

# Modelos para o Planejamento da Operação de Curto Prazo do Sistema Elétrico Brasileiro

**Prof. Fernanda da Serra Costa**  
**Depto. Estatística - IME**

27 de março de 2025, 18h00 – 19h00  
Sala RAV62, 6º andar, Bloco F

## Projeto de Extensão

Transição energética: vantagens e desafios técnicos das energias renováveis para o equilíbrio entre custos, segurança e mudanças climáticas



**Departamento de  
Estatística**



**ELE**  
**Depto. de Eng. Elétrica**

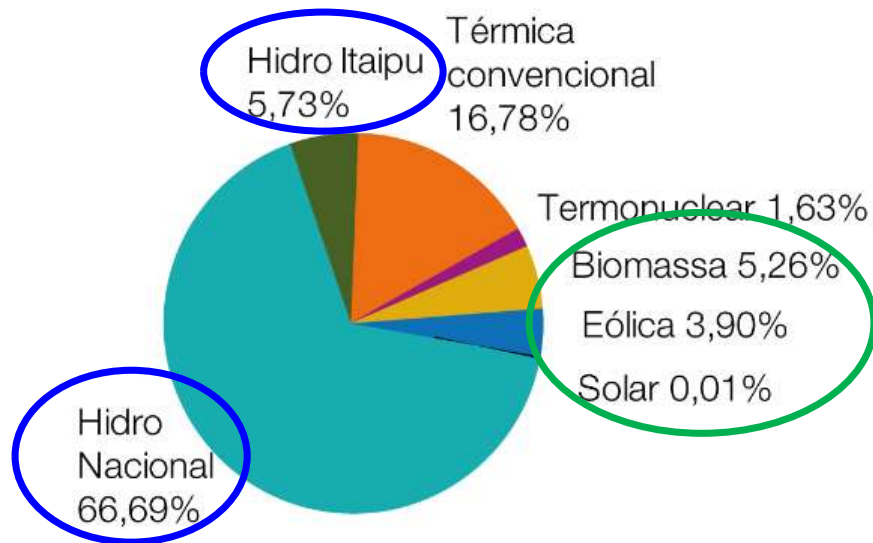




# O Sistema Interligado Nacional

# Matriz Elétrica – Capacidade Instalada 2014

(%)



**Renováveis 2014:  $\approx$  99,2 GW (  $\approx$  80%)**

Fonte: [www.ons.org.br](http://www.ons.org.br)

(MW)

	MW	%	
Hidro Nacional	81.435,0	66,69%	72,43%
Hidro Itaipu	7.000,0	5,73%	
Térmica convencional	20.484,0	16,78%	
Termonuclear	1.990,0	1,63%	
Biomassa	6.428,0	5,26%	
Eólica	4.759,0	3,90%	
Solar	8,0	0,01%	
<b>Total</b>	<b>122.104,0</b>	<b>100,00%</b>	

Dados referentes a 31/12/2014.

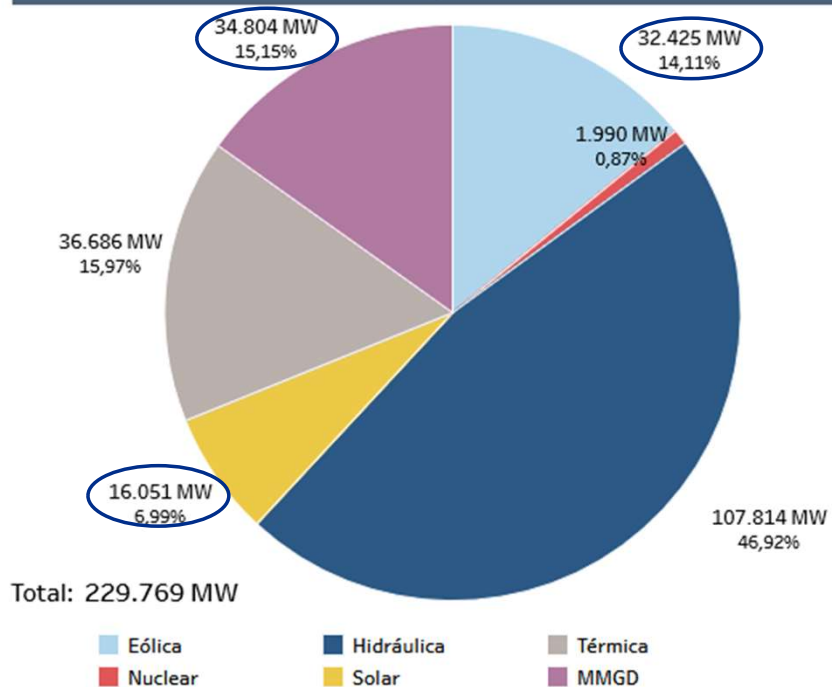
## ENERGY SOURCES

2014		
Hidráulica	Reservatório	43.054
	Fio	32.902
	<b>TOTAL</b>	<b>75.956</b>
Térmica com CVU	Nuclear	1.990
	GN	10.921
	GNL	704
	Carvão	3.210
	Óleo	3.745
	Diesel	883
	Outros	1.021
<b>TOTAL</b>	<b>22.474</b>	

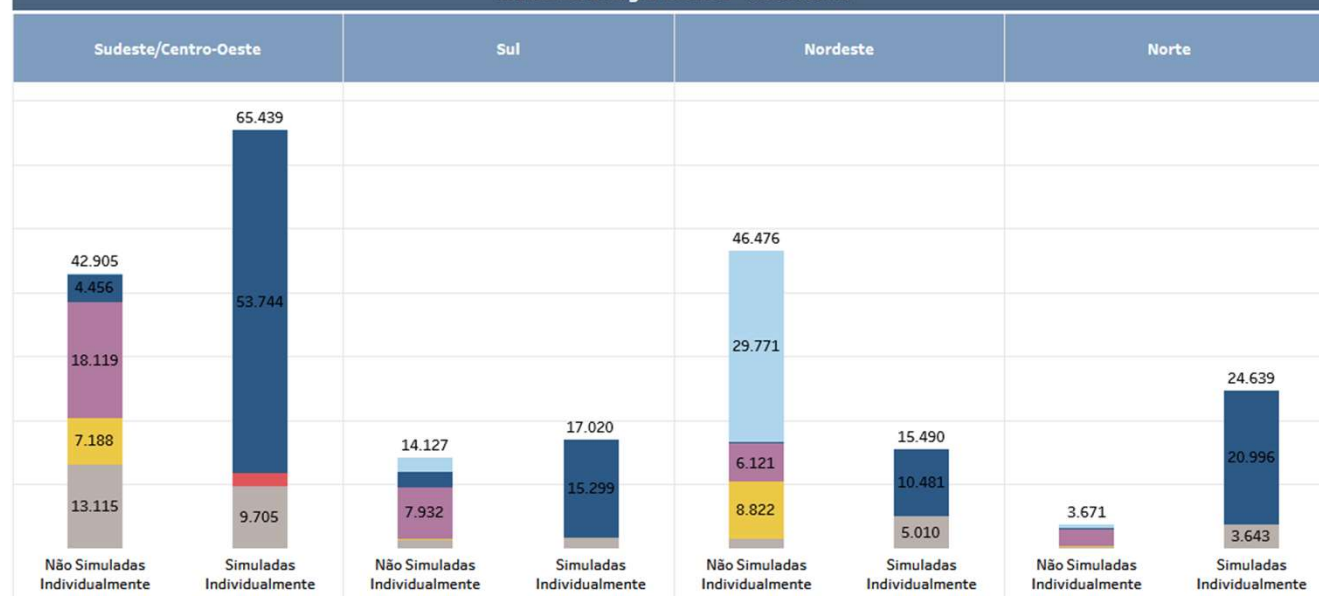
PCHs	5.479
Biomassa	6.428
Eólicas	4.759
Solar	8
Itaipu 60 Hz (Brasil)	7.000
Capacidade Instalada	122.104
Compras Itaipu	5.940
<b>TOTAL</b>	<b>128.044</b>

# Matriz Elétrica – Capacidade Instalada 2024

Matriz de Energia Elétrica – Fonte



Matriz de Energia Elétrica - Subsistema

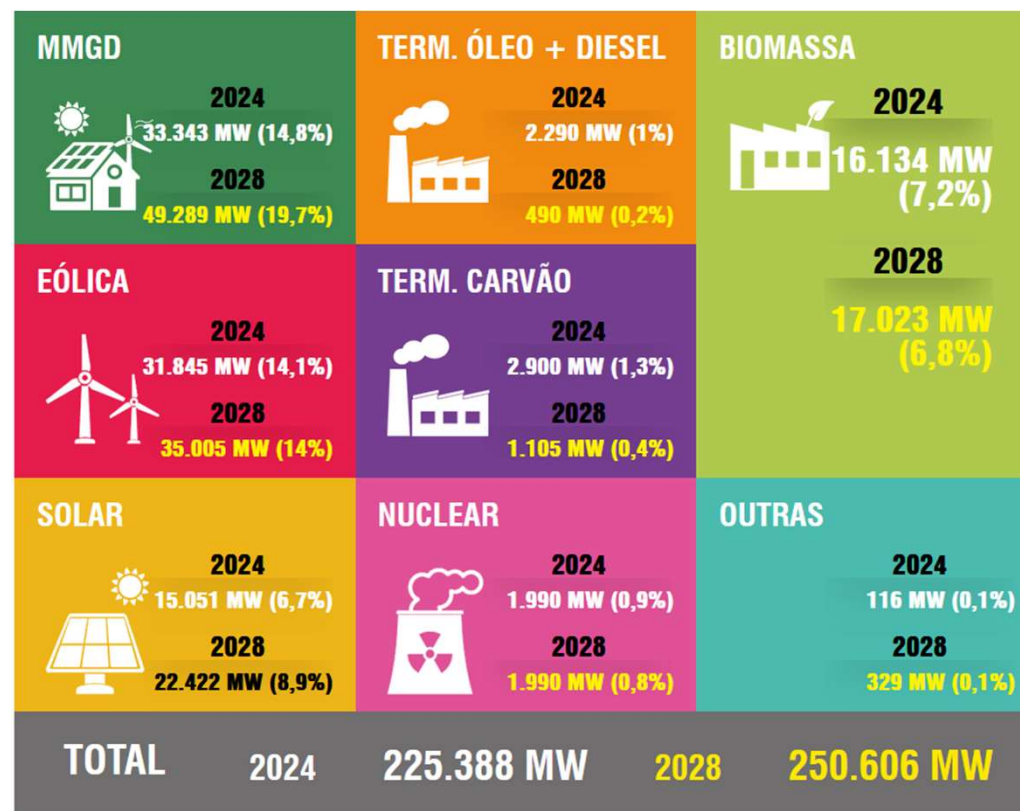
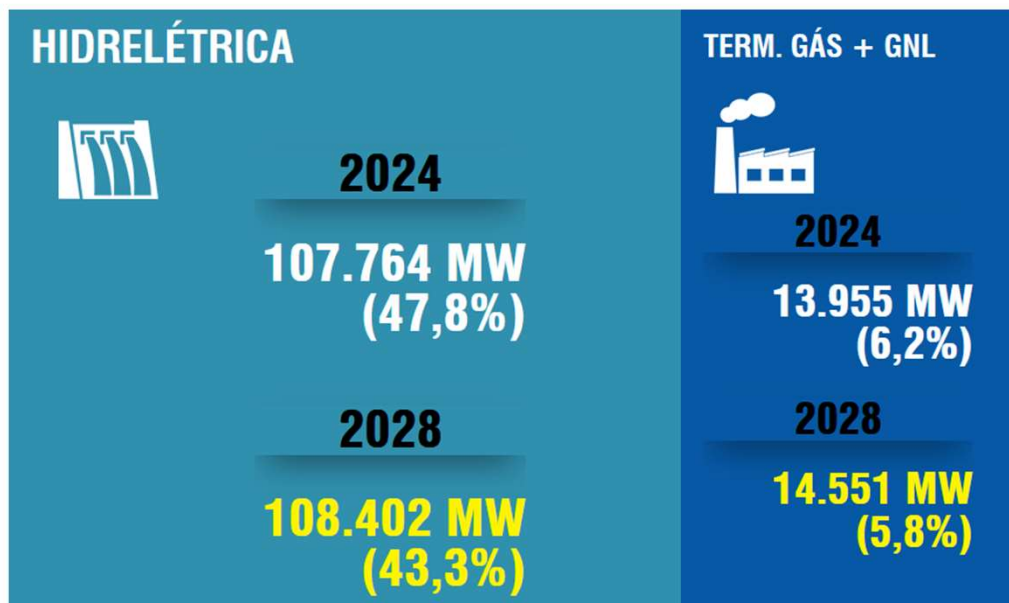


**Renováveis: 2024 – ≈204 GW (≈ 91%)**

Fonte: [www.ons.org.br](http://www.ons.org.br)

# Matriz Elétrica –Capacidade Instalada 2024/2028

EVOLUÇÃO DA CAPACIDADE INSTALADA NO SIN - OUTUBRO 2024/ DEZEMBRO 2028



Renováveis: 2024 –  $\approx 204$  GW ( $\approx 91\%$ )  
 2028 –  $\approx 232$  GW ( $\approx 93\%$ )

Fonte: [www.ons.org.br](http://www.ons.org.br)



# Rede de transmissão

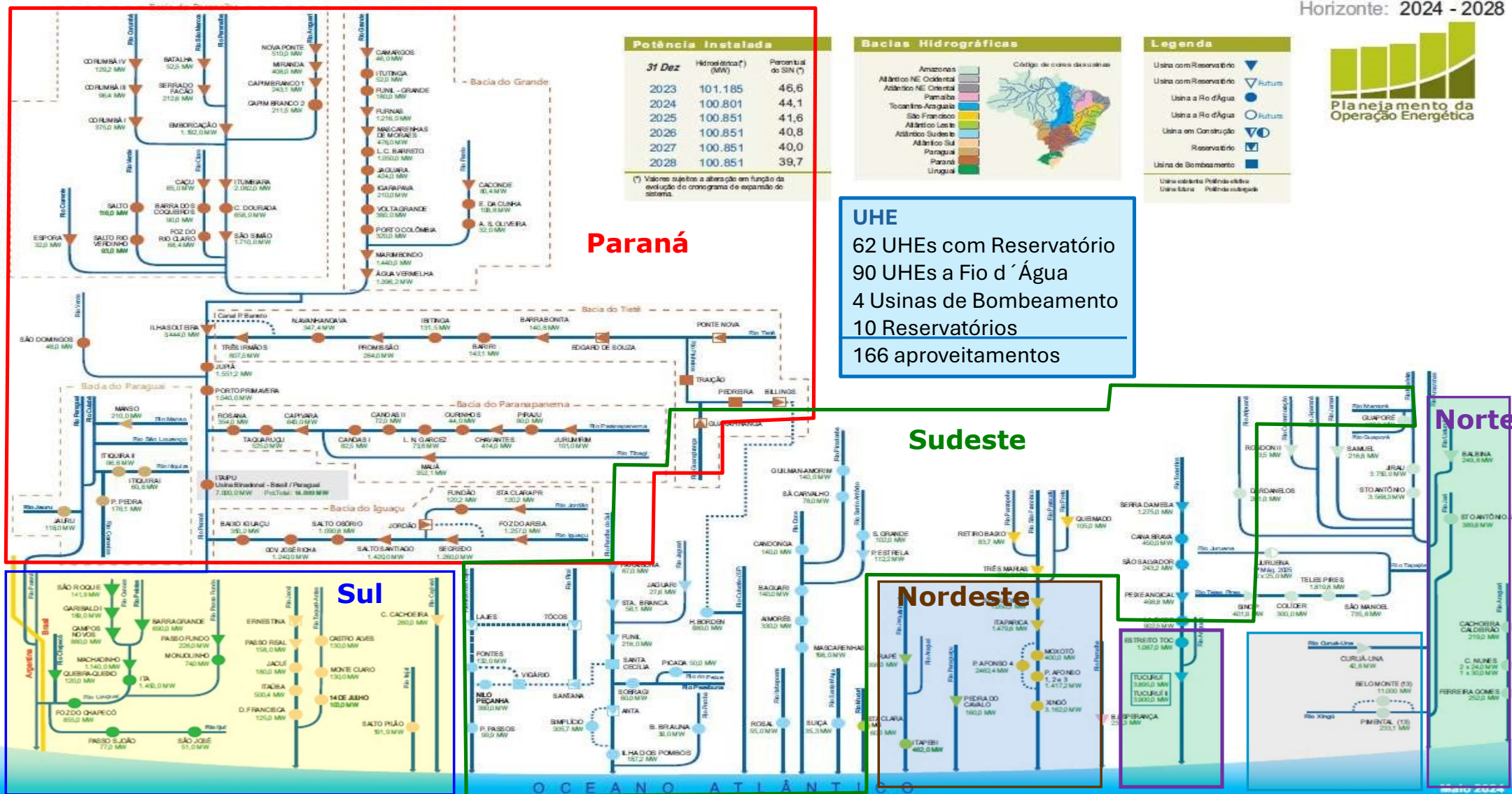
230 kV	2023 64.265 km	2028 69.070 km
345 kV	2023 10.597 km	2028 10.744 km
440 kV	2023 7.061 km	2028 7.072 km
500/525 kV	2023 69.247 km	2028 91.192 km
600 kV	2023 9.544 km	2028 9.544 km
750 kV	2023 1.722 km	2028 1.722 km
800 kV	2023 9.204 km	2028 10.671 km
TOTAL	171.640 km	200.015 km

Fonte: [www.ons.org.br](http://www.ons.org.br)

# Diagrama Esquemático das Usinas Hidroelétricas do SIN

Usinas Hidroelétricas Despachadas pelo ONS na Otimização da Operação Eletroenergética do Sistema Interligado Nacional

Horizonte: 2024 - 2028





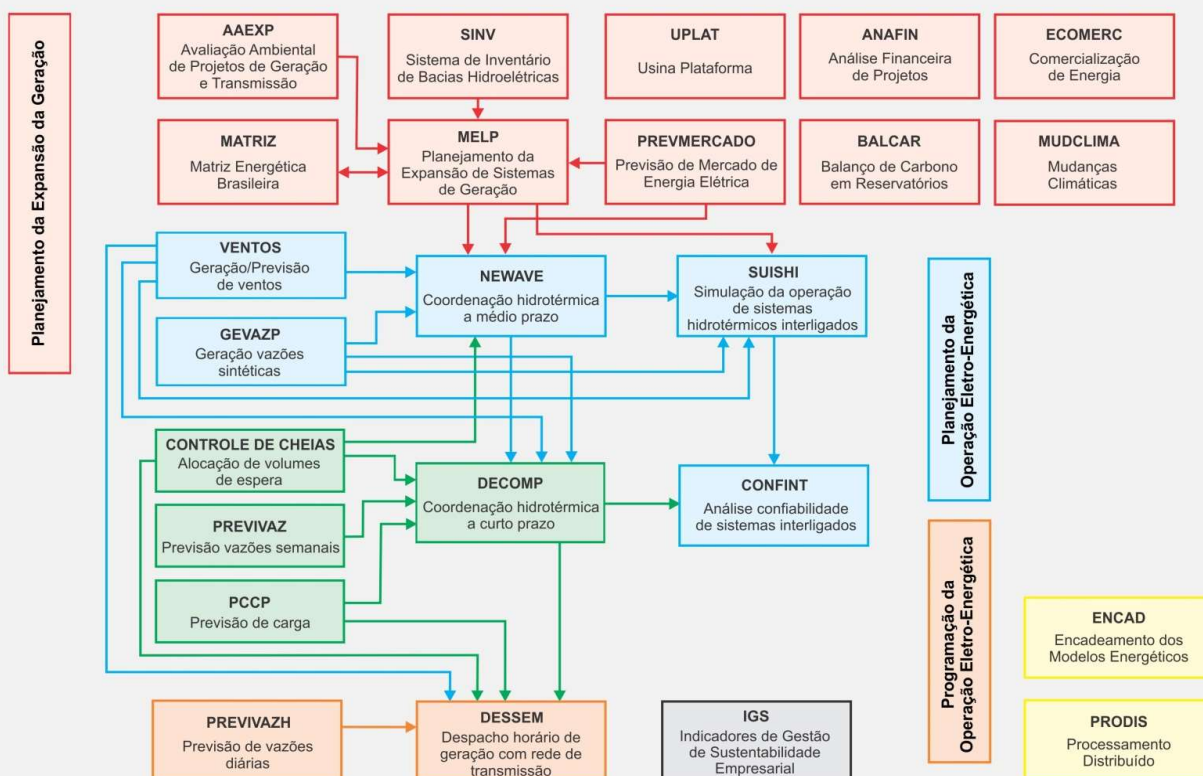
# Comentários sobre o SIN

- Nossa matriz elétrica é fortemente renovável e deve continuar assim
- Nosso sistema (o SIN) é muito grande e bastante complexo
- A operação do SIN é bastante complexa, devido a sua dimensão, composição de fontes e diferentes atores
- No contexto da transição energética, além da utilização de fontes renováveis é muito importante o uso racional de energia (energia não gerada implica em menos emissões de GEE e impactos ambientais)
- Operação Interligada
- **Modelos matemáticos para o Planejamento da Expansão e Operação do SIN**
- Problema Grande -> solução -> Decomposição do Planejamento em Etapas
- Utilização de modelos que considerem as características do SIN (representação das diversas fontes, das incertezas, dos demais usos da água, etc)



# Cadeia de modelos

## Cadeia de Modelos para o Planejamento da Expansão da Geração e da Operação Energética



## Horizontes e Intervalos de Tempo:

20 a 30 anos,  
intervalos anuais

a

1 semana,  
intervalos horários

## Homologados pela ANEEL

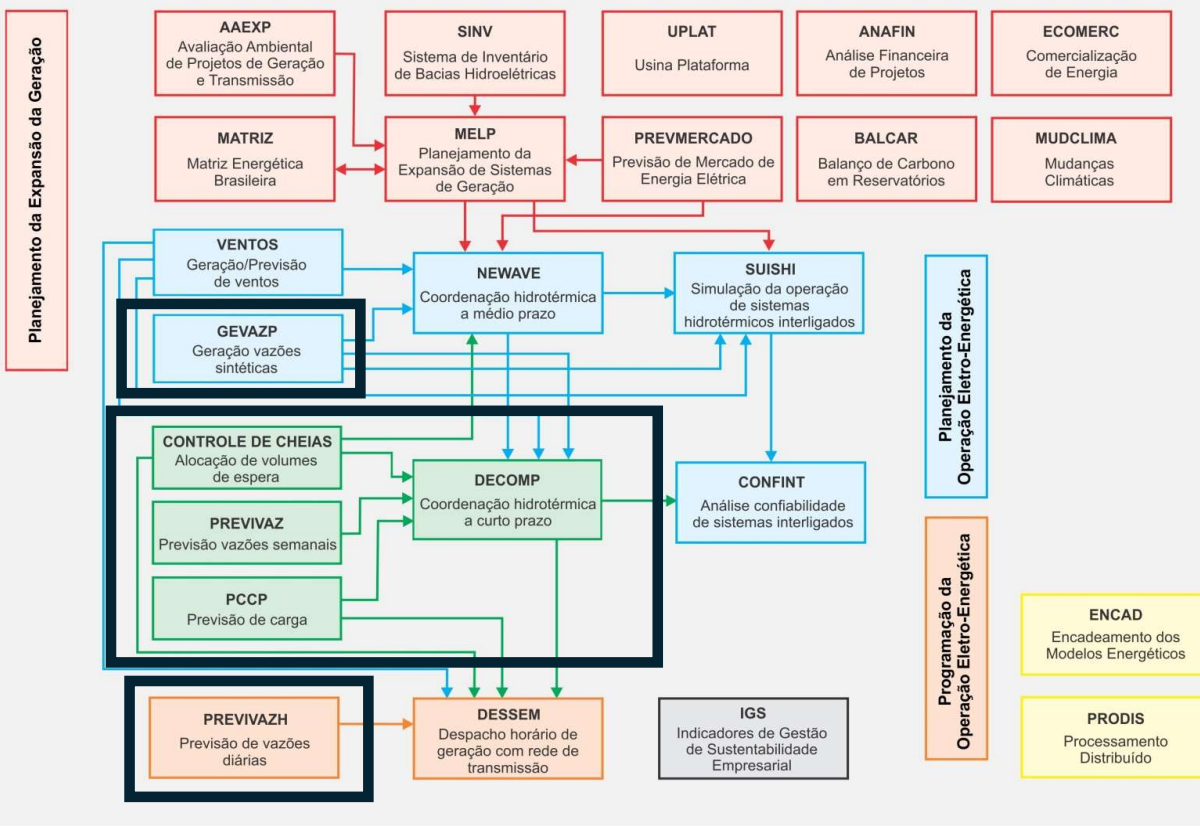
## Usuários:

ONS, CCEE, EPE,  
ANEEL, Sistema  
Eletrobras e  
Agentes

O desenvolvimento  
conta com parcerias  
entre Centros de  
Pesquisas e  
Universidades

# Cadeia de modelos

## Cadeia de Modelos para o Planejamento da Expansão da Geração e da Operação Energética



## Planejamento do Operação de Curto Prazo

### MODELOS:

**DECOMP:** Otimização Energética

**GEVAZP:** Geração de cenários de vazões mensais

**PREVIVAZ:** Previsão de vazões semanais

**PREVIVAZH:** Previsão de vazões diárias

**Controle de Cheias:** Alocação de espaço nos reservatórios para amortecimento de possíveis cheias



---

# **DECOMP**

## **Planejamento da Operação de Curto Prazo**



# DECOMP

## O Problema da operação do SIN

- Sistemas formados apenas por **Usinas Térmicas** o **custo de operação** dependem apenas do combustível e manutenção, i é, o custo de cada unidade independe das demais, o que torna o planejamento da operação mais simples, pois basta iniciar a geração pelas usinas mais baratas
- Sistemas que contam com **fontes renováveis (Hidro, Solar, Eólica)**, como a água, o sol e o vento são “grátis” (e não emitem GEE), o **custo de operação** está relacionado ao combustível não utilizado. Além disso,
  - As **afluências futuras** (que dependem da precipitação), a **velocidade do vento** e a **irradiação solar** têm componentes **sazonais** e **aleatórios**



# DECOMP

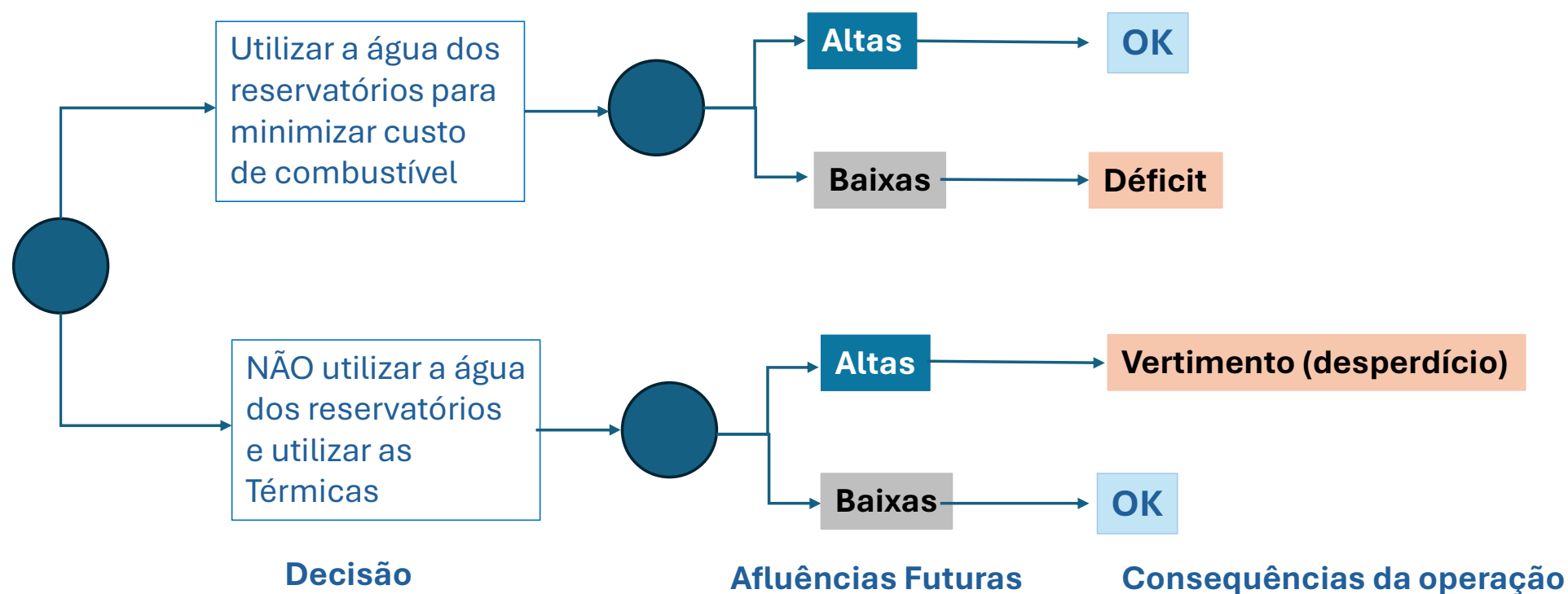
## O Problema da operação do SIN

- O volume dos reservatórios das hidrelétricas atenua a questão da aleatoriedade
- Porém, como os reservatórios são limitados:
  - O problema de operação torna-se **acoplado no tempo**, pois a operação em um determinado instante de tempo afeta a operação nos instantes seguintes
  - A água liberada em uma hidrelétrica afeta a operação das hidrelétricas à jusante => **acoplamento espacial**
- Além disso, a operação deve ter como **objetivo minimizar custo e garantir a confiabilidade de atendimento (preservando o meio ambiente e a sustentabilidade)**

# DECOMP

## O Problema da operação do SIN

- Assim, o **planejamento da operação do SIN** é um problema de **decisão sob incertezas** com **acoplamento no tempo e no espaço de grande dimensão**



# DECOMP

Etapa do Planejamento da Operação	Médio Prazo	Curto Prazo	Programação Diária
Modelo de Otimização Energética	NEWAVE	DECOMP	DESSEM
Nível de Detalhamento do SIN	Reservatórios Equivalentes (UI até 6 meses), Intercâmbios	Usinas individualizadas (UI), Intercâmbios	Unidades geradoras, Rede (Fluxo DC)
Horizonte de planejamento	Até 10 anos	Até 1 ano	Até 14 dias
Discretização temporal	Mensal	Semanal/ Mensal	½ hora / horária
Consideração das incertezas hidrológicas	Estocástico	Estocástico / determinístico	Determinístico
Estratégia de Solução	PDDE	PDD	MILP

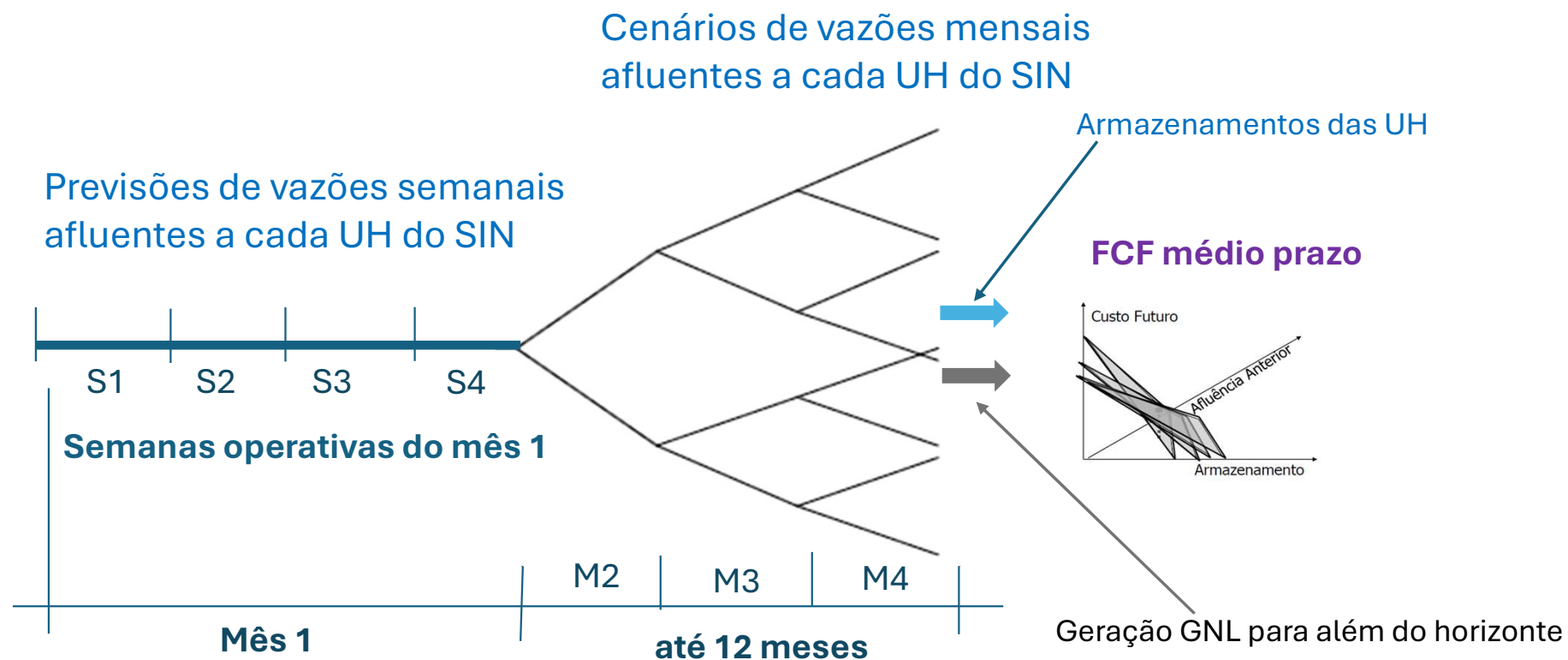
# DECOMP: Objetivo

Determinar as metas de **geração de cada usina** de um sistema hidrotérmico **sujeito a afluências estocásticas, de forma a minimizar o valor esperado do custo de operação** ao longo do período de planejamento, **considerando**:

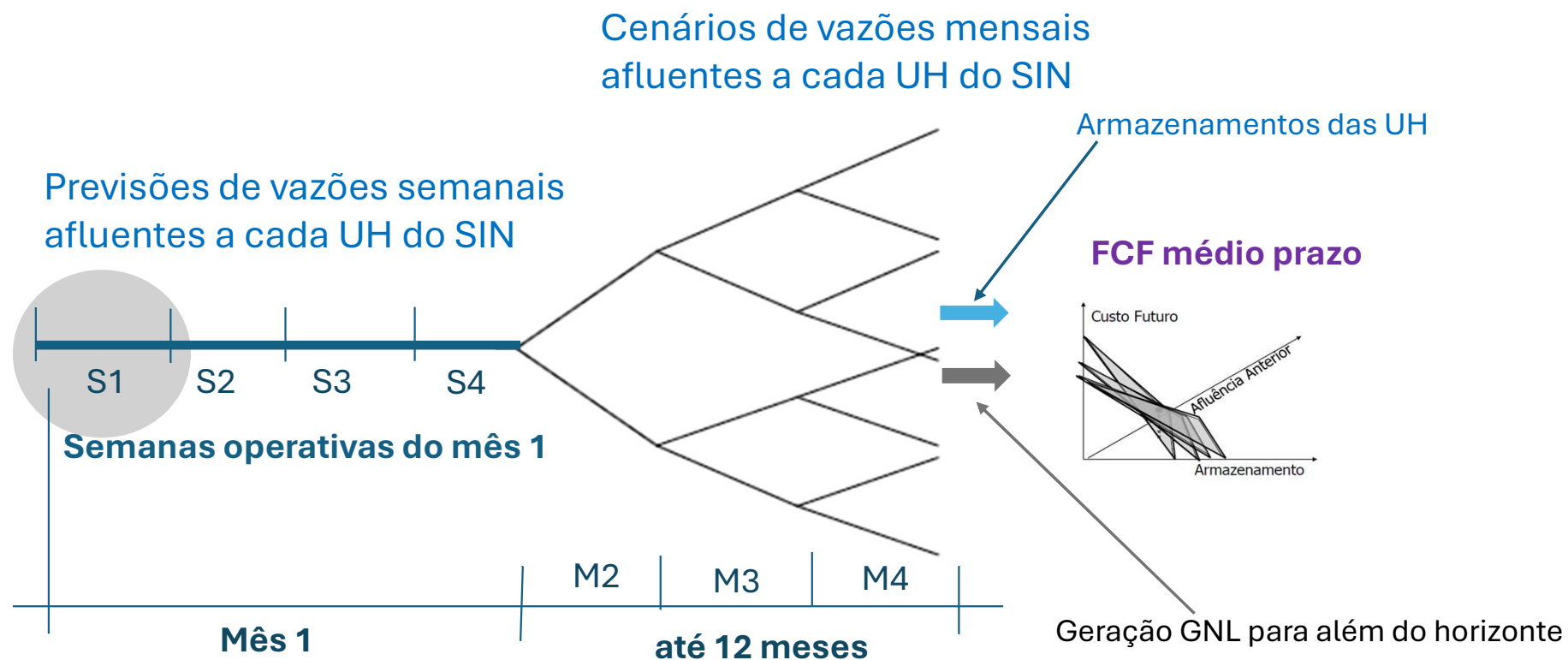
- As **restrições físicas e operativas** associadas ao problema:  
conservação da água, limites de turbinamento, defluência mínima, armazenamento, atendimento à demanda, limites de intercâmbio, etc.
- O **Custo**, composto pelo **custo variável de combustível das usinas termoeletricas** e pelo **custo atribuído às interrupções de fornecimento de energia**, representado por uma função de penalização dos déficits de energia (custo do déficit)
- A **incerteza** acerca das vazões afluentes aos diversos aproveitamentos do sistema, representada através de **cenários hidrológicos**



# DECOMP Representação Gráfica do Problema e das afluições



# DECOMP Representação Gráfica do Problema e das afluências



# DECOMP Representação Matemática do Problema

$$\alpha_t(X_t) = E_{A_t|X_t} \left\{ \min_{U_t} \left[ C_t(U_t) + \frac{1}{1+\beta} \alpha_{t+1}(X_{t+1}) \right] \right\}$$

s.a.

$$X_{t+1} = f_t(X_t, A_t, U_t)$$

$$g_{t+1}(X_{t+1}) \geq 0$$

$$h_t(U_t) \geq 0$$

para  $t = T, T-1, \dots, 1$ ; para todo  $X_t$

$T$  : horizonte do estudo

$t$  : estágios do estudo, que podem ser diferentes

$\beta$ : a taxa de desconto

$X_t$ : variáveis de estado do problema, afetam a decisão:

$V_t$  volume armazenado nos reservatórios no início do estágio  $t$

$A_t$  vazões incrementais aos reservatórios nos estágios anteriores à  $t$

$U_t$ : variáveis de decisão do problema, tais como:

$Q_t$ : volumes turbinados

$S_t$ : volumes vertidos

**$C_t(U_t)$ : custo imediato associado a decisão  $U_t$**

**$\alpha_t(X_t)$ : valor esperado do custo de operação do estágio  $t$  até o final do período** sob a hipótese de operação ótima

# DECOMP Representação Matemática do Problema

$$\alpha_t(X_t) = E_{A_t|X_t} \left\{ \min_{U_t} \left[ C_t(U_t) + \frac{1}{1+\beta} \alpha_{t+1}(X_{t+1}) \right] \right\}$$

s.a.

$$X_{t+1} = f_t(X_t, A_t, U_t)$$

$$g_{t+1}(X_{t+1}) \geq 0$$

$$h_t(U_t) \geq 0$$

para  $t = T, T-1, \dots, 1$ ; para todo  $X_t$

$T$  : horizonte do estudo

$t$  : estágios do estudo, que podem ser diferentes

$\beta$ : a taxa de desconto

$X_t$ : variáveis de estado do problema, afetam a decisão:

$V_t$  volume armazenado nos reservatórios no início do estágio  $t$

$A_t$  vazões incrementais aos reservatórios nos estágios anteriores à  $t$

$U_t$ : variáveis de decisão do problema, tais como:

$Q_t$ : volumes turbinados

$S_t$ : volumes vertidos

**$C_t(U_t)$ : custo imediato associado a decisão  $U_t$**

**$\alpha_t(X_t)$ : valor esperado do custo de operação do estágio  $t$  até o final do período sob a hipótese de operação ótima**



# DECOMP Representação Matemática do Problema

## Custo Imediato

Obtido em cada estágio  $t$  PPL

$$C_t(U_t) = \min \sum_{j=1}^{NT} C_j(G_t^j)$$

sujeito a

$$\sum_{i=1}^{NH_k} \rho_i Q_t^i + \sum_{j=1}^{NT_k} G_t^j + \sum_{r \in \Omega_k} (f_t(r, i) - f_t(i, r)) = D_t^k$$

$$\underline{G}_t^j \leq G_t^j \leq \overline{G}_t^j$$

$$f_t(i, r) \leq \overline{f}_t(i, r)$$

para  $k = 1, \dots, NS$ ;

**Derivada do C Imediato**  
= Custo Uts ou Déficit

## Custo Futuro - FCF

Valor esperado do custo de operação da etapa  $t+1$  até o horizonte  $T$ , a partir do estado  $X_{t+1}$ .

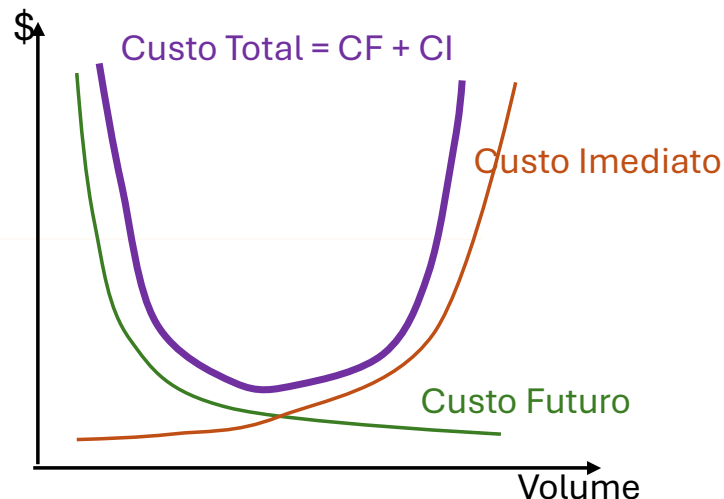
$\alpha_{T+1}(X_{T+1})$ : FCF para o último estágio

do horizonte é proveniente da etapa de médio prazo - NEWAVE

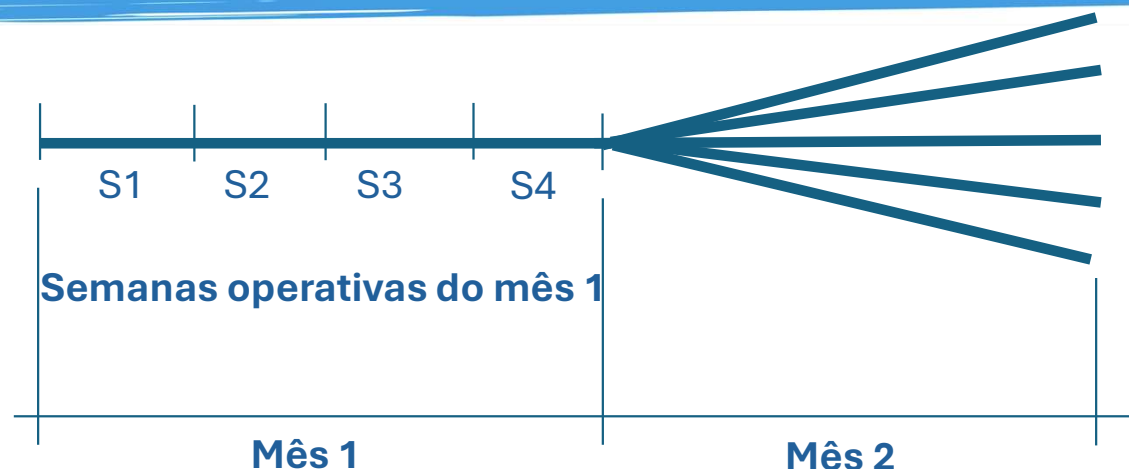
## Acoplamento com FCF do médio prazo

O acoplamento se dá transformando os volumes finais dos reservatórios do último estágio do horizonte de curto prazo (DECOMP) em energia armazenadas nos subsistemas do modelo de médio prazo (NEWAVE), e as vazões afluentes passadas em energias afluentes.

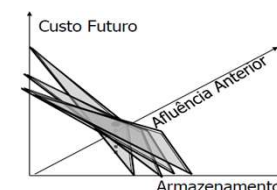
**Derivada do C Futuro em relação ao  $V_{Arm}$  = Valor da Água**



# DECOMP Representação Atual



## FCF médio prazo

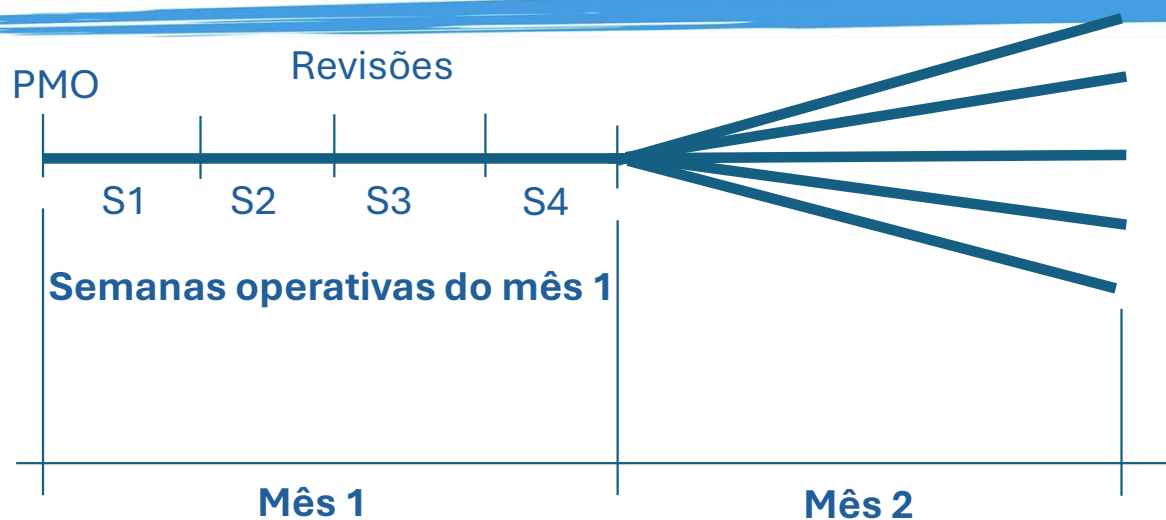


**Semana Operativa:** sábado à sexta-feira

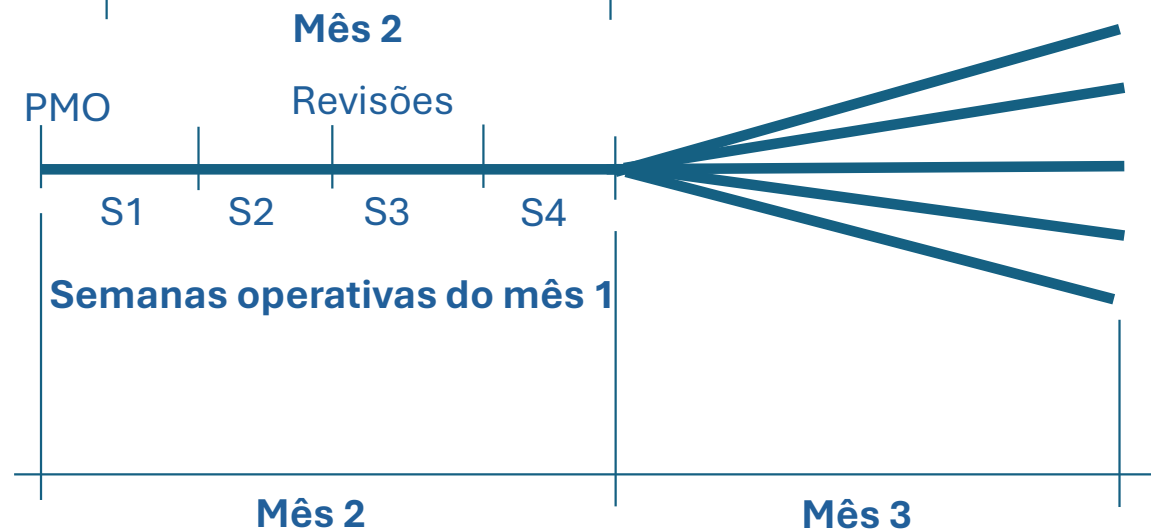
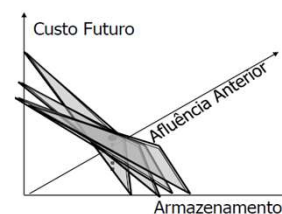
**Última semana operativa do mês:** última semana do mês que todos os dias pertencem ao mês. Se a semana abrange pelo menos 1 dia do mês seguinte, esta será a 1ª semana operativa do mês seguinte.

Mês	Semana	Sábado	Domingo	2ªf	3ªf	4ªf	5ªf	6ªf
1	última	25	26	27	28	29	30	31
1	Última	23	24	25	26	27	28	29
2	Primeira	30	31	01	02	03	04	05

# DECOMP Representação Atual

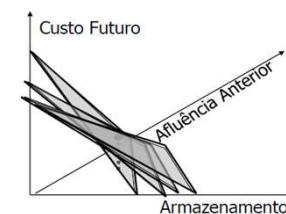


## FCF médio prazo



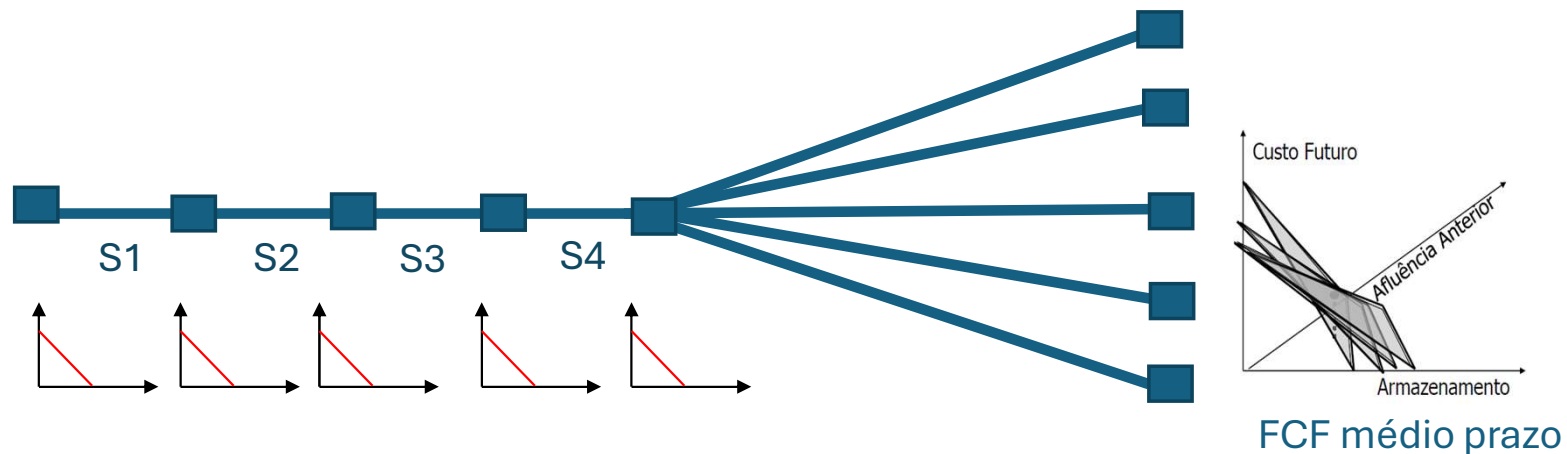
**NOVA**

## FCF médio prazo



# DECOMP Estratégia de Solução do Problema

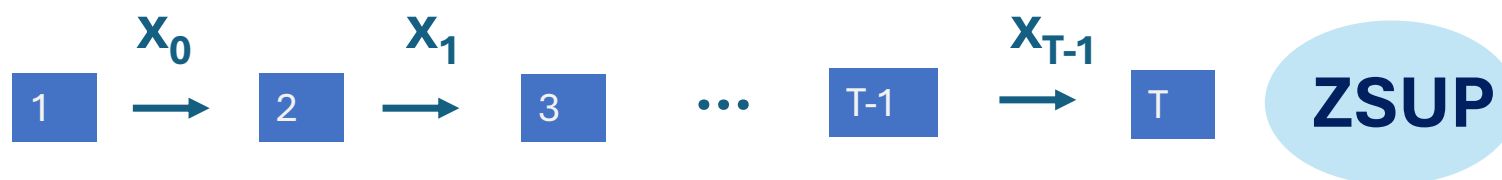
- **Programação Dinâmica Dual – PDD** (Decomposição de Benders Mult-estágio)
- Os cortes de Benders são gerados para cada estágio (anterior) nas backwards
- Os cortes são gerados para cada semana e cenário do 2º mês em cada interação





# DECOMP Estratégia de Solução do Problema

## *Simulação Forward*



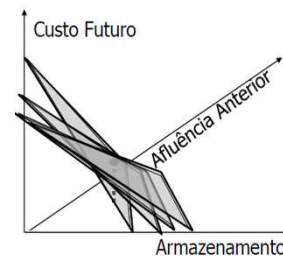
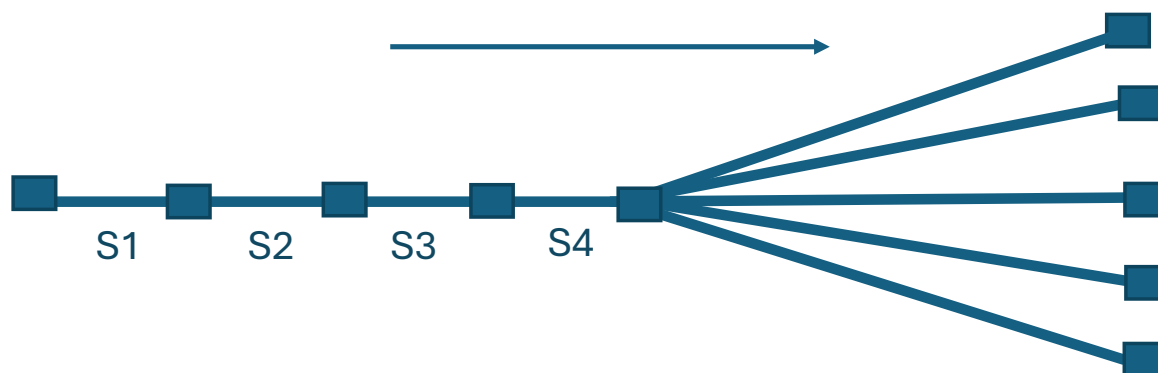
## *Simulação Backward*



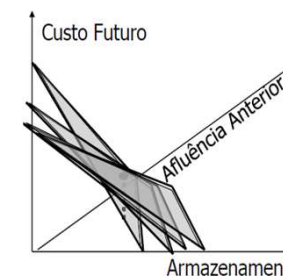
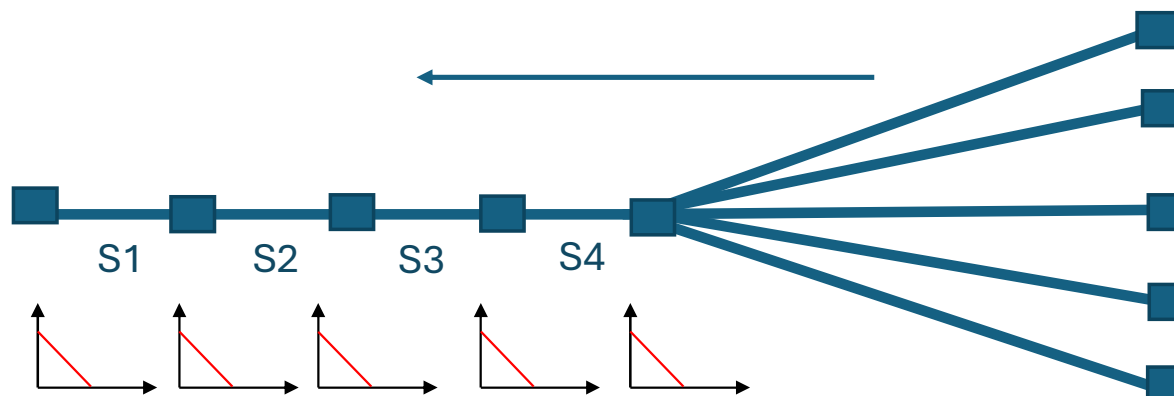
## *Convergência do processo*

$$(ZSUP - ZINF) / ZUP < Tol$$

# DECOMP Estratégia de Solução do Problema

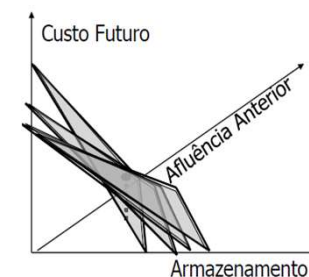
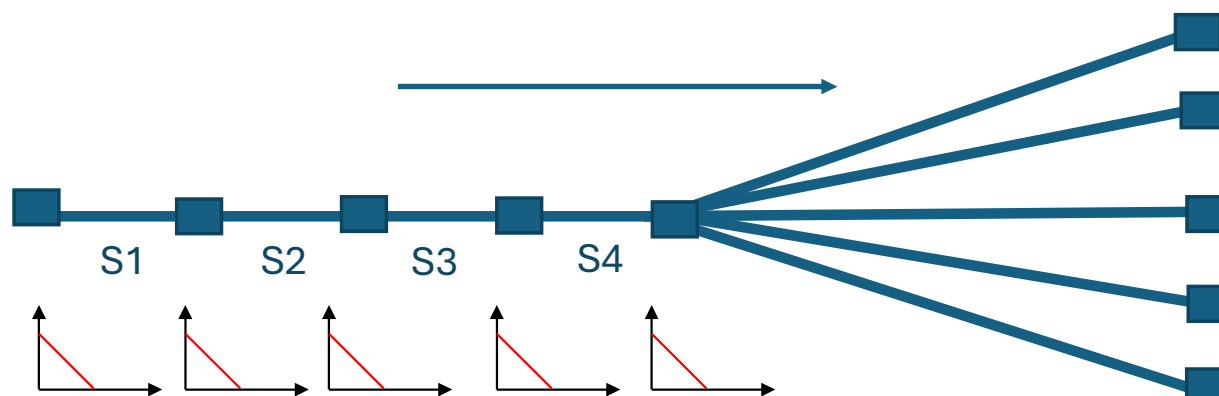


FCF médio prazo



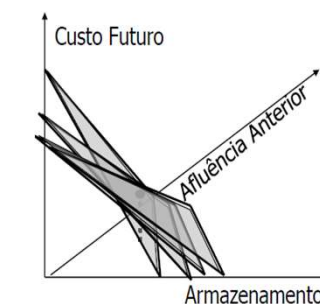
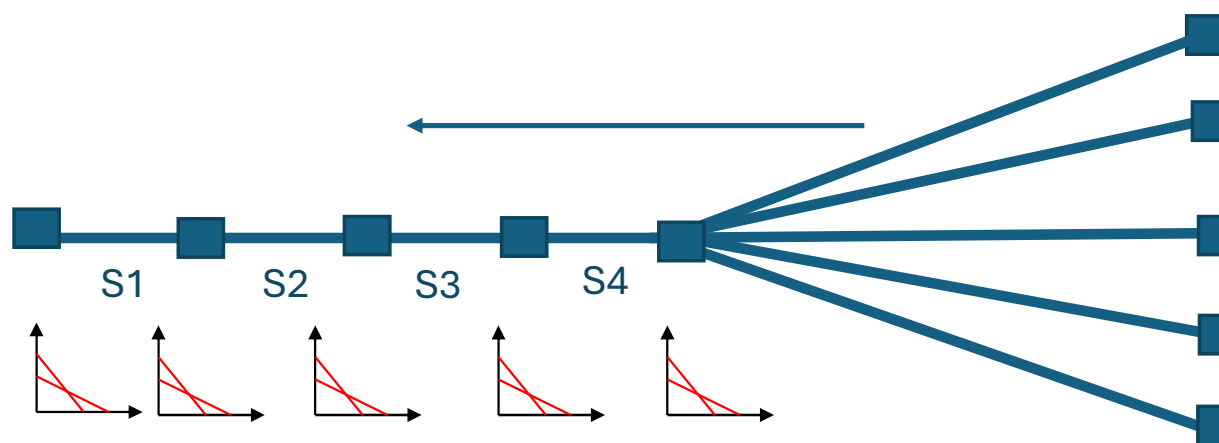
FCF médio prazo

# DECOMP Estratégia de Solução do Problema



FCF médio prazo

FCF NEWAVE:  
Arquivos: cortes.xxx  
cortesh.xxx



FCF médio prazo

# DECOMP Estratégia de Solução do Problema

- **Qual informação é adicionada à cada simulação backward?** Função de Custo Futuro
- **Como?**

Acoplamento entre estágios no horizonte do DECOMP

$$\alpha^{t+1,s} - \sum_{j=1}^{NH} (\pi_V)_j^{k,t+1,s} V_j^{t+1,s} \geq \pi_0^{k,t+1,s} \quad k = 1, \dots, NCUT^t \quad t \neq T$$

Cortes construídos pelo  
DECOMP

Acoplamento com o Newave

$$\alpha^{t+1,s} - \sum_{i=1}^{NS} (\pi_{EARM}^k)_i^{T+1,s} EARM_i^{t+1,s} + \sum_{i=1}^{NS} \sum_{p=1}^P (\pi_{AFL}^k)_i^{T+1-p} EAF_i^{T+1-p} \geq \pi_0^{k,T+1} \quad k = 1, \dots, NCUT^t \quad t \neq T$$

Cortes do Newave

$$EARM = \sum_{i=1}^{NR} V_i \times Prod^{Ac}$$

$$EAF = \sum_{i=1}^{NUH} Q_i \times Prod^{Ac}$$

# DECOMP Estratégia de Solução do Problema

- Na 1ª simulação Forward não temos ainda FCF nos estágios do horizonte do DECOMP
- Podem ocorrer inviabilidades, inclusive até que o processo tenha “detalhado” a FCF poderão ocorrer inviabilidades, que poderão ser solucionadas ao longo do processo iterativo
- Para prosseguir o processo iterativo, adotam-se variáveis de folgas nas restrições, que estão associadas à penalidades (“custo”) na função objetivo
- Como o objetivo é a solução de menor custos, busca-se zerar as variáveis de folga sempre que possível.

RELATORIO DE CONVERGENCIA DO PROCESSO ITERATIVO

It	Zinf (1.0E+03 \$)	Zsup (1.0E+03 \$)	GAP (%)	TEMPO
1	1775772.2	438741138.1	24607.0625859	00:00:26
2	1775772.2	438741138.1	24607.0625859	00:00:45
3	56957814.8	438741138.1	670.2913802	00:01:00
4	56958146.6	205632348.8	261.0235955	00:01:16
5	56962223.9	63721991.8	11.8671068	00:01:30
6	56962260.7	59282126.3	4.0726362	00:01:45
7	56962345.4	58177277.4	2.1328686	00:02:00
8	56969809.3	57653831.6	1.2006750	00:02:18
9	56984721.9	57653831.6	1.1741914	00:02:42
10	56998065.4	57653831.6	1.1505061	00:03:02
11	57000544.4	57116125.5	0.2027719	00:03:16
12	57002596.7	57038900.1	0.0636872	00:03:35
13	57005416.7	57038900.1	0.0587372	00:03:58
14	57005418.0	57038900.1	0.0587349	00:04:19
15	57005432.9	57038900.1	0.0587088	00:04:38
16	57005468.5	57038900.1	0.0586463	00:05:02
17	57005525.8	57038900.1	0.0585458	00:05:19
18	57023032.5	57037887.5	0.0260509	00:05:42
19	57023400.2	57037887.5	0.0254059	00:06:02
20	57023508.8	57029539.3	0.0105754	00:06:28
21	57023512.8	57029539.3	0.0105684	00:06:54
22	57025987.9	57029539.3	0.0062276	00:07:15
23	57025994.8	57028827.9	0.0049680	00:07:41
24	57026722.7	57028827.9	0.0036916	00:08:08
25	57027149.1	57028827.9	0.0029439	00:08:22
26	57027161.5	57028403.5	0.0021779	00:08:44
27	57027165.6	57028403.5	0.0021707	00:08:59
28	57027457.2	57028053.0	0.0010448	00:09:17
29	57027460.1	57028053.0	0.0010396	00:09:39
30	57027593.3	57028053.0	0.0008060	00:09:59
31	57027598.9	57028053.0	0.0007962	00:10:23



# DECOMP

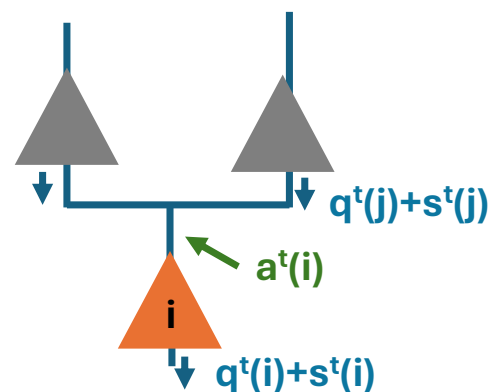
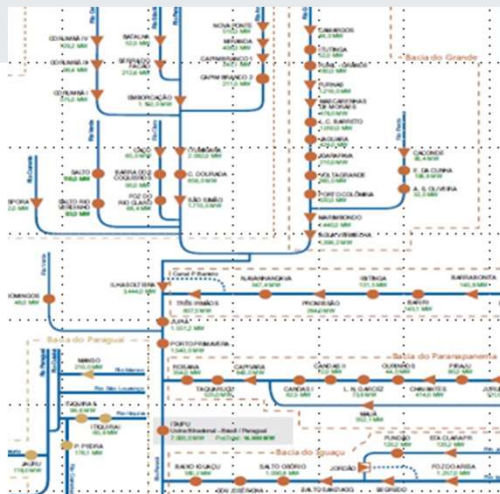


O SIN	O SIN VISTO PELO DECOMP
Usinas Hidrelétricas	Usinas Hidrelétricas
Usinas Térmicas	Usinas Térmicas
Usinas Térmicas - GNL	Usinas Térmicas - GNL
Usinas Eólicas	Abatimento da carga diretamente
Usinas Fotovoltaicas	
PCHs	
Importação/Exportação	Importação/Exportação
SIN	Dividido por subsistemas
Grandes Interligações entre Subsistemas	Grandes Interligações entre Subsistemas (Limites máximos e mínimos de fluxo de energia)
Rede elétrica interna aos Subsistemas	----
Carga	Carga patamarizada: Leve, Média, Pesada
Déficit	Curva por patamar de déficit



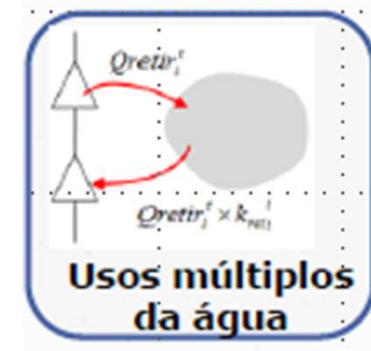
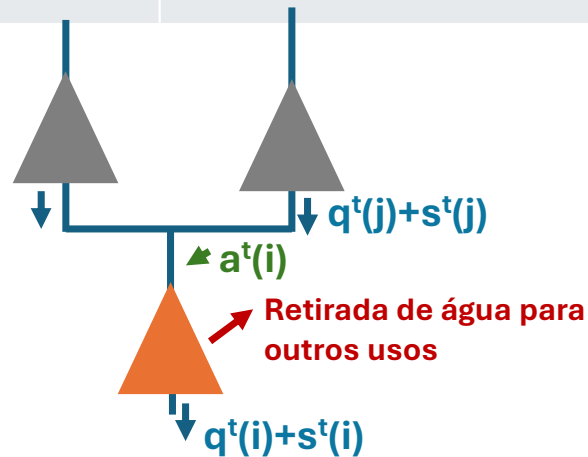
# DECOMP Detalhamento do SIN e das Restrições no Problema

Detalhamento/Restrição	
Carga por Patamar	Leve, Média, Pesada
Custo do Déficit	<b>R\$ 8.327,76/MWh</b> (2025; atualizado anualmente pela CCEE pela variação do Índice Geral de Preços – Disponibilidade Interna (IGP-DI))
Configuração Dinâmica do SIN	Entrada e saída de usinas
Restrição de Balanço Hídrico por patamar	$V^{t+1}(i) = V^t(i) + a^t(i)\Delta t - \sum_{k=1}^K \left[ q_k^t(i) + s_k^t(i) - \sum_{j \in M(I)} (q_k^t(j) + s_k^t(j)) \right] \delta_k$



# DECOMP Detalhamento do SIN e das Restrições no Problema

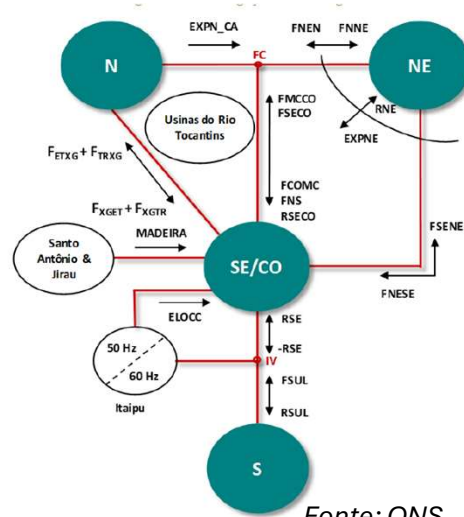
Detalhamento/Restrição	
Restrição de Balanço Hídrico por patamar	$V^{t+1}(i) = V^t(i) + a^t(i)\Delta t - \sum_{k=1}^K \left[ q_k^t(i) + s_k^t(i) - \sum_{j \in M(I)} (q_k^t(j) + s_k^t(j)) \right] \delta_k$
Consideração dos usos múltiplos da água (retirada de água para outros usos, irrigação, abastecimento, etc)	$V^{t+1}(i) = V^t(i) + a^t(i)\Delta t - \sum_{k=1}^K \left[ q_k^t(i) + s_k^t(i) - \sum_{j \in M(I)} (q_k^t(j) + s_k^t(j)) \right] \delta_k - TI^t(i)\Delta t$



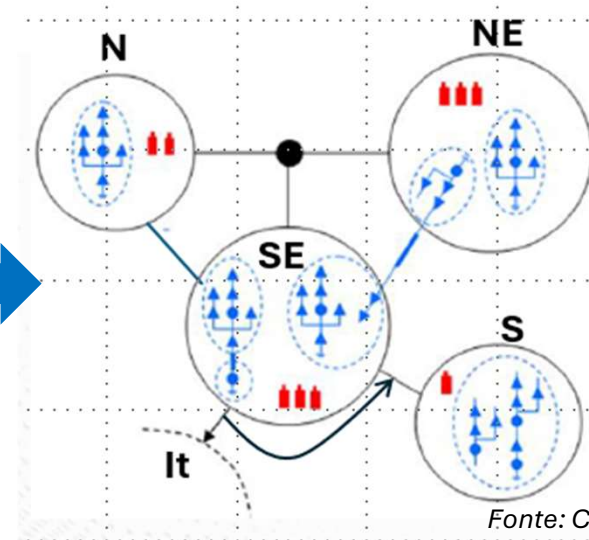
Fonte: Cepel

# DECOMP Detalhamento do SIN e das Restrições no Problema

Detalhamento/Restrição	
Restrição de atendimento à Demanda por patamar	$\sum_{i=1}^{NH} GH_k^t(i) + \sum_{j=1}^{NT} GT_k^t(j) + \sum_{i \in int} Int_k^t(i) - \sum_{i=1}^{NCE} g_k^t(i) + \sum_j^{NCI} g_k^t(j) = D_k^t$ <p>NCE: nº contratos exportação em t</p>
Geração eólica/solar/PCH	$\sum_{i=1}^{NH} GH_k^t(i) + \sum_{j=1}^{NT} GT_k^t(j) + \sum_{i \in int} Int_k^t(i) - \sum_{i=1}^{NCE} g_k^t(i) + \sum_j^{NCI} g_k^t(j) = D_k^t - PQ_k^t$ <p>NCE: nº contratos exportação em t</p>



Fonte: ONS



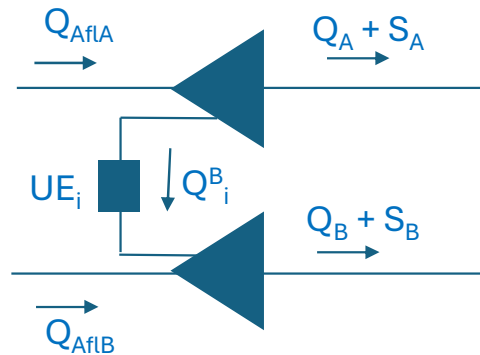
Fonte: Cepel

# DECOMP Detalhamento do SIN e das Restrições no Problema

Detalhamento/Restrição	
Usinas Elevatórias	<p><b>Balanzo Hídrico</b></p> $V_A^{t+1} = V_A^t + Q_{aflA}^t - Q_A^t - S_A^t - Q^{Bt}_A$ $V_B^{t+1} = V_B^t + Q_{aflB}^t - Q_B^t - S_B^t + Q^{Bt}_A$ $\sum_{i=1}^{NH} GH_k^t(i) + \sum_{j=1}^{NT} GT_k^t(j) = D_k^t + \sum_{l=1}^{NUNE} k(l) Q^{Bt}(l)$ <p><b>Atendimento à Demanda</b></p>



Fonte: Cepel



## Usinas Elevatórias Ex: Bacia do rio Paraíba do Sul

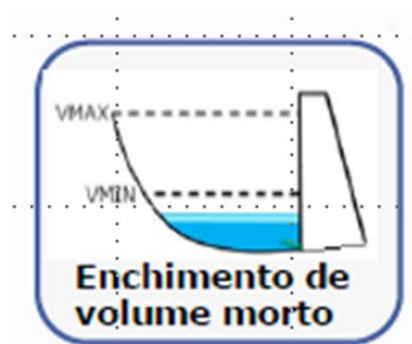
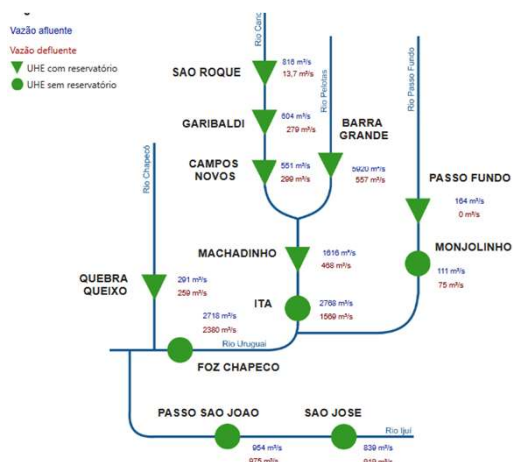


# DECOMP Detalhamento do SIN e das Restrições no Problema

Detalhamento/Restrição	
Enchimento de volume morto	Vazão mínima de armazenamento e defluência mínima
Volume de Espera p/ controle de cheias	$VARM_k \leq \overline{VE_k}$

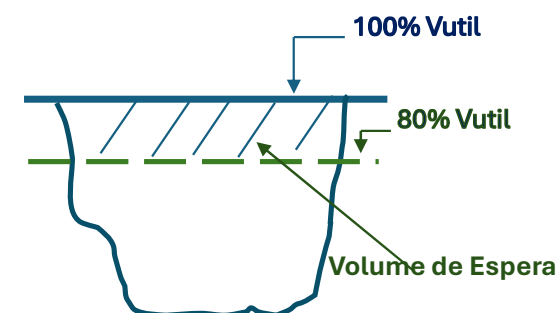
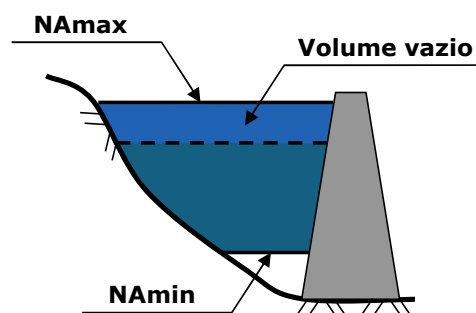
## Enchimento de Volume Morto:

Ex: UHE São Roque 29/4/22



Fonte: Cepel

## Volumes de Espera para Controle de Cheias



# DECOMP Detalhamento do SIN e das Restrições no Problema

Detalhamento/Restrição	
Defluência mínima e máxima	$q^t(i) + s^t(i) \geq Q_{min}$ $q^t(i) + s^t(i) \leq Q_{max}$
Restrições Hidráulicas Especiais	<p><i>RHA</i>: <math>\underline{A}_k \leq A_i + \sum_{j \in M_i} (Q_j + S_j) + \sum_{j \in D_i} (Desv_i) \leq \overline{A}_k</math></p> <p><i>RHQ</i>: <math>\underline{Q}_k \leq \sum_{i=1}^{NHR} c_i^{def} Q_{def_i} + \sum_{j=1}^{NHR} c_j^D Desv_j + \sum_{l=1}^{NUER} c_l^{bomb} Q_{bomb_l} \leq \overline{Q}_k</math></p> <p><i>RHV</i>: <math>\underline{V}_k \leq \sum_{i=1}^{NHR} c_i^{def} Q_{def_i} + \sum_{j=1}^{NHR} c_j^D Desv_j + \sum_{l=1}^{NUER} c_l^{bomb} Q_{bomb_l} + \sum_{m=1}^{NRR} c_m^V VAR_{m_m} \leq \overline{V}_k</math></p> <p><i>RHE</i>: <math>\underline{Meta}_k \leq \sum_{i=1}^{NR} V_i \times \rho_i^{acum}</math></p>

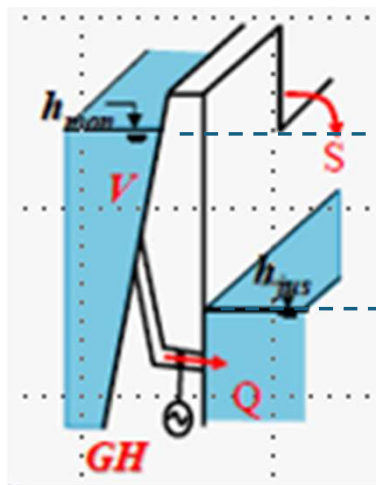


# DECOMP Detalhamento do SIN e das Restrições no Problema

Detalhamento/Restrição	
Restrições Elétricas: limites máx/min de usinas (conj. Usinas) sobrecarga (limites de geração e intercâmbios ponderados)	$LI \leq \sum_{i=1}^{NHR} k_H(i)GH(i) + \sum_{j=1}^{NTR} k_T(j)GT(j) + \sum_{l=1}^{NIR} k_l(l)Int(l) + \sum_{m=1}^{NCR} k_c(m)g(m) \leq LS$ <p><i>GH, GT, Int, g</i>: Geração das UHEs, UTEs, Fluxo de energia no Intercâmbio, Fluxo de energia Contratada</p>

# DECOMP Detalhamento do SIN e das Restrições no Problema

Detalhamento/Restrição	
Engolimento Máximo (processo iterativo a priori)	$q_{max_T} = \left( \frac{h_l(q_{def})}{h_{ef}} \right)^\alpha \cdot q_{ef}$ $h_l = h_{mon}(V_{inic}) - h_{jus}(q_{max_T}) - perdas$ <p> <math>h_{ef}</math> <math>q_{def}</math> <math>perdas</math> : valores de cadastro das UHEs         </p>



Fonte: Cepel

$qtur_{max}$  (valor até o qual há um estímulo natural para que a usina deflua)

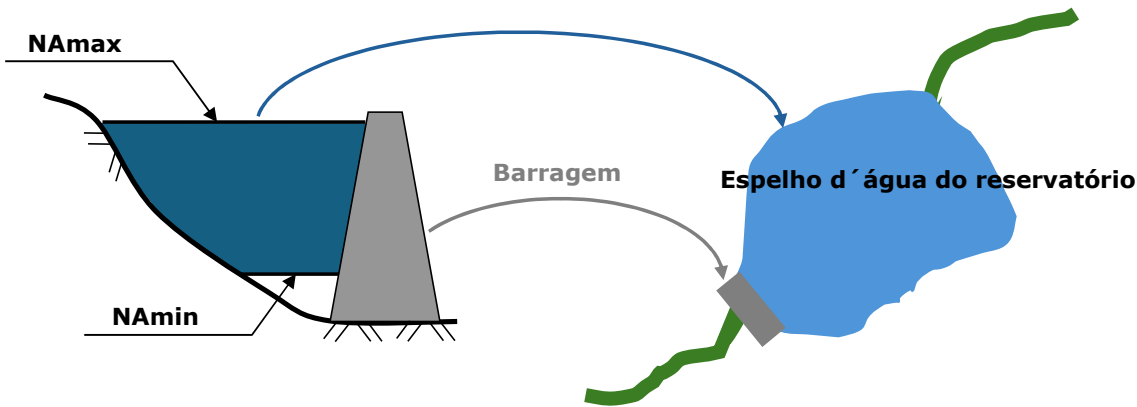
Depende do Volume Armazenado  
(processo iterativo)

função do  $V_{inic}$

$h_l$  (depende do Volume Armazenado)

# DECOMP Detalhamento do SIN e das Restrições no Problema

Detalhamento/Restrição	
Evaporação (aproximação linear por partes em torno de um $V_{ref, ev_i}$ )	$f_{evap_i}(V_i) = cte \times c_{ev}(i) \times A_i(h_{mon-i}(V_i))$ <p>coef. de evaporação</p> <p>derivada da função <math>f_{evap_i}</math> no ponto <math>V_{ref, ev_i}</math></p> $Q_{evap_i}^t = f_{evap_i}(V_{ref, ev_i}) + k_{evap_i}(V_i^t - V_{ref, ev_i}) = [f_{evap_i}(V_{ref, ev_i}) - k_{evap_i}(V_{ref, ev_i})] + k_{evap_i} V_i^t$ $V^{t+1}(i) = (1 - kvap)V^t(i) + a^t(i)\Delta t - \sum_{k=1}^k \left[ (q_k^t(i) + s_k^t(i)) - \sum_{j \in Mi} (q_k^t(j) + s_k^t(j)) \right] \delta_k - TI^t(i)\Delta$



A vazão evaporada nas UHEs é função do espelho d'água, que é função do volume armazenado

A relação volume x área é representada por um polinômio de 4º grau (**curva cota x área x volume**)  $A_i(h_{mon-i}(V_i))$

# DECOMP Detalhamento do SIN e das Restrições no Problema

## Função de Produção Hidrelétrica

- A geração da UHE varia com a sua produtividade
- A produtividade da UHE é uma função não linear do VARM, Qturb e Qvert

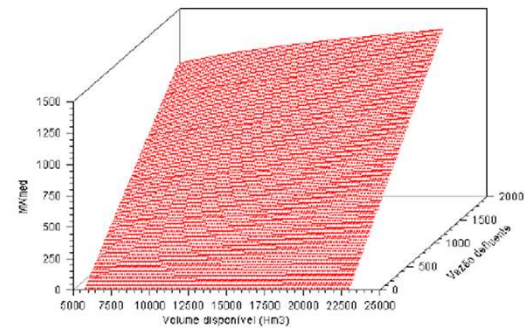
$$GH = \text{Min}\{P_{\text{disp}}; \rho_{\text{esp}} \cdot Q(h_{\text{mon}}(V) - h_{\text{jus}}(Q, S)) k_{\text{phd}}\} [Mwmed]$$

Pinst e Perdas

$9,81 \times 10^{-3} r_{\text{med}}$

Coef. perdas hidr

- Por simplificação, muitas vezes a produtividade da UHE é considerada constante, em geral, considera-se a produtividade média da UHE

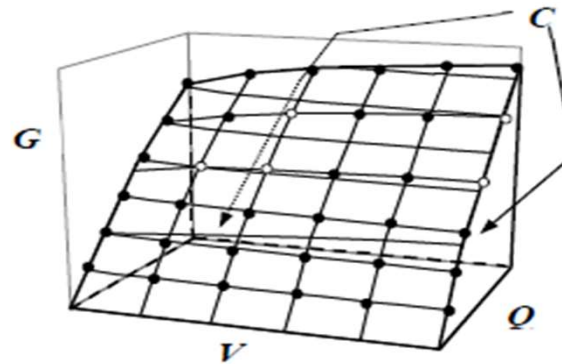
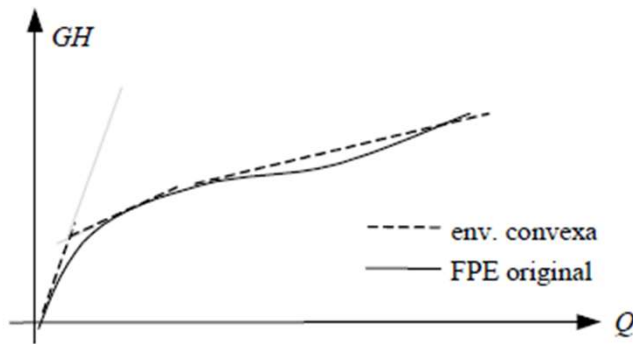


## Modelagem no DECOMP: Função de Produção Hidrelétrica Aproximada (FPHA)

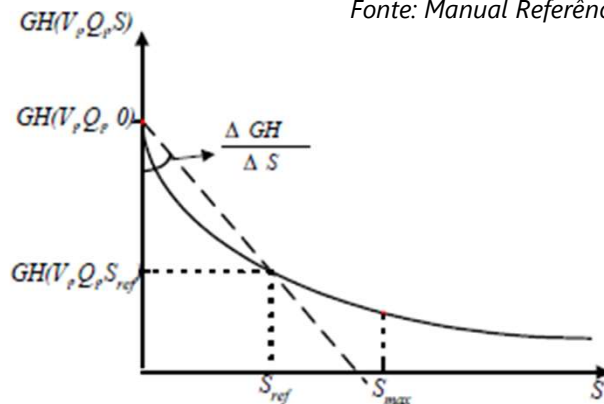
- Aproximação linear por partes (LPP)
- Geração das UHEs modelada em função de VARM médio, Qturb e Qvert
- Qturb e Qvert são considerados de forma independente

# DECOMP Detalhamento do SIN e das Restrições no Problema

## Modelagem no DECOMP: Função de Produção Hidrelétrica Aproximada (FPHA)



Fonte: Manual Referência DECOMP v 30.12



- Os pontos da região não côncava da FPH são eliminados na construção da envoltória convexa.
- Para determinação a envoltória convexa FPHA<sub>0</sub> considera algoritmo desenvolvido pelo Cepel
- A FPHA<sub>0</sub> é por construção otimista em relação à FPH
- Fator de correção: Min desv. quadr. Méd. FPH e FPHA

### Vertimento (S)

- Aproximação secante no eixo  $S$ , passando pelos pontos  $(V_i, Q_i, 0, GH(V_i, Q_i, 0))$  e  $(V_i, Q_i, S_{ref}, GH(V_i, Q_i, S_{ref}))$
- $S_{ref}$  é calculado de forma a minimizar EMQ entre FPHA e FPH para  $S=0$  à  $S=S_{max}$  ( $S_{max}$  definido por UHE, ex: 2xMLT ou 2xQmax)

# DECOMP Detalhamento do SIN e das Restrições no Problema

## Modelagem no DECOMP: Função de Produção Hidrelétrica Aproximada (FPHA)

Inclusão no problema do despacho hidrotérmico

$$\sum_{i=1}^{NH} GH_k^t(i) + \sum_{j=1}^{NT} GT_k^t(j) + \sum_{i \in int} Int_k^t(i) = D_k^t$$

$$GH_{i,t} \leq \alpha(\gamma_0^{i,k} + \gamma_V^{i,k} \overline{V}_i^t + \gamma_Q^{i,k} Q_i^t) + \gamma_S^{i,k} S_i^t \quad k = 1, \dots, K_i$$

Onde:

$$0 \leq Q_i^t \leq \overline{Q}_i^t \quad GH_{i,t} \leq \overline{GH}_{i,t}$$

$K_i$  é o índice dos hiperplanos da FPHA (cortes)

$\gamma \geq 0$  parâmetros de cada hiperplano  $\overline{V}_i^t = \frac{V_i^t + V_i^{t+1}}{2}$

Se o atendimento à demanda for por patamar, haverá um conjunto de restrição por patamar

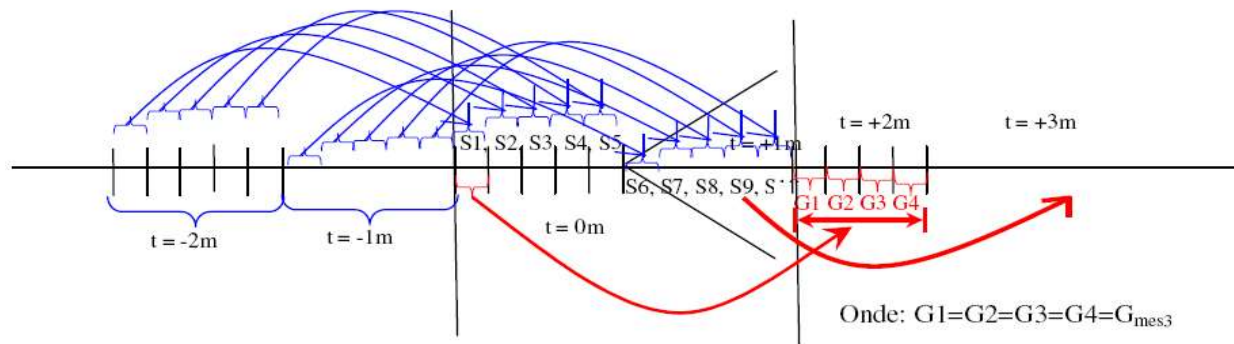
Os planos são construídos para faixas de V e Q em cada estágio, considerado limites físicos, disponibilidade, REs e RHs

- Para compatibilizar o tempo computacional e a acurácia da solução foi desenvolvida a FPHAD
- As inequações (cortes) descritas anteriormente são introduzidas iterativamente, ao longo da resolução do problema



# DECOMP Detalhamento do SIN e das Restrições no Problema

- Geração Mínima e Cronograma de Manutenção das **usinas térmicas**
- Antecipação do despacho das UT à GNL



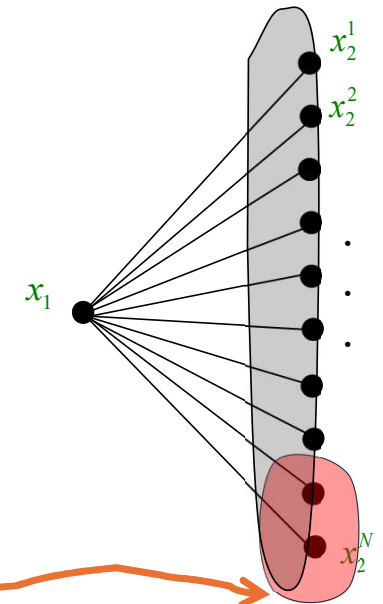
# DECOMP Detalhamento do SIN e das Restrições no Problema

## ▪ Representação da **Aversão à Risco**

- **Objetivo:** incorporar o custo dos cenários mais críticos no cálculo da política de operação, em conjunto com a minimização do valor esperado
- Nível de proteção ( $\alpha$ )
- Aplicada diretamente no algoritmo de PDD utilizado no modelo DECOMP
- Parâmetros da **CVaR**( $\alpha, \lambda$ )

$$\min_{x_1} \left[ c_1 x_1 + \underbrace{(1 - \lambda)}_{\text{Peso para o valor esperado}} E[\min_{x_2} c_2 x_2] + \underbrace{\lambda}_{\text{Peso para o CVaR}} \underbrace{CVaR}_{\text{Nível de proteção}}_{\alpha} [\min_{x_2} c_2 x_2] \right]$$

$$\alpha_t(X_t) = E_{A_t|X_t} \left\{ \min_{U_t} \left[ C_t(U_t) + \frac{1}{1+\beta} \alpha_{t+1}(X_{t+1}) \right] \right\}$$



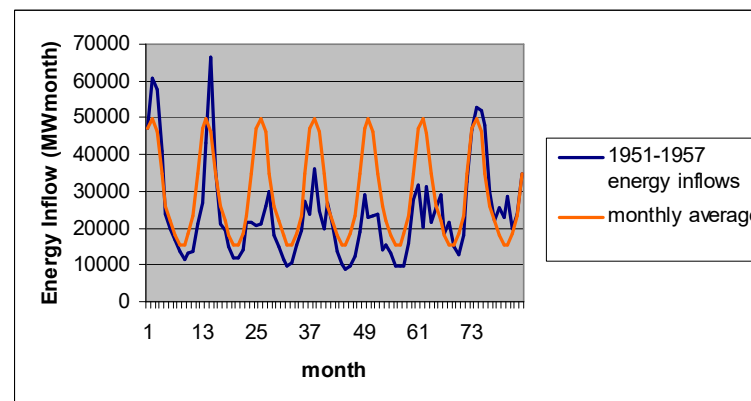
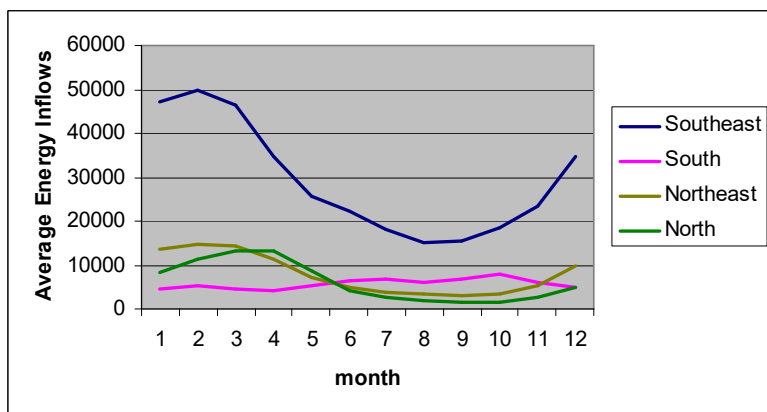
Nº de cenários considerados como críticos



# Previsão de Vazões

# Previsão de Vazões

- Diferente da maioria dos países, no Brasil as **hidrelétricas** são a **principal fonte de energia elétrica** ( $\approx 47\%$ )
- Uma das principais características de sistema de geração de energia elétrica de base hidrelétrica é sua **dependência das vazões naturais afluentes aos reservatórios**
- As vazões futuras dependem das condições meteorológicas e hidrológicas
- Uma das características das vazões naturais é sua **flutuações no tempo, estas flutuações tem componente sazonal e aleatória**





# Previsão de Vazões

- A existência de **reservatórios de regularização** de vazões é uma estratégia para contornar esta questão, assim como o **planejamento e operação do sistema de energia elétrica de forma coordenada e interligada**
- Independente das estratégias adotada, a **previsão de vazões afluentes às usinas hidrelétricas é fundamental para a otimização da operação do SIN**
- Existem diversos tipos de modelos de previsão:
  - **Modelos chuva-vazão conceituais**
  - **Modelos estocásticos,**
  - **Modelos baseados em RN**
  - **etc**

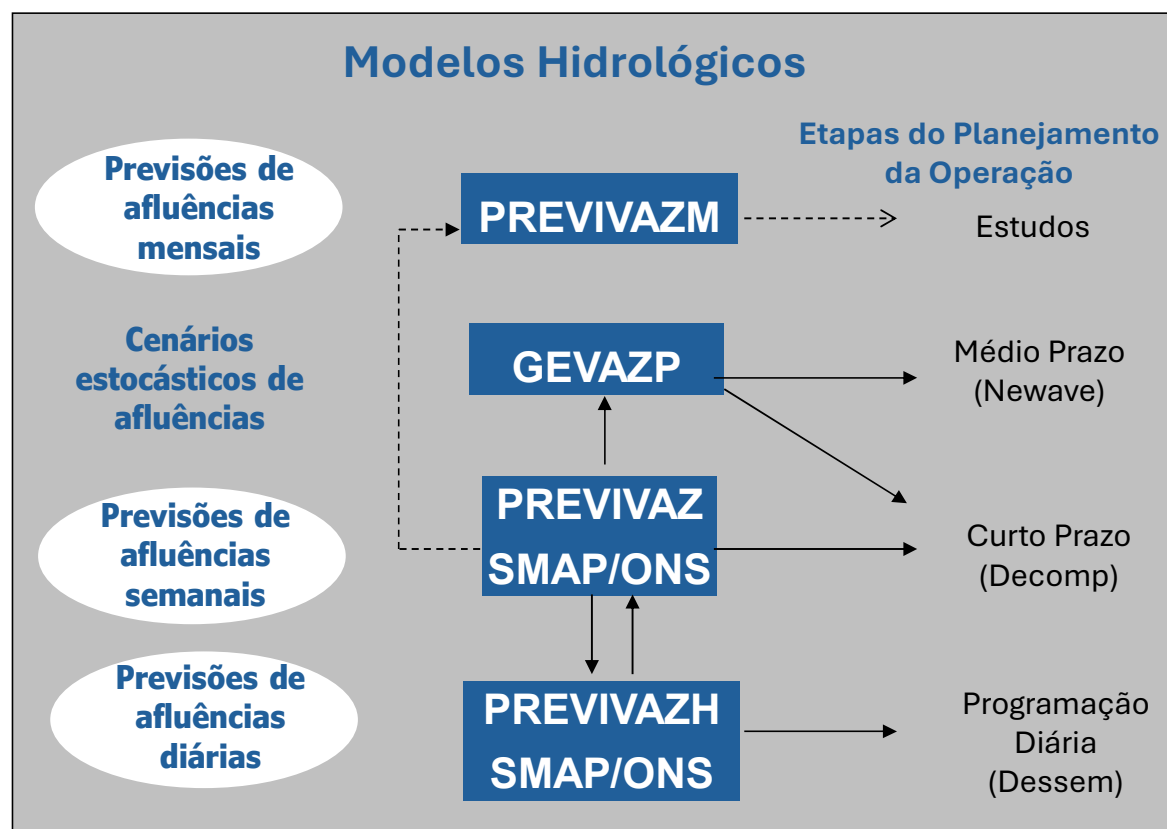
# Previsão de Vazões

Etapa do Planejamento da Operação	Médio Prazo	Curto Prazo	Programação Diária
Modelo de Otimização Energética	NEWAVE	DECOMP	DESSEM
Nível de Detalhamento do SIN	Reservatórios Equivalentes (UI até 6 meses), Intercâmbios	Usinas individualizadas (UI), Intercâmbios	Unidades geradoras, Rede (Fluxo DC)
Horizonte de planejamento	Até 10 anos	Até 1 ano	Até 14 dias
Discretização temporal	Mensal	Semanal/ Mensal	½ hora / horária
Consideração das incertezas hidrológicas	Estocástico	Estocástico / determinístico	Determinístico
Estratégia de Solução	PDDE	PDD	MILP
<b>Afluências</b>	<b>Cenários</b> de afluências Mensais - GEVAZP	<b>Cenários</b> de afluências Mensais - GEVAZP <b>Previsões</b> de afluências semanais – PREVIVAZ e SMAP	<b>Previsões</b> de afluências diárias – PREVIVAZH e SMAP



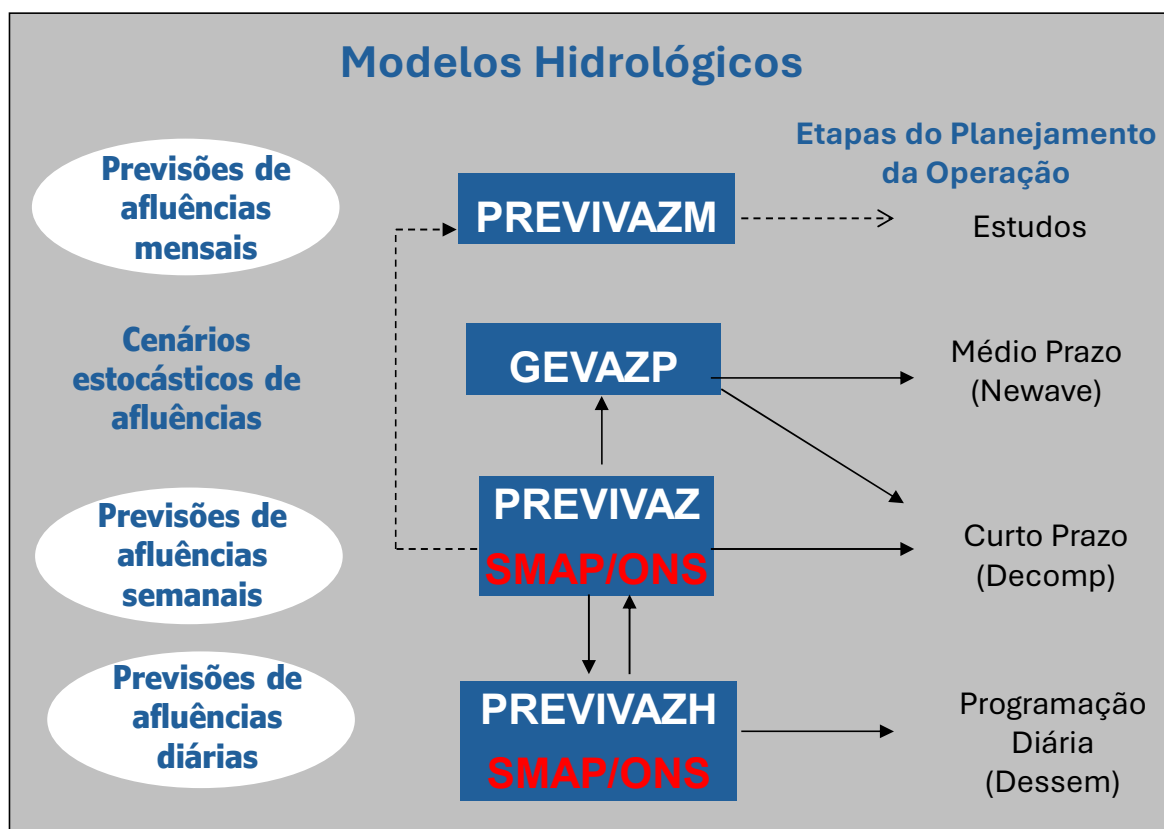
# Previsão de Vazões

## Previsão de vazões no SIN



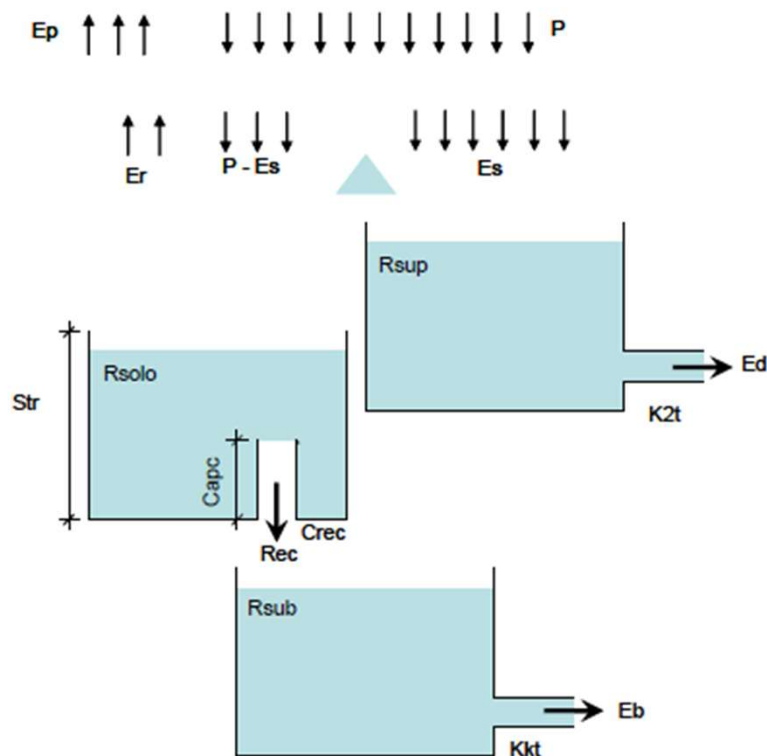
# Previsão de Vazões

## Previsão com base em modelos Chuva-vazão no SIN



# Previsão de Vazões

## Previsão com base em modelos Chuva-vazão no SIN



Modelo SMAP (fonte: ONS, NT 0097 2018)

Onde a incerteza, em geral, está na chuva prevista

$P$ : precipitação

$E_p$ : evapotranspiração potencial

$E_r$ : evapotranspiração real

$E_s$ : escoamento para o reservatório de superfície

$E_d$ : escoamento superficial

$K_{2t}$ : constante de recessão do primeiro escoamento superficial

$Rec$ : recarga do aquífero

$E_b$ : escoamento base

$K_{kt}$ : constante de recessão do escoamento básico

$Str$ : capacidade de saturação

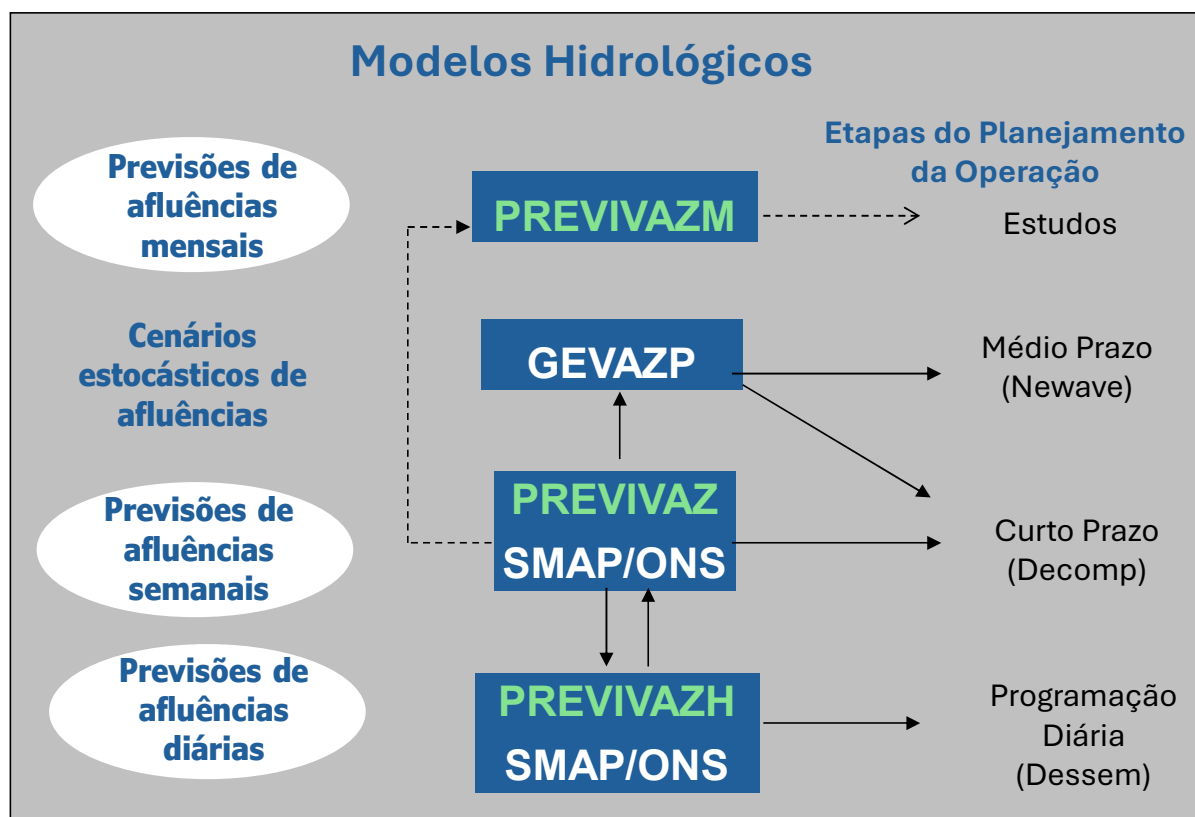
$R_{solo}$ : reservatório do solo

$R_{sup}$ : reservatório da superfície, correspondente ao escoamento superficial da bacia

$R_{sub}$ : reservatório subterrâneo, correspondente ao escoamento subterrâneo da bacia (escoamento de base)

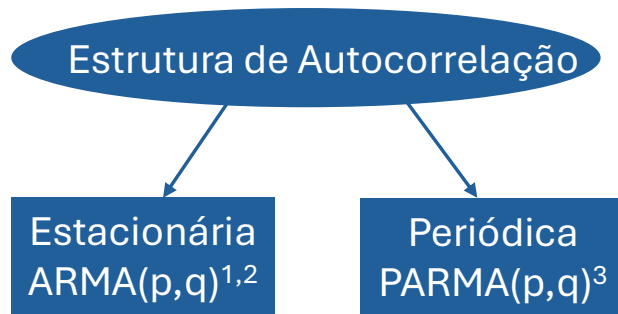
# Previsão de Vazões

## Previsão com base em modelos Estocásticos no SIN



# Previsão de Vazões

## Modelos PREVIVAZ e PREVIVAZM



- (1) Méd., D.P. e Corr. Cte
- (2) Méd., D.P. Sazonais e Corr. Cte
- (3) Méd., D.P. e Corr. Sazonais (semana, mês, trimestre, semestral)

**PREVIVAZM:** previsões mensais de afluentes às UHE's para um horizonte de até 12 meses

**PREVIVAZ:** previsões semanais de afluentes às UHE's para um horizonte de até 6 semanas (1º mês do PMO)

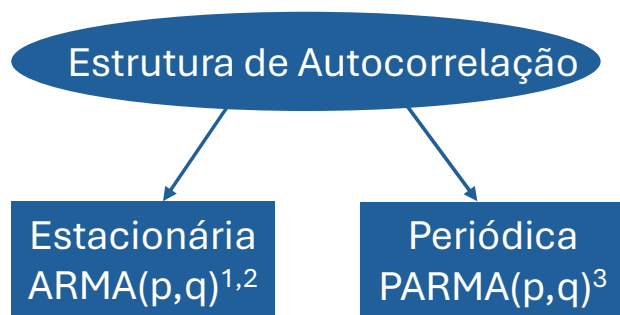
Características gerais:

**Modelos Estocásticos de Séries Temporais** (Box e Jenkins)

- **Valor Esperado** (previsão) e seu **intervalo de confiança** (segundo nível de confiança definido *a priori*)
- Considera o **comportamento sazonal** das séries e a tendência hidrológica.
- Estrutura de **dependência temporal** é definida pela função de autocorrelação **amostral** da série
- **Tendência hidrológica:** sequência de últimas vazões, associadas ao comportamento recente da bacia (recessão ou ascensão)
- Diferentes **métodos de estimação**
- **Escolha do melhor modelo:** validação cruzada

# Previsão de Vazões

## Modelos PREVIVAZ e PREVIVAZM



## Validação Cruzada



Modelo de Previsão	Característica	Método de Estimação
CONSTANTE	previsão pela média anual	momentos
SAZONAL	previsão pela média da semana	momentos
AR(p) ( $1 \leq p \leq 4$ )	estrutura de correlação estacionária	momentos
ARMA(p,1) ( $1 \leq p \leq 3$ )	estrutura de correlação estacionária	momentos
PAR(p)-G1 ( $1 \leq p \leq 4$ )	estrutura de correlação sazonal semestral	momentos
PAR(p)-G2 ( $1 \leq p \leq 4$ )	estrutura de correlação sazonal trimestral	momentos
PAR(p)-G3 ( $1 \leq p \leq 4$ )	estrutura de correlação sazonal mensal	momentos
PAR(p)-G4 ( $1 \leq p \leq 4$ )	estrutura de correlação sazonal semanal	momentos
PAR(p)-RO ( $1 \leq p \leq 4$ )	estrutura de correlação sazonal	regressão-origem
PARMA(p,1)-G1 ( $1 \leq p \leq 4$ )	estrutura de correlação sazonal semestral	momentos
PARMA(p,1)-G2 ( $1 \leq p \leq 4$ )	estrutura de correlação sazonal trimestral	momentos
PARMA(p,1)-G3 ( $1 \leq p \leq 4$ )	estrutura de correlação sazonal mensal	momentos
PARMA(p,1)-G4 ( $1 \leq p \leq 4$ )	estrutura de correlação sazonal semanal	momentos
PARMA(p,1)-RO ( $1 \leq p \leq 3$ )	estrutura de correlação sazonal	regressão-origem
PARMA(p,1)-R ( $1 \leq p \leq 3$ )	estrutura de correlação sazonal	regressão



# Previsão de Vazões

## Modelo PREVIVAZH

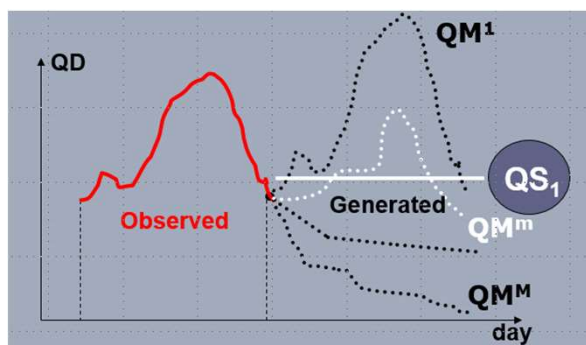
Previsões de **afluências diárias** às UHE's para um horizonte de até **14 dias**

### Características Gerais:

Combina conceito físico com uma abordagem não paramétrica estocástica de séries temporais

Gera sequencias de até 14 vazões diárias condicionada as últimas vazões observadas

A previsão tem como base a sequência de afluências cuja média é mais próxima da previsão semanal



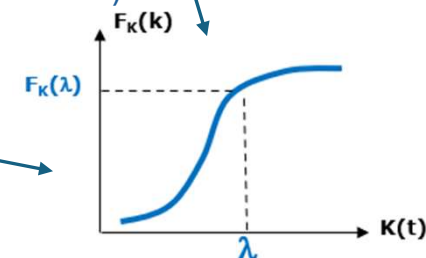
O modelo diário de séries temporais é baseado no **modelo DIANA** (Kelman, 1983):

$$Q(t) = U(t) + O(t)$$

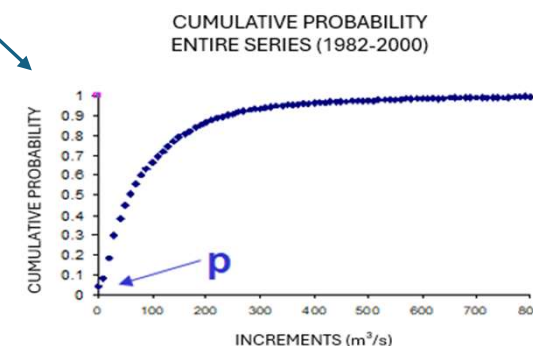
Esvaziamento da bacia)  $O(t) = k(t) \cdot Q(t-1)$

Incremento de vazão (fatores externos)

$k(t)$ : Taxa de recessão estocástica

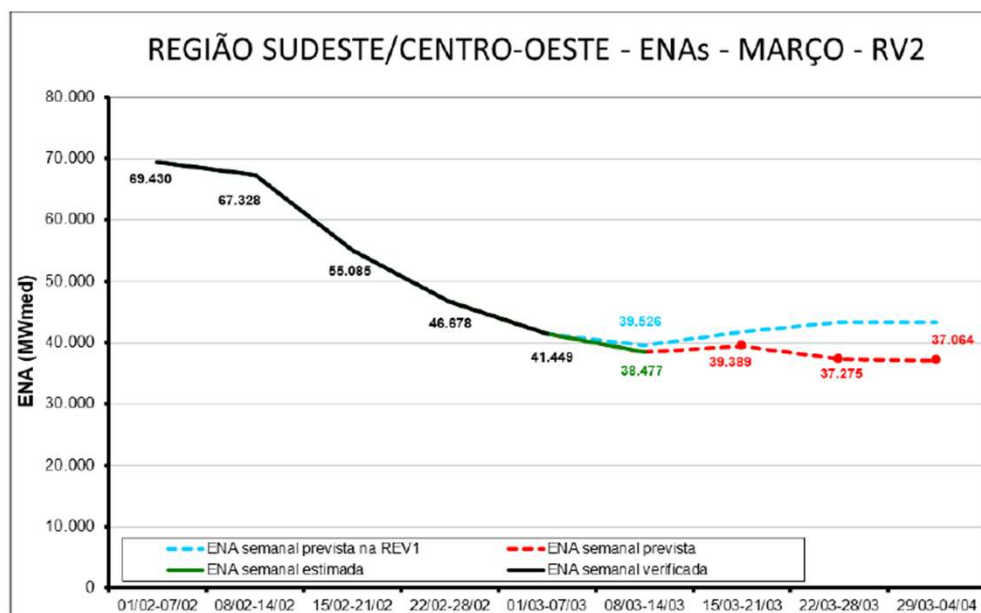


$U(t)$ : Distribuição marginal empírica que depende da previsão de precipitação na bacia

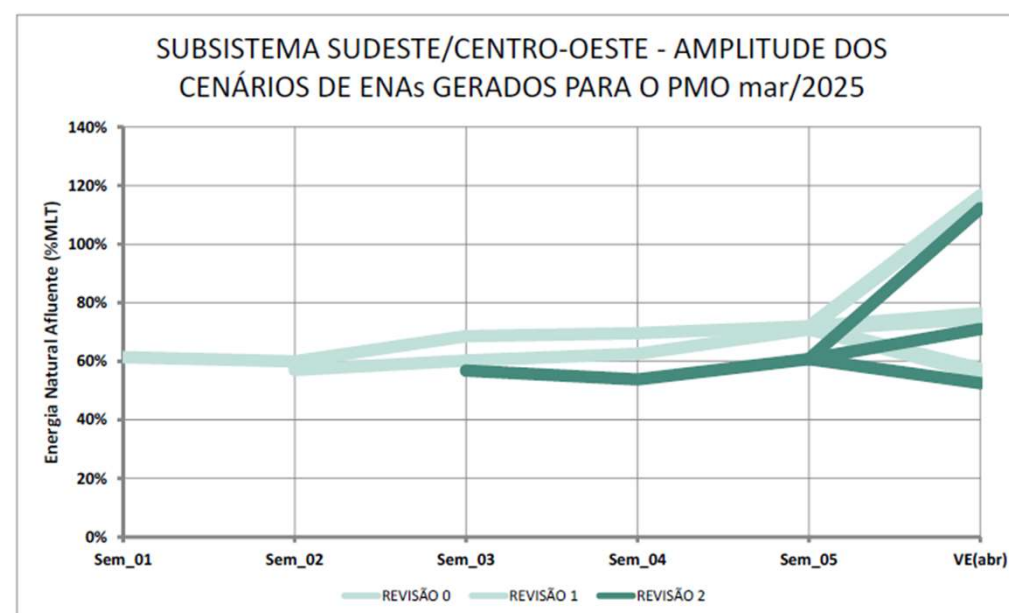


# Previsão de Vazões

## Previsões Semanais – PMO e REV



## Cenários Mensais – PMO e REV

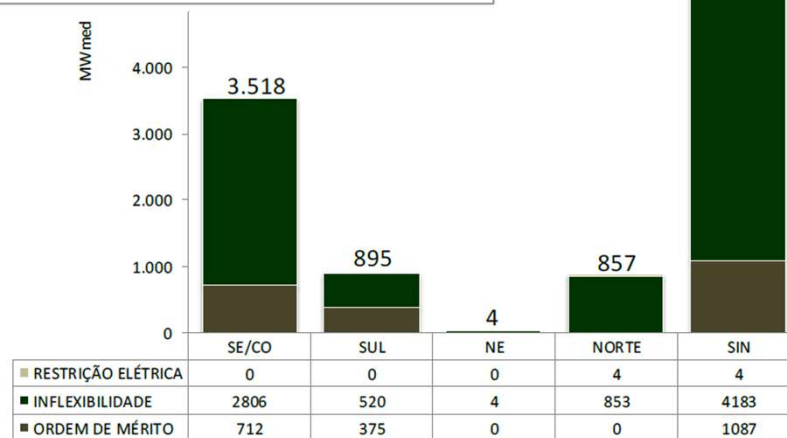
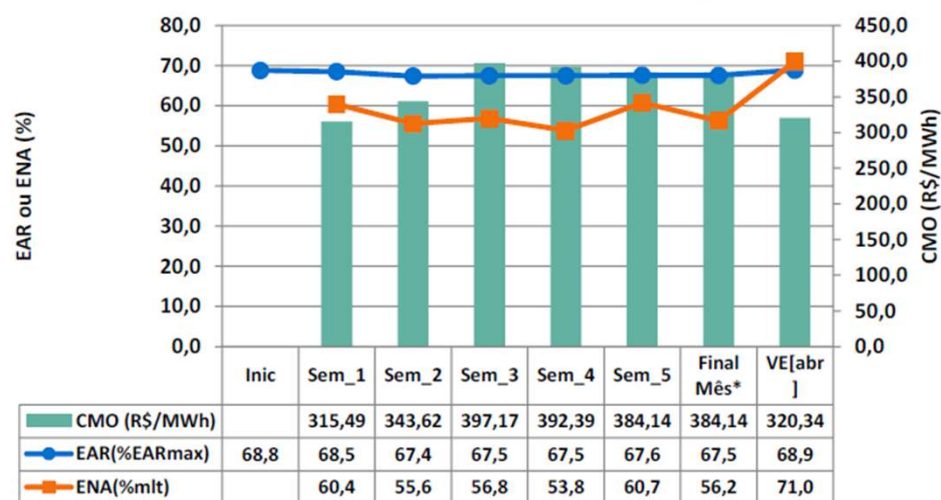


Fonte: Relatório PMO – RV2 (ONS)



# Previsão de Vazões

REVISÃO 2 DO PMO - SE/CO - março/2025



Valor Esperado das Energias Naturais Afluentes

REE	Previsão Semanal		Previsão Mensal	
	15/03/2025 a 21/03/2025		mar-25	
	(MWmed)	%MLT	(MWmed)	%MLT
Sudeste	4.376	44	4.516	45
Madeira	13.307	109	12.444	102
Teles Pires	4.224	101	4.123	98
Itaipu	2.001	52	2.207	57
Paraná	14.098	39	14.389	40
Paranapanema	1.360	43	1.261	40
Sul	1.086	34	1.303	41
Iguaçu	1.729	44	1.884	48
Nordeste	2.681	19	3.428	24
Norte	10.445	70	11.664	78
Belo Monte	12.668	117	12.552	116
Manaus	1.376	114	1.243	103

Fonte: Relatório PMO – RV2 (ONS)



# Comentários finais

A matriz de energia elétrica brasileira tem como vantagem:

- ser composta majoritariamente de fontes renováveis
- ser diversificada, inclusive em sua parcela renovável

Permitindo considerar as vantagens de cada fonte

Por outro lado, a operação do SIN, não só por sua dimensão mas também pela diversidade de fontes, é um problema complexo que exige um planejamento cuidadoso

Para se buscar a operação mais eficiente do SIN é necessário muita matemática, estatística e engenharia, somadas a outras disciplinas quando incluimos a questão socioambiental (que não tratamos nesta apresentação).

Mãos à obra !!!!



# Comentários finais

---

Obrigado !  
*fcosta@ime.uerj.br*

## Projeto de Extensão

Transição energética: vantagens e desafios técnicos das energias renováveis para o equilíbrio entre custos, segurança e mudanças climáticas