

FIIEE – Feira Internacional da Indústria
Elétrica e Eletrônica

Programa Termelétrico do Brasil

Carlos Eduardo Trois de Miranda
Diretor Técnico

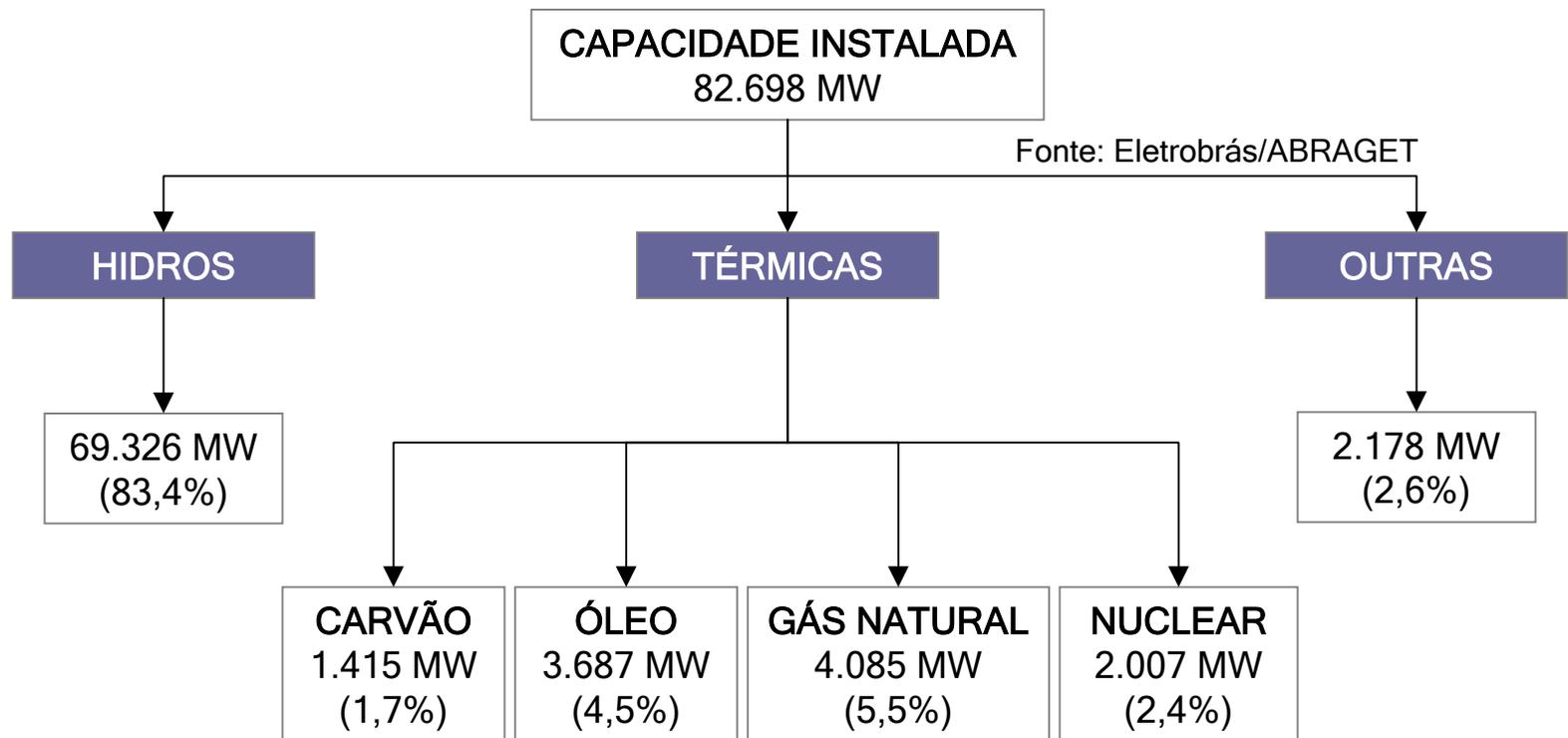


Belo Horizonte, 23 de setembro de 2004

- A Diversidade da Matriz Energética
- Qual o Montante Adequado de Geração Térmica vis a vis o Risco de Déficit?
- Requisitos de Expansão Térmica Previsto no Modelo do Setor Elétrico e os Requisitos de Gás Natural
- Desafios do Novo Modelo

- A Diversidade da Matriz Energética

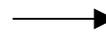
- A Capacidade Atual Instalada e a Predominância Hidrelétrica



Sistema totalmente dependente de condições hidrológicas

- A Questão da Confiabilidade Energética

- Sistema predominantemente hidrelétrico



- Fundamental explorar potencial hidrelétrico economicamente viável
- Mas complementar com “energia de segurança” para evitar riscos

- “Energia de Segurança” deve ser fornecida por sistemas energéticos complementares

- Complementaridade H - H



Quando a situação hidrológica em um está ruim, no outro esta boa



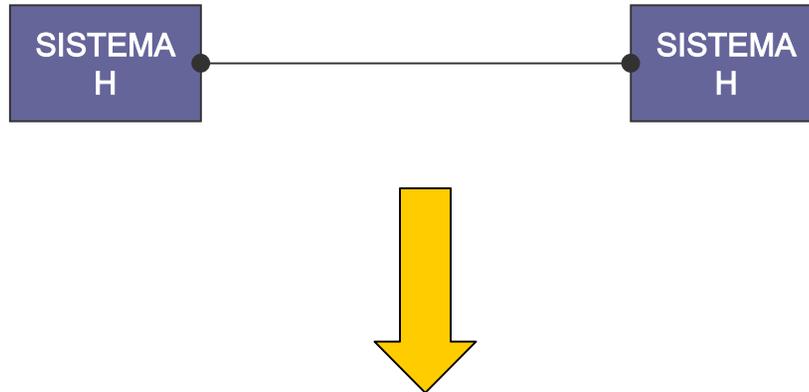
REQUER: Transmissão robusta
Capacidade de armazenamento

- Complementaridade H - T



Quando a situação hidrológica está ruim, aumenta-se a GT e reduz-se a GH

- A Opção Histórica da Complementaridade no Sistema Elétrico Brasileiro



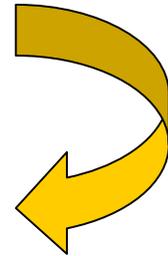
- Existiam potenciais hidrelétricos relativamente próximos aos centros de consumo
- Menor preocupação com problemas ambientais ⇒ grandes reservatórios ⇒ reservatórios plurianuais ⇒ grandes troncos de transmissão
- Baixo custo dos financiamentos

- O País e o Setor Elétrico Mudaram...

As Substanciais Alterações no Panorama:

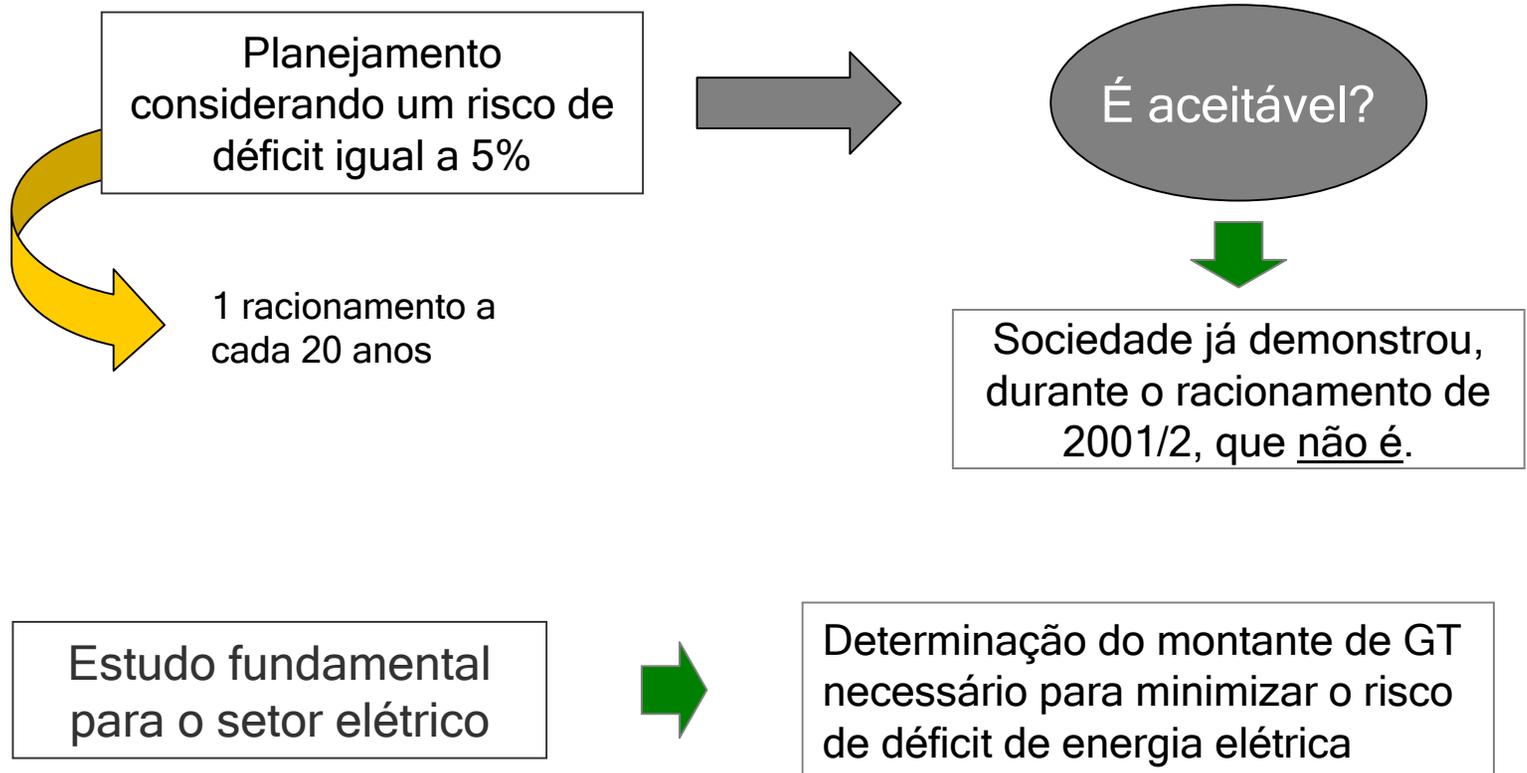
- Fontes hidrelétricas distantes dos centros de consumo
- Requisitos de transmissão robusta
- Problemas ambientais
- Busca pela eficiência econômica
- Gás Natural passa a ser opção energética eficiente
- Elevação dos custos de capital

Alteração na Modalidade da Complementaridade



- Qual o Montante Adequado de Geração Térmica vis a vis o Risco de Déficit?

- Análise do Critério Atual de Planejamento



Qual o Montante Adequado de Geração Térmica vis a vis a Confiabilidade do Sistema?



- Exemplos de usinas que estão sendo atualmente despachadas por razões elétricas:
 - Macaé Merchant, na área Rio de Janeiro/ Espírito Santo => Evitar cortes de carga em contingência simples nos circuitos de 345 kV Adrianópolis - Campos
 - Presidente Médici, no Rio Grande do Sul => Evitar cortes de carga em contingência simples sendo a mais severa a perda da LT 230 kV Cidade Industrial - Pelotas 3
 - Jorge Lacerda, em Santa Catarina => Evitar cortes de carga em contingência simples sendo a mais severa a perda da LT 500 kV Campos Novos - Blumenau
 - Cuiabá, no Mato Grosso => Evitar colapso no atendimento às cargas do Mato Grosso; quando de contingência simples nos circuitos de 230 kV de suprimento à área
 - Willian Arjona no Mato Grosso do Sul => Valor necessário para minimizar corte de carga quando de contingências na malha de transmissão de suprimento ao Mato Grosso do Sul
 - UTE Juiz de Fora, em Minas Gerais => Manter a confiabilidade da área Rio de Janeiro, devido indisponibilidades da LT 500 kV Adrianópolis/São José

- Análise Custo x Benefício de Modificação do Critério Atual de Planejamento

Δ GT



Redução do
Risco de Déficit



- Aumento da confiabilidade energética
- Aumento da confiabilidade elétrica



- Benefícios macroeconômicos de proporções consideráveis

Questões a serem analisadas:

- Qual o montante adicional de GT?
- Qual o benefício adicional? (redução do custo de déficit)
- Quantificação do benefício

- Estudo da EPE: Confiabilidade da Energia Elétrica e de Oferta do Gás Natural

Estudo para o Risco de Déficit ótimo:

- Critério atual de RD = 5%



considerando 1 (um) racionamento a cada 20 anos

- Proposta ABRAGET: RD = 0,3%

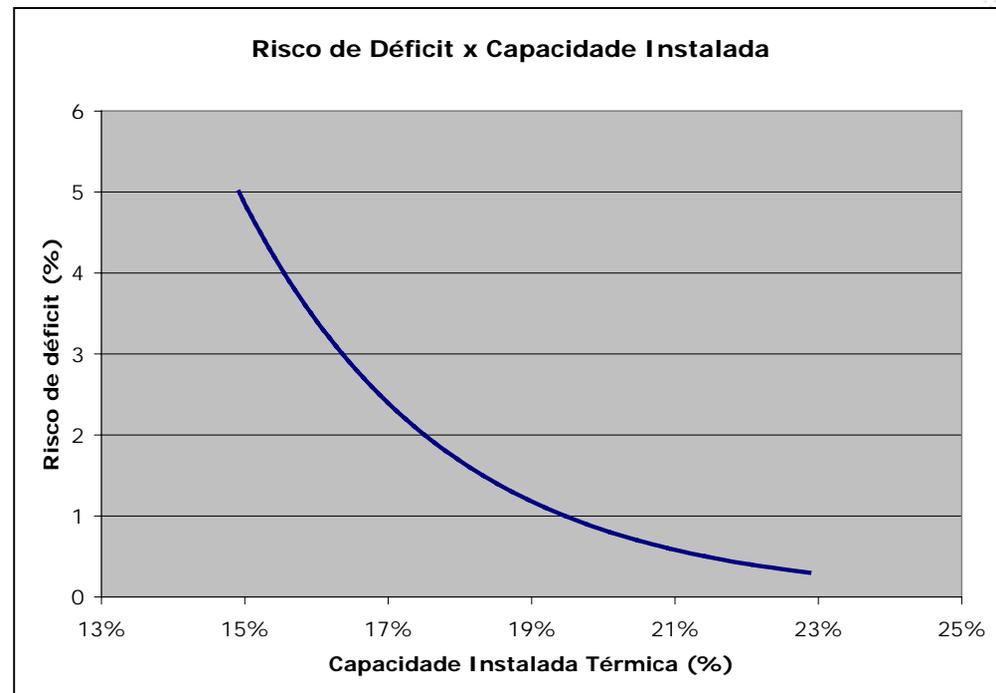


RD ótimo considerando um menor custo para a Sociedade

- Suposição: outros valores de RD

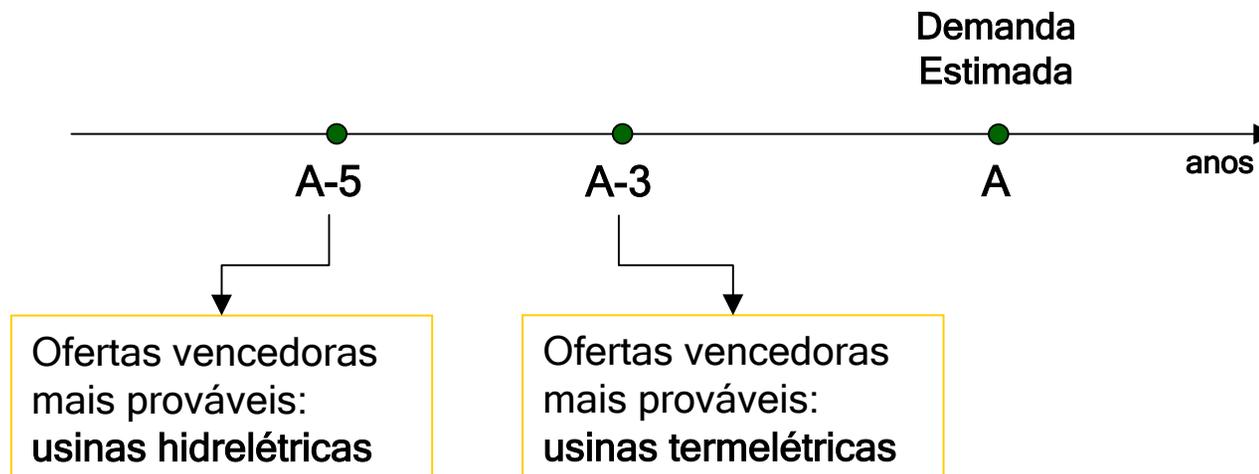


RD	Geração Térmica (em % da capacidade instalada)
0,3%	22,6%
1,0%	19,5%
2,0%	17,5%
3,0%	16,4%
5,0%	14,8%



- Requisitos de Expansão Térmica Previsto no Modelo do Setor Elétrico e os Requisitos de Gás Natural

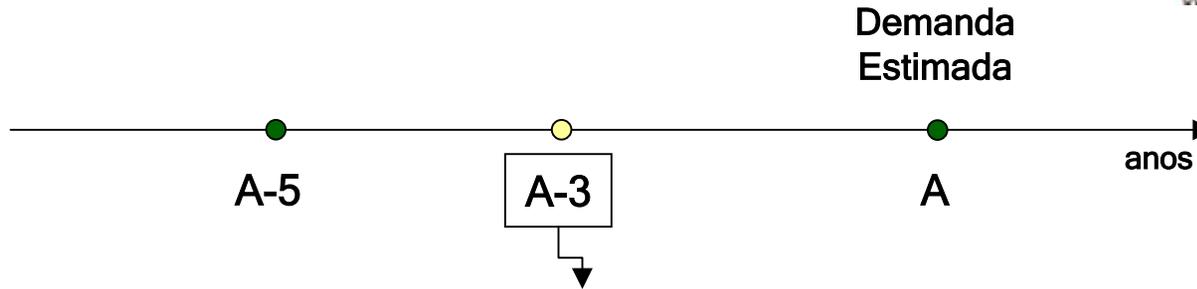
- Leilão da Geração:



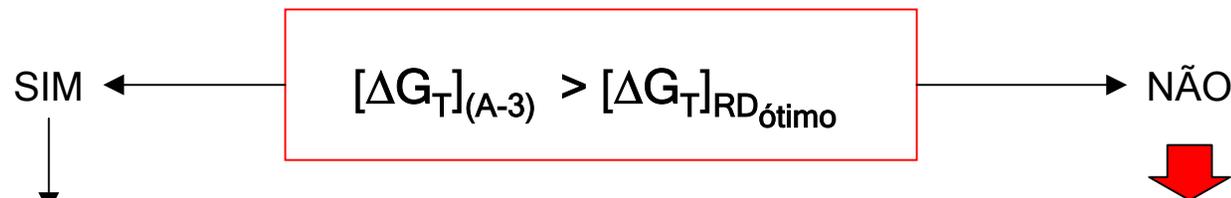
Estima-se a entrada de um ΔG_T
= 1000 MWmed/ano

→ limite = 2% da carga (~ 50.000 MWmed)

- Sistemática da Expansão Térmica



Resultado:
aproximadamente $[\Delta G_T]_{(A-3)} = 1000 \text{ MWmed}$



Já está cumprido o critério de confiabilidade



Leilão específico ou no próximo (A-5), incluir térmicas fazendo segmentação de mercado:

$$[\Delta G_T]_{Final} = [\Delta G_T]_{RD_{\acute{o}timo}} - [\Delta G_T]_{(A-3)}$$

- Demanda Térmica de Gás Natural – Uma Estimativa Inicial

Demanda térmica de gás atual:

Usinas térmicas à gás em operação: 5840 MW

(Supondo que, para esta situação RD = 5%)



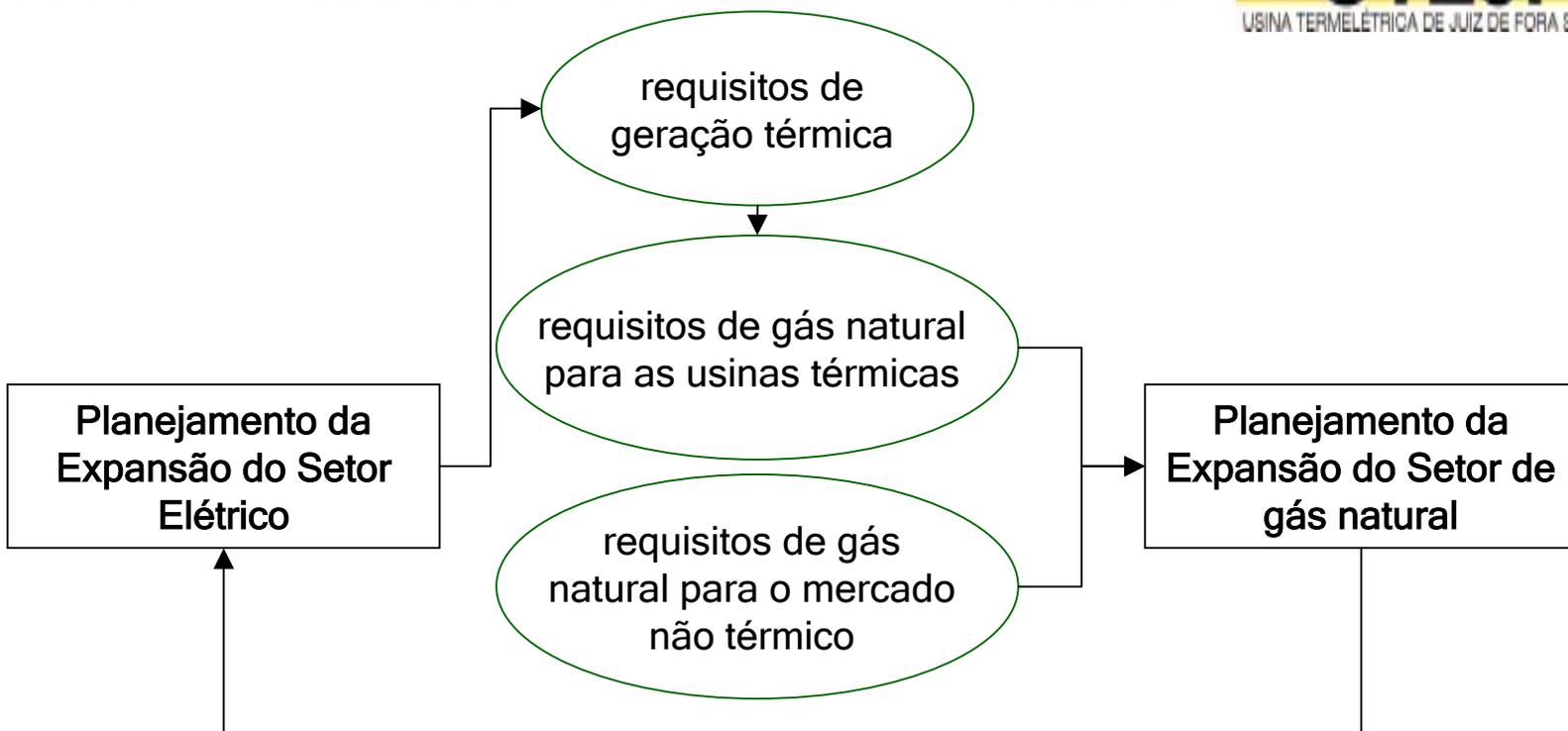
34.580 mil m³/dia

Demanda térmica de gás supondo outros RDs:

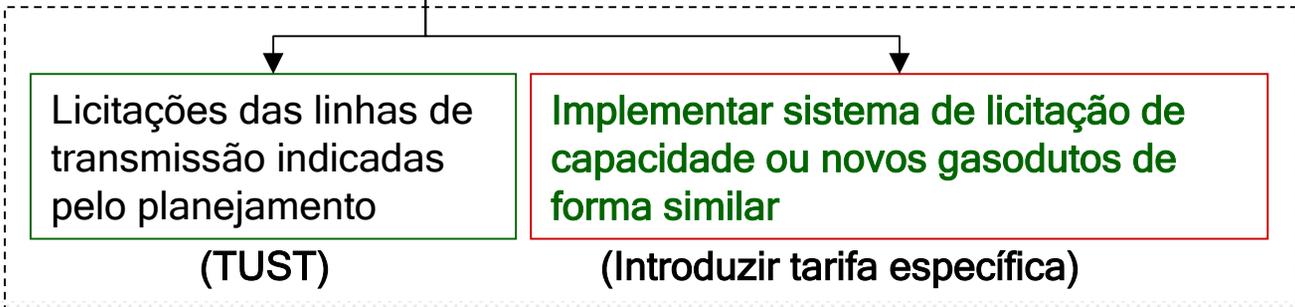
(Considerando uma demanda de energia elétrica de 550 TWh/ano - estimativa de ocorrência em 2009 - e desconsidera a expansão com cavão)

RD	5,0%	3,0%	2,0%	1,0%	0,3%
Geração Térmica (em % da capacidade inst.)	14,8	16,4	17,5	19,5	22,6
Geração Térmica (em MW)	5.840	14.478	15.492	17.227	20.100
Demanda de gás (em mil m ³ /dia)	34.580	45.075	53.409	67.655	92.400

- Sistemática de Planejamento da EPE



Acompanhamento conjunto no CMSE
Alterar para CMSEG (setores elétrico e de gás)



- Desafios do Novo Modelo



- Concatenação nos Contratos

Dificuldade na concatenação das datas de reajuste, considerando o portfólio de contrato dos leilões:

- Repasse dos custos do gás natural à tarifa
- contratos de gás serão “splitados”?
- Tratamento para os custos fixos do suprimento de gás natural
- Qual o tratamento para a Conta de Compensação do gás natural?
- Teremos gás “novo” e gás “velho”?

- Dificuldades Operativas do ONS e do Operador de Gás Natural

Procedimento da programação do despacho de gás:

Solicitação do gás pela UTE à distribuidora de gás	até 9:00 horas do dia anterior
Solicitação do gás pela distribuidora de gás ao transportador/ produtor de gás	até 12:00 horas do dia anterior
Confirmação da disponibilidade do gás pelo transportador/ produtor à distribuidora de gás	até 15:00 horas do dia anterior
Confirmação da disponibilidade do gás pela distribuidora de gás à UTE	até 18:00 horas do dia anterior

ONS divulga programação até às 14:00 horas

Re-despachos elétricos ao longo do dia operativo causam problemas no despacho do gás

Conclusão: No futuro modelo do gás natural a ser adotado, seria conveniente o estabelecimento de um Operador Nacional da Rede de Gasodutos (ONRG) para o despacho do gás. O ONRG deve ser um órgão independente, da mesma forma que o ONS.

- Flexibilidade nos Contratos de Gás Natural



- A cláusula de Ship-or-Pay (95%, para usinas integrantes do PPT) deve ser entendida como custo de capacidade, portanto como custo fixo, não necessariamente associado ao Take-or-Pay
- A cláusula de Take-or-Pay (70%, para usinas integrantes do PPT) teoricamente permite uma recuperação daquele gás pago e não consumido.
- Desta forma, caso o consumo seja de apenas 30% durante quatro anos, levaremos sete anos com um despacho de 95% para recuperarmos o volume não consumido durante os quatro primeiros anos, sendo assim poucas alternativas para o gerador térmico.

- Preço do Gás Natural



- Revisar a metodologia adotada para fixar o preço do gás natural estabelecido na Portaria Interministerial 234/2002 - 6,0488 R\$/MMBtu (Base abril 2001), considerando que:
 - o mix foi concebido se utilizado outros volumes e outras alternativas locais, e
 - a maioria das térmicas construídas ou em fase de construção podem usar gás nacional.
- Quando novas térmicas estiverem sendo construídas teremos uma livre negociação entre os agentes a fim de buscar uma redução do custo do transporte, bem como para as condições de fornecimento da commodity.

- Outras Alternativas a Serem Consideradas



- Solução definitiva para a tributação ICMS do gás natural para a geração térmica em alguns estados, ação junto ao CONFAZ
- Revisão do art. 13 da Lei 10.438, que permite a utilização dos recursos da CDE para rede de transporte de gás para atender os PIEs
- Considerar como energia nova, aquela proveniente de expansão de UTEs
- Otimização locacional das UTEs
 - Estudo de localização ótima das térmicas: carga, disponibilidade de infra-estrutura, estabilidade elétrica (**estudo da ABRAGET**), bem como distância dos gasodutos de transporte, reserva de gás associado, facilidade da expansão da rede existente (**estudo do IBP**)
 - Exemplos:
 - Térmica localizada em Campos, Santos ou Espírito Santo para aproveitamento das novas descobertas de gás local associado
 - Térmica localizada em Porto Alegre - Aproveitamento da sazonalidade do mercado de gás argentino
 - Térmica localizada próxima a fronteira com a Bolívia

- Aumento de Tarifas de Transmissão



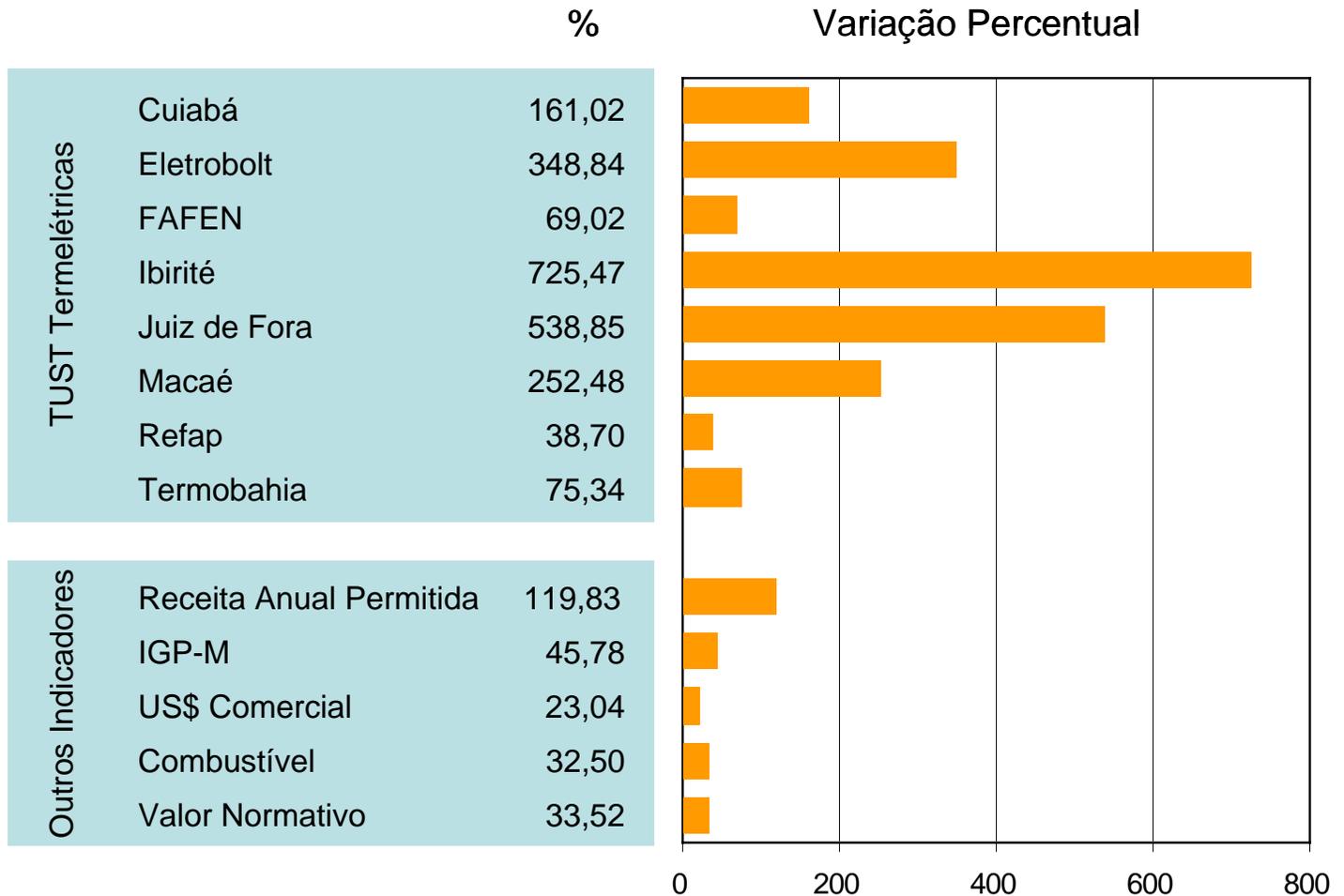
- A Receita Anual Permitida (RAP) e portanto a Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão (TUST), tem aumentado acima da inflação
- Da maneira como foi estruturada a TUST, o custo incremental da transmissão é forçosamente maior do que o custo médio



Tarifas de Transmissão devem aumentar muito

- Fórmulas paramétricas de reajuste de preço da energia não capturam esses aumentos

- Quadro comparativo da TUST versus outros indicadores no período 2001-2004



- Riscos na Contratação no Ambiente de Comercialização Regulado (ACR)



- Funding dos projetos irá depender das garantias
 - Risco é dado pelo pior rating
 - Distribuidoras estão com recebíveis comprometidos
 - Qualidade das garantias é muito variada
 - Fundo Garantidor de Recebíveis (? , não foi adotado)
- Definição de indexadores aceitáveis para todas as partes
- Precificar “ex-ante” os custos de desenvolvimento, construção e outras incertezas, assim como o custo de capital, de forma a **aprovar** o financiamento para “bidar”.
- Contrato de compra e venda de energia é o elo mais importante da cadeia
 - Como será a transição?
 - Risco sistêmico - como tratar a inadimplência?