

Setor Elétrico Brasileiro e Modelagem de Sistemas de E&G

Ricardo Perez

[ricardo@psr-inc.com]

Preparada para:



Ferramentas Analíticas

- ▶ A PSR tem mais de 25 anos de experiência no desenvolvimento de ferramentas analíticas para o planejamento e simulação de sistemas de eletricidade e gás
- ▶ Ferramentas da PSR, como os modelos OptGen, SDDP e NCP, tem sido utilizados em centenas de estudos para reguladores, operadores de sistemas, concessionários, investidores e consultoras em mais de 40 países em todos os 5 continentes

Operação e Planejamento em Sistemas Elétricos

- ▶ **Despacho** – Otimizar o uso dos recursos existentes (hidro, gás natural, renováveis, térmicas, etc.) que permita uma operação econômica, segura e confiável do sistema
- ▶ **Expansão** – Determinar a expansão necessária (novas usinas, linhas, transformadores, reatores, etc.) para que o sistema opere de forma econômica, segura e confiável

Operação e Planejamento em Sistemas Elétricos

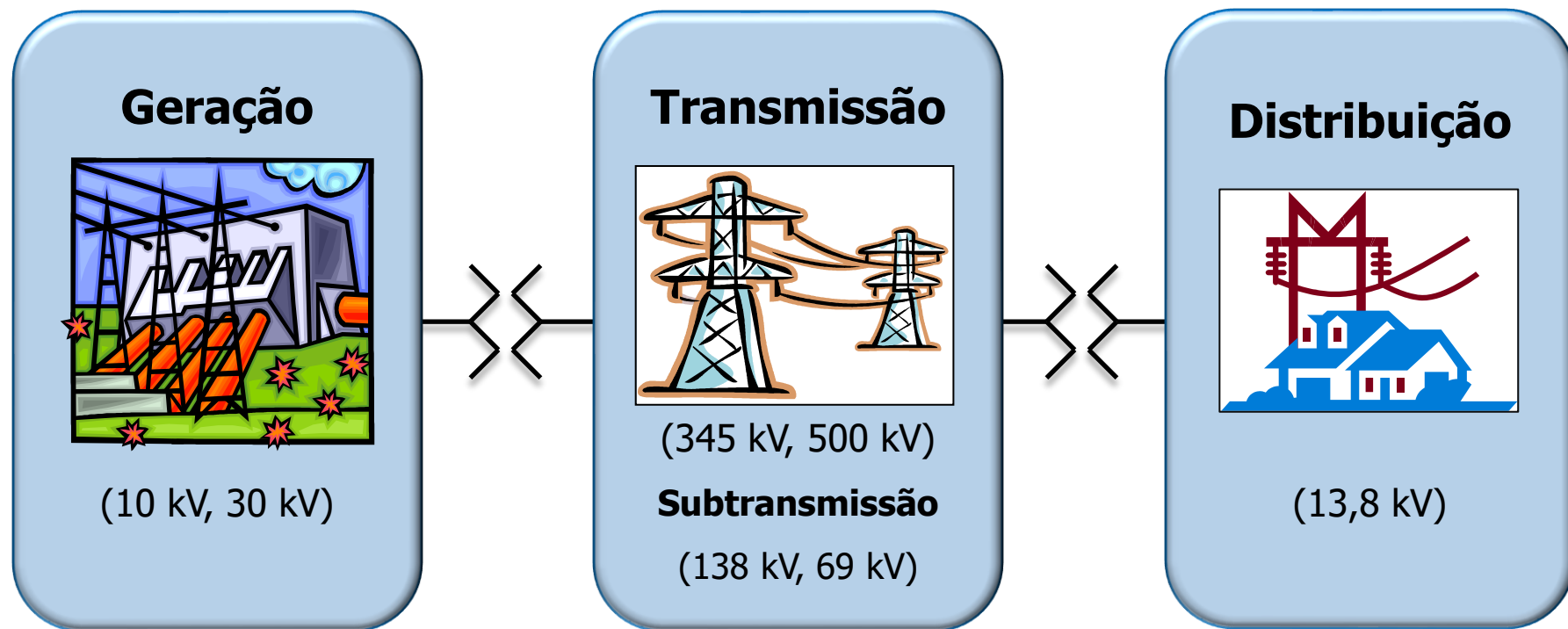
- ▶ **Despacho** – Otimizar o uso dos recursos existentes (hidro, gás natural, renováveis, térmicas, etc.) que permita uma operação econômica, segura e confiável do sistema
- ▶ **Expansão** – Determinar a expansão necessária (novas usinas, linhas, transformadores, reatores, etc.) para que o

sistema. Ambos os problemas são de grande escala e caracterizados por uma importante componente estocástica. Para sua solução é necessário a utilização de Algoritmos Especializados e computadores com grande capacidade de processamento (“Cloud Computing”)

Visão Geral do Setor Elétrico Brasileiro



Organização geral



Composição de cada segmento no Brasil

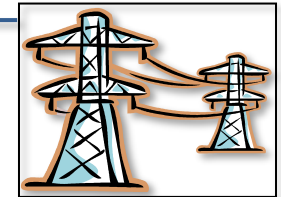
► Geração

- 11 grandes grupos + várias empresas menores
- Empresas privadas: 28% da produção de energia
- Receita total: 23,1 bilhões de dólares



► Transmissão

- 34 empresas (25 privadas)
- Receita total: 4,8 bilhões de dólares



► Distribuição

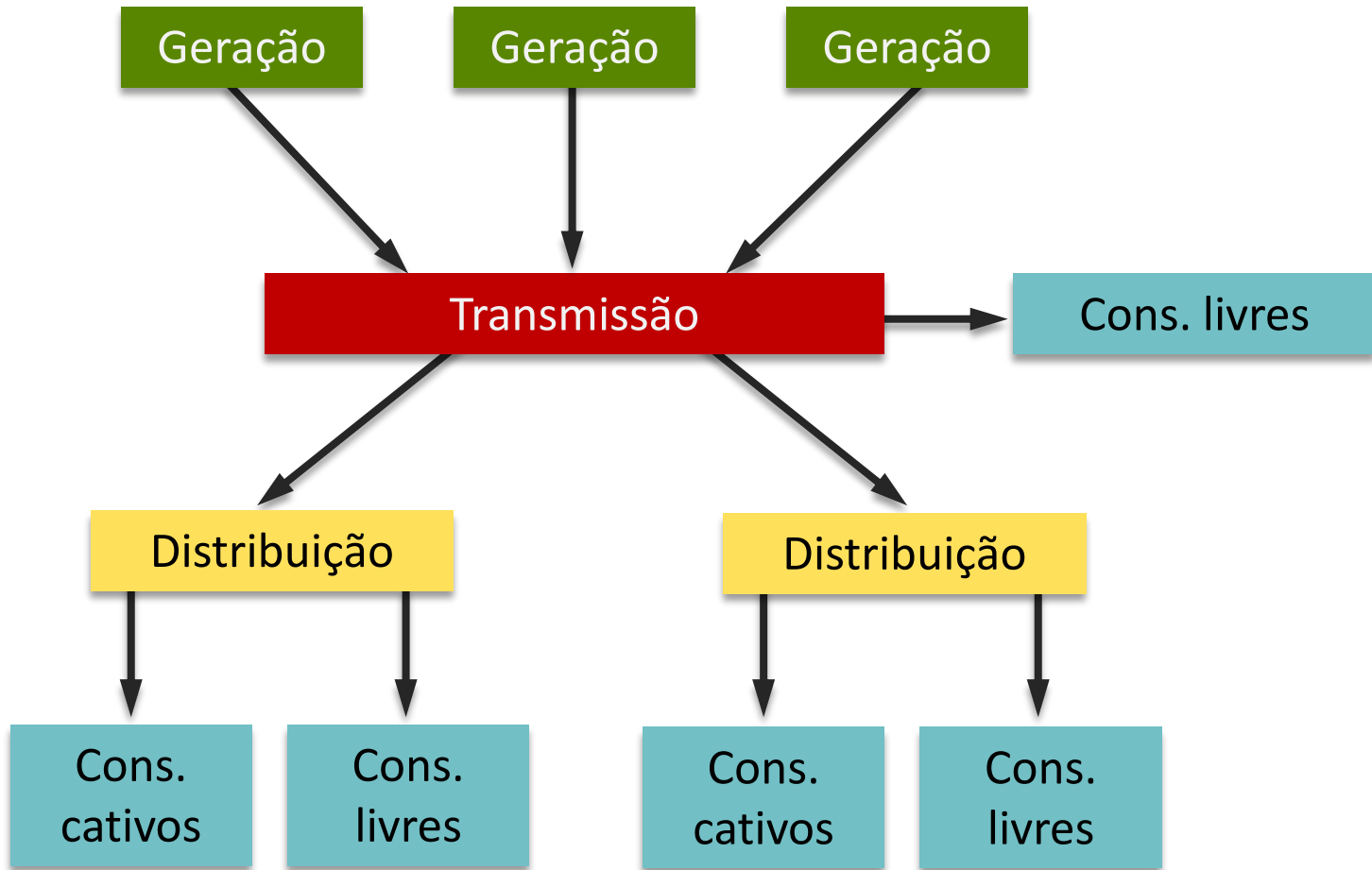
- 64 concessionárias
- Empresas privadas: 69% da energia distribuída
- Receita total: 55,2 bilhões de dólares



Consumidores livres e cativos

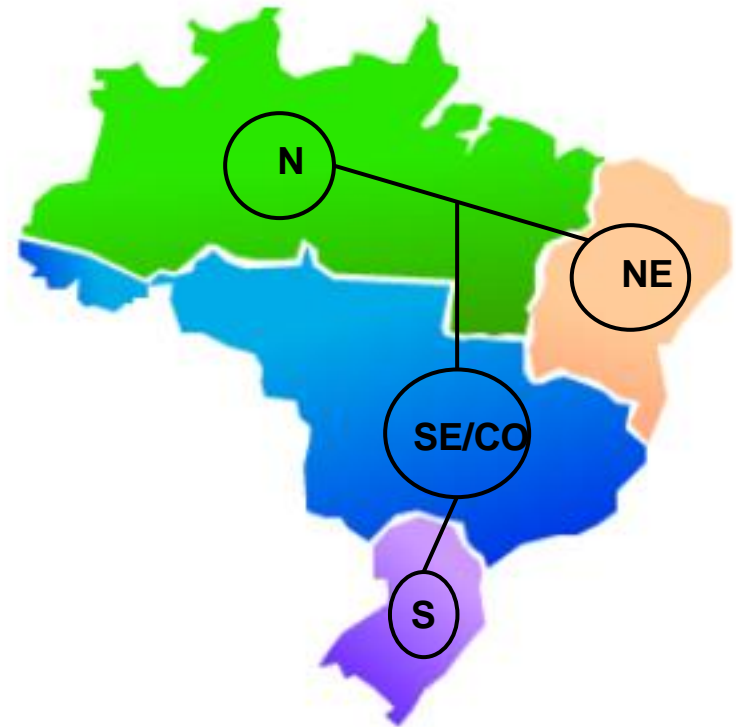
- ▶ Há dois tipos de consumidores de energia:
 - Livres
 - Em geral consumidores de grande porte (indústrias), que se responsabilizam por contratar o próprio suprimento de energia
 - Cativos
 - Consumidores de menor porte, que usam energia contratada pela distribuidora, pagando uma tarifa que cobre 100% dos custos de contratação
- ▶ Ambos pagam uma tarifa pelo uso da rede de transmissão / distribuição

Relações entre os principais segmentos



Capacidade instalada e consumo

- ▶ Capacidade Instalada (2013): 129 GW
- ▶ Produção: 60 mil MW médios
 - ~55% da América do Sul
- ▶ Consumo máximo: 84,9 mil MW
 - Comparável ao Reino Unido ou Itália
- ▶ Quatro mercados regionais:
 - Sul, Sudeste/CO, Norte e Nordeste
 - Administrados pela *Câmara de Comercialização de Energia Elétrica* (CCEE, ex-MAE)



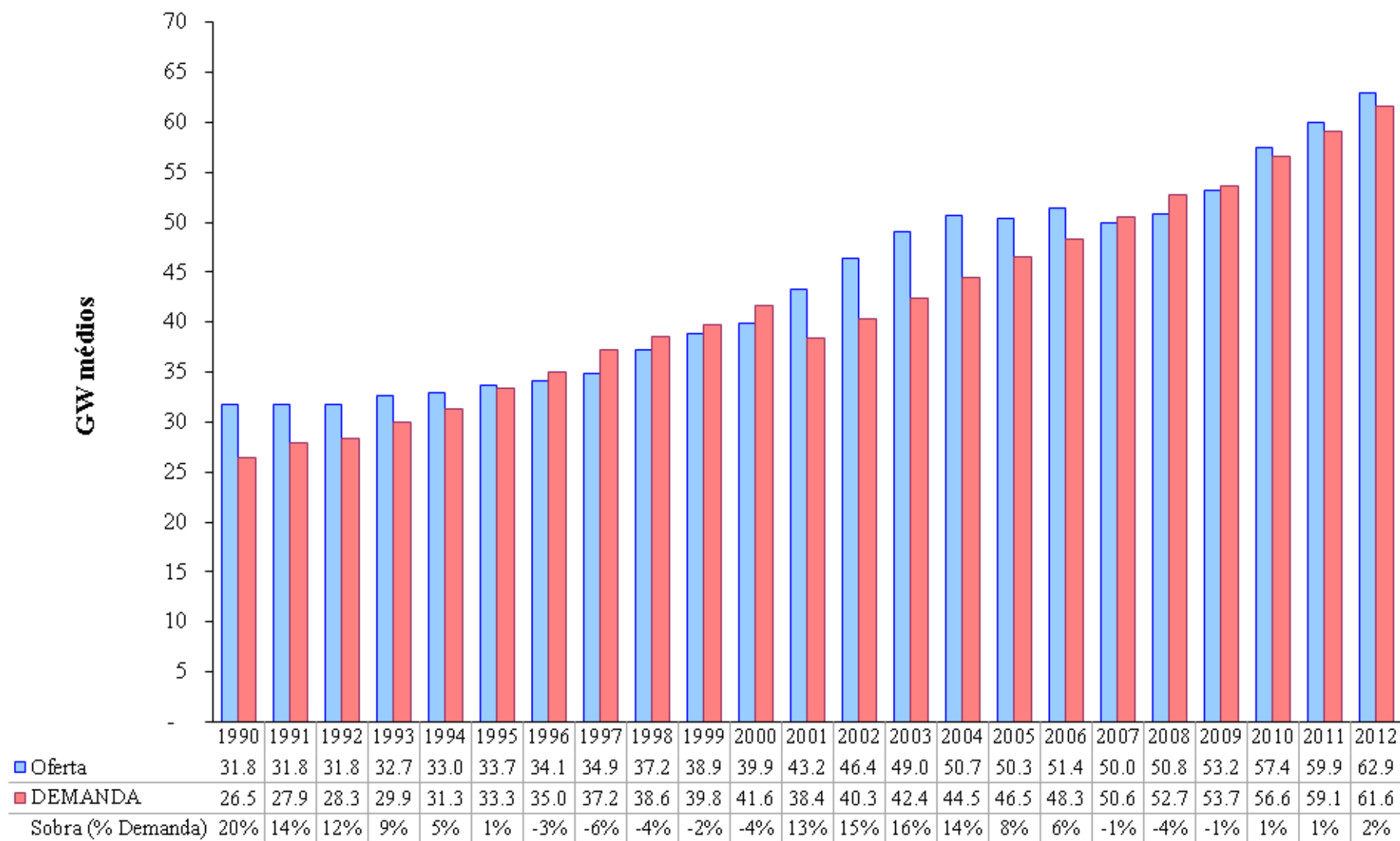
Potência instalada x “energia firme”

- ▶ A comparação oferta x demanda **não pode** ser feita em termos de potência instalada x demanda máxima
- ▶ Razão: hidrelétricas e térmicas de mesma potência produzem quantidades muito diferentes de energia sustentável (“Firme”, medida em “MWmed”)
- ▶ “Energy-constrained” vs. “peak-constrained”
- ▶ Exemplos:
 - Hidrelétrica de Furnas: Potência de 1.312 MW e Firme de 598 MWmed (Firme / Potência = 45,6%)
 - Usina nuclear de Angra 2: Potência de 1.309 MW e Firme de 1.205 MWmed (92%)

Como se avalia a segurança de suprimento?

- ▶ Balanço estrutural da situação de oferta e demanda → permite separar o que é planejamento adequado e o que é sorte
 - Um balanço equilibrado indica que o abastecimento está garantido mesmo que ocorram secas muito severas
 - Não dependemos de São Pedro
 - Um balanço negativo indica vulnerabilidade a secas
 - Passamos a depender da boa vontade de São Pedro
- ▶ Risco de déficit: a operação do sistema é simulada para os próximos anos, supondo um grande número de cenários de vazões. A partir dos resultados das simulações, estima-se o risco e severidade das falhas de suprimento
 - Combina os componentes estruturais e conjunturais (condições hidrológicas favoráveis ou desfavoráveis)

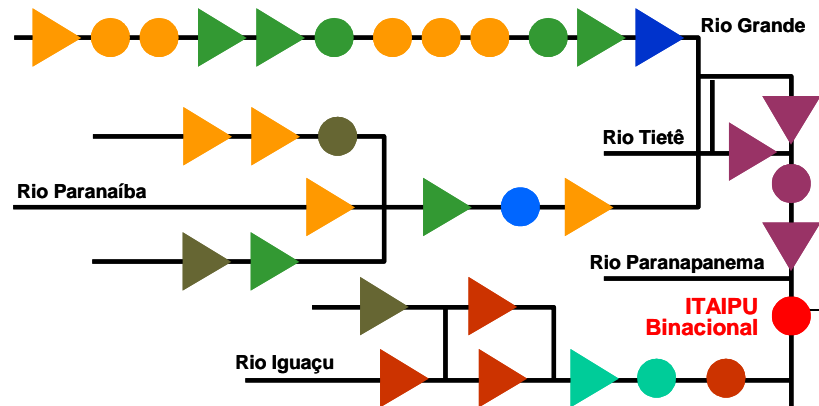
Balanço histórico de oferta vs. demanda



Geração

► Hidroelétricas: ~68% da potência instalada, ~ 80% da produção de energia

- Grandes usinas em cascata distribuídas por várias bacias
- Capacidade de regularização dos reservatórios

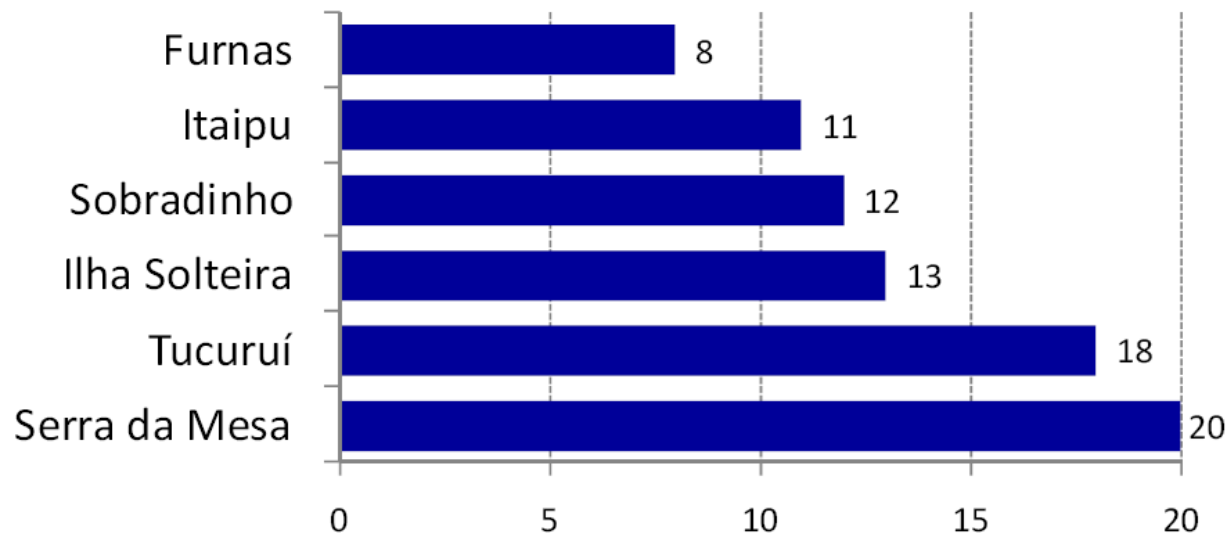


► Térmicas e outros: ~ 32% da potência instalada

- Gás natural (ciclo combinado e ciclo simples); carvão, nuclear; biomassa (bagaço de cana); óleo combustível, óleo diesel; eólica

Capacidade de regularização dos reservatórios

- ▶ Muitas hidroelétricas tem grandes reservatórios
- ▶ Reservatórios enchem na estação chuvosa (absorvendo o excesso de energia afluyente em relação à demanda) e esvaziam na estação seca



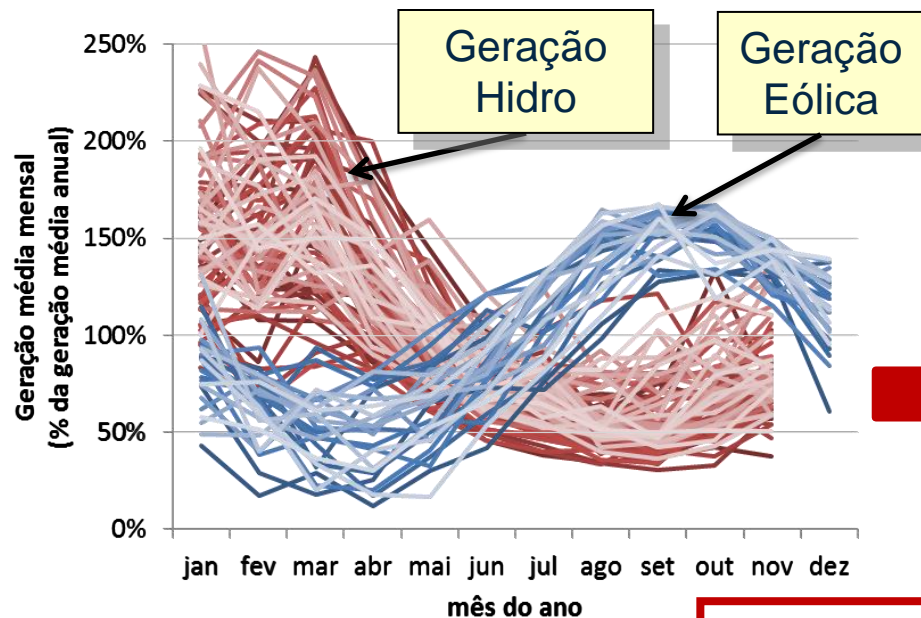
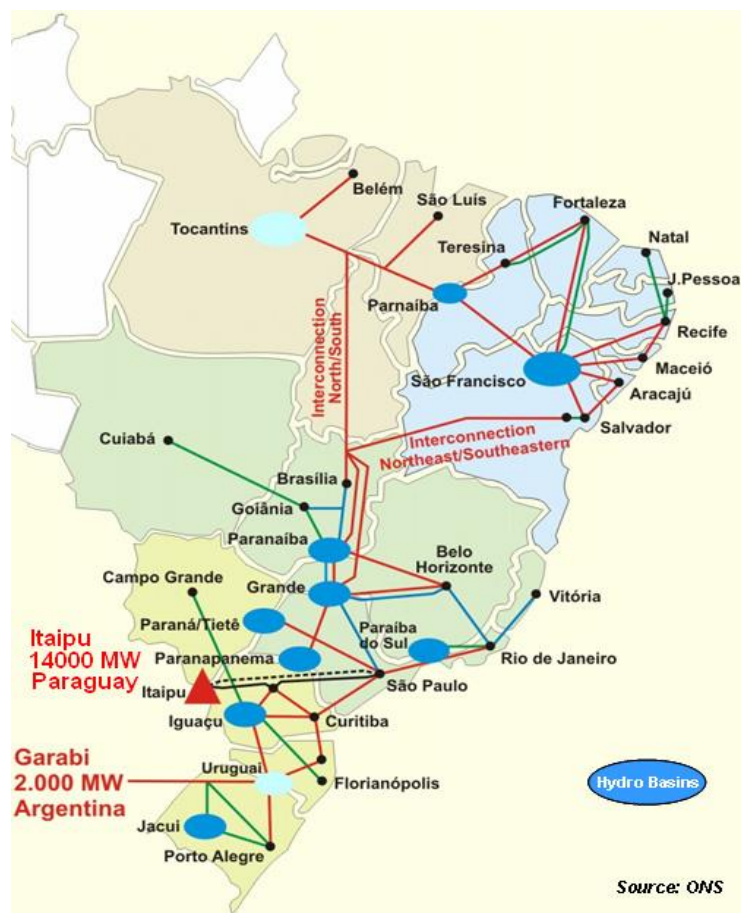
[Valores em termos de múltiplos do volume da baía de Guanabara no Rio de Janeiro]

Novos Desafios

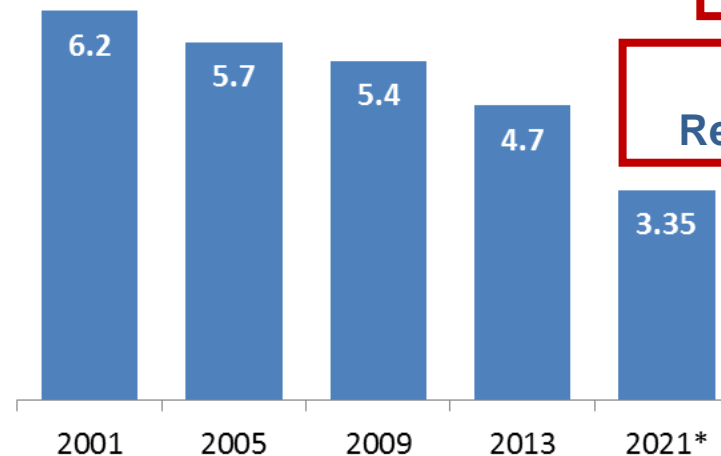
- ▶ O Setor Elétrico Brasileiro vem enfrentando desafios para a determinação do despacho e na operação
- ▶ Dificuldade de viabilizar novos projetos hidroelétricos com reservatórios
- ▶ Entrada de usinas hidroelétricas a fio d'água
- ▶ Inserção de fontes renováveis intermitentes (eólica, solar, etc.)

Novos Desafios

Longas Distâncias



Relação energia armazenada/carga



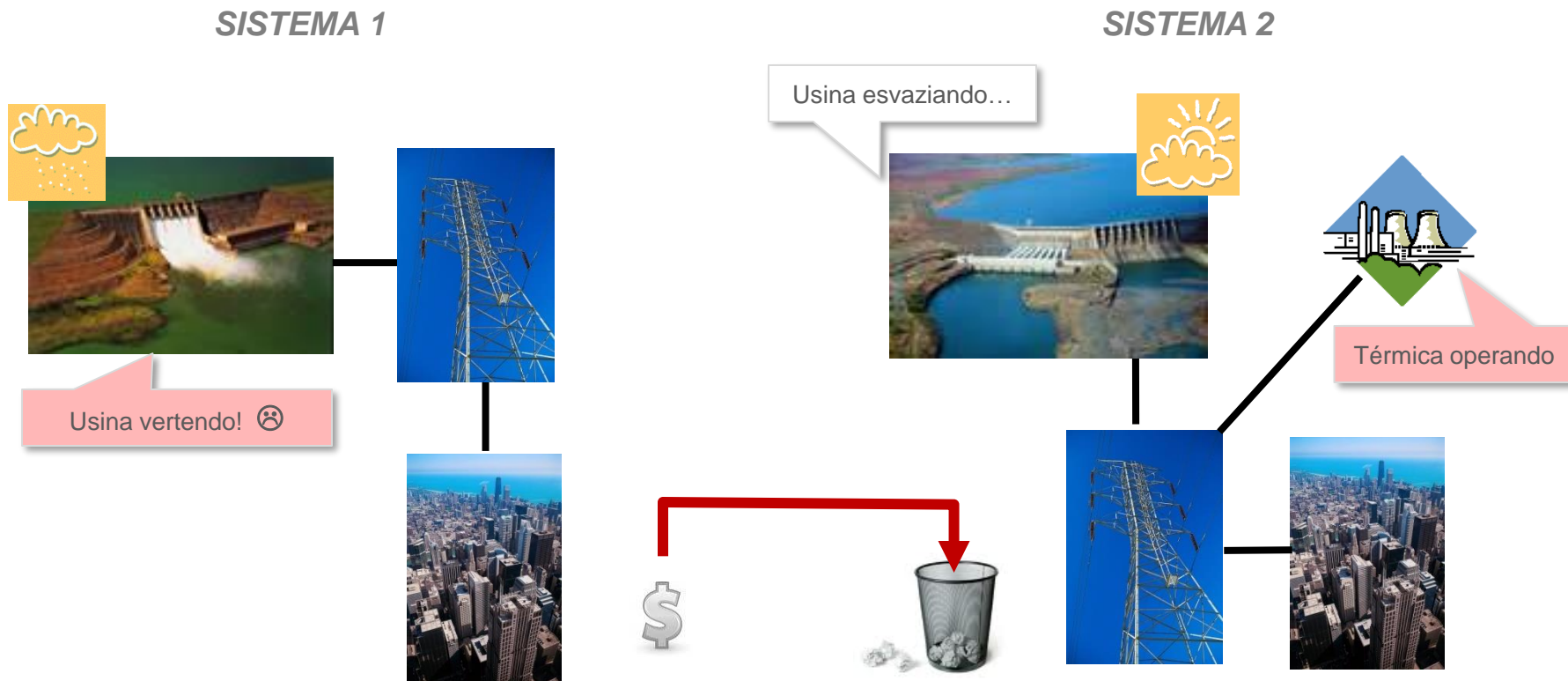
Incertezas Exacerbadas

Perda de Regulabilidade

Complementaridade

- Para se aproveitar a diversidade hidrológica, o sistema brasileiro é operado como um “portfólio”, com bacias úmidas exportando para bacias secas

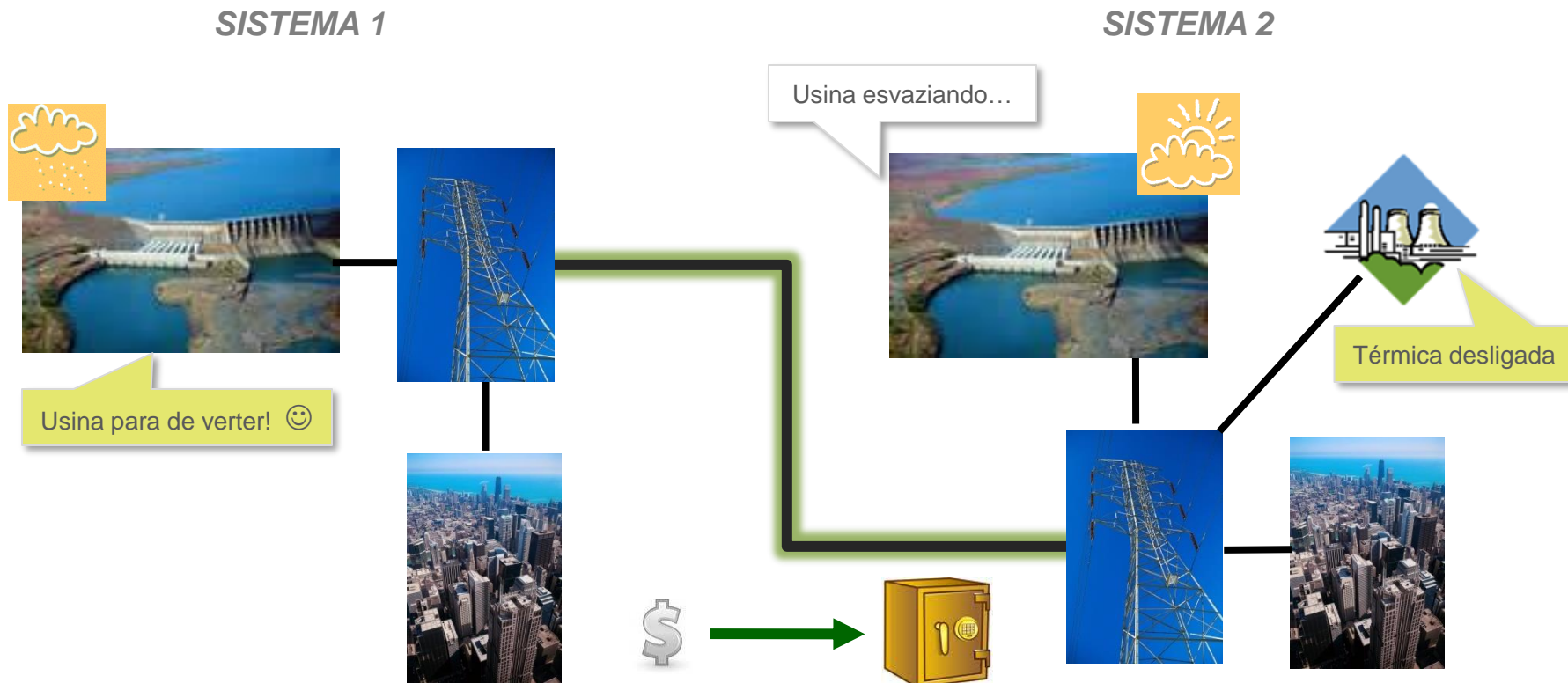
SISTEMAS ISOLADOS



Complementaridade

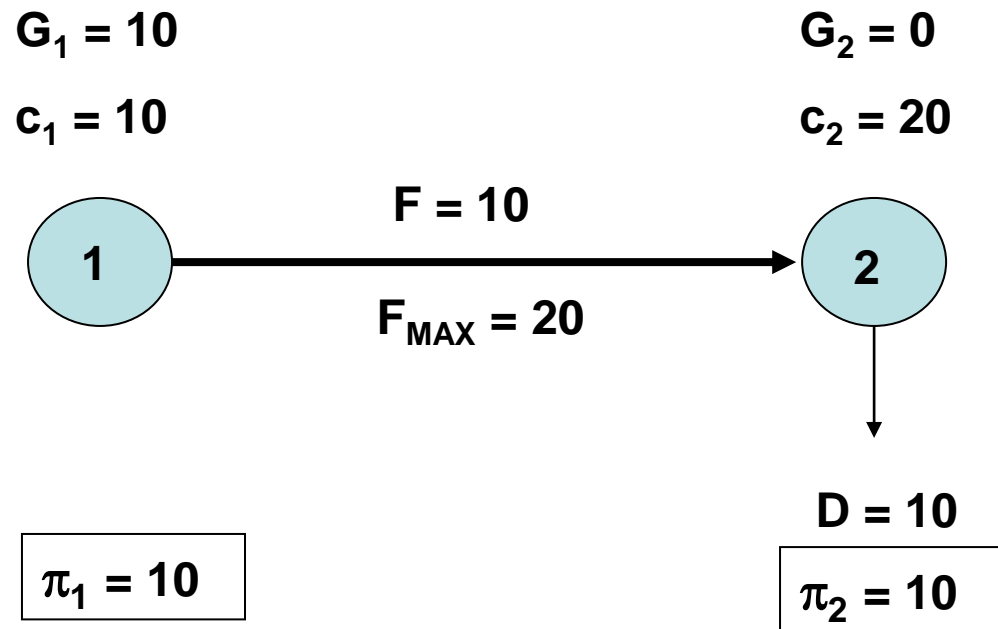
- Para se aproveitar a diversidade hidrológica, o sistema brasileiro é operado como um “portfólio”, com bacias úmidas exportando para bacias secas

SISTEMAS INTERLIGADOS



Congestionamento na Transmissão (1/2)

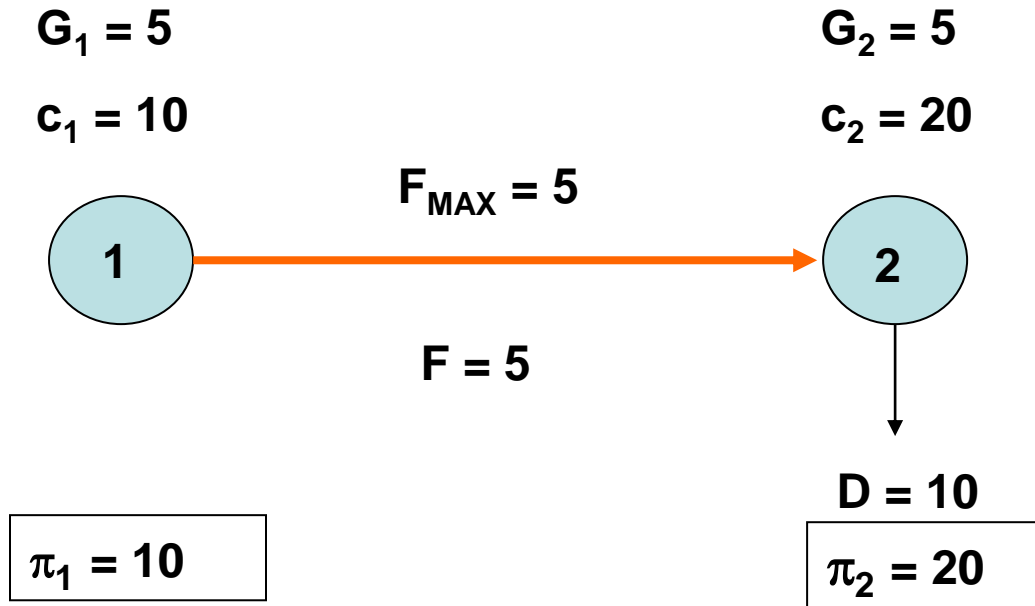
Despacho Sem Restrição de Transmissão



Como fluxo não está no limite – preços spot (PLDs) são idênticos nas duas barras

Congestionamento na Transmissão (2/2)

Despacho Com Restrição de Transmissão

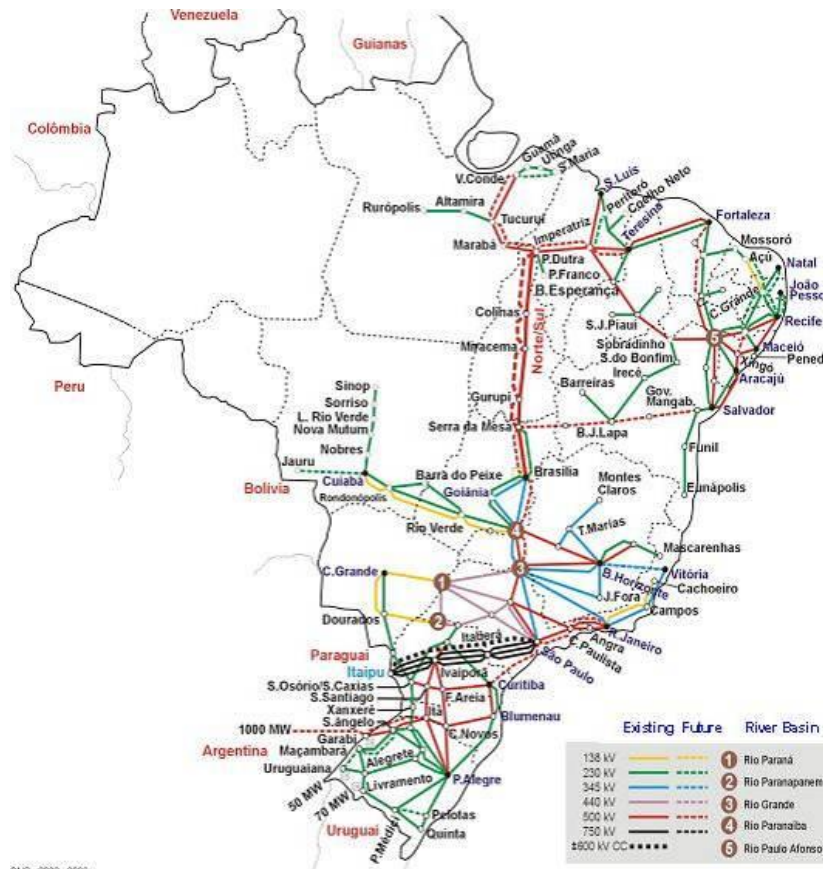


Como fluxo está no limite preços spot (PLDs) são diferentes nas duas barras – 1 MWh adicional na barra 2 tem que ser atendido pelo gerador 2 que é mais caro

Operação do sistema

- ▶ A operação conjunta do sistema aproveita as diferenças entre os regimes hidrológicos das diferentes bacias
- ▲ Torna o suprimento de energia mais confiável e econômico
- ▼ Requer um sistema de transmissão robusto, capaz de transferir grandes blocos de energia entre regiões

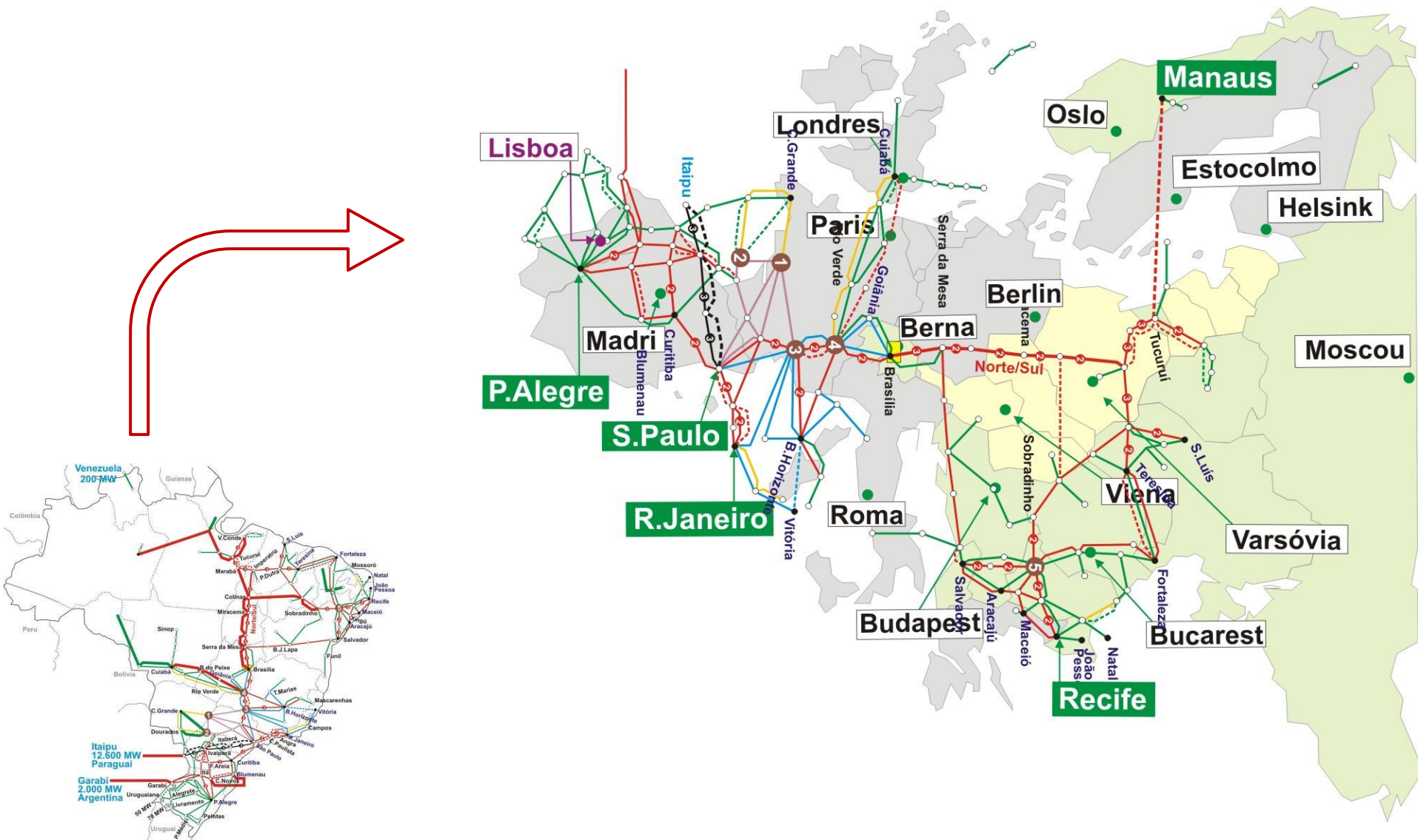
Sistema Interligado Nacional (SIN)



- O país é interligado por 103,000 km de linhas de transmissão de alta tensão (≥ 230 kV)
- Linhas longas (> 1000 km)

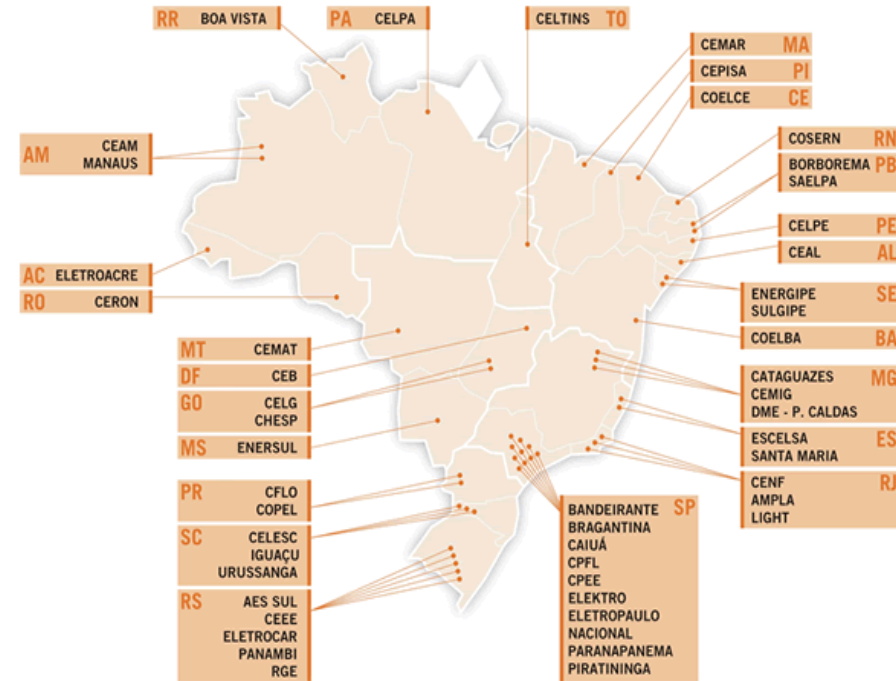
A transmissão é um fator importante para a integração da produção hidrelétrica

Sistema Interligado Nacional (SIN)



Distribuição

- ▶ Setor altamente regulado
- ▶ Contratos de concessão firmados pelas distribuidoras com a ANEEL
 - Regras detalhadas sobre:
 - Reajustes e revisões tarifárias
 - Qualidade do serviço prestado
 - Direitos e obrigações dos consumidores
 - Penalidades
 - Universalização
 - Consumidores de baixa renda, etc.
 - Existem 64 concessionárias de distribuição
- ▶ Tarifas: reajuste anual (compensação de despesas específicas + indexação) + revisão a cada 3, 4 ou 5 anos

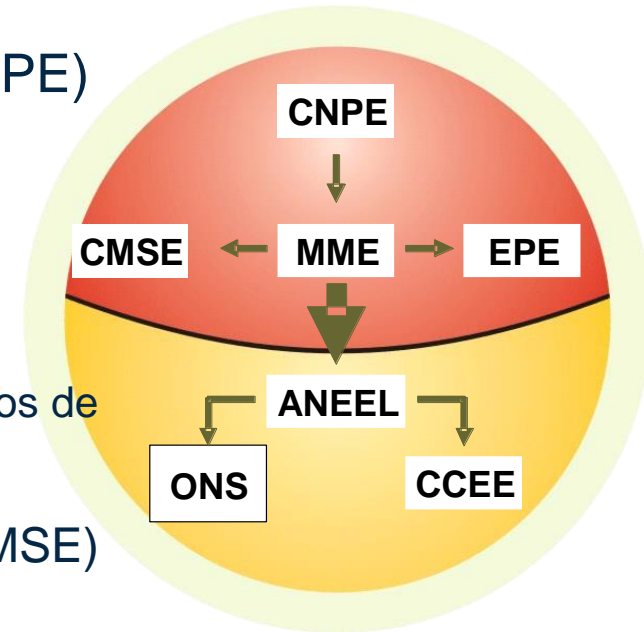


Organização Institucional



Organização Institucional

- ▶ Conselho Nacional de Política Energética (CNPE)
 - Formulação da política energética do país
 - ▶ Ministério de Minas e Energia (MME)
 - ▶ Empresa de Pesquisa Energética (EPE)
 - Companhia do governo responsável pelos estudos de planejamento
- ▶ Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE)
 - Monitora a segurança de suprimento
- ▶ Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL)
 - ▶ Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE)
 - Operação do mercado atacadista de energia (contabilização e transparência)
 - ▶ Operador Nacional do Sistema (ONS)
 - Responsável pela operação centralizada do sistema e coordenação hidrotérmica
- Há ainda outras agências para petróleo, gás e biocombustíveis, água, etc.



Operação do Sistema e Despacho Econômico



Operação do Sistema e Despacho Econômico

- ▶ Operar o sistema é definir, a cada etapa do tempo, quais usinas serão acionadas para atender a demanda de energia elétrica
- ▶ Entretanto, os recursos disponíveis (usinas) possuem custos de operação distintos

Operação do Sistema e Despacho Econômico

- ▶ Operar o sistema é definir, a cada etapa do tempo, quais usinas serão acionadas para atender a demanda de energia elétrica
- ▶ Entretanto, os recursos disponíveis (usinas) possuem custos de operação distintos

CRITÉRIO

Atender a demanda ao menor custo operativo possível

Operação centralizada vs. Operação descentralizada

- ▶ Existem basicamente duas maneiras através das quais se definem as usinas que deverão operar para atender a demanda por energia elétrica:
 - **Operação centralizada:** baseada em um despacho econômico determinado pelo Operador do Sistema (no Brasil, o ONS)
 - Operador detém os dados técnicos e de custo operativo das usinas
 - Brasil, Venezuela, Colômbia, Peru, Equador, Bolívia, América Central, etc.
 - **Operação descentralizada:** baseada em ofertas de compra e venda de energia feitas pelos agentes → mercado de energia
 - Operador de mercado recebe as ofertas de geradores (e consumidores) e determina o ponto de equilíbrio entre oferta e demanda
 - Alemanha, França, Noruega, etc.

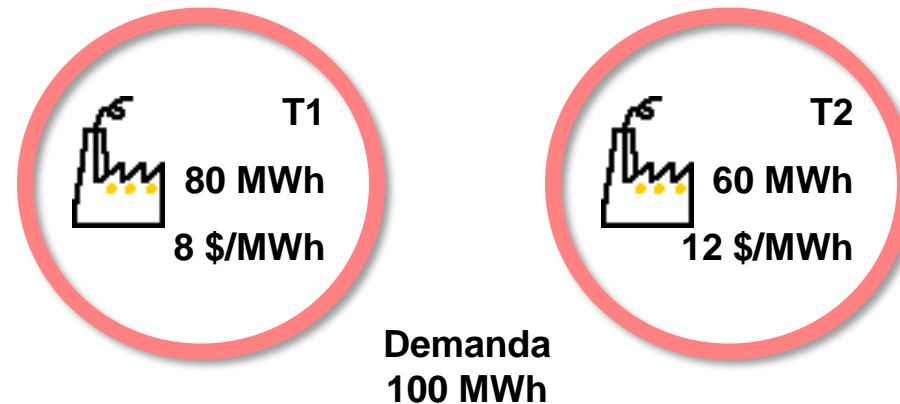
Despacho Térmico



Despacho Térmico

- ▶ Geradores têm custos operativos diretos
- ▶ No planejamento de longo e médio prazo, é plausível admitir que a operação de usinas térmicas é *desacoplada no tempo*
- ▶ Decisões de operação em uma etapa não impactam a capacidade de operação das usinas nas etapas seguintes
- ▶ Despacho de um gerador não afeta a capacidade ou a disponibilidade das demais usinas

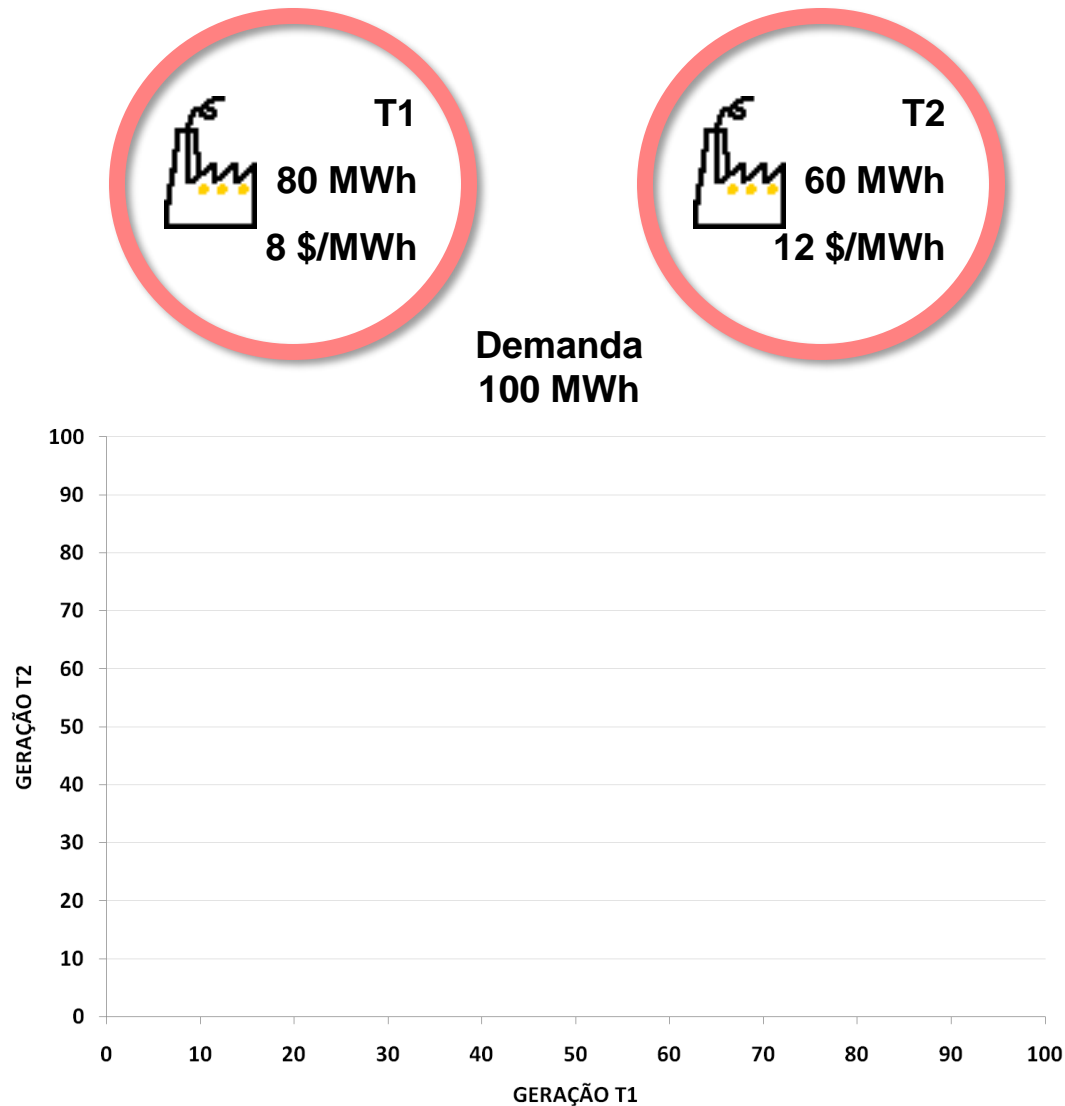
Exemplo 0: Despacho térmico



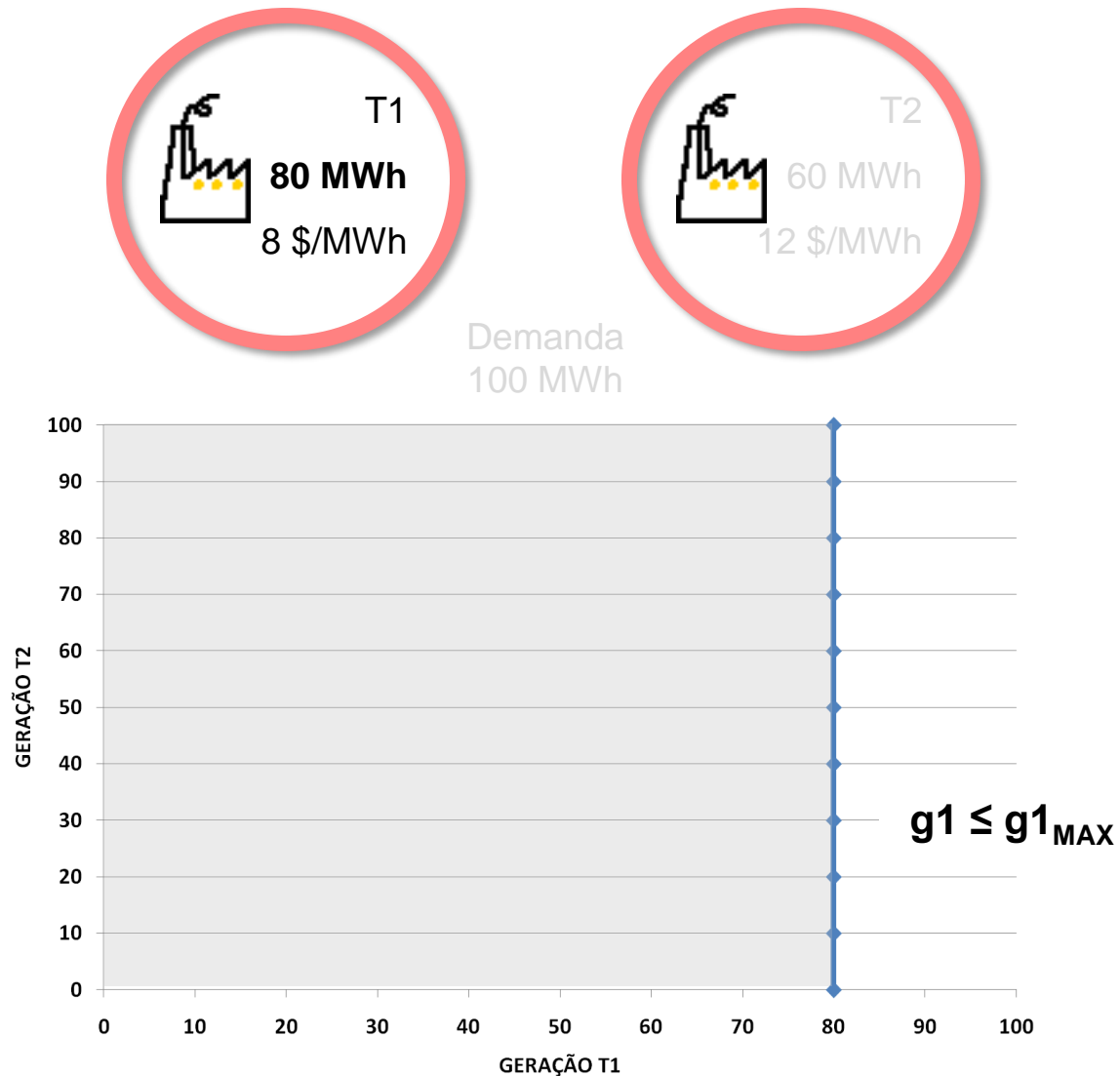
► “Em Português”:

- O sistema conta com duas usinas térmicas – **T1** e **T2** – e deve atender uma demanda de 100 MWh ao menor custo possível. Ambas as usinas possuem nível de geração mínima igual a zero, **T1** tem capacidade de geração de 80 MWh e custo operativo igual a 8 \$/MWh, **T2** pode gerar no máximo 60 MWh e tem custo operativo de 12 \$/MWh.

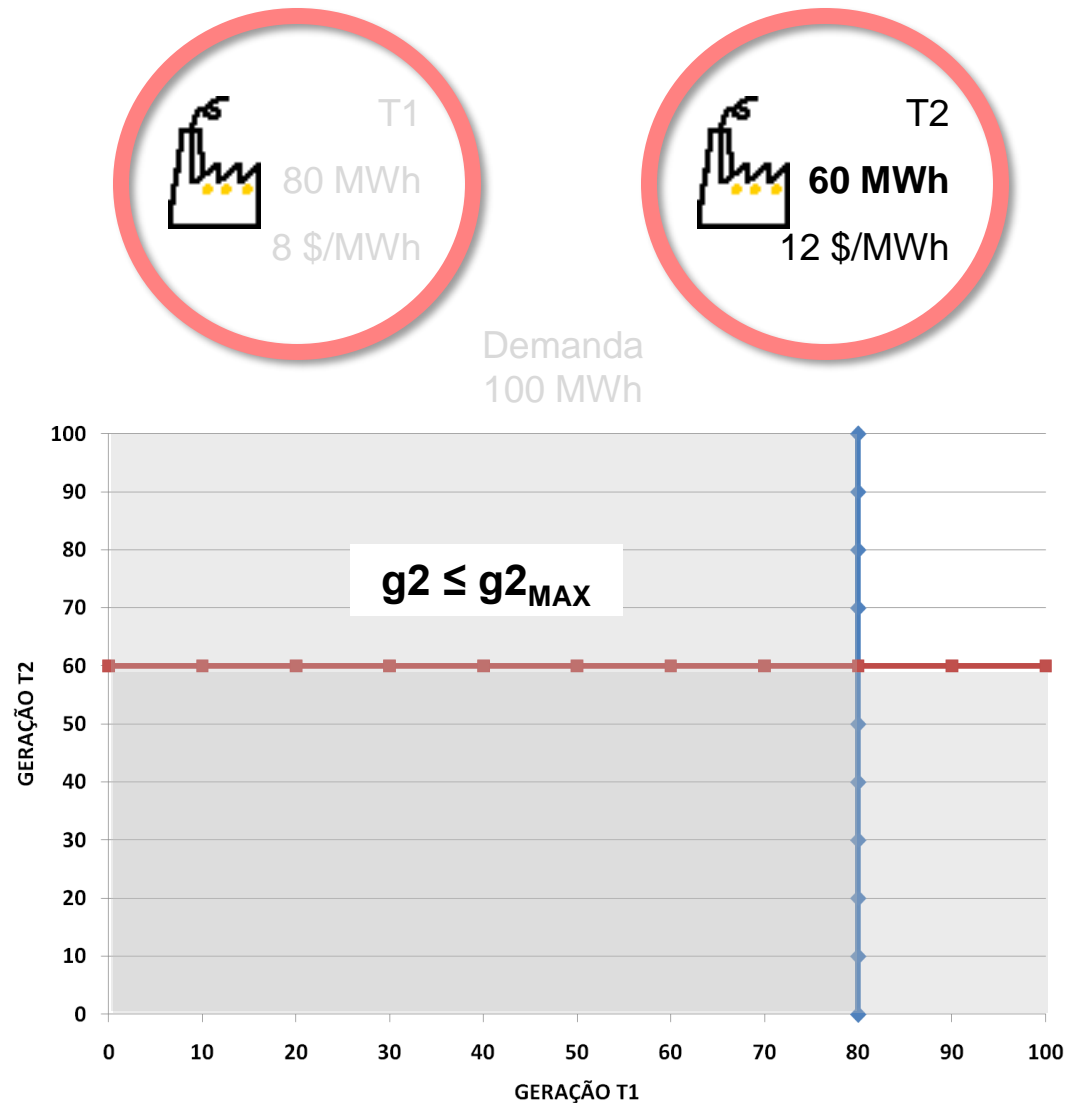
Exemplo 0: Despacho térmico



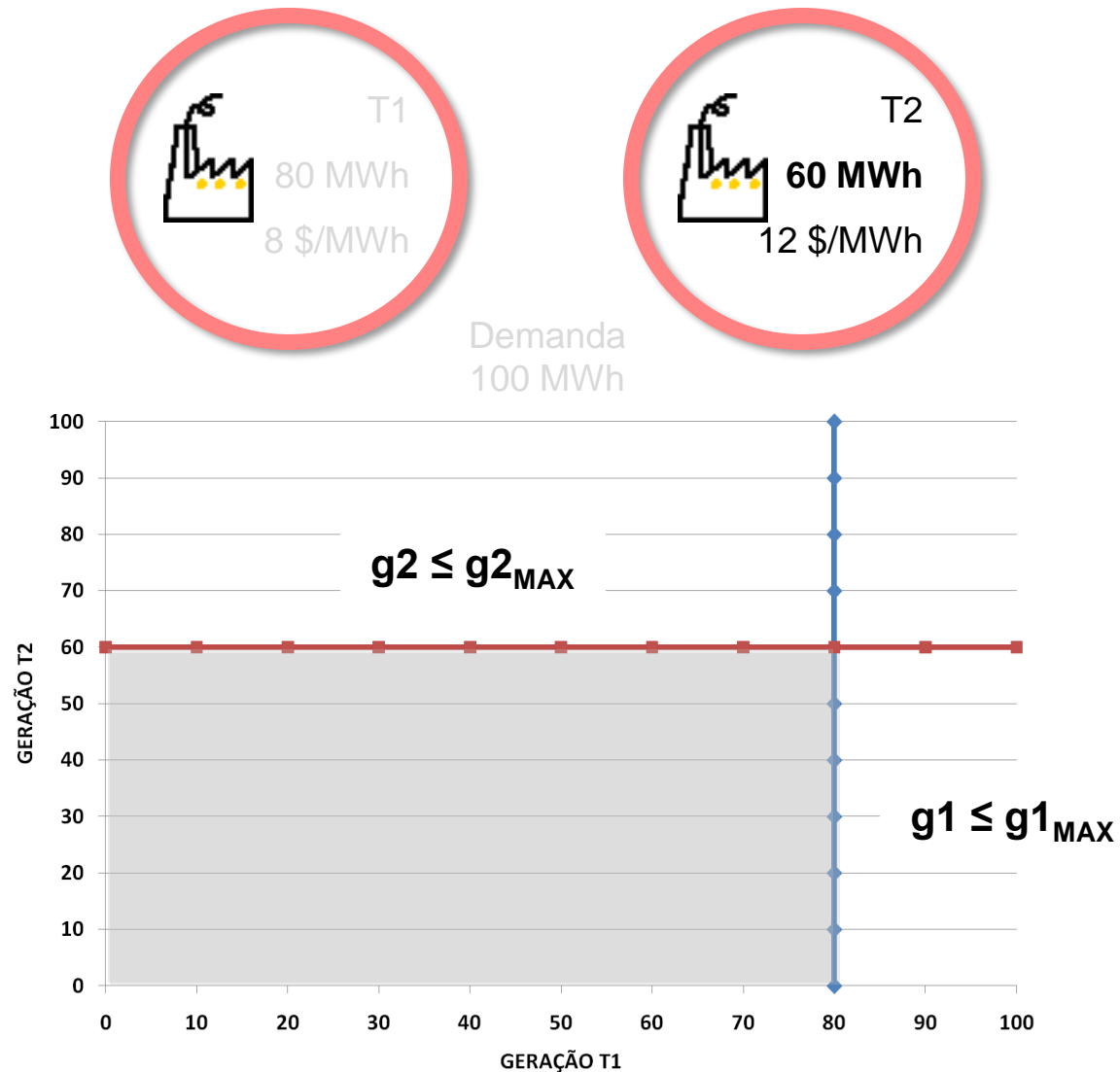
Exemplo 0: Despacho térmico



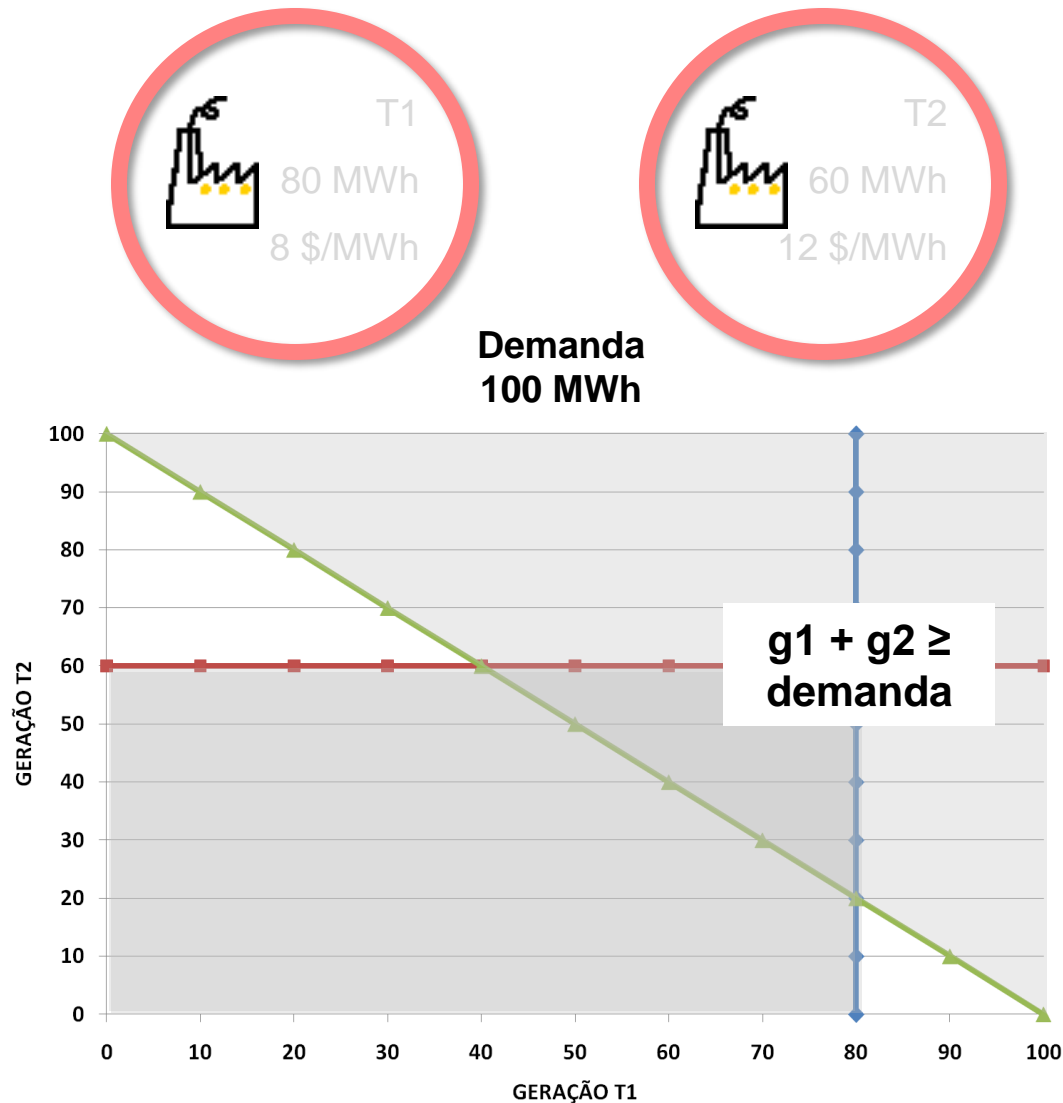
Exemplo 0: Despacho térmico



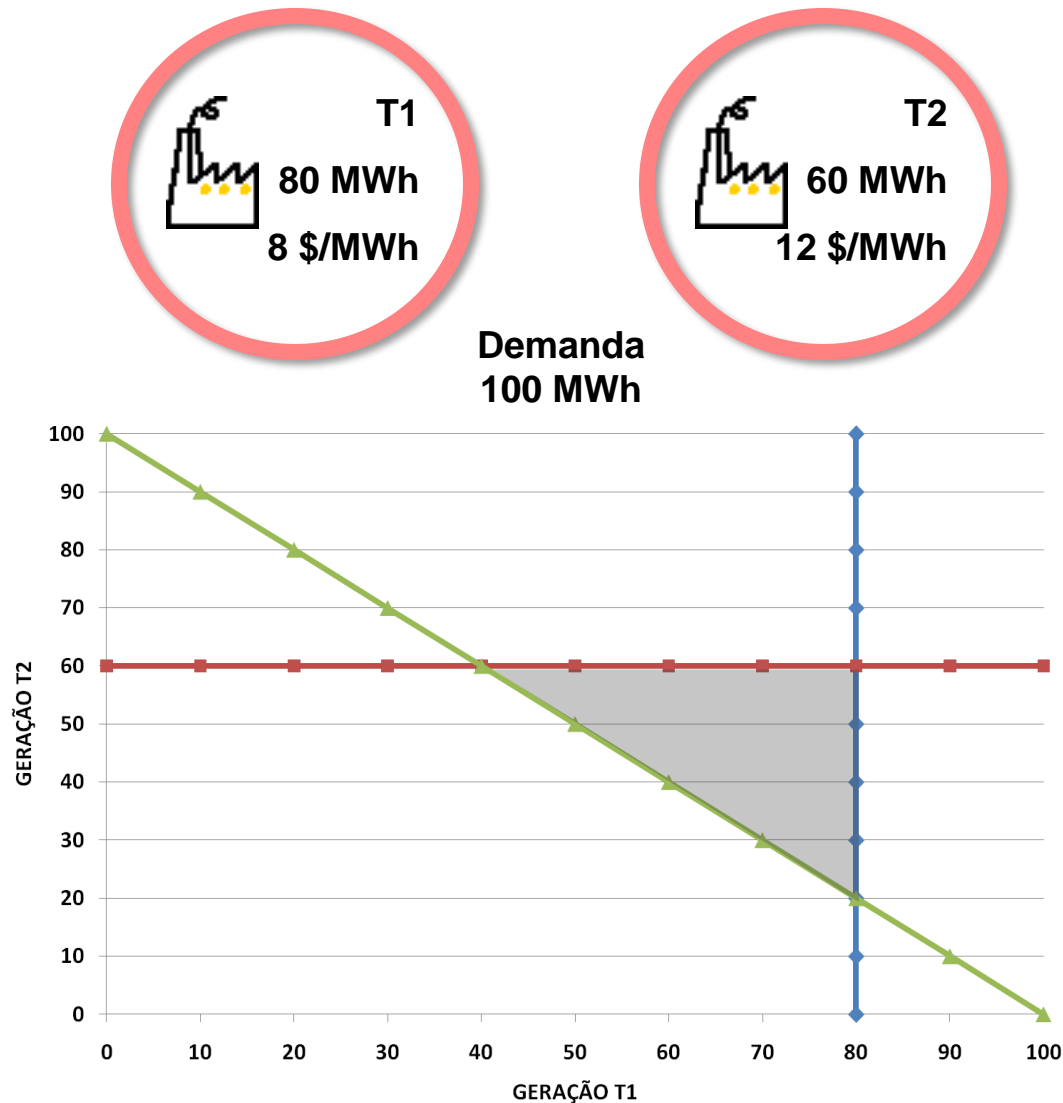
Exemplo 0: Despacho térmico



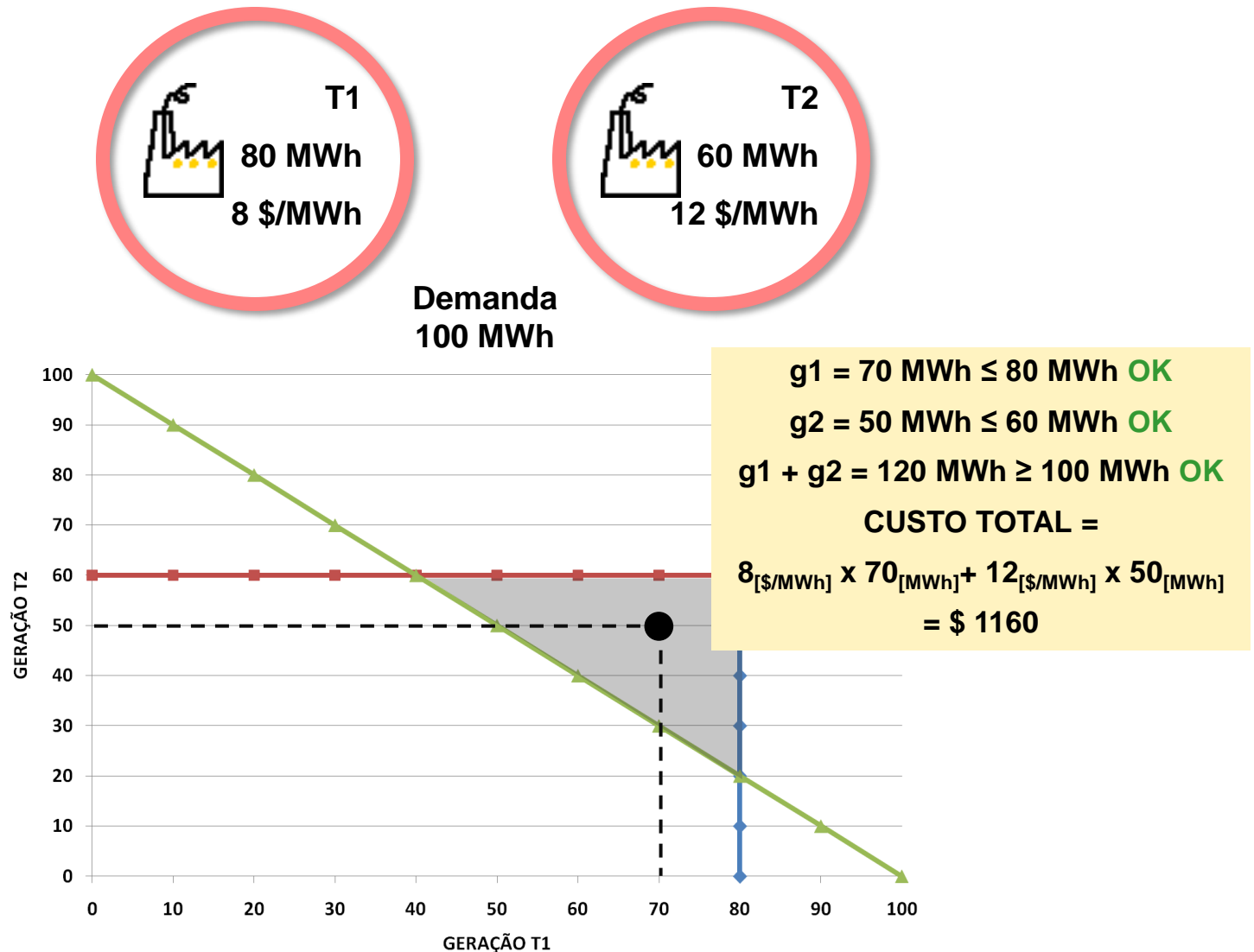
Exemplo 0: Despacho térmico



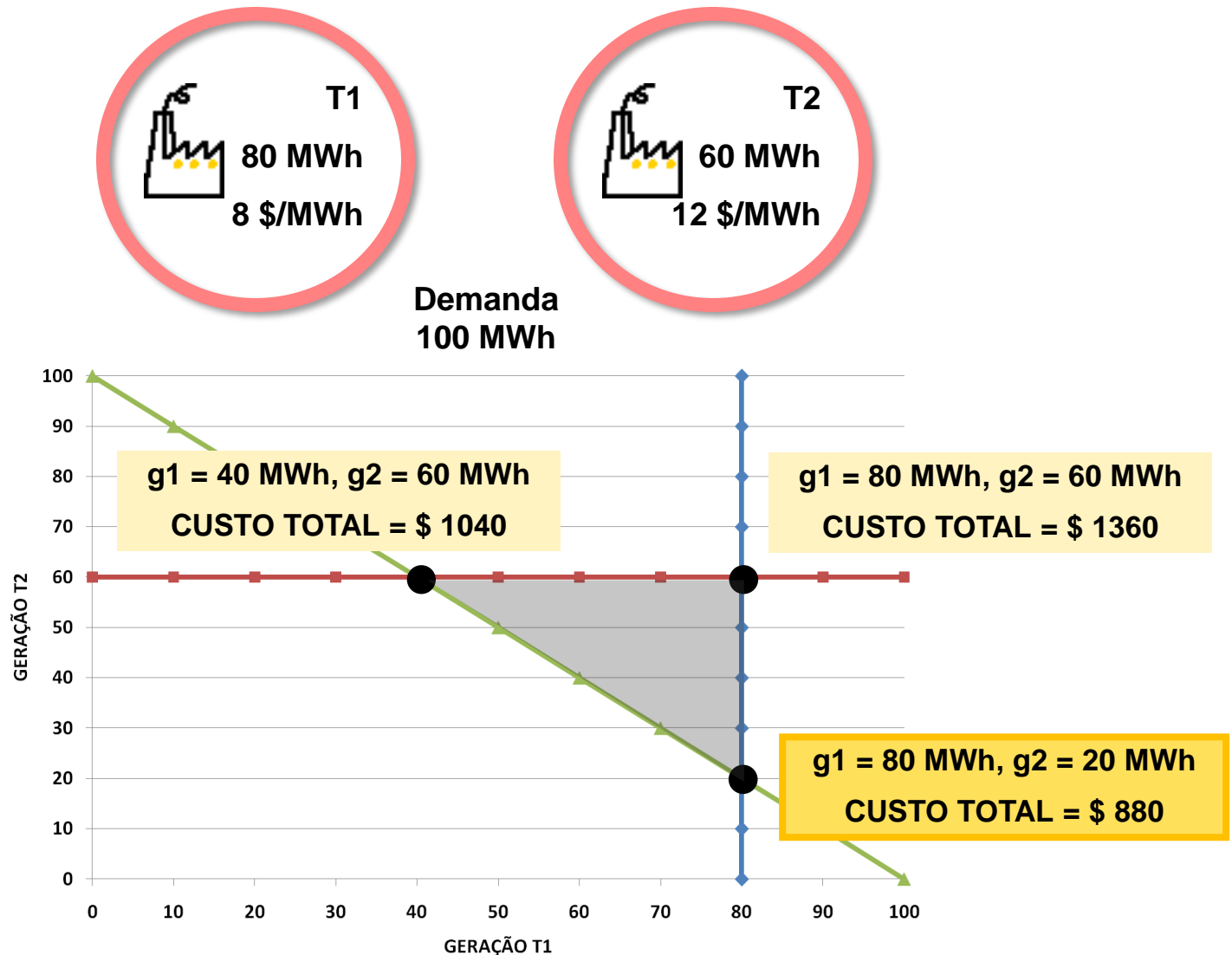
Exemplo 0: Despacho térmico



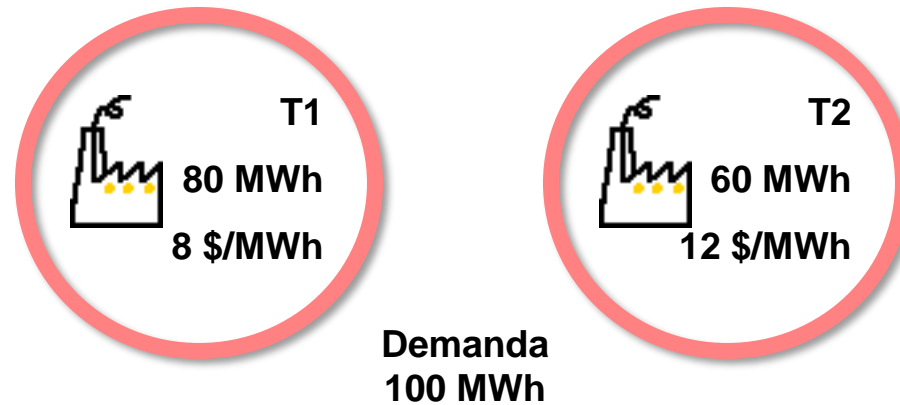
Exemplo 0: Despacho térmico



Exemplo 0: Despacho térmico



Exemplo 0: Despacho térmico



► “Em *matematiquês*”:

$$\text{Min } c_1 g_1 + c_2 g_2$$

→ Custo operativo

sujeito a:

$$g_1 + g_2 \geq D$$

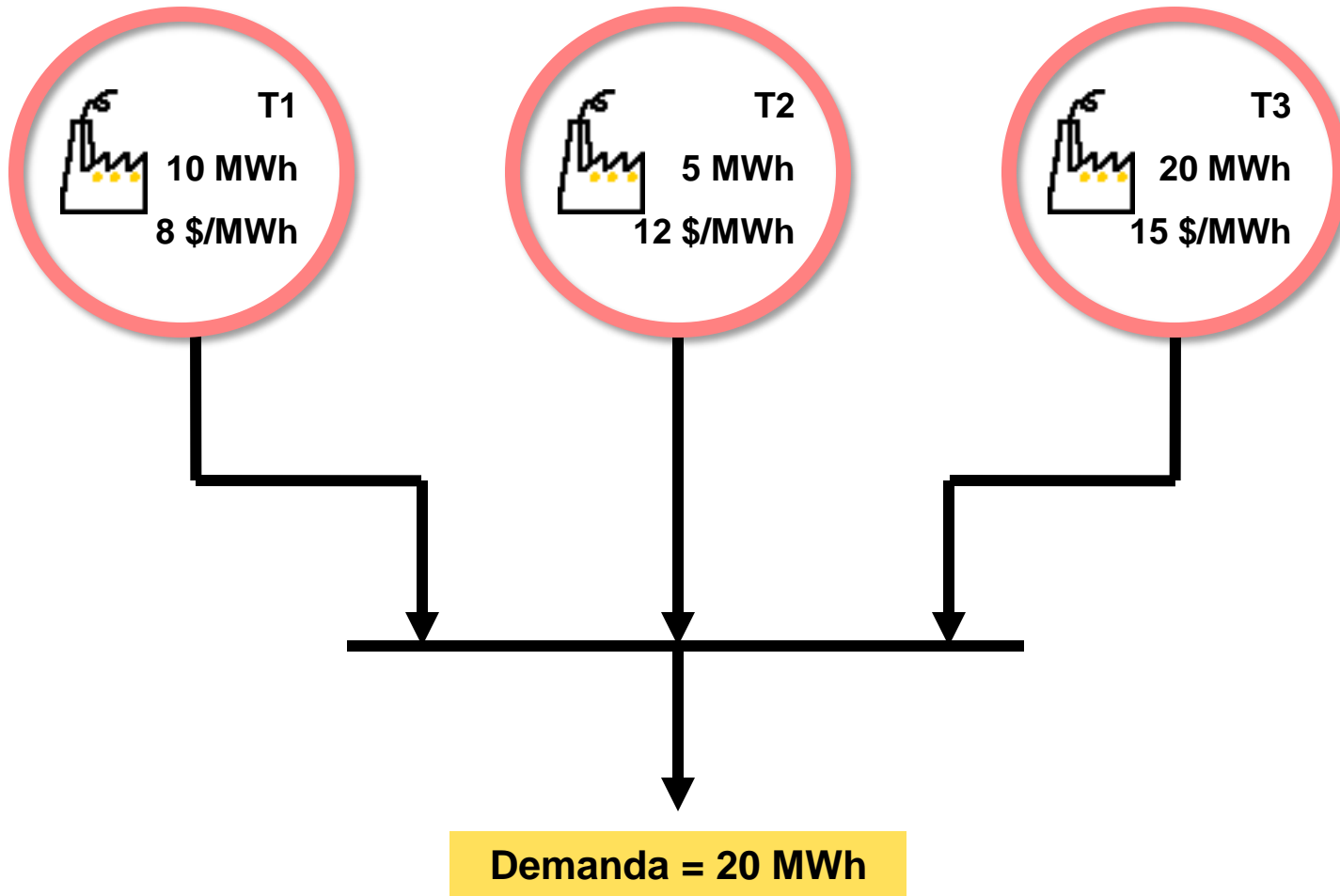
→ Balanço energia

$$g_1 \leq g_{\max 1}$$

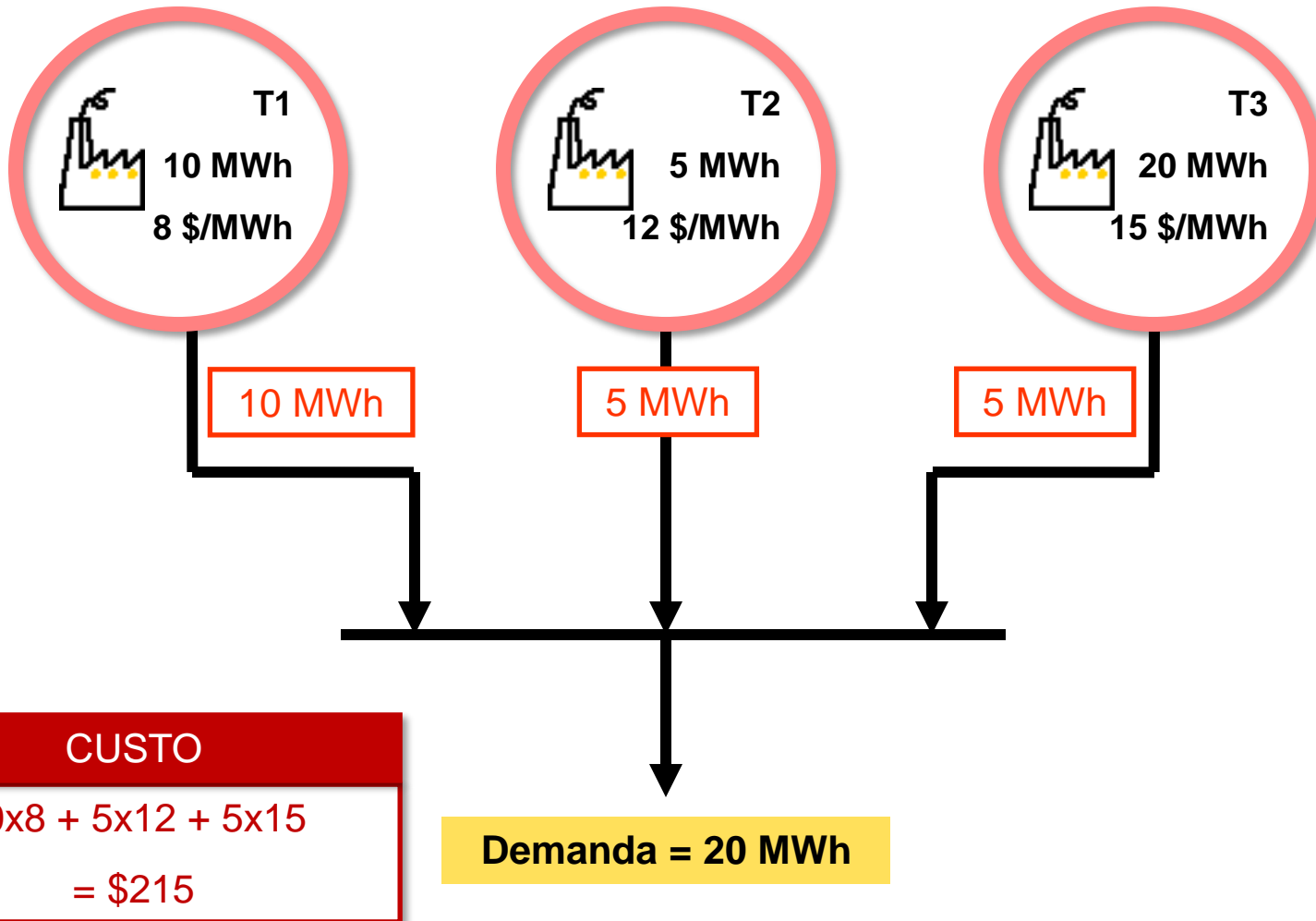
→ Limites operativos

$$g_2 \leq g_{\max 2}$$

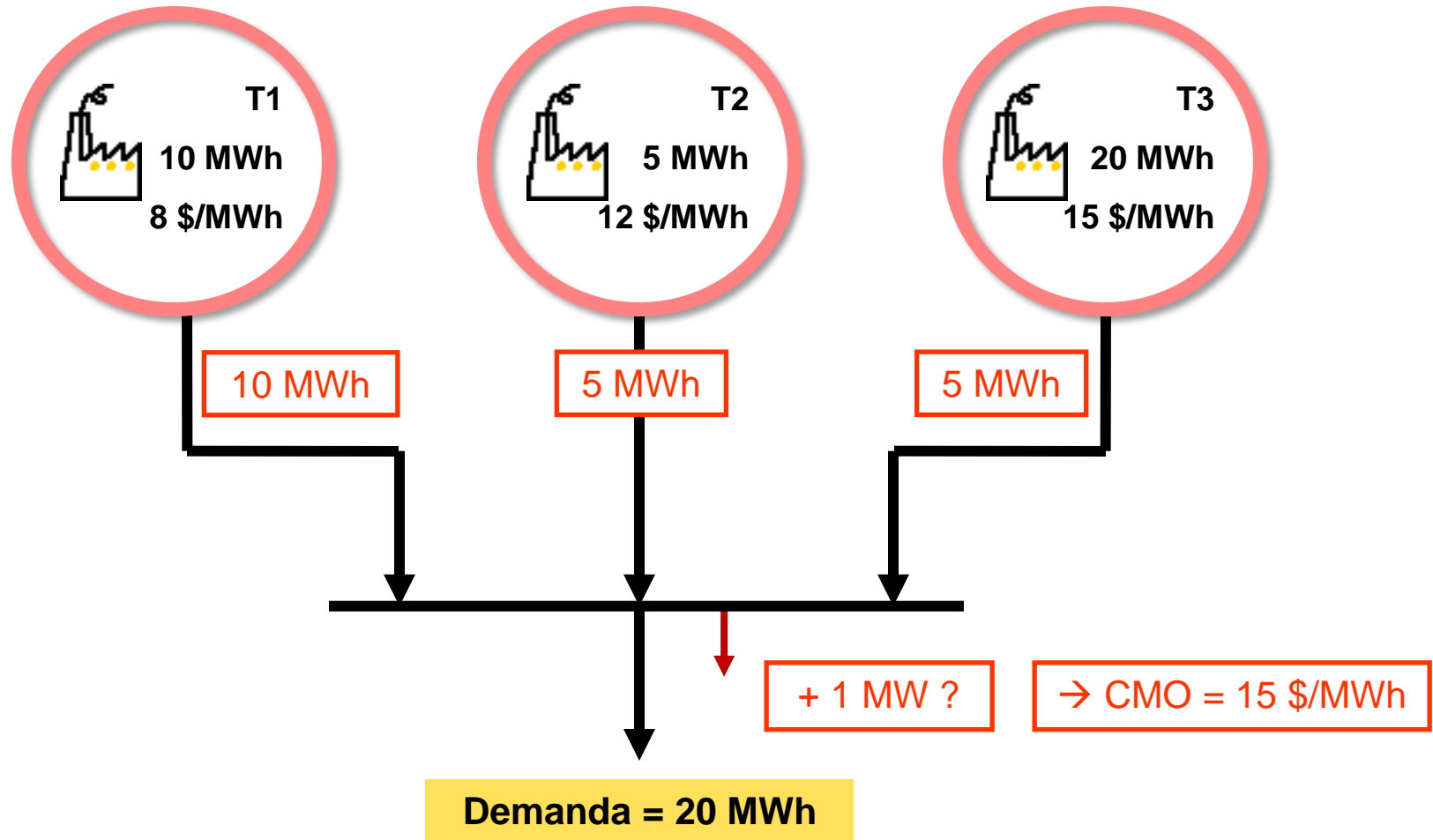
Exemplo 1: Despacho térmico



Exemplo 1: Despacho térmico - solução



Exemplo 1: Custo marginal de operação



O custo marginal representa o preço de curto prazo para todas as compras e vendas de energia no mercado atacadista

Formulação do problema

$$\text{Min } c_1 g_1 + c_2 g_2 + c_3 g_3 \quad \rightarrow \text{Custo operativo}$$

sujeito a:

$$g_1 + g_2 + g_3 = D$$

$$g_1 \leq g_{\max 1}$$

$$g_2 \leq g_{\max 2}$$

$$g_3 \leq g_{\max 3}$$

\rightarrow Balanço energia

\rightarrow Limites operativos



Substituindo os valores...

$$\text{Min } 8 g_1 + 12 g_2 + 15 g_3$$

sujeito a:

$$g_1 + g_2 + g_3 = 20 \text{ MWh}$$

$$g_1 \leq 10 \text{ MWh}$$

$$g_2 \leq 5 \text{ MWh}$$

$$g_3 \leq 20 \text{ MWh}$$

g_1 , g_2 e g_3 são as
variáveis de decisão
do problema

Custo marginal de operação

- ▶ Além da produção de cada usina, o modelo de despacho econômico calcula o **Custo Marginal de Operação (CMO)**
- ▶ CMO = aumento do custo de operação resultante de um incremento na demanda: $\partial z / \partial D$

$$z = \text{Min } c_1 g_1 + c_2 g_2 + c_3 g_3$$

sujeito a:

$$g_1 + g_2 + g_3 = D \quad \leftarrow \quad \pi_d = \partial z / \partial D$$

$$g_1 \leq g_{\max 1}$$

$$g_2 \leq g_{\max 2}$$

$$g_3 \leq g_{\max 3}$$

↑
Multiplicador de
Lagrange

Despacho Hidrotérmico



Modelagem de uma Hidro – Balanço Hidráulico

VOLUME ARMAZENADO AO
FINAL DO PERÍODO =

+ VOLUME INICIAL

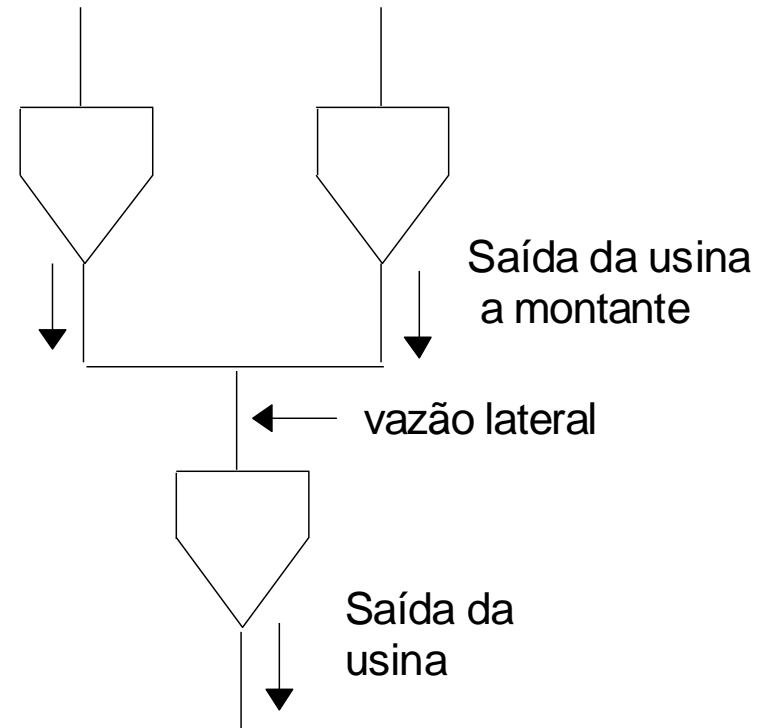
+ VOLUME AFLUENTE

– VOLUME TURBINADO

– VOLUME VERTIDO

– VOLUME EVAPORADO

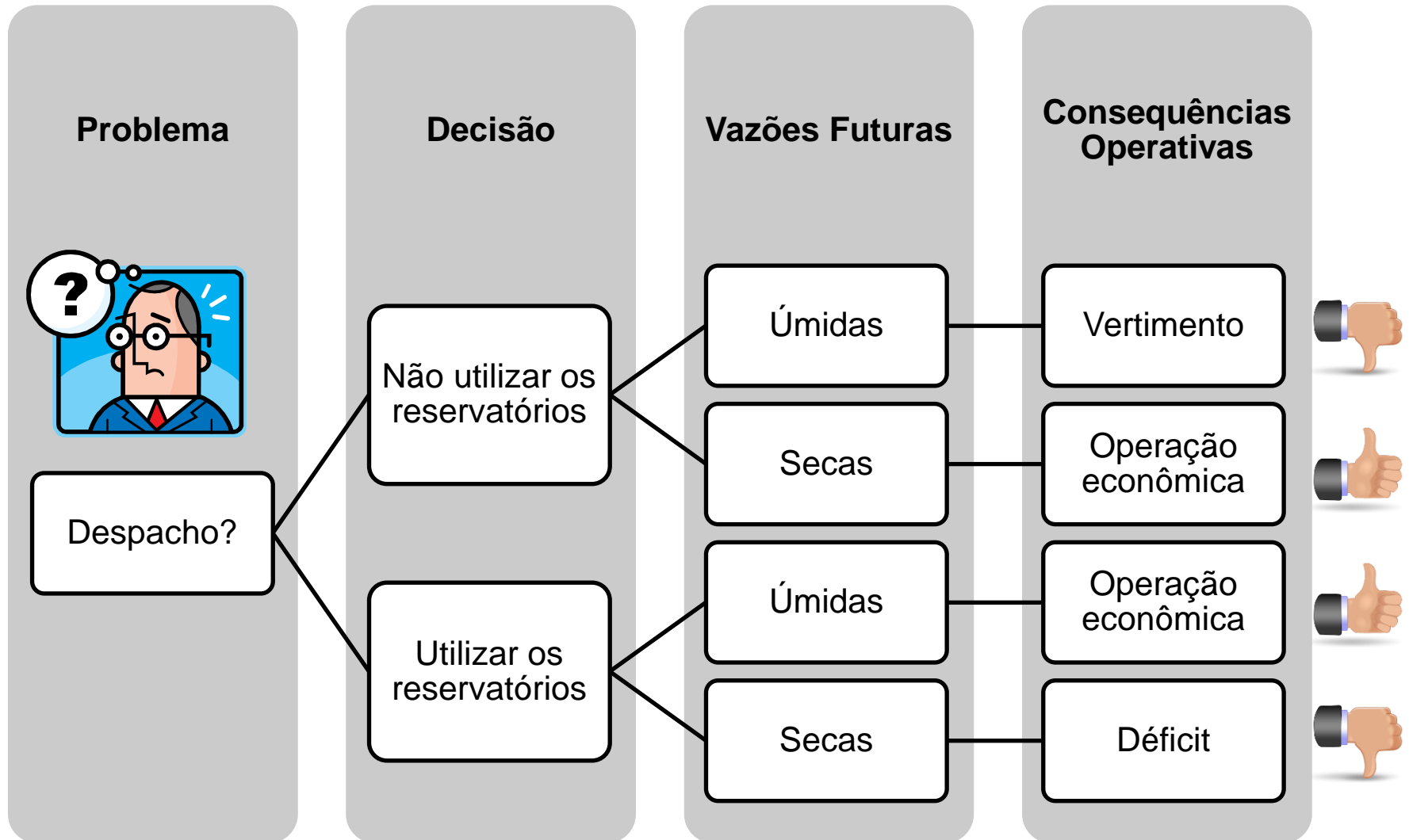
– RETIRADAS PARA IRRIGAÇÃO



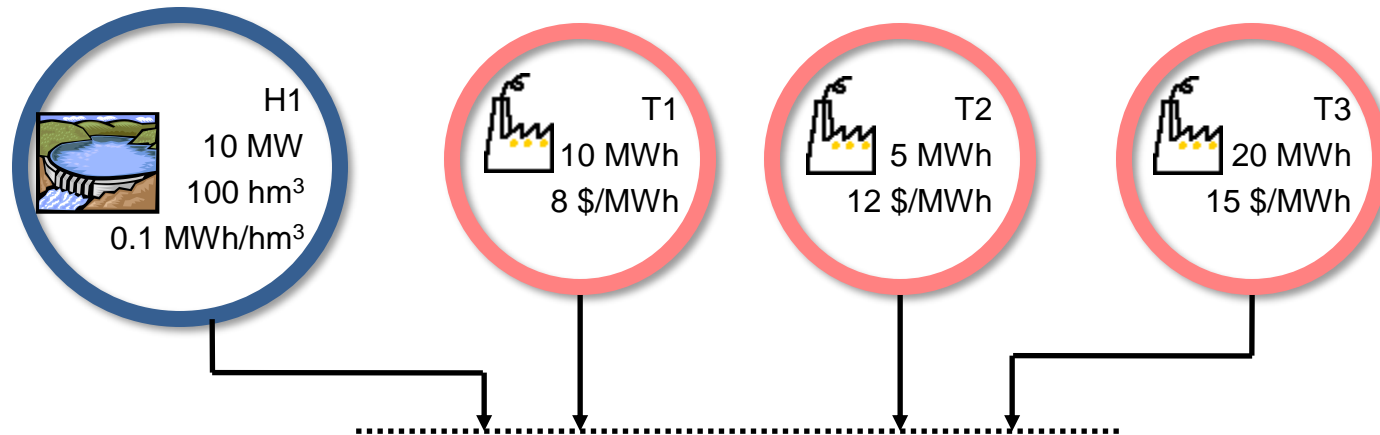
Despacho Hidrotérmico

- ▶ Acoplado no tempo: uma decisão operativa de hoje afeta o custo operativo futuro
- ▶ Hidroelétricas tem custos operativos indiretos: associados a oportunidade de substituir geração térmica hoje ou no futuro
- ▶ Decisão de despacho de uma hidro afeta as decisões das usinas na cascata

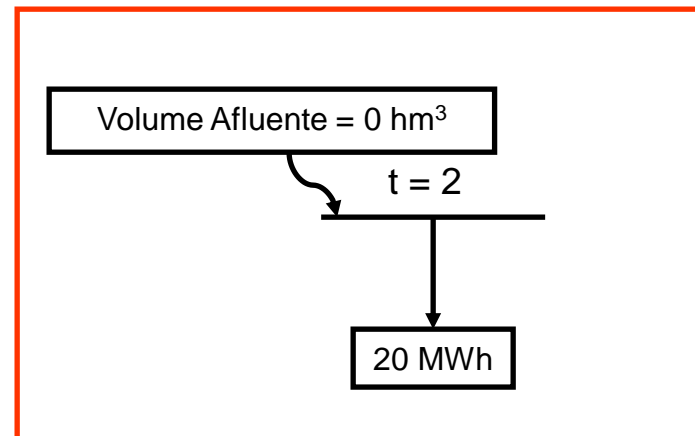
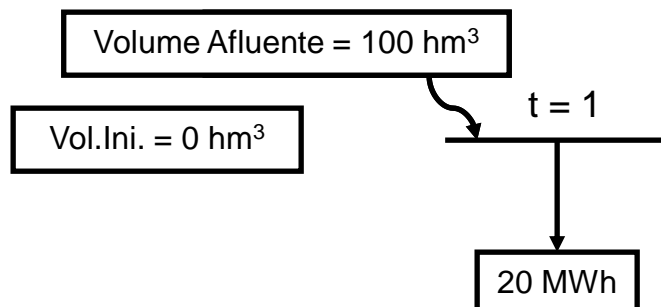
Incerteza Hidrológica – Dependência Temporal



Exemplo 2: despacho hidrotérmico de 2 etapas

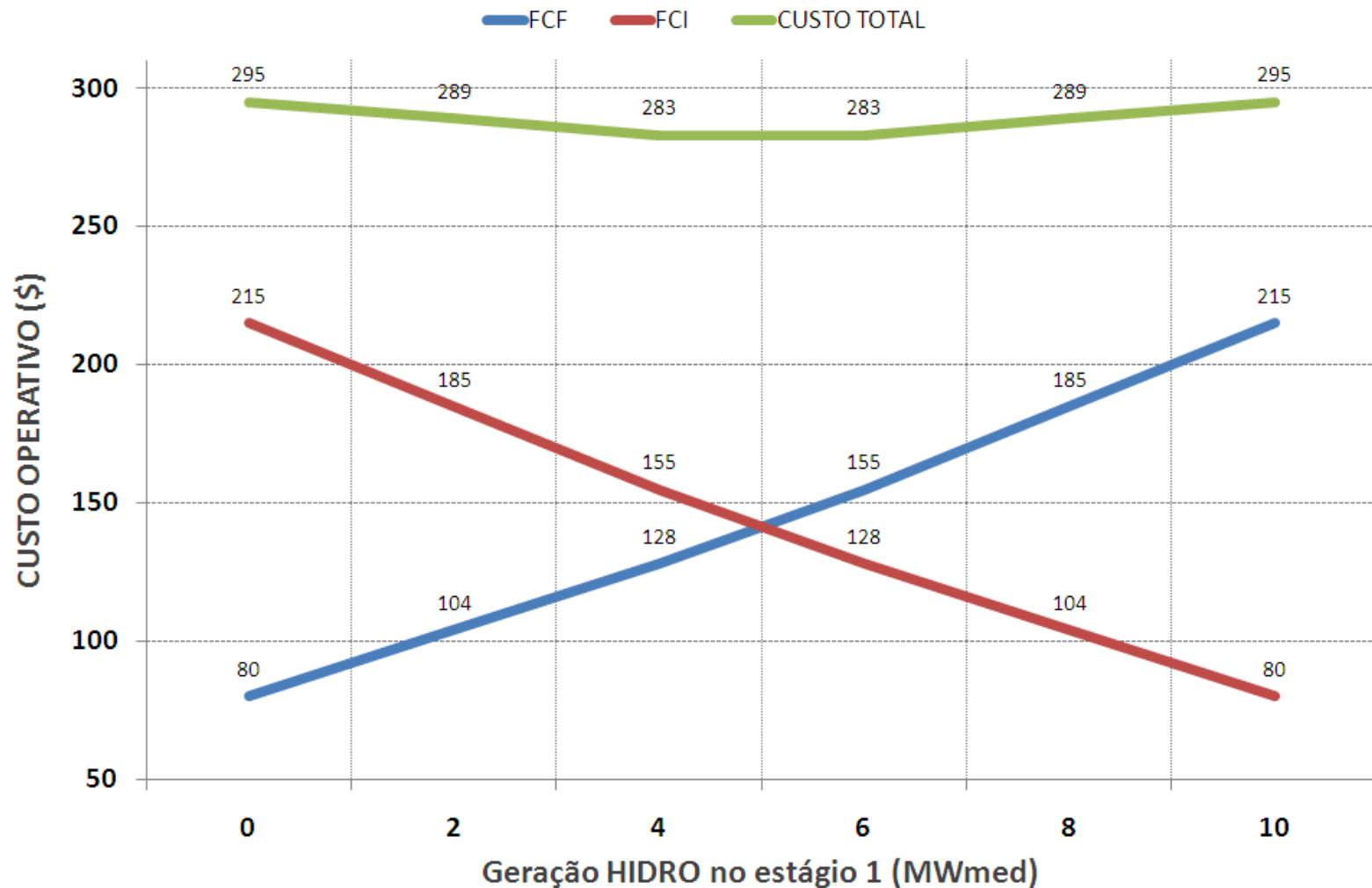


Problema de dois estágios / demanda e vazões conhecidas:



Exemplo 2: Funções de Custo Imediato, Futuro e Total

Custo total vs. Geração hidro na etapa 1



Características do despacho hidrotérmico

- ▶ O despacho hidrotérmico ótimo é o que minimiza a soma do custo total = custo imediato + custo futuro (que depende da decisão do custo imediato).
- ▶ A solução ótima não é gerar toda a hidroelétrica logo no primeiro estágio, embora ela tenha custo operativo = zero.
- ▶ Por quê?

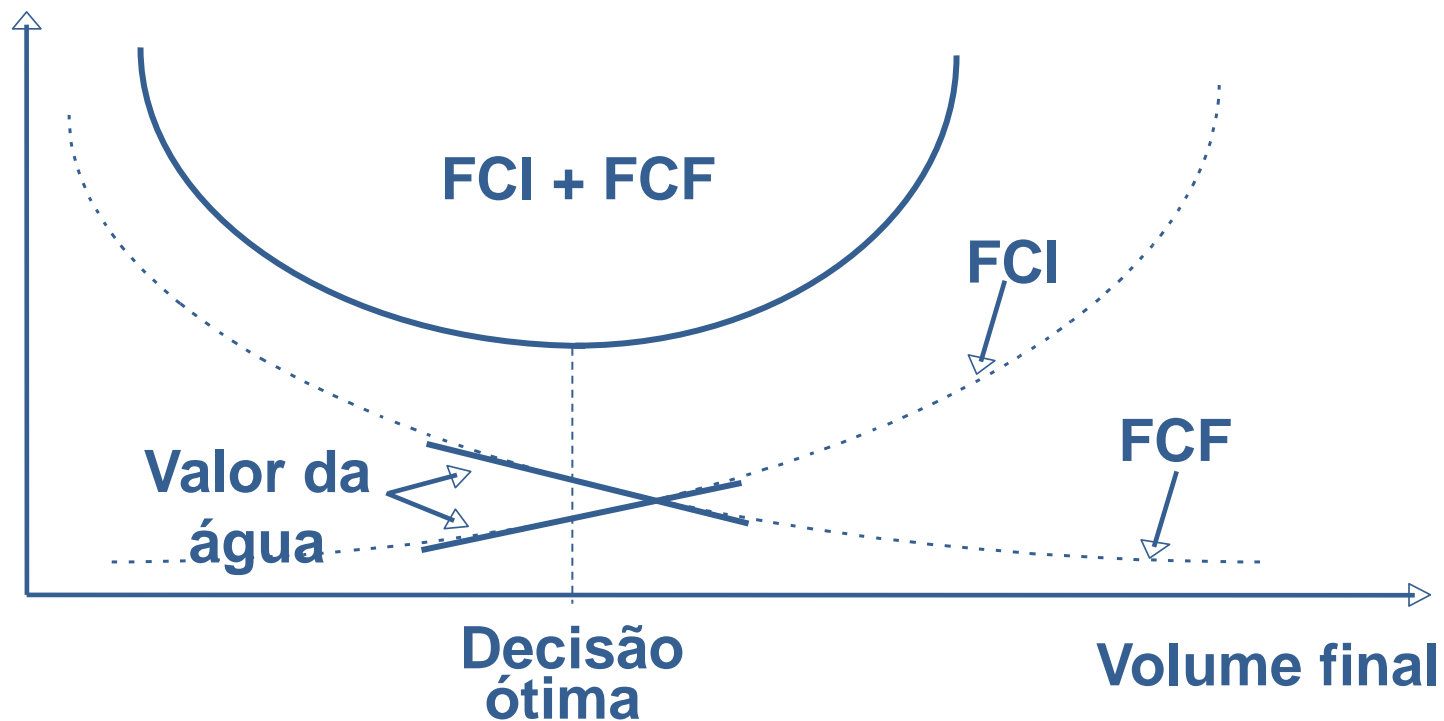
Porque a hidrelétrica pode transportar água (energia) de um estágio para outro.

A geração hidro tem, portanto, um **custo de oportunidade**

Decisão Ótima e Valor da Água

$$\text{Min } FCI(v) + FCF(v) \Rightarrow \frac{\partial FCI}{\partial v} + \frac{\partial FCF}{\partial v} = 0$$

O custo de oportunidade da geração hidrelétrica é o preço que *igual*a o benefício marginal de gerar hoje e no futuro



Decisão ótima e valor da água

- ▶ O despacho ótimo é obtido quando o valor da água imediato é igual ao valor da água futuro.
- ▶ Como o valor da água representa quanto alguém pagaria (ou cobraria) por uma unidade a mais do recurso, conclui-se que o valor da água é o custo de oportunidade da hidroelétrica.
- ▶ Matematicamente, o valor da água é a derivada da FCI e FCF com respeito ao volume.

Formulação do problema de despacho hidrotérmico multi-estágio

$$\text{Min } \sum_j \sum_t c_{j,t} g_{j,t}$$

s.a

$$\sum_j g_{j,t} + \sum_i (\rho_i \times u_{i,t}) = \text{Demanda}_t \quad \forall t$$

$$g_{j,t} \leq G_{\max,j,t} \quad \forall j,t$$

$$u_{i,t} \leq U_{\max,i,t} \quad \forall i,t$$

$$V_{i,t+1} = V_{i,t} + a_{i,t} - u_{i,t} - s_{i,t} + \sum_{k \in \Omega_i} (u_{k,t} + s_{k,t}) \quad \forall i,t$$

$$V_{i,t+1} \leq V_{\max,i} \quad \forall i,t$$

$u_{i,t}$	Turbinamento da hidro i na etapa t
$U_{\max,i}$	Turbinamento máximo da hidro i na etapa t
ρ_i	Fator de produção da hidro i (converte fluxo turbinado em energia)
$s_{i,t}$	Vertimento da hidro i na etapa t
$a_{i,t}$	Afluência natural à hidro i na etapa t
$V_{i,t+1}$	Armazenamento final da hidro i na etapa t
$V_{\max,i}$	Armazenamento máximo da hidro i
Ω_i	Conjunto das usinas imediatamente à montante da hidro i

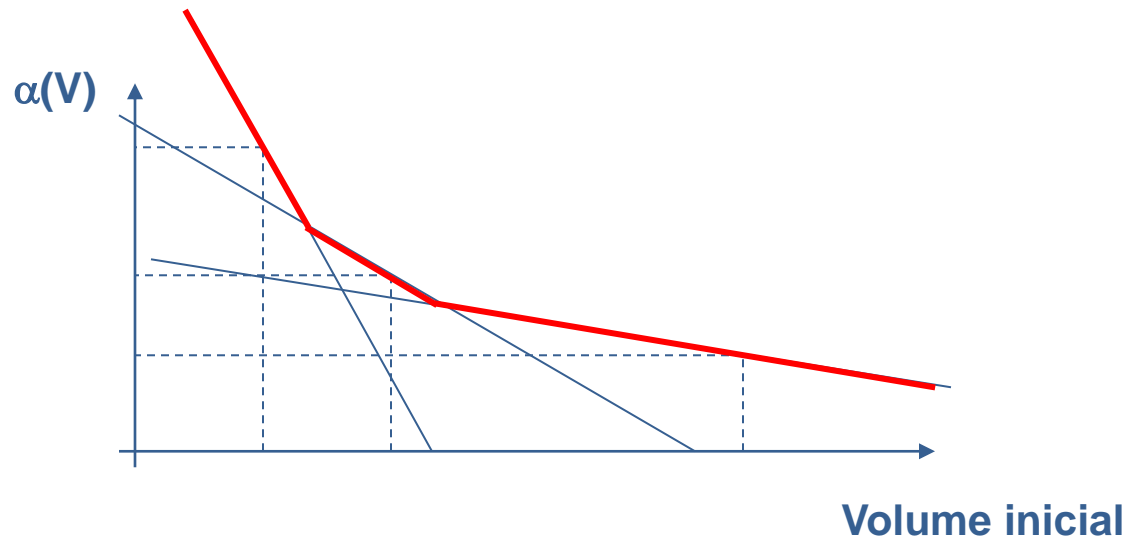
Onde:

Otimização Estocástica

- ▶ A solução de problemas reais de despacho hidrotérmicas usualmente requerem a representação do sistema por um horizonte de médio/largo prazo (até 10 anos no caso do sistema Brasileiro)
- ▶ As principais incertezas inerentes a este processo de planejamento são:
 - Vazões afluentes às usinas hidroelétricas
 - Crescimento da demanda
 - Custos dos combustíveis
 - Disponibilidade dos equipamentos

Programação Dinâmica Estocástica Dual (SDDP)

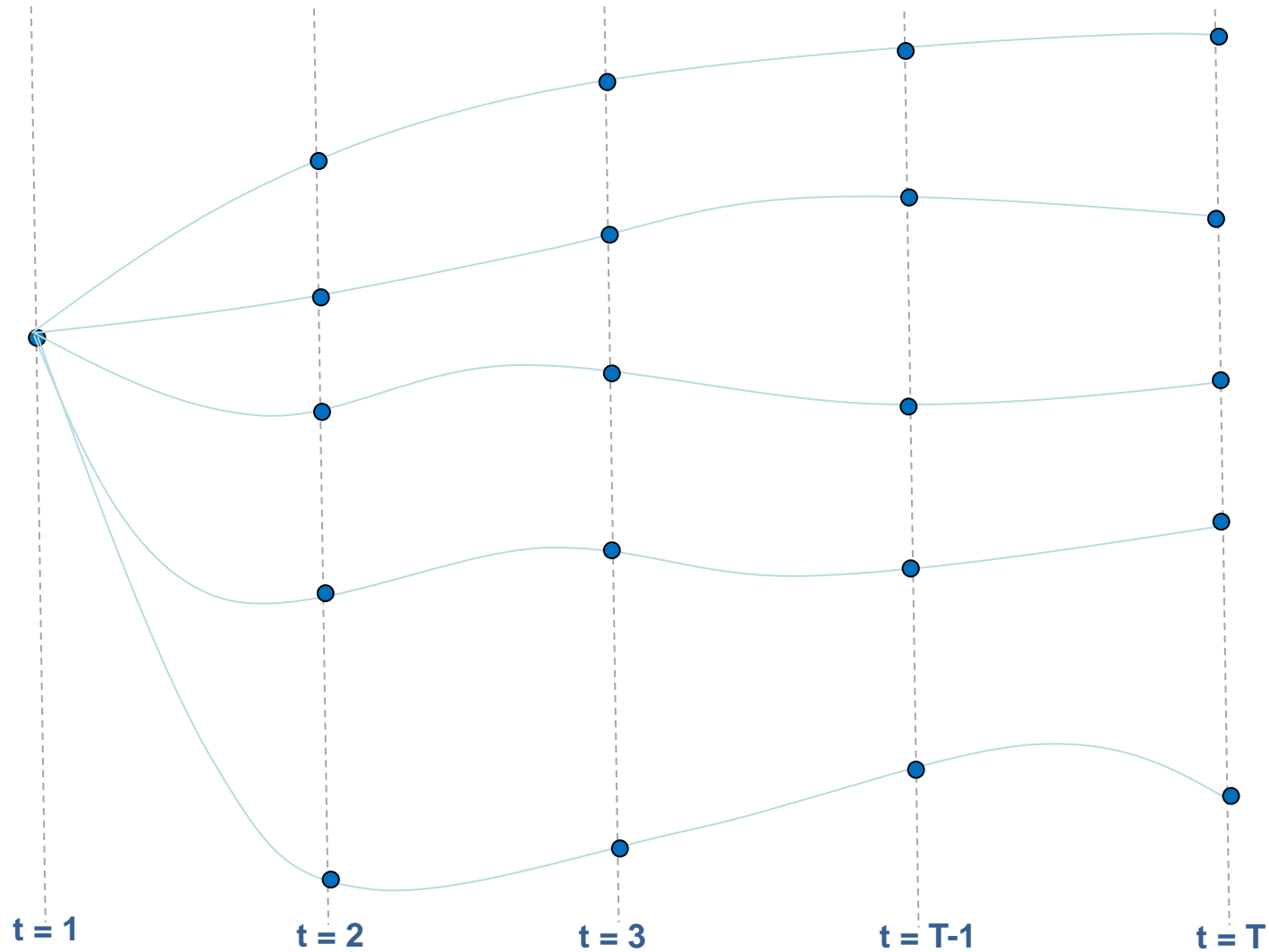
- SDDP evita o problema do crescimento exponencial aproximando a FCF por uma função linear por partes



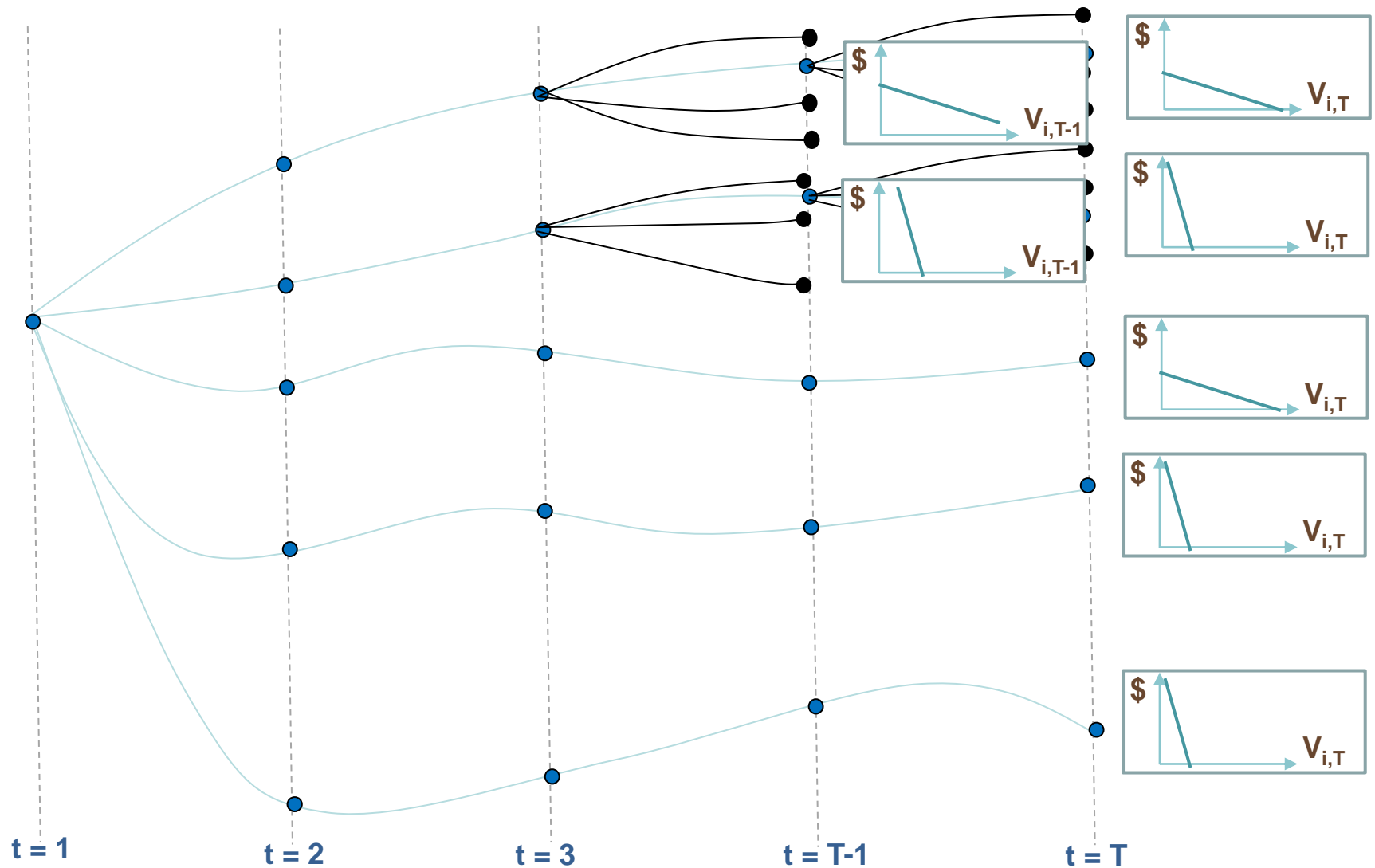
Algoritmo SDDP

- ▶ O procedimento iterativo para a solução do problema de despacho hidrotérmico por PDD consiste de duas fases:
 - Simulação *Forward*: gera pontos de armazenamento para os reservatórios em cada etapa considerando uma aproximação para a FCF
 - Recursão *Backward*: adiciona novos segmentos lineares a aproximação da FCF de cada etapa
- ▶ Este processo, Forward-Backward, se repete até a convergência

SDDP – passo forward



SDDP – passo backward



Software SDDP da PSR

- ▶ SDDP® é um modelo de despacho hidrotérmico estocástico com representação da rede de transmissão e representação individualizada de usinas hidroelétricas para estudos operativos de médio e longo prazos.
- ▶ Desenvolvido pela PSR.
- ▶ SDDP = Stochastic Dual Dynamic Programming (ou, em Português, Programação Dinâmica Dual Estocástica).
- ▶ Além da política operativa de mínimo custo, o modelo calcula vários índices económicos tais como o custo marginal de operação (por submercado e por barra), custos de congestionamento da rede, valores da água por usina e diversos outros custos marginais.

Usos do SDDP no Brasil

- ▶ Estudos para ONS, GCE, ANEEL, MME, etc
- ▶ Estudos para diversos investidores, exemplos:
 - Avaliação de concessionárias para privatização
 - Interconexões (CIEN 1 e 2, Brasil-Uruguai, alternativas Brasil-Bolívia etc.)
 - Empreendimentos hidrelétricos
 - Usinas térmicas nas regiões Sul, SE-CE e NE
 - Projeção de preços e análise de risco para comercializadoras
 - Projeção de consumo de gás natural para térmicas
 - Análise para leilões de energia
 - Integração gás-eletricidade

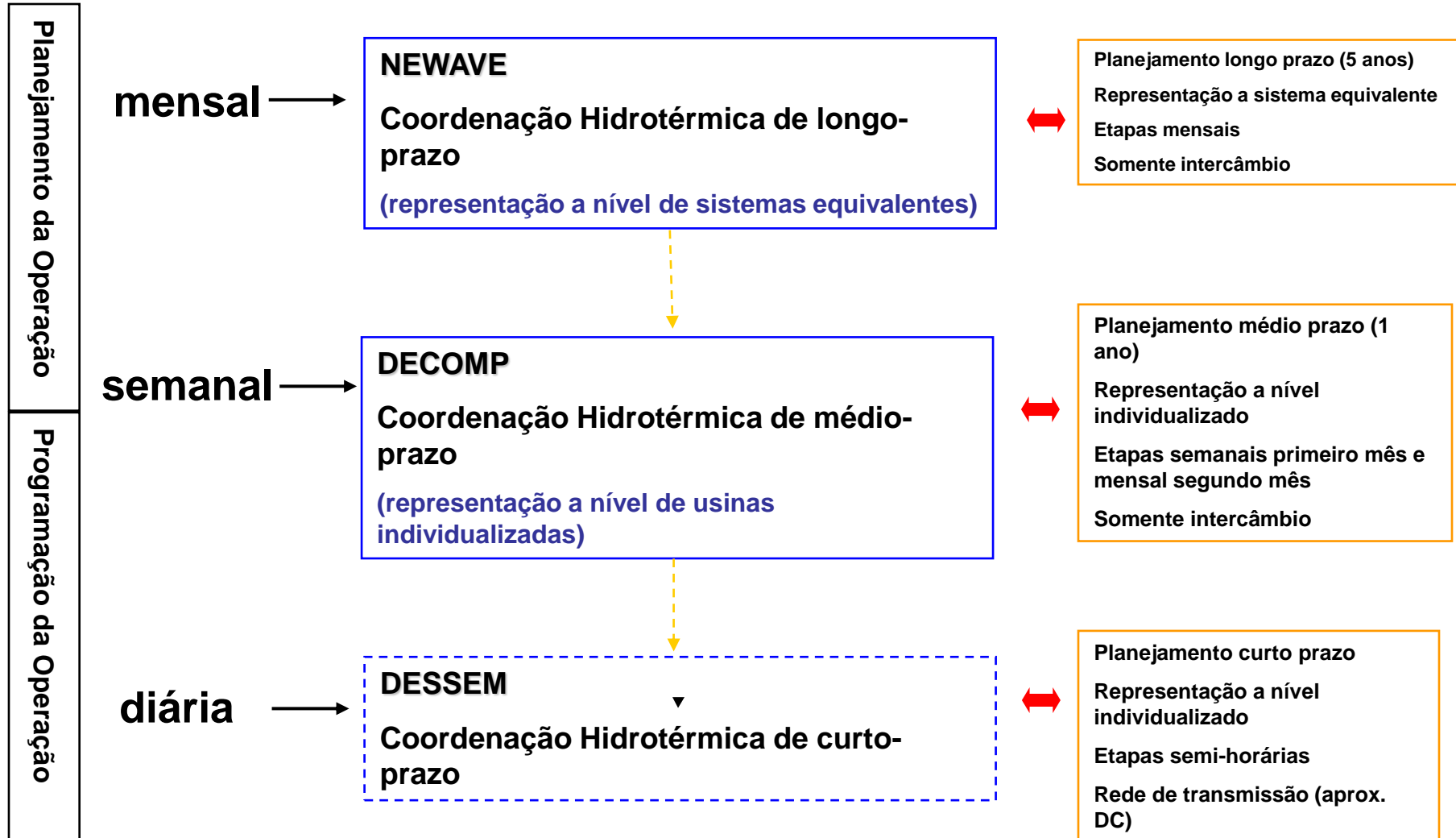
Despacho Hidrotérmico no Brasil



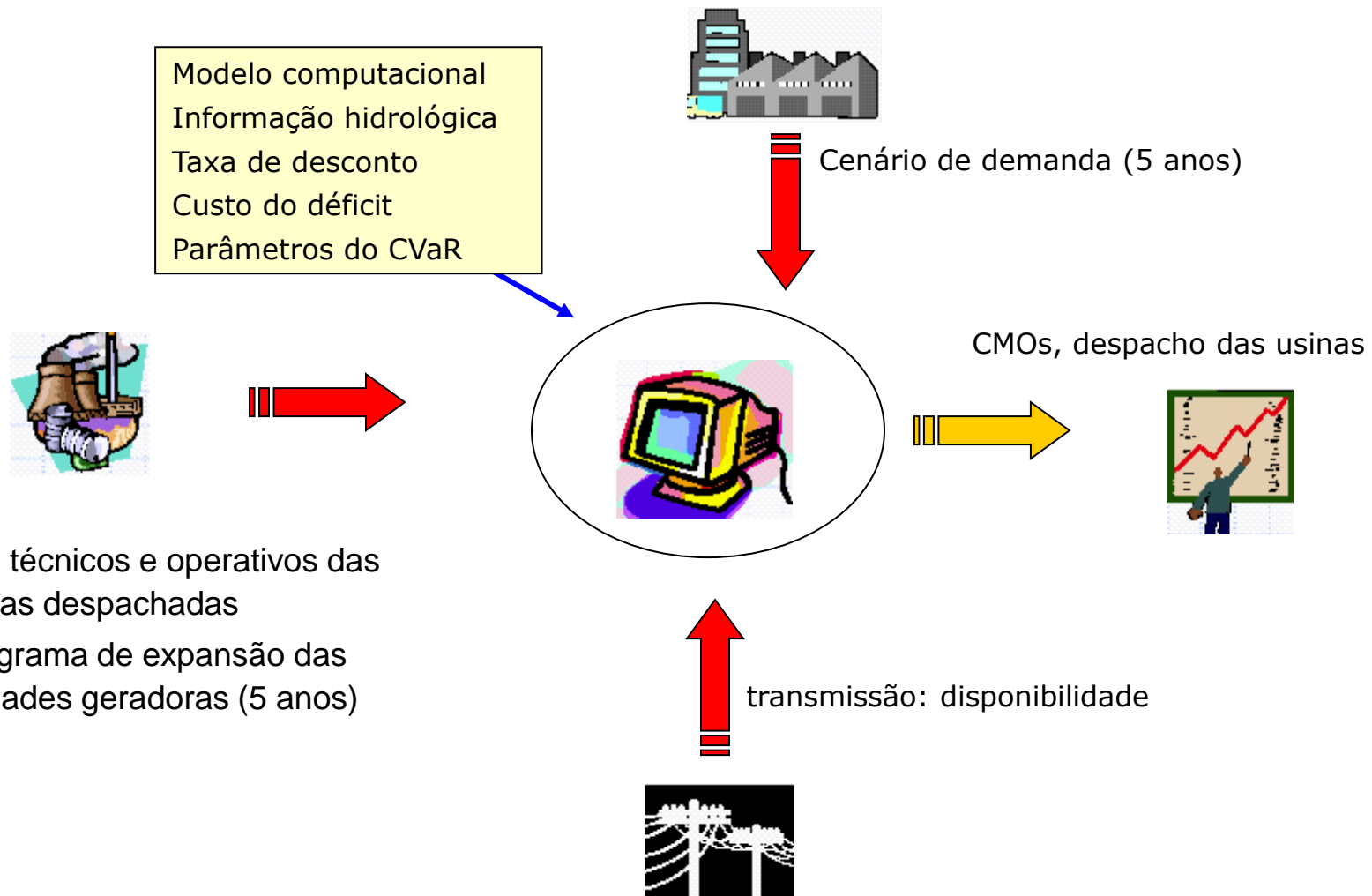
Despacho atual do sistema Brasileiro

- ▶ O Operador Nacional do Sistema (ONS) determina a produção de cada gerador ao longo dos próximos 5 anos
- ▶ Uma cadeia de modelos de otimização estocástica que consideram a incerteza das afluições futuras são usados para as decisões de despacho.
 - Os modelos calculam a produção de cada usina (MWh) e o custo marginal de operação (CMO) (R\$/MWh) que é usado como um “proxy” do preço da energia na CCEE (PLD – Preço de Liquidação de Diferenças).

Planejamento da Operação Energética - Cadeia de Modelos do ONS



Dados do despacho centralizado do ONS



Todos os dados de entrada do modelo computacional estão disponíveis para os agentes em www.ccee.org.br (o modelo também é disponibilizado)

Probabilidade de se Decretar Racionamento



Cálculo do risco de déficit de energia

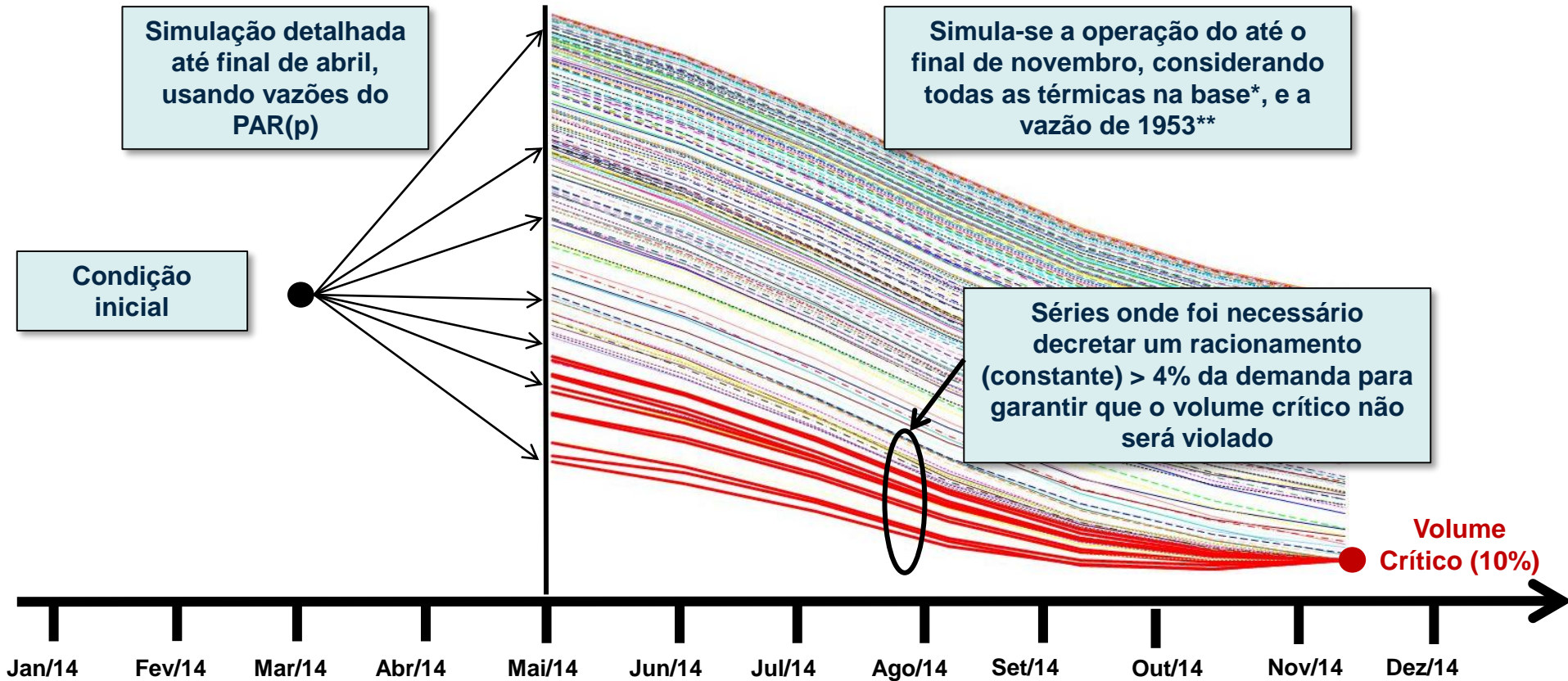
- ▶ Para cada cenário simulado e a cada mês do ano, o modelo verifica se a soma da máxima produção hidrelétrica e do total de produção das usinas termelétricas e renováveis atende a demanda total daquele mês
- ▶ Em caso negativo, o modelo calcula a *energia não suprida* e “marca” o cenário como “déficit de energia”
- ▶ Risco de qualquer déficit: $\# \text{ de marcados} \div \text{total de cenários}$
 - Exemplo: $40 \text{ marcados} \div 2.000 \text{ simulados} \Rightarrow 2\% \text{ de risco}$
- ▶ Risco de déficit $> x\%$ da demanda (e.g. 5%)
 - Somente marca os cenários em que a energia não suprida total $> x\%$ da demanda anual

Probabilidade de se decretar racionamento

- ▶ Uma limitação no risco de déficit é que o corte de carga é “feito” (ou não) pelo programa a cada mês sem levar em considerar que é traumático para a sociedade
 - ▶ Por exemplo, desde o início de fevereiro o modelo de despacho tem recomendado o corte de 5% da demanda do SIN
- ▶ Em 2007 a PSR desenvolveu* um novo índice que procura representar o processo de decisão de decretar um racionamento

* R. Kelman, B. Bezerra, A. Dias, L.A. Barroso, J. Rosenblatt and M.V. Pereira “Uma Metodologia para o Cálculo da Probabilidade de Decretar Racionamento”–XIX Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica (SNPTEE) 2007, Rio de Janeiro, RJ

Metodologia PSR



* São descontadas as paradas por falha e manutenção programadas segundo o PMO do ONS

** Pior ano do histórico e 8º pior período seco do histórico

Simulando a decisão de postergar o racionamento

- ▶ Para as séries onde **não** foi decretado racionamento em maio, repete-se o procedimento considerando agora os volumes armazenados ao final de maio
 - Verificar se o racionamento seria decretado a partir de junho
- ▶ E assim por diante...

Em resumo

- ▶ A decisão de racionamento sempre ocorre após o término do período chuvoso
- ▶ Somente se raciona se a redução necessária for significativa ($> 4\%$ da demanda)
- ▶ Tradeoff entre racionar muito de imediato (e suspender pouco depois) e racionar pouco (ou adiar) e ter que aumentar o montante cortado
- ▶ Análise estritamente técnica, não representa fatores políticos que podem alterar os resultados aqui apresentados

One more thing...



Fatores otimistas nas simulações oficiais

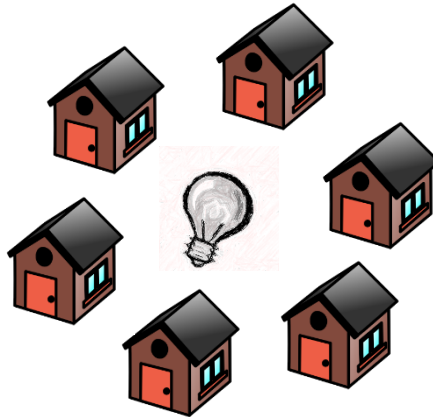
- ▶ Esvaziamento dos reservatórios
- ▶ Vazões no rio São Francisco
- ▶ Cronograma de entrada dos reforços

Planejamento da Expansão de Sistemas Elétricos



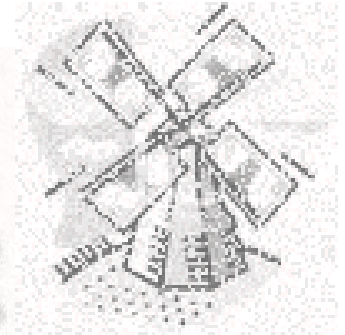
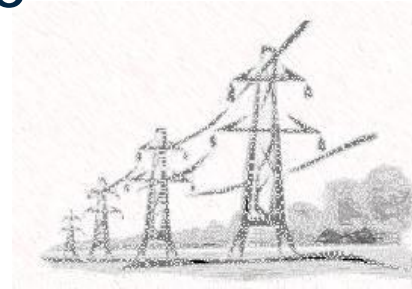
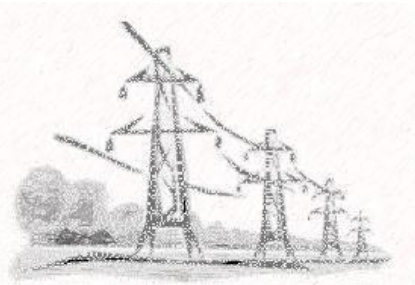
Introdução

- A origem do problema da expansão de sistemas elétricos reside na necessidade de novos investimentos nos sistemas de geração e transmissão necessários para enfrentar o crescimento de demanda e cumprir com os critérios de planejamento



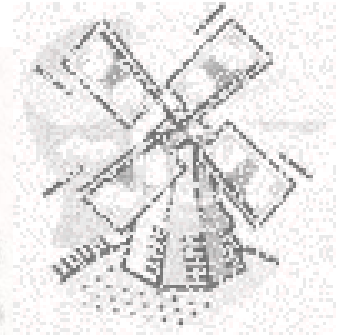
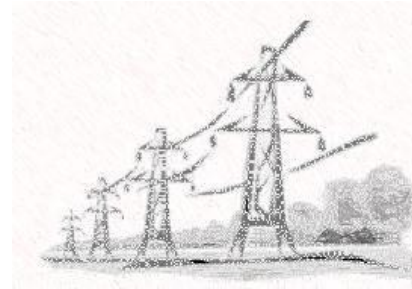
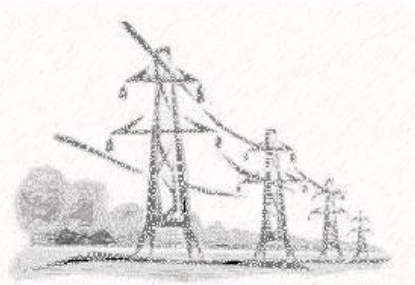
Introdução

- As decisões de expansão estão relacionadas com a seleção das melhores opções de investimento em geração e transmissão



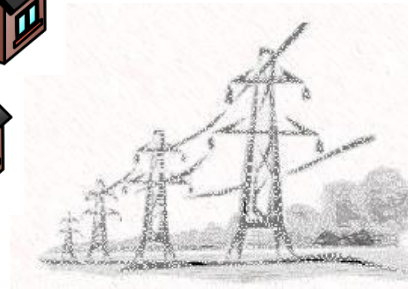
Introdução

- Ao seleccionar a “melhor” entre um grupo de alternativas (G&T) é o que caracteriza a **Natureza Combinatória** deste problema

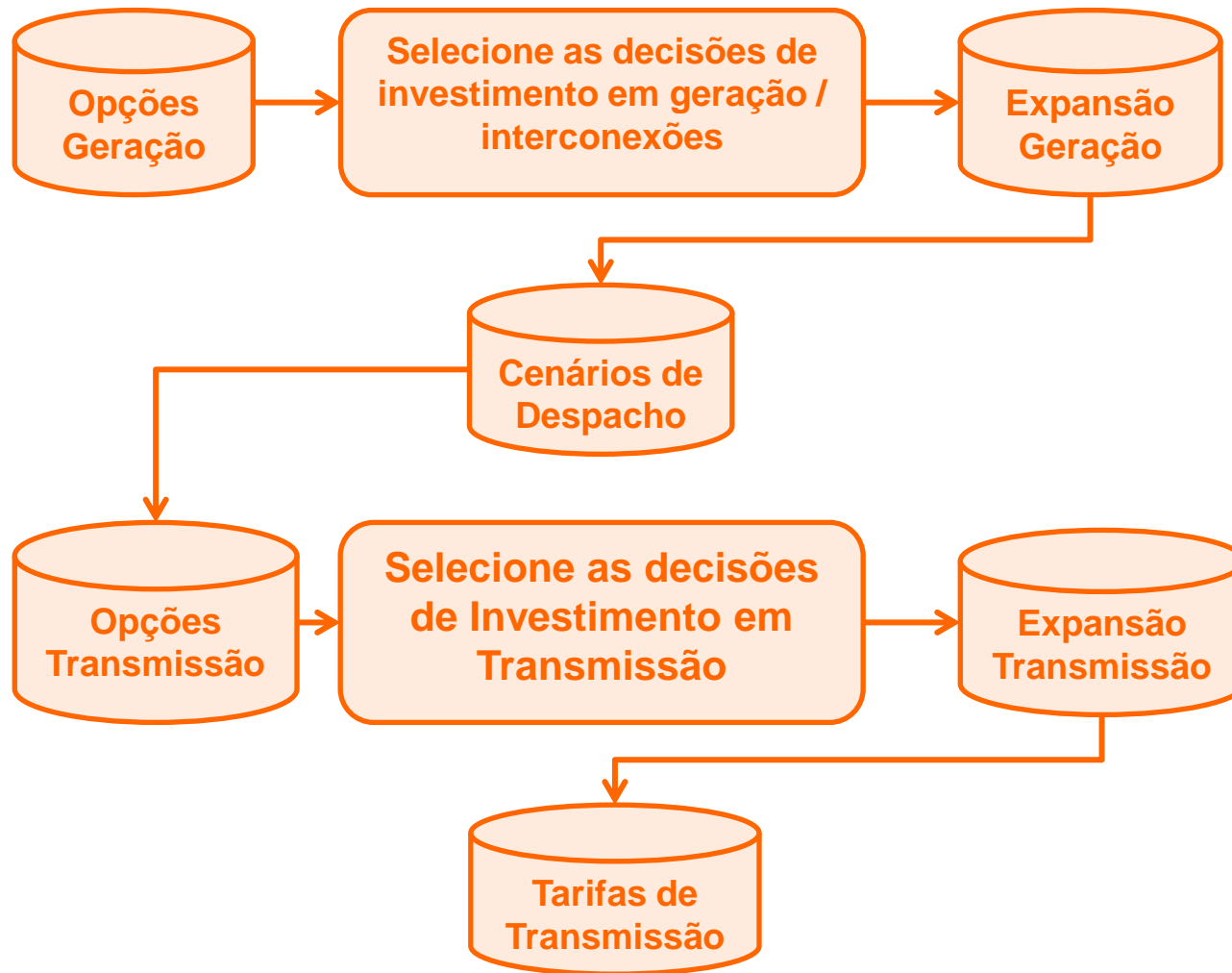


Introdução

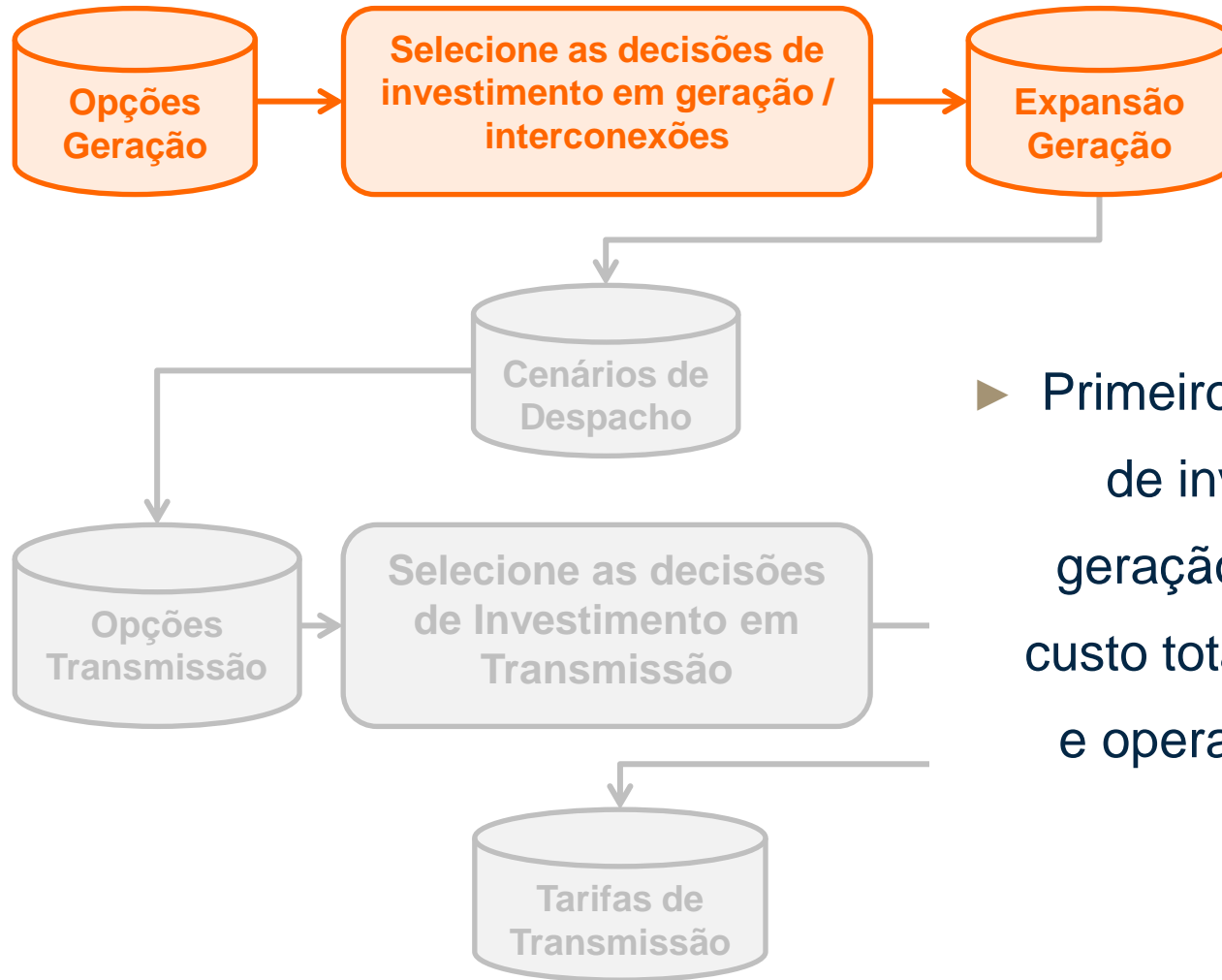
- Este processo pode ser realizado por uma Abordagem **Hierárquica**



Metodologia de Planejamento Usual: Hierárquica

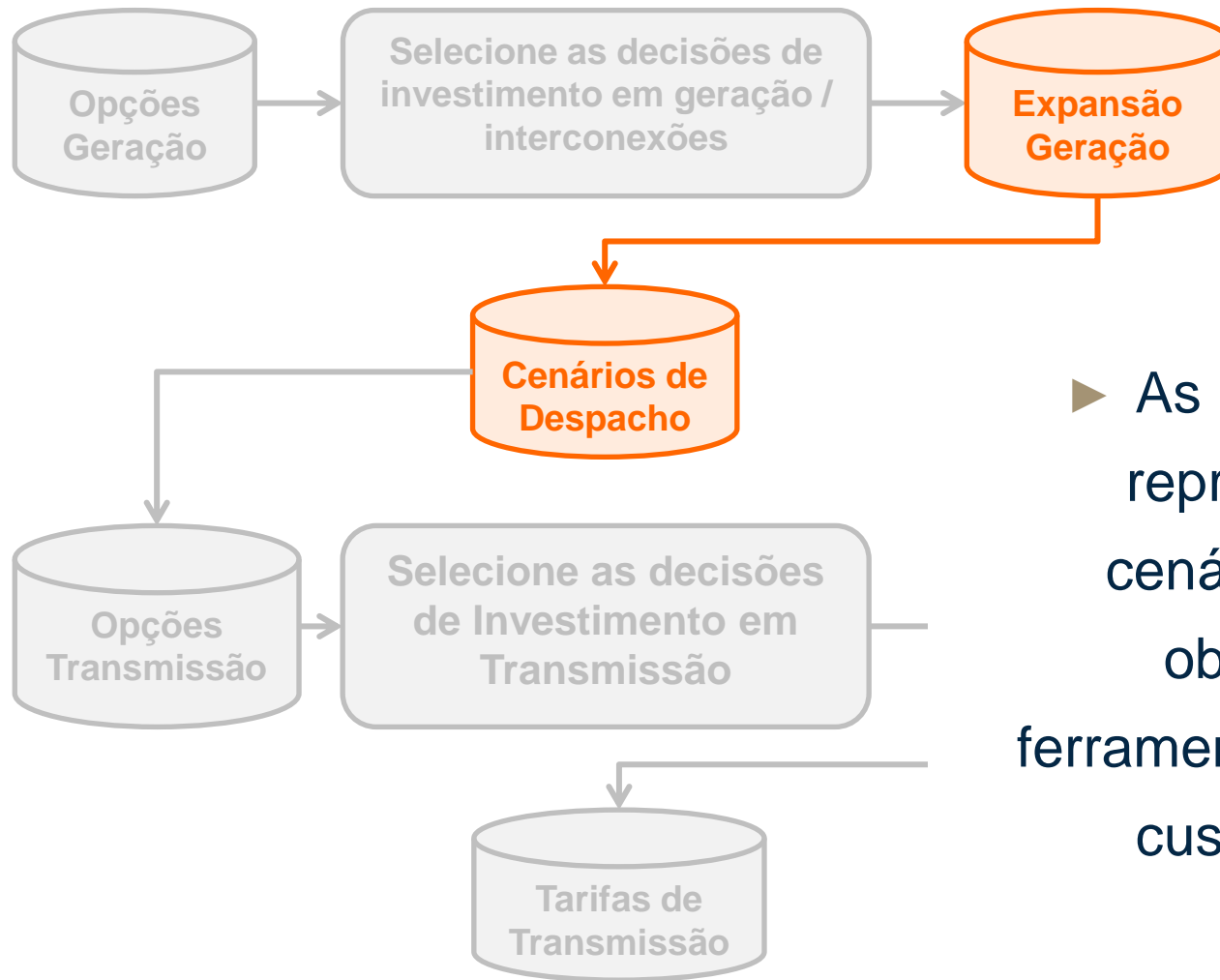


Metodologia de Planejamento Usual: Hierárquica



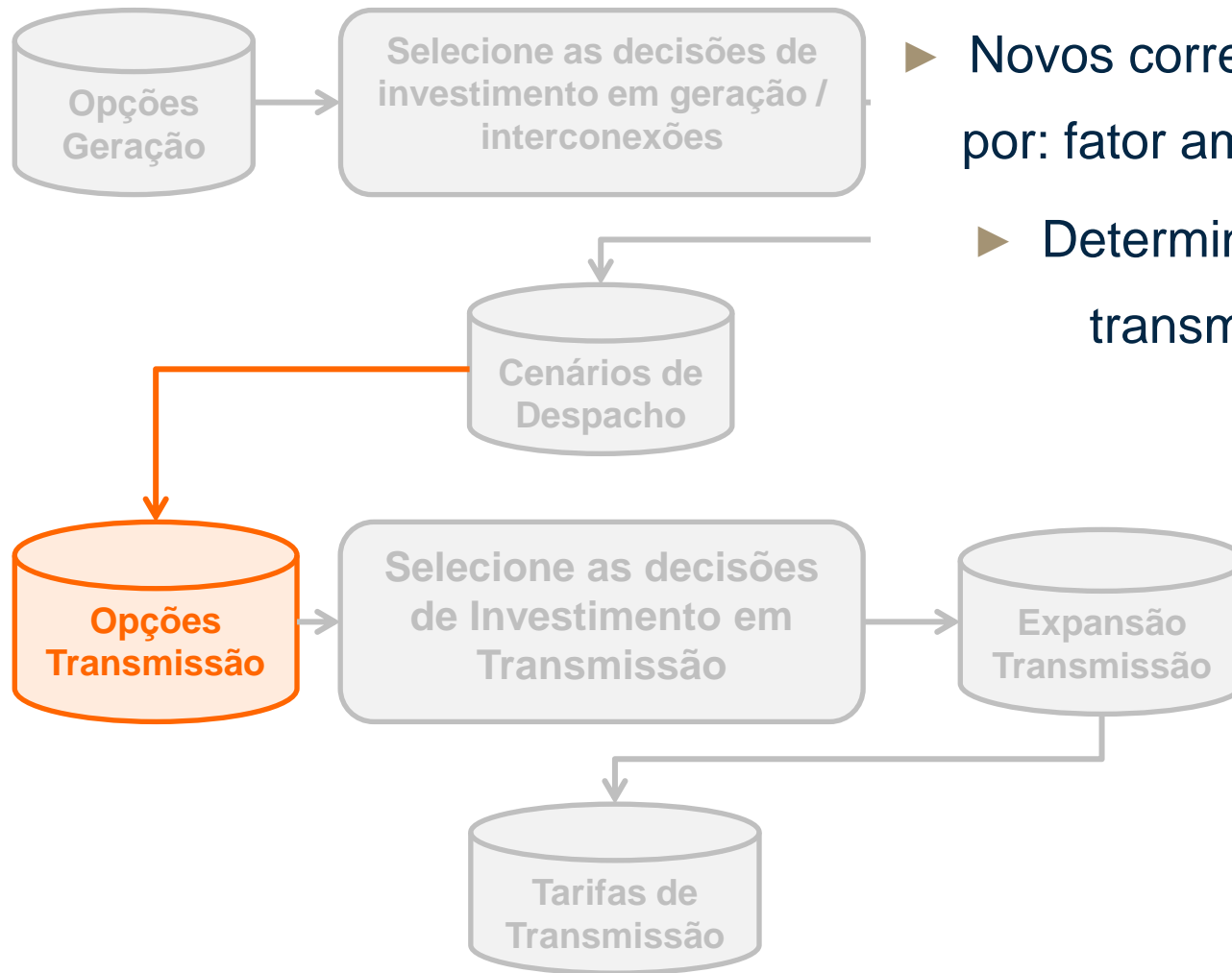
- Primeiro passo: decisões de investimento em geração, minimizando o custo total de investimento e operação ao longo do estudo

Metodologia de Planejamento Usual: Hierárquica



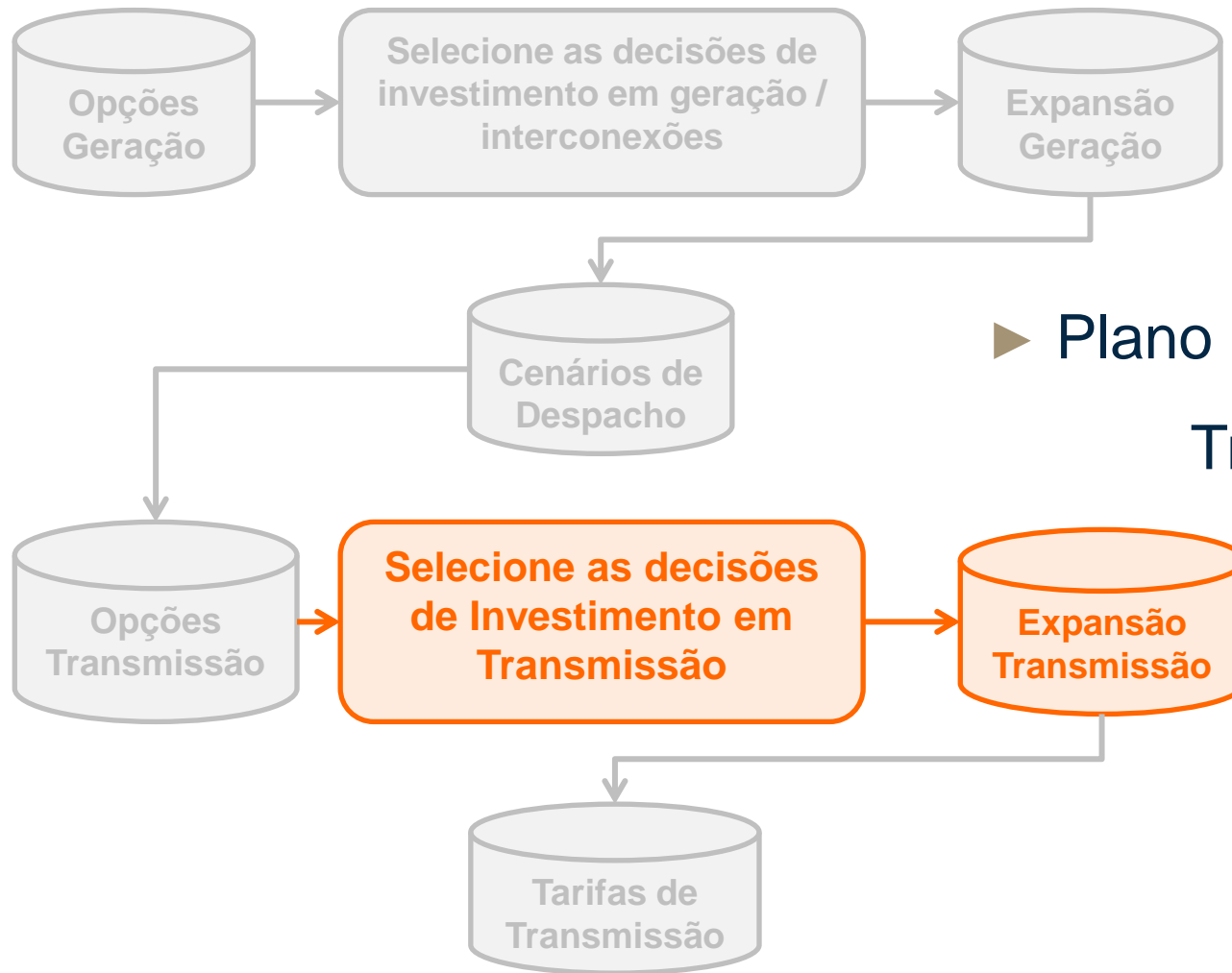
- As incertezas estão representadas pelos cenários de despacho obtidos utilizando ferramentas de simulação de custos de produção

Metodologia de Planejamento Usual: Hierárquica



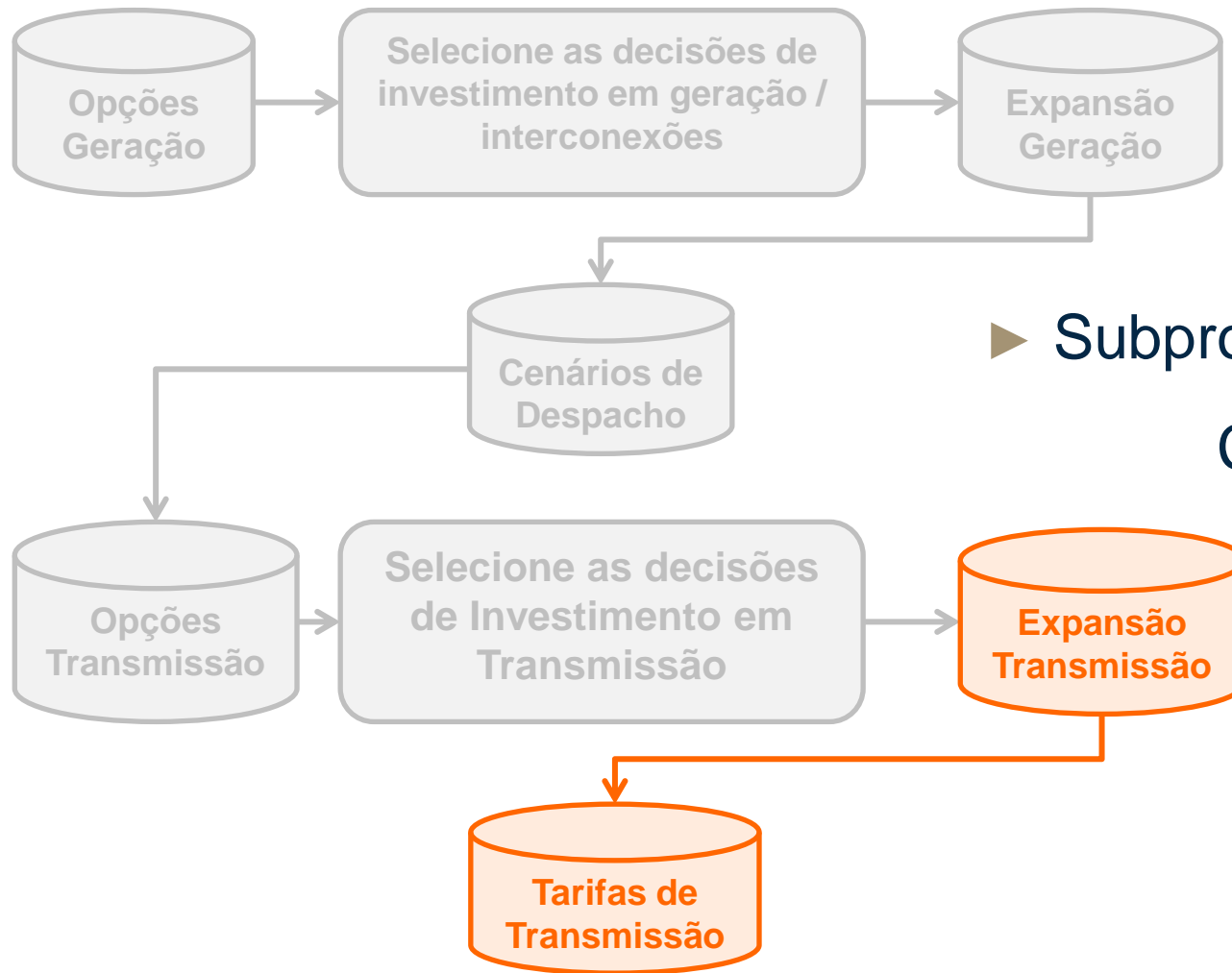
- Novos corredores se caracterizam por: fator ambiental e comprimento
- Determinação das linhas de transmissão candidatas

Metodologia de Planejamento Usual: Hierárquica



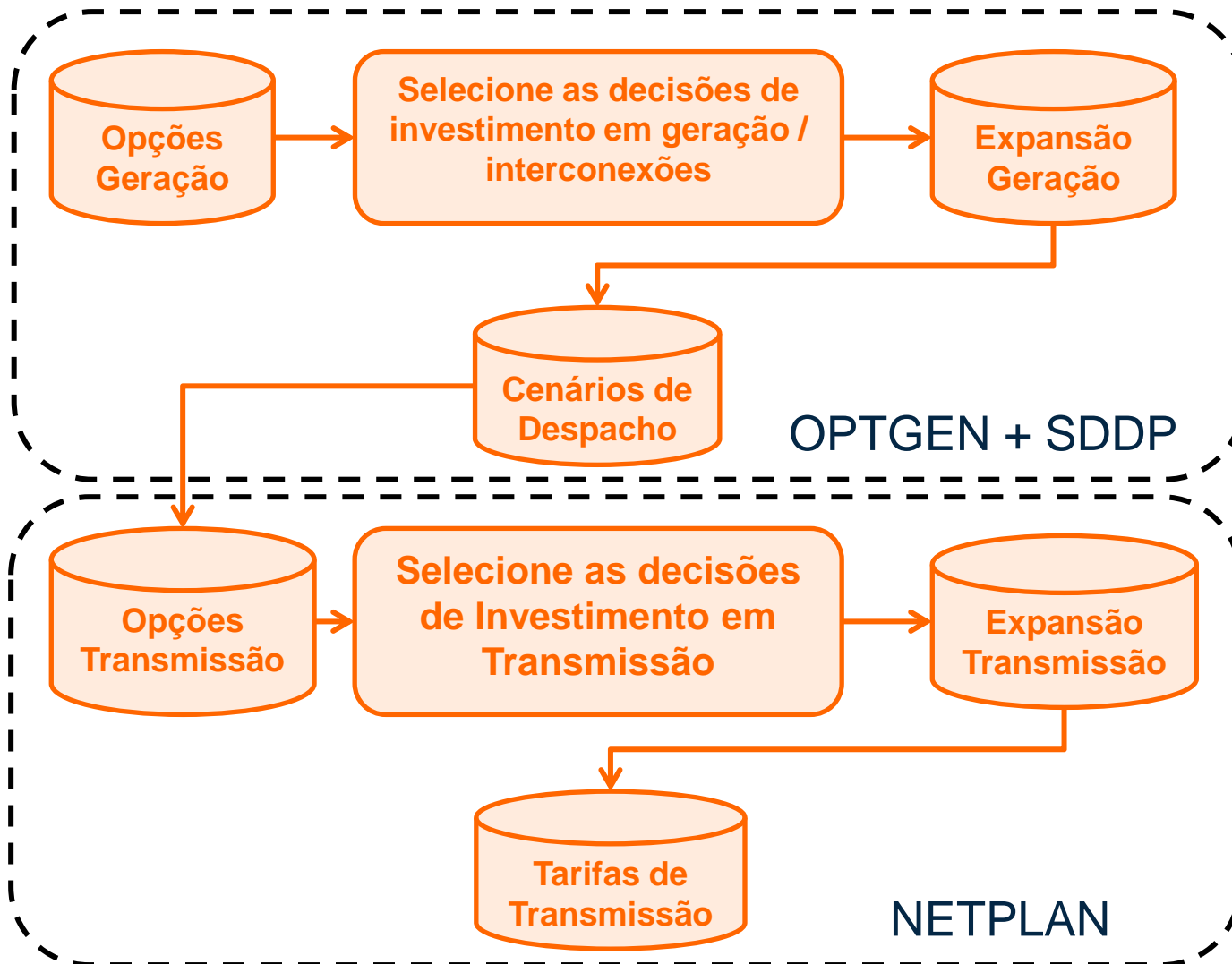
► Plano de Expansão da Transmissão

Metodologia de Planejamento Usual: Hierárquica



► Subproduto: Grid Capital
Cost Factors

Metodologia de Planejamento Usual: Hierárquica



Objetivo do Planejamento da Expansão

- ▶ Definir um plano de expansão para os sistemas de geração/transmissão
 - Onde, quando e quais projetos devem ser construídos
- ▶ Critério:
 - Minimização dos custos (investimento e operação)
 - Investimento: novas usinas geradoras, novas linhas, etc.
 - Custos operativos: custo de produção, de O&M, etc.
 - Minimização do máximo arrependimento
 - Arrependimento se define como a diferença entre a solução sob incerteza e a solução “determinística”

Exemplo simples de um problema de expansão

$$\begin{array}{c} \text{Custo investimento} \qquad \qquad \qquad \text{Custo Operativo} \\ \text{Min } I_1 g_{\max}^1 + I_2 g_{\max}^2 + I_3 g_{\max}^3 + c_1 g_1 + c_2 g_2 + c_3 g_3 + c_{\text{def}} \text{def} \end{array}$$

s.a.

$$g_1 + g_2 + g_3 + \text{def} = D$$

$$g_1 - g_{\max}^1 \leq 0$$

$$g_2 - g_{\max}^2 \leq 0$$

$$g_3 - g_{\max}^3 \leq 0$$

} Límites operativos

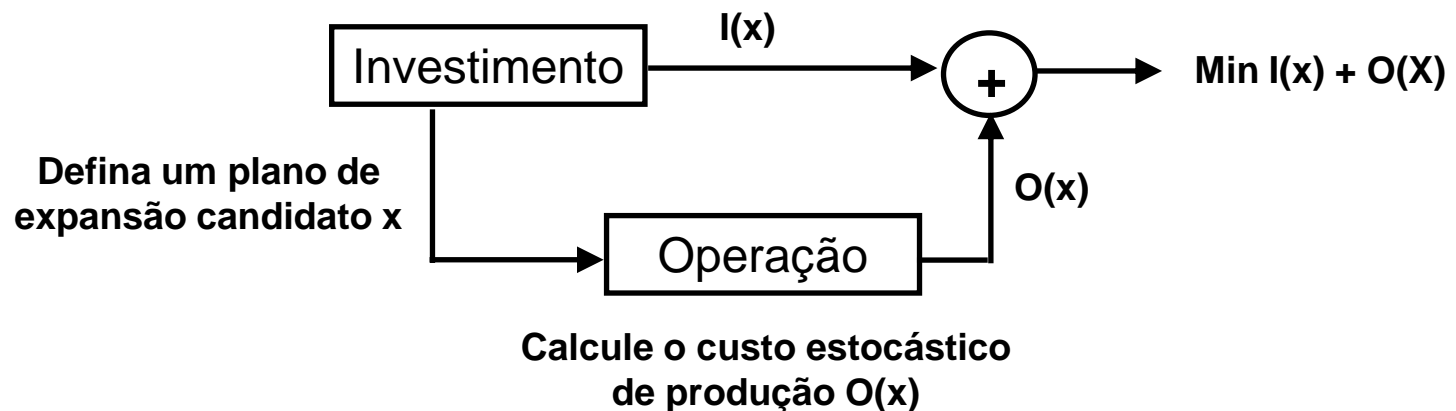
I_1, I_2, I_3 – custos unitários de investimento (\$/MW)

$c_1, c_2, c_3, c_{\text{def}}$ – custos unitários de operação (\$/MWh)

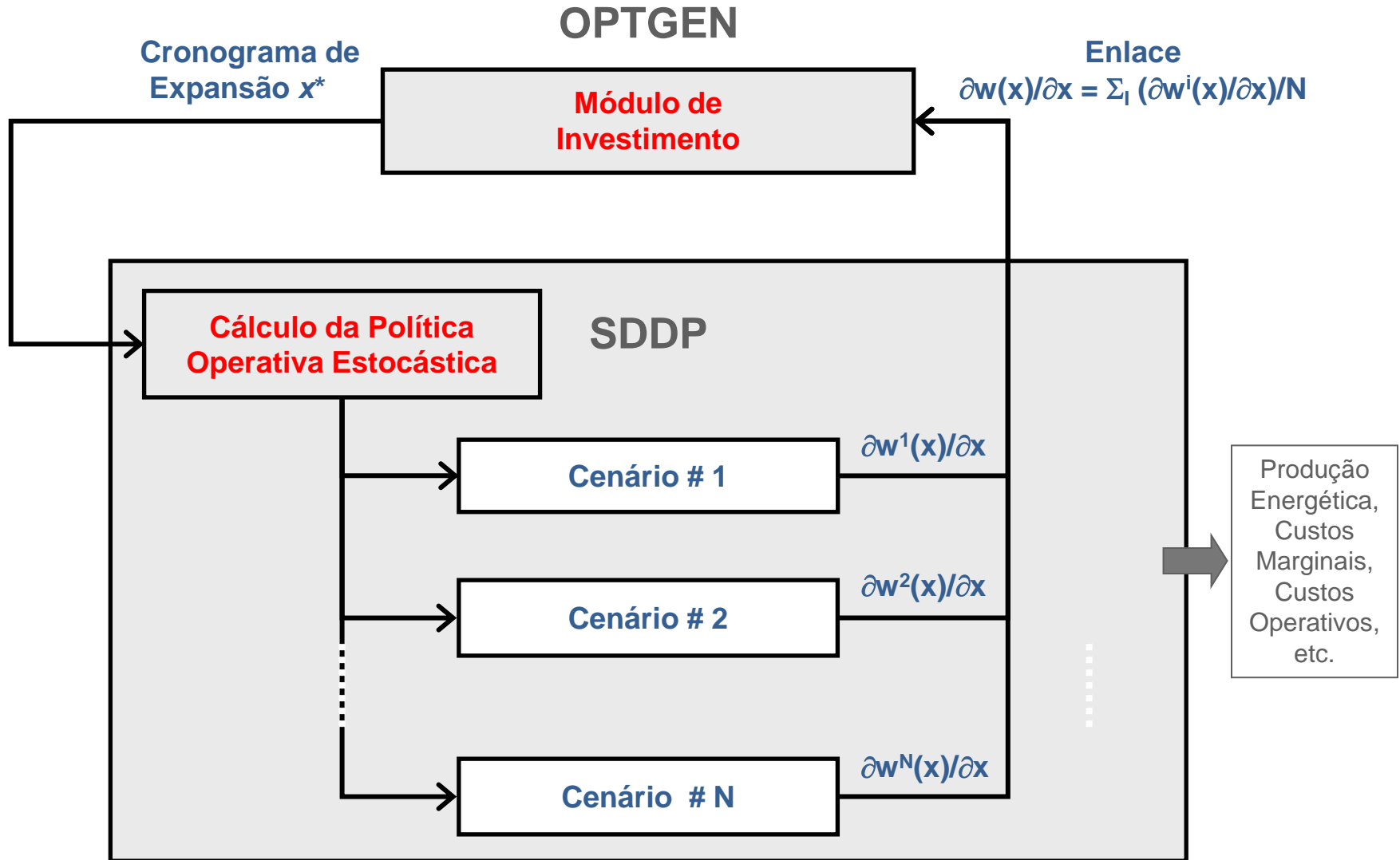
Decompondo o problema

► Pode-se ver o problema de expansão como um problema de duas etapas:

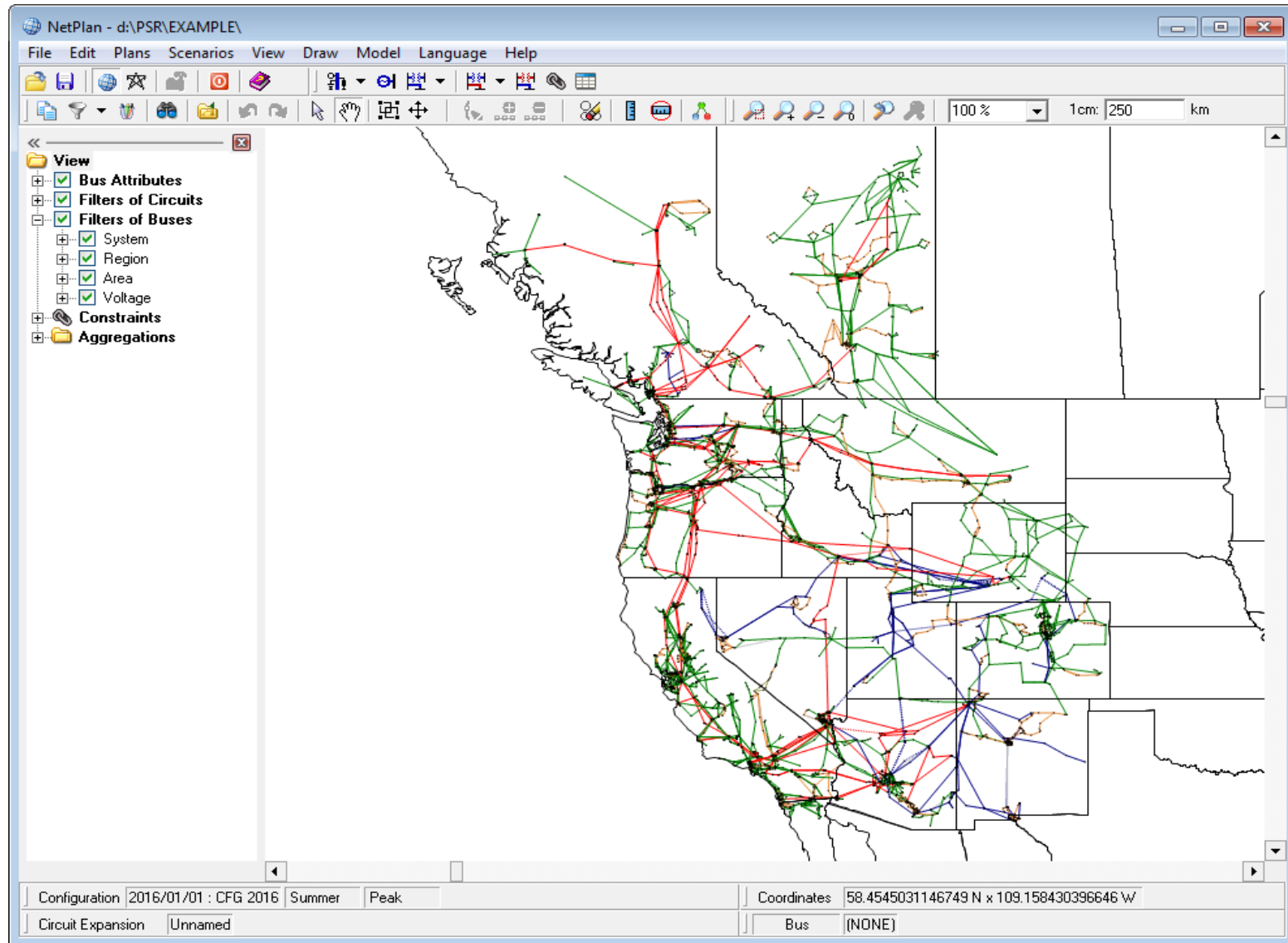
- 1) Etapa de investimento: decidir as capacidades (g_{\max})
- 2) Etapa de operação: conhecidas as capacidades, o objetivo é otimizar a produção de energia



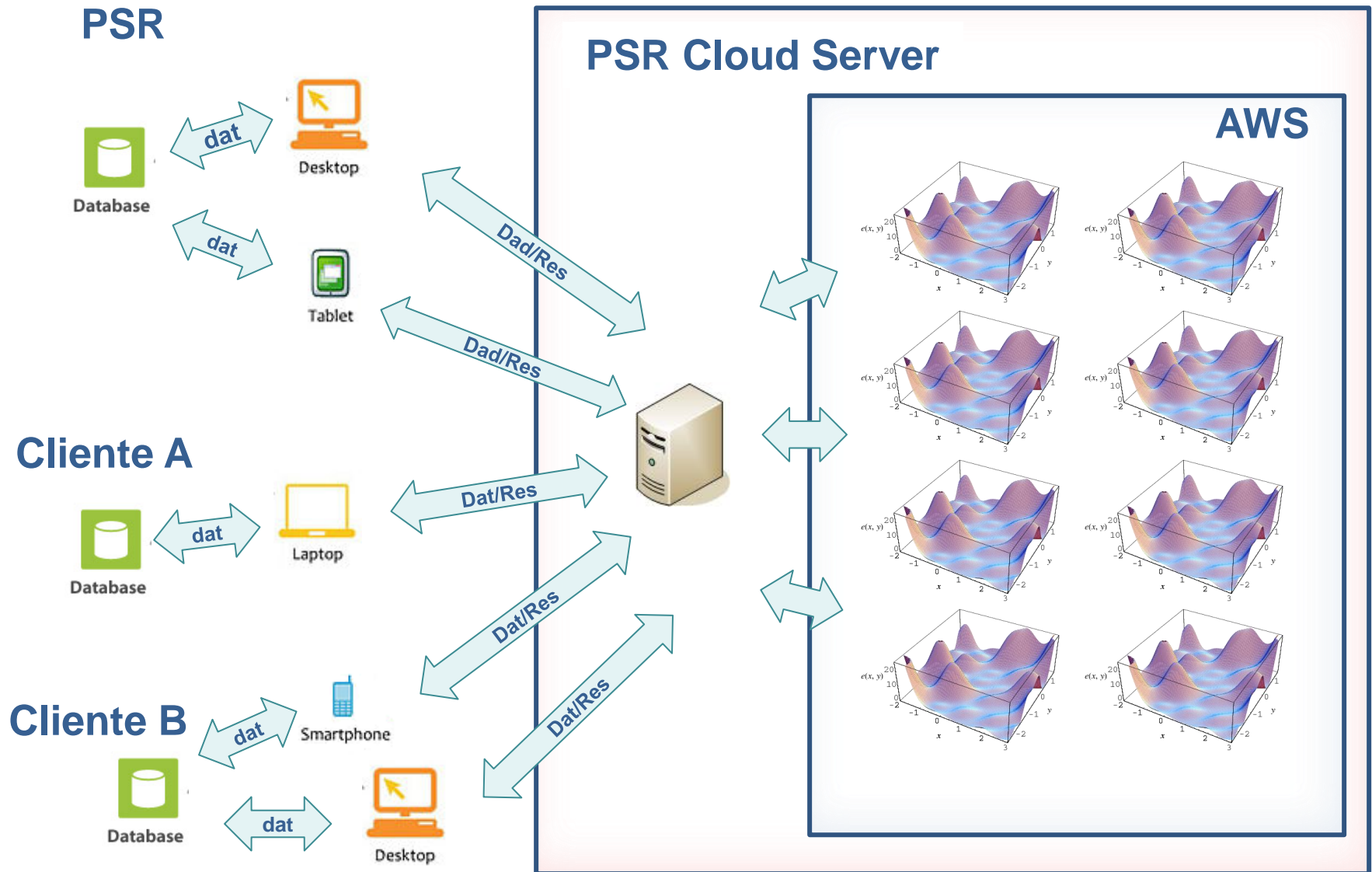
SDDP é o Módulo Operativo



NetPlan



“Cloud Computing”



Obrigado!!

Ricardo Perez

[ricardo@psr-inc.com]



www.psr-inc.com



psr@psr-inc.com



+55 21 3906-2100



+55 21 3906-2121

