

# **Preços horários e O Custo da Inconsistência entre Modelos e Realidade Operativa**

**Workshop Centro de Estudos e Energia FGV**

**11 de Janeiro de 2018**

**Alexandre Street**

Professor Associado - Departamento de Engenharia Elétrica  
Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro  
Coordenador do grupo de energia elétrica do LAMPS PUC-Rio

Contato: [street@ele.puc-rio.br](mailto:street@ele.puc-rio.br)

Website: [www.puc-rio.br/lamps](http://www.puc-rio.br/lamps)

- Recursos de longo prazo (meses)
  - A escassez de recurso neste horizonte é na disponibilidade da água
  - Cálculo do custo de oportunidade do uso da água
- Recursos de curto prazo (horas)
  - A escassez de recurso neste horizonte ocorre na capacidade tecnológica
  - Cálculo do custo de oportunidade, e.g., das rampas de subida e descida



- Problema de programação do próximo dia simplificado:
- Míope: sequência de despachos monoperíodo
- For all  $t$  do:

$$1) \quad \underset{\{g(t), \delta_{LS}(t), \delta_{WS}(t)\}_{t=t_0}^{t_0}}{\text{Minimizar}} \quad \sum_i c_i(t) g_i(t) + (c_{LS} \delta_{LS}(t) + c_{WS} \delta_{WS}(t)) \quad \text{dual:}$$

sujeito a:

$$\sum_i g_i(t) + \delta_{LS}(t) - \delta_{WS}(t) = d(t) \quad [\pi(t)]$$

$$G_i^{\min}(t) \leq g_i(t) \leq G_i^{\max}(t) \quad \forall i$$

$$-R^{DN} \leq g_i(t) - g_i^*(t-1) \leq R^{UP} \quad \forall i$$

2) Store optimal decision  $g_i^*(t)$

- End do for  $t$

# Como definir os preços horários?

## Despacho antecipativo multiperíodo

- Problema de programação do próximo dia simplificado:
- Antecipativo: conhecemos toda a demanda e as demais informações desde a hora  $t = 1$  até  $t = T$

$$\underset{\{g(t), \delta_{LS}(t), \delta_{WS}(t)\}_{t=1}^T}{\text{Minimizar}} \sum_{t,i} c_i(t) g_i(t) + \sum_t (c_{LS} \delta_{LS}(t) + c_{WS} \delta_{WS}(t)) \quad \text{dual:}$$

sujeito a:

$$\sum_i g_i(t) + \delta_{LS}(t) - \delta_{WS}(t) = d(t) \quad [\pi(t)] \quad \forall t$$

$$G_i^{\min}(t) \leq g_i(t) \leq G_i^{\max}(t) \quad \forall i, t$$

$$-R^{DN} \leq g_i(t) - g_i(t-1) \leq R^{UP} \quad \forall i, t$$



# Como definir os preços horários?

## Despacho horizonte rolante

- Problema de programação do próximo dia simplificado:
- Horizonte rolante: sequência de despachos multiperíodo
- For all  $t_0$  do:

$$1) \quad \underset{\{g(t), \delta_{LS}(t), \delta_{WS}(t)\}_{t=t_0}^T}{\text{Minimizar}} \quad \sum_i c_i(t) g_i(t) + (c_{LS} \delta_{LS}(t) + c_{WS} \delta_{WS}(t)) \quad \text{dual:}$$

sujeito a:

$$\sum_i g_i(t) + \delta_{LS}(t) - \delta_{WS}(t) = d(t) \quad [\pi(t)]$$

$$G_i^{\min}(t) \leq g_i(t) \leq G_i^{\max}(t) \quad \forall i, t = t_0, \dots, T$$

$$-R^{DN} \leq g_i(t) - g_i^*(t-1) \leq R^{UP} \quad \forall i, t = t_0, \dots, T$$

2) Store optimal decision  $g_i^*(t)$

- End do for  $t_0$

- Sistema com 3 geradores:
  - Potência de cada gerador = 100 MW (geração mínima 0)
  - Máxima rampa de subida = 25 MW
  - Custo variável unitário = 100, 300, 800 R\$/MWh
  - 2 períodos consecutivos:  $d(t = 1) = 100 \text{ MW}$  e  $d(t = 2) = 130 \text{ MW}$
  - Gerador 1 inicia ligado com  $g_1(0) = 100 \text{ MW}$  atendendo a demanda sozinho

	$t = 0$	$t = 1$	$t = 2$
$d(t) =$	100	100	130
$g_1(t) =$	100		
$g_2(t) =$	0		
$g_3(t) =$	0		
$\pi(t) =$	—		

- Sistema com 3 geradores:
  - Potência de cada gerador = 100 MW (geração mínima 0)
  - Máxima rampa de subida = 25 MW
  - Custo variável unitário = 100, 300, 800 R\$/MWh
  - 2 períodos consecutivos:  $d(t = 1) = 100 \text{ MW}$  e  $d(t = 2) = 130 \text{ MW}$
  - Gerador 1 inicia ligado com  $g_1(0) = 100 \text{ MW}$  atendendo a demanda sozinho

	$t = 0$	$t = 1$	$t = 2$	Custo Total
$d(t) =$	100	100	130	
$g_1(t) =$	100	100		10.000
$g_2(t) =$	0	0		0
$g_3(t) =$	0	0		0
$Custo(t) =$	—	10.000		10.000
$\pi(t) =$	—	100		

- Sistema com 3 geradores:
  - Potência de cada gerador = 100 MW (geração mínima 0)
  - Máxima rampa de subida = 25 MW
  - Custo variável unitário = 100, 300, 800 R\$/MWh
  - 2 períodos consecutivos:  $d(t = 1) = 100 \text{ MW}$  e  $d(t = 2) = 130 \text{ MW}$
  - Gerador 1 inicia ligado com  $g_1(0) = 100 \text{ MW}$  atendendo a demanda sozinho

	$t = 0$	$t = 1$	$t = 2$	Custo Total
$d(t) =$	100	100	130	
$g_1(t) =$	100	100	100	20.000
$g_2(t) =$	0	0	25	7.500
$g_3(t) =$	0	0	5	4.000
$Custo(t) =$	—	10.000	21.500	31.500
$\pi(t) =$	—	100	800	—

# Despacho multiperíodo

(custo de oportunidade devido aos limites de rampa)

- Sistema com 3 geradores:
  - Potência de cada gerador = 100 MW (geração mínima 0)
  - Máxima rampa de subida = 25 MW
  - Custo variável unitário = 100, 300, 800 R\$/MWh
  - Qual o custo marginal em  $t = 2$  ?

	$t = 0$	$t = 1$	$t = 2$	Custo Total
$d(t) =$	100	100	130	
$g_1(t) =$	100	95	100	19.500
$g_2(t) =$	0	5	30	10.500
$g_3(t) =$	0	0	0	0
$Custo(t) =$	—	11.000	19.000	30.000
$\pi(t) =$	—	100	?	—

# O CMO do problema multiperíodo é diferente do míope e diferente do custo do gerador mais caro

- Sistema com 3 geradores: CMO em  $t = 2$ 
  - Variável Dual: aumento do **custo total ótimo** quando  $d(2) = 130 + 1$
  - $\Delta \text{Custo total} = \Delta \text{Custo}(t = 1) + \Delta \text{Custo}(t = 2)$
  - $\Delta \text{Custo}(t = 1) = 300 - 100$
  - $\Delta \text{Custo}(t = 2) = 300$
  - Só é possível sob informação perfeita de  $t = 2$  em  $t = 0$

	$t = 0$	$t = 1$	$t = 2$	Custo Total
$d(t) =$	100	100	$130 + 1$	
$g_1(t) =$	100	$95 - 1$	100	19.400
$g_2(t) =$	0	$5 + 1$	$30 + 1$	11.100
$g_3(t) =$	0	0	0	0
$\text{Custo}(t) =$	—	11.200	19.300	30.500
$\pi(t) =$	—	100	500	—

# Despacho no modelo horizonte rolante? (não antecipativo com custo de oportunidade das rampa)

- Sistema com 3 geradores:
  - O despacho é realizado em  $t = 1$  e  $2$  conjuntamente, mas somente o do primeiro período é implementado

	$t = 0$	$t = 1$	$t = 2$	Custo Total
$d(t) =$	100	100	130	
$g_1(t) =$	100	95	100	19.500
$g_2(t) =$	0	5	30	10.500
$g_3(t) =$	0	0	0	0
$Custo(t) =$	—	11.000	19.000	30.000
$\pi(t) =$	—	100	500	—

# Despacho no modelo horizonte rolante? (não antecipativo com custo de oportunidade das rampa)

- Sistema com 3 geradores:
  - Fixado o despacho de  $t = 1$ ,
  - Rodamos o modelo multiperíodo para  $t = 2$ ,
  - O despacho em  $t = 1$  não é mais uma decisão. É um parâmetro.
  - Somente porque não há incerteza, o despacho fica igual ao modelo antecipativo multiperíodo

	$t = 0$	$t = 1$	$t = 2$	Custo Total
$d(t) =$	100	100	130	
$g_1(t) =$	100	95	100	19.500
$g_2(t) =$	0	5	30	10.500
$g_3(t) =$	0	0	0	0
$Custo(t) =$	—	11.000	19.000	30.000
$\pi(t) =$	—	100		—



# O CMO do modelo horizonte rolante é diferente do multiperíodo

- Sistema com 3 geradores: CMO em  $t = 2$ 
  - Variável Dual: aumento do **custo total ótimo** quando  $d(2) = 130 + 1$
  - $\Delta \text{Custo}(t = 2) = 300$
  - O despacho em  $t = 1$  não pode ser alterado

	$t = 0$	$t = 1$	$t = 2$	Custo Total
$d(t) =$	100	100	$130 + 1$	
$g_1(t) =$	100	95	100	19.400
$g_2(t) =$	0	5	30	11.100
$g_3(t) =$	0	0	+1	0
$\text{Custo}(t) =$	—	11.000	19.800	30.800
$\pi(t) =$	—	100	800	—

# E se as eólicas soprarem forte demais?

## Modelo multiperíodo antecipativo

- Sistema com 3 geradores:
  - Potência de cada gerador = 100 MW (geração mínima 0)
  - Máxima rampa de descida = 25 MW
  - Custo variável unitário = 100, 300, 800 R\$/MWh
  - 2 períodos consecutivos:  $d(t = 1) = 100 \text{ MW}$  e  $d(t = 2) = 70 \text{ MW}$
  - Gerador 1 inicia ligado com  $g_1(0) = 100 \text{ MW}$  atendendo a demanda sozinho

	$t = 0$	$t = 1$	$t = 2$	Custo Total
$d(t) =$	100	100	70	
$g_1(t) =$	100	95	70	16.500
$g_2(t) =$	0	5	0	1.500
$g_3(t) =$	0	0	0	0
$Custo(t) =$	—	11.000	7.000	18.000
$\pi(t) =$	—	?	?	

# E se as eólicas soprarem forte demais?

## Modelo multiperíodo antecipativo

- Sistema com 3 geradores: CMO em  $t = 1$ 
  - Variável Dual: aumento do **custo total ótimo** quando  $d(1) = 100 + 1$
  - $\Delta \text{Custo total} = \Delta \text{Custo}(t = 1) + \Delta \text{Custo}(t = 2)$
  - $\Delta \text{Custo}(t = 1) = 300$
  - $\Delta \text{Custo}(t = 2) = 0$

	$t = 0$	$t = 1$	$t = 2$	Custo Total
$d(t) =$	100	$100 + 1$	70	
$g_1(t) =$	100	95	70	16.500
$g_2(t) =$	0	$5 + 1$	0	<b>1.800</b>
$g_3(t) =$	0	0	0	0
$\text{Custo}(t) =$	—	11.300	7.000	18.300
$\pi(t) =$	—	<b>300</b>	<b>?</b>	

# E se as eólicas soprarem forte demais?

## Modelo multiperíodo antecipativo

- Sistema com 3 geradores: CMO em  $t = 2$ 
  - Variável Dual: aumento do **custo total ótimo** quando  $d(2) = 70 + 1$
  - $\Delta \text{Custo total} = \Delta \text{Custo}(t = 1) + \Delta \text{Custo}(t = 2)$
  - $\Delta \text{Custo}(t = 1) = 100 - 300 = -200$
  - $\Delta \text{Custo}(t = 2) = 100$

	$t = 0$	$t = 1$	$t = 2$	Custo Total
$d(t) =$	100	100	$70 + 1$	
$g_1(t) =$	100	$95 + 1$	$70 + 1$	16.700
$g_2(t) =$	0	$5 - 1$	0	1.200
$g_3(t) =$	0	0	0	0
$\text{Custo}(t) =$	—	10.800	7.100	17.900
$\pi(t) =$	—	300	-100	

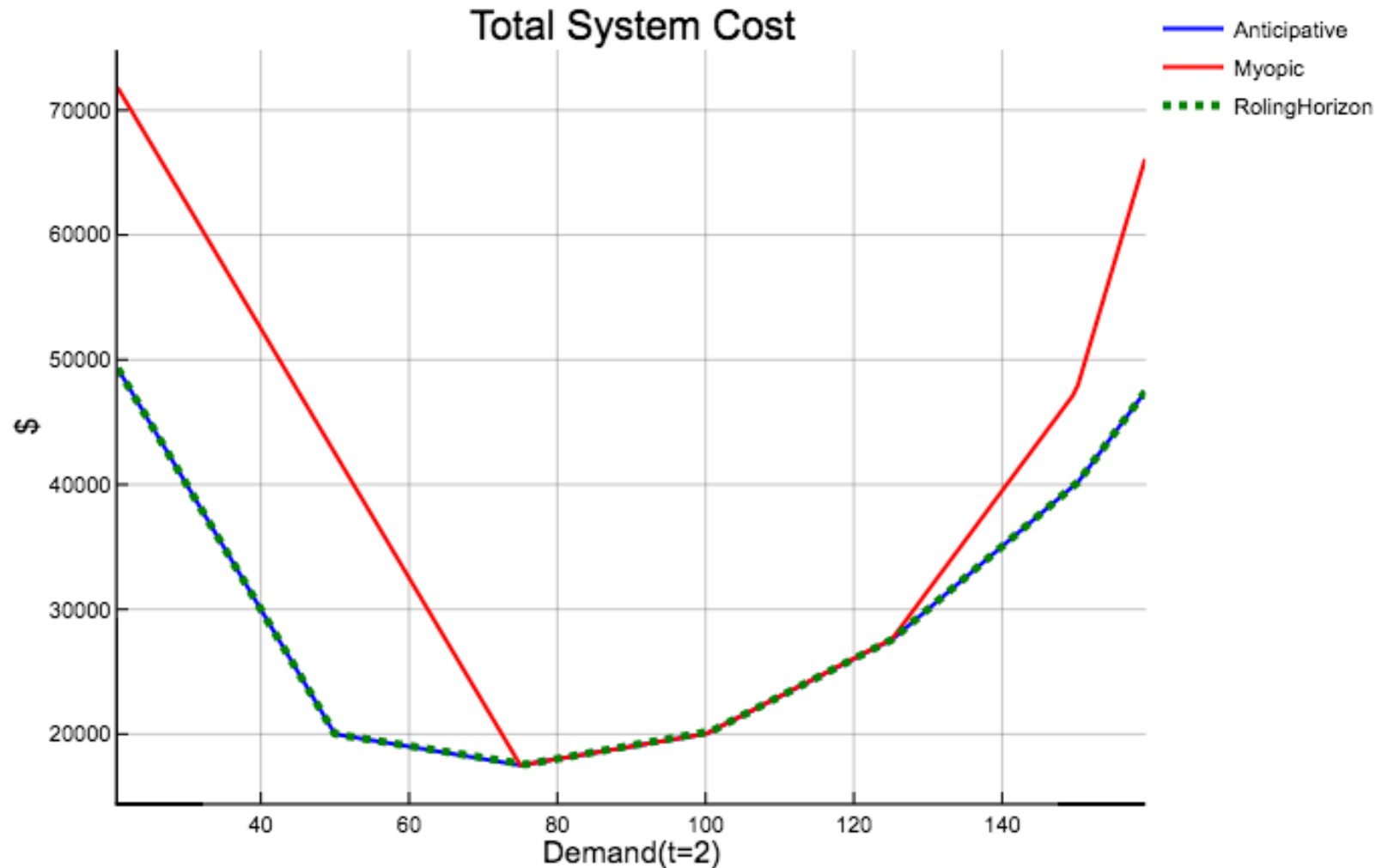
- Sistema com 3 geradores: CMO em  $t = 2$ 
  - $\Delta \text{Custo}(t = 2) = 100$

	$t = 0$	$t = 1$	$t = 2$	Custo Total
$d(t) =$	100	100	70 + 1	
$g_1(t) =$	100	95	70 + 1	16.600
$g_2(t) =$	0	5	0	1.500
$g_3(t) =$	0	0	0	0
$\text{Custo}(t) =$	—	11.000	7.100	18.100
$\pi(t) =$	—	300	+100	

# Custo do sistema - Antecipativo vs Míope

$$c_{WS} = 2 \times 10^3$$

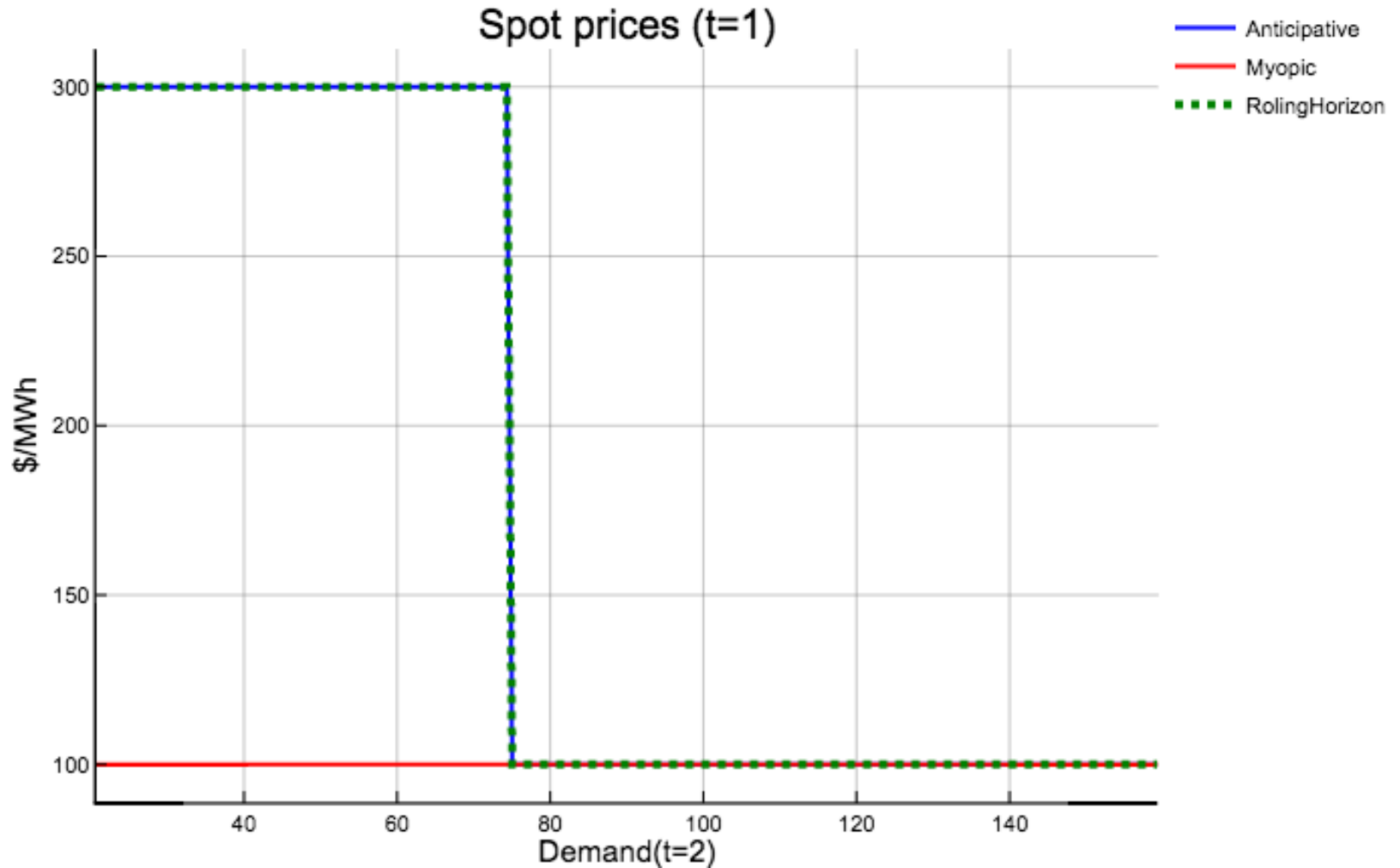
$$c_{WS} = 1 \times 10^3$$



# Spot em $t = 1$ - Antecipativo vs Míope

$$c_{WS} = 2 \times 10^3$$

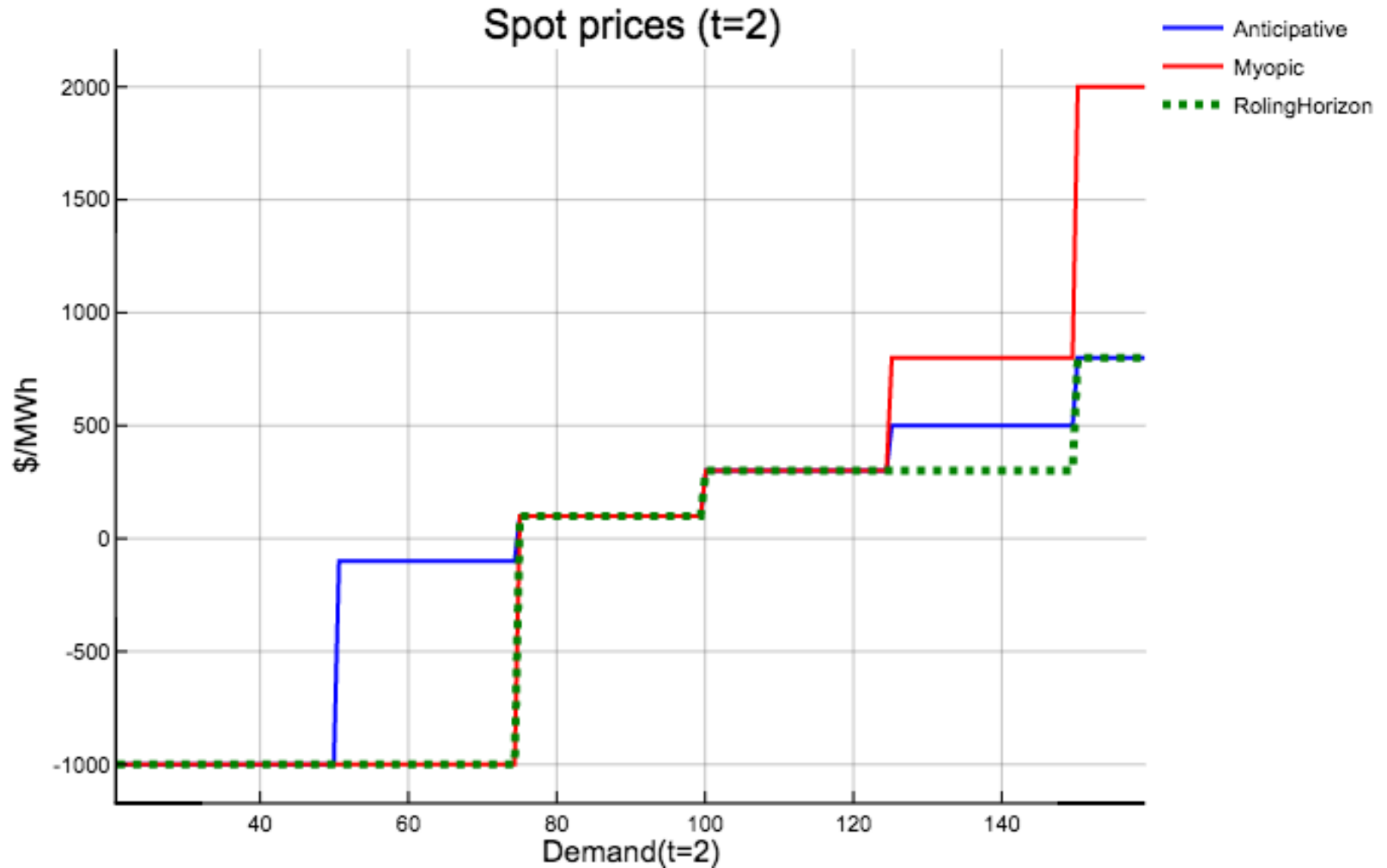
$$c_{WS} = 1 \times 10^3$$



# Spot em $t = 2$ - Antecipativo vs Míope

$$c_{WS} = 2 \times 10^3$$

$$c_{WS} = 1 \times 10^3$$





- Previsibilidade dos preços de curto prazo
  - Geradores, consumidores e comercializadores precisam alimentar suas estratégias de hedge e contratação
  - Planejador define GF e ICB com base em preços
- Planejamento precisa incorporar as restrições de curto prazo
  - Do contrário, o viés otimista que será mostrado no valor da água "afogará" os sinais de preço já na largada
- Custos de oportunidade de curto prazo
  - Faria sentido um PLD que não levasse em consideração a incerteza das afluências e o custo de oportunidade do uso futuro da água?
  - Temos que considerar nos preços de curto prazo o processo de revelação das incertezas e custos de oportunidade de restrições de curto prazo
  - Diferenças de preço criam os sinais para atração em investimentos em flexibilidade e armazenamento

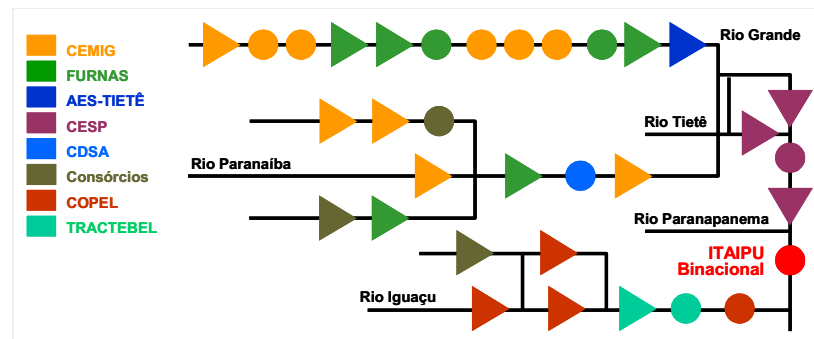
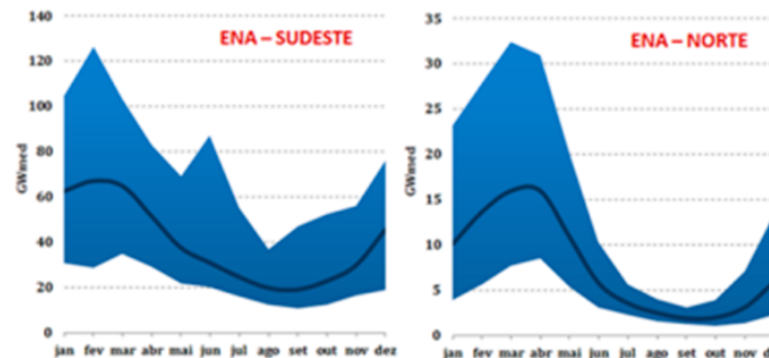
# AGENDA

- Breve história
- Efeito das simplificações
- Restrições de curto prazo na PDDE
- Considerações finais



## Os desafios de se operar um sistema praticamente 100% hídrico

- Simplificamos aspectos da operação
- e adotamos uma escala temporal consistente com a adversidade imposta pelo principal recurso (hídrico)
- Modelamos "bem" as afluentes hídricas
- e as restrições que limitavam o seu uso
- O efeito das simplificações eram pequenos e havia gordura

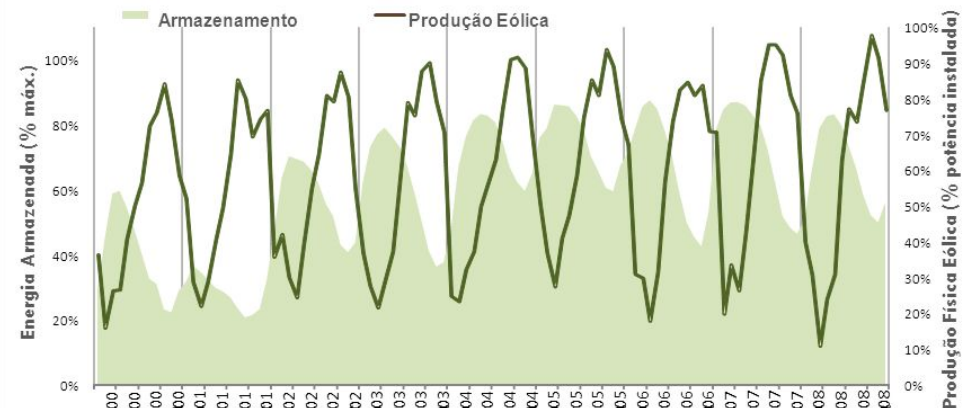


## Os desafios de se operar um sistema praticamente 100% hídrico

- A carga cresceu
- A gordura diminuiu
- O sistema estressou
- A percepção dos impactos aumentou
- Novas oportunidades apareceram
- Novas indústrias vieram...

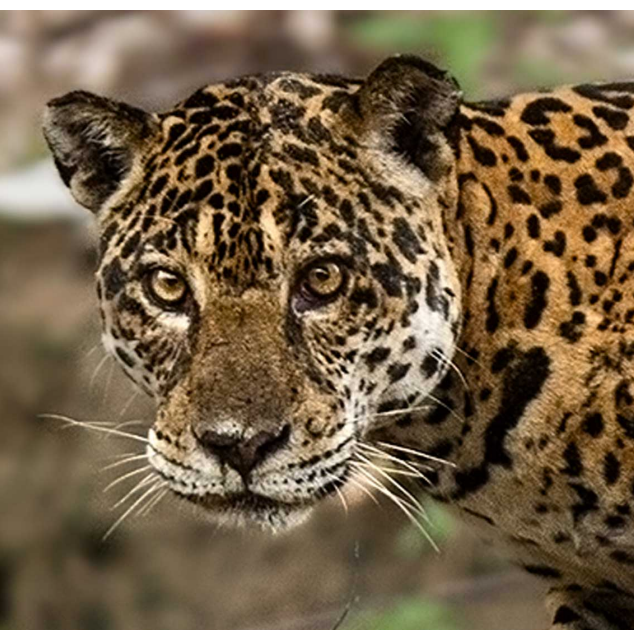


**Temos que aproveitar essa complementaridade entre as fontes!**



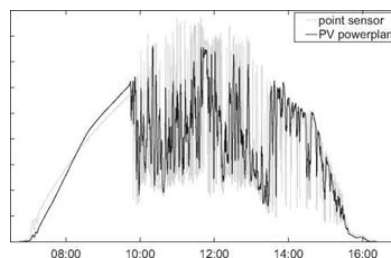
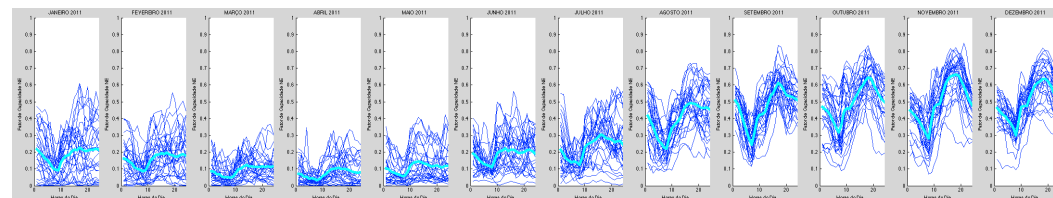
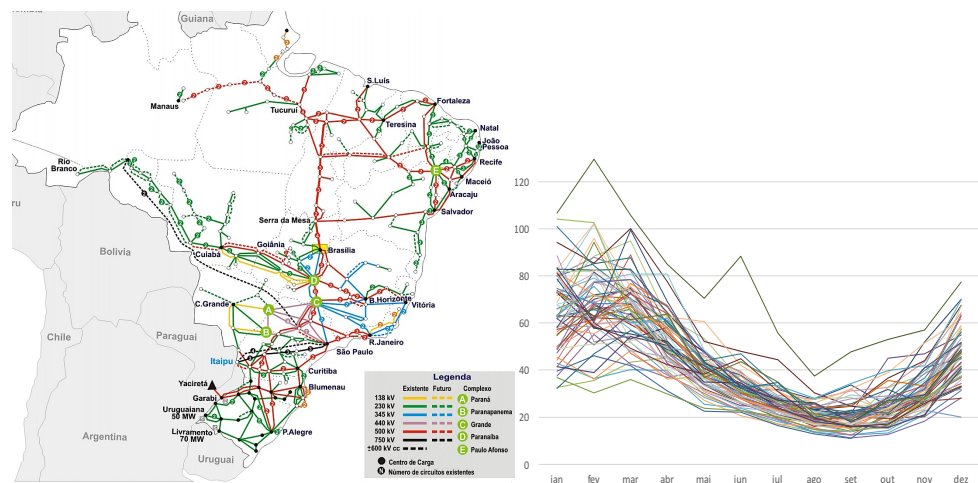


# O fim dos grandes reservatórios chegou



## Operar um sistema com muita variabilidade

- Alta variabilidade de hidros sem reservatório
- Alta variabilidade das eólicas
- Contingências
- Restrições elétricas e capacidade de transmissão
- Relação armazenamento/carga diminuindo
- Critério de aversão a risco míope a esses desafios
- Expansão que não enxerga esse desafio





## O sistema passa a ser demandado em muitas dimensões

- Transmissão operando em diversos modos, não só para transferir grandes blocos de energia como anteriormente
- Reservas hídrica e térmica vs. transmissão e reservatórios
- Multiplicidade de pontos operativos

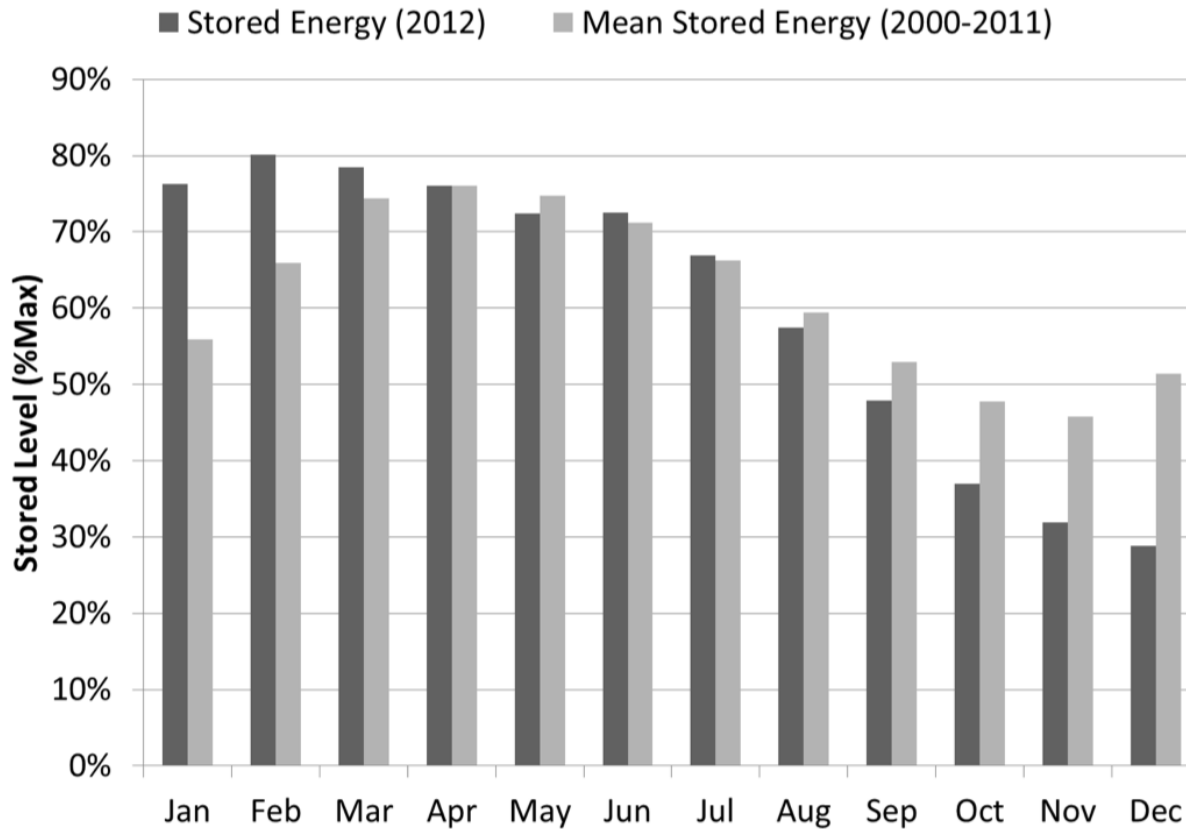


## O sistema passa a ser demandado em muitas dimensões

- Transmissão operando em diversos modos, não só para transferir grandes blocos de energia como anteriormente
- Reservas hídrica e térmica vs. transmissão e reservatórios
- **Multiplicidade de pontos operativos passa a revelar mais as discrepâncias entre planejamento e operação**

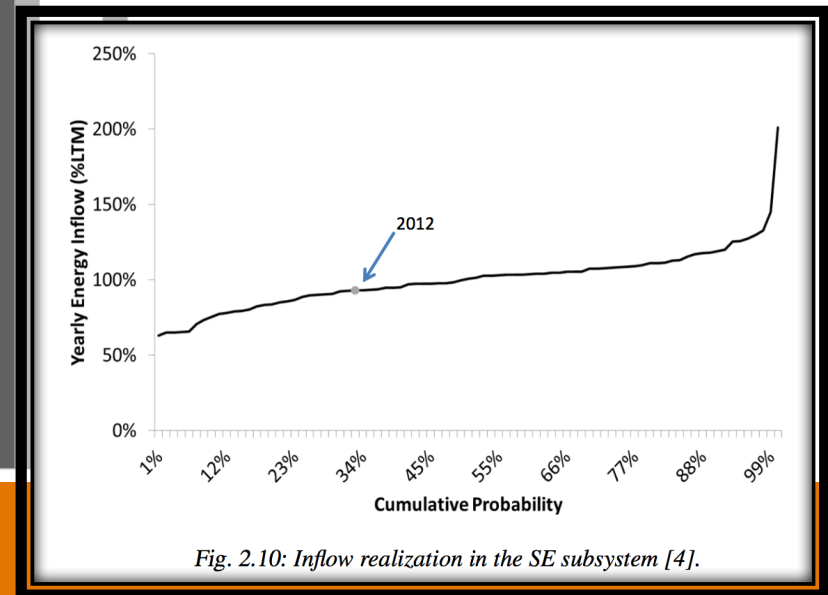
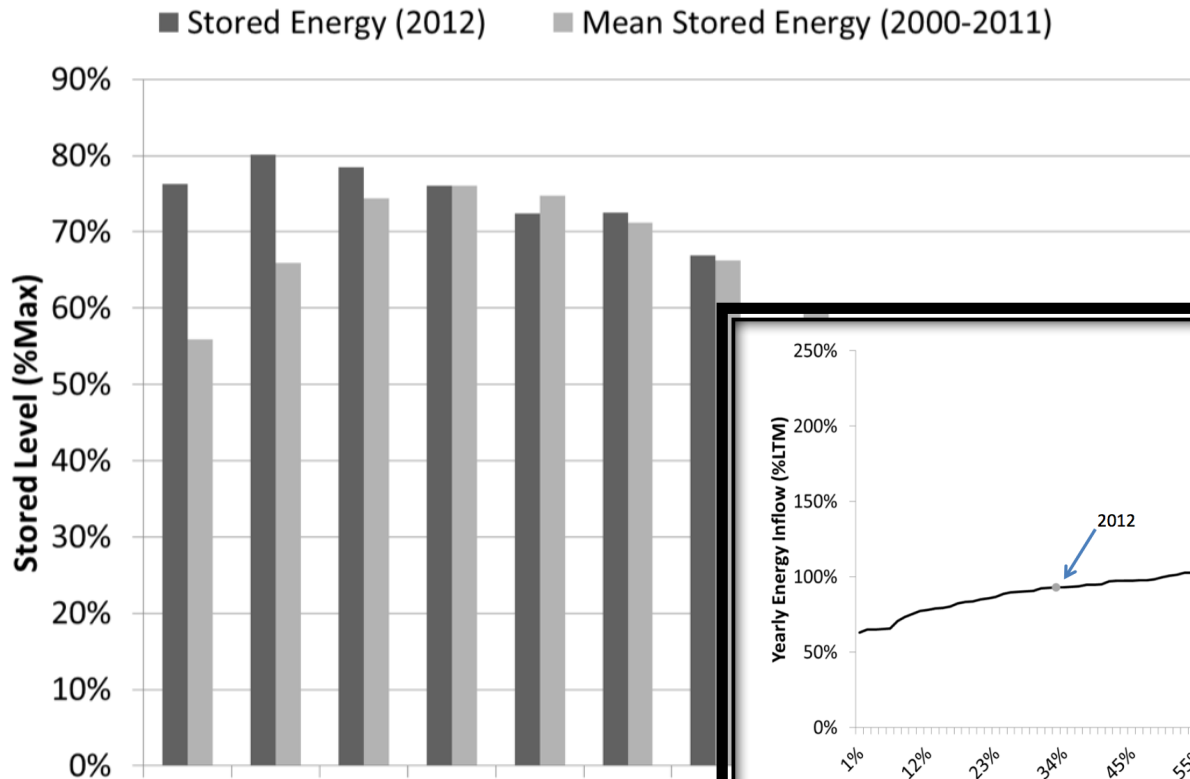






*Fig. 2.9: Reservoirs levels in the SE subsystem in 2012 and mean Reservoirs levels between the years of 2000 and 2011. [4]*

# Discrepância entre planejamento e operação real?



## O que aconteceu?

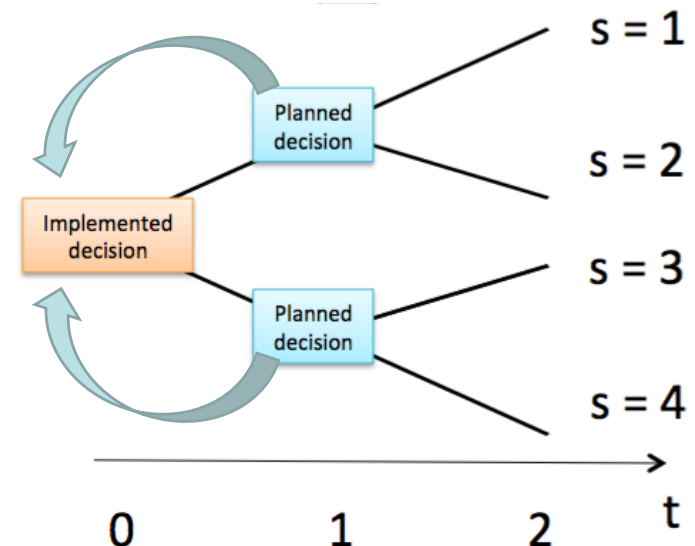
- Reserva girante inferior a 1%?
- Critério de segurança n-2 e sendo elevado a n-3?
- Chuvas em regiões diferentes do padrão?
- Coeficientes de produtividade das hídros?

# AGENDA

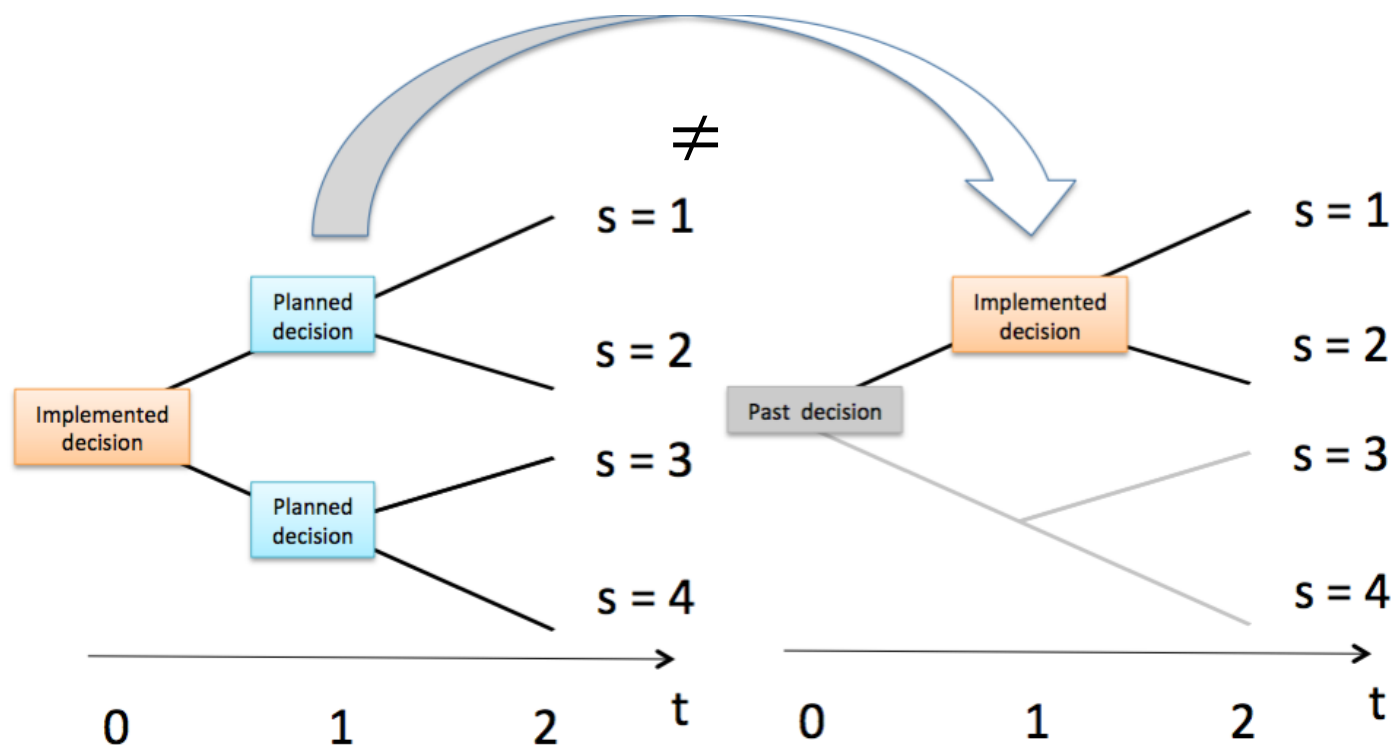
- Breve história
- Efeito das simplificações
- Restrições de curto prazo na PDDE
- Considerações finais



- Objetivam incorporar nas decisões de primeiro estágio (decisões implementadas) as flexibilidade e restrições que a dinâmica das decisões futuras apresentam respeitada a estrutura de revelação das incertezas
- Isso é equivalente a calcular o custo de oportunidade da água. Sabemos que não considerá-lo gera um custo muito alto
  - **Decisões implementadas:** decisões de primeiro estágio condicionais obtidas pelo problema de controle em um dado estado
  - **Decisões planejadas:** aquelas utilizadas para modelar o custo e restrições da dinâmica com que as decisões serão implementadas no futuro



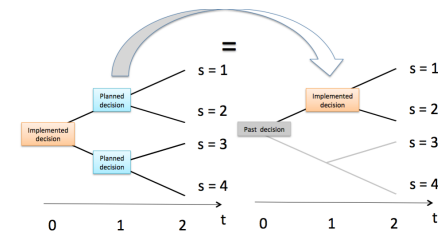
- As decisões planejadas são diferentes do que se implementa



Mesmo que ocorra o mesmo cenário de incerteza

<http://www.maxwell.vrac.puc-rio.br/22609/22609.PDF>

- Simplificações
  - restrições de transmissão, critério de segurança, agregação dos reservatórios, não linearidades (fluxo de potência, curvas de produtividade, unit commitment), estrutura de revelação da informação (hazard-decision)
  - Se não representamos as adversidades de curto prazo, a necessidade de recursos para superá-las não ganha valor. Estaremos sempre levando sustos
- Não antecipação de mudanças nos parâmetros de aversão a risco e dados do sistema (expansão, melhorias, etc)
  - Precisamos de metodologias para atenuar esses efeitos





$$GAP = \frac{1}{M} \sum_{t=1}^T \sum_{\omega=1}^M c_t^\top g_{t,\omega}^{Imp} - \frac{1}{M} \sum_{t=1}^T \sum_{\omega=1}^M c_t^\top g_{t,\omega}^{Plan}$$

## Assessing the Cost of Time-Inconsistent Operation Policies in Hydrothermal Power Systems

Arthur Brigatto, *Student Member, IEEE*, Alexandre Street , *Senior Member, IEEE*, and Davi M. Valladão

**Abstract**—The current state-of-the-art method used for medium- and long-term planning studies of hydrothermal power system operation is the stochastic dual dynamic programming (SDDP) algorithm. The computational savings provided by this method notwithstanding, it still relies on major system simplifications to achieve acceptable performances in practical applications. In contrast with its actual implementation, simplifications in the planning stage may induce time-inconsistent policies, and consequently, a suboptimality gap. In this paper, we extend the concept of time inconsistency to measure the effects of modeling simplifications in the SDDP framework for hydrothermal operation planning. Case studies involving simplifications in transmission lines modeling and in security criteria indicate that these source of time inconsistency may result in unexpected reservoir depletion and spikes in energy market spot prices.

**Index Terms**—Hydrothermal power system operation planning, stochastic dual dynamic programming (SDDP), time inconsistency.

### I. INTRODUCTION

representation [9], and nonanticipativity constraints for first-stage decisions<sup>1</sup>, among others. Nevertheless, computational tractability issues prevent ISOs from introducing this level of detail in the medium/long-term operative plans drawn by the SDDP policy. In this scenario, short-term decisions, which make use of the information obtained from long-term studies utilizing the cost-to-go (or recourse) function, are made with inaccurate (inconsistent) information about the future system operation and its own decision process. Therefore, implemented decisions are generally likely to deviate from those obtained in the planning stage, which is the definition of time inconsistency (see [14]–[16]). According to [14], time inconsistency induces to sub-optimality in the decision process that can be measured by the inconsistency gap.

Time consistency of optimal policies is conceptually defined by [14]: “a policy is time consistent if and only if the future planned decisions are actually going to be implemented.” The

- Modelo de Planejamento e Modelo de Implementação
- Estudo controlado para medir o efeito de se operar com outro custo de oportunidade

$$\min_{g_t, y_t, f_t} c_t g_t + Q_{t+1}^{plan}(v_t)$$

Sujeito a:

$$A_t g_t + P_t u_t + C_t f_t = d_t$$

$$v_t + u_t + s_t = v_{t-1} + w_{t,\omega}$$

$$(y_t, g_t, f_t) \in \mathcal{X}_t^{plan}$$

**Modelo de Planejamento**

(Geralmente mais simplificado)

Modelo utilizado para calcular o valor da água

$$\min_{g_t, y_t, f_t} c_t g_t + Q_{t+1}^{plan}(v_t)$$

Sujeito a:

$$A_t g_t + P_t u_t + C_t f_t = d_t$$

$$v_t + u_t + s_t = v_{t-1} + w_{t,\omega}$$

$$(y_t, g_t, f_t) \in \mathcal{X}_t^{imp}$$

**Modelo de Implementação**

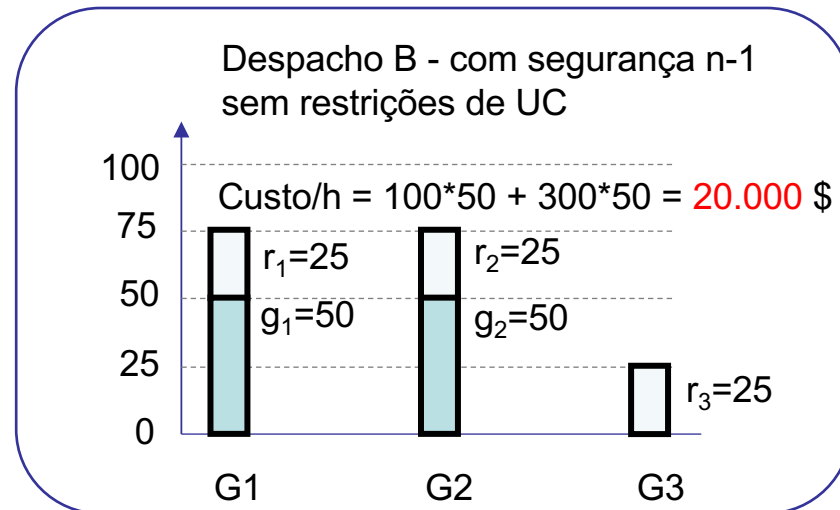
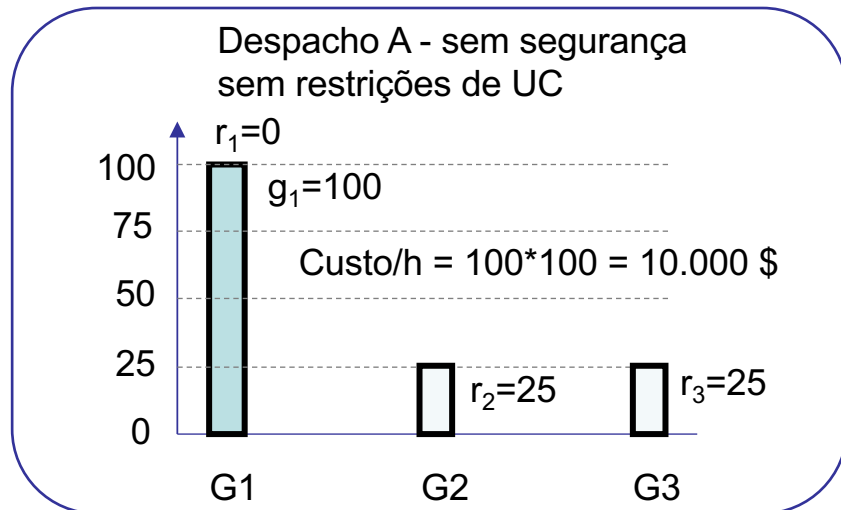
(Geralmente mais detalhado)

Modelo utilizado para tomar a decisão em t



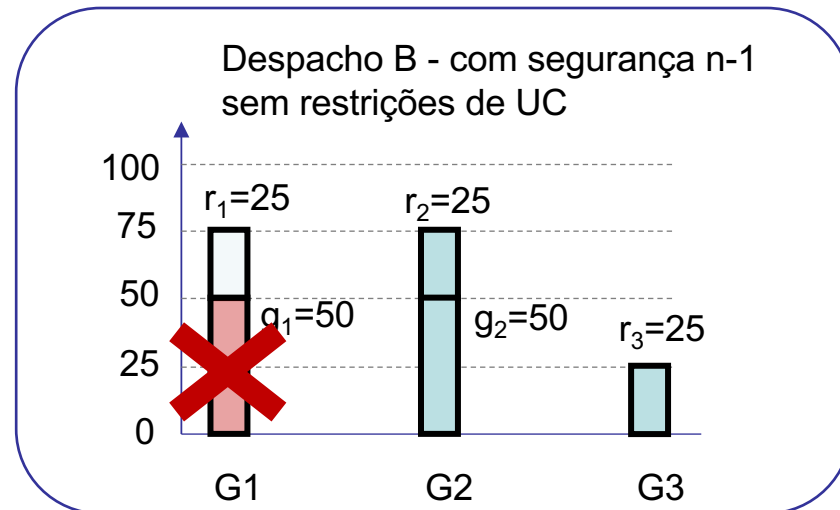
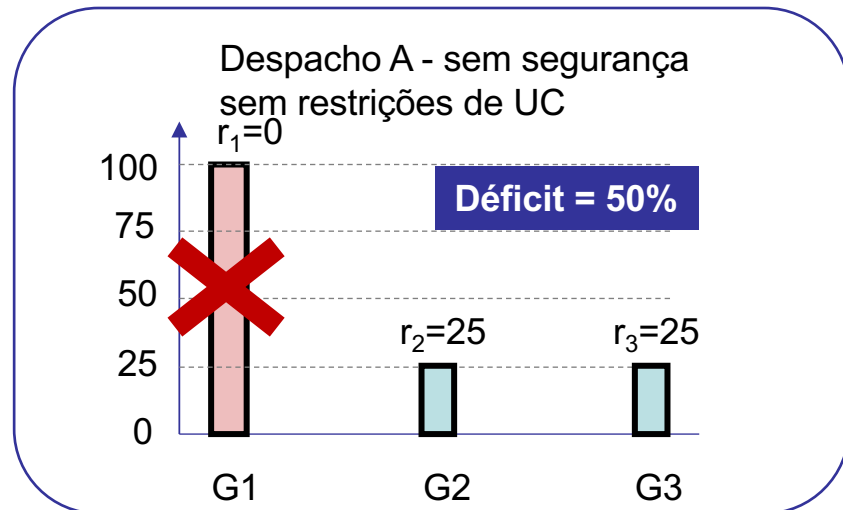
# O planejamento deve ou não considerar o critério de segurança?

- Sistema com carga = 100 MW e 3 geradores:
  - Potência de cada gerador = 100 MW
  - Máxima rampa de reserva = 25 MW
  - Custo variável unitário = 100, 300, 600



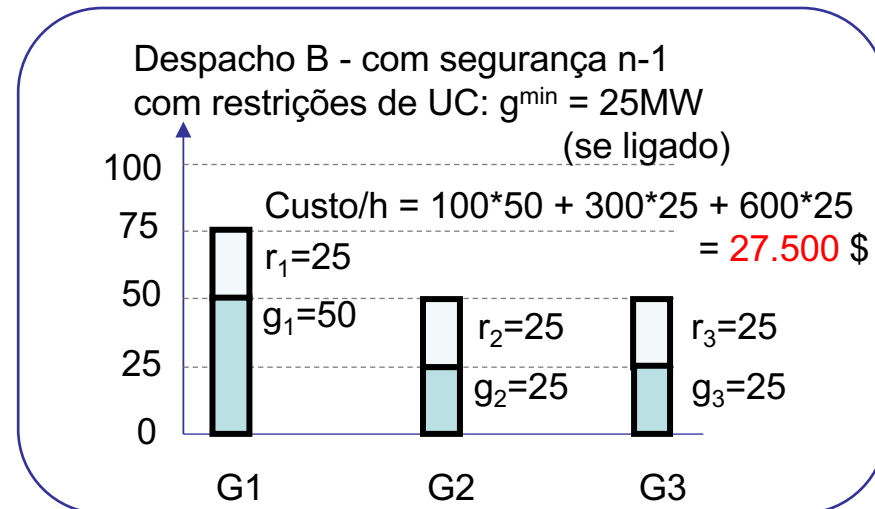
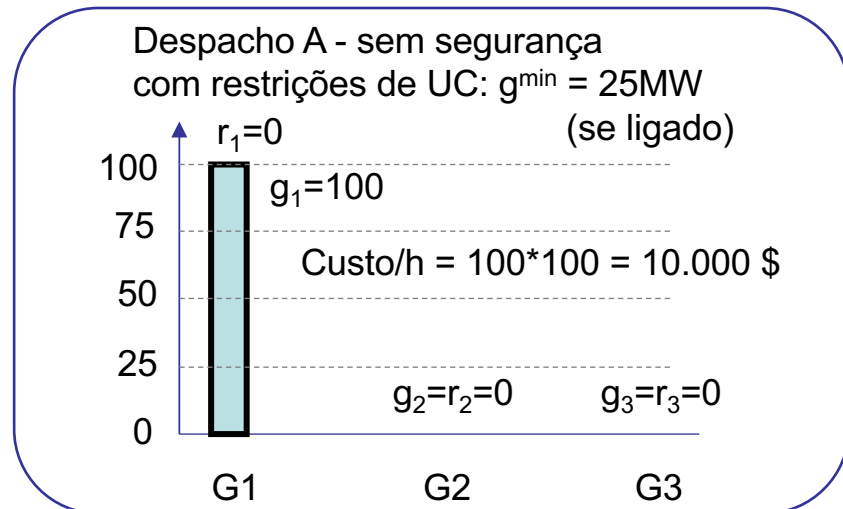
# O planejamento deve ou não considerar o critério de segurança?

- Se uma das usinas operando falhar
  - Caso A: reservas insuficientes (déficit de 50% da demanda)
  - Caso B: as demais usinas utilizam a reserva e mantêm o suprimento da carga
  - Mas no caso B, reserva não girante foi utilizada



# O planejamento deve ou não considerar o critério de segurança?

- Se implementamos restrições de unit commitment
  - O gerador tem geração mínima de 25 MW, se conectado
  - Para fornecer reserva girante, é necessário estar conectado
  - Como precisamos da reserva de G3, precisamos ligá-lo no mínimo



## Simplificações devido a restrições de transmissão e n-1

- O efeito acumulado não é desprezível



XXIV SNPTEE  
SEMINÁRIO NACIONAL DE PRODUÇÃO E  
TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

22 a 25 de outubro de 2017  
Curitiba - PR

GRUPO - 9

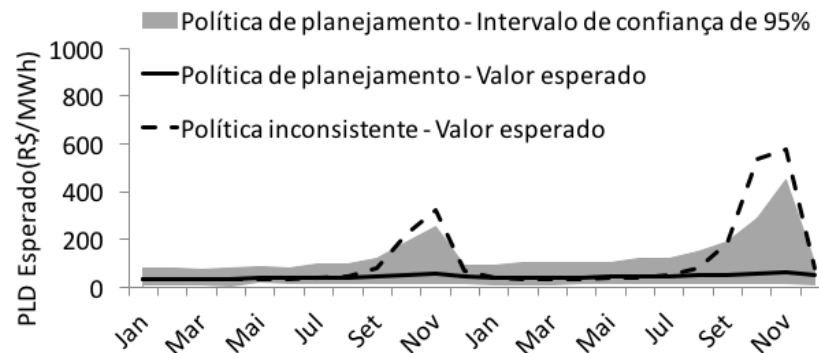
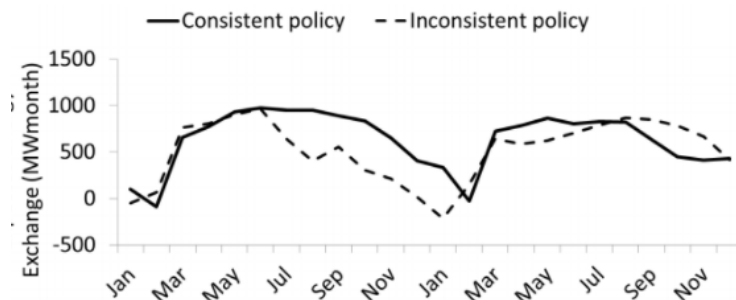
GRUPO DE ESTUDO DE OPERAÇÃO DE SISTEMAS ELÉTRICOS - GOP

Otimização de Energia e Serviços Ancilares no Planejamento da Operação de Sistemas Hidrotérmicos

Arthur Brigatto  
PUC-Rio

Alexandre Street(\*)  
PUC-Rio

Davi M. Valladão  
PUC-Rio



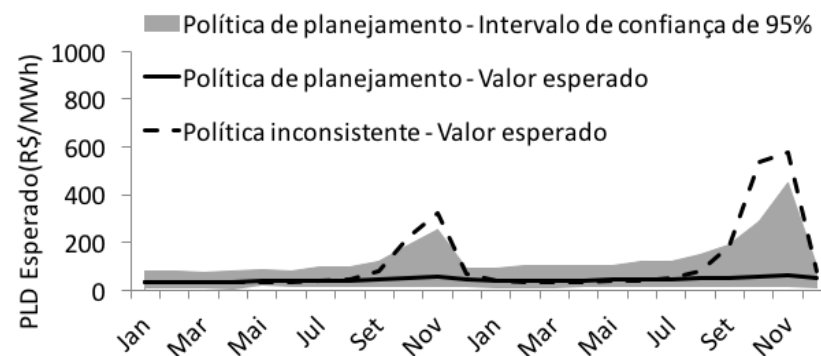
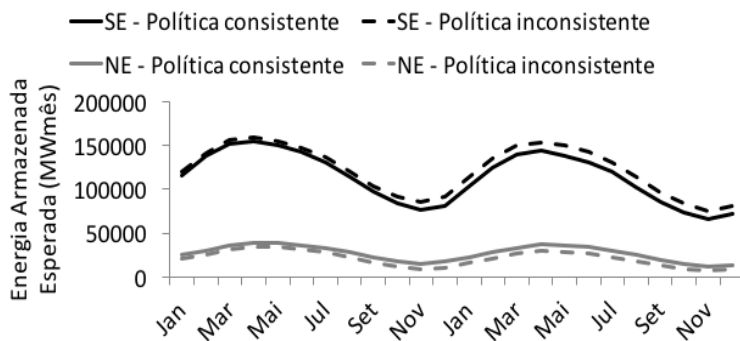
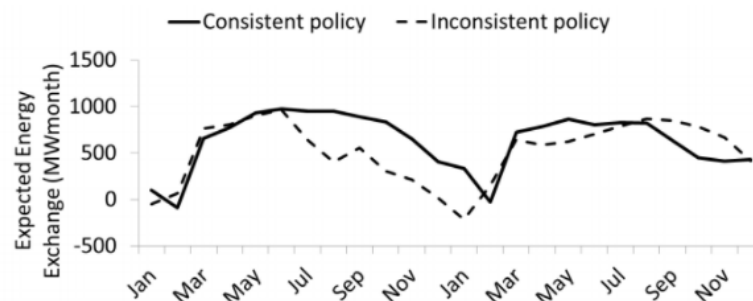
## Simplificações devido a restrições de transmissão e n-1

- O efeito acumulado não é desprezível

TABLE III

COST COMPARISON: INCONSISTENT VS PLANNING POLICIES (MMR\$).

	GAP	Planning policy	Inconsistent policy	Consistent policy
95% CI upper bound	3,890.89	3,407.20	7,165.59	3,675.77
Sample average	111%	3,303.18	6,989.61	+8%
95% CI lower bound	3,481.99	3,199.15	6,813.63	3,457.80



- Atuais dificuldades do Sistema Brasileiro
- Reservatórios que não enchem mais
- GSF sistematicamente abaixo de 1
  - Judicialização do setor
- PLD's imprevisíveis com incerteza desproporcional:
  - Redução de atratividade e financiabilidade
- Garantias físicas que não refletem a operação
- COP, CEC e ICB's distorcidos: sinal errado para expansão
- Leilões alocando recursos de longo prazo de maneira inconsistente (otimista)

# AGENDA

- Breve história
- Efeito das simplificações
- Restrições de curto prazo na PDDE
- Considerações finais





- O sistema deve ser capaz de suprir a carga mesmo que 1 ou 2 elementos saiam de operação:  $n-1$  e  $n-2$
- Para isso, devemos programar as reservas conjuntamente ao despacho

## Co-Optimization of Energy and Ancillary Services for Hydrothermal Operation Planning Under a General Security Criterion

Alexandre Street , Senior Member, IEEE, Arthur Brigatto, Student Member, IEEE, and Davi M. Valladão

**Abstract**—One of the most used methods for long-term hydrothermal operation planning is the stochastic dual dynamic programming (SDDP). Using this method, the immediate and future water opportunity cost can be balanced and an economic-dispatch policy can be defined for multiple reservoirs under inflow uncertainty. In this framework, equipment outages and reserve deliverability are generally disregarded, despite their strong impact on the operative plan. However, recent advances in robust optimization have shown how to endogenously account for security criteria in scheduling models with reduced computational burden. Within this framework, reserve deliverability is ensured across the network via the co-optimization of energy and reserves (ancillary services). In this paper, we propose a new multistage model for planning hydrothermal coordination that co-optimizes the nominal energy dispatch and individual up and down reserve allocations. The main goal of this paper is to address a general  $n - K$  security criterion, such that, for each inflow scenario, the system is capable of withstanding the loss of up to  $K$  components, i.e., generation or transmission assets. The proposed methodology uses the column-and-constraint generation algorithm to efficiently incorporate a compound umbrella set of contingencies in the SDDP algorithm. Results for the Brazilian power system data corroborate the effectiveness of the proposed model.

in short-term operation. Industry practices for power system operations rely on standard security criteria, [5], such as  $n - 1$  and  $n - 2$ . Note that the implementation of security criteria significantly changes the generation operational point. Even if no contingency occurs, the nominal, or pre-contingency, dispatch profile is significantly different from that obtained when no security criterion is considered. Therefore, although equipment failures can be classified as short-term uncertainty sources, the impact of security criteria on the long-term operational plan should be considered in the well-known tradeoff between the immediate and future water opportunity cost [6].

Deterministic security criteria, such as  $n - K$ , have been widely explored in the recent literature (see [2], [4], [5], [7]–[11]). Because of their relevance to current industry practices, recent studies of robust optimization applied to power systems have addressed this subject within short-term operational problems (see [2], [4], [11]). For example, to address an  $n - 2$  security criterion, contingency-constrained models must ensure power balance under each post-contingency state comprising the loss of up to two elements. In the classical representation, full contingency-dependent (FCD) models, which explicitly ac-



- Cootimização da energia e reservas (serviços *ancillares*) para garantir um critério n-K
- Em cada estágio e cenário da PDDE: resolver um problema com um número de restrições e variáveis que cresce combinatorialmente com n e K

$$Q_t(v_{t-1}, \mathbf{w}_{t,\omega}) = \min_{\substack{\phi_t^+, \phi_t^-, \phi_t^{+c}, \phi_t^{-c}, \\ g_t, y_t, f_t, \theta_t, \\ \Delta u_t^{up}, \Delta u_t^{dn}, \\ \Delta g_t^{up}, \Delta g_t^{dn}, \\ g_t^c, y_t^c, f_t^c, \theta_t^c}} c_t^\top g_t + \sum_{i \in \mathcal{I}^T} (c_i^U \Delta g_{t,i}^{up} + c_i^D \Delta g_{t,i}^{dn}) + \sum_{i \in \mathcal{I}^H} (c_i^U \Delta u_{t,i}^{up} + c_i^D \Delta u_{t,i}^{dn}) + C^{Imb}(\phi_t^+ + \phi_t^-, \max_{c \in \mathcal{C}} \{\phi_t^{+c} + \phi_t^{-c}\}) + Q_{t+1}(v_t) \quad (1)$$

subject to

$$Ag_t + By_t + Cf_t + \phi_t^+ - \phi_t^- = d_t \quad (2)$$

$$v_t = v_{t-1} - H_t y_t + \mathbf{w}_{t,\omega} : (\pi_{t,\omega}) \quad (3)$$

$$f_t = S\theta_t \quad (4)$$

$$u_t + \Delta u_t^{up} \leq \bar{U}_t \quad (5)$$

$$u_t - \Delta u_t^{dn} \geq \underline{U}_t \quad (6)$$

$$g_t + \Delta g_t^{up} \leq \bar{G}_t \quad (7)$$

$$g_t - \Delta g_t^{dn} \geq \underline{G}_t \quad (8)$$

$$f_t \in \mathcal{F}_t, y_t \in \mathcal{Y}_t, g_t \in \mathcal{G}_t \quad (9)$$

$$(\Delta u_t^{up}, \Delta u_t^{dn}, \Delta g_t^{up}, \Delta g_t^{dn}) \in \mathcal{R} \quad (10)$$

$$Ag_t^c + By_t^c + Cf_t^c + \phi_t^{+c} - \phi_t^{-c} = d_t; \forall c \in \mathcal{C} \quad (11)$$

$$v_t^c = v_{t-1} - H_t^c y_t^c + \mathbf{w}_{t,\omega} : (\pi_{t,\omega}^c); \forall c \in \mathcal{C} \quad (12)$$

$$f_t^c = Z_t^c S^c \theta_t^c; \forall c \in \mathcal{C} \quad (13)$$

$$v_t^c \geq \gamma v_t; \forall c \in \mathcal{C} \quad (14)$$

$$Z_u^c(u_t - \Delta u_t^{dn}) \leq u_t^c \leq Z_u^c(u_t + \Delta u_t^{up}); \forall c \in \mathcal{C} \quad (15)$$

$$Z_g^c(g_t - \Delta g_t^{dn}) \leq g_t^c \leq Z_g^c(g_t + \Delta g_t^{up}); \forall c \in \mathcal{C} \quad (16)$$

$$f_t^c \in \mathcal{F}_t, y_t^c \in \mathcal{Y}_t, g_t^c \in \mathcal{G}_t, v_t^c \in \mathcal{V}_t; \forall c \in \mathcal{C} \quad (17)$$

- O Sistema tem que sobreviver à perda de até K componentes: usualmente os critérios n-1 e n-2 são usados na prática
- A cada estágio do SDDP temos que resolver um problema com um conjunto combinatório de restrições

$$Q_t(v_{t-1}, w_{t,\omega}) = \min_{\substack{\phi_t^+, \phi_t^-, \phi_t^{+c}, \phi_t^{-c} \\ g_t, y_t, f_t, \theta_t, \\ \Delta u_t^{up}, \Delta u_t^{dn}, \\ \Delta g_t^{up}, \Delta g_t^{dn} \\ g_t^c, y_t^c, f_t^c, \theta_t^c}} c_t^\top g_t + \sum_{i \in \mathcal{I}^T} (c_i^U \Delta g_{t,i}^{up} + c_i^D \Delta g_{t,i}^{dn}) + \sum_{i \in \mathcal{I}^H} (c_i^U \Delta u_{t,i}^{up} + c_i^D \Delta u_{t,i}^{dn}) + C^{Imb}(\phi_t^+ + \phi_t^-, \max_{c \in \mathcal{C}} \{\phi_t^{+c} + \phi_t^{-c}\}) + Q_{t+1}(v_t) \quad (1)$$

subject to

$$Ag_t + By_t + Cf_t + \phi_t^+ - \phi_t^- = d_t \quad (2)$$

$$v_t = v_{t-1} - H_t y_t + w_{t,\omega} : (\pi_{t,\omega}) \quad (3)$$

$$f_t = S\theta_t \quad (4)$$

$$u_t + \Delta u_t^{up} \leq \bar{U}_t \quad \text{Pré-contingência} \quad (5)$$

$$u_t - \Delta u_t^{dn} \geq \underline{U}_t \quad (6)$$

$$g_t + \Delta g_t^{up} \leq \bar{G}_t \quad \text{Pré-contingência} \quad (7)$$

$$g_t - \Delta g_t^{dn} \geq \underline{G}_t \quad (8)$$

$$f_t \in \mathcal{F}_t, y_t \in \mathcal{Y}_t, g_t \in \mathcal{G}_t \quad (9)$$

$$(\Delta u_t^{up}, \Delta u_t^{dn}, \Delta g_t^{up}, \Delta g_t^{dn}) \in \mathcal{R} \quad (10)$$

$$Ag_t^c + By_t^c + Cf_t^c + \phi_t^{+c} - \phi_t^{-c} = d_t; \forall c \in \mathcal{C} \quad (11)$$

$$v_t^c = v_{t-1} - H_t^c y_t^c + w_{t,\omega} : (\pi_{t,\omega}^c); \forall c \in \mathcal{C} \quad (12)$$

$$f_t^c = Z_t^c S^c \theta_t^c; \forall c \in \mathcal{C} \quad (13)$$

$$v_t^c \geq \gamma v_t; \forall c \in \mathcal{C} \quad (14)$$

$$Z_u^c(u_t - \Delta u_t^{dn}) \leq u_t^c \leq Z_u^c(u_t + \Delta u_t^{up}); \forall c \in \mathcal{C} \quad (15)$$

$$Z_g^c(g_t - \Delta g_t^{dn}) \leq g_t^c \leq Z_g^c(g_t + \Delta g_t^{up}); \forall c \in \mathcal{C} \quad (16)$$

$$f_t^c \in \mathcal{F}_t, y_t^c \in \mathcal{Y}_t, g_t^c \in \mathcal{G}_t, v_t^c \in \mathcal{V}_t; \forall c \in \mathcal{C} \quad (17)$$

- O Sistema tem que sobreviver à perda de até K componentes: usualmente os critérios n-1 e n-2 são usados na prática
- A cada estágio do SDDP temos que resolver um problema com um conjunto combinatório de restrições

$$Q_t(v_{t-1}, w_{t,\omega}) = \min_{\substack{\phi_t^+, \phi_t^-, \phi_t^{+c}, \phi_t^{-c} \\ g_t, y_t, f_t, \theta_t, \\ \Delta u_t^{up}, \Delta u_t^{dn}, \\ \Delta g_t^{up}, \Delta g_t^{dn} \\ g_t^c, y_t^c, f_t^c, \theta_t^c}} c_t^\top g_t + \sum_{i \in \mathcal{I}^T} (c_i^U \Delta g_{t,i}^{up} + c_i^D \Delta g_{t,i}^{dn}) + \sum_{i \in \mathcal{I}^H} (c_i^U \Delta u_{t,i}^{up} + c_i^D \Delta u_{t,i}^{dn}) + C^{Imb}(\phi_t^+ + \phi_t^-, \max_{c \in \mathcal{C}} \{\phi_t^{+c} + \phi_t^{-c}\}) + Q_{t+1}(v_t) \quad (1)$$

subject to

$$Ag_t + By_t + Cf_t + \phi_t^+ - \phi_t^- = d_t \quad (2)$$

$$v_t = v_{t-1} - H_t y_t + w_{t,\omega} : (\pi_{t,\omega}) \quad (3)$$

$$f_t = S\theta_t \quad (4)$$

$$u_t + \Delta u_t^{up} \leq \bar{U}_t \quad (5)$$

$$u_t - \Delta u_t^{dn} \geq \underline{U}_t \quad (6)$$

$$g_t + \Delta g_t^{up} \leq \bar{G}_t \quad (7)$$

$$g_t - \Delta g_t^{dn} \geq \underline{G}_t \quad (8)$$

$$f_t \in \mathcal{F}_t, y_t \in \mathcal{Y}_t, g_t \in \mathcal{G}_t \quad (9)$$

$$(\Delta u_t^{up}, \Delta u_t^{dn}, \Delta g_t^{up}, \Delta g_t^{dn}) \in \mathcal{R} \quad (10)$$

$$Ag_t^c + By_t^c + Cf_t^c + \phi_t^{+c} - \phi_t^{-c} = d_t; \forall c \in \mathcal{C} \quad (11)$$

$$v_t^c = v_{t-1} - H_t^c y_t^c + w_{t,\omega} : (\pi_{t,\omega}^c); \forall c \in \mathcal{C} \quad (12)$$

$$f_t^c = Z_l^c S^c \theta_t^c; \forall c \in \mathcal{C} \quad (13)$$

$$v_t^c \geq \gamma v_t; \forall c \in \mathcal{C} \quad (14)$$

$$Z_u^c(u_t - \Delta u_t^{dn}) \leq u_t^c \leq Z_u^c(u_t + \Delta u_t^{up}); \forall c \in \mathcal{C} \quad (15)$$

$$Z_g^c(g_t - \Delta g_t^{dn}) \leq g_t^c \leq Z_g^c(g_t + \Delta g_t^{up}); \forall c \in \mathcal{C} \quad (16)$$

$$f_t^c \in \mathcal{F}_t, y_t^c \in \mathcal{Y}_t, g_t^c \in \mathcal{G}_t, v_t^c \in \mathcal{V}_t; \forall c \in \mathcal{C} \quad (17)$$

Pós-contingência

- Temos que considerar todas os possíveis estados pós-contingência em cada subproblema da PDDE!

Para n-2

Todos os vetores binários

com 2 zeros:  $\xi(\omega) = [1111011110111]^T$

n	K = 1	K = 2	K = 3
3	3	3	1
10	10	45	120
50	50	1,225	19,600
100	100	4,950	161,700
150	150	11,175	551,300
200	200	19,900	1,313,400
250	250	31,125	2,573,000
300	300	44,850	4,455,100
350	350	61,075	7,084,700
400	400	79,800	10,586,800
450	450	101,025	15,086,400
500	500	124,750	20,708,500

Conjunto muito grande  
de restrições de fluxo de  
potência:  
um para cada estado  
pós-contingência

$$\text{minimize}_{x \in \{0,1\}^n} c^T x + \alpha$$

subject to:

$$Ax \leq b$$

First stage problem

$$Tx - Wy(\xi(1)) \geq h(\xi(1))$$

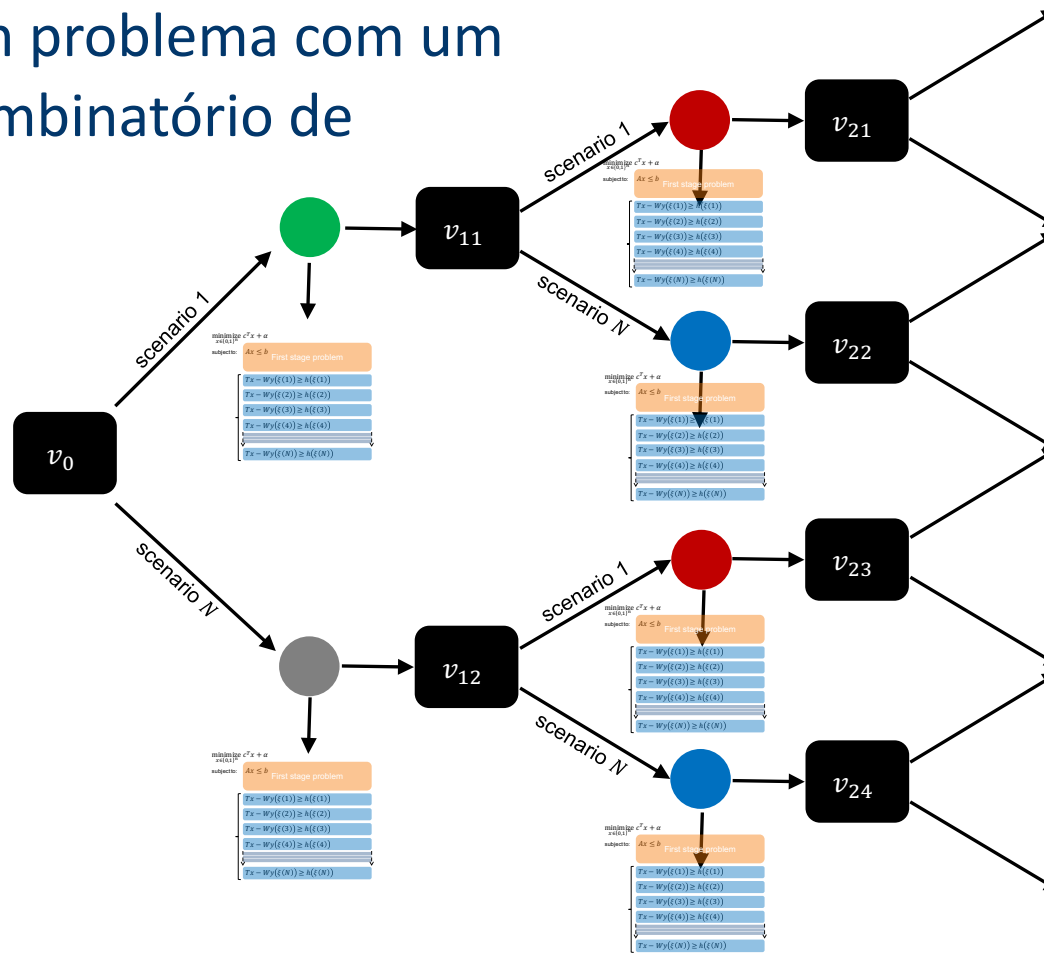
$$Tx - Wy(\xi(2)) \geq h(\xi(2))$$

$$Tx - Wy(\xi(3)) \geq h(\xi(3))$$

$$Tx - Wy(\xi(4)) \geq h(\xi(4))$$

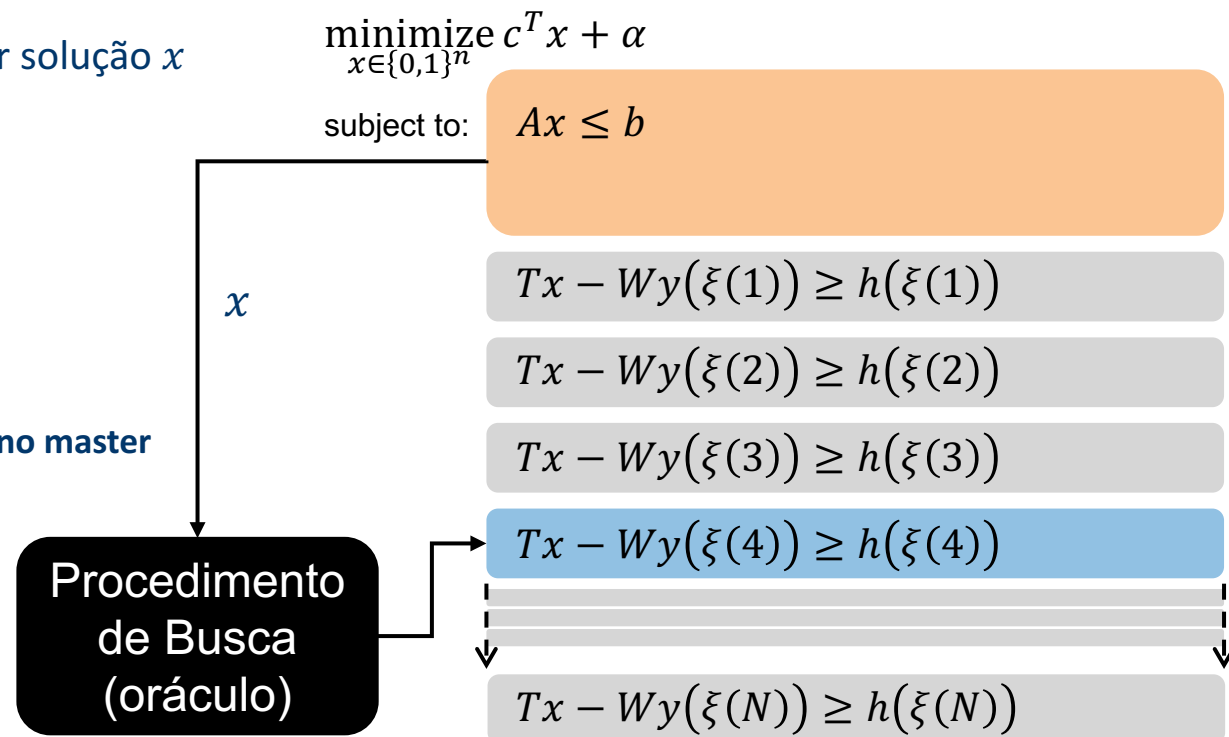
$$Tx - Wy(\xi(N)) \geq h(\xi(N))$$

Em cada nó da árvore temos que resolver um problema com um número combinatório de restrições



## Geração de Coluna e Restrição (GCR) para resolver o problema robusto

1. Inicializar sem restrição pós-contingência
2. Resolver o master e encontrar solução  $x$
3. Encontre estado mais violado
  - worst-case corte de carga
4. Corte de carga é zero?
  - Sim: Pare
  - **Não: adicione as restrições no master**
5. Volte ao passo 2



## Geração de Coluna e Restrição (GCR) para resolver o problema robusto

1. Inicializar sem restrição pós-contingência
2. Resolver o master e encontrar solução  $x$
3. Encontre estado mais violado
  - worst-case corte de carga
4. Corte de carga é zero?
  - **Sim: Pare**
  - Não: adicione as restrições no master
5. Volte ao passo 2

$$\underset{x \in \{0,1\}^n}{\text{minimize}} \quad c^T x + \alpha$$

$$\text{subject to:} \quad Ax \leq b$$

$$Tx - Wy(\xi(1)) \geq h(\xi(1))$$

$$Tx - Wy(\xi(2)) \geq h(\xi(2))$$

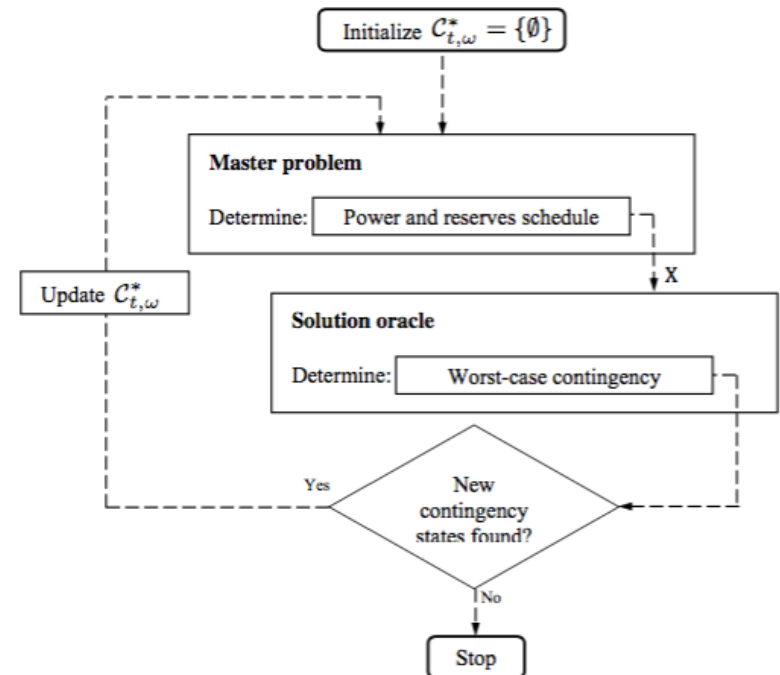
$$Tx - Wy(\xi(3)) \geq h(\xi(3))$$

$$Tx - Wy(\xi(4)) \geq h(\xi(4))$$

$$Tx - Wy(\xi(N)) \geq h(\xi(N))$$

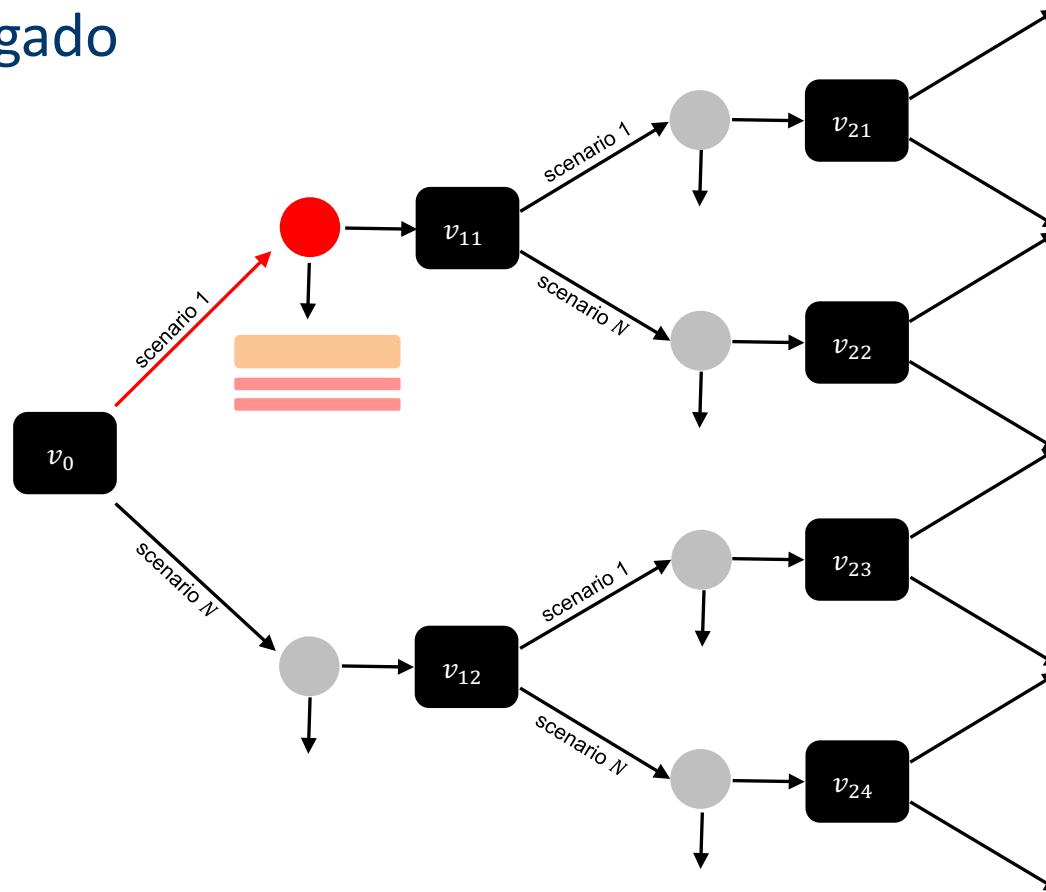
Poucos cenários protegem contra muitos!  
Propriedade de métricas de pior caso

- Conjunto guarda-chuva de contingências
  - é pequeno
  - é robusto frente a mudanças no RHS
  - Pode ser compartilhado entre os problemas dos diversos nós da PDDE
  - O problema sem todas as restrições gera um limite inferior
- PDDE com a GCR
  - Aplicar a GCR em cada cenários da PDDE
  - Utilizar as contingências identificadas em cenários e estágios anteriores para inicializar a GCR de um dado subproblema.
  - Desligar o oráculo depois de uma iteração forward completa sem encontrar restrições violadas
  - Após um dado número de iterações, religar o oráculo

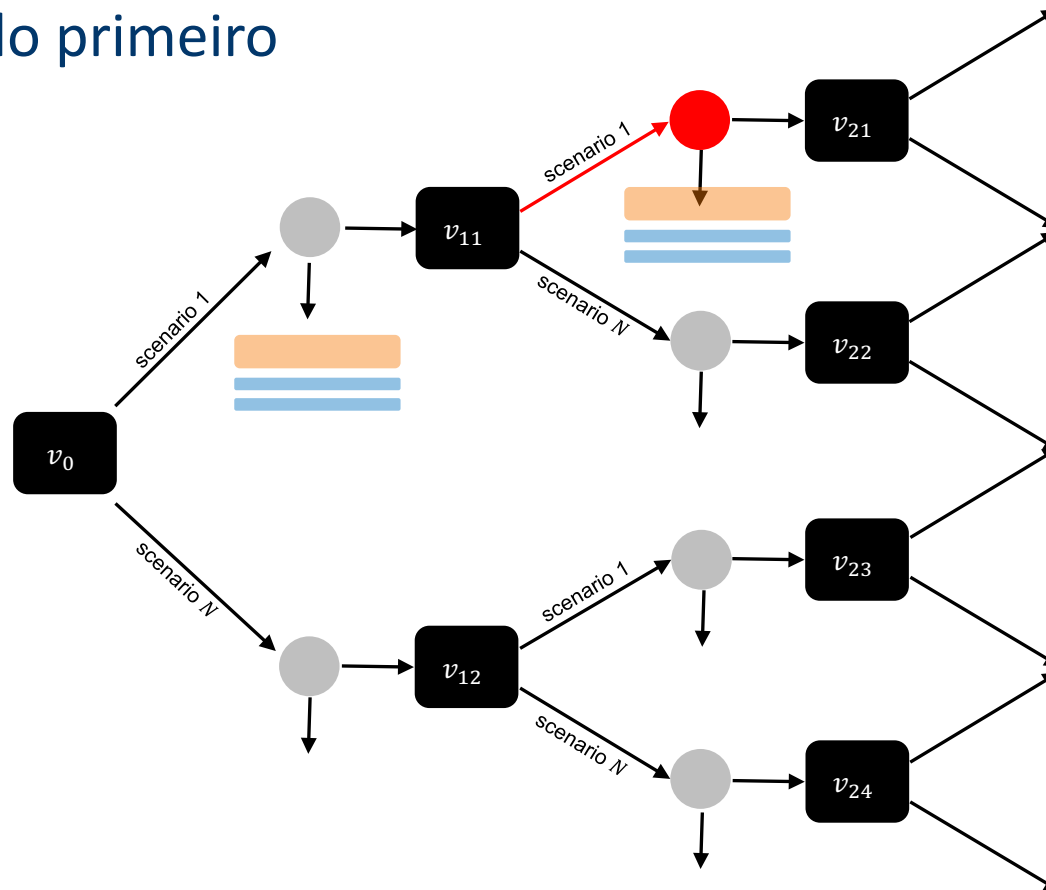




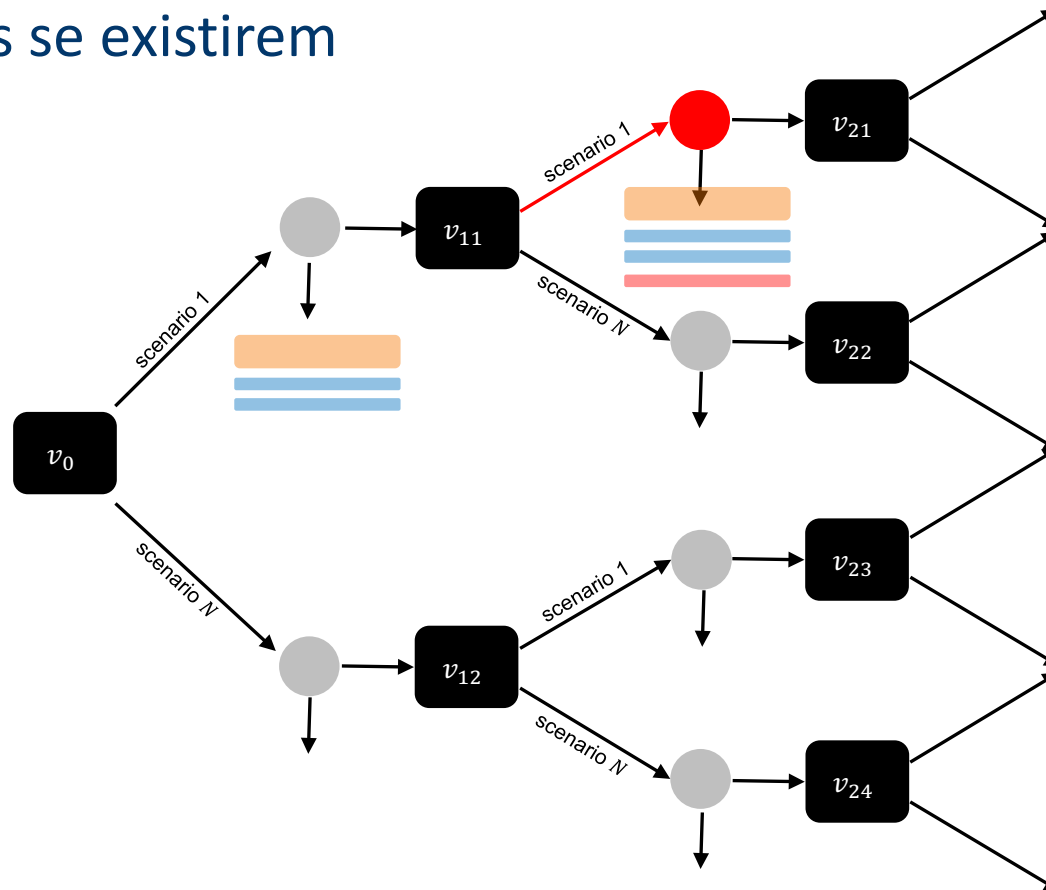
Resolver o primeiro problema com  
o oráculo ligado



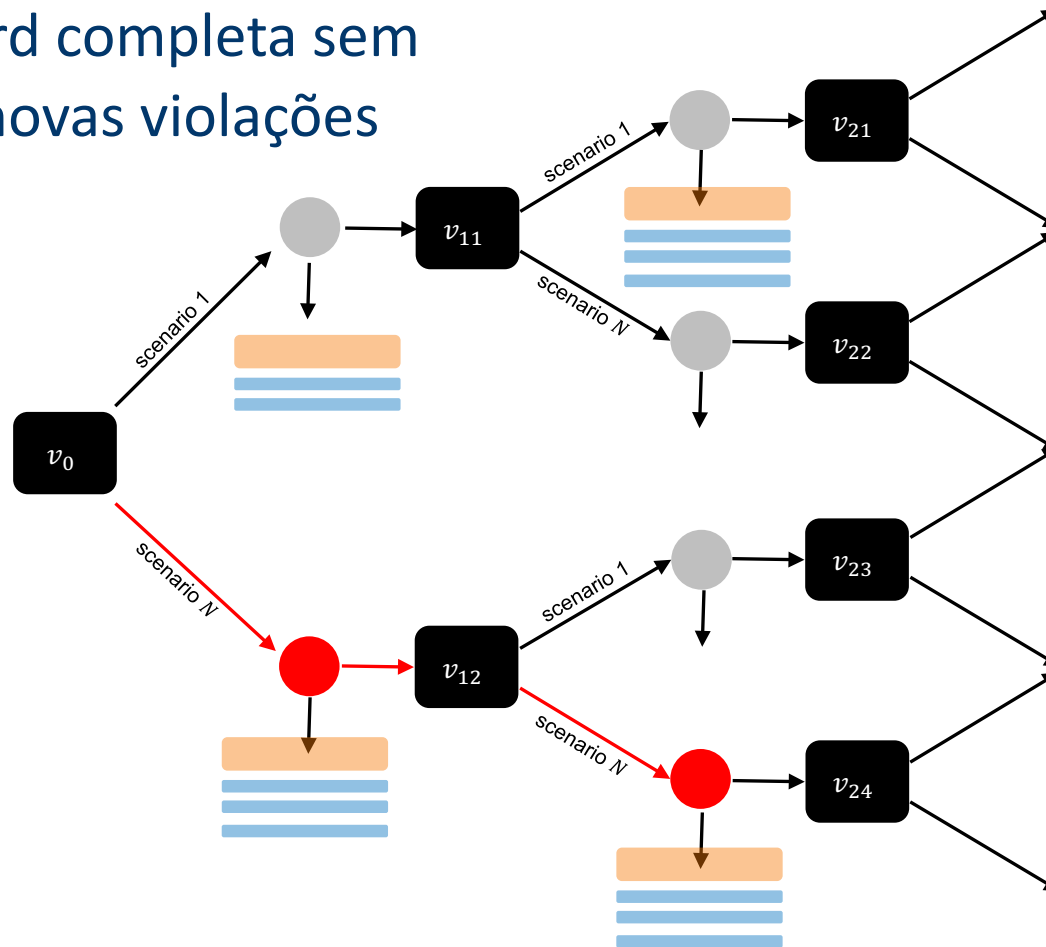
O segundo problema já utiliza as restrições do primeiro



Novas restrições violadas são adicionadas se existirem



Desligando o oráculo depois de uma forward completa sem encontrar novas violações



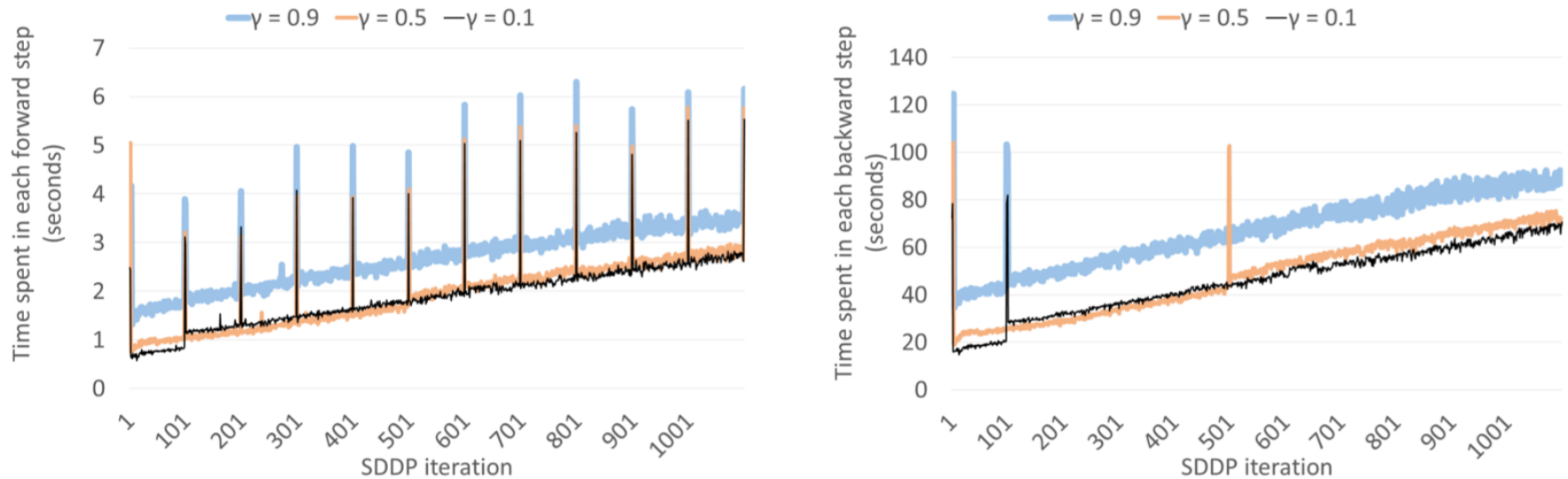
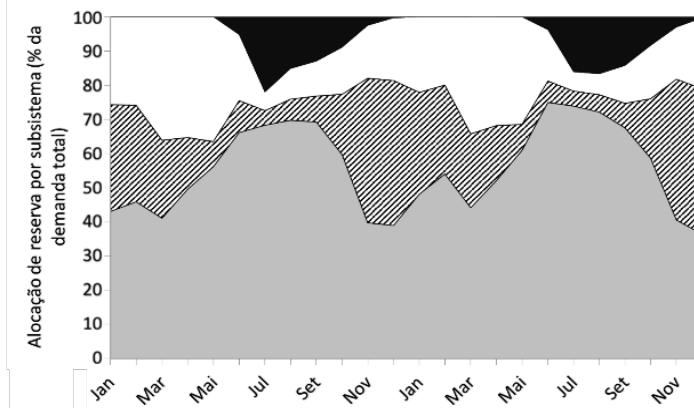
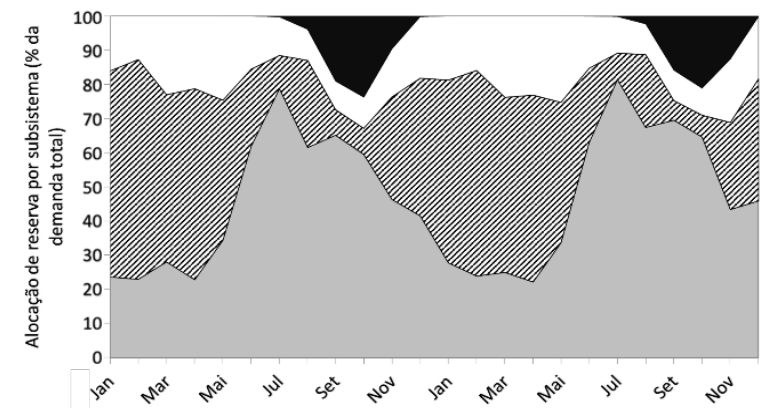
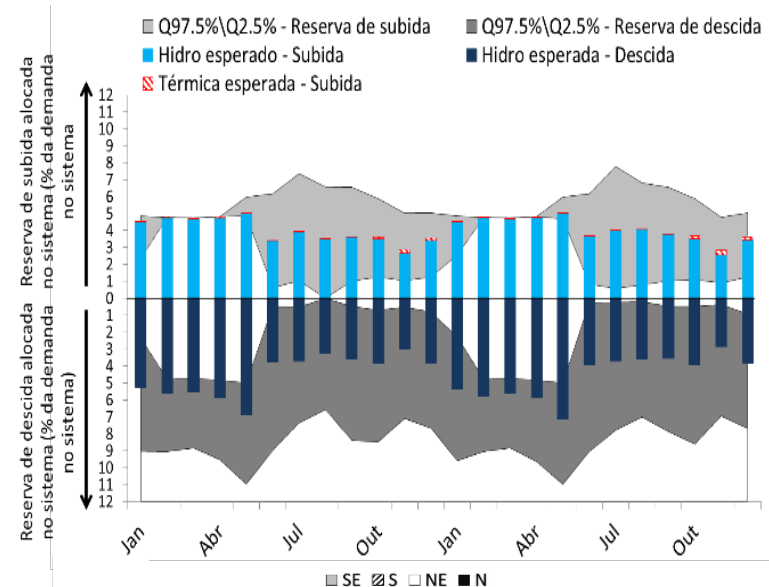
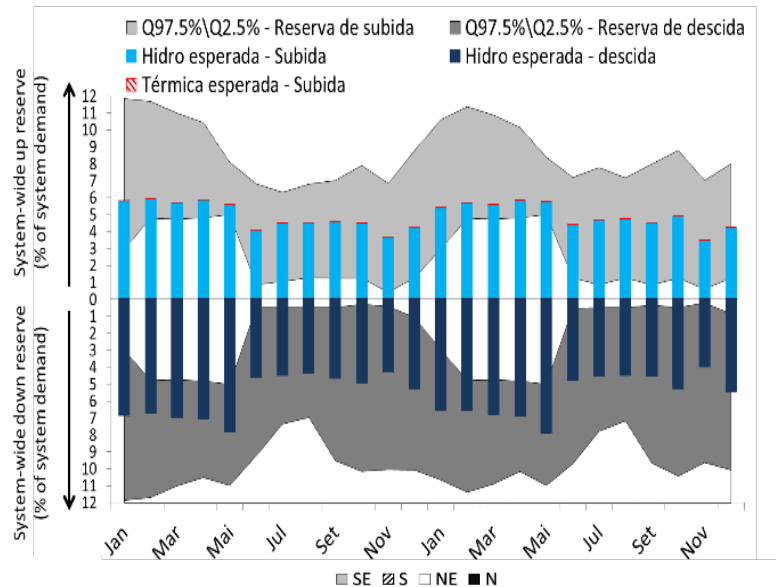


Fig. 1. Time spent (seconds) in each forward (left) and backward (right) steps.

Case	Lower bound ( $z$ ) ( $10^6$ R\$)	Operational cost ( $\bar{z}$ ) ( $10^6$ R\$)			System-wide Up-reserves (% of total demand)			System-wide Down-reserves (% of total demand)			Running time (hours)			$ C^* $	$\frac{ C^* }{ C }$
		CI(95%) LB	Sample average	CI(95%) UB	$Q_{2.5\%}$	Sample average	$Q_{97.5\%}$	$Q_{2.5\%}$	Sample average	$Q_{2.5\%}$					
											FCD	CCG <sub>MILP</sub>	CCG <sub>INSP</sub>		
$n - 0$	13,483.17	14,889.61	15,165.83	15,442.07	-	-	-	-	-	-	6.7	-	-	-	-
$n_T - 1$	13,729.48	15,570.95	15,850.17	16,129.40	0.82	0.95	1.06	0.82	0.96	1.07	22.9	13.8	12.5	3	30.0%
$n_{GT} - 1$	13,868.83	15,707.45	15,988.48	16,269.51	0.91	1.18	1.51	0.83	0.97	1.11	#	19.8	19.8	7	6.67%
$n_{GT} - 2$	18,463.96	21,600.69	21,924.60	22,248.52	3.51	4.00	4.44	3.78	4.45	5.17	#	27.0	53.6	12	0.22%

- Níveis ótimos de reservas no sistema são parte da política



# AGENDA

- Breve história
- Efeito das simplificações
- Restrições de curto prazo na PDDE
- Considerações finais

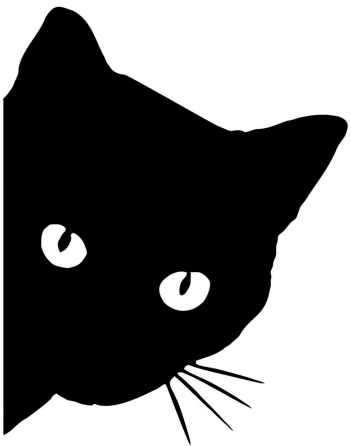
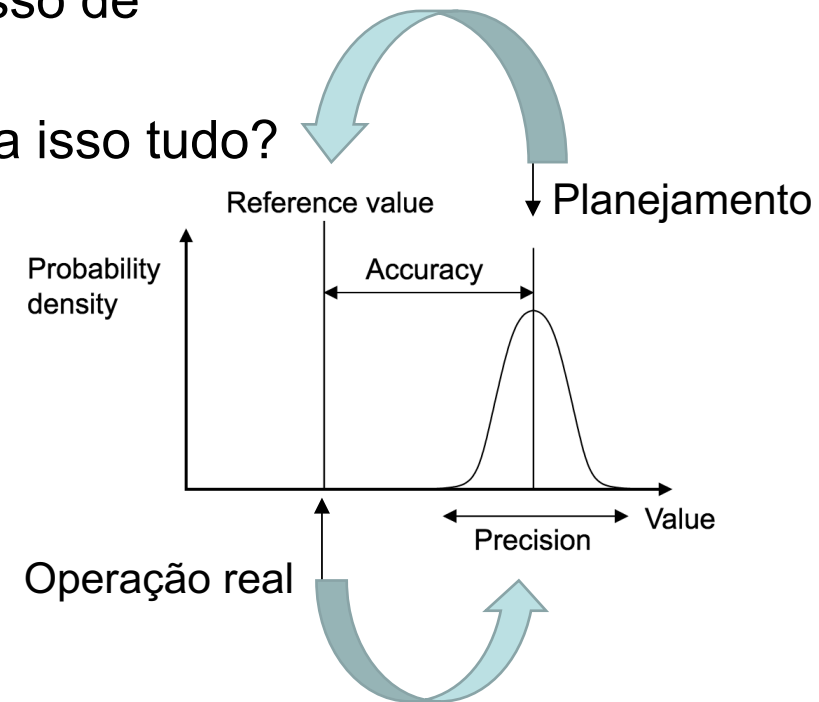




- O planejamento existe para antecipar dificuldades e oportunidades
- O mundo é inconsistente, não tem jeito!
- Mas existem inconsistências que são potencialmente muito perigosas: “é melhor errar e verter do que errar e dar déficit”
- Como saber qual a melhor política?
  - SIMULADOR DE ALTA ACURÁCIA: capaz de simular com acurácia o sistema em um longo horizonte temporal sob múltiplos cenários
  - Impulsiona a necessidade do DESSEM
- Cuidado! O simulador não resolve o problema!!!
  - Precisamos identificar as *características* que restringem a operação de curto prazo e levá-las, de maneira robusta (garantir viabilidade), para o planejamento. Caso contrário, o valor dos recursos necessários para contorná-las não aparecerá e eles não serão programados.

O modelo de planejamento é a pedra fundamental do setor

1. Como acelerar a convergência entre modelos e operação real?
2. Como induzir o operador à consistência entre planejado e realizado?
3. Como garantir dados realistas e políticas de medição, acompanhamento, e melhoria do processo de planejamento/operação?
4. Qual a estrutura institucional que induz a isso tudo?





## Laboratory of Applied Mathematical Programming and Statistics

Laboratory for research and development on mathematical programming (optimization) and statistics to resolve relevant issues for industry and society, in particular for energy and financial sectors. LAMPS comprises professors, researchers and students associated with the Electrical and Industrial Engineering Departments of Pontifical Catholic University of Rio de Janeiro (PUC-Rio), Brazil.