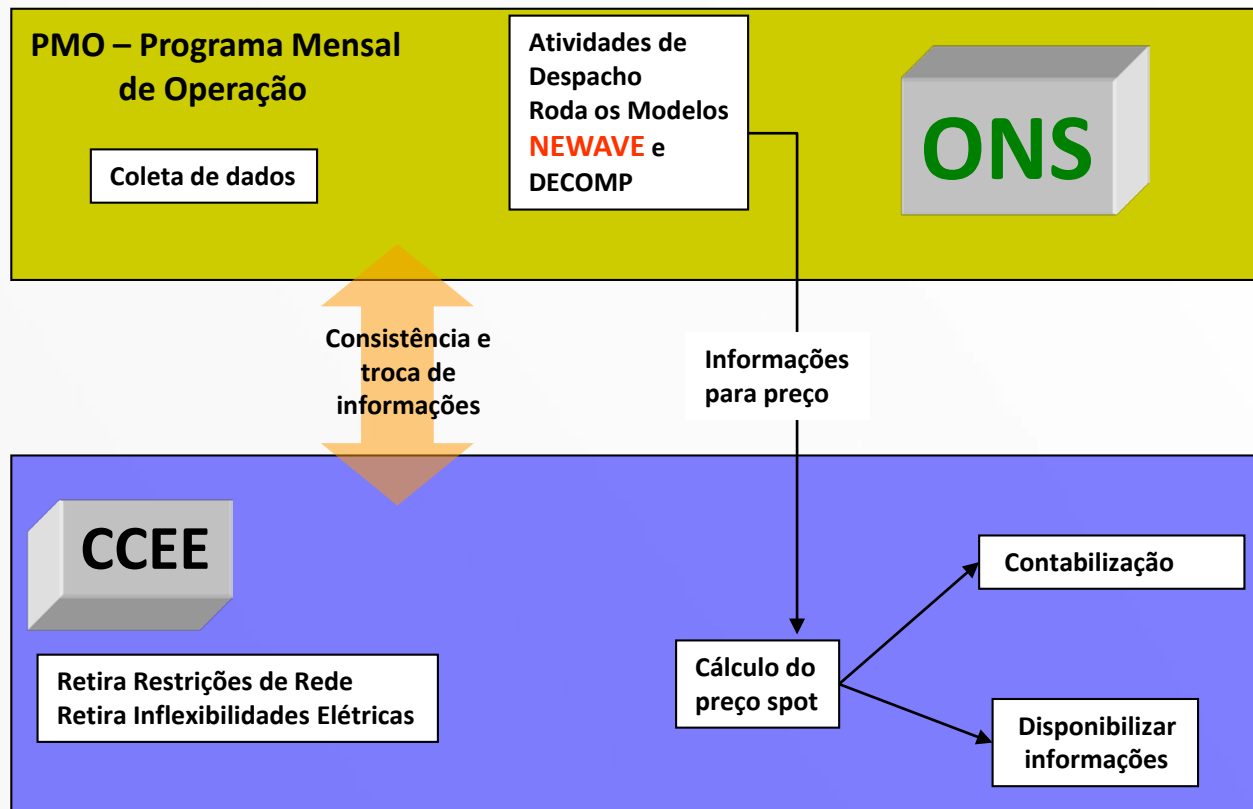


## Sequência de Utilização dos Modelos Computacionais

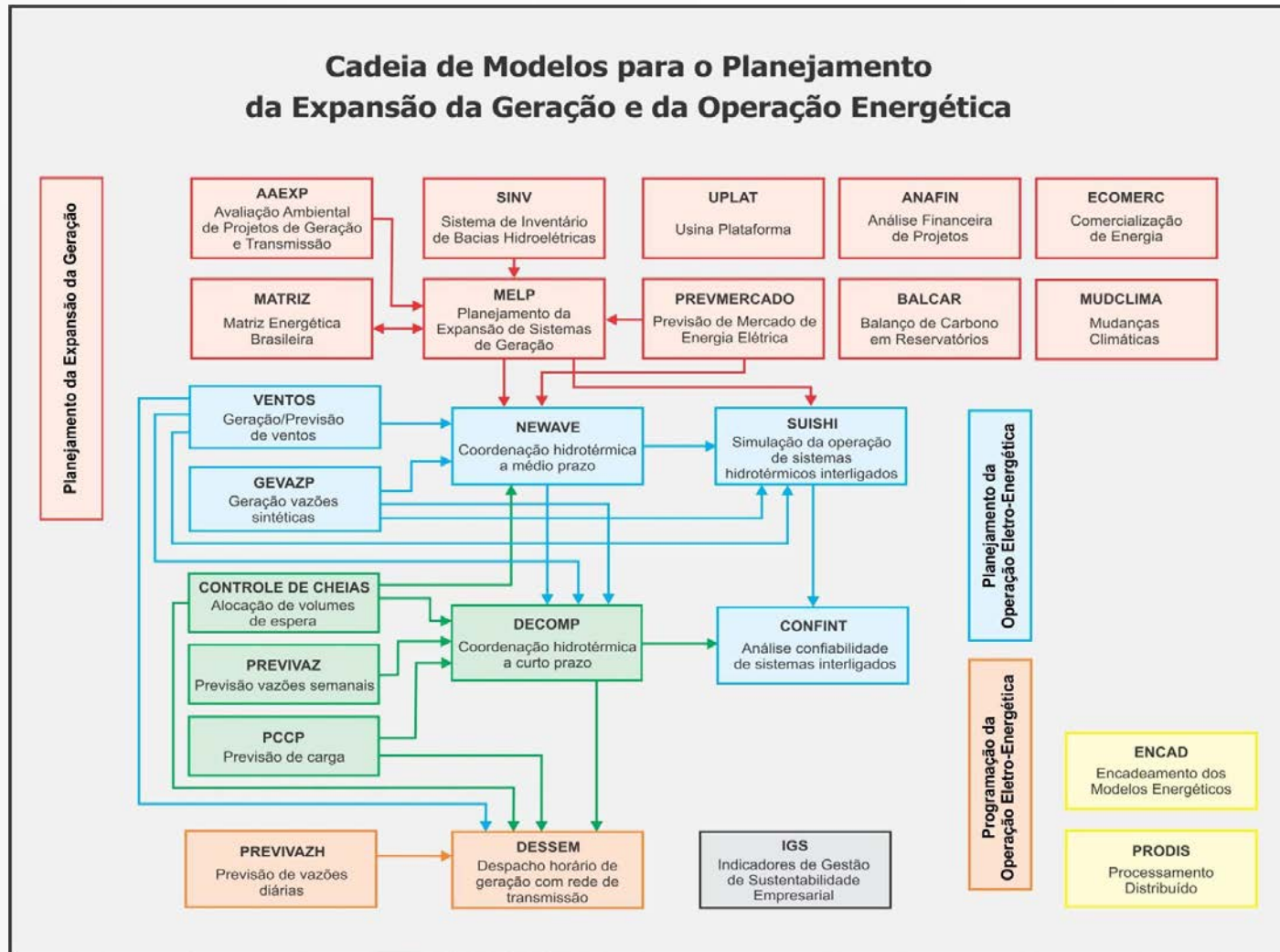
- **CMO – Custo Marginal de Operação**
  - Custo para produzir 1 MWh de energia a mais para o sistema
- São utilizados dois modelos computacionais



## ONS e CCEE – Procedimentos Operacionais



# Cadeia Atual de Modelos Computacionais



**Alguns pontos para ficar  
atento...**

## Algumas Relações Importantes do Custo de Operação

- Redução de ENA
- Redução do armazenamento inicial
- Aumento de Carga
- Redução da geração de pequenas usinas
- Mais restrições operativas
  - ✓ Limites de geração máxima reduzidas
  - ✓ Capacidade de armazenamento reduzida
  - ✓ Capacidade de defluência reduzida
- Aumento da carga do Paraguai
- Atraso de Usina
- Redução nos limites de transmissão
- Saída de usinas para manutenção
- Aumento do CVU das térmicas



## Relação de Custo e PLD

### ➤ Em geral

- Aumento de Custo → Reflete em aumento de PLD

### ➤ Porém, no primeiro passo de decisão ou em algumas situações específicas isso pode não ser verdade

- Aumento da incremental de Itaipu pode reduzir a geração a montante para evitar vertimento e aumentar o PLD momentaneamente
- Fixar a defluência em um valor vai aumentar o custo, mas é possível que a decisão de defluência seria menor e, portanto, reduz o PLD inicialmente
- Aumento da restrição de transmissão vai aumentar o custo, mas pode reduzir o PLD em uma determinada região gerando descolamento de PLD
- Redução do volume máximo vai aumentar o custo, mas dependendo do volume inicial forçará uma defluência maior reduzindo o PLD



## Vazões e Tendência Hidrológica

### ➤ Tendência hidrológica e vazões semanais

- Coração é o Sudeste com Paranaíba, Grande, Tietê, Itaipu e Paranapanema (Regime mais similar ao Sul)
- Norte será relevante no período úmido dependendo do FNS (Fornecimento Norte-Sul)
- Nordeste tem sido pouco relevante em vazão, mas as regras operativas tem afetado o PLD
  - ✓ As vazões podem mudar as regras operativas de defluência e ter um impacto importante
- Sul e Paranapanema podem ter semana com mais de 400% da MLT, essas casos são relevantes
  - ✓ Nesse caso, como o Sul e Paranapanema tem baixa capacidade de armazenamento, existe uma tendência de preço reduzir na semana de alta afluência e em poucas semanas seguintes. Porém, esse valor não tende a persistir por falta de armazenamento.
- Posicionamento da afluência na cascata pode ter impacto
  - ✓ Cenários em que se aplica um percentual da MLT fixo por usina é diferente da previsão por usina



## Armazenamento dos Reservatórios

- Priorizar o armazenamento de cabeceira pode aumentar segurança energética
  - ✓ Atualmente o maior problema é atendimento da ponta de consumo, com isso, o armazenamento mais a jusante tem uma capacidade maior de aumentar a potência produzida nas usinas hidrelétricas
  - ✓ Dessa forma, a operação do ONS pode seguir uma das duas operações conforme a necessidade do sistema
- Volume inicial
  - ✓ Armazenamento no SE/CO é o mais relevante
  - ✓ No NE pode afetar restrições operativas e ter impacto
  - ✓ Despacho fora da ordem de mérito pode deslocar os armazenamentos





## Interligações

- Recentemente as interligações têm tido um impacto importante na operação e no PLD
  - A operação dos bipolos do Madeira e Belo Monte afeta os limites de Fornecimento Norte-Sul (FNS)
  - A previsão de geração eólica afeta o Recebimento do Nordeste, visto que é necessário deixar uma folga na interligação para o caso da perda de geração eólica
  - A redução da capacidade de geração da bacia do São Francisco, também afeta a capacidade de recebimento do Nordeste, pois a perda de geração eólica tem que ser atendida por usinas de outros submercados



## Processo do ONS

- Toda quinta-feira o ONS divulga os decks preliminares e vazões que serão usadas para a próxima semana
  - ✓ Lembrando que o deck do ONS deve ser ajustado para ter o PLD
- Mensalmente acontece uma reunião no ONS para apresentar a operação do mês que terminou e as informações que serão usadas para o próximo mês, essa reunião é conhecida como PMO
  - ✓ O PMO ocorre na quinta-feira que antecede a última sexta-feira do mês
  - ✓ O PMO é transmitido on-line pelo ONS
- Decisões operativas/regulatórias que dependem do aval da ANEEL ou de outra agência reguladora também pode afetar o PLD, sendo necessário o acompanhamento regulatório
  - ✓ Autorização para ajustes nas informações dos decks
    - Intercâmbios, disponibilidade de usinas, modelagem de algum parâmetro
  - ✓ Homologação de regras operativas
    - Vazão do São Francisco

