

Tratamento das Concessões

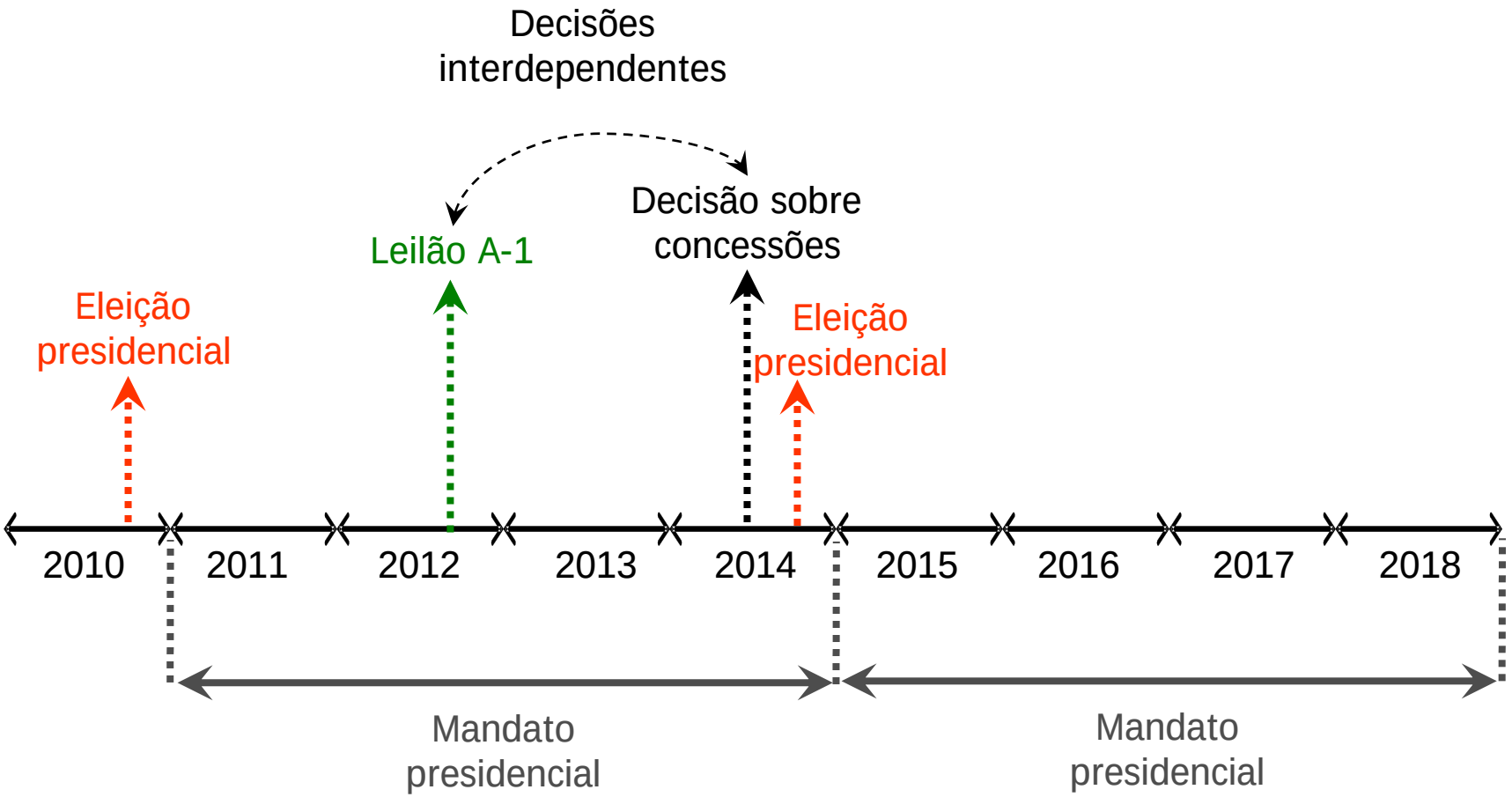
Impactos sobre o Mercado

Marco Antonio Amaral Sureck

01 de setembro de 2011

Tractebel Energia | GDF SUEZ - todos os direitos reservados

Linha do tempo

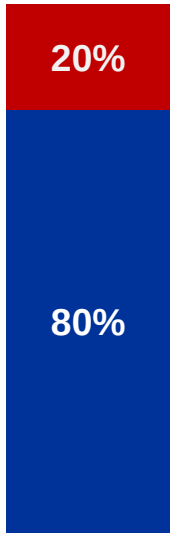


Contratos de concessão vincendos entre 2015-2017

Geração (MW)

Capacidade total: 103 GW

(Ano: 2007)



Transmissão (RAP)

RAP total: R$ 10,8 bilhões

(Ciclo: 2011/2012)



73.000 km de LTs e SEs com tensão ≥ 230 kV

Distribuição (TWh)

Total distribuído: 263 TWh

(Ano: 2007)

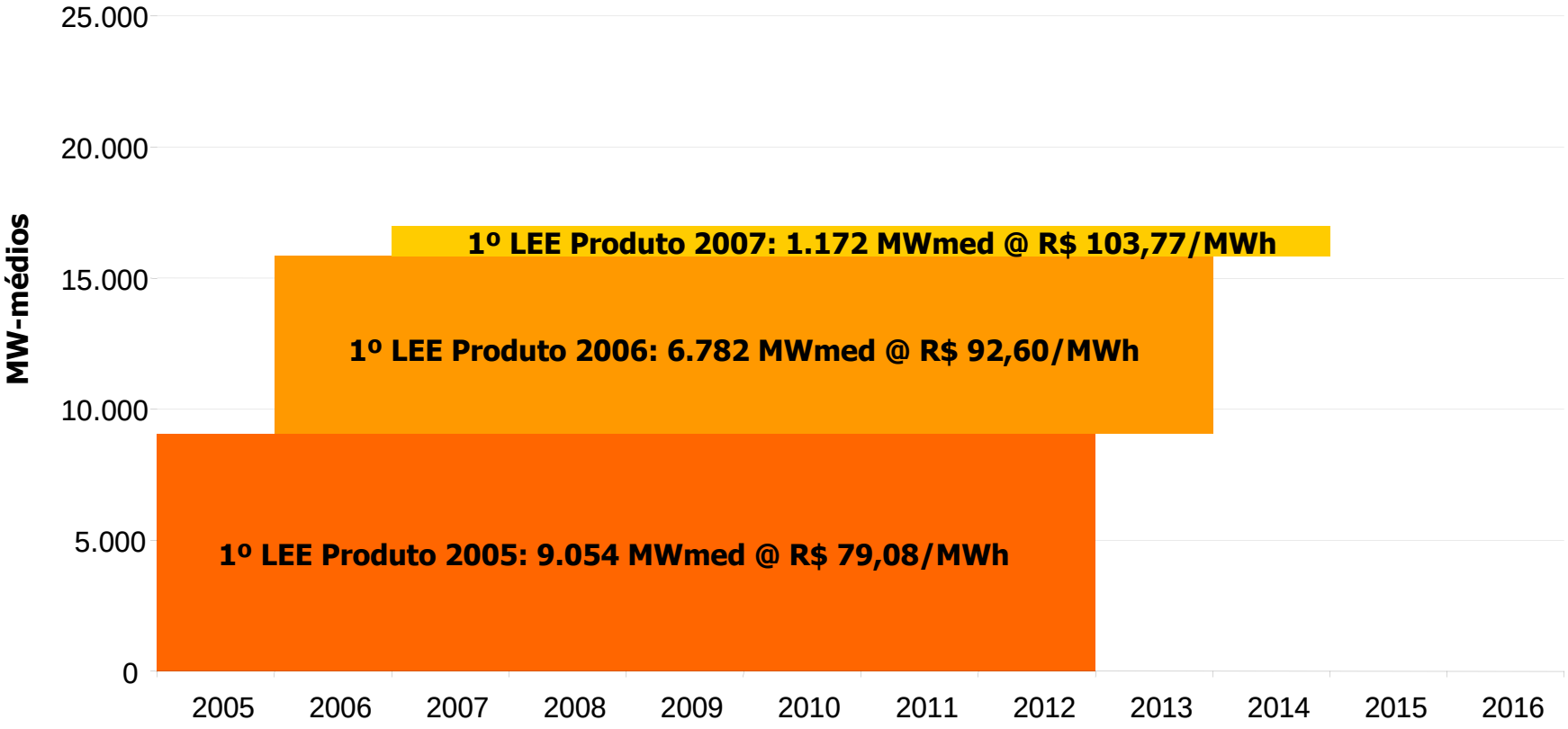


43 concessionárias de um total de 64

Concessões com vencimento entre 2015-17

Concessões com vencimento após 2017

Energia a descontratar a partir de 2012



Base monetária: abril/2011

Concessões vincendas e recontratação da energia existente

- **O problema**
  - quase 20.658 MW (20% da capacidade instalada do SIN) com concessões de geração expirando até 2017 (18.277 MW em 2015, 287 MW em 2016 e 2.144 em 2017), sem possibilidade legal de renovação ou prorrogação;
  - a maioria dessas usinas está contratada no ACR com contratos vencendo nos próximos anos:
    - ✓ 9.000 MWmed em 2013
    - ✓ 6.800 MWmed em 2014
    - ✓ 1.300 MWmed em 2015

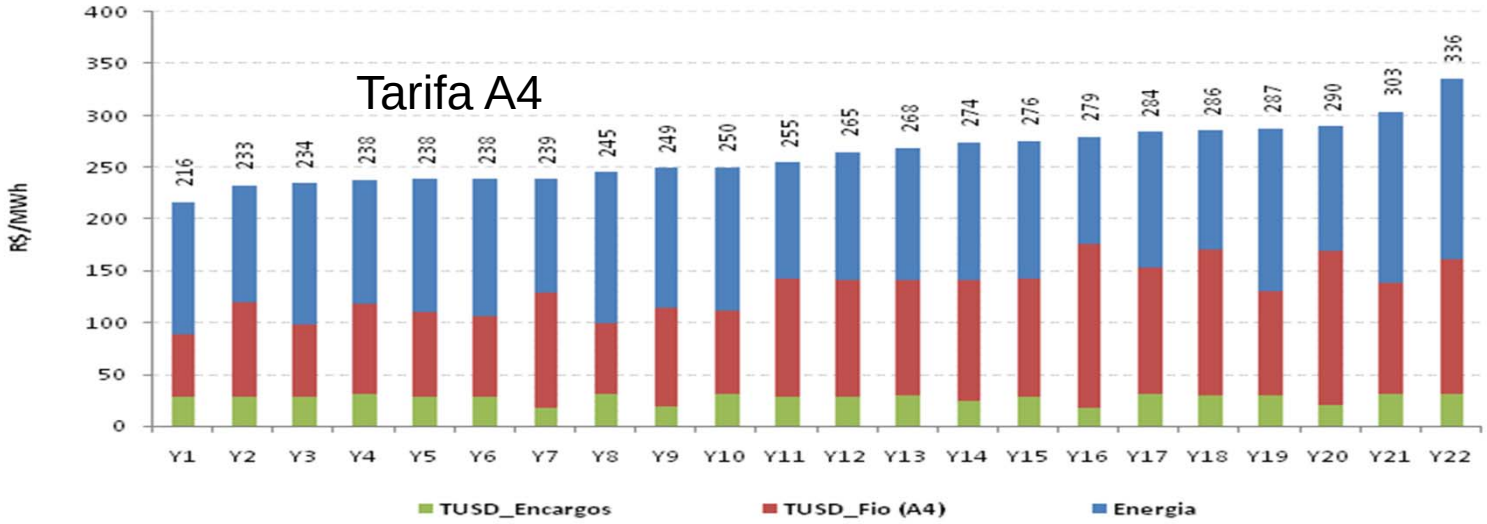
- **A consequência para o mercado**

  A forma como o Governo tratará as concessões vincendas pode afetar o preço futuro da energia e, portanto, o valor dos ativos de geração.

Princípios sobre as concessões vincendas

- Preservação do valor dos ativos existentes.
- Manter os benefícios decorrentes de eventuais prorrogações ou licitações das concessões vincendas no setor de energia elétrica.
- Contribuição para a modicidade tarifária e competitividade da economia (Resolução CNPE 04/2008).
- Tratamento isonômico de agentes geradores (isonomia setorial).
- Condições equilibradas de acesso à energia existente aos agentes do ACR e do ACL (simetria de mercado).
- Oportunidade para diminuir o desequilíbrio tarifário entre distribuidoras e regiões do país.

Desequilíbrio tarifário entre distribuidoras



- **Existem desequilíbrios, tanto na componente fio quanto na componente energia.**
- **Causas do desequilíbrio na componente fio:**
  - área distribuição X densidade de consumidores;
  - perdas comerciais; etc.
- **Causas do desequilíbrio na componente energia:**
  - suprimento de Energia com preços muito diferenciados:
    - ✓ Itaipu;
    - ✓ *self-dealing* e outros contratos bilaterais;
    - ✓ compras em diferentes leilões no tempo ou de diferentes fontes (ex.: energia existente ou nova, energia hidráulica ou térmica a óleo); etc.

Preço mínimo de hidrelétricas

- **Usinas com concessões vincendas têm diferentes estrutura de custos.**
- **Em geral, sempre existe investimento a ser indenizado.**

Principais componentes de custo (R$/MWh)	**Baixo**	**Alto**
. O&M e administração central	12,00	18,00
. Royalties	5,00	5,00
. TUSD	6,00	18,00
. Investimento (atualização)	5,00	10,00
. Custo	**28,00**	**51,00**
. Encargos sobre a Receita (PIS/COFINS/P&D=10,25%)	3,20	5,82
Preço mínimo operacional por usina	**31,20**	**56,82**
Margem (capital de giro, risco, lucro)	?	??
Reversões: - obras de adição e substituição, reservatório	?	??
- saldo de investimentos iniciais	?	??
Encargos sobre receitas adicionais (PIS/COFINS/P&D)	?	??
Preço mínimo por usina (com margem e reversões)	**?**	**??**

Porque existe reversão de investimentos

- **Caso ideal:**

Construção (5 anos)	Operação (30 anos)	Operação (20 anos)
< < - - - - - - - concessão inicial (35 anos) - - - - - - - >>		< - - prorrogação da concessão (20 anos) - - >
< < - - - - - - - Tempo de amortização total = 50 anos - - - - - - - >>		

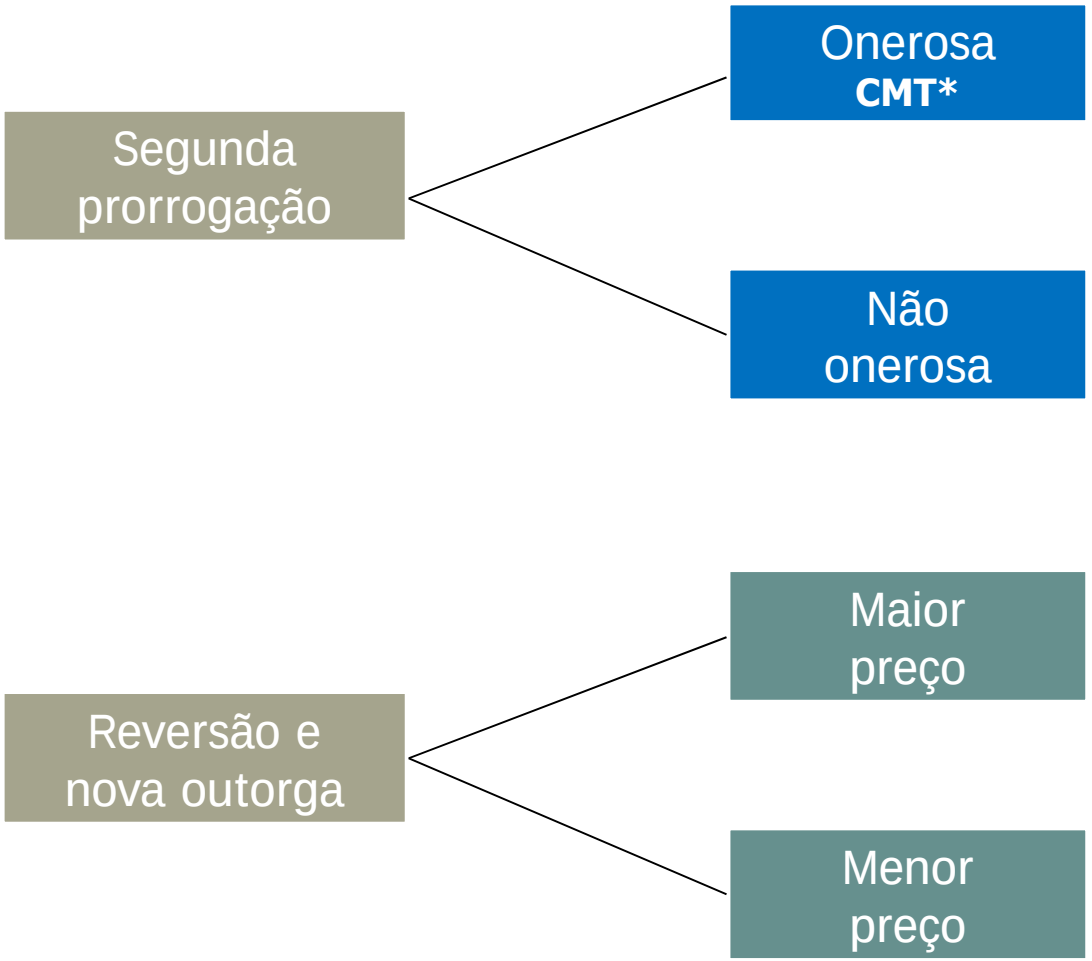
- **Situação comum:**

Atraso (X anos)	Construção com atraso (Y anos)	Operação (30 - X - Y anos)	Operação (20 anos)
< < - - - - - - - concessão inicial (35 anos) - - - - - - - >>			< - - prorrogação da concessão (20 anos) - - >
< < - - - - - - - Tempo de amortização total < 50 anos - - - - - - - >>			

- **Depreciação autorizada (Aneel) p/ conc. serviço público – hidrelétricas:**

Item	Taxa de depreciação	Tempo de depreciação
Reservatório, barragem, adutora	2,0%	50 anos
Turbina	2,5%	40 anos
Comporta	3,7%	28,6 anos
Equipamentos da tomada d'água	3,5%	27 anos
Estrutura da tomada d'água	4,0%	25 anos

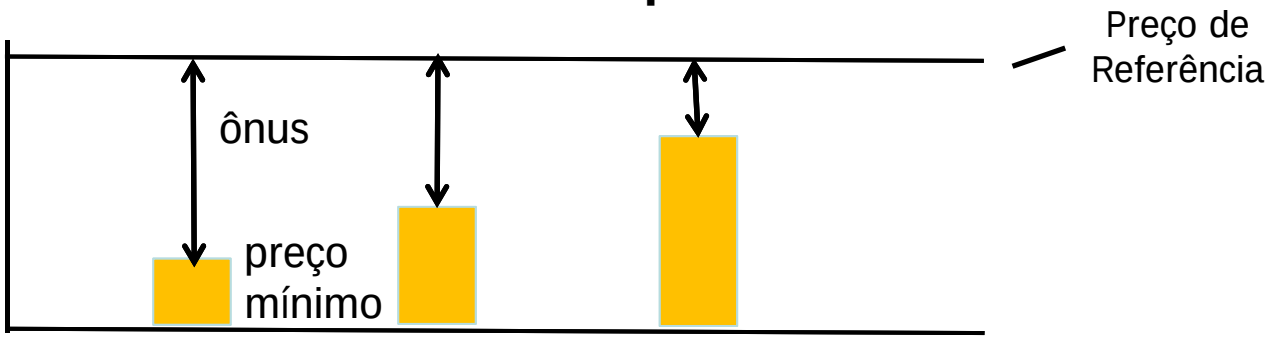
Tratamento das concessões vincendas



* Contribuição para a Modicidade Tarifária

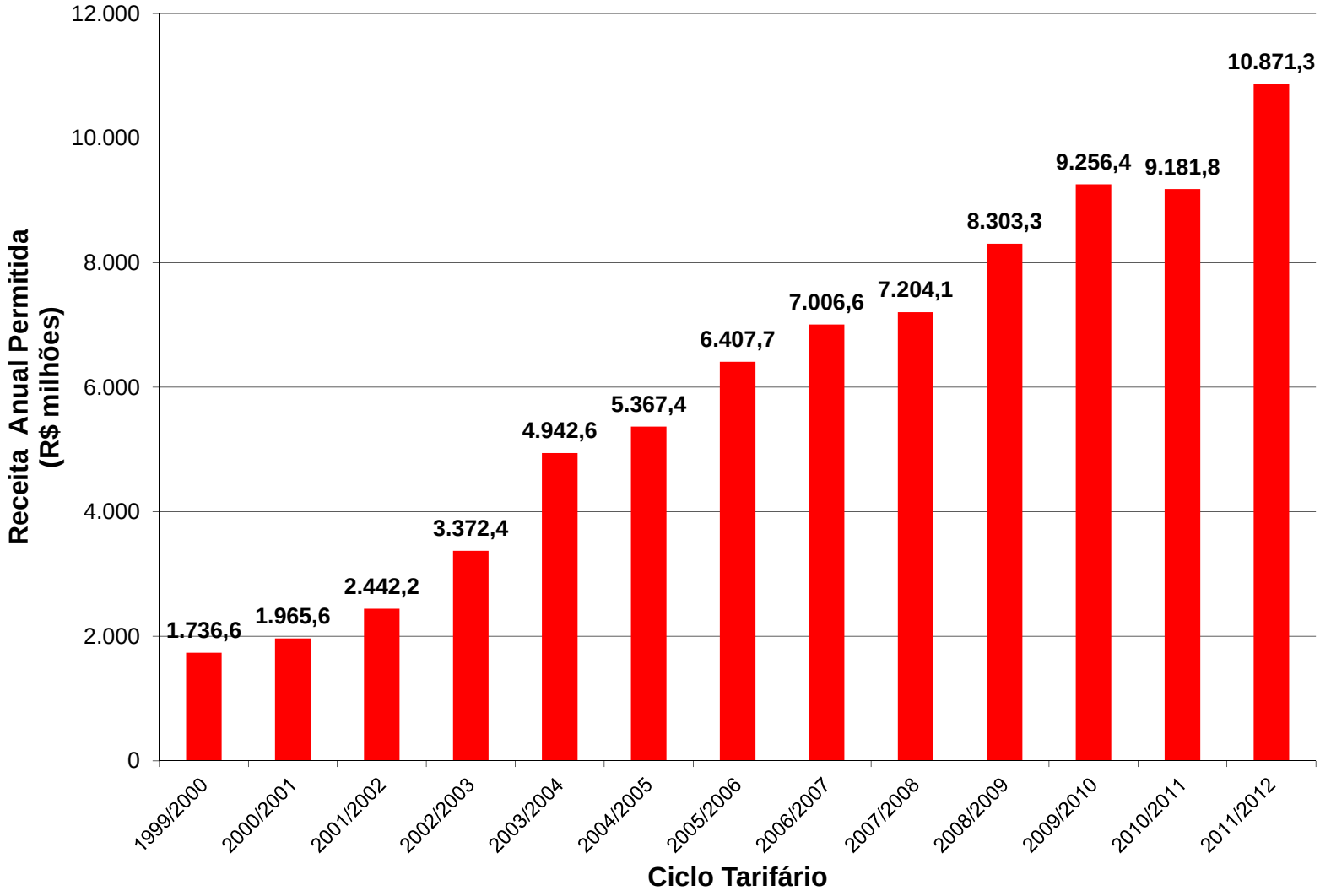
Prorrogação onerosa

- **Custo da onerosidade diferenciado por usina**



- **Como aplicar a renda obtida pela onerosidade?**
  - ➢ Redução dos encargos de transmissão e distribuição.
    - ✓ Aplicação linear, proporcional ao valor do encargo.
    - ✓ Aplicação social, visando reduzir o desequilíbrio tarifário no país. Problema: questionamentos dos consumidores não beneficiados, principalmente no ACL.
- **Comercialização da energia é livre (ACL e ACR)**
  - ➢ Preço de referência deve ser bem calibrado para não afetar o mercado.
  - ➢ Ganhos acima do preço de referência parcialmente direcionados para a modicidade tarifária = ônus complementar (dificuldade de saber o real preço na vendas no ACL) ➔ preço tende ao preço de mercado.

Histórico da Receita Anual Permitida (encargo de transmissão)



Prorrogação não onerosa

- **A modicidade tarifária se dá por venda da energia com preço teto.**
- **Cada usina é comercializada por um preço teto (>= preço mínimo).**
- **No ACR, a modicidade de tarifas é feita diretamente na parcela energia.**
- **Alternativa 1: contratação de toda a energia no ACR.**
  - Para evitar que somente distribuidoras descontratadas se beneficiem, um mecanismo de universalização dos benefícios pode ser necessário (ex: a energia é rateada entre todas as distribuidoras e os excedentes são liquidados no MCSD, contribuindo para reduzir os desequilíbrios tarifários).
  - O mercado livre se beneficia indiretamente com a redução da tarifas das distribuidoras (limite superior para venda de energia no mercado livre).
- **Alternativa 2: separação de parte da energia para venda no ACL.**
  - A energia dentro do ACL seria rateada entre todos os consumidores, com possibilidade de venda dos excedentes.
  - Problema: empresas se apropriariam dos ganhos com vendas de excedentes (mesmo que a PLD) e perde-se oportunidade de reduzir preços.
  - Alternativa questionável, pois praticamente toda a energia a ser renovada está contratada no ACR.

Reversão pelo maior preço

- Leilão é feito com o objetivo de obter o maior preço (ou ônus) pela nova concessão de cada usina.
  - O preço pago tende a convergir para o preço de mercado (expectativa de venda da energia).
  - A energia é livremente comercializada (não há restrições entre os ambientes livre e cativo).
  - A receita da onerosidade é usada para abater encargos de forma uniforme ou direcionada.
  - Condições do leilão podem determinar obrigações especiais (por exemplo: priorizar a contratação de pessoal atual, assumir passivos e contratos existentes, etc).

Reversão pelo menor preço

- Leilão para concessão da usina é simultâneo com a venda da energia pelo menor preço.
  - Preço converge para o preço mínimo de cada usina acrescido do encargo de onerosidade (se houver).
  - Energia é comercializada somente no ACR.
  - Para evitar que somente distribuidoras descontratadas se beneficiem, um mecanismo de universalização dos benefícios será necessário (ex.: a energia é rateada entre todas as distribuidoras e os excedentes são liquidados no MCSD, contribuindo para reduzir os desequilíbrios tarifários).
  - A receita da onerosidade é repartida entre todo o ACR linearmente ou de forma a reduzir os desequilíbrios tarifários.
  - O mercado livre se beneficia com a redução a longo prazo da tarifas das distribuidoras (limite superior para venda de energia no mercado livre).
  - É possível ampliar o benefício ao mercado livre, usando a receita da onerosidade para abater encargos de fio sobre todo o mercado.

Considerações finais

- Considerando os investimentos na construção e investimentos durante a operação (obras de adição e substituição e no reservatório), acrescido de margem para lucro, risco e reinvestimentos, estima-se que o preço mínimo de cada usina deve variar de R$ 50/MWh a R$ 100/MWh.
- A solução adotada não deve distorcer o mercado:
  - O atual arcabouço legal prevê explicitamente a existência do ACL e do ACR (Lei 10.848/2004), pressupondo-se, portanto, que existirão elementos e condições para que esses ambientes coexistam.
  - A competitividade e a existência do mercado livre não podem ser afetadas pelo tratamento a ser dado às concessões.
- Os recursos arrecadados com a onerosidade da concessão, se utilizados para pagar a RAP, alocam os benefícios da concessão vincendas a todos os segmentos do mercado, o que contribui para a modicidade de preços e tarifas. Estima-se que, para uma onerosidade de R$ 40/MWh, será possível arrecadar cerca de R$ 3,5 bi/ano, representando 30% do valor da RAP.