

Programa Energia Transparente

Monitoramento Permanente dos Cenários de Oferta e do Risco de Racionamento

5ª Edição – Junho de 2008

Realização:



1. **Motivação e objetivos do Programa Energia Transparente**

2. **Objetivos da 5ª Edição**

3. **A geração térmica fora da ordem de mérito**

4. **Cenários de oferta e demanda**

5. **Segurança de suprimento**

6. **Conclusões e recomendações**

- 1. Realizar o monitoramento e avaliação da segurança de suprimento nos próximos 5 anos(*):**
 - Avaliação técnica**
 - De forma permanente e periódica**
 - Com metodologia transparente e replicável**
 - Usando dados oficiais (MME, EPE, ONS e ANEEL)**

- 2. Apresentar conclusões e recomendações de ações preventivas e corretivas**

1º Ano – Edições Trimestrais:

- Edições em Abril/2007, Julho/2007, Outubro/2007 e Fevereiro/2008

2º Ano – Edições Quadrimestrais, alinhadas às condições hidrológicas:

- Fim de Fevereiro: Fim do Pico das Chuvas
- Fim de Junho: Fim do Período Úmido
- Fim de Outubro: Fim do Período Seco

Cronograma sujeito a alteração caso haja atraso no período hidrológico ou evento relevante (ex. leilões de energia)

1. Motivação e objetivos do Programa Energia Transparente

2. Objetivos da 5ª Edição

3. A geração térmica fora da ordem de mérito

4. Cenários de oferta e demanda

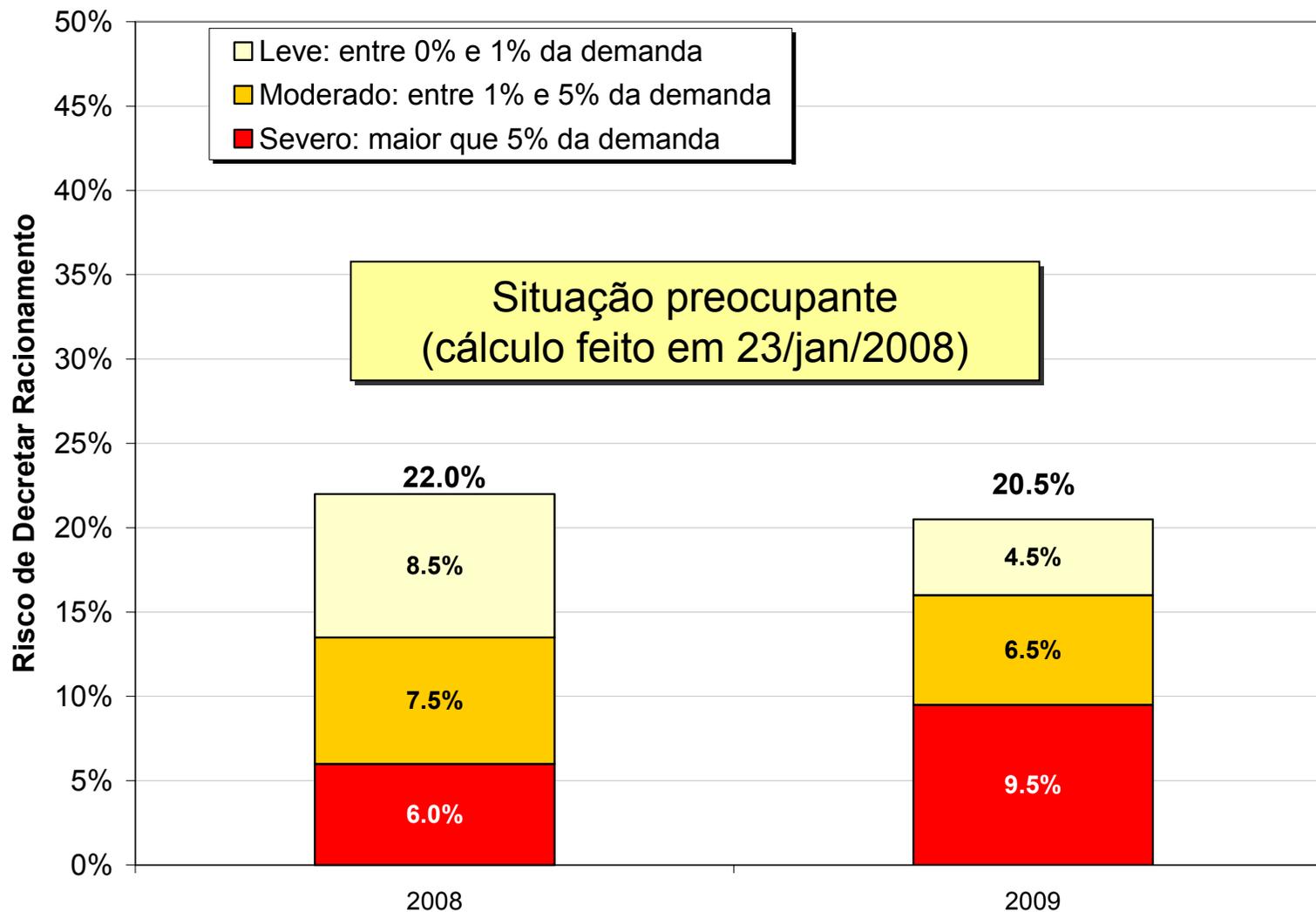
5. Segurança de suprimento

6. Conclusões e recomendações

- ❑ **Análise e interpretação da geração térmica **suplementar** determinada pelo CMSE desde janeiro de 2008**
- ❑ **Atualização dos Balanços entre Oferta e Demanda de Energia até 2012**
- ❑ **Atualização dos Riscos de Decretar Racionamento até 2010**
- ❑ **Conclusões e Recomendações**

1. **Motivação e objetivos do Programa Energia Transparente**
2. **Objetivos da 5ª Edição**
3. **A geração térmica fora da ordem de mérito**
4. **Cenários de oferta e demanda**
5. **Segurança de suprimento**
6. **Conclusões e recomendações**

O susto de janeiro de 2008



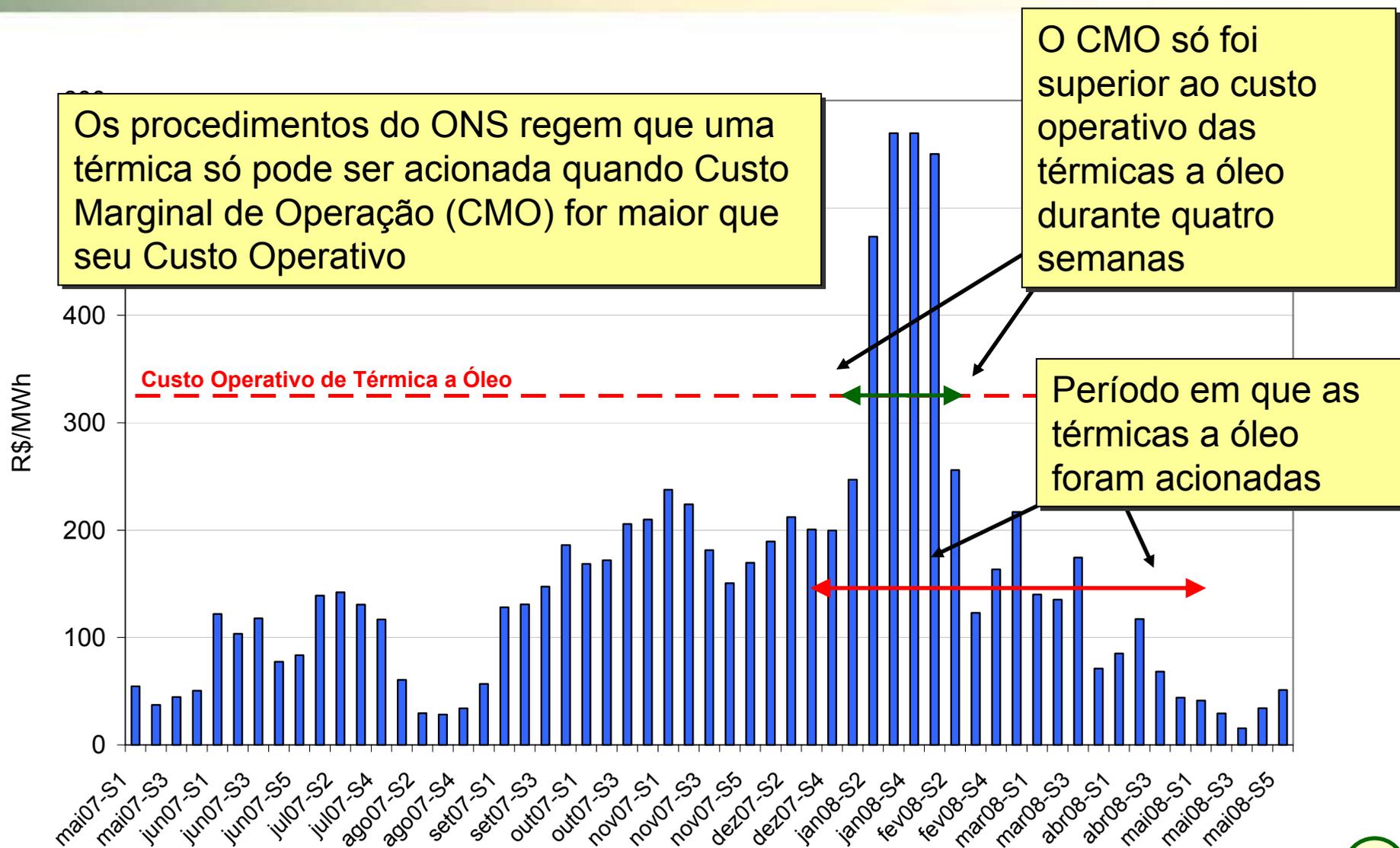
(*) Situação em 23 de janeiro de 2008 (PMO de fevereiro/2008).

Inclui todas as ações de antecipação de entrada de usinas e acionamento de térmicas a óleo anunciadas pelo governo.

- ❑ **Como discutido na 4ª edição do Programa Energia Transparente, o governo anunciou medidas emergenciais, tais como:**
 - ❑ **Antecipação do cronograma de algumas térmicas**
 - ❑ **Apagás: possibilidade de interromper o suprimento do setor de gás (veículos, indústria etc.) para aumentar a geração das termelétricas**
- ❑ **Outra medida governamental foi o acionamento de **todas** as usinas termelétricas do país, incluindo termelétricas a diesel e a óleo, cujo custo operativo é bastante elevado:**
 - ❑ **Diesel: 560 R\$/MWh***
 - ❑ **Óleo: 325 R\$/MWh***

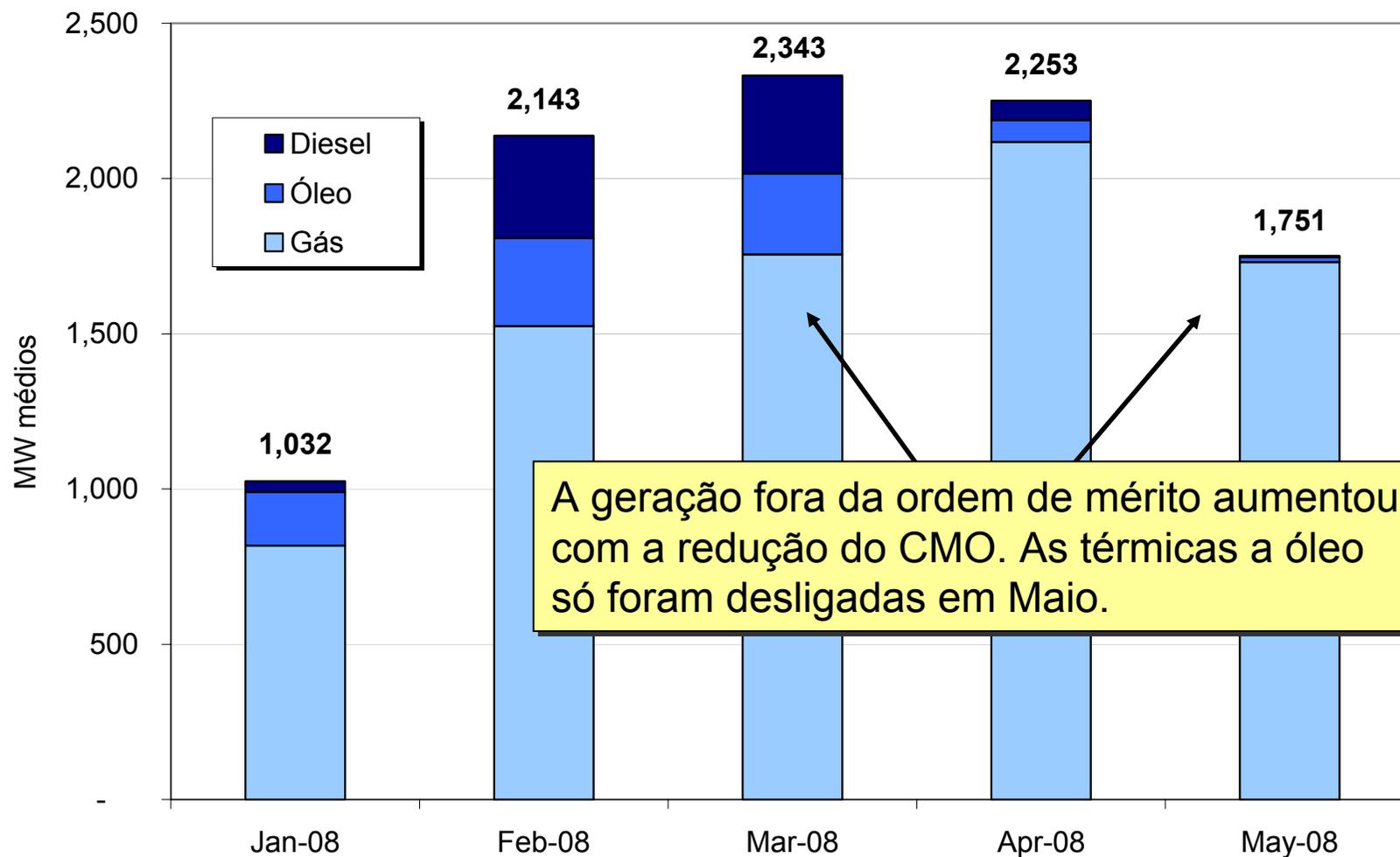
- ❑ O acionamento de todas as térmicas em janeiro não chamou muita atenção, pois parecia lógico frente a um risco elevado de racionamento
- ❑ Entretanto, as térmicas a óleo **permaneceram ligadas até o início de maio**, embora as fortes chuvas a partir do final de janeiro já tivessem afastado o risco de racionamento (ver edição anterior do Programa Energia Transparente)
 - ❑ As térmicas a gás permanecem ligadas até hoje
- ❑ Esta ação operativa **não é coerente** com o planejamento operativo do ONS, que indicava que as térmicas deveriam ser desligadas a partir da terceira semana de fevereiro

As térmicas foram acionadas além do indicado pelo PMO



* O gráfico apresenta o PLD, que é igual ao CMO mas limitado por um piso (15,47 R\$/MWh) e por um teto (569,59 R\$/MWh). O CMO ultrapassou o teto apenas na quarta semana de janeiro e na primeira de fevereiro.

Despacho fora da ordem de mérito em 2008



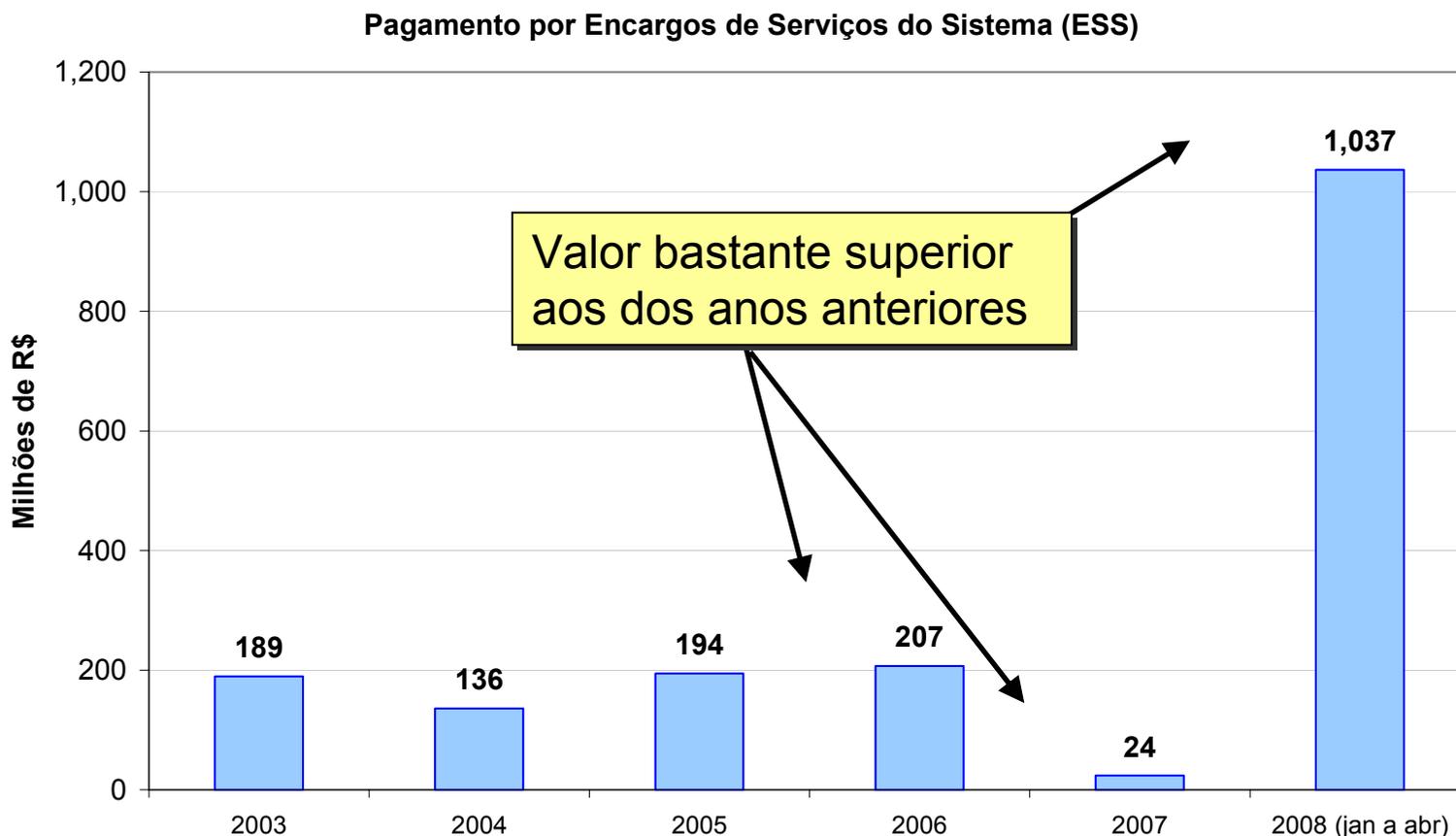
- Quanto custou o acionamento prolongado de usinas “fora da ordem de mérito”?
- Quem pagou pelo mesmo?
- Quem determinou este acionamento, e com que justificativa técnica?

- ❑ **O acionamento fora da ordem de mérito das térmicas de janeiro a abril custou cerca de 1 bilhão de Reais¹**
 - ❑ **Superior ao orçamento mensal do Bolsa Família (912 milhões de Reais), que atende a 11 milhões de famílias²**

¹ Fonte: CCEE

² Fonte: Ministério de Planejamento

- ❑ Todos os consumidores¹, livres e cativos², através do Encargo de Serviços do Sistema (ESS)



1 Uma parcela adicional (R\$ 25 milhões) foi repartida entre geradores e consumidores (geração causada pela Curva de Aversão a Risco)

2 As distribuidoras transferirão o custo para os consumidores cativos nos próximos reajustes tarifários

- ❑ **A determinação de todos os despachos suplementares foi do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico – CMSE¹**
- ❑ **O mandato original do CMSE era somente o de avaliar as condições de segurança operativa e alertar o MME caso o risco de suprimento fosse mais elevado do que o desejável**
- ❑ **Entretanto, o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) publicou a Resolução nº 8 no dia 20 de dezembro de 2007 que dava poderes de decisão operativa ao CMSE “em casos excepcionais e respaldado por um estudo do ONS” (Próxima Página)**

¹ Formado por representantes do Ministério de Minas e Energia (MME), Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel), Agência Nacional do Petróleo (ANP), Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), Empresa de Pesquisa Energética (EPE) e Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS).

A Resolução nº 8 do CNPE de 20/12/2007

CONSELHO NACIONAL DE POLÍTICA ENERGÉTICA

RESOLUÇÃO Nº 8, DE 20 DE DEZEMBRO DE 2007.

Estabelece diretrizes para a utilização da Curva de Aversão ao Risco - CAR, e dá outras providências.

O PRESIDENTE DO CONSELHO NACIONAL DE POLÍTICA ENERGÉTICA - CNPE, no uso das atribuições que lhe confere o art. 2º da Lei nº 9.478, de 6 agosto de 1997, o art. 1º, inciso I, do Decreto nº 3.520, de 21 de junho de 2000, o art. 15, parágrafo único, do Regimento Interno do CNPE, aprovado pela Resolução nº 17, de 16 de dezembro de 2002, resolve:

Art. 1º Caberá à Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL disciplinar a utilização, pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS, de Curva de Aversão ao Risco - CAR interna aos programas computacionais, para análise das condições de atendimento energético e para formação de preço, baseada na adoção, por submercado, de curva bianual de segurança de armazenamento dos reservatórios equivalentes das usinas hidrelétricas, revisada anualmente.

Art. 2º Extraordinariamente, com vistas à garantia do suprimento energético, o ONS poderá 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.

Parágrafo único. A decisão do CMSE deverá ser respaldada em estudo do ONS, consolidado em Nota Técnica.

Art. 3º O Custo Variável Unitário - CVU de usina termelétrica despachada conforme o disposto no art. 2º ou devido a ultrapassagem da CAR não será utilizado para a determinação do Preço de Liquidação de Diferenças - PLD.

§ 1º Para os casos previstos no caput, o PLD será aquele resultante dos modelos computacionais vigentes, observado o disposto no art. 1º desta Resolução.

§ 2º A usina termelétrica despachada na forma do caput receberá, para cada MWh produzido, exatamente o valor de seu respectivo CVU.

§ 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.

Art. 4º O Ministério de Minas e Energia - MME deverá apresentar ao Conselho Nacional de Política Energética - CNPE proposta de revisão das Resoluções GCE nº 109, de 24 de janeiro de 2002, e nº 10, de 2003, do CNPE.

Art. 5º Esta Resolução entra em vigor na data de sua publicação.

Art. 6º Ficam revogados os §§ 5º e 6º do art. 7º da Resolução GCE nº 109, de 24 de janeiro de 2002.

Art. 2º Extraordinariamente, com vistas à garantia do suprimento energético, o ONS poderá 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.

Parágrafo único. A decisão do CMSE deverá ser respaldada em estudo do ONS, consolidado em Nota Técnica.

§ 3º O custo adicional ... dado pela diferença entre o CVU e o PLD será rateado ... e será cobrado mediante Encargo de Serviços do Sistema ...

Por que o CMSE passou a ter poderes decisórios?

- ❑ O evento que deflagrou a ampliação das funções do CMSE de **análise** operativa para **decisão** operativa foi a baixa afluência na região Nordeste nos últimos meses de 2007
 - ❑ Cerca de 35% da média histórica mensal em novembro e 45% em dezembro
- ❑ Embora o CMO da região Nordeste tenha subido em resposta a esta hidrologia desfavorável, atingindo 200 R\$/MWh, isto não seria suficiente para acionar as térmicas a óleo
- ❑ Entretanto, o CMSE decidiu, em reunião extraordinária no dia 14 de dezembro, que as térmicas a óleo seriam acionadas “fora da ordem de mérito”
 - ❑ Esta decisão foi, inclusive, contrária à recomendação original do próprio ONS na reunião, que era esperar um pouco mais
- ❑ A Resolução do CNPE teve como objetivo dar poderes ao CMSE para implementar a decisão

Por que o CMSE acionou as térmicas do NE? (1/2)

- ❑ O CMSE **não divulgou** os estudos técnicos do ONS que teriam respaldado a determinação de dezembro de 2007 nem forneceu uma justificativa técnica mais detalhada para a mesma
- ❑ Um possível motivo para preocupação por parte de integrantes do CMSE é que o Plano Mensal de Operação (PMO) de dezembro de 2007 indicava um risco de déficit¹ de 28% para a região Nordeste² nos próximos meses
 - ❑ Muito superior ao critério de planejamento de 5% de risco

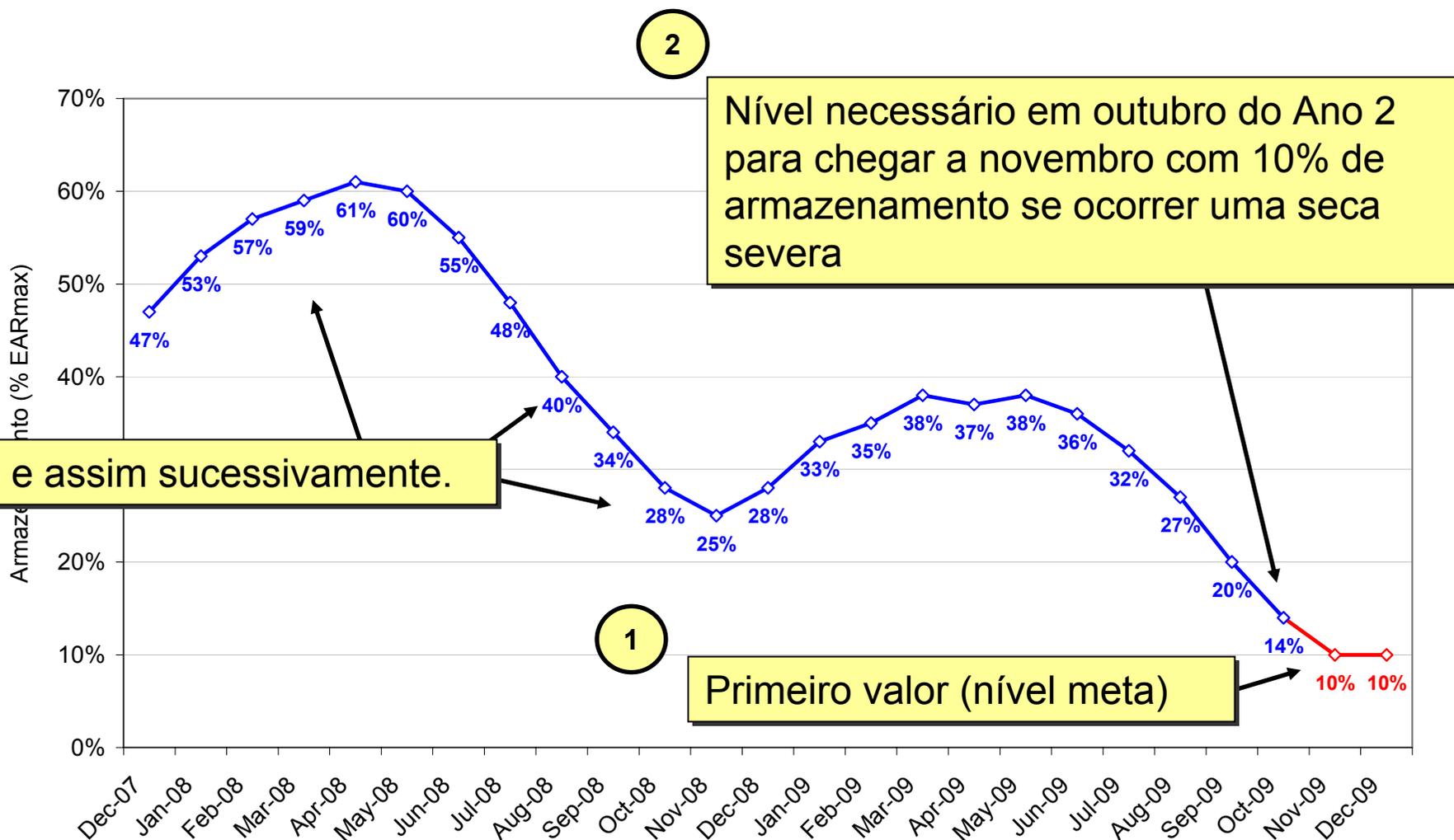
1 Risco de qualquer déficit no ano. Como descrito nas edições anteriores do Programa Energia Transparente, o procedimento de cálculo do risco de déficit é um pouco diferente do risco de racionamento usado nos estudos do Programa Energia Transparente.

2 As análises da PSR para o mesmo mês indicavam riscos de déficit bem menores.

Por que o CMSE acionou as térmicas do NE? (2/2)

- ❑ Outra possível razão para a determinação do CMSE é que **não havia uma Curva de Aversão a Risco (CAR) em 2007**
- ❑ O objetivo da CAR é garantir a segurança operativa mesmo que voltem a ocorrer as secas mais severas registradas no passado

Construção da CAR



Por que não houve CAR em 2007?

- ❑ Desde 2002, o ONS calcula e a ANEEL aprova, ao final de cada ano, a CAR que será utilizada no ano seguinte
- ❑ Entretanto, a CAR de 2007 não pôde ser calculada devido ao imbróglio do gás natural de 2006, que levou a ANEEL a retirar todas as térmicas a gás da configuração
- ❑ Após a assinatura do Termo de Compromisso Petrobras-ANEEL em maio de 2007, que restaurou parte da geração térmica a gás, o ONS calculou e propôs uma CAR que valeria a partir de julho de 2007
- ❑ Porém, a ANEEL julgou que seria desnecessário ter uma CAR para os últimos meses de 2007, pois o período úmido chegaria em poucos meses, e “nenhuma térmica seria despachada”
 - ❑ Na realidade, 2007/2008 foi o único ano da história recente em que houve despacho termelétrico na estação úmida
- ❑ Como não havia uma CAR, é possível que o CMSE tenha decidido despachar as térmicas para substituir a ausência da mesma, porém sem apresentar estudo técnico respaldando a decisão, como estabelece a Resolução nº 8 do CNPE.

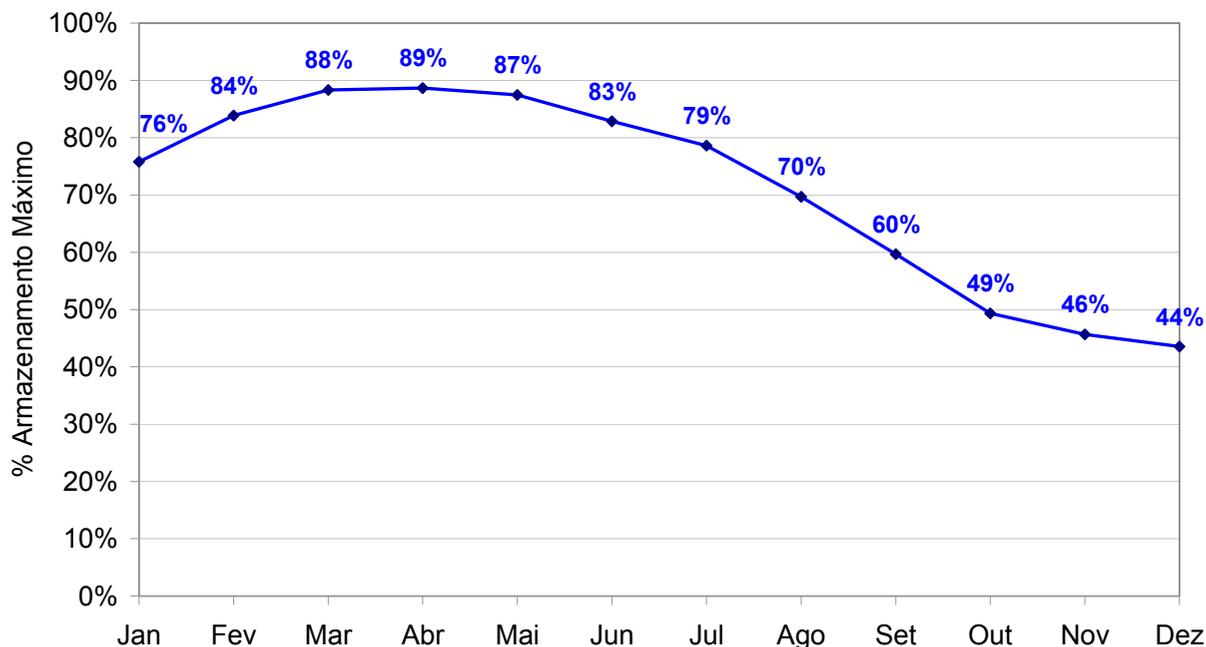
Por que o CMSE acionou as térmicas de todas as regiões a partir de janeiro?

- ❑ Assim como no caso da região NE, o CMSE não divulgou os estudos técnicos do ONS que respaldaram o acionamento suplementar das térmicas a óleo até maio, e as demais até hoje
- ❑ Este acionamento não parece se justificar por razões econômicas
 - ❑ O CMO esteve, e está, muito inferior ao custo operativo de quase todas as térmicas
- ❑ ... ou por razões de segurança operativa
 - ❑ A Curva de Aversão a Risco proposta pelo ONS para o ano de 2008 foi aprovada pela ANEEL no final de 2007

Possível explicação: vulnerabilidade do sistema à ocorrência de secas moderadamente severas

- ❑ Como visto na edição anterior do Programa Energia Transparente, as vazões de junho a dezembro de 2007 levaram a um rápido esvaziamento do sistema, que estava cheio em maio de 2007
 - ❑ Este esvaziamento criou as condições para o susto de janeiro de 2008

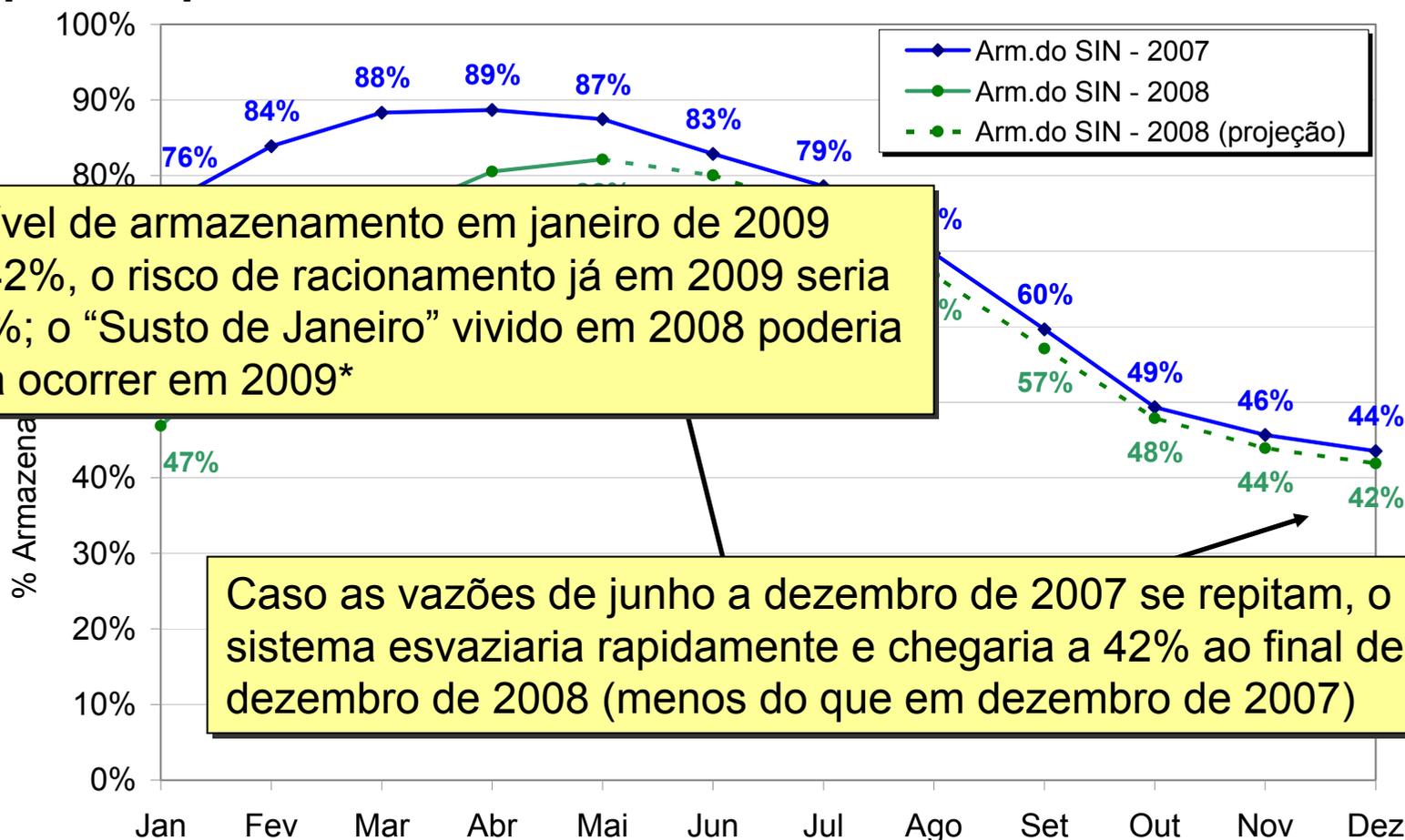
Armazenamento do SIN - 2007



Por que os reservatórios esvaziaram tão rapidamente?

- ❑ **Esta evolução dos reservatórios é preocupante por duas razões:**
 - ❑ **Contradiz o conceito amplamente divulgado de que os reservatórios do sistema brasileiro têm capacidade plurianual**
 - ❑ **Como mostrado na 4ª edição do Programa Energia Transparente, as vazões de 2007 não parecem ter sido excepcionalmente secas**
 - ❑ **Mesmo descontando os vertimentos causados pelas fortes afluições no período úmido, 33% das vazões do histórico (75 anos) foram mais secas do que as de 2007**

1. A operação do sistema de junho a dezembro de 2008 foi simulada supondo que as afluências seriam as mesmas de 2007



Se o nível de armazenamento em janeiro de 2009 fosse 42%, o risco de racionamento já em 2009 seria de 8,5%; o “Susto de Janeiro” vivido em 2008 poderia voltar a ocorrer em 2009*

Caso as vazões de junho a dezembro de 2007 se repitam, o sistema esvaziaria rapidamente e chegaria a 42% ao final de dezembro de 2008 (menos do que em dezembro de 2007)

(*) Estamos supondo que as vazões da primeira quinzena de 2008, que foram excepcionalmente baixas, não voltariam a ocorrer

- ❑ **Esta vulnerabilidade levou o ONS a propor aperfeiçoamentos no procedimento de segurança operativa**
 - ❑ **“Superfície de Aversão a Risco” (SAR) ao invés da CAR**
 - ❑ **Relacionado com os “níveis meta de reservatórios” aprovados na reunião do CMSE de 19 de junho de 2008**
- ❑ **Preocupações:**
 - ❑ **Qual o custo adicional atrelado ao aumento de segurança? Não há alternativas mais baratas?**
 - ❑ **Qualquer mudança nos procedimentos operativos do ONS requer aprovação em Audiência Pública da Aneel; no caso do nível meta, o CMSE deu uma aprovação provisória**

- ❑ Uma das virtudes do processo operativo atual é a total **transparência** e **institucionalização** com que o ONS atua
 - ❑ Disseminação dos dados de entrada dos PMOs
 - ❑ Disponibilização dos modelos computacionais para os agentes
 - ❑ Processo de decisão operativa codificado em Procedimentos de Rede aprovados em Audiências Públicas promovidas pela ANEEL

- ❑ Em contraste, **causa preocupação a falta de transparência das decisões operativas do CMSE**
 - ❑ Não são divulgadas análises de custo benefício (aumento da custo operativo *versus* melhoria da segurança operativa) que respaldariam as decisões:
 - ❑ Despacho de térmicas fora da ordem de mérito
 - ❑ Adoção de níveis meta
 - ❑ Risco de decisões discricionárias, com a gradual transformação do CMSE em um “ONS do B”

- ❑ **A transparência e institucionalização faziam com que eventuais resultados desfavoráveis da operação do ONS, tais como a ocorrência de um vertimento após um período de despacho térmico intenso, fossem aceitos com tranquilidade por todos os agentes, porque as “regras do jogo” da decisão operativa eram conhecidas e aceitas**

- ❑ **Já na situação atual, a eventual ocorrência de um “vertimento de um bilhão de Reais” em 2008 traria um grande desconforto para os consumidores e outros agentes, porque não há a mesma clareza no processo de decisão nem a mesma sensação de que as regras foram aprovadas por todos**
 - ❑ **Um desconforto semelhante permeia muitas manifestações de agentes contra o envio de energia para a **Argentina****

- ❑ **A crise de energia da Argentina vem se agravando desde 2004. Sua causa é a paralisação de investimentos em gás natural e energia elétrica**
 - ❑ **Conseqüência da política de congelamento de tarifas**

- ❑ **A deficiência de oferta naquele país não resultou imediatamente em cortes porque o governo suspendeu unilateralmente contratos de exportação de gás para o Chile e Brasil (térmica AES Uruguaiana) e de energia elétrica para o Brasil (interconexão Argentina-Brasil – CIEN)**
 - ❑ **Perda de 2.300 MW médios de energia firme para o Brasil, maior do que a energia firme da usina hidrelétrica de Santo Antônio, no Rio Madeira**

- ❑ **Nos anos anteriores, o Brasil enviou energia para a Argentina a partir de térmicas não-despachadas (cobrando o custo variável de operação¹) e energia vertida pelas hidroelétricas (cobrando o preço mínimo do PLD²)**

¹ A partir de 2007 possibilitou-se a declaração de um preço térmico específico para exportação.

² Atualmente o piso do PLD está em 15,47 R\$/MWh

- ❑ Em 2008, o CNPE¹ criou uma nova alternativa de envio de energia
 - ❑ O Brasil exporta energia hidrelétrica² de maio a agosto de 2008, e recebe a energia de volta de setembro a novembro de 2008
 - ❑ A exportação seria valorada ao Preço de Liquidação de Diferenças (PLD).

- ❑ Preocupações:
 - ❑ A transferência de energia beneficia a Argentina a seu **custo de oportunidade** (térmicas a diesel na Argentina) sem **nenhum benefício** em contrapartida para o Brasil (envio de energia “a custo”)
 - ❑ No caso particular do envio de energia hidrelétrica, este “custo” é o PLD, que só está reduzido (cerca de R\$ 70/MWh) devido à recuperação dos reservatórios, que custou R\$ 1 bilhão pago pelo consumidor brasileiro em despacho de térmicas a óleo
 - ❑ Há um subsídio ao consumidor argentino

¹ Resolução CNPE nº 3 de 24 de abril de 2008. Critérios para o suprimento estabelecidos pela Resolução ANEEL 319, de 20 de maio de 2008.

² O ONS teria que divulgar Nota Técnica comprovando que o montante suprido em caráter excepcional não compromete a segurança do SIN. O ONS recomendou o envio de até 500 MW médios.

1. **Motivação e objetivos do Programa Energia Transparente**
2. **Objetivos da 5ª Edição**
3. **A geração térmica fora da ordem de mérito**
4. **Cenários de oferta e demanda**
5. **Segurança de suprimento**
6. **Conclusões e recomendações**

Oferta de Referência

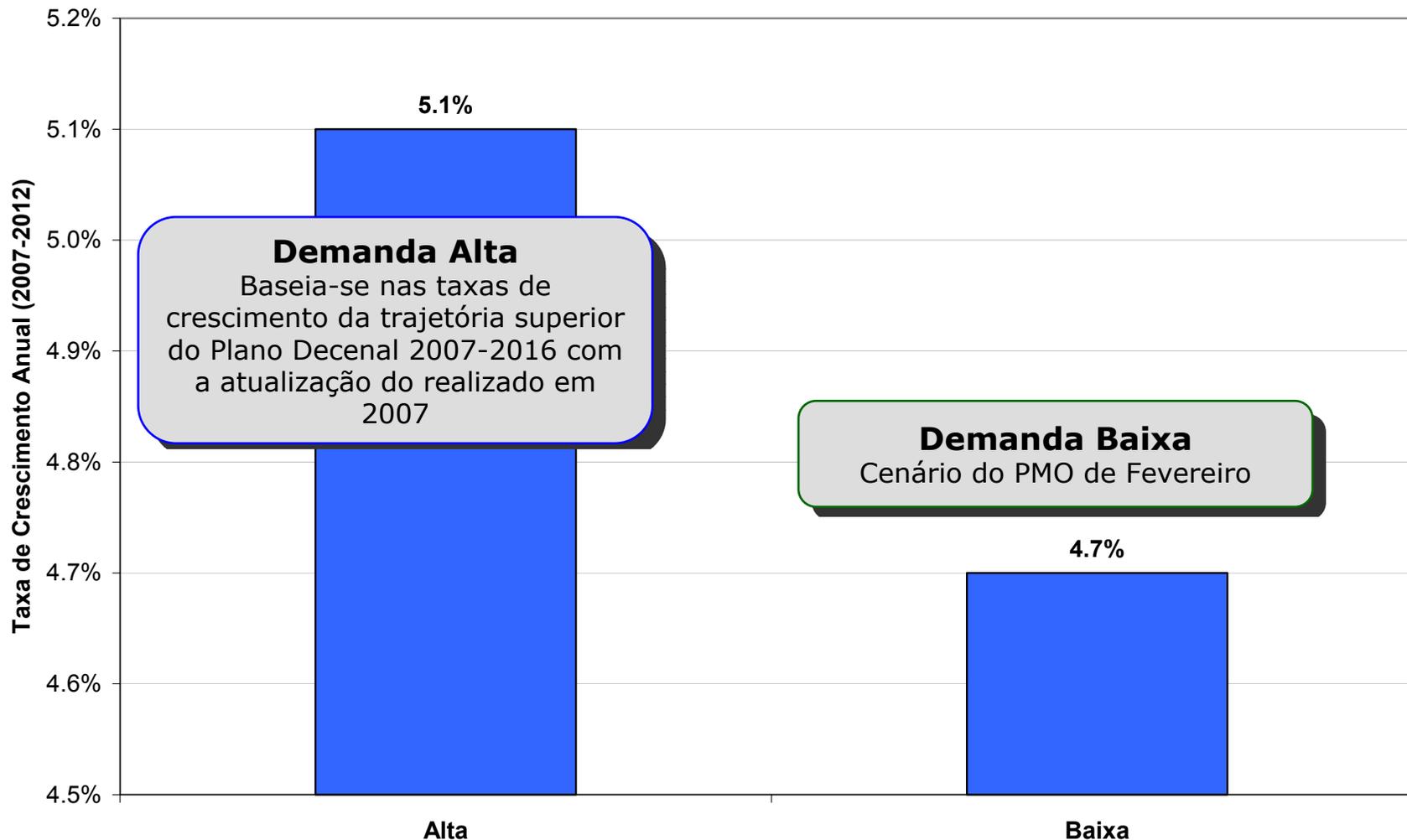
Oferta do Plano Mensal de Operação (PMO) de Junho/2008

Oferta com Atrasos no GN e Redução do Óleo

Mesma oferta do cenário de referência, exceto:

- **Redução em 20% da oferta de Gás Natural em 2008 e 2009**
- **Redução em 20% da oferta de Óleo Combustível e Óleo Diesel de 2010 a 2012**

Cenários de Crescimento da Demanda (2007-2012)

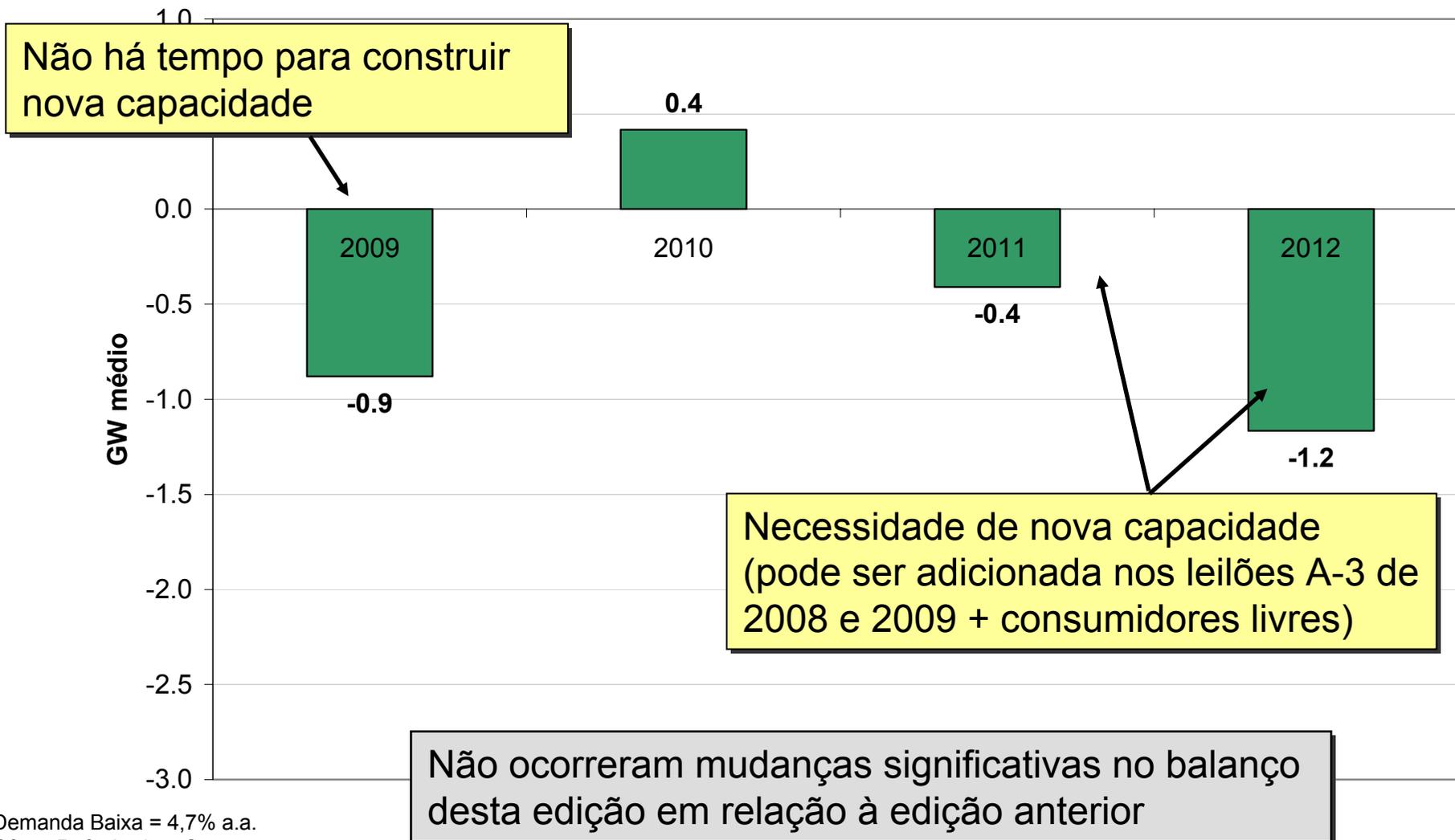


* Demanda do Sistema Integrado Nacional. Não considera demanda dos sistemas isolados atuais.



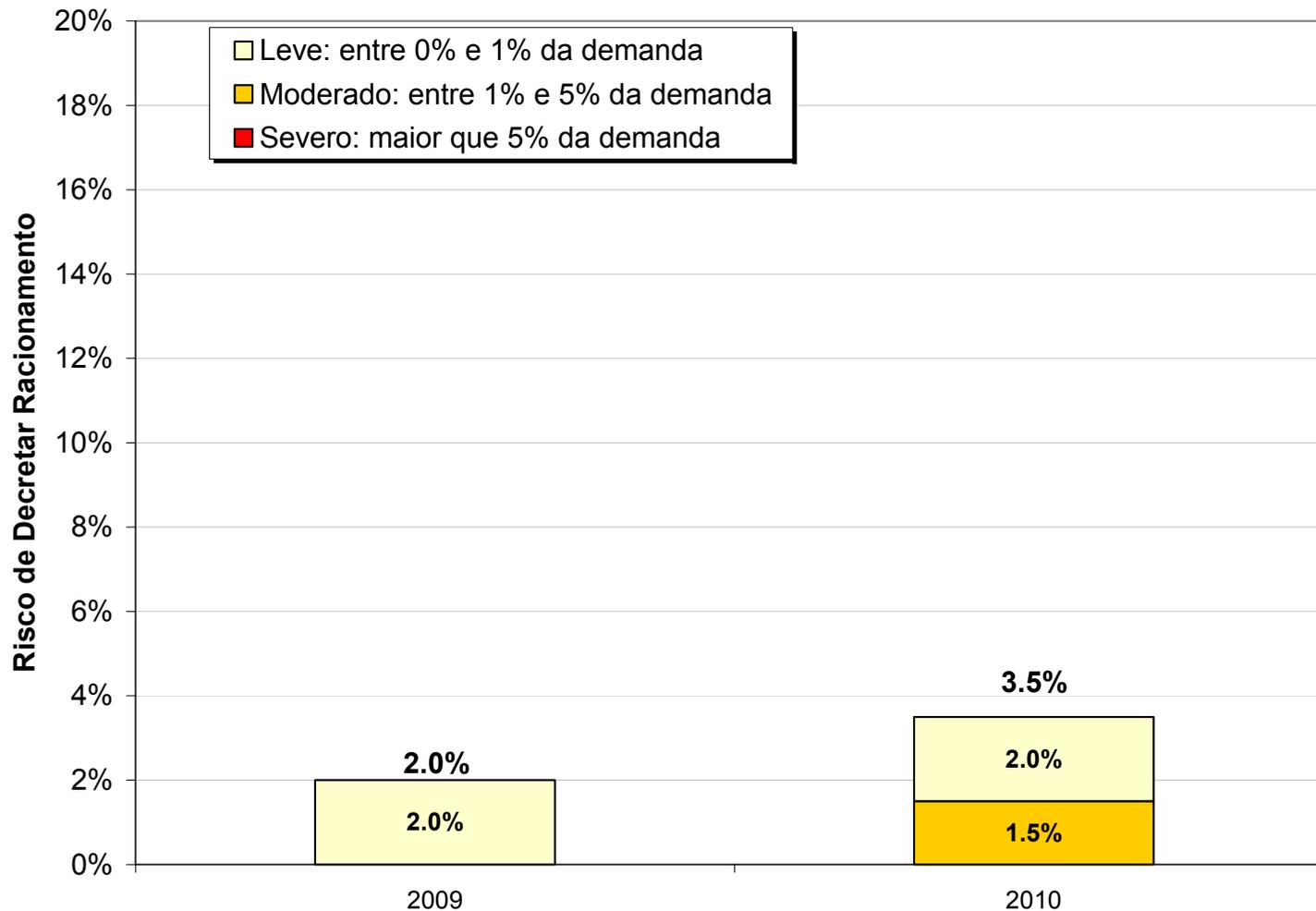
1. **Motivação e objetivos do Programa Energia Transparente**
2. **Objetivos da 5ª Edição**
3. **A geração térmica fora da ordem de mérito**
4. **Cenários de oferta e demanda**
5. **Segurança de suprimento**
6. **Conclusões e recomendações**

- 1. Balanço estrutural:** verifica se o sistema de geração pode atender à demanda de maneira sustentável mesmo que a condição hidrológica seja desfavorável
 - Separar o que é planejamento adequado do que é sorte (capacidade é inadequada, mas choveu muito)
- 2. Risco de racionamento:** a operação do sistema é simulada para os próximos anos, supondo um grande número de cenários de vazões. A partir dos resultados das simulações, estima-se o risco e severidade das falhas de suprimento
 - Esta análise combina os componentes estruturais e conjunturais (condições hidrológicas favoráveis ou desfavoráveis)



Risco e Severidade do Racionamento

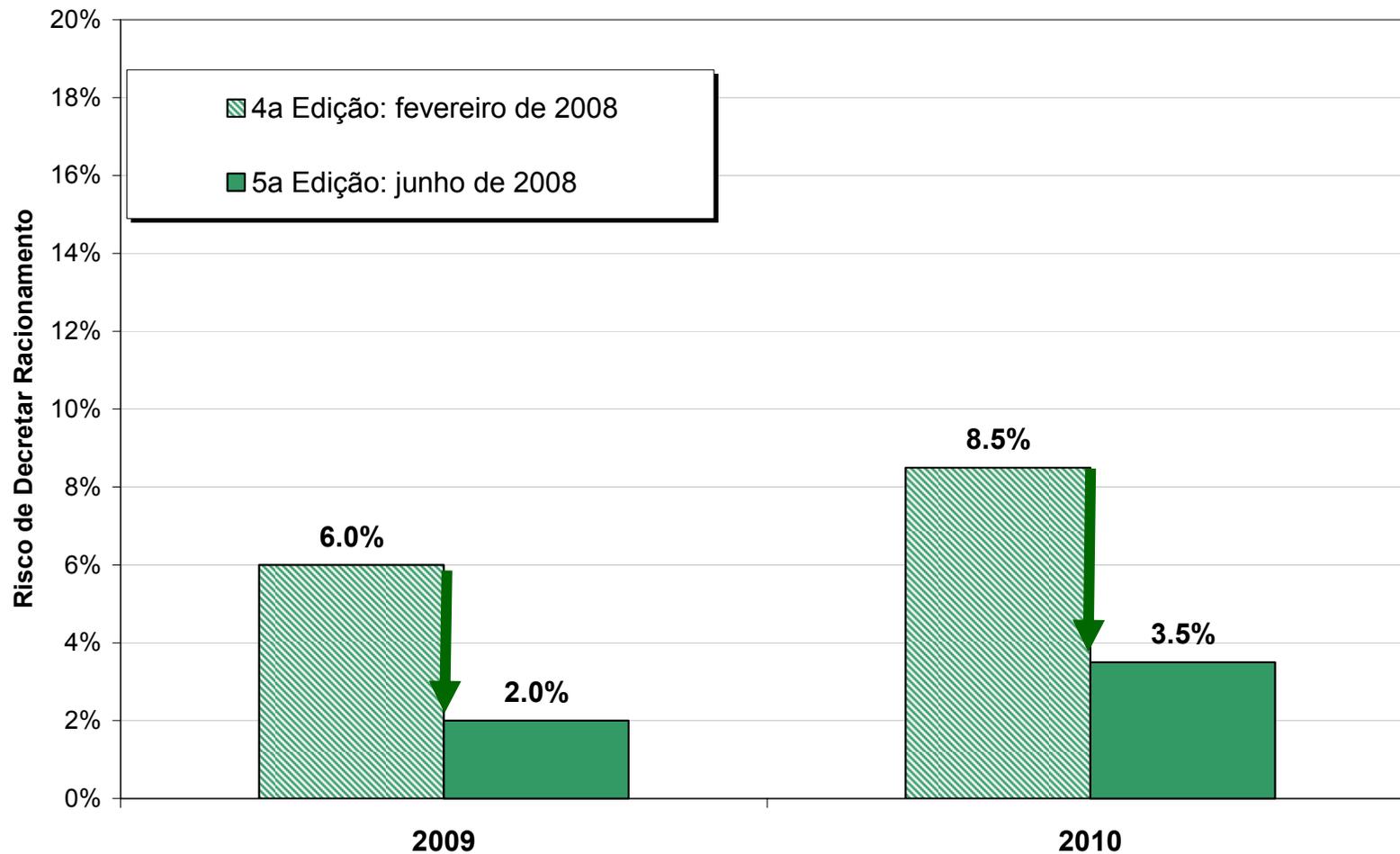
Caso 1: Demanda Baixa, Oferta de Referência



Demanda Baixa = 4,7% a.a.
Oferta Referência = Sem atrasos

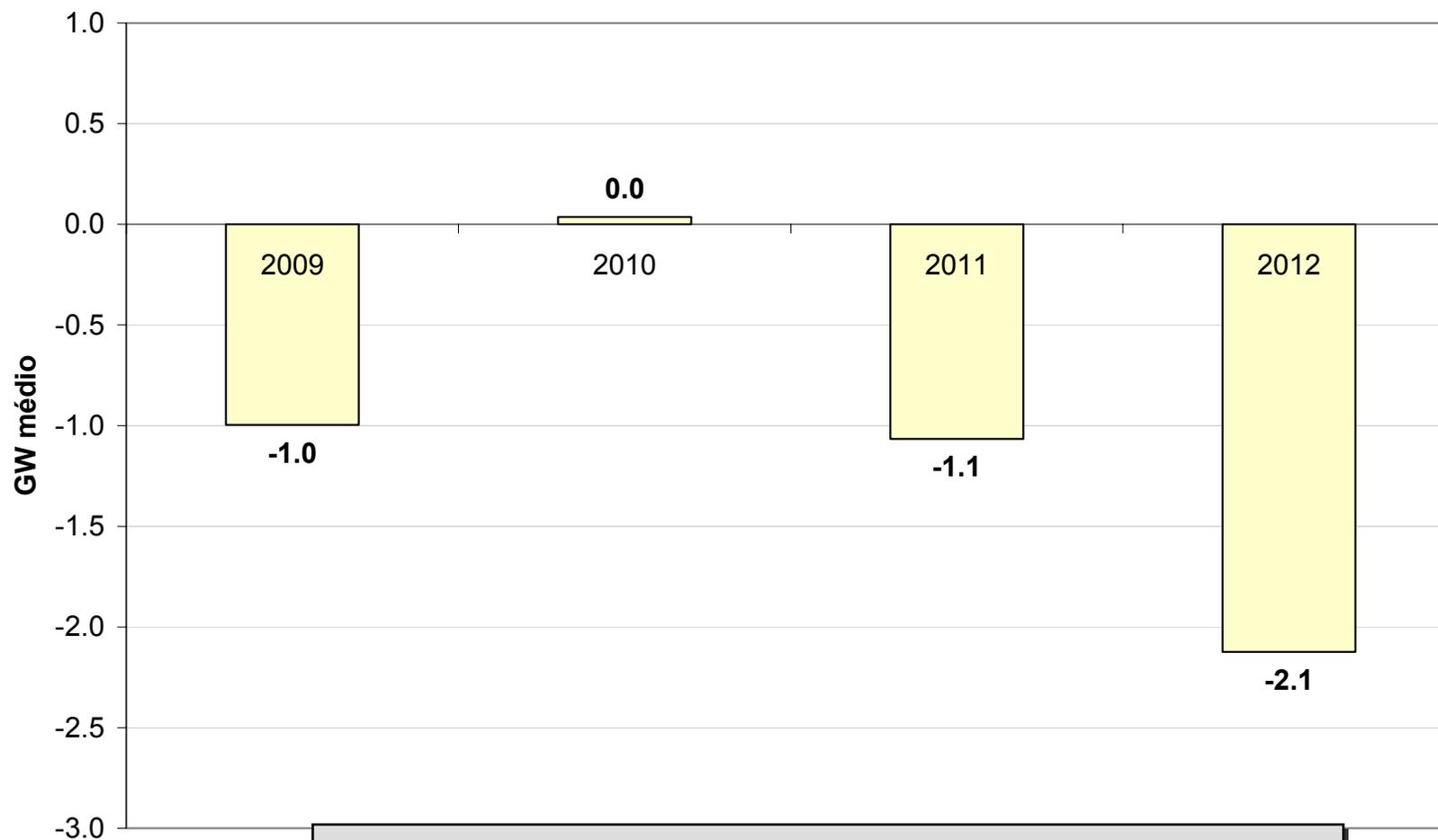
Risco de Decretar Racionamento

Caso 1: Mudanças da 5ª Edição em relação à 4ª



Balanco de Energia Firme

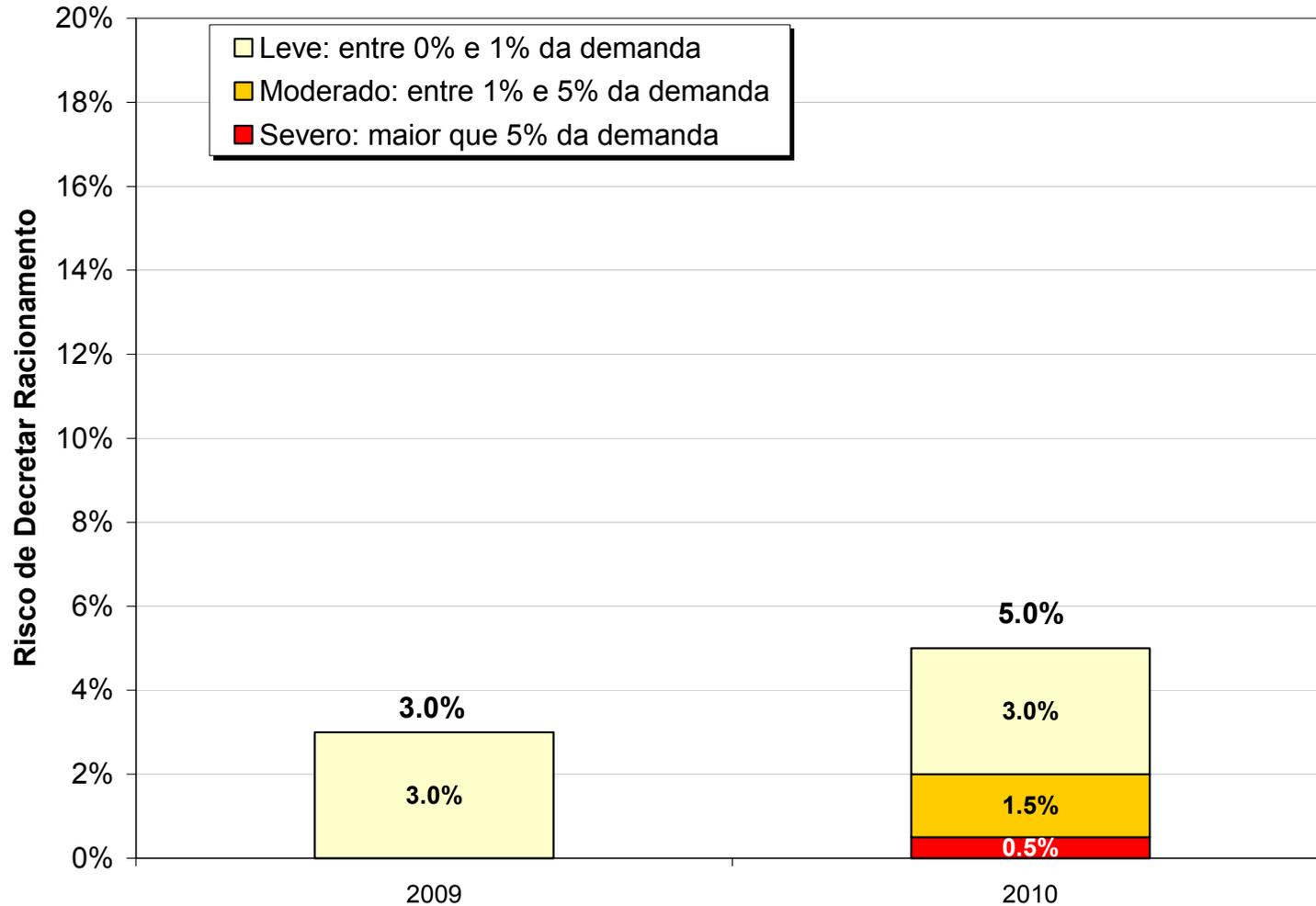
Caso 2: Demanda Alta, Oferta de Referência



Não ocorreram mudanças significativas no balanço desta edição em relação à edição anterior

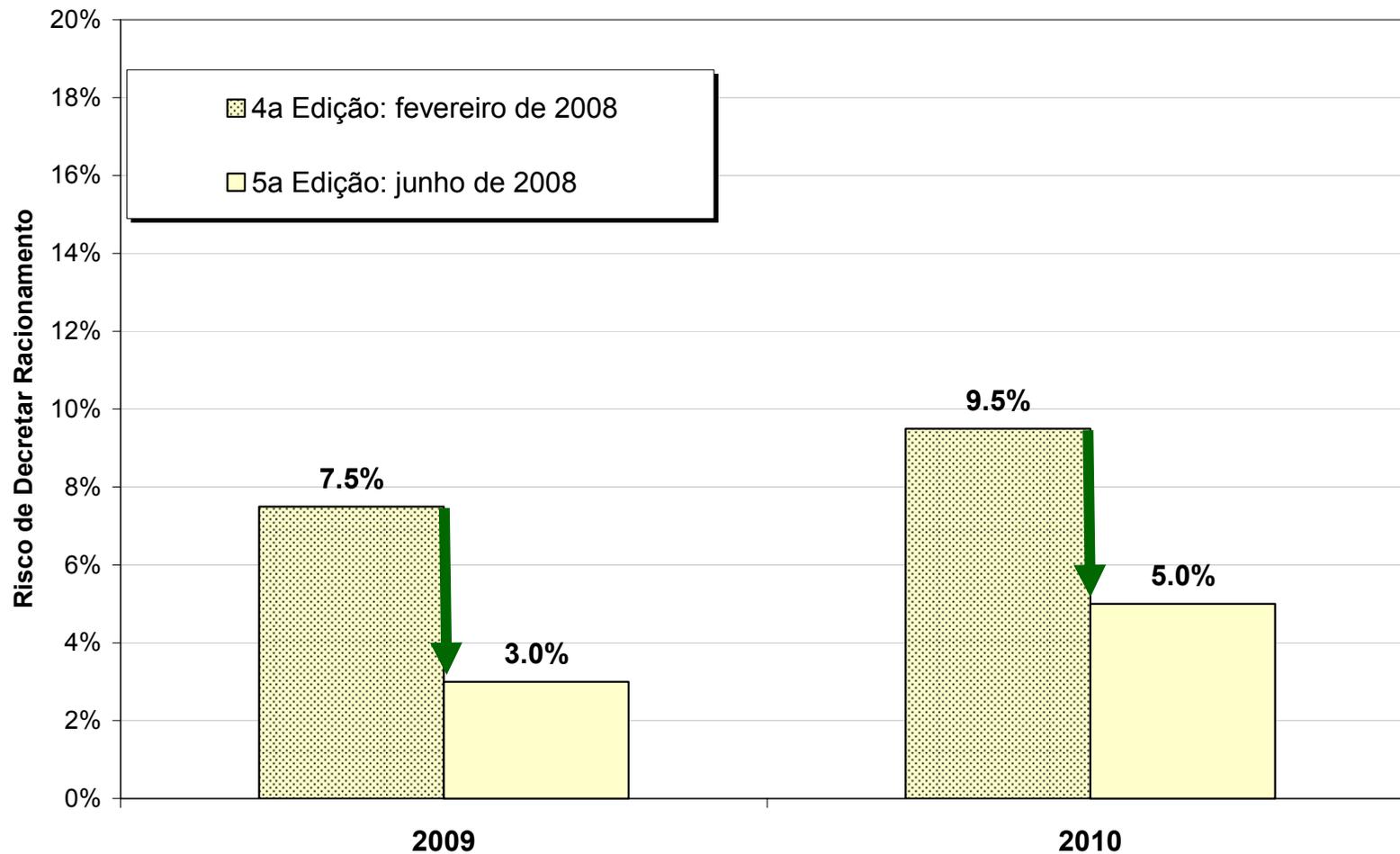
Risco de Decretar Racionamento

Caso 2: Demanda Alta, Oferta de Referência



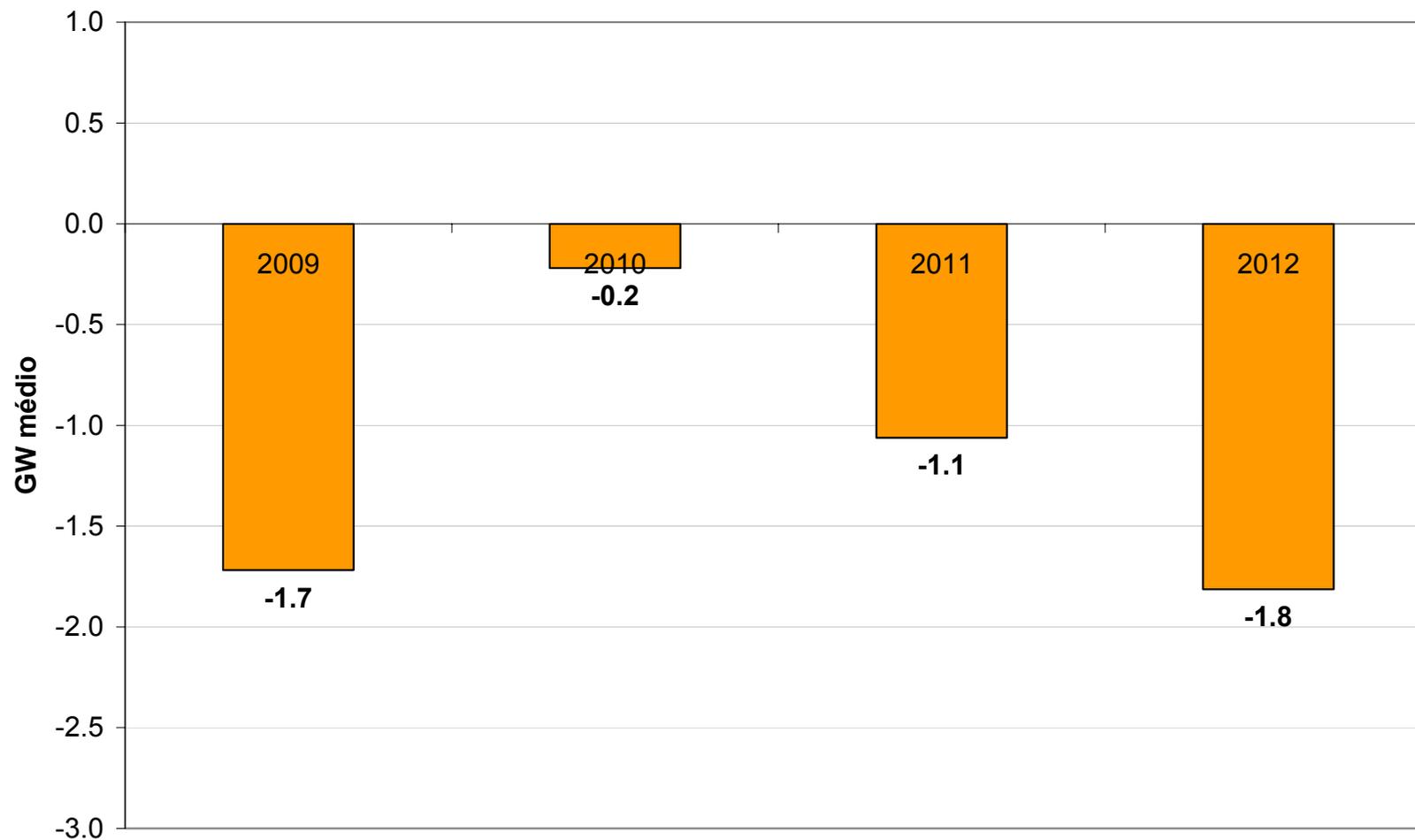
Risco de Decretar Racionamento

Caso 2: Mudanças da 4ª para a 5ª Edição



Balanço de Energia Firme

Caso 3: Demanda Baixa, Oferta com Atrasos

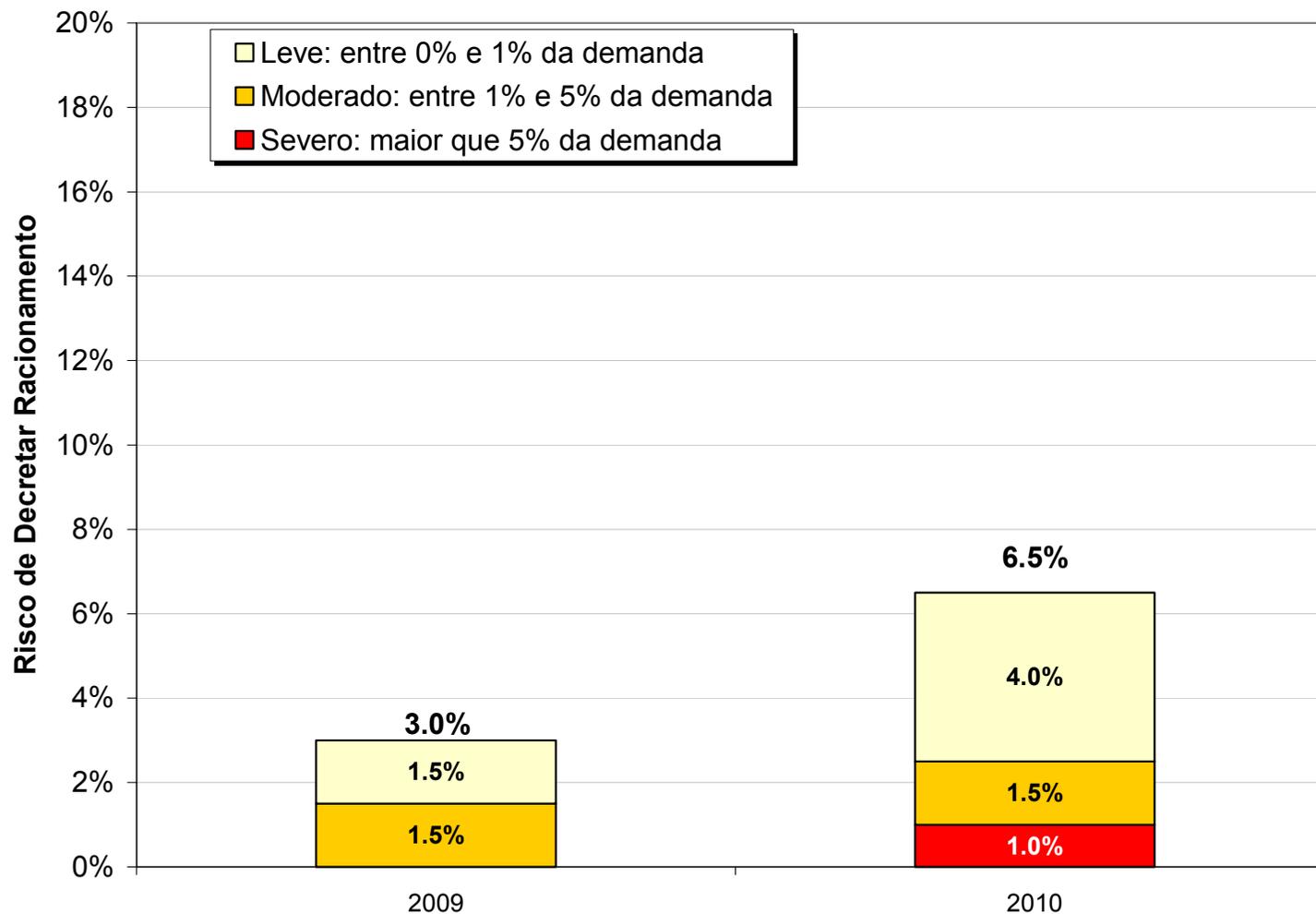


Demanda Baixa = 4,7% a.a.

Oferta Referência = Com Atrasos no fornecimento de GNL e Óleo Combustível

Risco e Severidade do Racionamento

Caso 3: Demanda Baixa, Oferta com Atrasos

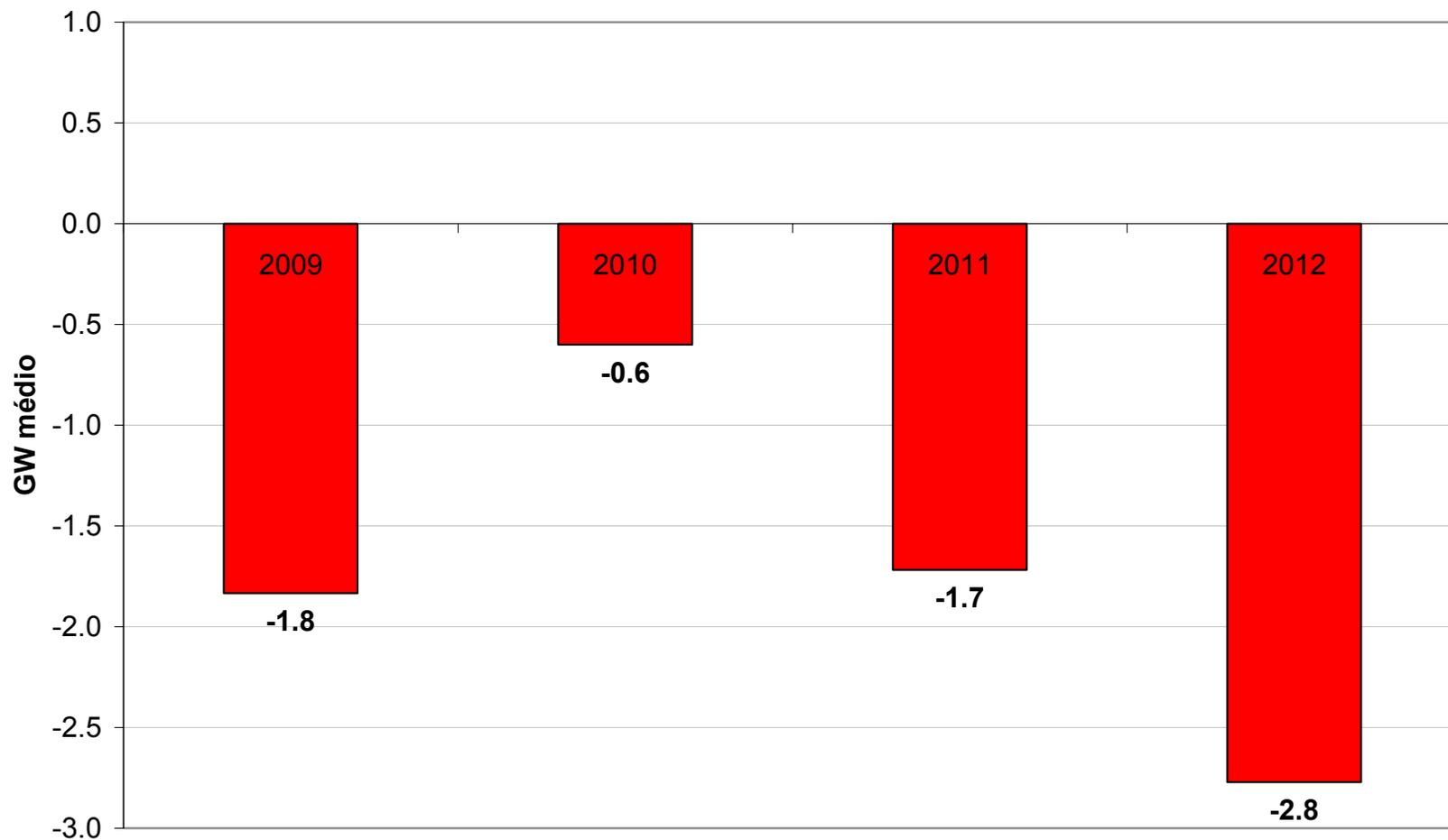


Demanda Baixa = 4,7% a.a.

Oferta Referência = Com Atrasos no fornecimento de GNL e Óleo Combustível

Balanço de Energia Firme

Caso 4: Demanda Alta, Oferta com Atrasos

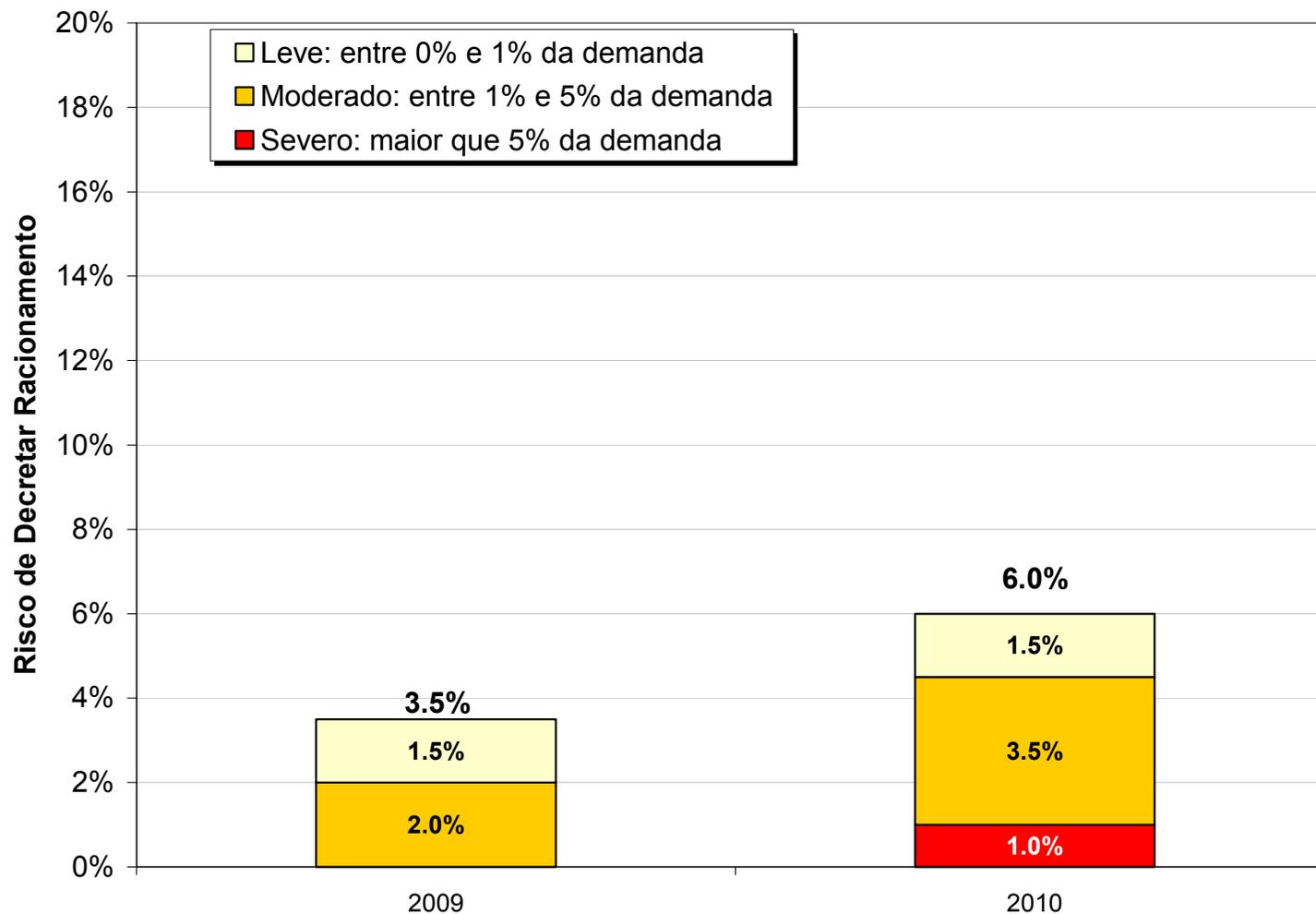


Demanda Alta = 5,1% a.a.

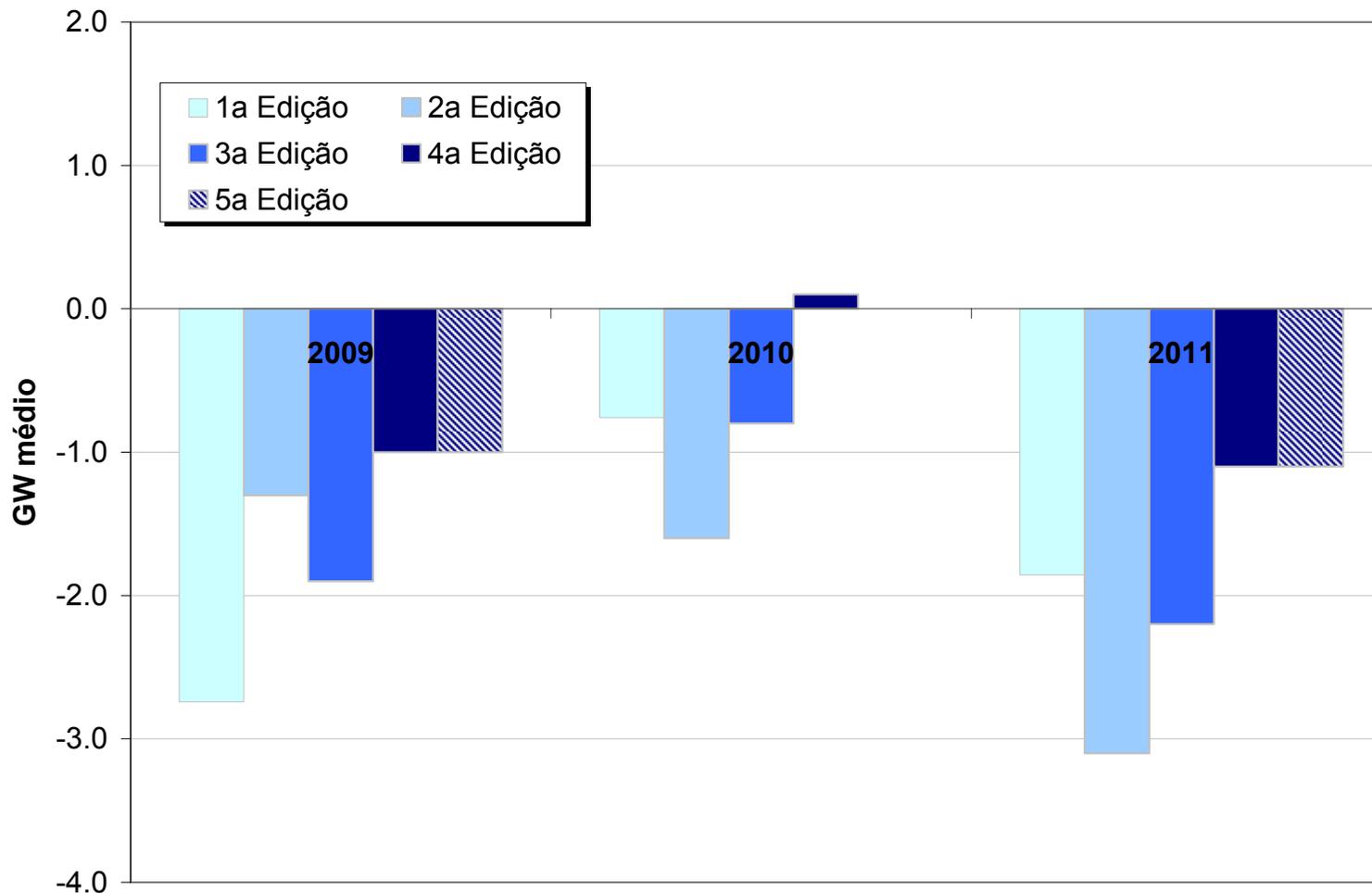
Oferta Referência = Com Atrasos no fornecimento de GNL e Óleo Combustível

Risco e Severidade do Racionamento

Caso 4: Demanda Alta, Oferta com Atrasos

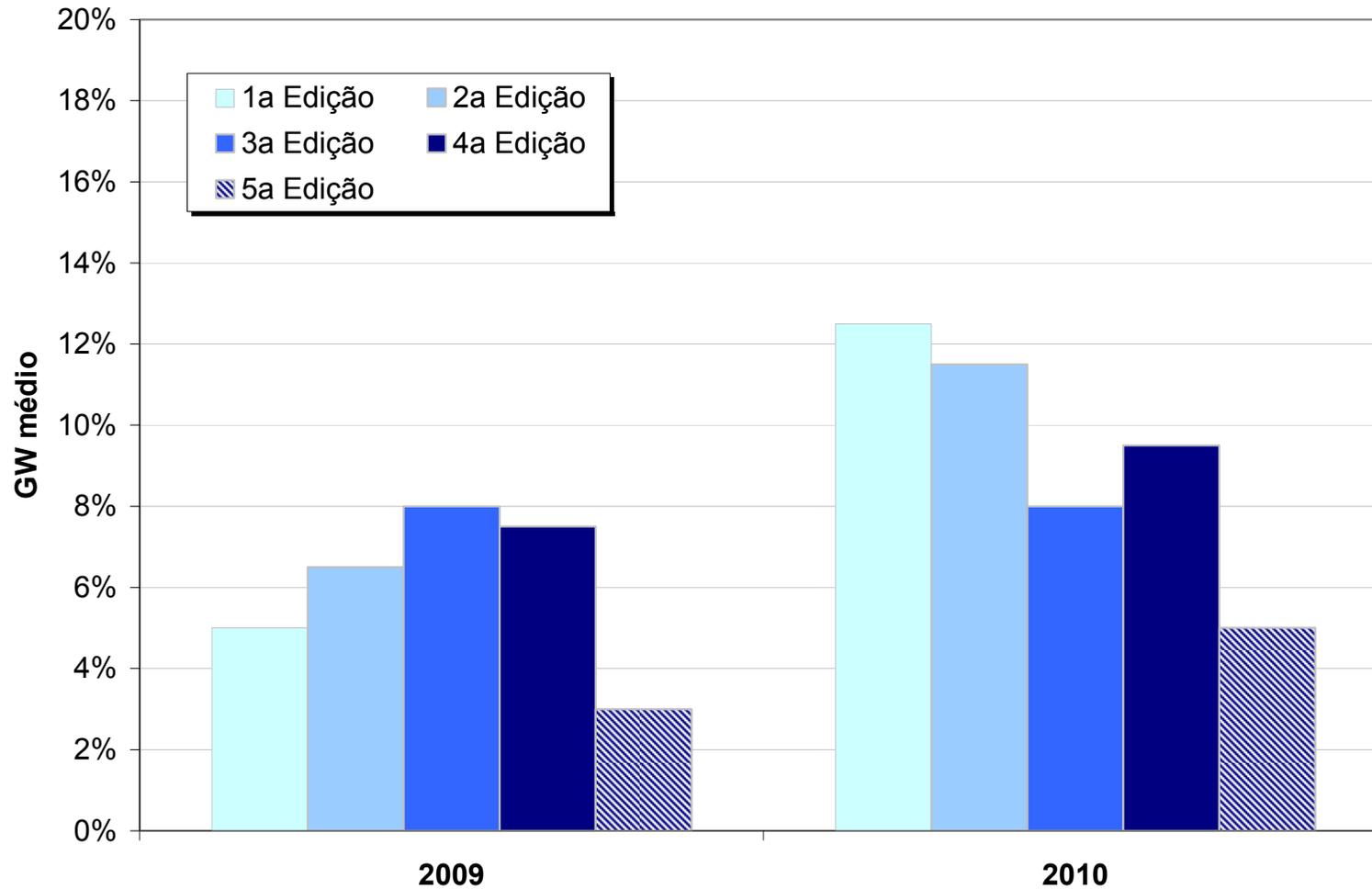


Comparação de Balanços Estruturais – 1ª a 5ª Edição



*Comparações referentes ao caso 2: oferta de referência e demanda alta

Comparação de Riscos de Racionamento – 1ª a 5ª Edição



1. **Motivação e objetivos do Programa Energia Transparente**
2. **Objetivos da 5ª Edição**
3. **A geração térmica fora da ordem de mérito**
4. **Cenários de oferta e demanda**
5. **Segurança de suprimento**
6. **Conclusões e recomendações**

- 1. A determinação do CMSE de despachar usinas termelétricas fora da ordem de mérito custou até o momento R\$ 1 Bilhão para os consumidores**
- 2. Causa preocupação a falta de transparência sobre as razões para estas decisões**
 - Os estudos técnicos (análises do aumento do custo operativo *versus* melhoria da segurança operativa) não foram divulgados
 - Risco de decisões discricionárias, com a gradual transformação do CMSE em um “ONS do B”
- 3. A recente divulgação da adoção de níveis meta no final do período seco é mais uma manifestação da falta de estudos transparentes sobre custos e benefícios das medidas:**
 - Qual o custo adicional atrelado ao aumento de segurança?
 - Não há alternativas mais baratas?

4. Permanecem os déficits estruturais em 2009:

- 1.000 MW médios no Caso 2 (Demanda Referência, Oferta Sem Atrasos)**
- 1.800 MW médios no Caso 4 (Demanda Alta, Oferta Com Atrasos)**

5. Estes déficits estruturais tornam o sistema vulnerável à ocorrência de secas moderadamente severas, mesmo com nível elevado de armazenamento

- Caso as vazões de junho a dezembro de 2007 se repitam, o sistema esvaziaria rapidamente e chegaria a 42% ao final de dezembro de 2008 (menos do que em dezembro de 2007)**

1. **Dar transparência imediata aos estudos do ONS** que respaldaram as decisões do CMSE nos últimos meses e que custaram R\$ 1 bilhão aos consumidores
2. Para as decisões futuras e/ou mudanças de critério de operação, **explicitar simulações, benefícios e custos adicionais**. Exemplos:
 - Audiência Pública sobre novo critério operativo do ONS
 - Análise “Custo x Benefício” dos novos níveis meta
3. **Valorizar a exportação para a Argentina** pelo custo de oportunidade de geração* de energia no país vizinho
4. **Monitorar e dar transparência ao cumprimento de metas já “contabilizadas”**:
 1. Cronograma de novas usinas. Exemplo: Estreito
 2. Situação do GNL (Gás Natural Liquefeito)
 3. Cronograma de entrada de gás natural do Espírito Santo
5. **Publicar as Atas do CMSE (Modelo COPOM/Banco Central)**
6. **Regulamentar, desde já, como seria um eventual racionamento, para evitar medidas emergenciais (e caras)**
 - Até hoje não existe um “Plano B” para gerenciar crises de suprimento
 - O conhecimento prévio das regras de racionamento oferece incentivos para que produtores e consumidores adotem medidas que resultam na diminuição ou até na eliminação do risco

* O custo de oportunidade da Argentina em 23/junho/2008 estava em 252 R\$/MWh (425 pesos/MWh)

- ❑ Como ressaltado desde a 1ª edição, descompassos entre oferta e demanda de energia firme e riscos mais elevados do que o desejável devem ser interpretados como um **alerta**, não um alarme
- ❑ O fundamental é que:
 - ❑ A avaliação das condições de suprimento seja **realista**
 - ❑ Haja uma comunicação **transparente** entre governo, reguladores, agentes do setor de eletricidade e gás natural e sociedade

Este trabalho procura contribuir para estes objetivos

Membros do Instituto Acende Brasil



AEI



AES SEB



Brennand Energia



CPFL Energia



Duke Energy



EDF



Endesa



Energias do Brasil



Energisa



Equatorial Energia



MPX



Neoenergia



Rede Empresas de Energia Elétrica



Terna Participações



Tractebel Energia

Saiba mais em:
www.acendebrasil.com.br