



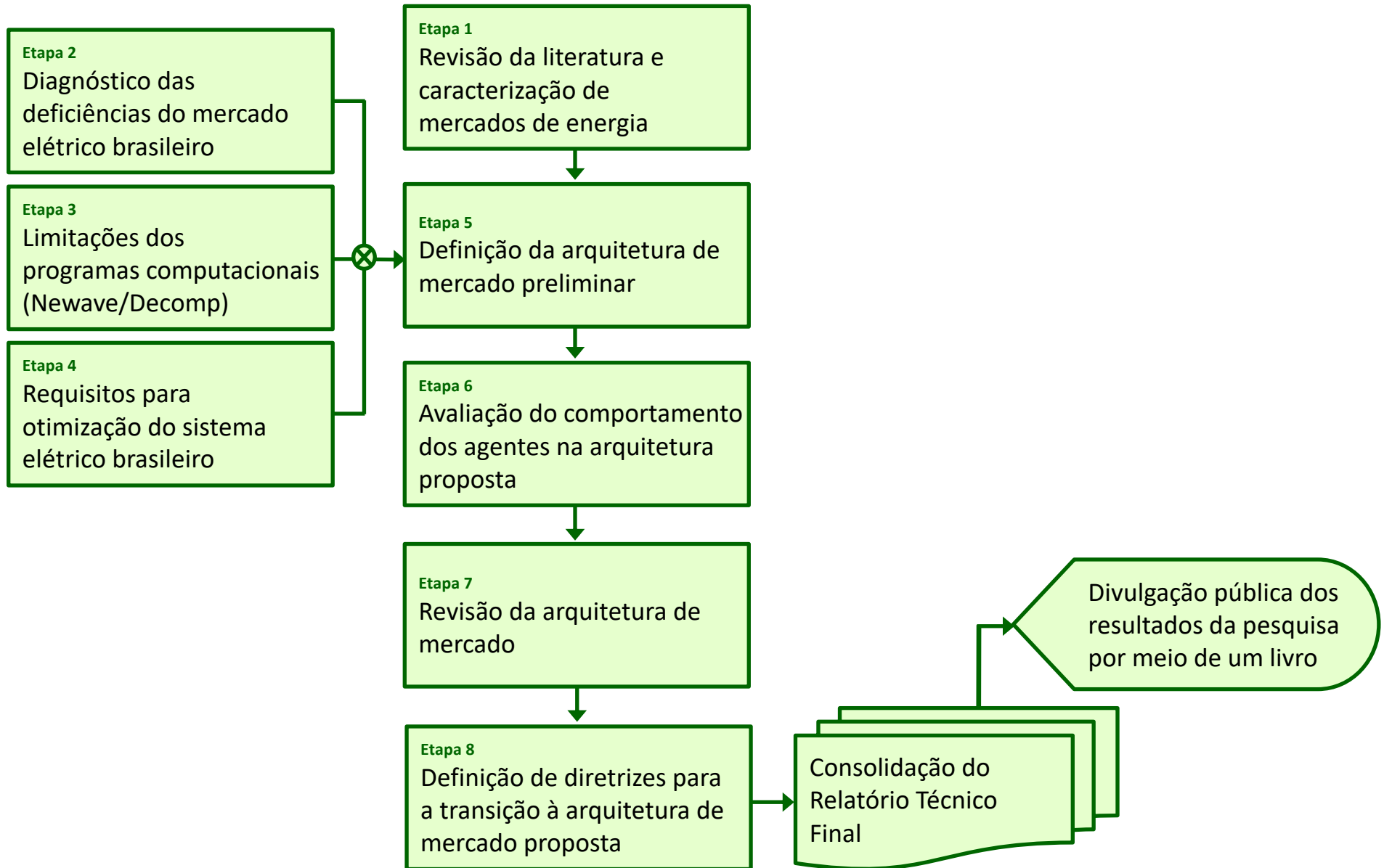
Contribuição para GT Modernização do Setor Elétrico

ARQUITETURA DE MERCADO

Ministério de Minas e Energia

20/AGO/2019

Visão Geral do Projeto



Equipe do Projeto



Coordenador e Pesquisador

Richard Lee Hochstetler

Doutor / Post-Doc

USP / FGV-SP

Pesquisadores

Eduardo Müller Monteiro

Doutor / MBA

USP / Wharton

Patrícia Guardabassi

Pós-Doutora / Doutora

Harvard / USP

João Daniel Cho

Mestre em Energia

UFABC

Fabrizio Loes

Economista

PUC-SP

Pesquisadores Externos

Daniel Monte

Prof. FGV/SP

Yale University

Rodrigo Moita

Prof. do Insper

University of Illinois

Paulo Born

Mestre

Cornell University

Conselho Consultivo

Dorel Soares Ramos

Prof. da USP

José Wanderley Marangon Lima

Prof. da Unifei

Secundino Soares Filho

Prof. da Unicamp

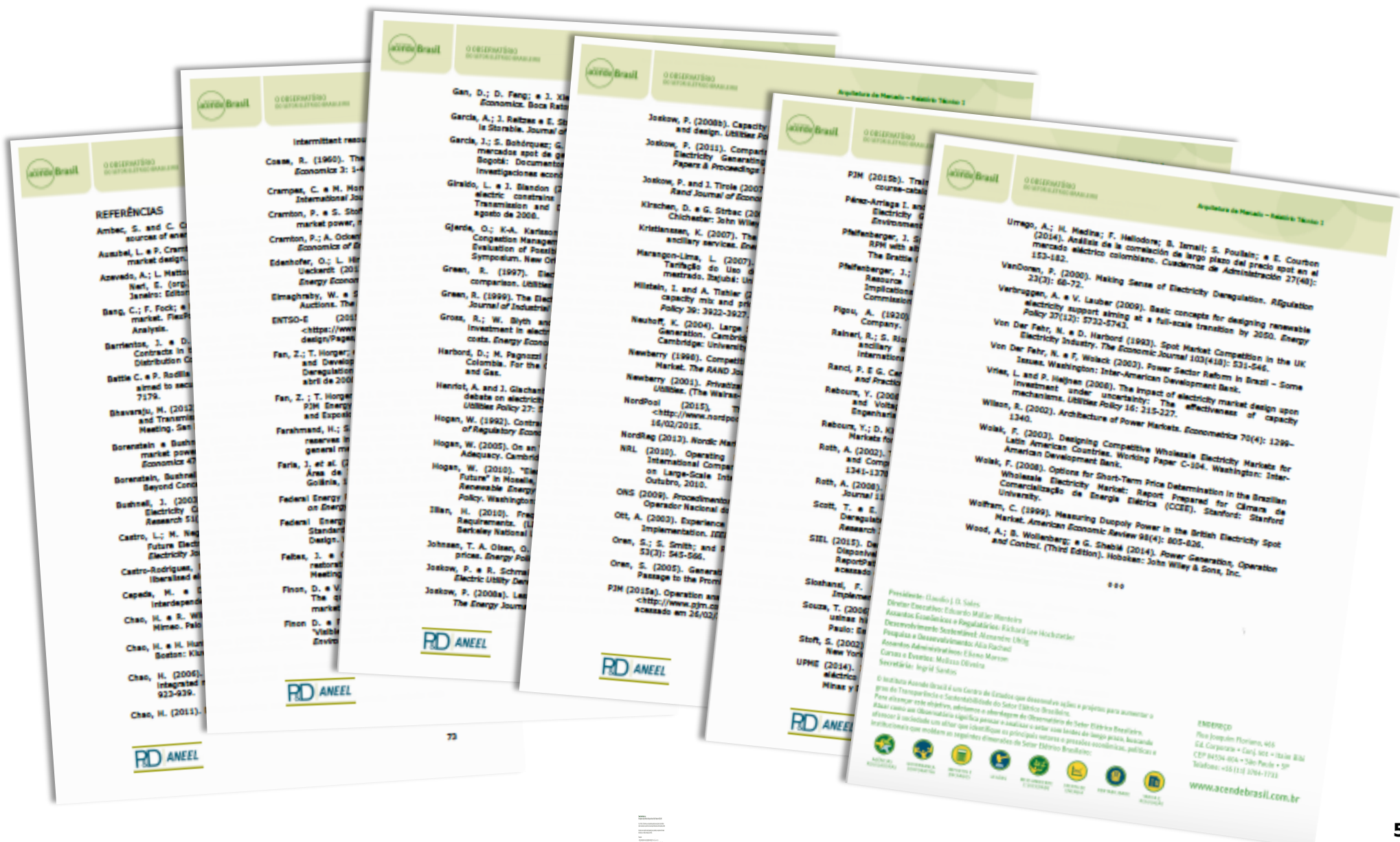
Executor:

Financiado por:



ETAPA	OBJETIVO	METODOLOGIA
1 Revisão da literatura e caracterização de mercados de energia	Depreender da experiência internacional as questões mais relevantes na estruturação de mercados de energia	Pesquisa bibliográfica
2 Diagnóstico das deficiências do mercado elétrico brasileiro	Identificar os principais atributos positivos e negativos do arranjo institucional – regulatório atual	Entrevista semiestruturada com agentes do setor
3 Limitações dos programas computacionais (Newave/Decomp)	Avaliar as fragilidades da otimização com base nos modelos computacionais oficiais	Comparação da operação preconizada pelos modelos computacionais com os resultados efetivamente observados
4 Requisitos para otimização do sistema elétrico brasileiro	Avaliar os fatores que devem ser levados em conta para otimizar a operação no sistema elétrico brasileiro	Exame das questões mais relevantes do sistema elétrico brasileiro por meio de modelos analíticos
5 Definição da arquitetura de mercado preliminar	Estabelecer os contornos básicos de uma arquitetura de mercado que atenda os anseios do setor elétrico brasileiro	Do diagnóstico resultante das Etapas 2, 3 e 4, desenhar um mecanismo de mercado considerando as lições da Etapa 1
6 Avaliação do comportamento dos agentes na arquitetura proposta	Avaliar o risco de abuso de poder de mercado dada a estrutura do setor elétrico brasileiro	Simulações utilizando o conceito de equilíbrio do modelo Cournot-Nash
7 Revisão da arquitetura de mercado	Promover ajustes, aperfeiçoamentos e detalhamento do mecanismo de mercado proposto para o mercado atacadista	Incorporação de sugestões e comentários advindos dos agentes do setor e do aprendizado da análise da Etapa 6
8 Definição de diretrizes para a transição à arquitetura de mercado proposta	Identificar as questões que precisam ser tratadas para viabilizar a adoção da arquitetura proposta	Examinar a natureza dos problemas de compatibilização e apontar abordagens para solucionar os problemas

Exame sistemático da literatura acadêmica



REFERÊNCIAS

Ambec, S. and C. G. Lanoie. (2002). Sources of energy market design. *Energy Economics* 24(1): 1-14.

Azevedo, A.; L. Netto; E. (org). Janeiro: Editora Foco. (2008). *Flexibility Analysis*.

Barral, J. A. D. (2008). *Condições de Mercado e Regulação da Distribuição de Energia Elétrica*. São Paulo: Editora Foco.

Battle, C. P. Rodilla. (2008). *Market Design for Electricity*. Cambridge: MIT Press.

Bhavaraju, M. (2012). *Transmission and Distribution*. San Jose: Morgan Stanley.

Borenstein, J. (2002). *Market Power in Electricity*. *Journal of Energy Economics* 25(4): 471-488.

Borenstein, J. (2003). *Market Power in Electricity*. *Journal of Energy Economics* 26(1): 1-14.

Bushnell, J. (2002). *Electricity Market Design*. *Journal of Energy Economics* 25(4): 471-488.

Castro, L.; M. Neg. (2008). *Future Electricity Market Design*. *Journal of Energy Economics* 31(1): 1-14.

Castro-Rodriguez, J. (2008). *Market Design in Electricity*. *Journal of Energy Economics* 31(1): 1-14.

Cepeda, M. (2008). *Market Design in Electricity*. *Journal of Energy Economics* 31(1): 1-14.

Chao, H. (2008). *Market Design in Electricity*. *Journal of Energy Economics* 31(1): 1-14.

Chao, H. (2008). *Market Design in Electricity*. *Journal of Energy Economics* 31(1): 1-14.

Chao, H. (2008). *Market Design in Electricity*. *Journal of Energy Economics* 31(1): 1-14.

Chao, H. (2008). *Market Design in Electricity*. *Journal of Energy Economics* 31(1): 1-14.

Chao, H. (2008). *Market Design in Electricity*. *Journal of Energy Economics* 31(1): 1-14.

Gan, D.; D. Feng; & J. Xia. (2008). *Market Design in Electricity*. *Journal of Energy Economics* 31(1): 1-14.

Garcia, A.; J. Retzke & E. S. (2008). *Market Design in Electricity*. *Journal of Energy Economics* 31(1): 1-14.

Garcia, J.; S. Bohéquez; G. (2008). *Market Design in Electricity*. *Journal of Energy Economics* 31(1): 1-14.

Grisold, L. & J. Blandin. (2007). *Market Design in Electricity*. *Journal of Energy Economics* 30(1): 1-14.

Gjerde, O.; K.-A. Karlsen. (2007). *Market Design in Electricity*. *Journal of Energy Economics* 30(1): 1-14.

Green, R. (1997). *Market Design in Electricity*. *Journal of Energy Economics* 20(1): 1-14.

Green, R. (1999). *Market Design in Electricity*. *Journal of Energy Economics* 22(1): 1-14.

Gross, R.; W. Boyth. (2004). *Market Design in Electricity*. *Journal of Energy Economics* 27(1): 1-14.

Harbord, D.; M. Pagnuzzi. (2004). *Market Design in Electricity*. *Journal of Energy Economics* 27(1): 1-14.

Harford, A. and J. Glachant. (2004). *Market Design in Electricity*. *Journal of Energy Economics* 27(1): 1-14.

Hogan, W. (1992). *Market Design in Electricity*. *Journal of Energy Economics* 15(1): 1-14.

Hogan, W. (2005). *Market Design in Electricity*. *Journal of Energy Economics* 28(1): 1-14.

Hogan, W. (2010). *Market Design in Electricity*. *Journal of Energy Economics* 33(1): 1-14.

Illian, H. (2010). *Market Design in Electricity*. *Journal of Energy Economics* 33(1): 1-14.

Johnson, T. A. Olsen, G. (2008). *Market Design in Electricity*. *Journal of Energy Economics* 31(1): 1-14.

Joskow, P. & R. Schmalz. (2008). *Market Design in Electricity*. *Journal of Energy Economics* 31(1): 1-14.

Joskow, P. (2008a). *Market Design in Electricity*. *Journal of Energy Economics* 31(1): 1-14.

Joskow, P. (2008b). *Market Design in Electricity*. *Journal of Energy Economics* 31(1): 1-14.

Joskow, P. (2011). *Market Design in Electricity*. *Journal of Energy Economics* 34(1): 1-14.

Joskow, P. and J. Tirole. (2007). *Market Design in Electricity*. *Journal of Energy Economics* 30(1): 1-14.

Kirschen, D. & G. Strbac. (2004). *Market Design in Electricity*. *Journal of Energy Economics* 27(1): 1-14.

Kristiansen, K. (2007). *Market Design in Electricity*. *Journal of Energy Economics* 30(1): 1-14.

Marangon-Lima, L. (2007). *Market Design in Electricity*. *Journal of Energy Economics* 30(1): 1-14.

Milstein, I. and A. Tishler. (2004). *Market Design in Electricity*. *Journal of Energy Economics* 27(1): 1-14.

Neuhoff, K. (2004). *Market Design in Electricity*. *Journal of Energy Economics* 27(1): 1-14.

Newbery (1998). *Market Design in Electricity*. *Journal of Energy Economics* 21(1): 1-14.

Newbery (2001). *Market Design in Electricity*. *Journal of Energy Economics* 24(1): 1-14.

NordPool (2015). *Market Design in Electricity*. *Journal of Energy Economics* 38(1): 1-14.

NordReg (2012). *Market Design in Electricity*. *Journal of Energy Economics* 35(1): 1-14.

NRL (2010). *Market Design in Electricity*. *Journal of Energy Economics* 33(1): 1-14.

ONS (2009). *Market Design in Electricity*. *Journal of Energy Economics* 32(1): 1-14.

Ott, A. (2003). *Market Design in Electricity*. *Journal of Energy Economics* 26(1): 1-14.

Oren, S.; S. Smith; and F. (2003). *Market Design in Electricity*. *Journal of Energy Economics* 26(1): 1-14.

Oren, S. (2005). *Market Design in Electricity*. *Journal of Energy Economics* 28(1): 1-14.

PJM (2015a). *Market Design in Electricity*. *Journal of Energy Economics* 38(1): 1-14.

PJM (2015b). *Market Design in Electricity*. *Journal of Energy Economics* 38(1): 1-14.

Pérez-Arriaga I. and J. (2008). *Market Design in Electricity*. *Journal of Energy Economics* 31(1): 1-14.

Phellenberger, J. (2008). *Market Design in Electricity*. *Journal of Energy Economics* 31(1): 1-14.

Pigou, A. (1920). *Market Design in Electricity*. *Journal of Energy Economics* 13(1): 1-14.

Rainer, R.; S. (2008). *Market Design in Electricity*. *Journal of Energy Economics* 31(1): 1-14.

Rand, P. E. G. (2008). *Market Design in Electricity*. *Journal of Energy Economics* 31(1): 1-14.

Rebours, Y. (2008). *Market Design in Electricity*. *Journal of Energy Economics* 31(1): 1-14.

Rebours, Y.; D. K. (2008). *Market Design in Electricity*. *Journal of Energy Economics* 31(1): 1-14.

Roth, A. (2002). *Market Design in Electricity*. *Journal of Energy Economics* 25(1): 1-14.

Roth, A. (2008). *Market Design in Electricity*. *Journal of Energy Economics* 31(1): 1-14.

Scott, T. & E. (2008). *Market Design in Electricity*. *Journal of Energy Economics* 31(1): 1-14.

SIEL (2015). *Market Design in Electricity*. *Journal of Energy Economics* 38(1): 1-14.

Stohani, F. (2008). *Market Design in Electricity*. *Journal of Energy Economics* 31(1): 1-14.

Souza, T. (2008). *Market Design in Electricity*. *Journal of Energy Economics* 31(1): 1-14.

Stoft, S. (2002). *Market Design in Electricity*. *Journal of Energy Economics* 25(1): 1-14.

UPME (2014). *Market Design in Electricity*. *Journal of Energy Economics* 37(1): 1-14.

Urrego, A.; H. Medina; F. (2014). *Market Design in Electricity*. *Journal of Energy Economics* 37(1): 1-14.

VanDoren, F. (2000). *Market Design in Electricity*. *Journal of Energy Economics* 23(1): 1-14.

Verbruggen, A. & V. (2009). *Market Design in Electricity*. *Journal of Energy Economics* 32(1): 1-14.

Von Der Fehr, N. & D. (1992). *Market Design in Electricity*. *Journal of Energy Economics* 15(1): 1-14.

Von Der Fehr, N. & F. (2003). *Market Design in Electricity*. *Journal of Energy Economics* 26(1): 1-14.

Vries, L. and P. (2006). *Market Design in Electricity*. *Journal of Energy Economics* 29(1): 1-14.

Wilson, R. (2002). *Market Design in Electricity*. *Journal of Energy Economics* 25(1): 1-14.

Wolak, F. (2003). *Market Design in Electricity*. *Journal of Energy Economics* 26(1): 1-14.

Wolak, F. (2008). *Market Design in Electricity*. *Journal of Energy Economics* 31(1): 1-14.

Wolfram, C. (1999). *Market Design in Electricity*. *Journal of Energy Economics* 22(1): 1-14.

Wood, A.; B. (2014). *Market Design in Electricity*. *Journal of Energy Economics* 37(1): 1-14.

Presidente: Claudio J. D. Sales
 Diretor Executivo: Eduardo Miller Mendonça
 Assessoria Econômica e Regulatória: Richard Lee Hochstetler
 Planejamento e Desenvolvimento: Alexandre Unig
 Assessoria Administrativa: Ana Rachel
 Cursos e Eventos: Melissa Oliveira
 Secretária: Ingrid Santos

O Instituto Acende Brasil é um Centro de Estudos que desenvolve ações e projetos para aumentar a eficiência do setor elétrico e fortalecer a competitividade do Setor Elétrico Brasileiro.
 Nosso trabalho visa proporcionar soluções inovadoras e sustentáveis para o setor elétrico brasileiro, visando a melhoria da qualidade dos serviços e a redução dos custos para os consumidores.

EMPREGO:
 Rua Joaquim Floriano, 465
 S.A. Corporate + Call, 101 - Itaipu Bldg
 CEP 04534-004 - São Paulo - SP
 Telefone: +55 (11) 3094-1721

www.acendebrasil.com.br

Diretrizes para o design de mercados



- O mercado precisa ser estruturado de forma a proporcionar:
 - ampla **liquidez** (*market thickness*) para que haja concorrência
 - sinalização adequada para administrar **congestionamentos**
 - **simplicidade** e **segurança** para que os agentes possam agir de forma a revelar suas preferências
 - **monitoramento** e **prudência nas intervenções** para não causar danos aos agentes

Dilemas no design de mercados de energia



Mercado centralizado *versus* múltiplos mercados (mercado descentralizado)

- foco na comercialização simultânea e conjunta de todos os fatores ou comercialização sequencial dos vários produtos

Abordagem para lidar com externalidades: Pigou *versus* Coase

- foco na precificação ou na delimitação dos direitos (e deveres) de propriedade

Comercialização de curto *versus* longo prazo

- foco na otimização da operação *versus* otimização do investimento

1

Grandes temas na literatura



Mitigação do poder de mercado

- equilíbrio instantâneo da produção e consumo
- baixa elasticidade-preço da demanda
- restrições alteram a estrutura do mercado

Adequação da oferta

- confiabilidade e conformidade são bens públicos
- mercado incompleto: 'problema do dinheiro faltante' (*missing money problem*)

Integração de fontes renováveis

- geração intermitente
- custos operacionais muito baixos

Modelo: 'tigela de salada' ou 'caldeirão'

Três mercados de energia



PJM	Nord Pool	Mercado Eléctrico Mayorista
<ul style="list-style-type: none">• evoluiu do compartilhamento de reservas entre empresas de energia verticalmente integrada• predominância de geração térmica• muito suscetível ao problema de <i>loop flows</i>• entidades de atendimento de carga são obrigadas a suprir ou contratar serviços ancilares nos montantes determinado pelo Operador do Sistema• lances de oferta• preço marginal locacional• adequação da oferta: mercado de capacidade	<ul style="list-style-type: none">• evoluiu do intercâmbio entre países para explorar vantagens comparativas• Diversidade de matriz elétrica - Noruega: hidrelétrica; Finlândia: térmica; Suécia: nuclear; Dinamarca: eólica• mercado de serviços ancilares não integrado (responsabilidade alocada a cada país) / pouco desenvolvido na Noruega• lances de oferta e de demanda• precificação zonal• adequação da oferta: Operador do Sistema contrata energia três anos a frente	<ul style="list-style-type: none">• sistema pequeno• predominância de geração hidrelétrica• bolsa de energia de curto prazo apenas para contratação residual não contemplada pelos contratos bilaterais• mercado de serviços ancilares pouco desenvolvido• lances de oferta• não há diferenciação locacional (custos de congestionamento recuperados por encargos)• adequação da oferta: Obrigações de Energia Firme (opções de confiabilidade)

ETAPA	OBJETIVO	METODOLOGIA
1 Revisão da literatura e caracterização de mercados de energia	Depreender da experiência internacional as questões mais relevantes na estruturação de mercados de energia	Pesquisa bibliográfica
2 Diagnóstico das deficiências do mercado elétrico brasileiro	Identificar os principais atributos positivos e negativos do arranjo institucional-regulatório atual	Entrevista semiestruturada com agentes do setor
3 Limitações dos programas computacionais (Newave/Decomp)	Avaliar as fragilidades da otimização com base nos modelos computacionais oficiais	Comparação da operação preconizada pelos modelos computacionais com os resultados efetivamente observados
4 Requisitos para otimização do sistema elétrico brasileiro	Avaliar os fatores que devem ser levados em conta para otimizar a operação no sistema elétrico brasileiro	Exame das questões mais relevantes do sistema elétrico brasileiro por meio de modelos analíticos
5 Definição da arquitetura de mercado preliminar	Estabelecer os contornos básicos de uma arquitetura de mercado que atenda os anseios do setor elétrico brasileiro	Do diagnóstico resultante das Etapas 2, 3 e 4, desenhar um mecanismo de mercado considerando as lições da Etapa 1
6 Avaliação do comportamento dos agentes na arquitetura proposta	Avaliar o risco de abuso de poder de mercado dada a estrutura do setor elétrico brasileiro	Simulações utilizando o conceito de equilíbrio do modelo Cournot-Nash
7 Revisão da arquitetura de mercado	Promover ajustes, aperfeiçoamentos e detalhamento do mecanismo de mercado proposto para o mercado atacadista	Incorporação de sugestões e comentários advindos dos agentes do setor e do aprendizado da análise da Etapa 6
8 Definição de diretrizes para a transição à arquitetura de mercado proposta	Identificar as questões que precisam ser tratadas para viabilizar a adoção da arquitetura proposta	Examinar a natureza dos problemas de compatibilização e apontar abordagens para solucionar os problemas

Entrevistas realizadas

	Data	Nome	Empresa	Área de domínio setorial ou tipo de atividade									
				Geração	Transmissão	Distribuição	Comercialização	Poder Público	Financiador	Consultoria	Associação	Universidade	
1	16/abr	Márcio Severi André Dorf Sara Boro	CPFL Renováveis										
2	23/abr	Paulo Mayon	Compass										
3	23/abr	José Calisto Vitor Lazzareschi	Duke Energy										
4	27/abr	José Roberto Pascon	EDP										
5	28/abr	Welington Mendes Lima	Energisa										
6	28/abr	Carlos Alberto Afonso	EDF										
7	28/abr	Marcia Leal Alexandre Esposito	BNDES										
8	29/abr	Roberto Brandão	GESEL/UFRJ										
9	29/abr	Luiz Alberto M Fortunato	ONS										
10	29/abr	Mário Veiga	PSR										
11	29/abr	Luis Fernando Guimarães	Light										
12	30/abr	Ivan Rogedo Regina C G Bezerra Farias	TCU										
13	30/abr	Altino Ventura	MME										
14	30/abr	Ivo Nazareno	ANEEL										
15	30/abr	Fábio Stacke	ANEEL										
16	05/mai	Mariana Galhardo	Alupar										
17	06/mai	Xisto Vieira	Abraget										
18	08/mai	Donato da Silva Filho	EDP										
19	13/mai	Paulo Pedrosa	Abrace										
20	14/mai	Reginaldo Medeiros	Abraceel										
21	18/mai	José Luiz Alquéres	Comerc										
22	26/mai	Edson Silva	Tractebel										

Seções Temáticas do Questionário

Comentários Espontâneos

Planejamento da Expansão

Sistemática de Leilões

Transmissão

Aspectos Operacionais da Geração Hidrelétrica

Aspectos Operacionais da Geração Termelétrica


Distribuição

Comercialização

Mercado de Curto Prazo

Governança Institucional

Metodologia de Pesquisa



Etapas da Pesquisa

- definição do escopo da entrevista;
- seleção do tipo de entrevista a ser aplicado;
- identificação dos entrevistados;
- desenvolvimento de um questionário para guiar o(s) entrevistador(es) nas entrevistas;
- convite aos entrevistados e agendamento de entrevistas;
- realização de 22 entrevistas envolvendo 27 entrevistados;
- tratamento dos resultados (compilação, geração de gráficos e tabelas, conclusões)

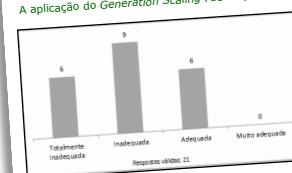
Aspectos conceituais

<h5>Pesquisa Qualitativa</h5> <p>é geralmente associada à pesquisa exploratória interpretativa (Wildemuth, 1993).</p> <p>é indutiva, isto é, o pesquisador desenvolve conceitos, ideias e entendimentos a partir de padrões encontrados nas suas respostas e observações (Reneker, 1993).</p> <p>os métodos qualitativos, por serem menos estruturados, tendem a ser mais demorados, proporcionando maior interação e flexibilidade entre o pesquisador e o entrevistado (Dias, 1999).</p>	<h5>Pesquisa Quantitativa</h5> <p>é associada a estudos positivistas confirmatórios, ou seja, busca de fatos ou causas de um fenômeno (Wildemuth, 1993).</p> <p>busca coletar dados para comprovar teorias, hipóteses e modelos preconcebidos (Reneker, 1993).</p> <p>lida com informações mais objetivas e específicas e de forma mais padronizada (Dias, 1999).</p>
--	---

Respostas: Geração



A aplicação do Generation Scaling Factor (GSF) é adequada?



Inadequada por conta de ações exógenas, mas alterar seria polêmico, pois seria um risco típico de gerador que seria repassado ao distribuidor.

Não houve gestão do problema: deplecionou-se a reserva das UHEs a preços baixos e depois foi preciso repar com energia muito mais cara... Agora eu estou exposto mesmo quando eu tenho água porque eu não tenho autonomia sobre a minha geração, dependendo do comando do ONS, que quer manter água nos reservatórios.

Na Teoria da Regulação, quando a regulação é aplicada em situações extremas e se chega a resultados totalmente inadequados, a regulação precisa ser revista porque quebra os agentes.

É a regra do jogo. O sistema manipulou preço, interferiu e aumentou o risco. Permite que o gerador tenha GF, o que é muito bom. E as UHEs têm vantagem enorme (divisão de risco) que as eólicas e solares não têm.

O tratamento de indisponibilidade [de termelétricas] para manutenção programada e forçada é adequado?



O tratamento de indisponibilidade [de termelétricas] para manutenção programada e forçada é adequado?

Totalmente inadequado. É caro e não resolve o problema, apenas cria uma ilusão. Estes mecanismos protegem um pouco o término. Mas se as paradas forem um pouco acima das programadas corre-se o risco de quebrar a empresa.

Se, por exemplo, há um corte de fornecimento de combustíveis por um problema na Se, por exemplo, há um corte de fornecimento de combustíveis por um problema na Petrobras, não é dado tratamento diferenciado, mas deveria ser tratado como Força Maior.

O ADOMP é inadequado. Quem precificou corretamente nem foi para o leilão (ou foi e perdeu).

Há um projeto de P&D sobre este tema, com suporte da SFG (Superintendência de Fiscalização da Geração) da Aneel, sendo desenvolvido pela Abielp.

Esse risco é do empreendedor. Jogar para o consumidor é inadequado.

Respostas espontâneas na pesquisa realizada na P&D Arquitetura de Mercado

"O arcabouço do modelo não está aderente à realidade do mercado hoje."

"Descasamento entre a teoria e prática: o setor elétrico vem sendo reformulado sem avaliar a coerência global das medidas. As decisões são tomadas com base em diagnósticos parciais."

"Governança fraca e sem mecanismos de contestação e correção, o que implica espaço para o governo dar 'marteladas' intervencionistas quando lhe é conveniente."

"Mercado muito fragmentado. As regras têm muitas exceções. Mundos diferentes precisam se comunicar: ACR e ACL; Energia Nova e Energia Velha..."

"A volatilidade dos preços é muito alta."

"O modelo foi desenhado por engenheiros, mas faltou o devido cuidado com a parte institucional."

"Há muita dificuldade para assegurar a confiabilidade de longo prazo porque o Mercado Livre opera de forma oportunista."

"O setor perdeu sua capacidade de dar resposta ao consumidor: o preço significa pouco e o contrato para travar riscos também significa muito pouco porque os custos são retirados do contrato e pagos na forma de encargos."

"Não há nenhuma supervisão do risco. [...] É necessária a análise de risco dos contratos de longo prazo, tanto do risco idiossincrático quanto do sistêmico."

Perspectivas sobre uma nova arquitetura de mercado

Como romper o ciclo vicioso



ETAPA	OBJETIVO	METODOLOGIA
1 Revisão da literatura e caracterização de mercados de energia	Depreender da experiência internacional as questões mais relevantes na estruturação de mercados de energia	Pesquisa bibliográfica
2 Diagnóstico das deficiências do mercado elétrico brasileiro	Identificar os principais atributos positivos e negativos do arranjo institucional – regulatório atual	Entrevista semiestruturada com agentes do setor
3 Limitações dos programas computacionais (Newave/Decomp)	Avaliar as fragilidades da otimização com base nos modelos computacionais oficiais	Comparação da operação preconizada pelos modelos computacionais com os resultados efetivamente observados
4 Requisitos para otimização do sistema elétrico brasileiro	Avaliar os fatores que devem ser levados em conta para otimizar a operação no sistema elétrico brasileiro	Exame das questões mais relevantes do sistema elétrico brasileiro por meio de modelos analíticos
5 Definição da arquitetura de mercado preliminar	Estabelecer os contornos básicos de uma arquitetura de mercado que atenda os anseios do setor elétrico brasileiro	Do diagnóstico resultante das Etapas 2, 3 e 4, desenhar um mecanismo de mercado considerando as lições da Etapa 1
6 Avaliação do comportamento dos agentes na arquitetura proposta	Avaliar o risco de abuso de poder de mercado dada a estrutura do setor elétrico brasileiro	Simulações utilizando o conceito de equilíbrio do modelo Cournot-Nash
7 Revisão da arquitetura de mercado	Promover ajustes, aperfeiçoamentos e detalhamento do mecanismo de mercado proposto para o mercado atacadista	Incorporação de sugestões e comentários advindos dos agentes do setor e do aprendizado da análise da Etapa 6
8 Definição de diretrizes para a transição à arquitetura de mercado proposta	Identificar as questões que precisam ser tratadas para viabilizar a adoção da arquitetura proposta	Examinar a natureza dos problemas de compatibilização e apontar abordagens para solucionar os problemas

Newave

- define a **função custo futuro** considerando horizonte de médio prazo (60 meses)
- simplificações:
 - agregação de hidrelétricas em sistemas equivalentes
 - vazões transformadas em Energia Natural Afluyente
 - linearização da função de produção (função linear por partes)

Decomp

- define a programação da operação semanal com base na **desagregação** da função de custo futuro dada pelo Newave para cada uma das hidrelétricas individuais

$$\frac{\partial E(c_{T+1}x_{T+1})}{\partial V_{i,T+1}} = \frac{\partial E(c_{T+1}x_{T+1})}{\partial V_{T+1}} \frac{\partial V_{T+1}}{\partial V_{i,T+1}}$$

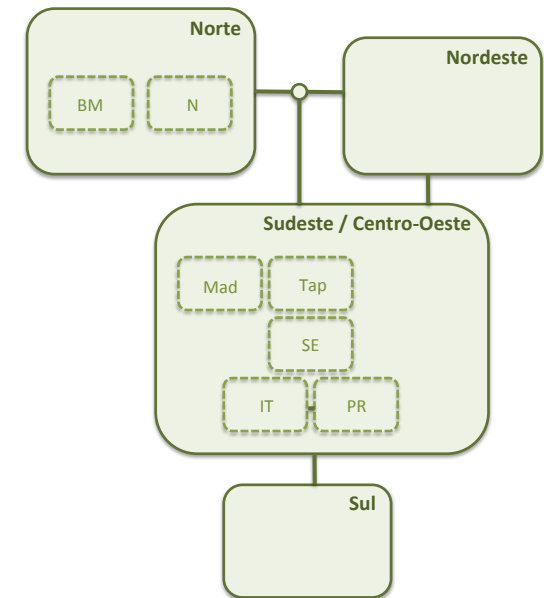
na qual:

$\frac{\partial E(c_{T+1}x_{T+1})}{\partial V_{i,T+1}}$ é a função custo futuro individualizada para o reservatório i ;

$\frac{\partial E(c_{T+1}x_{T+1})}{\partial V_{T+1}}$ é a função custo futuro do sistema no período T ; e

$\frac{\partial V_{T+1}}{\partial V_{i,T+1}}$ indica a participação do reservatório i na capacidade total de armazenamento do sistema.

sistemas equivalentes



Para avaliar a modelagem foram realizadas diversas simulações que agrupamos em dois grupos de exercícios

Examinamos a operação de 2013

- ano de hidrologia próxima à média de longo termo
- permite examinar as vazões, carga e expansão efetivamente observada nos meses seguintes

Caso base:

- deck do Planejamento Mensal da Operação
- mesmos dados de entrada, mas utilizando o modelo com CVaR para todo período

Exercício 1: análise do impacto dos dados de entrada

Objetivo: examinar como os desvios dos dados de entrada relativo à realidade impactam a operação

- projeção de vazões
- projeção da carga
- projeção expansão da oferta

Exercício 2: análise da acurácia do modelo computacional

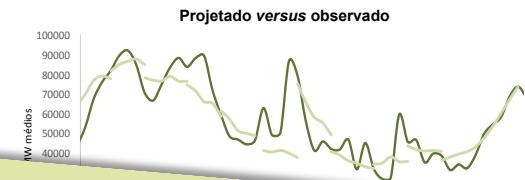
Objetivo: ajustar os dados de entrada para que o modelo computacional estabeleça uma operação mais próxima possível da efetivamente realizada para comparar o desempenho efetivo com o previsto pelo modelo

Exercício 1: Simulação 2

Dados de entrada



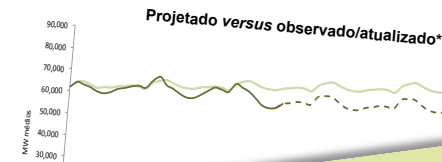
EXERCÍCIO 1: Simulação 2
Impacto da projeção da ENA
(Energia Natural Afluente)*



Exercício 1: Simulação 3
Dados de entrada



Impacto da projeção da carga



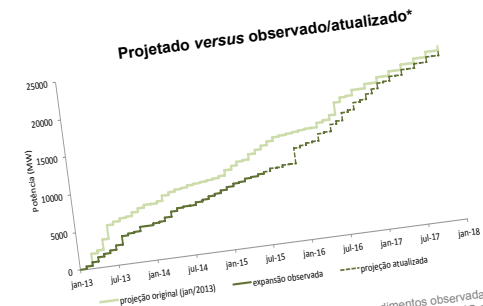
sto
das usinas.

12

Exercício 1: Simulação 4
Dados de entrada

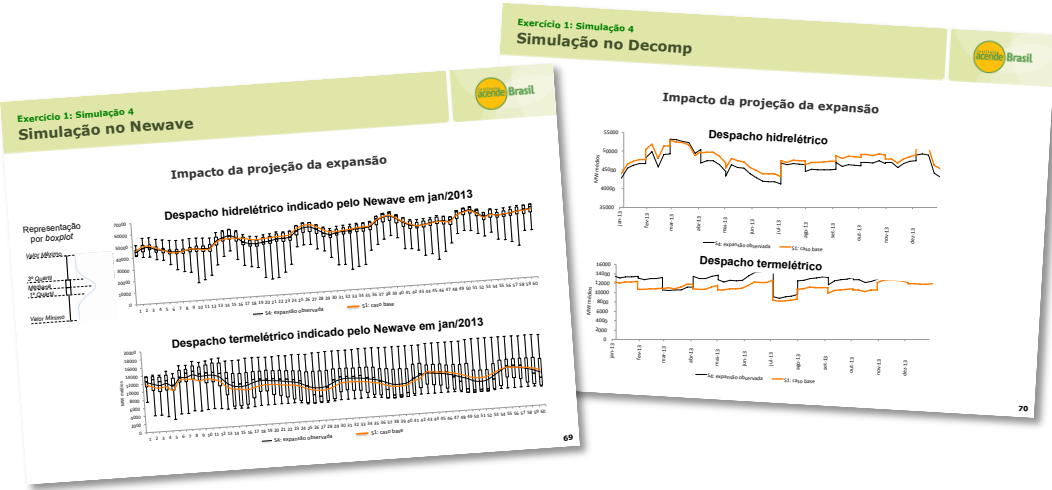


Impacto da projeção da expansão

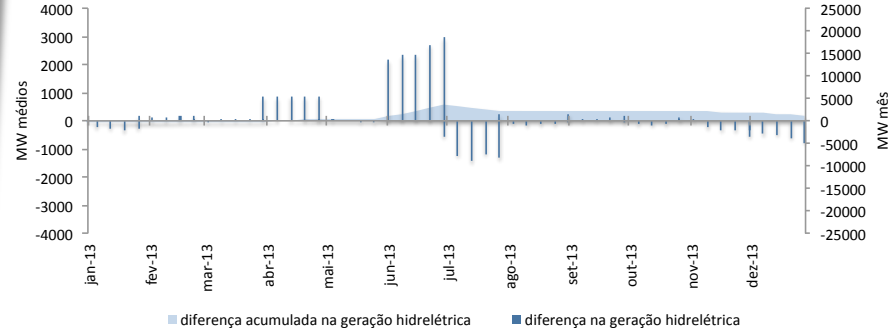


* Obs.: Considera-se a entrada de operação de novos empreendimentos observada até jun/2015 e, a partir dessa data, emprega-se a projeção da expansão utilizada no PMO de jul/2015.

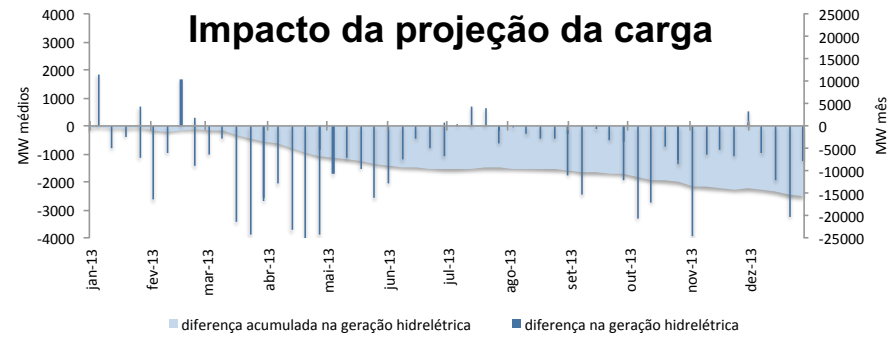
14



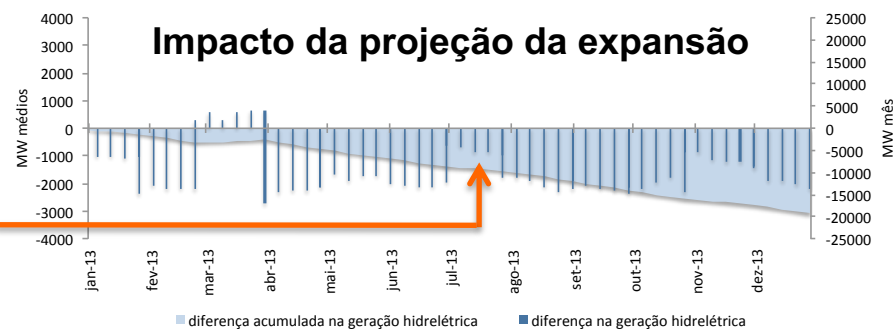
Impacto da projeção das vazões afluentes



Impacto da projeção da carga



Impacto da projeção da expansão



No ano de 2013 as maiores distorções no despacho hidrotérmico foram causados:

- pelos desvios entre a **expansão** projetada e a corrigida; e em seguida
- pelos desvios entre a **carga** projetada e corrigida

Os desvios na projeção das **vazões naturais afluentes** foram pouco impactantes no transcorrer dos 12 meses.

A redução da geração hidrelétrica elevaria a Energia Armazenada

ETAPA	OBJETIVO	METODOLOGIA
1	Depreender da experiência internacional as questões mais relevantes na estruturação de mercados de energia	Pesquisa bibliográfica
2	Diagnóstico das deficiências do mercado elétrico brasileiro	Entrevista semiestruturada com agentes do setor
3	Limitações dos programas computacionais (Newave/Decomp)	Comparação da operação preconizada pelos modelos computacionais com os resultados efetivamente observados
4	Requisitos para otimização do sistema elétrico brasileiro	Exame das questões mais relevantes do sistema elétrico brasileiro por meio de modelos analíticos
5	Definição da arquitetura de mercado preliminar	Do diagnóstico resultante das Etapas 2, 3 e 4, desenhar um mecanismo de mercado considerando as lições da Etapa 1
6	Avaliação do comportamento dos agentes na arquitetura proposta	Simulações utilizando o conceito de equilíbrio do modelo Cournot-Nash
7	Revisão da arquitetura de mercado	Incorporação de sugestões e comentários advindos dos agentes do setor e do aprendizado da análise da Etapa 6
8	Definição de diretrizes para a transição à arquitetura de mercado proposta	Examinar a natureza dos problemas de compatibilização e apontar abordagens para solucionar os problemas

Objetivo

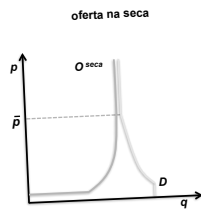
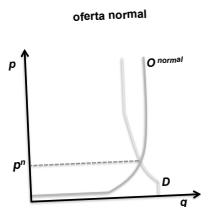
Avaliar a possibilidade de coordenação da operação via mercado

Estratégia

Isolar os problemas mais importantes para se entender

- se há ou não falha de mercado
- o que causa a falha
- qual a regulação necessária

Problema do 'dinheiro faltante' (*missing money*)

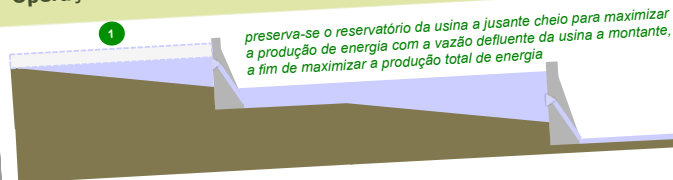


No setor elétrico, tanto a curva de oferta como a de demanda apresentam trechos inelásticos no curto prazo

- a oferta é restrita à capacidade instalada e à disponibilidade dos recursos energéticos
- a demanda de pelo menos uma parte dos consumidores não responde prontamente às mudanças de preços do mercado de curto prazo (i.e. reação nula – equivalente ao trecho vertical da curva de demanda)

Em certas ocasiões é possível atingir o equilíbrio de mercado pelo meio do sistema de despacho das usinas a jusante. Em uma 'oferta seca' acima do preço de equilíbrio, a oferta seca 'acima' do preço de equilíbrio.

Operação Ótima de Usinas em Cascata



Vertimento versus produtividade

- Quando os reservatórios não estão cheios, deve-se priorizar o despacho das hidrelétricas a montante a fim de se elevar/preservar a produtividade das usinas a jusante.
- Se as usinas estiverem com os reservatórios cheios ou próximos de seu limite de armazenamento, a minimização do risco de vertimento é obtida priorizando o despacho da usina que esteja com o reservatório mais cheio

Resultados

Resultado 1 - Equilíbrio de Mercado e Planejador Central

Cada gerador hidrelétrico individual maximiza seu lucro quando a produção hidrelétrica iguala o custo de oportunidade da água para venda futura ao valor da produção hidrelétrica no presente (equilíbrio semelhante ao obtido no planejamento centralizado).

Resultado 2 - Preço Teto e Confiabilidade

A imposição de um preço teto reduz o preço de equilíbrio em todos os cenários, mesmo quando o preço de equilíbrio inicial não é maior que o preço teto. Essa imposição do preço teto prejudica a confiabilidade da geração hidrelétrica.

Resultado 3 - Configuração Ótima da Matriz Energética

Existe uma configuração ótima da matriz energética que depende da correlação entre os processos estocásticos das fontes intermitentes. Uma quantidade pequena de usinas hidrelétricas com reservatórios leva a um risco de déficit muito alto. Por outro lado, uma quantidade demasiadamente grande resulta em capacidade ociosa desnecessária.

Resultado 4 - Impacto da taxa de juros na política operativa

A taxa de juros pode afetar a operação e, conseqüentemente, a segurança do sistema. No entanto, o impacto da política monetária é relativamente pequeno e poderia ser mitigado ou eliminado com a contratação de longo prazo.

Resultados

Resultado 8 - Risco de conlujo

O risco de conlujo é maior em cenários de alta probabilidade de ocorrência de cenários de hidrologia favorável (o que deprime os preços de mercado) e em situações de baixa taxa de juros (o que favorece sacrificar ganhos individuais imediatos para promover uma cooperação com os concorrentes no longo prazo).

Resultado 9 - Externalidades de rede e os incentivos ao investimento energético

Havendo externalidades positivas relacionadas à atuação de outros ofertantes no mercado, as decisões de ingresso (investimento) no setor passam a apresentar interdependências, o que requer coordenação entre os agentes para assegurar a obtenção do equilíbrio ótimo.

Resultado 10 - Dimensionamento da geração dada a volatilidade dos recursos energéticos

Dado que o impacto de variações na oferta de energia é assimétrico, havendo recursos energéticos cuja disponibilidade apresenta variações aleatórias, o dimensionamento do parque gerador deve favorecer a ocorrência de excedentes à ocorrência de déficits de energia.

Resultado 11 - O uso de racionamentos

Racionamentos podem ser necessários para assegurar o equilíbrio de mercado quando parte da demanda não responde tempestivamente aos preços do mercado atacatista. É importante que o preço estabelecido no racionamento reflita o valor médio da energia não consumida para induzir a oferta com o nível de confiabilidade desejado. O racionamento também deve estabelecer mecanismos que permitam aos consumidores revenderem cotas de energia para outros que a valorizam mais.

ETAPA	OBJETIVO	METODOLOGIA
1	Depreender da experiência internacional as questões mais relevantes na estruturação de mercados de energia	Pesquisa bibliográfica
2	Diagnóstico das deficiências do mercado elétrico brasileiro	Entrevista semiestruturada com agentes do setor
3	Limitações dos programas computacionais (Newave/Decomp)	Comparação da operação preconizada pelos modelos computacionais com os resultados efetivamente observados
4	Requisitos para otimização do sistema elétrico brasileiro	Exame das questões mais relevantes do sistema elétrico brasileiro por meio de modelos analíticos
5	Estabelecer os contornos básicos de uma arquitetura de mercado que atenda aos anseios do setor elétrico brasileiro	Do diagnóstico resultante das Etapas 2, 3 e 4, desenhar um mecanismo de mercado considerando as lições da Etapa 1
6	Avaliação do comportamento dos agentes na arquitetura proposta	Simulações utilizando o conceito de equilíbrio do modelo Cournot-Nash
7	Promover ajustes, aperfeiçoamentos e detalhamento do mecanismo de mercado proposto para o mercado atacadista	Incorporação de sugestões e comentários advindos dos agentes do setor e do aprendizado da análise da Etapa 6
8	Identificar as questões que precisam ser tratadas para viabilizar a adoção da arquitetura proposta	Examinar a natureza dos problemas de compatibilização e apontar abordagens para solucionar os problemas

DESALINHAMENTO ENTRE CONTRATOS E REALIDADE

- Atrasos na entrada de operação de usinas e linhas de transmissão
- Lastro Físico (Garantia Física) atribuído às usinas é inadequado
- Preços de contratos indexados que podem vir a se distanciar das condições vigentes ao longo do tempo

PERDA DE COERÊNCIA

- Alterações sucessivas e pontuais na regulação setorial resultando em perda da lógica regulatória
- Política de Leilões de Energia imprevisível
- Política de contratação de Energia de Reserva não explicitada

INTERVENCIONISMO DO GOVERNO

- Política de operação diferente da preconizada pelos modelos oficiais

CRESCENTE JUDICIALIZAÇÃO

- “Excludente de Responsabilidade”
- Solicitação de Reequilíbrio Econômico-Financeiro
- Liminares impedindo a liquidação na CCEE

FALTA DE GESTÃO DE RISCO

- Geradores não dispõem de autonomia para gerir a operação de suas usinas
- Distribuidoras sem instrumentos para gerir o risco de contratação de energia
- Riscos cada vez mais socializados:
 - MRE
 - repactuação do risco hidrológico
 - Conta ACR

FALTA DE INCENTIVOS PARA A EFICIÊNCIA

- Para que os agentes possam desfrutar dos ganhos de produtividade oriundos de investimentos e esforços dispendidos é preciso passar por um custoso processo de comprovação burocrática e, geralmente, compartilhamento de boa parcela dos ganhos com o consumidor, o que inibe muitas iniciativas

PILARES DA PROPOSTA

- atribuir riscos e responsabilidades aos agentes
- resguardar a adequação, confiabilidade e segurança do sistema
- prover mecanismos para coordenar o investimento e a operação



A partir do diagnóstico construído nas etapas anteriores foram desenvolvidos o esboço de duas abordagens para a contratação de longo prazo:

- **Modelo Indutor**
- **Modelo Integrador**

E uma proposta para estruturação do Mercado de Curto Prazo: **Sistema Coaseano de Compensação Dupla**

Propostas que passaram a ser discutidas com agentes do setor por meio de uma série de reuniões

Duas abordagens propostas

Modelo 'Integrador'

Busca facilitar a realização de transações por meio da estruturação de produtos e plataformas de negociação que atendam às especificidades do lado da oferta e da demanda

Busca proporcionar sinais de preços para ensejar a matriz elétrica ótima

Aspecto central:
avaliação anual do equilíbrio estrutural e contratação de novos empreendimentos pelo Formador de Mercado para assegurar oferta suficiente

Modelo 'Indutor'

Busca estabelecer as linhas de contorno para a comercialização de energia, restringindo a exposição ao risco de todos os agentes

Busca proporcionar estrutura de incentivos para assegurar a adequação da oferta com mínima interferência no mercado

Separa a contratação de lastro da contratação de energia

Aspecto central:
contratação centralizada de opções de confiabilidade

52

MERCADO D-1 COM AJUSTE COASEANO

```
graph LR; A[Lances de Oferta dos agentes] --> B[Pré-Despacho Preliminar]; B --> C[Ajuste Coaseano]; C --> D[Pré-Despacho Definitivo]; D --> E[Compensação];
```

Ajuste Coaseano: após a definição do Pré-Despacho Preliminar e dos preços horários para o dia seguinte, os agentes podem realizar transações bilaterais para promover a substituição das obrigações firmadas no Pré-Despacho Preliminar

PRECIFICAÇÃO DE MERCADO - GCR / Richard Hochstetler

XXIV SNPTEE
Sociedade Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica

22

ETAPA	OBJETIVO	METODOLOGIA
1 Revisão da literatura e caracterização de mercados de energia	Depreender da experiência internacional as questões mais relevantes na estruturação de mercados de energia	Pesquisa bibliográfica
2 Diagnóstico das deficiências do mercado elétrico brasileiro	Identificar os principais atributos positivos e negativos do arranjo institucional – regulatório atual	Entrevista semiestruturada com agentes do setor
3 Limitações dos programas computacionais (Newave/Decomp)	Avaliar as fragilidades da otimização com base nos modelos computacionais oficiais	Comparação da operação preconizada pelos modelos computacionais com os resultados efetivamente observados
4 Requisitos para otimização do sistema elétrico brasileiro	Avaliar os fatores que devem ser levados em conta para otimizar a operação no sistema elétrico brasileiro	Exame das questões mais relevantes do sistema elétrico brasileiro por meio de modelos analíticos
5 Definição da arquitetura de mercado preliminar	Estabelecer os contornos básicos de uma arquitetura de mercado que atenda os anseios do setor elétrico brasileiro	Do diagnóstico resultante das Etapas 2, 3 e 4, desenhar um mecanismo de mercado considerando as lições da Etapa 1
6 Avaliação do comportamento dos agentes na arquitetura proposta	Avaliar o risco de abuso de poder de mercado dada a estrutura do setor elétrico brasileiro	Simulações utilizando o conceito de equilíbrio do modelo Cournot-Nash
7 Revisão da arquitetura de mercado	Promover ajustes, aperfeiçoamentos e detalhamento do mecanismo de mercado proposto para o mercado atacadista	Incorporação de sugestões e comentários advindos dos agentes do setor e do aprendizado da análise da Etapa 6
8 Definição de diretrizes para a transição à arquitetura de mercado proposta	Identificar as questões que precisam ser tratadas para viabilizar a adoção da arquitetura proposta	Examinar a natureza dos problemas de compatibilização e apontar abordagens para solucionar os problemas

19 Apresentações para Autoridades e Agentes, incluindo um evento com mais de 200 pessoas

19/set/2016	SPE/Aneel
20/out/2016	MME
03/nov/2016	Diversas empresas dos quatro segmentos (GTDC)
30/nov/2016	EPE
12/jan/2017	ONS
21/jan/2017	Neoenergia
27/jan/2017	Engie
31/jan/2017	CPFL Energia
06/fev/2017	CCEE
02/mar/2017	Equatorial
09/mar/2017	Abraceel
02/mai/2017	MME
03/mai/2017	Apine
05/jun/2017	EPE
28/jun/2017	CPFL Energia e BTG
04/jul/2017	EDP
22/ago/2017	Workshop EDP
20/set/2017	Brazil Energy Frontiers 2017
01/nov/2017	EDP

10 Apresentações em Congressos e Seminários:

CBPE - Congresso Brasileiro de Planejamento Energético – 26-28/set/2016 – Gramado (RS)

- Considerações sobre a coordenação centralizada: avaliação paramétrica nos modelos Newave e Decomp

ELAEE - Encontro Latino Americano de Economia da Energia – 2-5/abr/2017 – Rio de Janeiro (RJ)

- *Ensuring Adequacy with Call and Put Options*
- *An Electricity Market Design for Renewable Energy*

IIOC - International Industrial Organization Conference – 7-9/apr/2017 – Boston (EUA)

- *Competition in Cascade*

IAEE - International Association for Energy Economics – 18-21/jun/2017 – Singapura (Singapura)

- *Will the liberalized market be sufficiently competitive?*

EARIE - European Association for Research in Industrial Economics – 31/ago-2/set/2017 – Maastricht (Holanda)

- *Competition in Cascade*

SNPTEE - Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia – 22-25/out/2017 – Curitiba (PR)

- Uma Avaliação Estruturada do Arranjo Institucional-Regulatório do Setor Elétrico Brasileiro: Visões dos Principais Agentes e Insumos para Aperfeiçoamento do Modelo
- Coordenação de Geração em Mercado Competitivo
- Precificação de Mercado: Sistema Coaseano de Compensação Dupla

GDEC-CRESSE Internat. Workshop on Advances in Competition Policy Analysis – 06/nov/2017 – Rio de Janeiro (RJ)

- *Assessing Competition in Brazil's Electricity Market if Bid-based Dispatch Were Adopted*

ETAPA	OBJETIVO	METODOLOGIA
1 Revisão da literatura e caracterização de mercados de energia	Depreender da experiência internacional as questões mais relevantes na estruturação de mercados de energia	Pesquisa bibliográfica
2 Diagnóstico das deficiências do mercado elétrico brasileiro	Identificar os principais atributos positivos e negativos do arranjo institucional – regulatório atual	Entrevista semiestruturada com agentes do setor
3 Limitações dos programas computacionais (Newave/Decomp)	Avaliar as fragilidades da otimização com base nos modelos computacionais oficiais	Comparação da operação preconizada pelos modelos computacionais com os resultados efetivamente observados
4 Requisitos para otimização do sistema elétrico brasileiro	Avaliar os fatores que devem ser levados em conta para otimizar a operação no sistema elétrico brasileiro	Exame das questões mais relevantes do sistema elétrico brasileiro por meio de modelos analíticos
5 Definição da arquitetura de mercado preliminar	Estabelecer os contornos básicos de uma arquitetura de mercado que atenda os anseios do setor elétrico brasileiro	Do diagnóstico resultante das Etapas 2, 3 e 4, desenhar um mecanismo de mercado considerando as lições da Etapa 1
6 Avaliação do comportamento dos agentes na arquitetura proposta	Avaliar o risco de abuso de poder de mercado dada a estrutura do setor elétrico brasileiro	Simulações utilizando o conceito de equilíbrio do modelo Cournot-Nash
7 Revisão da arquitetura de mercado	Promover ajustes, aperfeiçoamentos e detalhamento do mecanismo de mercado proposto para o mercado atacadista	Incorporação de sugestões e comentários advindos dos agentes do setor e do aprendizado da análise da Etapa 6
8 Definição de diretrizes para a transição à arquitetura de mercado proposta	Identificar as questões que precisam ser tratadas para viabilizar a adoção da arquitetura proposta	Examinar a natureza dos problemas de compatibilização e apontar abordagens para solucionar os problemas

O Estado da Arte para a comercialização de energia no mercado de curto prazo é o **Sistema de Compensação Dupla** que consiste de dois mercados encadeados sequencialmente:

- **Mercado D-1** estabelece preços e quantidades do Pré-Despacho para o dia seguinte
- **Mercado D** estabelece preços para compensações dos desvios entre oferta e demanda constatados em tempo real do previsto no Pré-Despacho

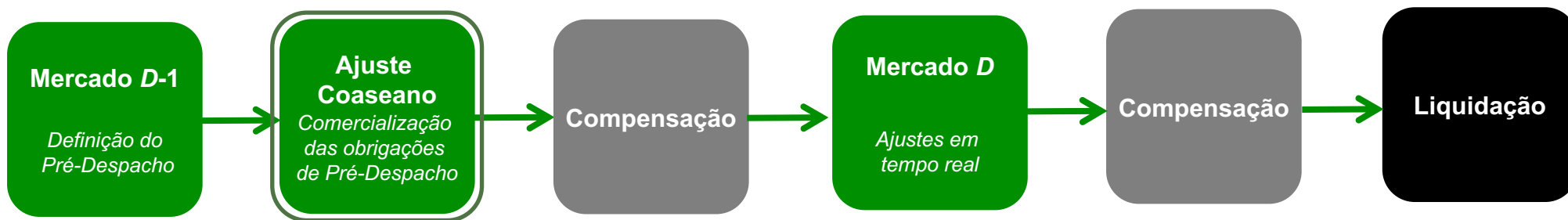


AJUSTE COASEANO

A introdução de uma etapa intermediária (logo após o leilão do Mercado $D-1$) proporciona aos agentes uma oportunidade para comercializar as suas obrigações resultantes do Pré-Despacho Preliminar, o que possibilita uma solução “Pareto Ótima”.

As transações no Ajuste Coaseano poderiam ser de dois tipos:

- **negociáveis:** compromissos que podem ser novamente transacionados para passar as obrigações a outros agentes de mercado;
- **não negociáveis:** compromissos firmes a serem atendidos pelo agente que adquire a obrigação



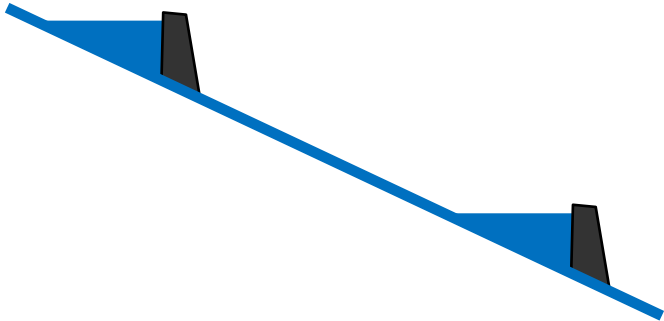
TEOREMA DE COASE

Se a comercialização da externalidade for possível e os custos de transação forem suficientemente baixos, a livre negociação entre os agentes levará a um resultado eficiente (Pareto Ótimo) independentemente da alocação inicial dos direitos de propriedade.

Exemplo

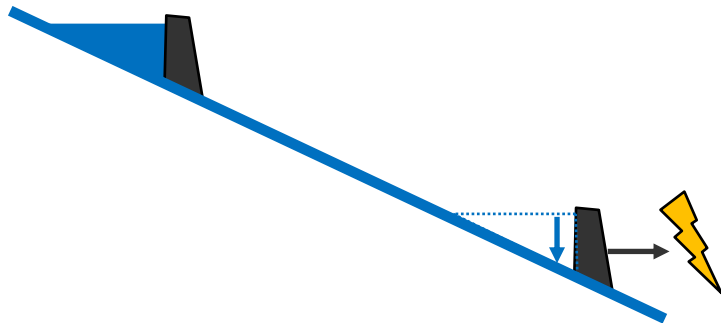
Considere:

- Duas hidrelétricas idênticas no mesmo rio
- Ao final do período úmido os reservatórios estão cheios, cada reservatório com **1** unidade de água
- A vazão afluente é nula durante o período seco
- Cada hidrelétrica pode produzir **1** unidade de energia com a água armazenada no seu reservatório....
- Mas se o reservatório fosse mantido no seu nível máximo, o montante que poderia ser produzido com o mesmo montante de água seria **$1+\epsilon$**



CASE 1: PRIORIZAR ARMAZENAMENTO A MONTANTE

Começa-se produzindo energia a partir da usina rio abaixo

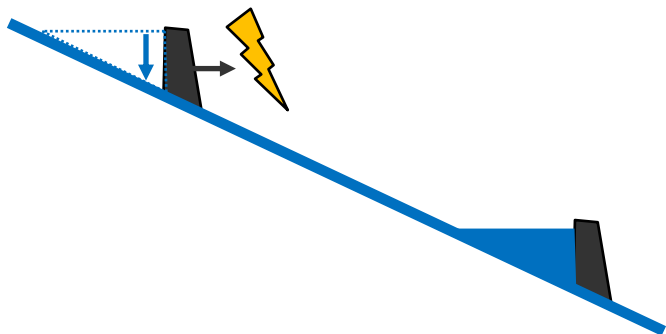


Produção Total: ⚡

CASE 1: PRIORIZAR ARMAZENAMENTO A MONTANTE

Começa-se com o esvaziamento do reservatório rio abaixo

...quando o reservatório da usina a jusante é esvaziado, começa-se a produzir da usina à montante



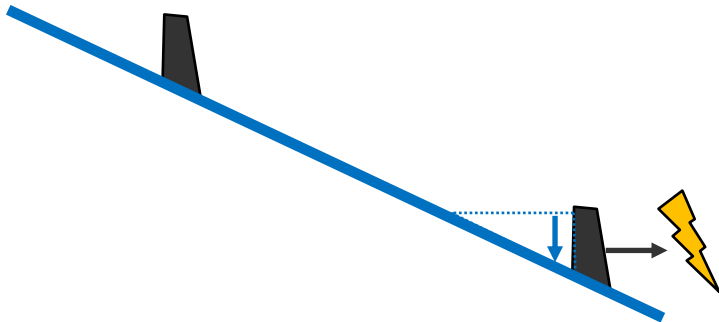
Produção Total : ⚡ ⚡

CASE 1: PRIORIZAR ARMAZENAMENTO A MONTANTE

Começa-se com o esvaziamento do reservatório rio abaixo

...quando o reservatório da usina a jusante é esvaziado, começa-se a produzir da usina à montante

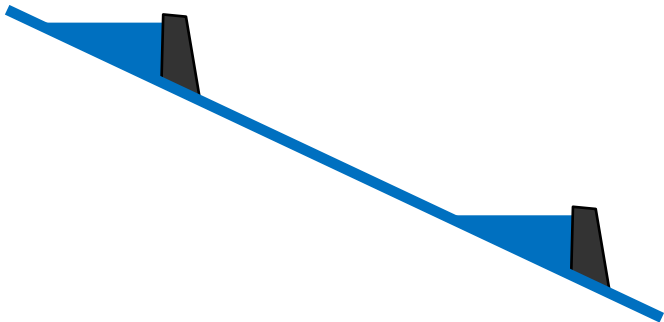
...com a água defluente da usina a montante a usina a jusante pode produzir mais uma unidade de energia



Produção Total: ⚡ ⚡ ⚡

CASE 2: PRIORIZAR ARMAZENAMENTO A JUSANTE

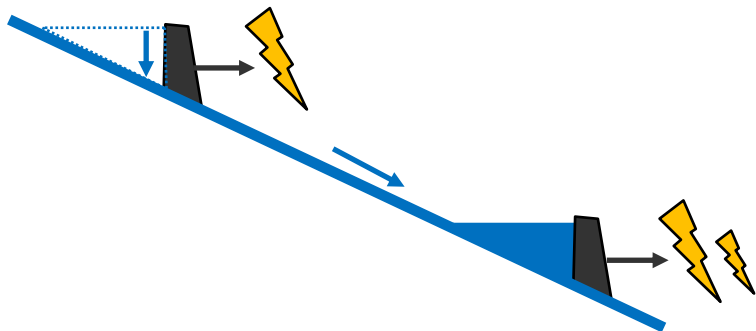
Novamente começando com os reservatórios cheios ao final do período úmido, mas desta vez priorizando o armazenamento no reservatório a jusante



CASE 2: PRIORIZAR ARMAZENAMENTO A JUSANTE

Novamente começando com os reservatórios cheios ao final do período úmido, mas desta vez priorizando o armazenamento no reservatório a jusante

...ambas as usinas são despachadas simultaneamente, com a geração da usina produzindo energia a partir da vazão afluyente de forma a não deplecionar o seu reservatório, o que eleva a sua produtividade



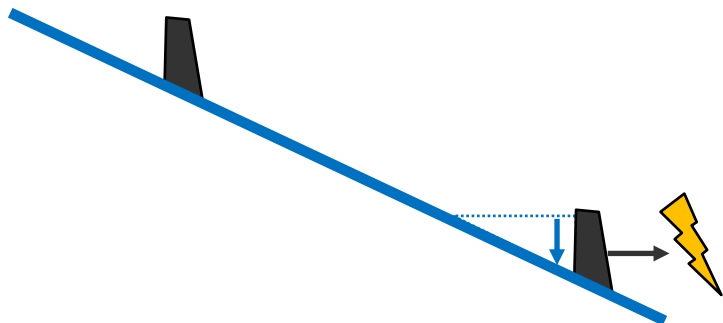
Produção Total: 

CASE 2: PRIORIZAR ARMAZENAMENTO A JUSANTE

Novamente começando com os reservatórios cheios ao final do período úmido, mas desta vez priorizando o armazenamento no reservatório a jusante

...ambas as usinas são despachadas simultaneamente, com a geração da usina produzindo energia a partir da vazão afluente de forma a não deplecionar o seu reservatório

...somente começa-se a deplecionar o reservatório a jusante quando o reservatório a montante for esvaziado



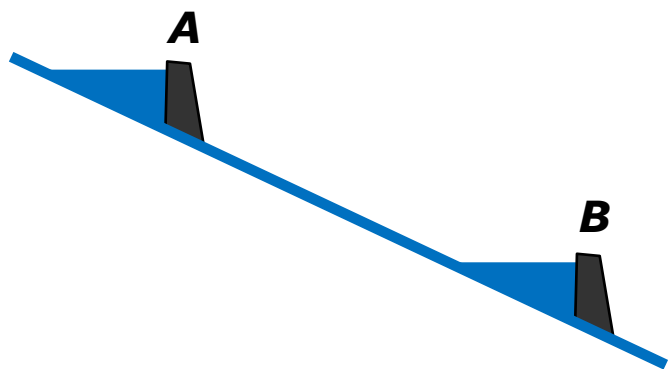
Produção Total: 

Esta política de operação produz mais energia com a mesma vazão afluente

MERCADO COM O AJUSTE COASEANO

Se as usinas em cascata tiverem diferentes proprietários, há um risco que os lances de oferta submetidos pelos agents resulte numa ordem de Pré-Despacho ineficiente.

No entanto, a etapa de Ajuste Coaseano, permite que os agentes negociem suas obrigações entre si compartilhando os ganhos de uma operação mais eficiente, o que restaura o Ótimo de Pareto.



Considere que os lances ofertados pelos agentes *A* e *B* no Mercado *D-1* sejam tais que a **usina B** (a jusante) entra no Pré-Despacho e a **usina A** (a montante) não entra, resultando num despacho ineficiente.

Na etapa de **Ajuste Coaseano**, o **agente B** pode oferecer pagar até ϵ para o **agente A** assumir parte de suas obrigações do Pré-Despacho, de forma a preservar o nível do reservatório da **usina B** e, conseqüentemente, a sua produtividade, de forma **restaurar a operação eficiente**.

O Mercado de Curto Prazo também poderia prever a possibilidade de submissão de **lance diferenciado** para usinas com capacidade de modulação (lance de energia acoplada a um *Financial Storage Right*)

O agente submete um lance indicando:

- a quantidade de energia que deseja ofertar nas próximas 24 horas
- o seu preço mínimo
- as suas restrições operacionais (potência máxima, variação de produtividade em função do nível do reservatório e em função do nível de produção instantâneo)

O Operador do Sistema define o Pré-Despacho considerando a oferta “*flat*”, em seguida o Operador realoca a energia de forma a minimizar os custos, compartilhando os ganhos com os geradores que ofertam a energia

Benefícios do mecanismo:

- simplifica a determinação de lances a ser submetido pelos geradores hidrelétricos (lance balizado apenas pelo custo de oportunidade da água, sem se preocupar com a dinâmica do despacho intradiário)
- assegura a otimização da operação de curtíssimo prazo

Artigo: “*Financial Storage Rights for Hydroelectricity*” a ser apresentado no SEST – Smart Energy Systems and Technology do IEEE

EXEMPLO

O Operador do Sistema define o Pré-Despacho considerando a oferta "flat", em seguida o Operador realoca a energia de forma a minimizar os custos, compartilhando os ganhos com os geradores que ofertam a energia

HORA

1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11 12 13 14 15 16 17 18 19 20 21 22 23 24

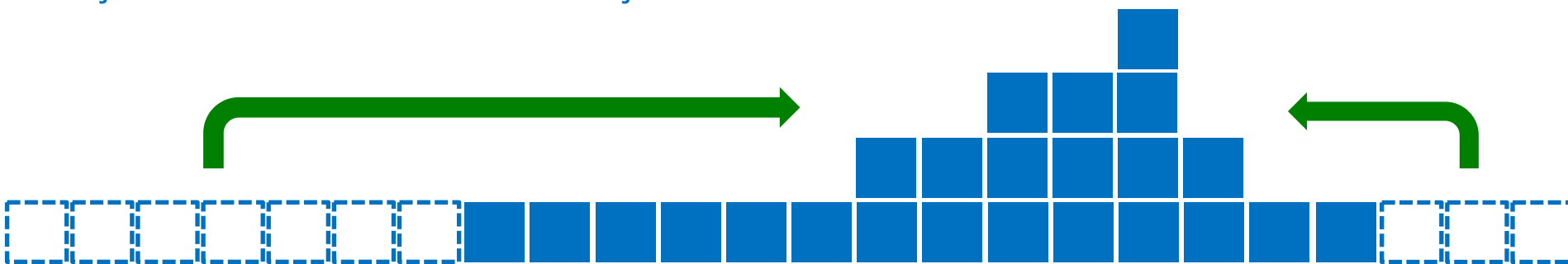
QUANTIDADE OFERTADA DE ENERGIA MODULÁVEL



PREÇOS RESULTANTES DO PRÉ-DESPACHO PRELIMINAR DO MERCADO D-1

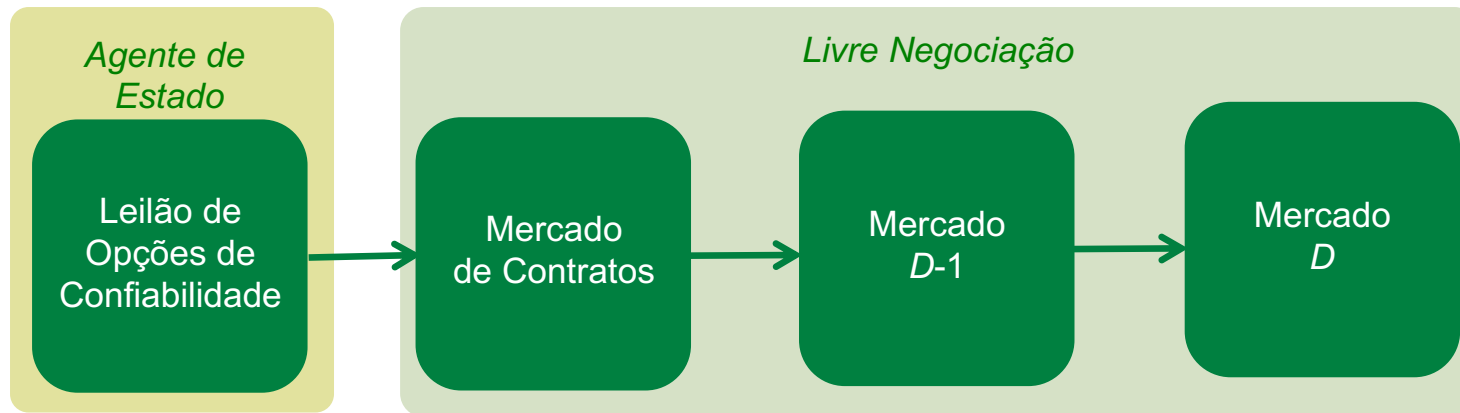
20 20 20 20 20 20 20 25 25 25 25 25 25 35 35 50 50 70 35 25 25 20 20 20

GERAÇÃO MODULÁVEL APÓS A REALOCAÇÃO PROMOVIDA PELO OPERADOR DO SISTEMA



PREÇOS RESULTANTES DO PRÉ-DESPACHO APÓS A REALOCAÇÃO PROMOVIDA PELO OPERADOR DO SISTEMA

20 20 20 20 20 20 20 20 25 25 25 25 25 25 25 25 30 30 30 25 25 25 20 20 20



- O **Modelo Indutor** busca alinhar os interesses dos agentes e tornar o mercado suficientemente robusto para suportar períodos de estresse (períodos de escassez ou abundância)
- Decisão de entrada do empreendimento de geração coordenado pelos **Leilões de Opções de Confiabilidade**
- **Mercado de Curto Prazo** baseado em lances de oferta dos agentes

LEILÃO DE PRÊMIO DECRESCENTE

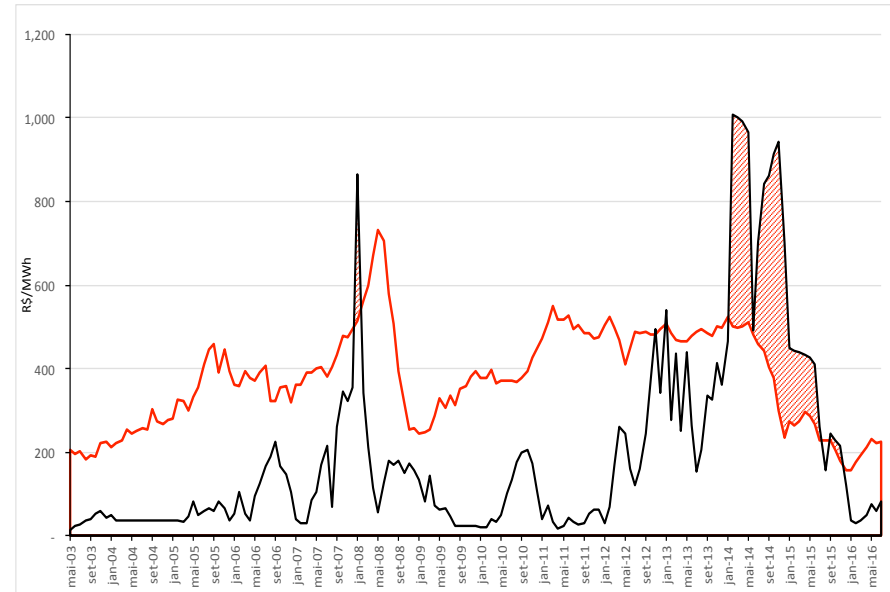
- O **preço de exercício da call** seria superior ao custo variável das termelétricas mais caras
- O **preço de exercício da put** seria suficiente baixo para que o prêmio da Opção de Confiabilidade (valor a ser pago aos geradores ofertantes da opção) seja positivo
- O **prêmio** é reduzido até a oferta igualar a quantidade desejada

OBJETIVOS

- estabelecer **seguro obrigatório** para os consumidores para períodos de escassez (ex: período de seca prolongada ou demanda de ponta extraordinária...)
- proporcionar um **fluxo de receita mínimo estável** para os geradores a fim de mitigar o seu risco
- estabelecer uma **estrutura de incentivos** para que os geradores busquem atender ao mercado em períodos de escassez
- promover a **coordenação da expansão** na medida que a receita advinda do pagamento do prêmio da Opção torna-se essencial para que o gerador possa ser competitivo no mercado

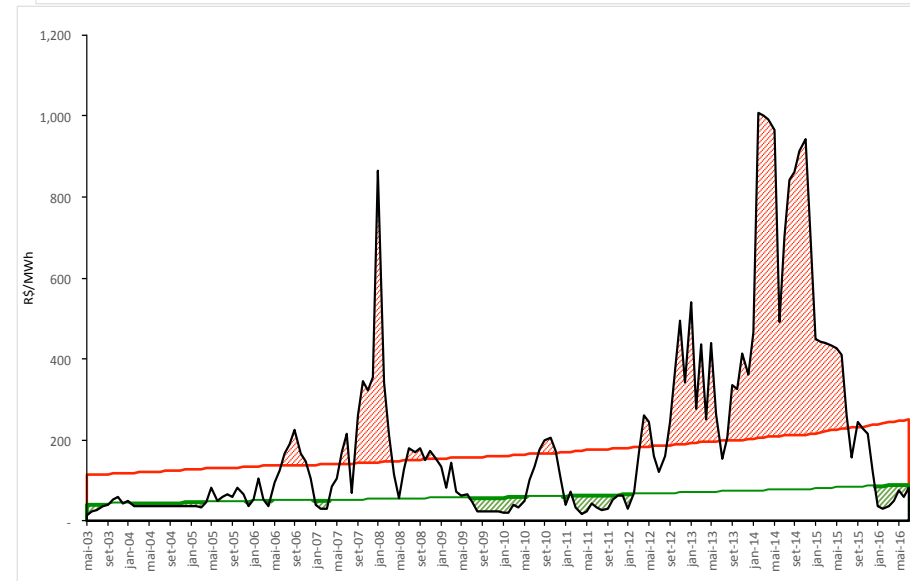
OPÇÕES DE COMPRA

As Opções de Compra proporcionam *hedge* para os consumidores em períodos de alta de preços e uma renda mínima estável para os geradores termelétricos



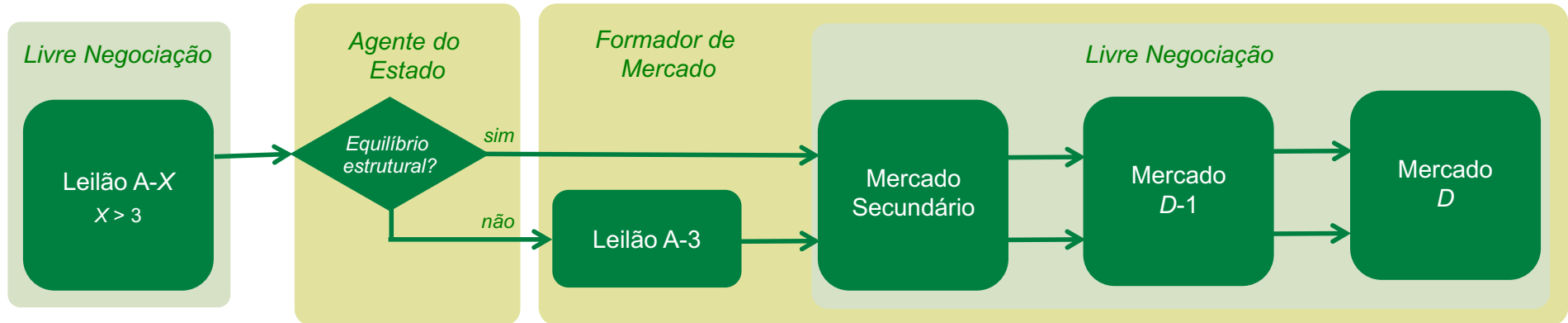
OPÇÕES BINÁRIAS

As Opções Binárias proporcionam *hedge* para os consumidores em períodos de alta de preços e um *hedge* para os geradores em períodos de baixa de preços



Mercado de Contratação de Longo Prazo

Modelo Integrador: Visão Geral



- O **Modelo Integrador** busca atender às necessidades dos diversos tipos de agentes estabelecendo diferentes **tipos de contratos** e **plataformas de negociação**
- Decisão de entrada do empreendimento de geração coordenada pelos **Leilões de Energia**
- **Mercado Secundário** estabelecido para facilitar ajustes às condições vigentes
- **Mercado de Curto Prazo** baseado em lances de oferta dos agentes igual ao descrito para o Modelo Indutor

- **Os agentes são livres para contratar energia como quiserem**, podendo firmar: Certificados de Energia, *Swaps* de Certificados, Opções de Compra Lastreada, Opções de Compra Não Lastreada, Opções de Redução de Demanda, Contratos Bilaterais
- Todas as transações **registradas na CCEE (Câmara de Compensação)** para facilitar e surgimento de **mercado secundário**
- **Todos os contratos ofertados teriam que ter seu lastro homologado (IPO de contratos)**
- **Contratos Não Lastreados (contratos financeiros) teriam que ser respaldados por garantias financeiras**
- Os **Certificados de Energia** seriam **padronizados e diferenciados** por:
 - submercado (N, NE, SE/CO e S),
 - estação (seco, úmido) e
 - perfil (base, modulável)

FUNCIONALIDADE	Mercado Vigente	Arranjo 1 Modelo Integrador	Arranjo 2 Modelo Indutor
OPERAÇÃO	Despacho definido pelo ONS com base em modelos oficiais	Despacho definido pelos lances de oferta submetidos pelos agentes no Mercado D-1	
FORMAÇÃO DE PREÇOS	Definido pelos modelos computacionais	Preço marginal de cada intervalo de tempo definido a partir dos lances de oferta no Mercado D-1	
CONTRATAÇÃO OBRIGATÓRIA	100% da carga precisa ser lastreada por contratos	Verificação anual de Cobertura Contratual Mínima – eventual déficit atendido pelo Comprador de Última Instância	Governo contrata <i>hedge</i> para toda a carga e rateia custo por meio de encargo setorial
GERENCIAMENTO DO RISCO HIDROLÓGICO	MRE & Opção de repasse de risco hidrológico para o consumidor	Cada gerador gerencia seu próprio risco hidrológico	
COMERCIALIZAÇÃO DE LONGO PRAZO	ACL: Contratos Bilaterais ACR: Leilões de Energia Nova e Existente	Leilões de Energia unificados: com participação voluntária, contratos padronizados e livre revenda	Contratação bilateral livremente negociada
CONTRATOS PADRÃO	ACR: CCEARs, CERs e CCGF ACL: Alguma padronização promovida pela CCEE	Opções de Compra, Certificados de Energia, Contratos de Redução de Carga	Opções de Confiabilidade
DISTRIBUIÇÃO	Presta serviço de distribuição para todos consumidores em sua área de concessão e comercialização para consumidores regulados	Distribuidora presta apenas serviço de distribuição (fio) Ampla concorrência na comercialização	

ETAPA	OBJETIVO	METODOLOGIA
1 Revisão da literatura e caracterização de mercados de energia	Depreender da experiência internacional as questões mais relevantes na estruturação de mercados de energia	Pesquisa bibliográfica
2 Diagnóstico das deficiências do mercado elétrico brasileiro	Identificar os principais atributos positivos e negativos do arranjo institucional – regulatório atual	Entrevista semiestruturada com agentes do setor
3 Limitações dos programas computacionais (Newave/Decomp)	Avaliar as fragilidades da otimização com base nos modelos computacionais oficiais	Comparação da operação preconizada pelos modelos computacionais com os resultados efetivamente observados
4 Requisitos para otimização do sistema elétrico brasileiro	Avaliar os fatores que devem ser levados em conta para otimizar a operação no sistema elétrico brasileiro	Exame das questões mais relevantes do sistema elétrico brasileiro por meio de modelos analíticos
5 Definição da arquitetura de mercado preliminar	Estabelecer os contornos básicos de uma arquitetura de mercado que atenda os anseios do setor elétrico brasileiro	Do diagnóstico resultante das Etapas 2, 3 e 4, desenhar um mecanismo de mercado considerando as lições da Etapa 1
6 Avaliação do comportamento dos agentes na arquitetura proposta	Avaliar o risco de abuso de poder de mercado dada a estrutura do setor elétrico brasileiro	Simulações utilizando o conceito de equilíbrio do modelo Cournot-Nash
7 Revisão da arquitetura de mercado	Promover ajustes, aperfeiçoamentos e detalhamento do mecanismo de mercado proposto para o mercado atacadista	Incorporação de sugestões e comentários advindos dos agentes do setor e do aprendizado da análise da Etapa 6
8 Definição de diretrizes para a transição à arquitetura de mercado proposta	Identificar as questões que precisam ser tratadas para viabilizar a adoção da arquitetura proposta	Examinar a natureza dos problemas de compatibilização e apontar abordagens para solucionar os problemas





Uma pré-condição para promover a **coordenação via mercado** é a concorrência

Se não houver **rivalidade** suficiente, os agentes poderão exercer o seu “poder de mercado” para elevar seus lucros

Pode-se combater o abuso de poder de mercado com **monitoramento de mercado** e **punição de condutas anticompetitivas**, mas se a estrutura do mercado não viabilizar uma concorrência mínima, problemas concorrenciais tendem a ser crônicos

Por isto, é importante avaliar se a **estrutura do mercado** indica um grau de concorrência adequado

Preocupações concorrências no setor elétrico surgem de fatores:

- | | | |
|--|--|--|
| 1. há elevada concentração da geração |  | 1. examinar equilíbrio com cisão das subsidiárias da Eletrobras |
| 2. há muitas participações cruzadas entre acionistas |  | 2. avaliar o efeito das participações minoritárias utilizando o índice Banzhaf |
| 3. há interdependências operacionais entre hidrelétricas no mesmo curso d'água |  | 3. avaliar o efeito do controle de hidrelétricas fio d'água controláveis por hidrelétricas com reservatórios de regularização a montante |
| 4. a estrutura de mercado altera-se em função do cenário hidrológico |  | 4. avaliar concorrência em diversos cenários hidrológicos |

Farrell and Shapiro (1990): oferta de um bem homogêneo em concorrência de Cournot é determinado pela estrutura do mercado:

$$\text{Lucro} = (\text{Preço} - \text{Custo}) \times \text{Quantidade}$$

efeito preço
*(aumento da oferta
reduz o preço,
reduzindo o lucro)*

efeito vendas
*(aumento da oferta
eleva as vendas,
aumentando o lucro)*

Dois efeitos se contrapõem:

- efeito preço
- efeito vendas

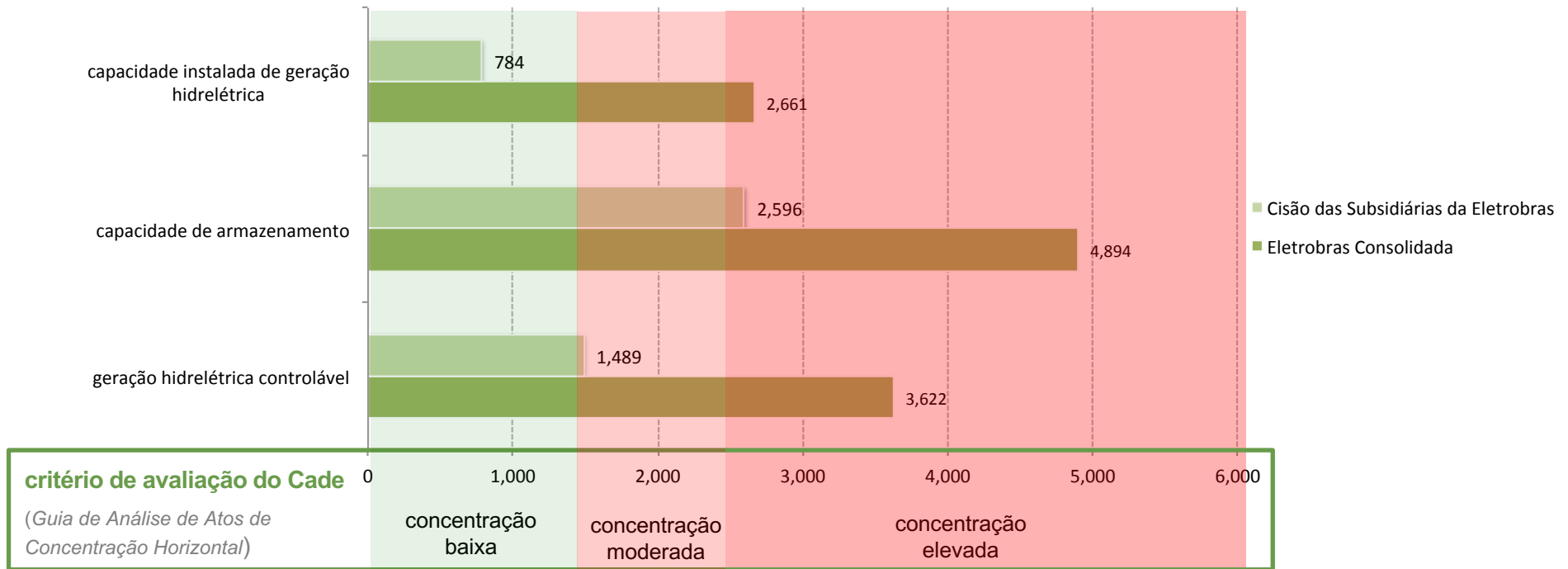


Quanto maior a concentração,
maior a margem de preço

Em empresas com pequena participação de mercado, prevalece o efeito vendas,
já em empresas com grande participação de mercado, prevalece o efeito preço

Índice Herfindahl-Hirschman (HHI)

$$HHI = \sum_i s_i^2$$



Fonte: Aneel (2016). Elaboração Própria.

O'Brian e Salop (2000) demonstram que participações minoritárias introduzem uma assimetria entre o **controle corporativo** sobre a usina e o **interesse financeiro** auferido da produção da usina

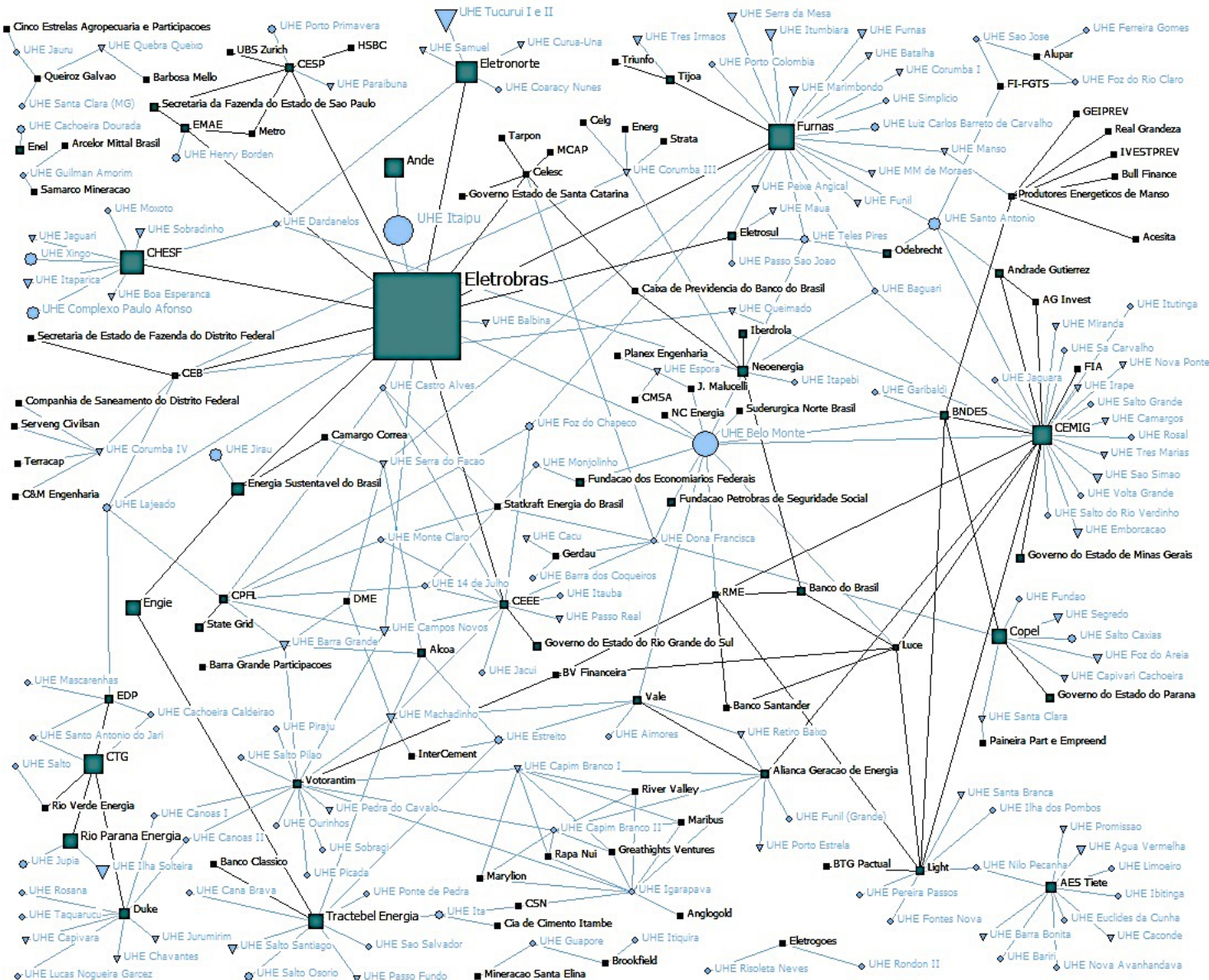
Exemplo

Aquisição de participação acionária em outra empresa no mesmo mercado

controle corporativo > interesse financeiro



Incentivo para promover **contenção da oferta na empresa adquirida** torna-se mais atraente, pois o 'efeito vendas' é parcialmente arcado por terceiros e todas suas operações beneficiam-se do 'efeito preço'



Fonte: Anel (2016). Elaboração Própria.

O **interesse financeiro** dos acionistas é dado por suas **participações acionárias**

O **controle corporativo** é estimado pelo **índice de Banzhaf**

$$B_i = \frac{\eta_i}{2^{N-1}}$$

N agentes

η_i número de coalizões vencedoras em que o agente i é crucial

2^{N-1} total de coalizões vencedoras possíveis

Exemplos

UHE Mauá

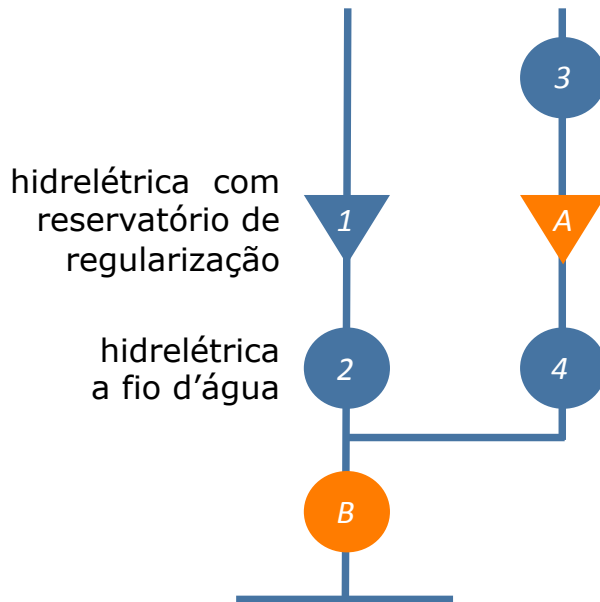
acionista	participação	índice Banzhaf
Eletrosul Centrais Elétricas S.A	0,49	1,00
Governo do Estado do Paraná	0,16	-
BNDES	0,12	-
Outros	0,23	-

UHE Itapebi

acionista	participação	índice Banzhaf
Caixa de Previdência do Banco do Brasil	0,22	0,33
Iberdrola	0,39	0,33
Banco do Brasil SA	0,39	0,33

Fonte: Aneel (2016). Elaboração Própria.

O **controle da geração hidrelétrica** depende da capacidade de regularização hídrica dos reservatórios das respectivas hidrelétricas e das usinas a montante



O gerador proprietário da **Usina A** controla não só o sua produção, mas também a **Usina 4** e parte da **Usina B**

Usina 1 controla não só o sua produção, mas também da **Usina 2** e parte da **Usina B**

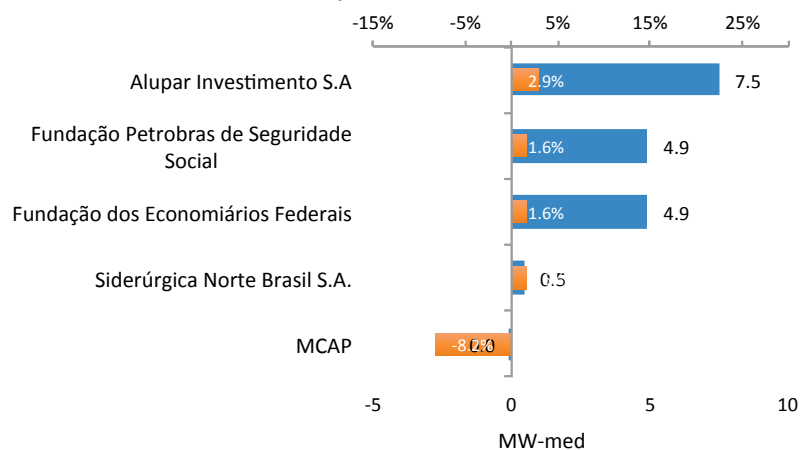
Estrutura em Função do Cenário Hidrológico

Fenômenos climáticos alteram a estrutura

Alteração da ENA relativo à média de longo termo

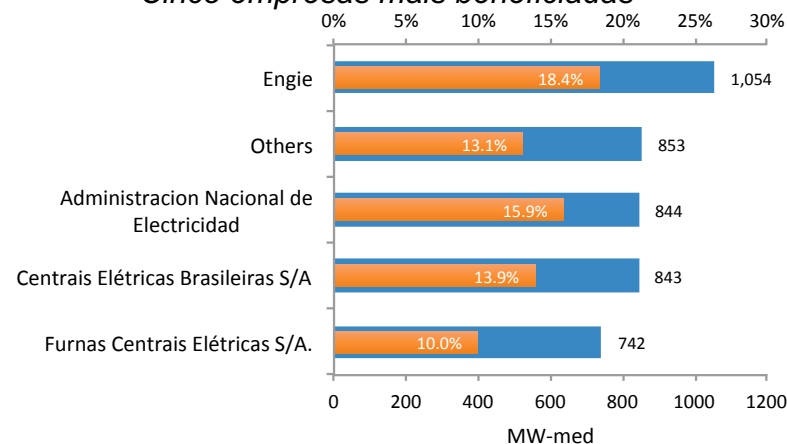
Ocorrência de La Niña

Cinco empresas mais beneficiadas

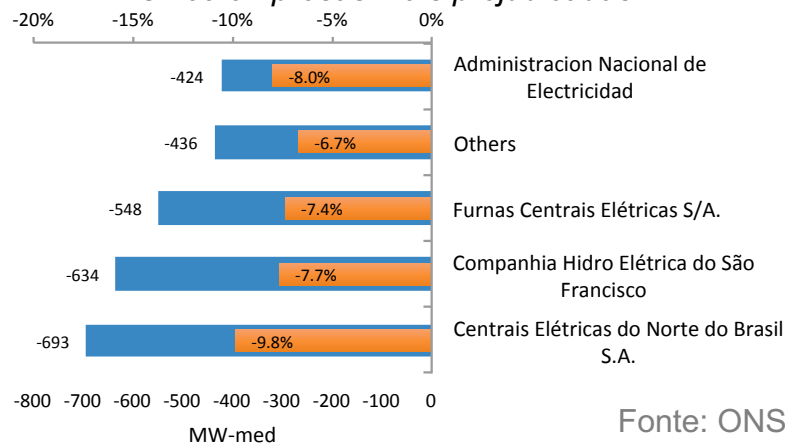


Ocorrência de El Niño

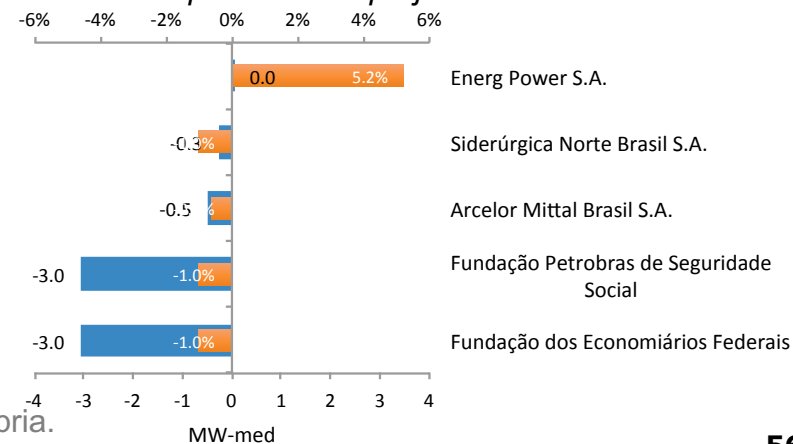
Cinco empresas mais beneficiadas



Cinco empresas mais prejudicadas



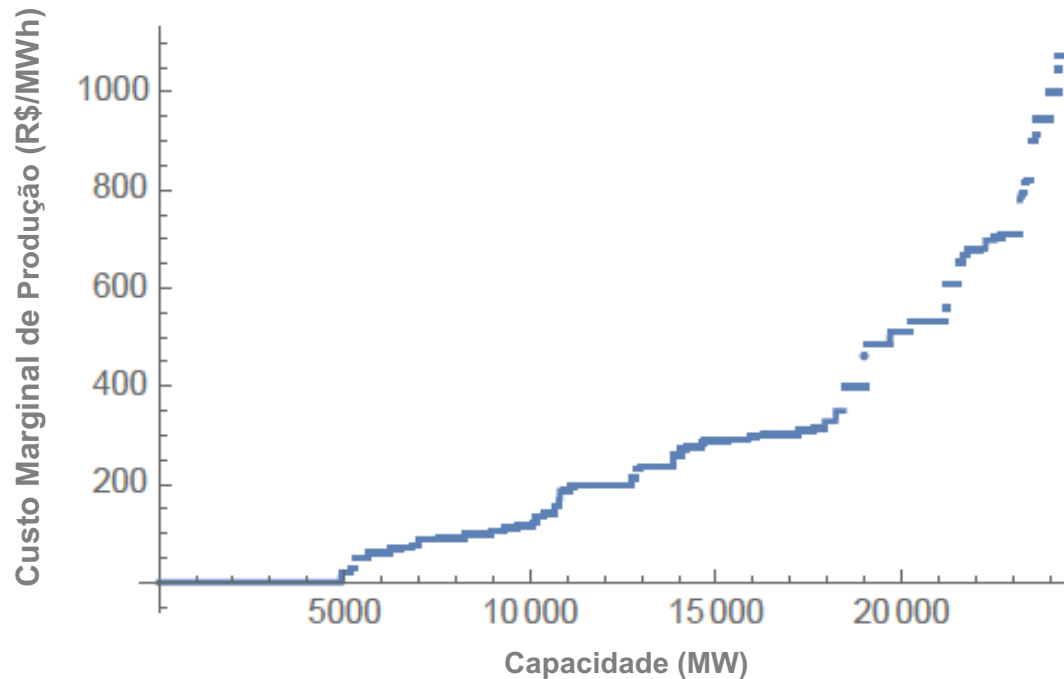
Cinco empresas mais prejudicadas



Fonte: ONS(2016). Elaboração Própria.

Hipótese

Monitoramento de mercado é eficaz para disciplinar comportamento dos geradores termelétricos, de forma que se pode assumir que termelétricas operam sempre que o preço de mercado iguala ou supera seus respectivos CVUs



Fonte: ONS (2016). Elaboração Própria.

Função de demanda por geração hidrelétrica

Hipóteses

Demanda construída a partir do 'Equilíbrio de Referência'

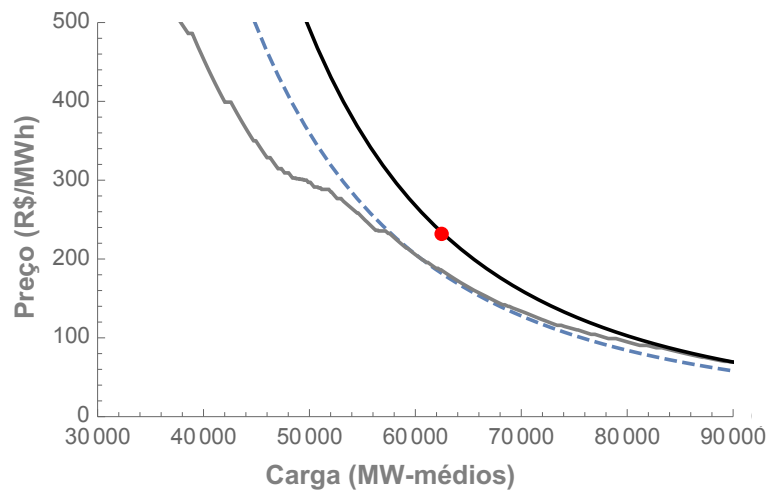
preço: 205 R\$/MWh

quantidade: 65 GW-méd

Elasticidade-preço no Equilíbrio de Referência de -0,3

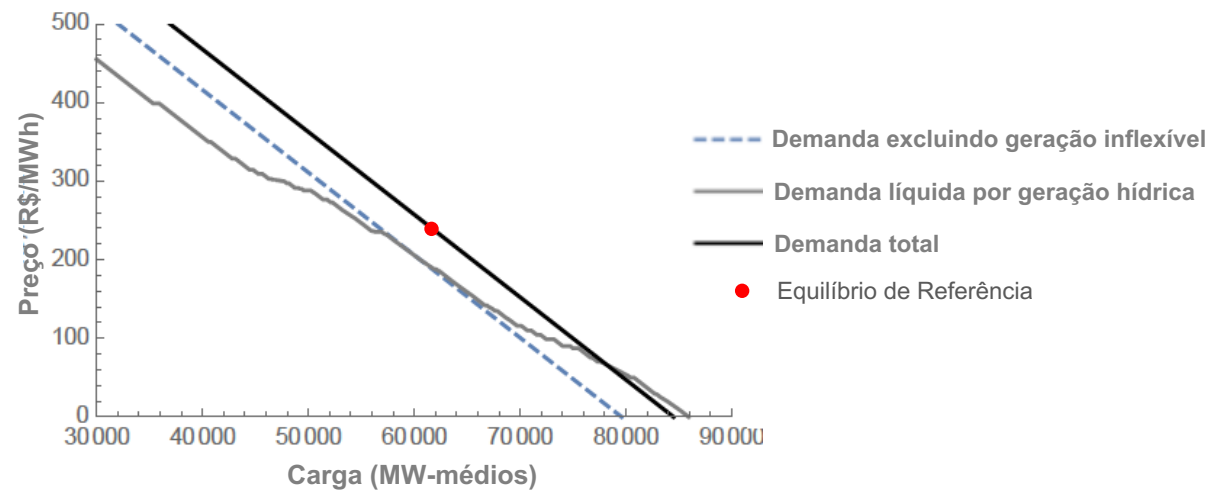
Demanda de elasticidade constante

$$Q(P) = k \cdot P^\varepsilon$$

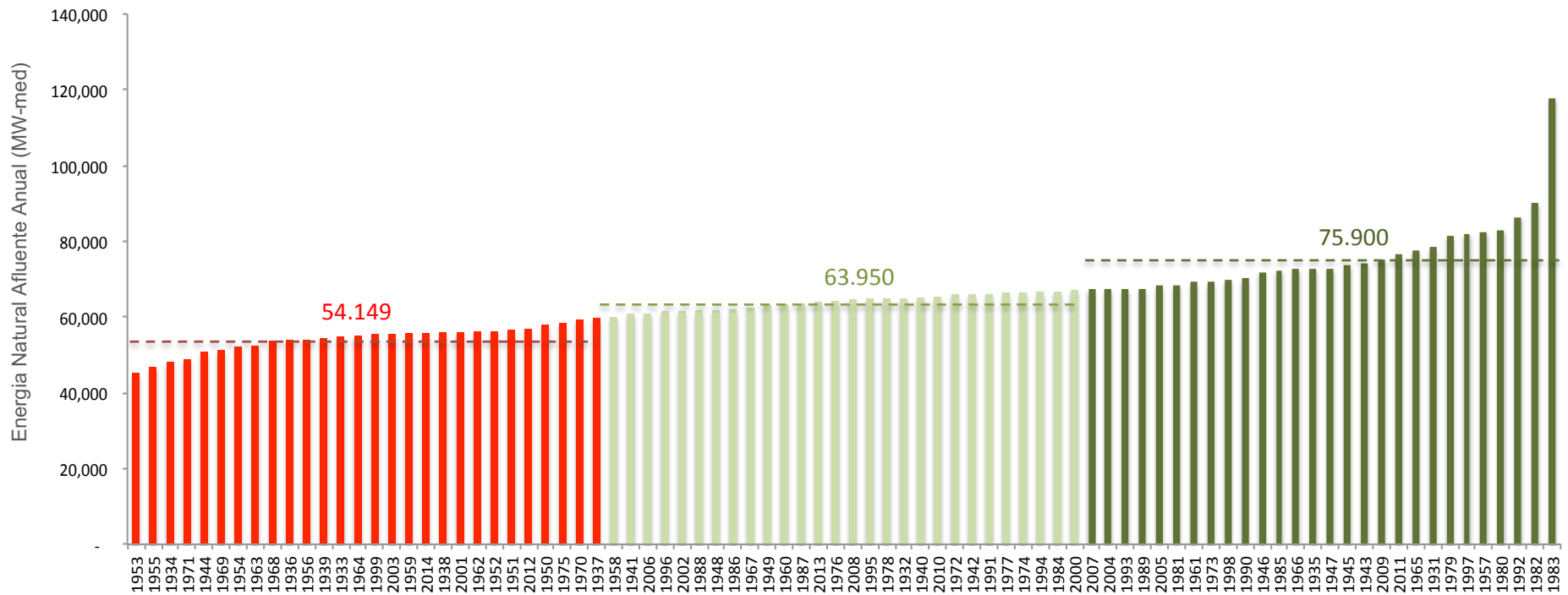


Demanda linear

$$Q(P) = a + bP$$



Histórico da Energia Natural Afluente



Fonte: ONS (2016). Elaboração Própria.

$$\max_{Q_{i1}^c, Q_{i2s}^c, s \in \{h, m, l\}} \pi_i = \{p[Q_{i1}^c \cdot (1 + M_i) + Q_{-i1}] - c\} \cdot (S_i \cdot Q_{i1}^c + \rho_1(Q_{i1}^c, Q_{i1}^{cj}) \cdot Q_{i1}^{cj} + Q_{i1}^{nc})$$

$$+ \frac{1}{3} \cdot \sum_{s \in \{h, m, l\}} \{p[Q_{i2s}^c \cdot (1 + M_i) + Q_{-i2s}] - c\} \cdot (S_i \cdot Q_{i2s}^c + \rho_{2s}(Q_{i2s}^c, Q_{i2s}^{cj}) \cdot Q_{i2s}^{cj} + Q_{i2s}^{nc})$$

s.a.:

$$0 \leq Q_{i1}^c \leq \rho_1(Q_i^c, Q_i^{cj}) \cdot A_{i1} + V_{i0} - V_{i1}$$

$$0 \leq Q_{i1}^c \leq S_i^B \cdot \bar{Q}_i^c$$

$$0 \leq Q_{i2s}^c \leq \rho_{2s}(Q_i^c, Q_i^{cj}) \cdot A_{i2s} + V_{i1} - V_{i2}, \quad \forall s = \{h, m, l\}$$

$$0 \leq Q_{i2s}^c \leq S_i^B \cdot \bar{Q}_i^c \quad \text{and } \forall s = \{h, m, l\}$$

$$0 \leq V_{i1} \leq \bar{V}_i,$$

$$\underline{V}_i \leq V_{i2s} \leq \bar{V}_i, \quad \forall i \text{ and } \forall s = \{h, m, l\}$$

Simulações num modelo Cournot-Nash indicam que o equilíbrio de mercado, considerando que as subsidiárias da Eletrobras operem de forma independente, resultaria num grau de concorrência suficiente para disciplinar os preços próximos ao patamar vigente.

Seria de esperar a ocorrência de preços mais altos em cenários de hidrologia adversa e de preços mais baixos em cenários de hidrologia abundante, como nos modelos computacionais oficiais, de modo que a contratação de longo prazo continuaria desempenhando um papel importante no mercado.

A expectativa de crescente resposta pelo lado da demanda tenderia a aumentar a elasticidade-preço da demanda, o que disciplinaria os preços ainda mais.

ETAPA	OBJETIVO	METODOLOGIA
1 Revisão da literatura e caracterização de mercados de energia	Depreender da experiência internacional as questões mais relevantes na estruturação de mercados de energia	Pesquisa bibliográfica
2 Diagnóstico das deficiências do mercado elétrico brasileiro	Identificar os principais atributos positivos e negativos do arranjo institucional – regulatório atual	Entrevista semiestruturada com agentes do setor
3 Limitações dos programas computacionais (Newave/Decomp)	Avaliar as fragilidades da otimização com base nos modelos computacionais oficiais	Comparação da operação preconizada pelos modelos computacionais com os resultados efetivamente observados
4 Requisitos para otimização do sistema elétrico brasileiro	Avaliar os fatores que devem ser levados em conta para otimizar a operação no sistema elétrico brasileiro	Exame das questões mais relevantes do sistema elétrico brasileiro por meio de modelos analíticos
5 Definição da arquitetura de mercado preliminar	Estabelecer os contornos básicos de uma arquitetura de mercado que atenda os anseios do setor elétrico brasileiro	Do diagnóstico resultante das Etapas 2, 3 e 4, desenhar um mecanismo de mercado considerando as lições da Etapa 1
6 Avaliação do comportamento dos agentes na arquitetura proposta	Avaliar o risco de abuso de poder de mercado dada a estrutura do setor elétrico brasileiro	Simulações utilizando o conceito de equilíbrio do modelo Cournot-Nash
7 Revisão da arquitetura de mercado	Promover ajustes, aperfeiçoamentos e detalhamento do mecanismo de mercado proposto para o mercado atacadista	Incorporação de sugestões e comentários advindos dos agentes do setor e do aprendizado da análise da Etapa 6
8 Definição de diretrizes para a transição à arquitetura de mercado proposta	Identificar as questões que precisam ser tratadas para viabilizar a adoção da arquitetura proposta	Examinar a natureza dos problemas de compatibilização e apontar abordagens para solucionar os problemas

Lições da Teoria de Desenho de Mecanismos



Agentes interagem por meio de mecanismo de mercado e podem **agir estrategicamente** retendo **informações privadas** para maximizar seus lucros

Desenho de Mecanismo de Mercado busca promover a **eficiência**, induzindo produtores de menor custo a produzir para atendimento dos consumidores que mais valorizam o bem

Para isso é necessário estabelecer **estrutura de incentivos** que induza os agentes a revelar suas verdadeiras preferências e condições a fim de promover uma alocação eficiente

Há dois requisitos básicos que precisam ser atendidos:

- **racionalidade individual** – para assegurar a participação dos agentes (i.e. participação deve ser vantajosa para o agente)
- **compatibilidade de incentivos** – incentivos devem induzir a alocação eficiente (i.e. atribuir produção ao agente mais eficiente e venda do bem aos agentes que mais a valorizam)

Frequentemente não é possível atender aos dois requisitos com máxima eficiência tendo que admitir que alguma transferência de renda para determinados agentes (*second best*)

MRE – Mecanismo de Realocação de Energia (2 de 2)



$$MRE_t = p_t \cdot \left(\underbrace{\frac{\sum_{i \in I} a_i}{\sum_{i \in I} GF_i}}_{GSF} \cdot GF_t - a_t \right)$$

- p_t preço do Mercado de Curto Prazo no período t
- a_t Energia Afluente da usina i no período t
- GF_i Garantia Física da usina i

O MRE Financeiro seria uma solução transitória com data de expiração fixada ao final do último contrato de concessão hidrelétrica firmada antes de sua implantação.
Todas hidrelétricas que atualmente participam do mecanismo teriam que participar do MRE Financeiro até a sua expiração.
Novas usinas hidrelétricas não participariam do MRE Financeiro.
Usinas hidrelétricas cujos contratos de concessão forem renovados durante a vigência do MRE Financeiro, preveriam a participação compulsória no MRE Financeiro até a data de sua expiração.

65

Outros temas (1 de 2)



- **Papel da Aneel**
 - regulação do transporte / combate às Perdas Não Técnicas
 - regulação dos cronograma e cobertura dos custos de adequação dos sistemas de distribuição (troca de medidores, redes inteligentes...)
 - arbitragem de conflitos
- **Papel do ONS**
 - permanece promovendo operação com base em ordem de mérito econômico (só que definido com base nos lances submetidos no Mercado $D-1$ e D em vez do Decomp)
 - relatórios mensais de avaliação das condições de operação que continuam desempenhando um papel central na coordenação do mercado
- **Monitoramento de mercado**
 - como monitorar sistemas predominantemente hidrelétricos (comportamento de lances em função do nível dos reservatórios / época do ano)
 - institucionalização: instrução por corpo técnico na CCEE ou Aneel com auxílio do ONS e julgamento no Cade
- autonomia para lidar com contingências operacionais?

Outros temas (2 de 2)



- **Mecanismos de transição** podem ser úteis para ancorar expectativas e facilitar adaptação ao novo arranjo comercial:
 - estabelecimento de limites de vazão mínima e máxima mais restritas
 - estabelecimento de limites mínimos de armazenamento nos reservatórios de regularização estipulados pelo ONS (com base em modelos computacionais oficiais)
 - estabelecimento de piso e teto mais restritos para o MCP com ampliação do leque de preços admitidos ao longo do tempo
- **Serviços ancilares** – seria importante definir mais serviços a serem contratados pelo ONS para proporcionar mais autonomia para lidar com contingências operacionais?

70

O Instituto Acende Brasil é um Centro de Estudos que visa a aumentar o grau de Transparência e Sustentabilidade do Setor Elétrico Brasileiro. Para atingir este objetivo, adotamos a abordagem de Observatório do Setor Elétrico e estudamos as seguintes dimensões:

Para saber mais acesse
www.acendebrasil.com.br



Estes temas serão abordados em profundidade na conferência bienal promovida pelo Instituto Acende Brasil no dia **23 de outubro de 2019** com líderes do setor no Brasil e no mundo.



Painel 1
**Perspectivas para a
Geração Centralizada**

Painel 2
O Consumidor do Futuro

