



# MECANISMO DE FORMAÇÃO DE PREÇOS

## Alternativas para despacho por ofertas e desafios

Luiz Barroso

[luiz@psr-inc.com](mailto:luiz@psr-inc.com)

# Agenda

- ▶ Despacho por ofertas x por custos
- ▶ Desenho do mecanismo
- ▶ Pontos de atenção
- ▶ Efeitos sobre os agentes e transição
- ▶ Conclusões

# Agenda

- ▶ Despacho por ofertas x por custos
- ▶ Desenho do mecanismo
- ▶ Pontos de atenção
- ▶ Efeitos sobre os agentes e transição
- ▶ Conclusões

# Recordando: “por custos” x “por preços”

É possível mostrar\* que sob certas condições o despacho por custos e por oferta de preços são equivalentes (oferta de preço tende ao custo real) e otimizam a operação do sistema

O ponto chave é a **atribuição de responsabilidades** para produzir sinais econômicos e compromissos para o funcionamento de um mercado

Responsabilidades **individuais (descentralizadas)** aos donos das usinas

x

Responsabilidade **centralizadas** em uma instituição

\* Gross, G.; Finlay, D. “*Generation Supply Bidding in Perfectly Competitive Electricity Markets*” Computational and Mathematical Organization Theory, vol. 6, pp. 83-98, 2000.

\* Lino, P., Barroso, L.A., Pereira, M.V. , Kelman, R., Fampa, M. “*Bid-Based Dispatch of Hydrothermal Systems in Competitive Markets*”. Annals of Operations Research, vol 120, Pages 81-97, 2003.

# Por que migrar?

► Alguns dos principais benefícios em potencial de descentralizar a tomada de decisão:

**Muita “gestão centralizada de riscos”**

“Trauma” do GSF, governança e operador como “market maker”

**Corrigir/Validar os dados de entrada**

É de interesse dos agentes que seus dados reflitam a realidade

**Aderência dos preços à realidade**

refletindo a aversão ao risco dos agentes (robustez) + incentivos para resposta pela demanda

**Incentivo à inovação**

Inteligência distribuída entre os agentes + gestão do risco individual

Nas discussões da CP33 ficou claro que:

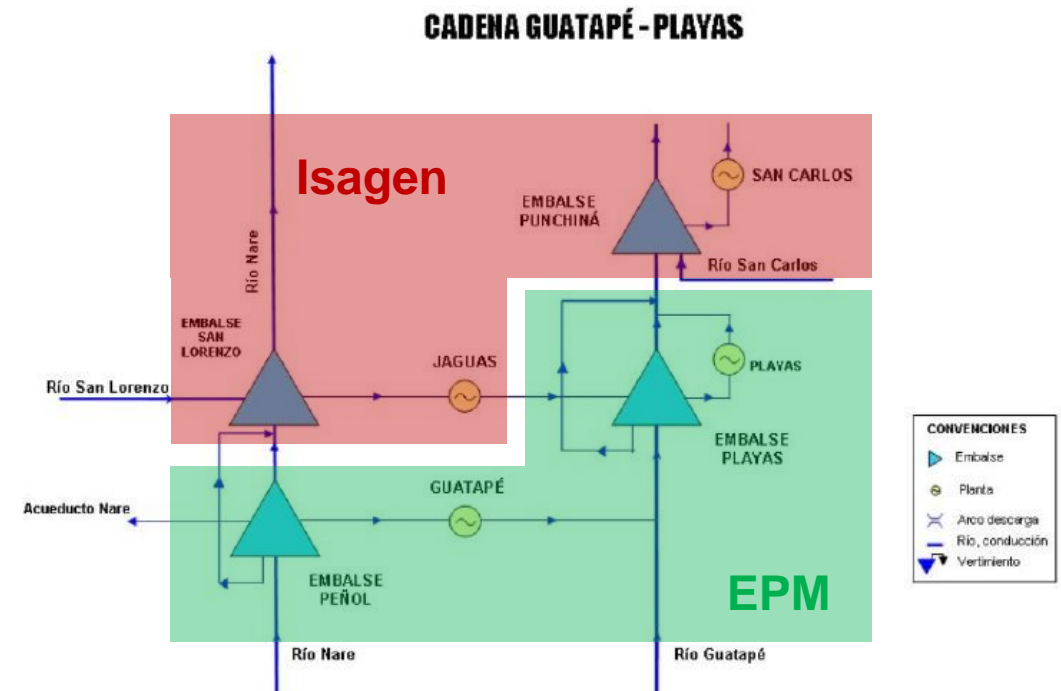
- Alguns agentes acreditam que é possível seguir com o despacho por custos (corrigindo as deficiências);
- Já outros optaram pela linha do “gato escaldado” e preferem minimizar o risco de interferência, passando para um esquema de oferta de preços.

**De fato, despacho por custo eficiente (*ineficiente*) retira (*augmenta*) incentivos para migrar e a formação de preços por oferta possui seus desafios (*benefícios*)**

# Colômbia (65% hidro): Despacho hidrotérmico por ofertas

Ao contrário de outros países da América Latina (como o Brasil), o mercado Colombiano desde a sua liberalização adota um mecanismo de despacho por **ofertas**

- Os agentes possuem o modelo computacional para cálculo do valor da água e as previsões do operador, mas não são obrigados a seguir as recomendações do modelo
- Não há obrigação explícita nem mesmo entre geradores em uma mesma cascata, que podem pertencer a empresas diferentes
- As hidroelétricas a flexibilidade de oferta de preços para fazer *hedge* do seu portfólio de contratos, que (potencialmente) gera mais benefícios que a operação centralizada



# Vietnã (45% hidro): Oferta dentro de limites de tolerância

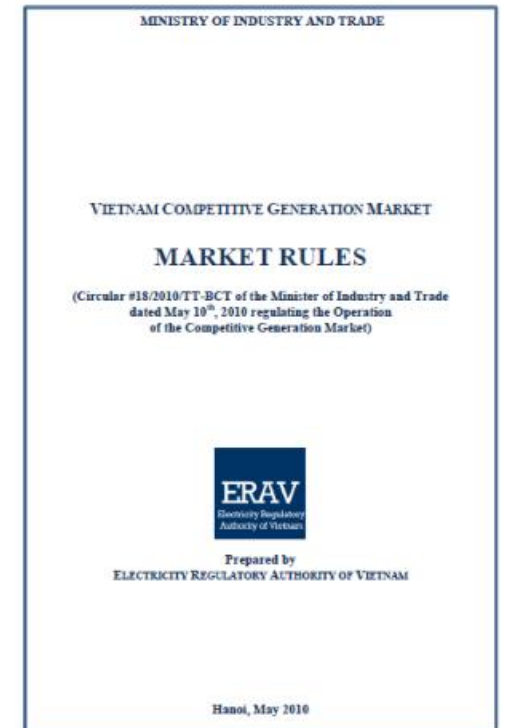
O Vietnã, quando fez sua primeira reforma de mercado em 2010, introduziu um modelo **híbrido**: ofertas entre um range ao redor de custos auditados

- Hidroelétricas: há um modelo computacional para cálculo do valor da água por **custos**, agentes têm flexibilidade para ofertar entre 80% e 110% desse valor

## Article 37. HPP's bid price limit

The HPP's bid price limit shall be determined based on its week-ahead *water value* which is published in accordance with Clause 2 of Article 36 of this Circular, as follows:

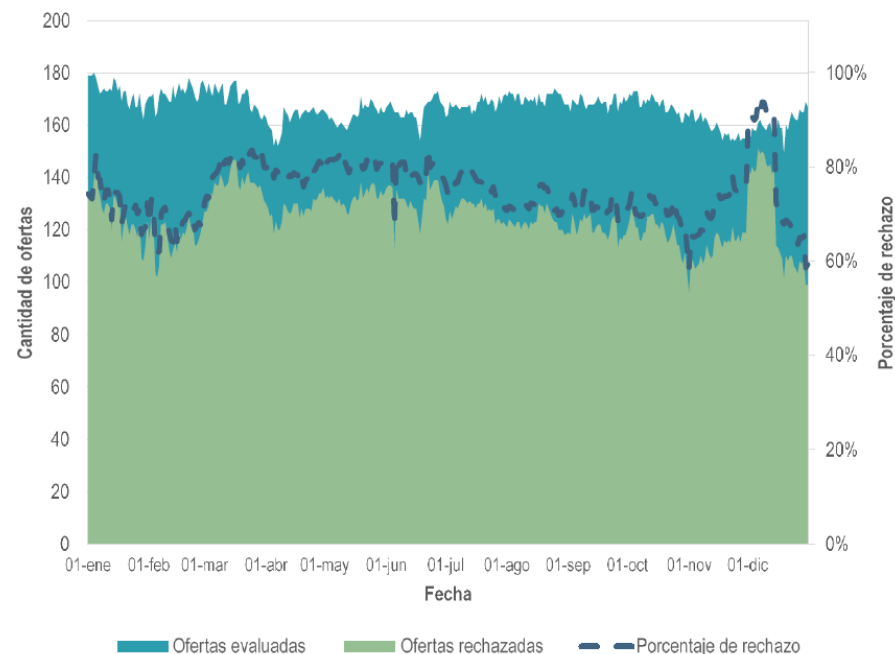
1. In case that the *water value* is greater than 0 VND/kWh:
  - a) The HPP's *bid cap* is equal to 110% of the *water value*.
  - b) The HPP's *bid floor* is equal to 80% of the *water value*.
2. In case that the *water value* is less than or equal to 0 VND/kWh, the HPP's *bid cap* and *bid floor* are zero.



# México (20% hidro): Ofertas complexas dentro de limites de tolerância

O México também adotou um modelo **híbrido** para a formação de preços:

- As hidrelétricas **não têm flexibilidade** no preço ofertado (igual ao valor da água)
- As térmicas têm alguma flexibilidade, mas a oferta pode ser **rejeitada** caso supere em mais de 10% o custo estimado pelo operador (sendo substituída por esse custo estimado +10%)



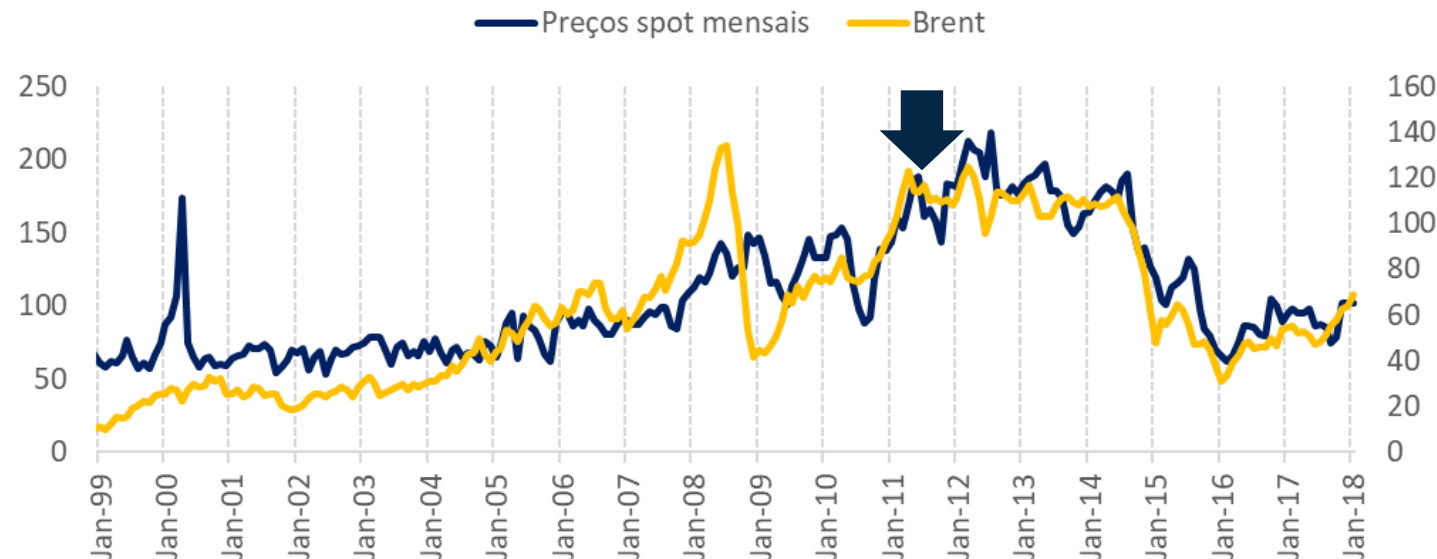
Em média, **60% das ofertas** foram rejeitadas em 2017



# El Salvador (35% hidro): Tentativa frustrada de despacho por ofertas

Quando El Salvador fez a liberalização do seu mercado, introduziu-se um modelo de formação de preços por **ofertas** com grande liberdade aos agentes

- Verificou-se que os geradores começaram a exercer **poder de mercado**, com muitas ofertas próximas ao custo do déficit regulatório – não havia mecanismo regulatório de controle sistemático
- Em 2011, o país migrou para um mecanismo de oferta baseada em **custos** (novo marco regulatório)



Com o novo modelo, aumenta a **aderência** dos preços spot com o preço do petróleo internacional (principal *driver*)

# Em resumo: “por custos” x “por preços”

## Despacho “por custos”

- Facilita previsão de preços e estudos operativos
- Mais lento para reagir a mudanças no mercado
- Exige confiança e previsibilidade das ações do governo/operador, que segue responsável pela gestão do risco hidrológico (+ “judicializável”)
- Mitiga poder de mercado

## Despacho “por preços”

- Processo mais robusto e transparente
- Captura diretamente aversão a risco individual dos agentes, resolvendo o problema da gestão do risco hidrológico (- “judicializável”)
- Mais dificuldade aos agentes (estudos/projeções)
- Mais vulnerável a poder de mercado

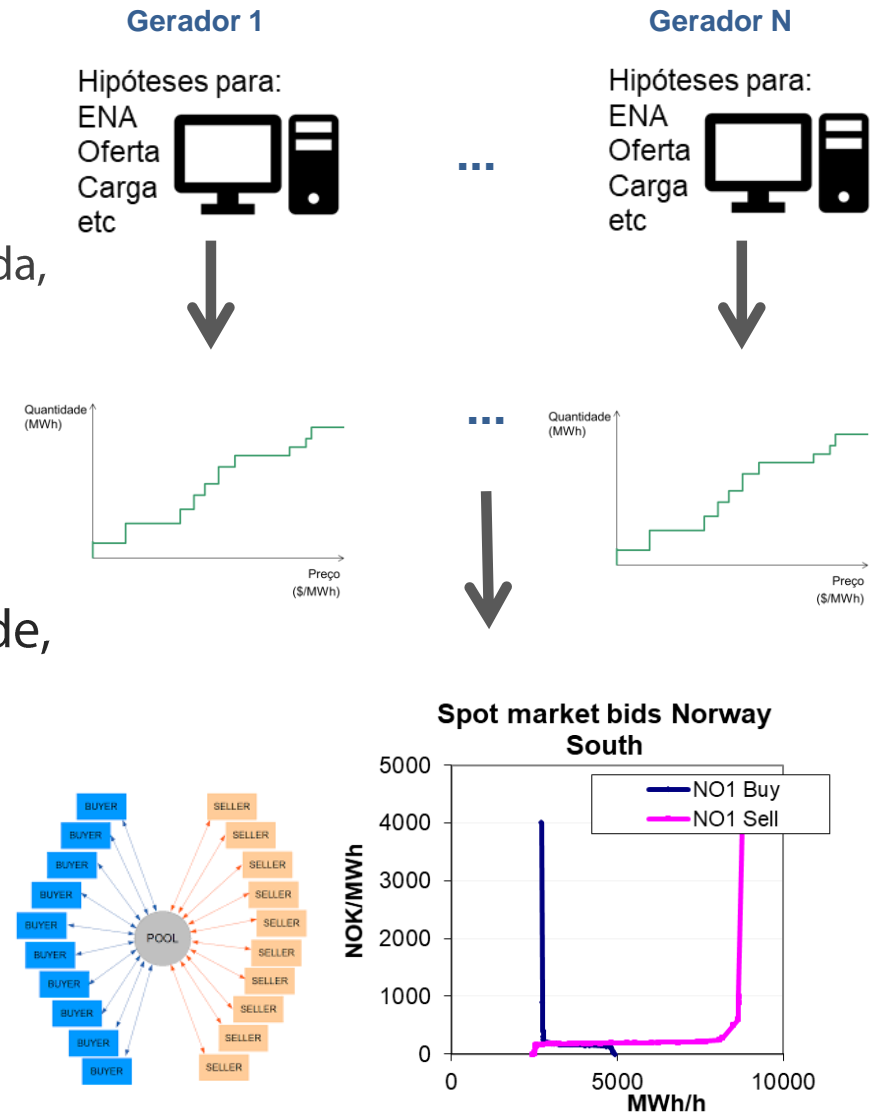
Existem trade-offs importantes, e com isso **escolhas** que devem ser feitas

# Agenda

- ▶ Despacho por ofertas x por custos
- ▶ Desenho do mecanismo
- ▶ Pontos de atenção
- ▶ Efeitos sobre os agentes e transição
- ▶ Conclusões

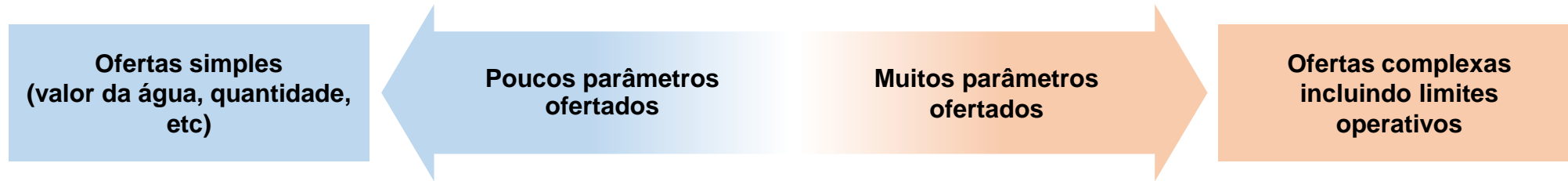
# Curva de oferta

- ▶ Na forma mais simples do modelo de ofertas, basta que os agentes submetam curvas **quantidade-preço**
  - Preço de equilíbrio dado pela intersecção das curvas de oferta e demanda, calculado por modelo matemático
  - Nesse nível de abstração, é possível que agentes comercializadores participem com “ofertas virtuais” (praticadas em alguns mercados)
- ▶ Para que o resultado da liquidação de mercado represente a realidade, é necessário representar também as restrições correspondentes aos **limites físicos**
  - O modelo por ofertas “herda” todas as complexidades do DESSEM: variáveis inteiras, co-otimização de reservas, etc.
  - Operador precisa de modelo matemático para a operação



# Formato da oferta

Quais **inputs** do modelo computacional serão determinados por oferta dos agentes?



Tradeoffs:

- Complexidade x simplicidade; incentivos para agentes proverem melhor informação (truth-telling)
- Capturar elementos físicos do sistema (inclusive para permitir participação de novas tecnologias)

Sample multi-part bid (US approach)

Operating costs		Technical constraints	
Energy offer curve	MWh, \$/MWh	Economic min	MW
Piecewise linear or stepwise linear function with multiple MW/Price pairs		Economic max	MW
		Ramp rate	MW/hour
No-load offer	\$/hour	Min/Max run time	hours, min
		Min down time	hours, min
Start-up offer	\$	Notification time	hours, min
Available for different types of start-ups (hot/intermediate/cold)		Cooling time	hours, min
		Start-up time	hours, min

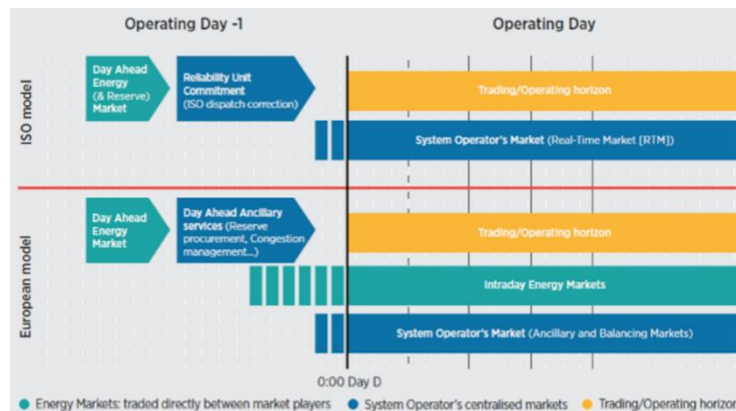
Order types in EUPHEMIA (EU approach)

Simple orders	Block orders
Hourly step orders	Regular block order
Hourly linear piecewise order	Profile block order
Complex conditions	Exclusive block orders
Minimum Income	Linked block orders
Load gradient	Flexible block order

# Mercados vinculantes: presentes em todos os mercados

Mercados múltiplos e vinculantes para programação e liquidação

- Geram obrigações para geradores, que são liquidadas contra mercado de tempo real; reduzem arbitragem e gaming sem riscos
- Dupla contabilização e liquidação, com mercado *day ahead* (DA) e *tempo real* (TR) para conciliar eficiência de sinais de preço (tempo real) com antecedência de programação
- Possível ainda introduzir mercados intradiários, com outras funções conceituais



Exemplo US  
➔



**Estes mercados tornam-se mais importantes com o aumento da penetração de renováveis – e todos podem funcionar por ofertas de preços**

# Agenda

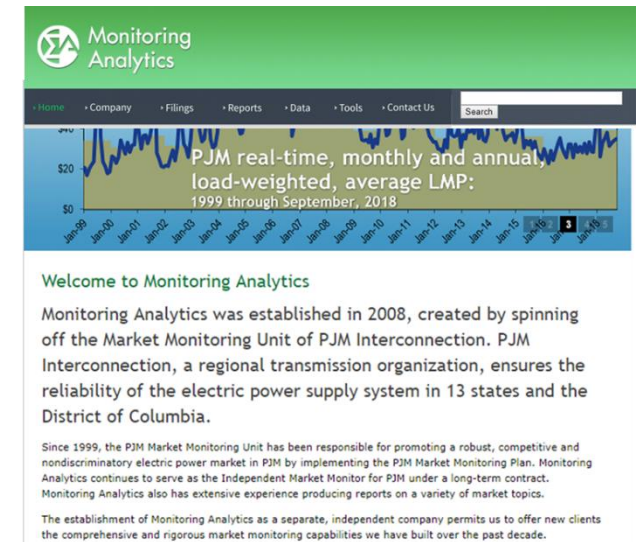
- ▶ Despacho por ofertas x por custos
- ▶ Desenho do mecanismo
- ▶ Pontos de atenção
  - Poder de mercado
  - Coordenação das cascatas
  - Critérios de segurança
  - Acomodando os legados
- ▶ Efeitos sobre os agentes e transição
- ▶ Conclusões

# Poder de mercado

- ▶ O **abuso** de poder de mercado é uma preocupação, seja no mercado spot (por custos ou preços) ou no mercado de contratos
- ▶ Mecanismos de identificação e mitigação, complementares às regras de mercado
  - Comitê de monitoramento de poder de mercado com governança (proposta CP33)
  - Técnicas: índices de concentração, verificar ofertas pivotais, benchmarking com modelos, procedimentos automatizados de mitigação (ex ante), etc
  - Implementação mais desafiadora em sistemas hidrotérmicos

## Algumas outras opções

- Ofertas mais “amarradas” (“range” ao redor de um “custo auditado”)
- Contratos como mitigadores naturais (porém cuidado no mercado de contratos)

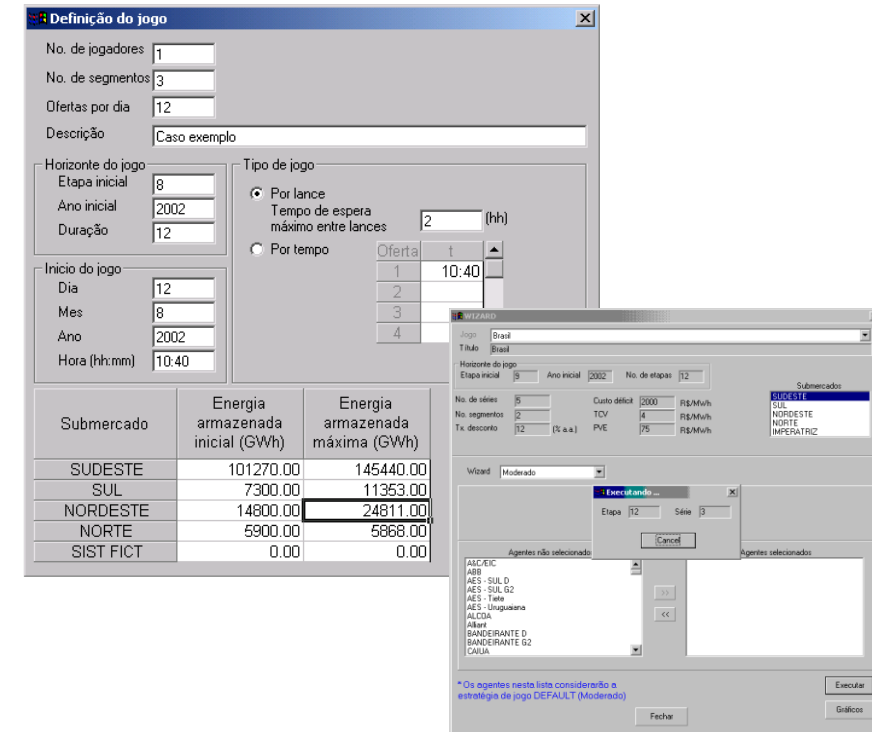
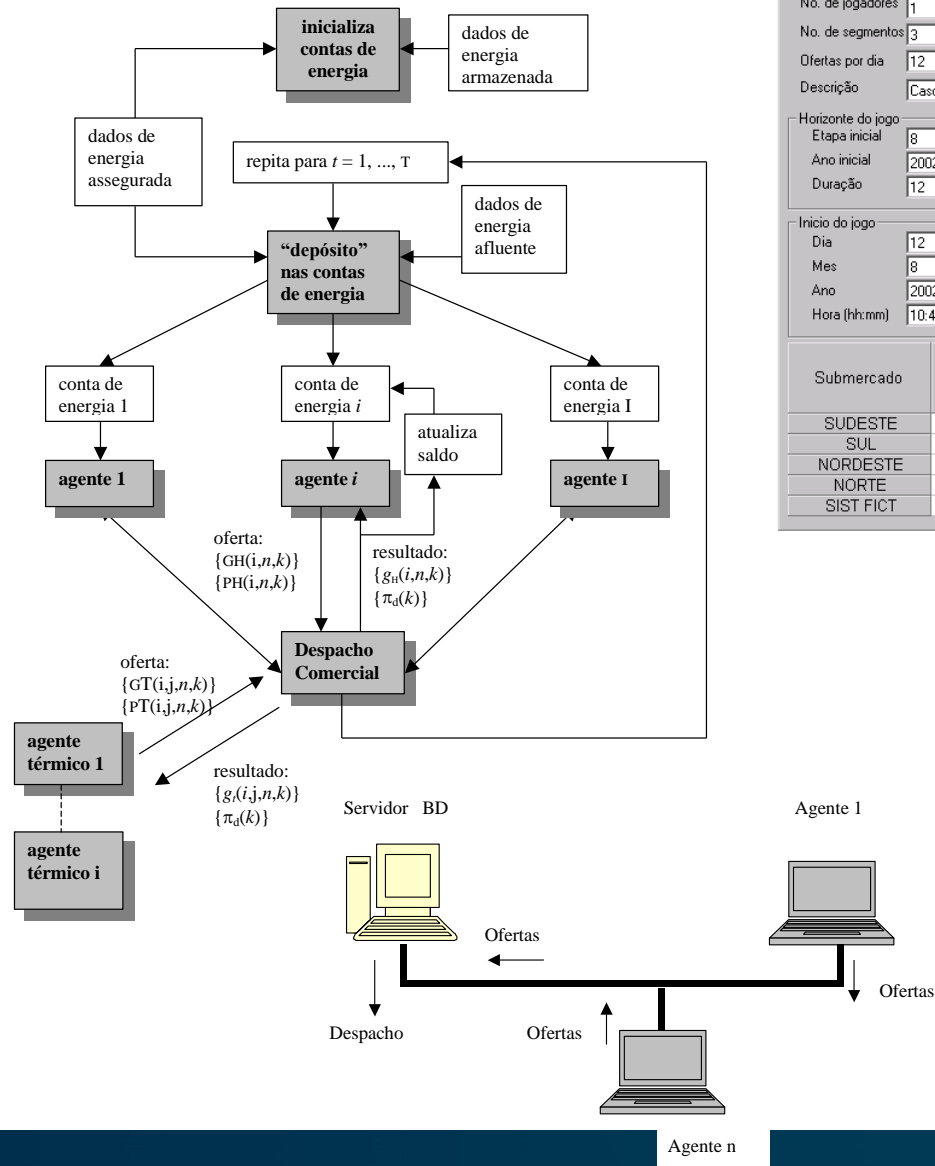




# Poder de mercado

Tema muito testado em 2002-2003...

- Dezenas de reuniões, relatórios e seminários com especialistas internacionais e agentes de mercado
- Desenvolvimento de **laboratório computacional** para testar proposta e verificar poder de Mercado (modelo SOPEE), distribuído aos agentes, torneios realizados, etc
- Preparação de regras algébricas padrão “regras do (então) MAE”



**Potencial de poder de mercado no mercado de energia elétrica de curto prazo do Brasil**

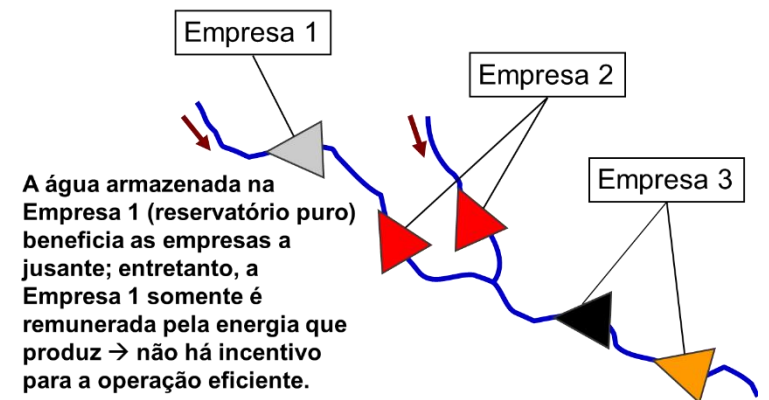
**Workshop CGSE/CNPE sobre poder de mercado**

Brasília, 18 de outubro de 2002

# Coordenação das cascatas

Coordenação da produção hidro na cascata: problema ligado com o benefício da regularização a jusante dos reservatórios

- A referência [A] mostra que mesmo com competição perfeita isto é um problema, contornado apenas com a criação de um mercado atacadista de água para funcionar em paralelo ao de energia



Hoje em dia, o mecanismo de realocação de energia (MRE) e a “garantia física” são os meios usados para atacar este problema, MRE também ataca risco hidrológico sistêmico

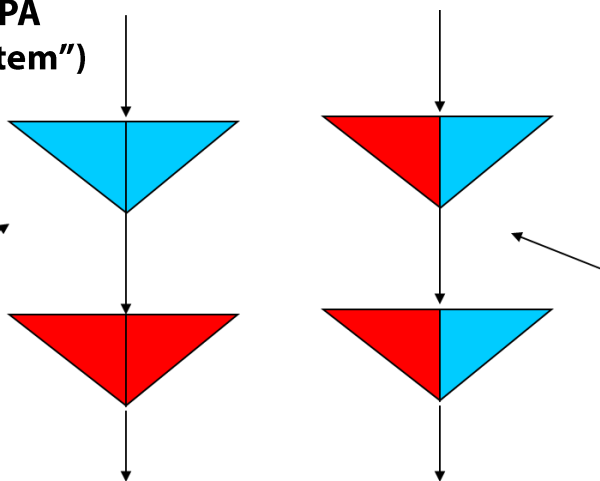
**Como então compatibilizar MRE, garantia física e ofertas de preços?**

**Uma proposta para resolver este problema foi feita em 2002**

# Coordenação das cascatas

O exemplo da BPA  
("slicing of the system")

Ao invés  
de permitir  
que as  
usinas  
ofertem  
assim



A idéia é  
permitir que  
ofertas assim  
("slicing of  
the system")

O MRE é uma forma ampliada de "slicing"

Cada UHE é "acionista" da produção de todas as UHE

Sua "quota" é proporcional à garantia física (GF)

Adaptação do MRE para ofertas de preços:

- Ao invés de repartir a produção de energia (ex-post), reparte-se a energia afuente (ex-ante) em proporção às GF
- Geradores hidrelétricos teriam "contas" (virtuais) de energia, base para suas ofertas
- ONS desagrega a geração hidro total entre as usinas individuais, operando o sistema com o objetivo de otimizar o uso físico dos reservatórios

Em resumo, os geradores hidro passariam a compartilhar

- A energia afluyente, e não a geração das usinas; e
- A capacidade de armazenamento, e não a energia armazenada (como hoje)

**Para pensar: o rateio da ENA é elemento central nesta proposta**

**A GF não precisaria ser o fator de rateio, ela pode ter outros usos e a ENA rateada de outras formas**

# Critérios de segurança de suprimento

- ▶ Como incorporar critérios de segurança operativa de forma consistente com o mecanismo de oferta de preços?
  - A proposta deve adequar-se aos critérios de segurança de suprimento definidos pelo CNPE
  - Condição fundamental: **compatibilidade entre o sinal de preços e as decisões operativas** (sem isto, perde-se a credibilidade das ofertas de preços)
- ▶ Solução 1: **compra obrigatória** pelo ONS quando os reservatórios ultrapassam determinado limite
  - Risco de comprar caro e vender barato (gera ESS): necessário uma boa governança (liability)
- ▶ Solução 2: **preço mínimo** de oferta das hidros associado ao nível do reservatório
  - Liability transferida para agentes – e qual a contrapartida?

# Acomodando os legados do Brasil

Para que o mecanismo de oferta de preços funcione como esperado, é necessário que todos os agentes façam o máximo esforço para acertar suas previsões - o que em geral implica que os agentes precisem **gerenciar algum risco**

Porém, isto exige algum tratamento especial quando alguns contratos atuais (legados) garantem receita e blindam os agentes de risco, garantindo o **pass-through**:

- ▶ Energia de reserva
- ▶ Cotas do ACR
- ▶ Ofertas de usinas com “repactuação” do risco hidrológico

# Agenda

- ▶ Despacho por ofertas x por custos
- ▶ Desenho do mecanismo
- ▶ Pontos de atenção
- ▶ Efeitos sobre os agentes e transição
- ▶ Conclusões

# Impactos nos agentes: ofertas x previsões

Para submeter uma oferta de preço – ou para prever o preço futuro – é inerente a necessidade de fazer

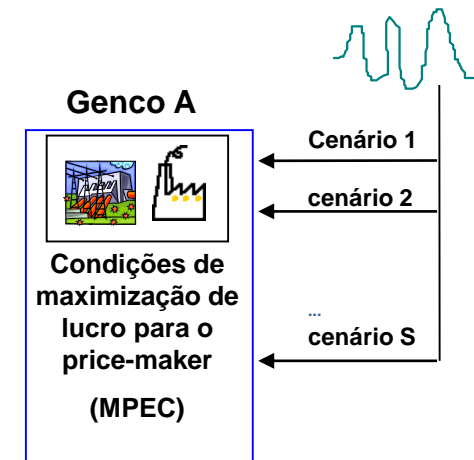
**previsões** sobre as condições do sistema:

- Evolução da oferta e demanda, taxa de desconto, custo de déficit, modelos de previsão de afluência e **expectativa de comportamento de outros agentes**.

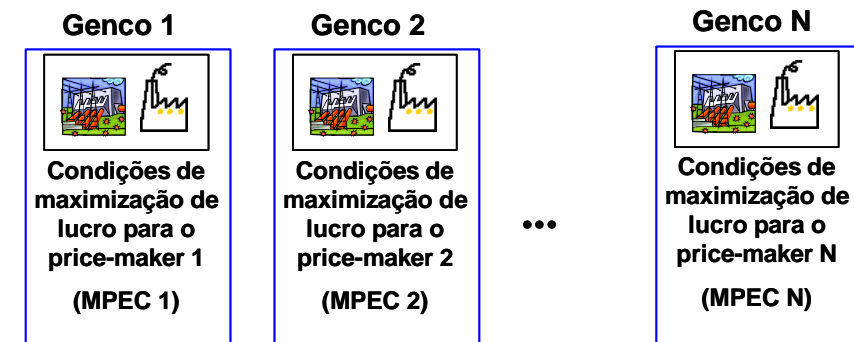
Atualmente o modelo oficial **determina** o conjunto de inputs para estas previsões – mas em um mundo com oferta de preços, **cada agente pode (e deve)** construir seu próprio modelo, com os inputs que julgar necessários

- Modelos cada vez mais sofisticados: por exemplo incorporando expectativa de racionalidade de outros agentes (equilíbrios de Nash)

## Abordagem 1: Competidores representados por cenários



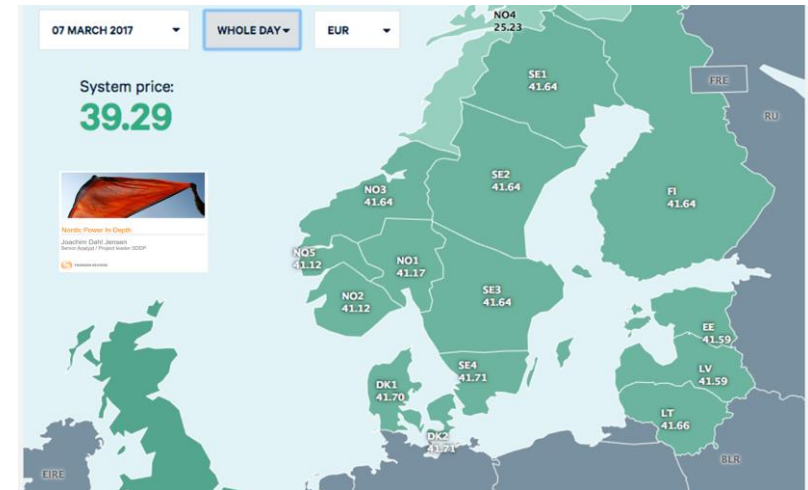
## Abordagem 2: Conjunto de problemas de otimização (Equilíbrio de Nash via EPEC)



# Impactos nos agentes: ofertas e previsões

Muito da experiência em mercados internacionais com oferta de preços pode ser aproveitado para o Brasil

- No Nordpool, por exemplo, um modelo de **minimização de custos** é usado há anos para prever (com excelente precisão) o resultado do mercado de ofertas – mostrando a convergência entre os dois mecanismos



**REFINITIV**  
DATA IS JUST THE BEGINNING

Power Market:  
SDDP Report - Nordics  
Commodities Content & Research

REFINITIV.

Dear all,

The SDDP forecast for August is up €0.2/MWh, Q4-19 is down €0.6/MWh and 2020 is down €0.4/MWh.

The latest report is available under **SDDP Summary** ([Eikon](#) | [web](#)). The results of SDDP are also displayed in our new tool **Scenario Explorer** ([Eikon](#) | [web](#)).

Your comments are always welcome.

Best regards,

Refinitiv Power Research

Optimal Support Hours: 0900 – 1500 CET  
T: +47 23 31 64 52  
E: [power\\_research\\_europe@refinitiv.com](mailto:power_research_europe@refinitiv.com)

Refer a colleague to this newsletter [here](#).

**ENERGY POWER NORDIC**

Overview | News | Prices | Analysis | Supply | Demand | Weather | Tools

02 Nov 17 | 07 Nov 17 | 09 Nov 17 | 14 Nov 17 | 16 Nov 17 | 21 Nov 17 | 23 Nov 17 | 28 Nov 17 | **30 Nov 17**

**NRD SDDP PRICE FORECAST**

**CRF: POWER NORDIC SDDP PRICE FORECAST - IMPROVED HYDRO BALANCE LOWERS FRONT YEAR**  
Trading November 2017, 16:00:25 (UTC+01:00) Jensen

Since Monday, the hydro balance is adjusted 2.7 TWh towards a wetter situation. The inflow expectations are 2.2 TWh wetter. Inflow in Q4/Q1 is up 0.2 TWh, while inflow for Q2/Q3 is up 1.8 TWh. The reservoir energy equivalents are 0.6 TWh higher than expected. SRMG coal is unchanged in the near end and down €0.1/MWh in the far end. The SDDP forecast for January is down €0.3/MWh, Q1-18 is down €0.4/MWh and 2018 is down €0.9/MWh.

Input data: The model run is based on hydrological input from 20-Nov-2017 (EC20 Eng), and the fuel data are closing prices from 29-Nov-2017. The current outlook is based on the percentile ranges from the direct model output, without any manual adjustments.

Front month (Jan-18): The January contract is down €0.3/MWh to €34.4/MWh since Monday. The market traded yesterday at €34.9/MWh, above the mean, but below the 75 percentile, and we have a neutral outlook.

Outlook: neutral

Front quarter (Q1-18): The front quarter is down €0.4/MWh to €34.3/MWh since Monday. The market closed yesterday at €32.8/MWh, below the mean, but above the 25 percentile, and we have a neutral outlook.

Outlook: neutral

Front year (2018): The front year is down €0.9/MWh to €29.2/MWh. The market closed yesterday at €26.9/MWh, below the 25 percentile, and we have a bullish outlook.

Outlook: bullish

NEXT SDDP RUN  
The Monday run is scheduled to be published on Tuesday (of week 49) at 10:00.

TODAYS ANALYST  
Joachim Dahl Jensen (+47 9685453)

For a full overview of the performance of the model and the input data for each run, see the attached PDF reports.

	Dec 2017	Jan 2018	Feb 2018	Q1 2018	Q2 2018	Q3 2018	Q4 2018	2018	2019
System Price									
SDDP Mean	33.9	34.4	34.1	34.3	26.6	25.6	30.3	29.2	30.1
Change	0	-0.3	-0.9	-0.4	-1.3	-0.7	-1.2	-0.9	-0.8
Nord Pool Close									
Close 29 Nov	33.9	34.9	34.6	32.8	24.6	21.9	28.3	26.9	26.4
Close 30 Nov	33.1	34.3	34.1	32.4	24.2	21.7	28.1	26.6	26.2
Percentiles									
10 Percentile	32.9	29.5	26.7	26.9	18.3	15.3	25.7	24.3	25.3
25 Percentile	33.5	31.8	31	31.2	23.3	21.3	28.4	26.9	27.6
Median	33.9	34.9	35.3	35	27.4	27.6	31.1	29.6	30.4
75 Percentile	34.4	37.1	37.6	37.6	29.7	30.5	32.6	31.9	32.2
90 Percentile	35.2	38.8	39.2	39.6	32.9	32	33.5	33.6	34.5

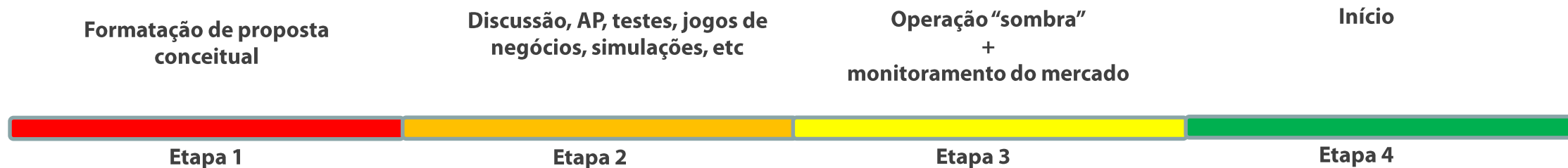
Nov 30, 2017 8:05:15 PM

**SDDP NRD SYSTEM PRICE FORECAST**



# A transição

## Elementos da transição:



Adaptação institucional: processos, regras, métricas e comitê de monitoramento de mercado (MME, ANEEL, ONS, CCEE e EPE)

Proposta seria utilizar abordagem similar ao processo do comitê de revitalização (2002/2003): grupos de trabalho, testes, simulações, etc

**A CP33 previa uma transição de 4 anos para sua implementação**

# Agenda

- ▶ Despacho por ofertas x por custos
- ▶ Desenho do mecanismo
- ▶ Pontos de atenção
- ▶ Efeitos sobre os agentes e transição
- ▶ Conclusões

# Conclusões

**Sim**, é possível introduzir ofertas dos agentes na formação do despacho e preços do SIN

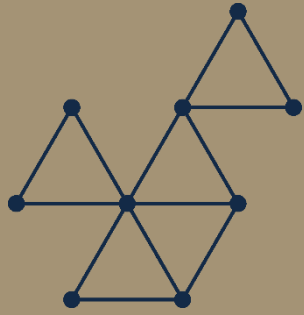
A oferta de preços traz vários benefícios...

- Transparência e estímulo ao aperfeiçoamento tecnológico
- Separação clara entre as funções do ONS e da CCEE
- Incorporação do conhecimento distribuído (agentes passariam a gerenciar seus riscos)

...e desafios

- Poder de mercado
- Complexidade para os agentes
- Tratamento dos legados e de muitos outros detalhes de implementação aqui não discutidos

**Todas as instituições (MME, ANEEL, ONS, CCEE, EPE) e os agentes terão uma grande  
responsabilidade nesta jornada**



 [www.psr-inc.com](http://www.psr-inc.com)

 [psr@psr-inc.com](mailto:psr@psr-inc.com)

 +55 21 3906-2100

---

 /psrenergy

 @psrenergy

 @psr\_energy

**Obrigado!**

