

O Sinal de Preço e a Competitividade da Indústria

Eduardo Spalding

Painel:
Análise do Comportamento dos Preços da Energia no Cenário de Escassez

Fórum APINE
28.02.2008

Sinal de Preço e Competitividade

A condição existente de preços altos e falta de energia no mercado livre foi agravada pela atual baixa hidrologia e escassez.

As resultantes onerações do preço vem erodir adicionalmente a competitividade da indústria brasileira.

AGENDA

- 1. Fatores de Oneração e Impactos da Escassez**
- 2. Impactos Estruturais e Econômicos**
- 3. Propostas de Mitigação: Curto/Médio Prazos**
- 4. Propostas de Mitigação: Médio/Longo Prazos**

- Custos de despacho expressivo de térmicas caras, onerando o preço do consumidor, evitável se houvesse gás.
- Impacto do despacho adicional ocasionado por um nível meta do ONS para Nov 08 excessivamente rigoroso, induzido por disponibilidade de gás indevidamente conservadora durante 2009.
- Interpretação equivocada do §3º, Art. 3º da Resolução CNPE nº 8, alocando integralmente ao consumidor o custo da segurança energética.

- Redução de 5.000 MW médios de lastro físico por retirada de geração térmica, impactando significativamente os custos.
- Assimetria comercial do consumidor, na recontratação ou compra de energia com PLD alto, induzida pela penalidade prevista.
- Expressivo agravamento dos vários fatores provocado pela falta de suprimento de gás da Petrobrás no biênio 2007-2008, esterilizando a geração de metade do parque térmico a GN instalado.

Estabelecimento do Nível Meta

- O novo mecanismo visa obter, por meio de cálculo recursivo, idêntico ao utilizado na elaboração da CAR, considerado como nível inicial aquele indicado pela CAR vigente ao final do período úmido subsequente.
- Tal mecanismo visa antecipar decisões de preservação dos reservatórios ao final do período do seco, mitigando as situações de violação da CAR e preservando as condições de segurança do atendimento do ano subsequente.
- **Divergência entre previsões**
 - Dentre as informações usada no cálculo considera-se a disponibilidade de GNL proveniente do terminal na Bacia de Guanabara a partir de junho/09, conforme previsto no Termo de Compromisso
 - Pela previsão prometida e alcançável da Petrobras de início de operação do terminal a partir de janeiro /09, haveria significativa diminuição do despacho antecipado de térmicas mais onerosas.

CNPE nº 8 – Impacto do ESS para o Consumidor

- Resolução CNPE nº 8/2007
Estabelece diretrizes para a utilização da Curva de Aversão ao Risco - CAR, e dá outras providências
- Os parágrafos 3º e 4º do artigo 3º da Resolução estabelecem:
“§ 3º O custo adicional do despacho de usina acionada por decisão do CMSE, dado pela diferença entre o CVU e o PLD, será rateado proporcionalmente ao consumo médio de energia nos últimos doze meses por todos os agentes com medição de consumo do Sistema Interligado Nacional - SIN e será cobrado mediante Encargo de Serviços do Sistema por razão de segurança energética, conforme o disposto no art. 59 do Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004.

§ 4º O custo adicional do despacho de usina acionada por ultrapassagem da CAR, dado pela diferença entre o CVU e o PLD, será rateado de acordo com as normas vigentes, mediante processo de contabilização e liquidação da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE, a ser disciplinado pela ANEEL.”

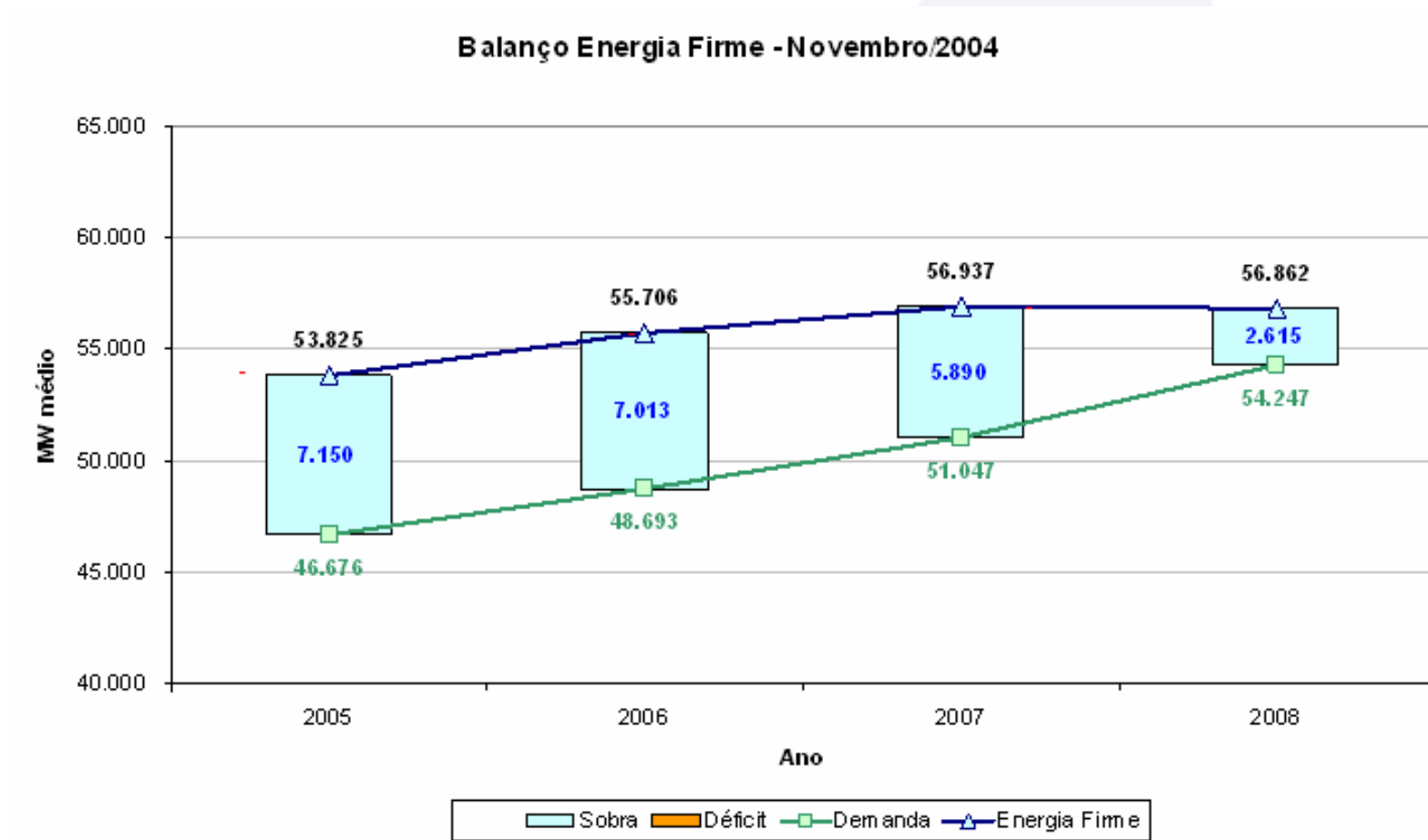
CNPE nº 8 – Impacto do ESS para o Consumidor

- **Resolução CNPE**
 - Com vistas à garantia do suprimento energético, o ONS passa a poder despachar recursos energéticos fora da ordem do mérito econômico ou mudar o sentido do intercâmbio entre submercados, por decisão do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico - CMSE
 - Conseqüência: segundo parágrafo 3º, o custo adicional do despacho das usinas passa a ser rateado exclusivamente pelos agentes de consumo, por meio do Encargo de Serviços do Sistema,
- **Interpretação coerente da Resolução**
 - Como os parágrafos 3º e 4º tratam igualmente de mecanismos que visam a "garantia do suprimento energético", o pagamento de seguro resultante de qualquer um dos casos deveria ser arcado proporcionalmente aos benefícios auferidos pelos favorecidos: consumidores, geradores e comercializadores.

Balanco de Garantia Física

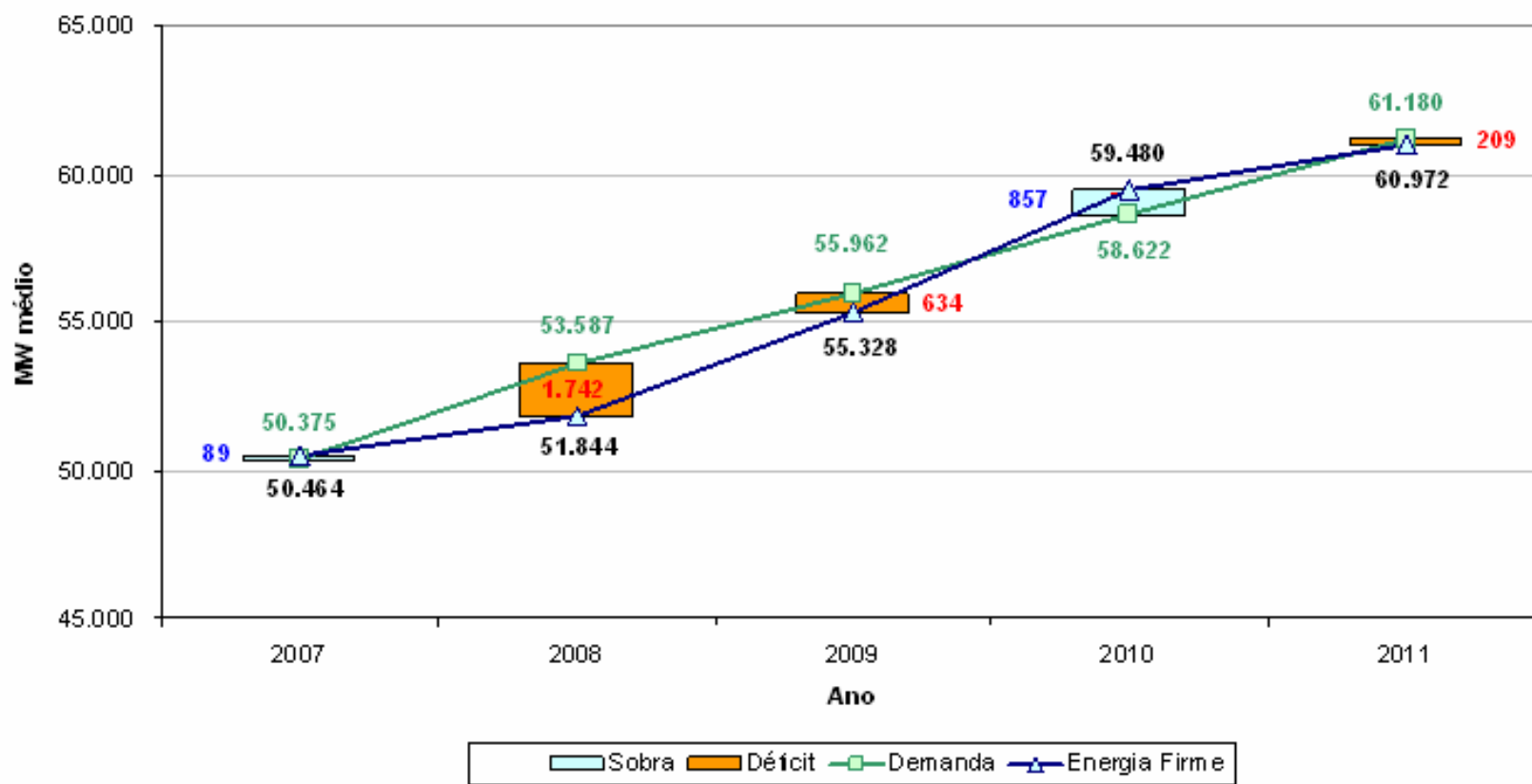
- Premissas
 - Utilização dos decks de dados do NEWAVE disponibilizados no site da CCEE para os meses de novembro/04 e novembro/07
 - Para as usinas hidrelétricas foram utilizadas as respectivas Energias Asseguradas conforme contratos de concessão e/ou resoluções da ANEEL;
 - Para as usinas térmicas não participantes do Termo de Compromisso Petrobras/ANEEL (TC) e que têm garantia física publicada na Portaria MME nº 303/2004, utilizou-se os valores da referida portaria. Para as usinas que não constam na portaria, utilizou-se os dados de potência (Pot), fator de capacidade máxima (FCMax) e taxas de indisponibilidade forçada e programada (Teif e IP) constantes nos decks de dados
 - Consideração das Garantias Físicas das usinas térmicas dos leilões conforme informado pela EPE.
 - Utilização do cronograma de expansão de acordo com os decks de dados do NEWAVE;
 - Considerada a geração das pequenas usinas e demanda conforme decks de dados do NEWAVE.

Balanco de Garantia Física - Decks de dados de novembro/04



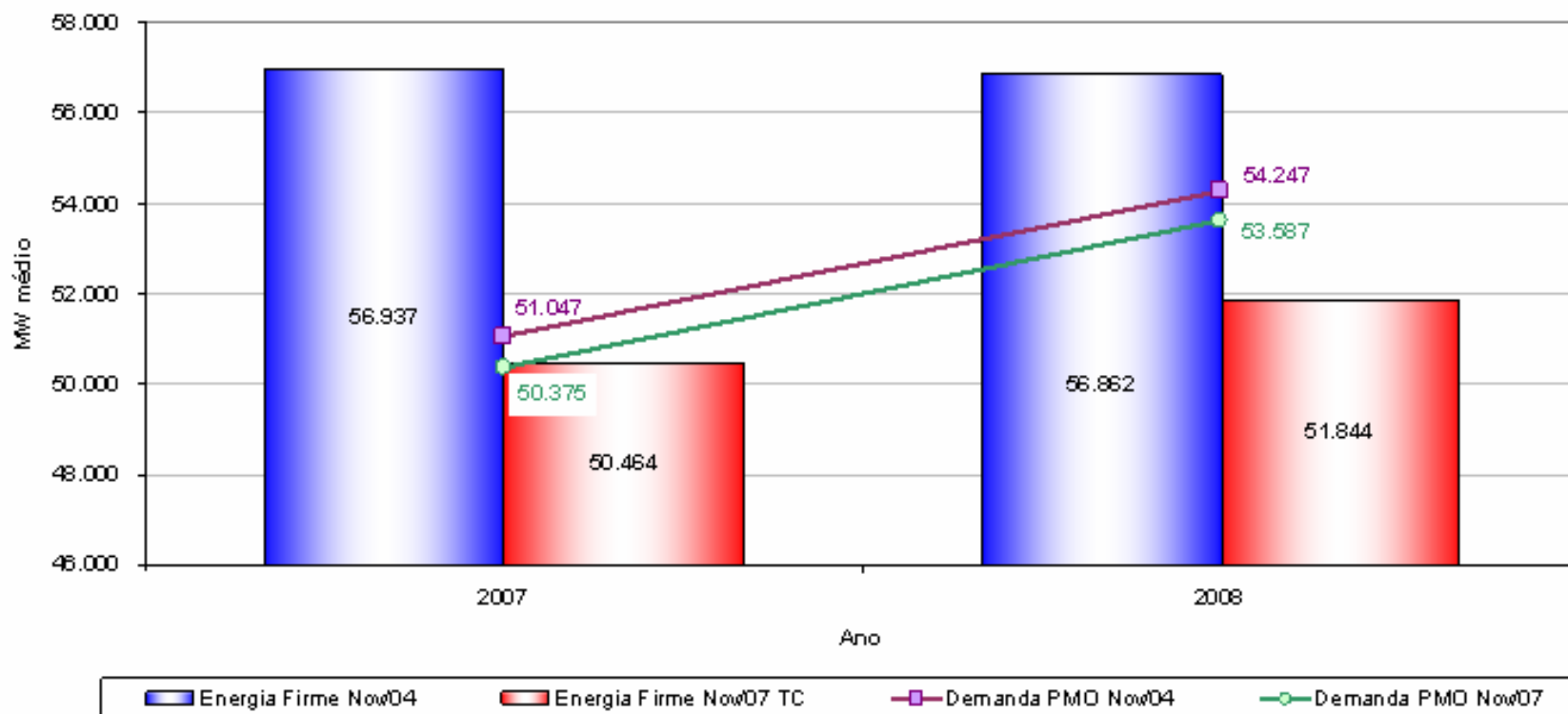
Balço de Garantia Física - Decks de dados de novembro/07 com TC

Balço Energia Firme - Novembro/2007 - Termo de Compromisso Original



Comparação Nov 04 X Nov 07

Energia Firme - Comparação

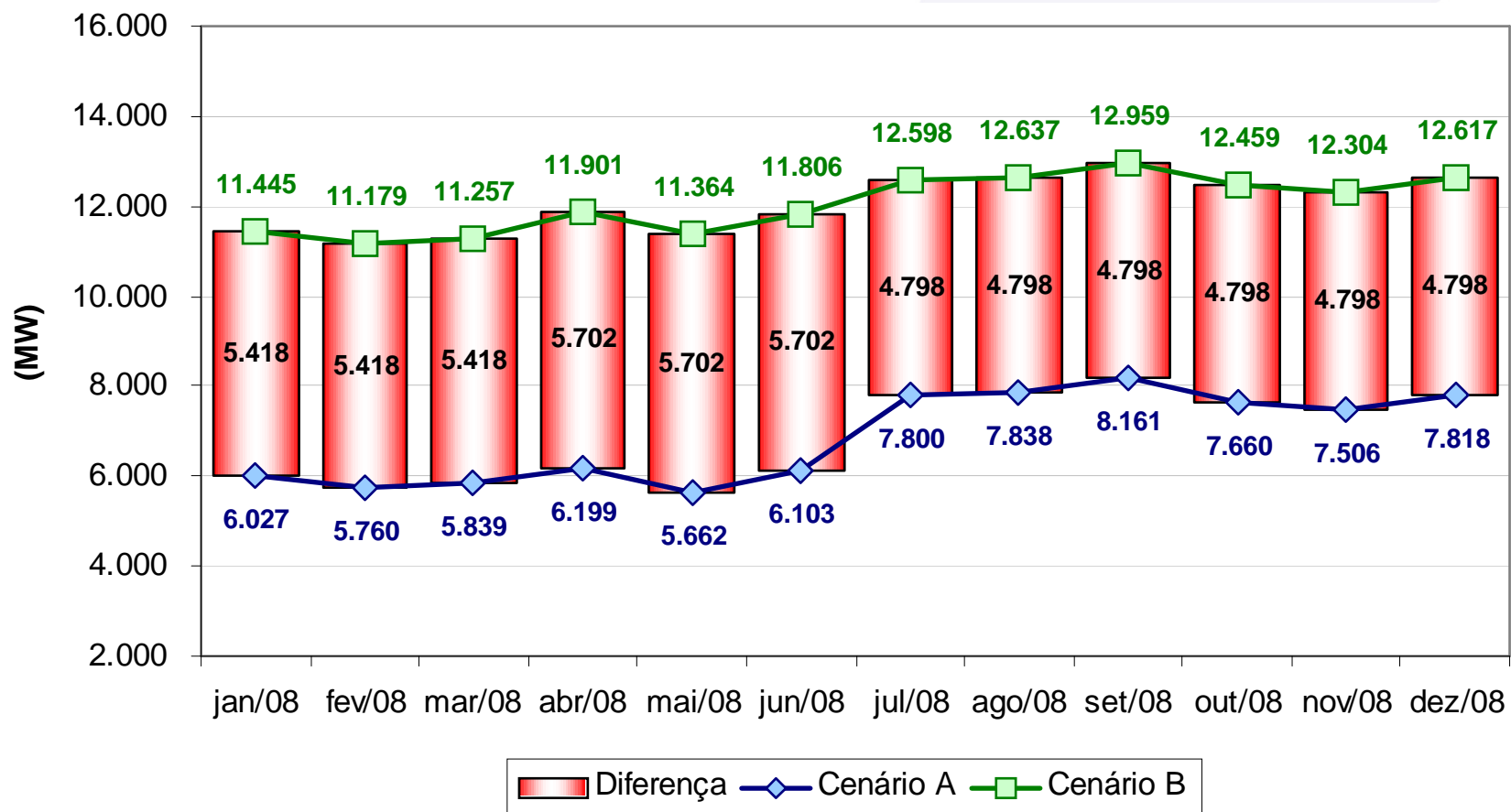


- Conforme verificado, a disponibilidade térmica total utilizada na operação, pelo ONS, está cerca de 5.000 MW médios menor que a disponibilidade total, devido à falta de gás.
- Os custos associados ficam evidenciados pela avaliação comparativa de dois cenários:
 - Cenário A: Caso real, o qual considera a disponibilidade atual no Newave, com redução da disponibilidade das usinas térmicas e/ou importação por falta de combustível
 - Cenário B: Recomposição da disponibilidade, não considerando as referidas reduções de disponibilidade

Diferença no ano de 2008 da disponibilidade térmica entre os 2 cenários estudados

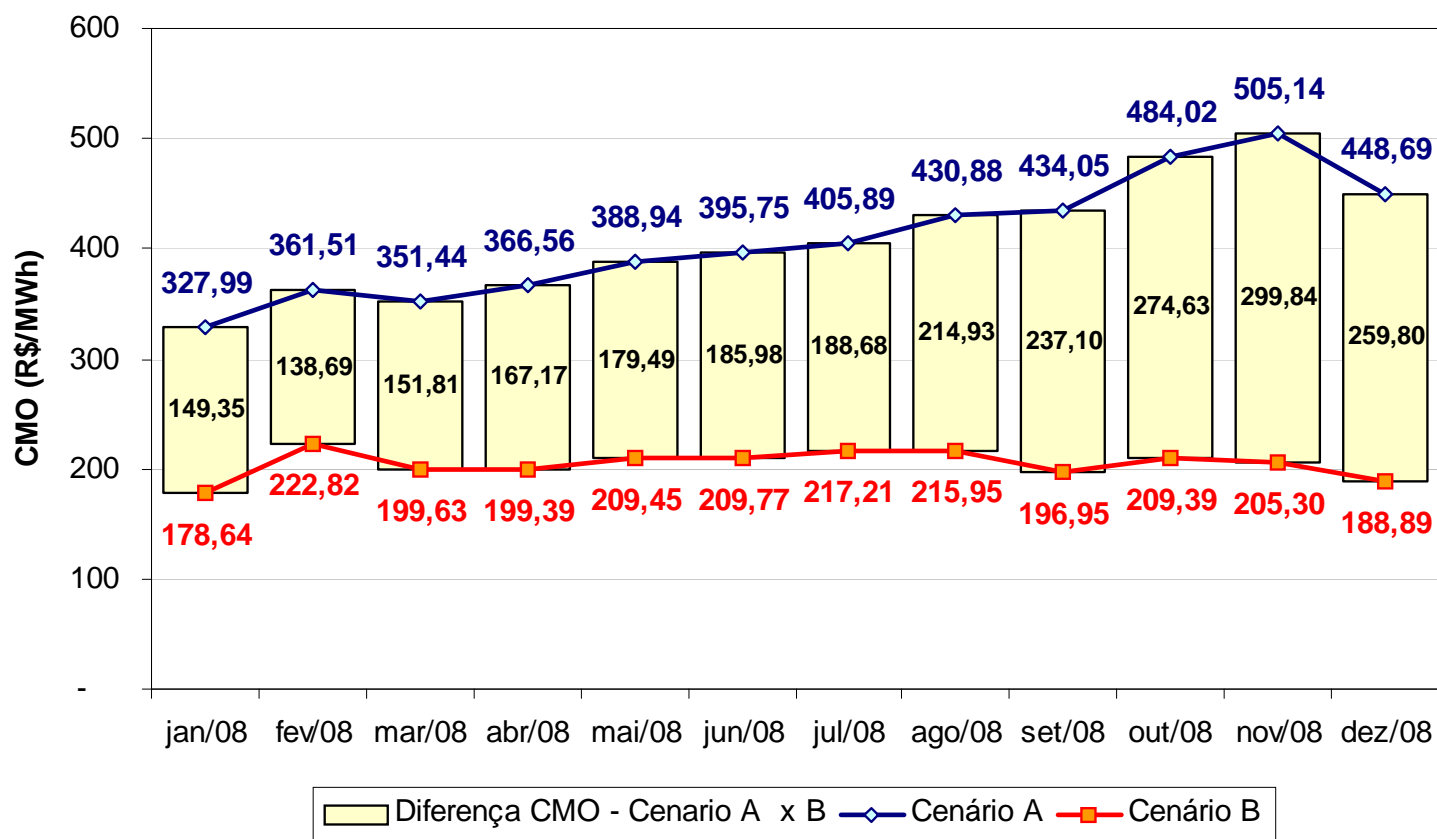
O cenário A considera os valores que estão sendo utilizados hoje pelo ONS para operação do sistema.

Para o cenário B foi recomposta a disponibilidade térmica e as importações que foram reduzidas por falta de combustível. Vale ressaltar que esses valores já estão reduzidos dos índices de indisponibilidades e manutenções.



CMO para 2008 no submercado Sudeste/Centro-Oeste

Custos Marginais de Operação (CMOs) para cada um dos cenários estudados. Esses dados são os resultados do modelo Newave considerando a simulação com 2.000 séries de afluições (séries sintéticas), utilizando como base o deck do PMO de jan/08.



Observa-se que, mesmo com uma geração térmica significativamente maior, o CMO ficaria abaixo do valor atual (projeção do cenário A).

Diferença entre CMOs 2008 – Cenário A x B para o submercado Sudeste/Centro-Oeste

Somente como forma de exemplificar o impacto da redução da disponibilidade das usinas térmicas e importações a gás, a tabela apresenta o custo adicional na contabilização da CCEE para cada 1 MW médio descontratado.

	jan/08	fev/08	mar/08	abr/08	mai/08	jun/08	jul/08	ago/08	set/08	out/08	nov/08	dez/08
Cenário A	327,99	361,51	351,44	366,56	388,94	395,75	405,89	430,88	434,05	484,02	505,14	448,69
Cenário B	178,64	222,82	199,63	199,39	209,45	209,77	217,21	215,95	196,95	209,39	205,30	188,89
Total	149,35	138,69	151,81	167,17	179,49	185,98	188,68	214,93	237,10	274,63	299,84	259,80
MWh descontratado	744,00	697,00	744,00	720,00	744,00	720,00	744,00	744,00	720,00	743,00	720,00	744,00
Custo Adicional (R\$)	111.116	96.667	112.947	120.362	133.541	133.906	140.378	159.908	170.712	204.050	215.885	193.291
Total	1.792.762											

Desta forma, a cada 1 MW médio exposto, o custo ficará, em média, R\$ 150.000,00 por mês, totalizando em 2008 um valor superior à R\$ 1.7 milhões por MW médio descontratado.

Escassez de Gás para as Térmicas

- Os efeitos dos problemas de hidrologia foram exacerbados, e os custos multiplicados, pela deficiência do suprimento da Petrobrás.
- Ações corretivas da Petrobrás capazes de mitigar/eliminar tais impactos:
 - Fracasso no programa de adaptação das Térmicas da Petrobrás, de gás para óleo combustível (somente 2 em 7).
 - Substituição do gás internamente usado nas refinarias
 - Garantia de cumprimento dos prazos publicamente prometidos para o GNL: Guanabara-Jan 09; Pecem-Jul 08

As conseqüências econômicas para a sociedade, resultante da falta de gás para todas as térmicas, ultrapassa em muito a multa prevista no Termo de Compromisso Petrobrás-ANEEL.

Geração Térmica das UTE's a GN

Balanco: capacidade x disponibilidade

Demanda parque térmico a GN - Brasil	mil m ³ /dia	MW / MWmédi
Capacidade Instalada atual*	40.632	7.652
Despacho atual - média em Jan/08	14.114	2.658
Capacidade Ociosa	26.518	4.994
Volumes de Gás para cobrir déficit	mil m ³ /dia	MW / MWmédi
Incremento gás ES - fev/2008	5.500	1.036
Redução demanda interna Petrobras**	3.983	750
GNL Pecém - Junho/2008	7.000	1.318
GNL Baía de Guanabara - Janeiro/2009	14.000	2.637
Novos Volumes possíveis para geração térmica	30.483	5.741
Saldo / Déficit	3.964	747
Reserva - Prioridade no corte do fornecimento		
Consumo GNV Brasil	7.000	1.318

*Termo de Compromisso (jan/08) = 20.765 mil m³/dia.

** Estimativa de consumo de GN baseada na deliberação do CMSE sobre possibilidade de utilização do consumo interno das refinarias da Petrobras, em montante equivalente a 750 MW, de forma a disponibilizar volumes mais elevados de gás natural para geração termoelétrica

Observação: A avaliação acima representa um balanço numérico. Os volumes considerados para deslocamento ao mercado térmico, em alguns casos, possuem restrições logísticas, ou seja, não necessariamente conseguiriam atender a todas as térmicas "ociosas".

Impactos para Indústria

Custo da substituição - Jan/08

CONSUMO PREVISTO	EQUIVALÊNCIA DO GN		CUSTO ADICIONAL (ex-logística)		INVESTIMENTOS *	
	ÓLEO COMBUSTÍVEL	AR PROPANADO	ÓLEO(1) COMBUSTÍVEL	AR(2) PROPANADO	ÓLEO COMBUSTÍVEL	AR PROPANADO
MIL M³/DIA	TON/DIA	TON/DIA	R\$/MÊS	R\$/MÊS	R\$	R\$
300	276	234	2,7 milhões	8,4 milhões	0,00	1,6 milhões

* Valores estimados e não contempla estudo de viabilidade técnica. No caso do óleo, partimos da premissa que existe estrutura de backup

(1) Preço Óleo R\$ 1136,00/ton Preço para o consumidor com impostos (valor estimado)

(2) Preço GLP R\$ 2150,00/ton Preço Mínimo para o consumidor no período de 13 a 19/01/08 (valor com impostos). Fonte: ANP

Preço GN R\$ 745,6/mil m³ Preço Médio de Venda da CEG para um cliente de 300 mil m³/dia (valor com impostos). Base: Janeiro/08

Impactos Estruturais e Econômicos da Presente Situação

- A combinação do altíssimo preço da energia elétrica para a indústria , inexistência de energia no ACL, insuficiência de gás para as térmicas, volatilidade e os impactos descritos da escassez, inibem, adiam e transferem investimentos em expansão e novas plantas.
- Neste contexto, para conseguir a reconstrução a preços compatíveis com o seu negócio, algumas empresas tem aceito riscos excessivos, e sido obrigadas a descontinuar suas operações (Coteminas, Novelis).
- As positivas medidas do Governo para reverter esta situação – melhores condições de financiamento do PAC; antecipação da LT Tucuruí-Manaus, reduzindo o CCC; sucesso das UHEs do Norte – **precisam ser ampliadas** para que o objetivo seja alcançado.

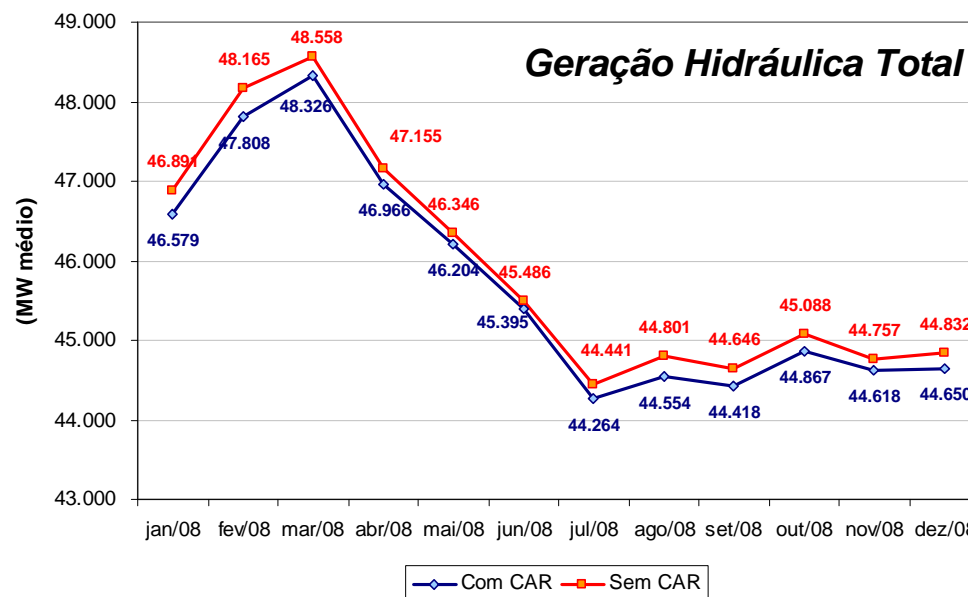
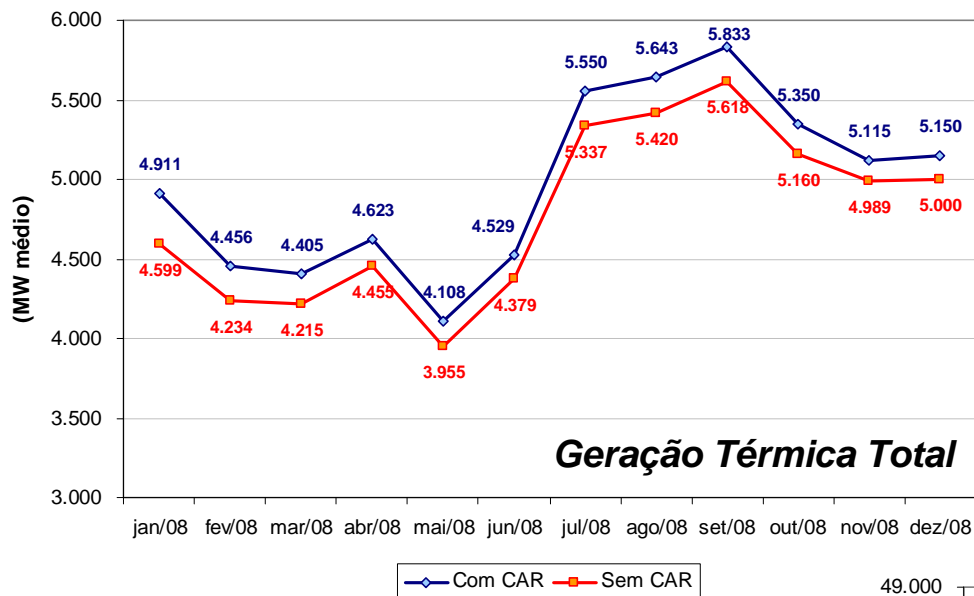
Propostas de Mitigação: Curto/Médio Prazos

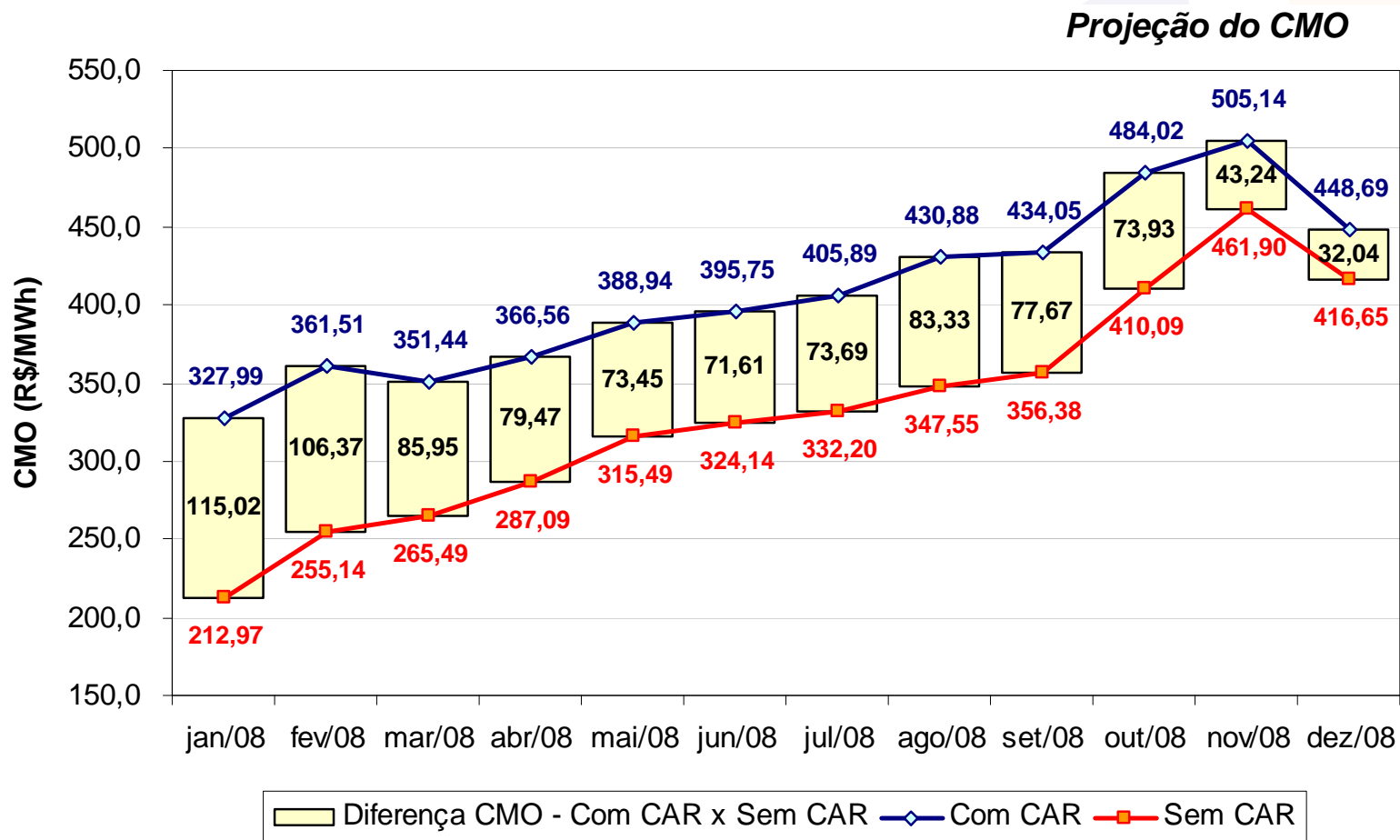
- Retirada da CAR da formação de preços na CCEE
- Reformulação da CNPE nº 8, com partilhamento do custo do seguro com os demais beneficiários: geradores, comercializadores.
- Acesso isonômico do consumidor aos preços da Hidrelétrica de Jirau e outras UHEs competitivas no Norte.

Retirada da CAR da Formação de Preços

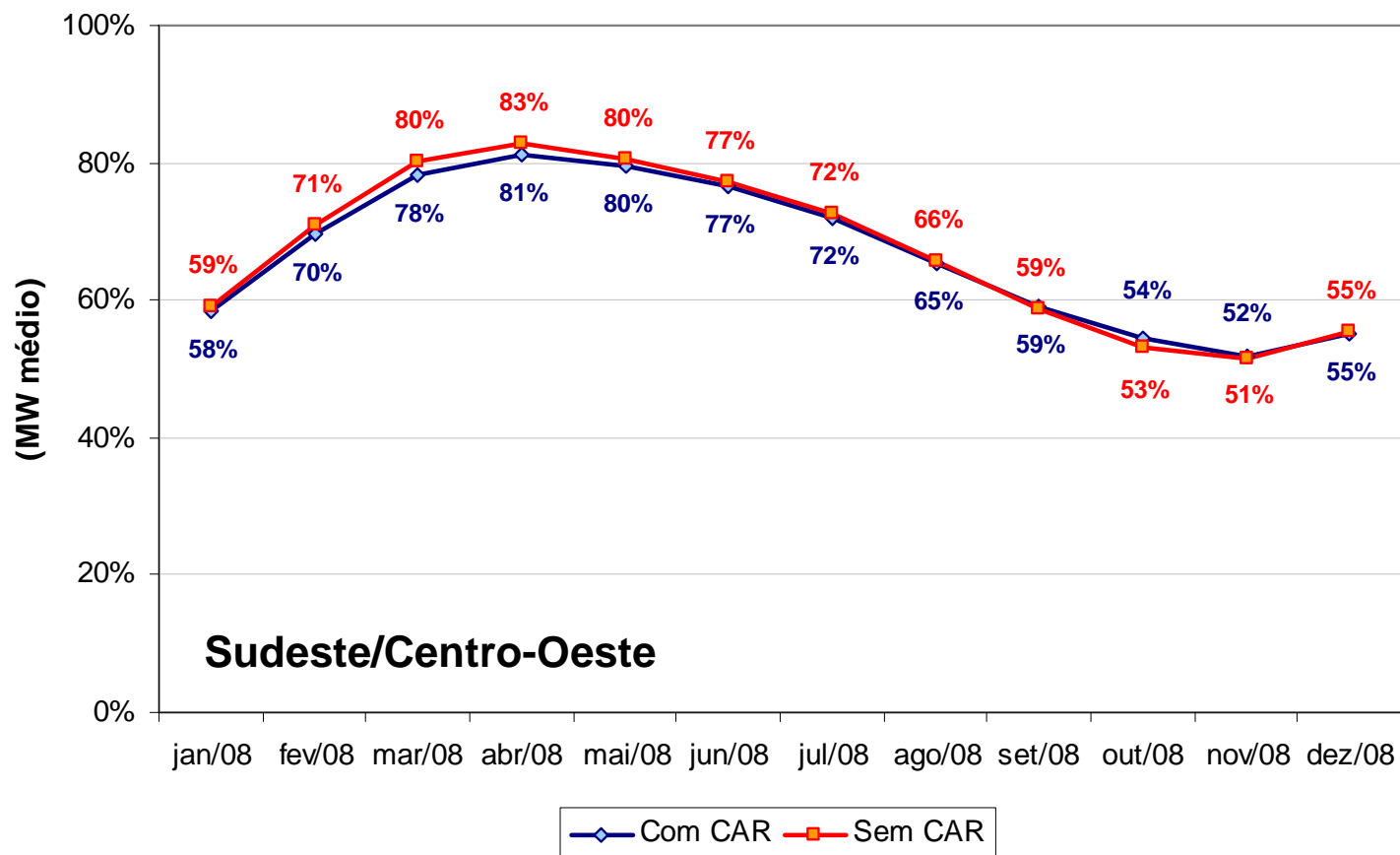
- Despacho térmico para preservação do nível meta dos reservatórios
 - Curva de Aversão a Risco – CAR
 - Mecanismo que visa modificar o planejamento da operação energética do Sistema Interligado Nacional, de modo a preservar a segurança da operação energética de cada submercado.
 - A permanência do nível de armazenamento dos reservatórios abaixo do estabelecido na CAR implica no despacho termelétrico adicional, eventualmente fora da “ordem de mérito”, em relação aos montantes definidos pelos modelos usuais de apoio ao planejamento e programação da operação (ONS) e formação de preço (CCEE), com o objetivo de recuperação deste armazenamento
 - A retirada da CAR dos modelos de formação de preços, no âmbito da CCEE, eliminaria os efeitos comerciais decorrentes deste procedimento operativo, reduzindo o CMO sem prejuízo dos níveis de reservatórios

Preços da Energia – Projeção do CMO sem CAR





Impacto no Nível dos Reservatórios



(base Janeiro/2008)

Novo Modelo de Formação de Preço

- A atual forma de cálculo do PLD é derivada dos modelos matemáticos criados para auxiliar na definição de despacho físico
- Variáveis consideradas:
 - condições hidrológicas,
 - preços de combustível,
 - demanda de energia,
 - custo de déficit,
 - entrada de novos projetos e
 - disponibilidade de equipamentos de geração e transmissão

mês	Semana	SE	Sul	NE	Norte
		(R\$/MWh)			
jan	1	247,01	247,01	247,01	247,01
jan	2	473,14	473,14	473,14	473,14
jan	3	569,59	569,59	569,59	569,59
jan	4	569,59	569,59	548,14	569,59

mês	Semana	SE	Sul	NE	Norte
		(R\$/MWh)			
fev	1	550,28	550,28	550,28	550,28
fev	2	256,05	256,05	256,05	256,05
fev	3	124,75	124,75	126,30	124,75

Oferta está próxima da demanda, por isso qualquer variação no volume de chuvas causa grande impacto no preço

Novo Modelo de Formação de Preço

- A volatilidade inconsistente dos preços e os conseqüentes impactos econômicos evidenciam a necessidade de revisão do atual modelo de formação de preços
- Deve-se buscar um novo mecanismo para a formação de preço baseado na relação mercadológica, desvinculado do custo marginal de operação e menos susceptível a variações de curto prazo

Gerenciamento pelo Lado da Demanda

- Redução de demanda pode ser:
 - Decretada
 - Racionamento
 - Estimulada
 - Campanhas de racionalização no uso de energia
 - Negociação de energia economizada - redução pontual de carga
 - Negociação de direito de uso / contrato
 - Riscos exacerbados pelo redução imposta:
 - Custo econômico para o consumidor em função da redução de sua produção
 - Impacto não gerenciável para consumidores com demanda inflexível
 - Dificuldade para o gerador pagar ou obter financiamentos em função das incertezas e magnitude do risco.
- Fundamental:
 - Definição antecipada de regras de racionamento e pré-acionamento
 - Considerar que ações que reduzem a demanda por meio de cortes não planejados são prejudiciais para a economia do país
 - Devem portanto ser minimizadas ou mitigadas pela regulamentação formal de um processo ordenado

Gerenciamento pelo Lado da Demanda

- **Motivação para o sistema:**
 - Atenuar a taxa de crescimento do consumo
 - Postergar ou não realizar investimentos em oferta de energia
 - Reduzir o custo de déficit
- **Motivação para o consumidor:**
 - Reduzir custos de operação
 - Administrar o custo de déficit
 - Compensar o aumento do preço da energia
- **Mecanismos:**
 - Medidas de racionalização e estímulos à conservação
 - Leilão de eficiência energética
 - Leilão de energia economizada (*Demand side bid*)
 - Leilão de energia contratada (comercialização do direito de uso)