

**ILUMINA**

Instituto de Desenvolvimento Estratégico do Setor Energético

O 11 de setembro do setor elétrico brasileiro.



A MP 579:  
Impacto sobre  
as empresas  
estatais



# A surpreendente influência da FIESP

## **O tema da competitividade da indústria brasileira como peça política**

**Segundo dados da ANEEL, desde 2002, as tarifas têm subido 4% acima da inflação em média.**

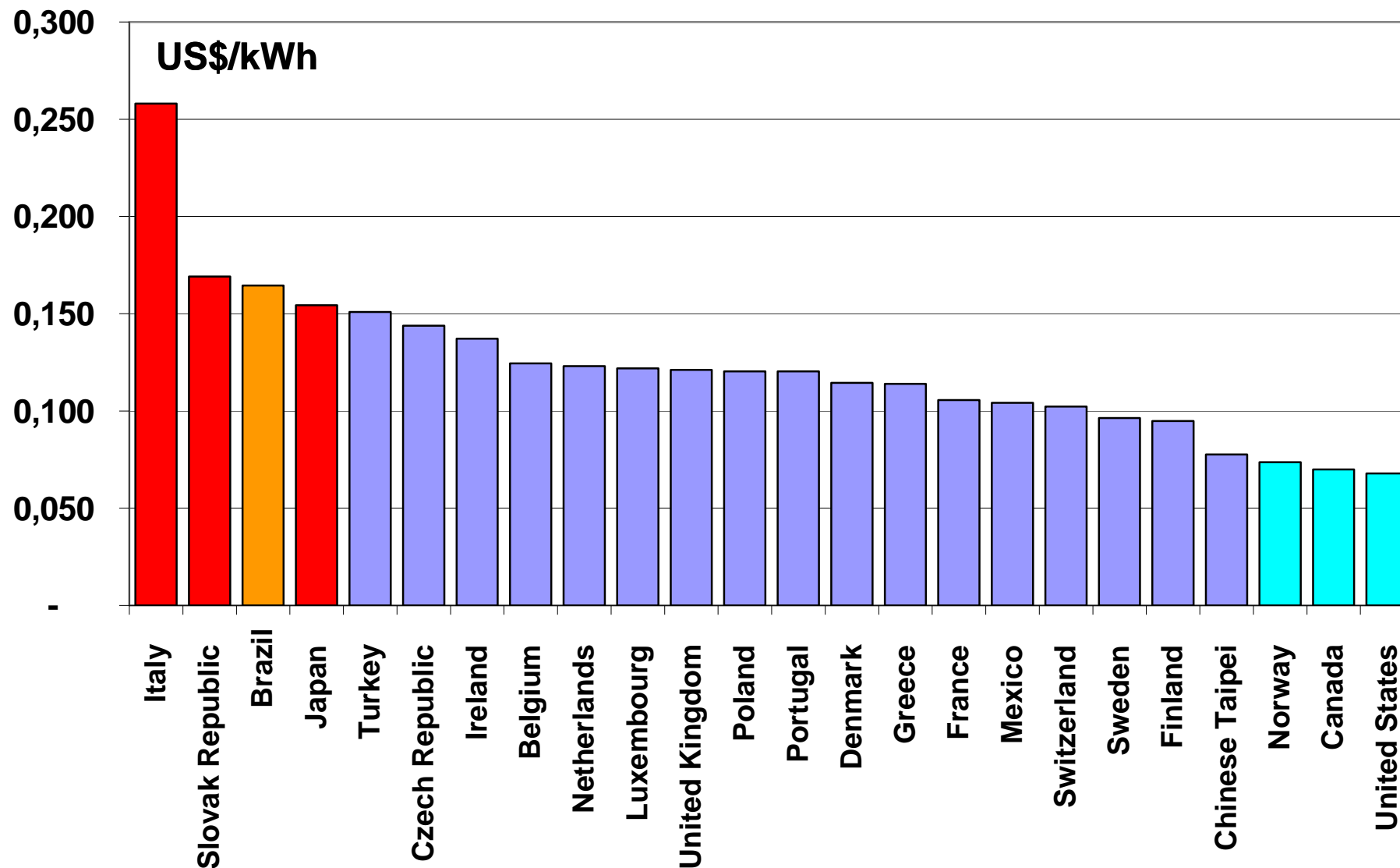
**De repente, a indústria se apresenta como vítima da tarifa de energia e aponta as vilãs: as empresas estatais**

**A grande indústria está no mercado livre, mas os dados de tarifas caras são do mercado cativo.**

**Sem sequer um diagnóstico sobre a alta tarifária, o governo, prontamente, atende a reclamação.**

**Em 11/09 – MP579 – Redução via 3 encargos e “garrote” tarifário nas usinas e linhas das estatais.**

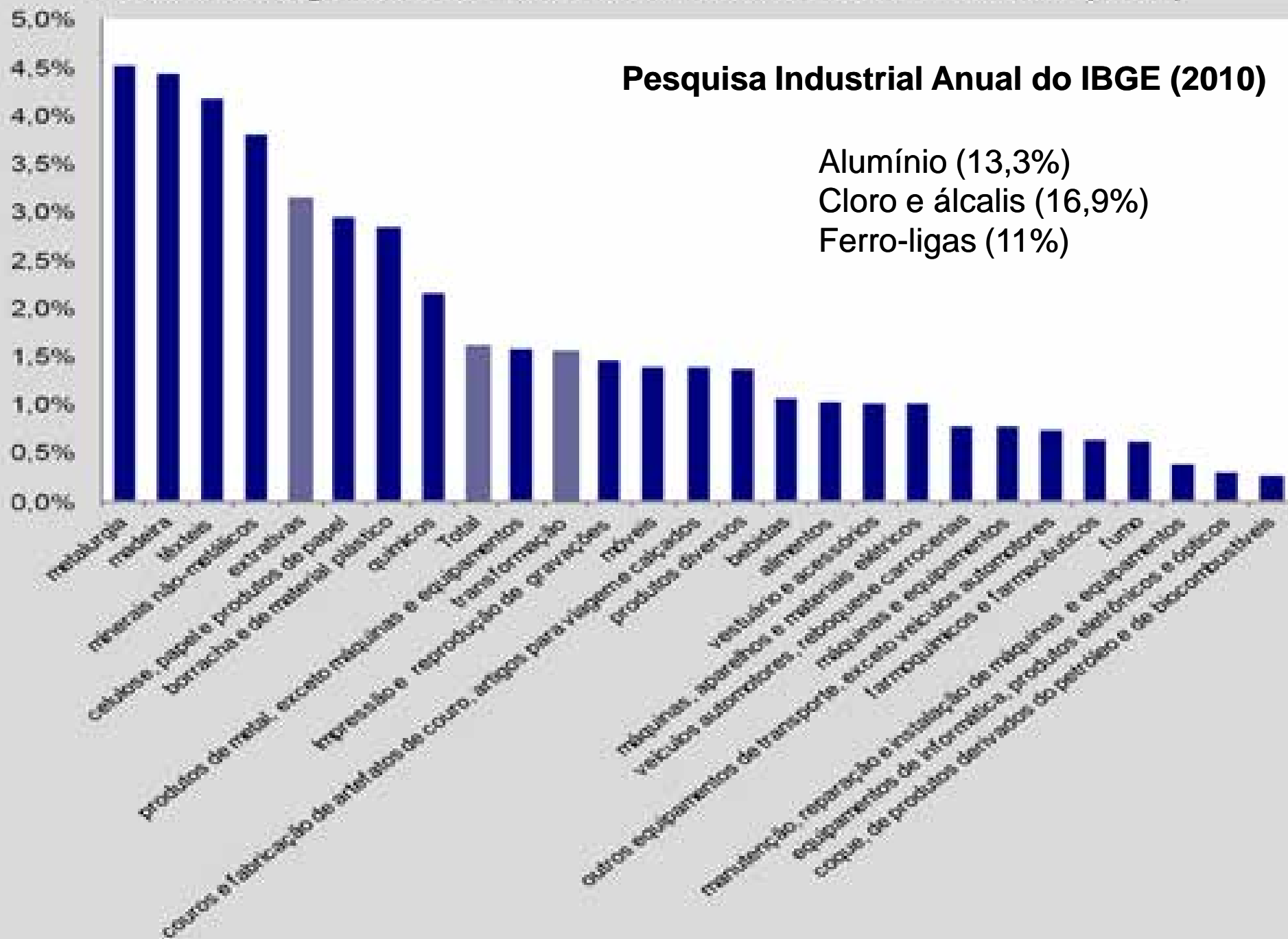
## Sob esse argumento, as indústrias italiana e japonesa estariam “falidas”.



Fonte Key World 2011 – International Energy Agency

# Peso da energia elétrica nos custos dos setores industriais (2010)

Pesquisa Industrial Anual do IBGE (2010)



A comparação sem nenhum sentido.

## Cenário de Licitação

### Geração



- A Fiesp criou uma **usina hidroelétrica de referência**, a partir dos dados públicos dos leilões das usinas de Jirau, Santo Antônio, Belo Monte e Teles Pires. (resultado do investimento, da receita, dos custo operacional, pagamento de impostos e encargos, TIR, etc):



## Cenário de Licitação

### Geração



Preços atualizados (IPCA)	Data do Leilão	Preço de Venda Final (R\$/MWh)
Santo Antonio	10/12/2007	94,53
Jirau	19/5/2008	83,14
Belo Monte	20/4/2010	82,41
Teles Pires	17/12/2010	59,77
<b>Média Ponderada (IPCA março/2011)</b>		<b>82,54</b>

- O preço médio da energia das usinas amortizadas, também em março de 2011, era de **R\$ 90,98/MWh**, superior ao preço médio (**R\$ 82,54/MWh**) das usinas em construção.

## Porque a comparação não faz sentido?

1. As usinas S. Antônio e Jirau, por estarem no Rio Madeira, que tem hidrologia mais estável do que a maioria dos rios brasileiros, têm maior produtividade (FC ~ 65%). **Têm que ser mais baratas mesmo!**
2. Todas, sem exceção, são **financiadas pelo BNDES a taxas subsidiadas.**
3. Todas têm **parcerias com estatais, sempre minoritárias.**
4. Todas têm suposições de **contratação no mercado livre** que ainda não se concretizaram.
5. **Nenhuma** delas está em funcionamento.



# Outra comparação. Porque não foi usada?

## Energia Nova

Leilão	Entrega	Preço
1o - 16/12/2005 (H30)	2008	106,95
1o - 16/12/2005 (H30)	2009	114,28
1o - 16/12/2005 (H30)	2010	115,04
1o - 16/12/2005 (T15)	2008	132,26
1o - 16/12/2005 (T15)	2009	129,26
1o - 16/12/2005 (T15)	2010	121,81
2o - 29/06/2006 (H30)	2009	126,77
2o - 29/06/2006 (T15)	2009	132,39
3o - 10/10/2006 (H30)	2011	120,86
3o - 10/10/2006 (T15)	2011	137,44
4o - 26/07/2007 (T15)	2010	134,67
5o - 16/10/2007 (H30)	2012	129,14
5o - 16/10/2007 (T15)	2012	128,37
6o - 17/09/2008 (OF15)	2011	128,42
7o - 30/09/2008 (H30)	2013	98,98
7o - 30/09/2008 (OF15)	2013	145,23
Fontes alternativas - 18/06/2007 (H30)	2010	134,99
Fontes alternativas - 18/06/2007 (OF15)	2010	138,85

## Energia das Estatais

Leilão	Entrega	Preço
1o (A-1) - 07/12/2004	2005	57,51
1o (A-2) - 07/12/2004	2006	67,33
1o (A-3) - 07/12/2004	2007	75,46
2o - 02/04/2005	2008	83,13
2o - 02/04/2005	2009	83,13
3o - 11/10/2005	2006	62,95
4o - 11/10/2005	2009	94,91
5o - 14/12/2006	2007	104,74

### Contratos de 8 anos!

CEMIG GT	Funil	125,9
ELETROSUL	São Domingos	126,57
FOZ DO CHAPECÓ	Foz do Chapecó	131,49
GEFAC	Serra do Facão	131,49
SESA	Estreito	126,57

Fonte: CCEE

# Modelos de regulação

## Serviço pelo custo

“Return rate regulation”

Consumidor protegido por  
fiscalização

Exemplos: Maioria das províncias  
canadenses, mais da metade dos  
estados americanos, Japão, Coréia  
do Sul

## Mercado

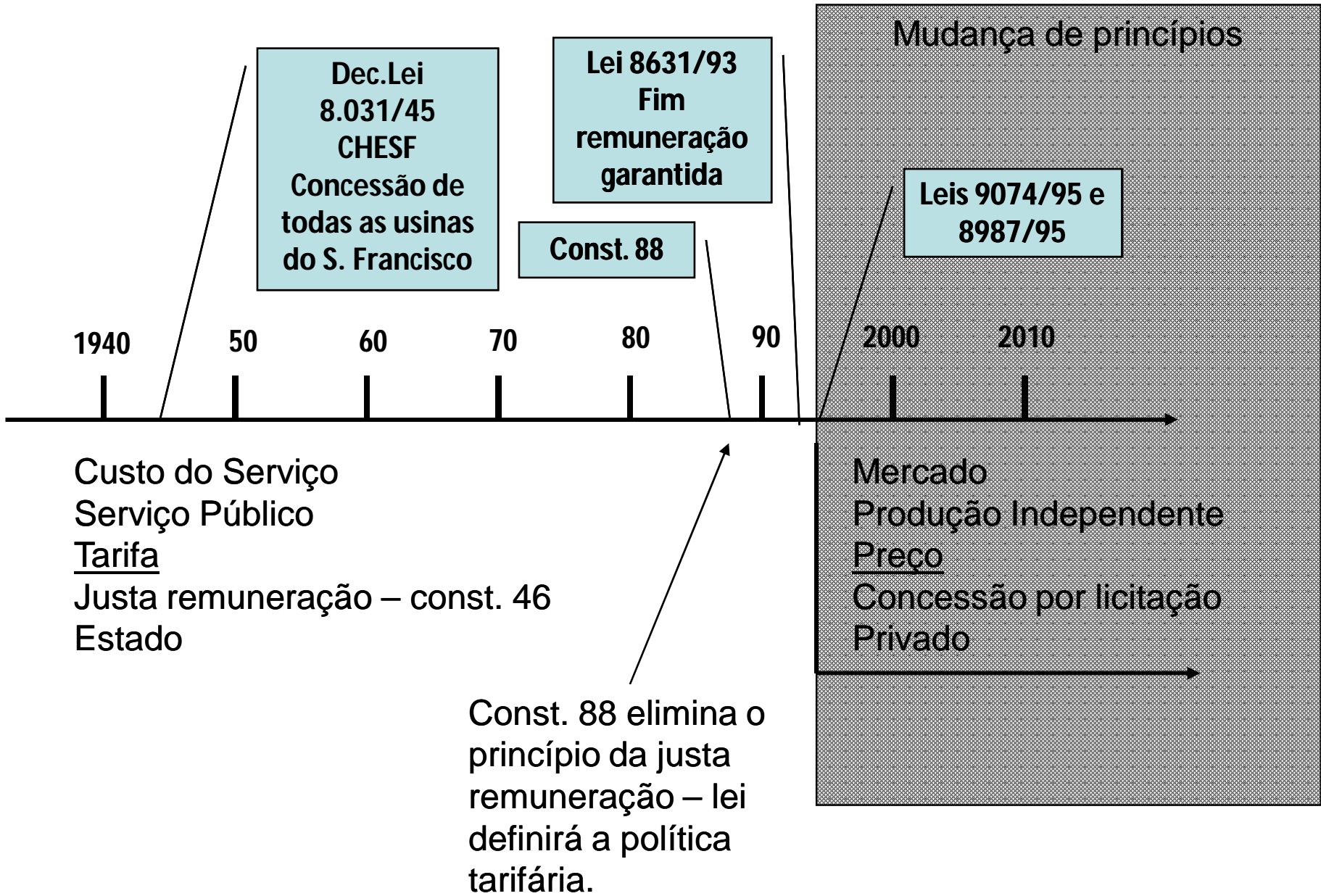
“De-regulation”

Consumidor protegido por  
competição

Exemplos: Inglaterra, maioria da  
Europa e outros estados  
americanos

<http://www.iconnectenergy.com/energy-deregulation-state-by-state-breakdown>

[http://www.hydro.mb.ca/regulatory\\_affairs/energy\\_rates/electricity/utility\\_rate\\_comp.s.html](http://www.hydro.mb.ca/regulatory_affairs/energy_rates/electricity/utility_rate_comp.s.html)



1940

50

60

70

80

90

2000

2010

Custo do Serviço

Serviço Público

Tarifa

Justa remuneração – const. 46

Estado

Const. 88 elimina o princípio da justa remuneração – lei definirá a política tarifária.

Mudança de princípios

Leis 9074/95 e 8987/95

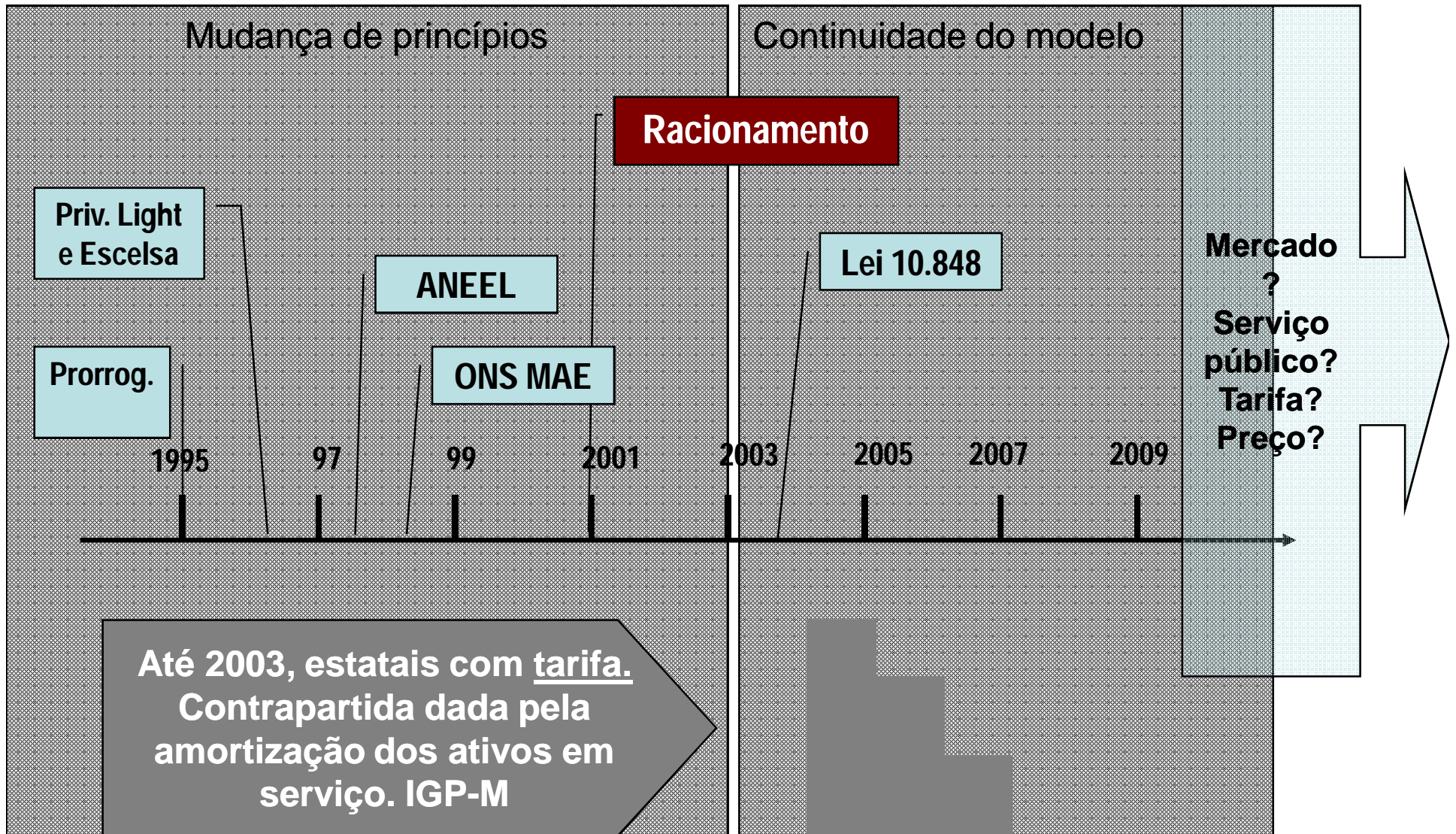
Mercado

Produção Independente

Preço

Concessão por licitação

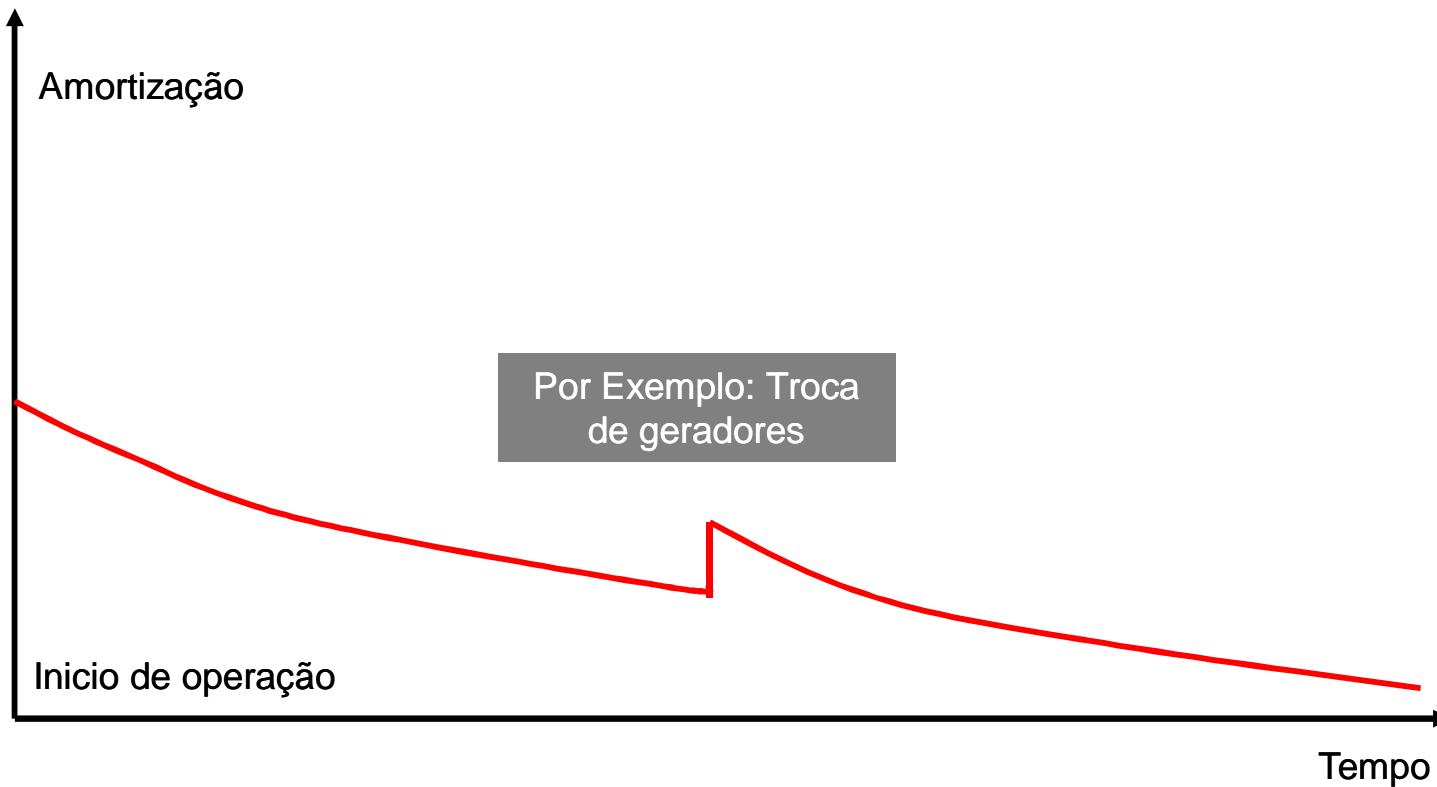
Privado



**Perda dos contratos 25% a.a**

**Ao contrário do que afirma a campanha da FIESP, sob o regime de serviço pelo custo, as empresas sempre deram “contrapartida” pelos ativos amortizando-os.**

**Como em todos os sistemas que utilizam essa regulação, a limitação de remuneração “captura” essa redução de custos para o consumidor ano a ano.**



Lei 8987/95 das Concessões – Fim do princípio da justa remuneração

Art. 9º A **tarifa** do serviço público concedido será fixada pelo **preço** da proposta vencedora da **licitação** e preservada pelas regras de revisão previstas nesta Lei, no edital e no contrato.

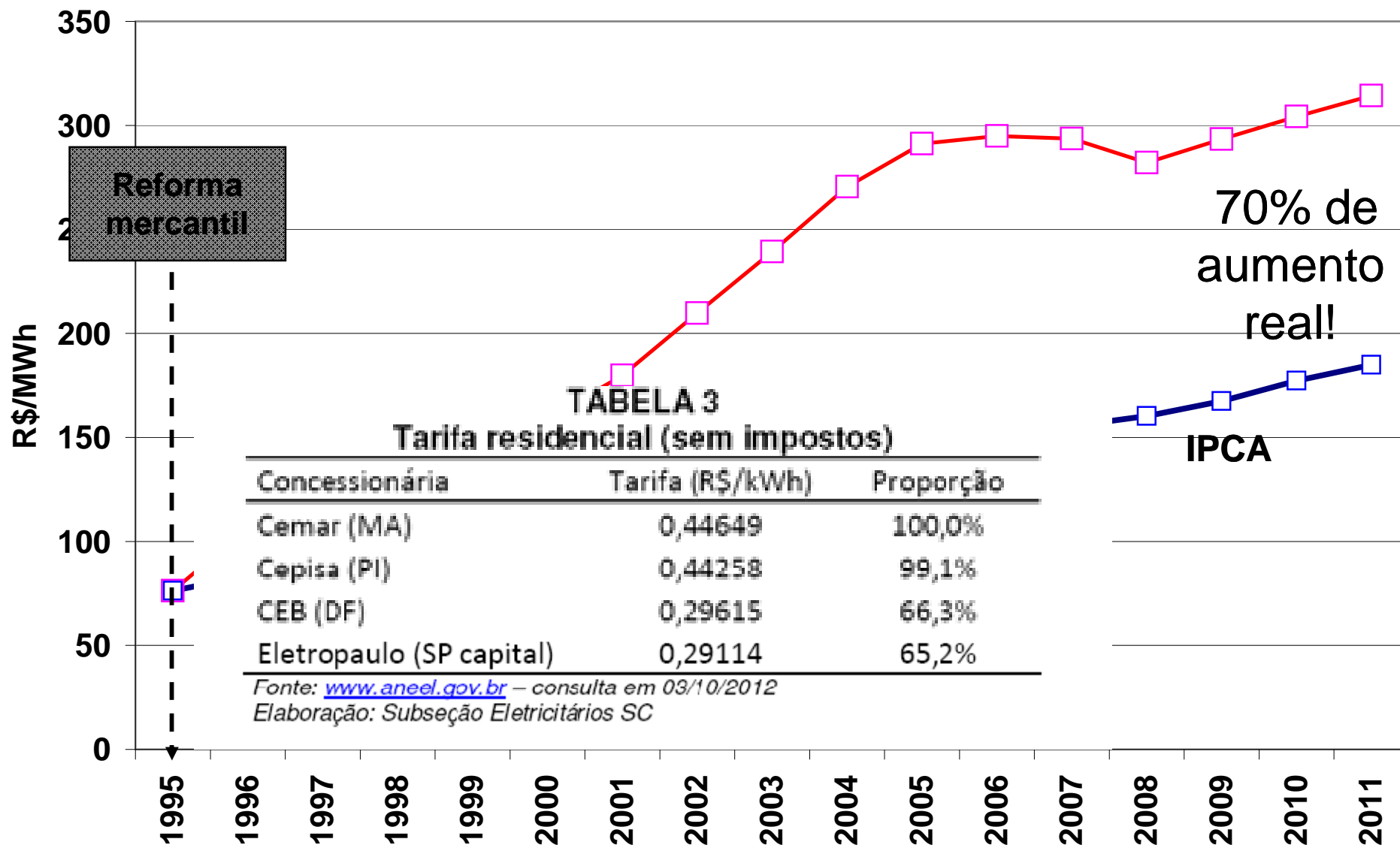
§ 1º A tarifa não será subordinada à legislação específica anterior.

.....

Art. 42º Concessões anteriores à Lei 8.987/95, que tenham prazo fixado no contrato ou no ato de outorga, serão válidas pelo prazo restante. Uma vez encerrado o prazo, a concessão será licitada.

Energias renováveis,  
mas,  
tarifas incontroláveis

# Aumento tarifário residencial 1995 - 2011





## Canadá e Brasil: Semelhanças físicas não se refletem nos preços

Cidades Canadenses e Brasileiras	¢/kWh
Calgary – Alberta (*)	13,91
Toronto – Ontario (*)	11,50
Regina - Saskatchewan	11,42
St. John's - Newfoundland	10,94
Saint John - New Brunswick	10,92
Vancouver - British Columbia	7,11
Montreal - Quebec	7,03
Winnipeg - Manitoba	6,66
Light – Rio ( <u>sem impostos</u> )	16,65
CEMAR - São Luís ( <u>sem impostos</u> )	22,18

Fonte: [http://www.hydro.mb.ca/regulatory\\_affairs/energy\\_rates/electricity/utility\\_rate\\_comp.shtml](http://www.hydro.mb.ca/regulatory_affairs/energy_rates/electricity/utility_rate_comp.shtml)

(\*) **Províncias que adotaram a modelagem de mercado.**

Tarifas da Light e CEMAR sem impostos ANEEL – 1 CAN \$ = R\$ 1,78 – dados de 2009

Date du Relevé	2007 kWh	2008 P. Jour	Annuel kWh/Année
2007-01-15	5100	87	20,18
2007-02-15	5157	81	17,22
2007-03-15	5207	84	20,12
2007-04-15	5259	83	20,17
2007-05-15	5309	80	18,10
2007-06-15	5358	80	18,10
2007-07-15	5406	82	19,18

*Paid VISA card  
# 15209515011280  
(mailed April 1, 2008)*

Meter Reading Relevé du compteur	
kWh Consumption Consommation en kWh	1543,00
Adjusted Consumption Consommation ajustée	1596,07

Due date Date d'échéance	2008-02-19	Amount Due Montant dû	\$175,62
-----------------------------	------------	--------------------------	----------

**For Your Information • Autres renseignements**

The electricity charges on your bill may have changed as of November 1, 2007. The consumption threshold has also changed from 500 kWh per month for the summer season to 1,000 kWh per month during the winter season (November 1 to April 30).

À partir du 1er novembre 2007, les frais d'électricité et d'éclairage ont passé de 500 kWh par mois pendant l'été à 1 000 kWh par mois pendant l'hiver (du 1er novembre au 30 avril).

**\$175,62/1596,07kWh = 0,11 \$/kWh  
1 Can \$ = R\$1,78  
= 0,20 \$R/kWh**



4th Fl. Box 4882, C.P. 4882  
4th St. Station A  
Ottawa, ON  
M1W 1Z1

Tel: (781) 813-728-8400  
Fax: (781) 813-728-8107  
www.hydroottawa.com

Service For • Service pour	
850 MARLBORO AVE	
Account Number • Numéro de compte	
88609849174290306000	
Due Date Date d'échéance	2008-02-19
Amount Due Montant dû	\$175,62

Outstanding balances will be charged 1.5% interest per month. Un taux d'intérêt de 1,5% s'applique aux soldes impayés.

06860964917000017562200802192

Reservado ao Fisco

B314.0768.7F16.2F96.51FA.44D8.FD6E.319C  
Nota Fiscal - Série 01 no. 2266408  
Conta de Energia Elétrica  
RE PROC. E-34059.159/06 - DEF-03  
SEPD - Autorização n.08-2005/0006384-9



LIGHT SERVIÇOS DE ELETRICIDADE SA  
AV. MAL. FLOREANO 168 RIO DE JANEIRO RJ CEP 20080-002  
CNPJ 02.444.437/0001-45  
RSC. ESTADUAL 81380.021 RSC MUNICIPAL 06794678

Classe: RESIDENCIAL TRIFÁSICO  
Referência Bancária: 010023053599  
Número da Fatura: 597401499195

Ref. Mês / Ano: ABR/2009

TENSÃO NOMINAL EM VOLTS  
Disponível: 386  
Limites mínimos: 348 Limites máximos: 396

ENERGIA ATIVA									
Número Medidor	Medição Atual Data	Leitura	Medição Anterior Data	Leitura	Const. Medidor	Consumo kWh	Nº Dias	Média Diária kWh	
2628938	18/04/2009	4.316	19/03/2009	4.222	10	940	30	31.33	

ENERGIA REATIVA  
Fator de Potência

INDICADORES DE QUALIDADE  
Mês de referência: Fevereiro/2009  
Conjunto: BARRA

Data de Injeção	Data de Apresentação
18/04/2009	25/04/2009
Unidade de Leitura	
B13	525 07 0665

CÓDIGO DO CLIENTE: 2147928  
CÓDIGO DE INSTALAÇÃO: 041300053

Indicadores	Apurado mensal	Meta mensal
DIC	0,92	20,00
FIC	1,00	10,00
DMIC	0,92	10,00

DIC - Duração de Interrupção Individual  
FIC - Frequência de Interrupção Individual  
DMIC - Duração máxima de Interrupção contínua

O cliente tem direito de receber uma compensação, caso sejam violados os padrões de continuidade individuais relativos a unidade consumidora de sua responsabilidade. Mais informações: www.light.com.br

DESCRIÇÃO	CFOP	UNIDADE	QUANTIDADE	PREÇO UNIT. R\$	VALOR R\$
CONSUMO	5.258	KWH	940	0,47979	451,01

DATA PREVISTA DA PRÓXIMA LEITURA: 20/05/2009

**0,48 R\$/kWh**  
**Mais do dobro de Ontario!**  
**Três vezes a de Montreal!!**  
**Sem impostos, = 0,31 \$R/kWh**  
**Quase 50% mais cara!**

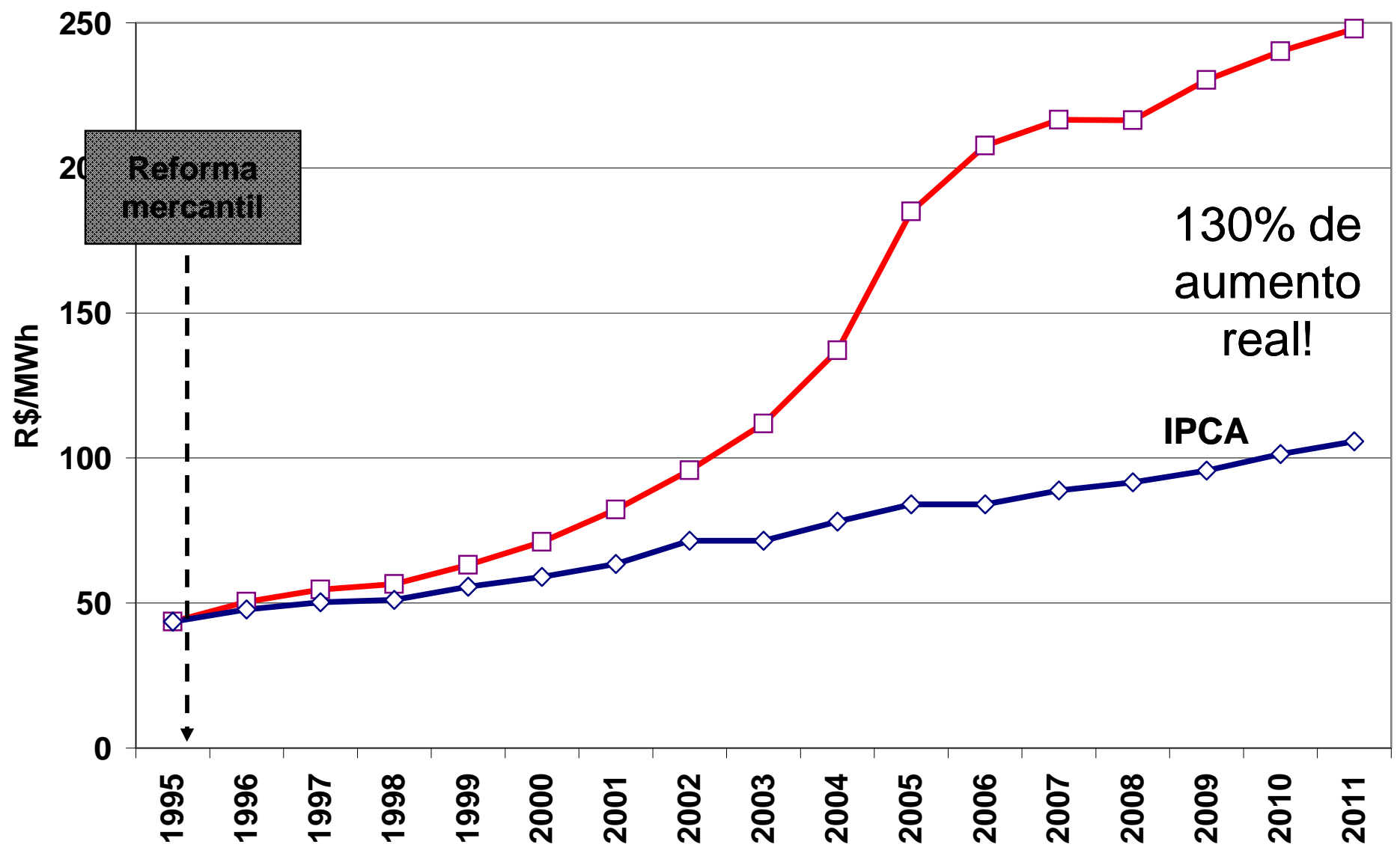
Subtotal F...  
Subtotal O...  
Após o vend...  
Valor de Esc...  
140,0...  
Tarifas em...  
sem impost...  
Base de Cál...  
Alíquota...  
Valor (já incl...)

DASTRAL  
de endereço  
seus dados  
os cadastrais  
Assim, você  
e que futuros  
ntiga unidade

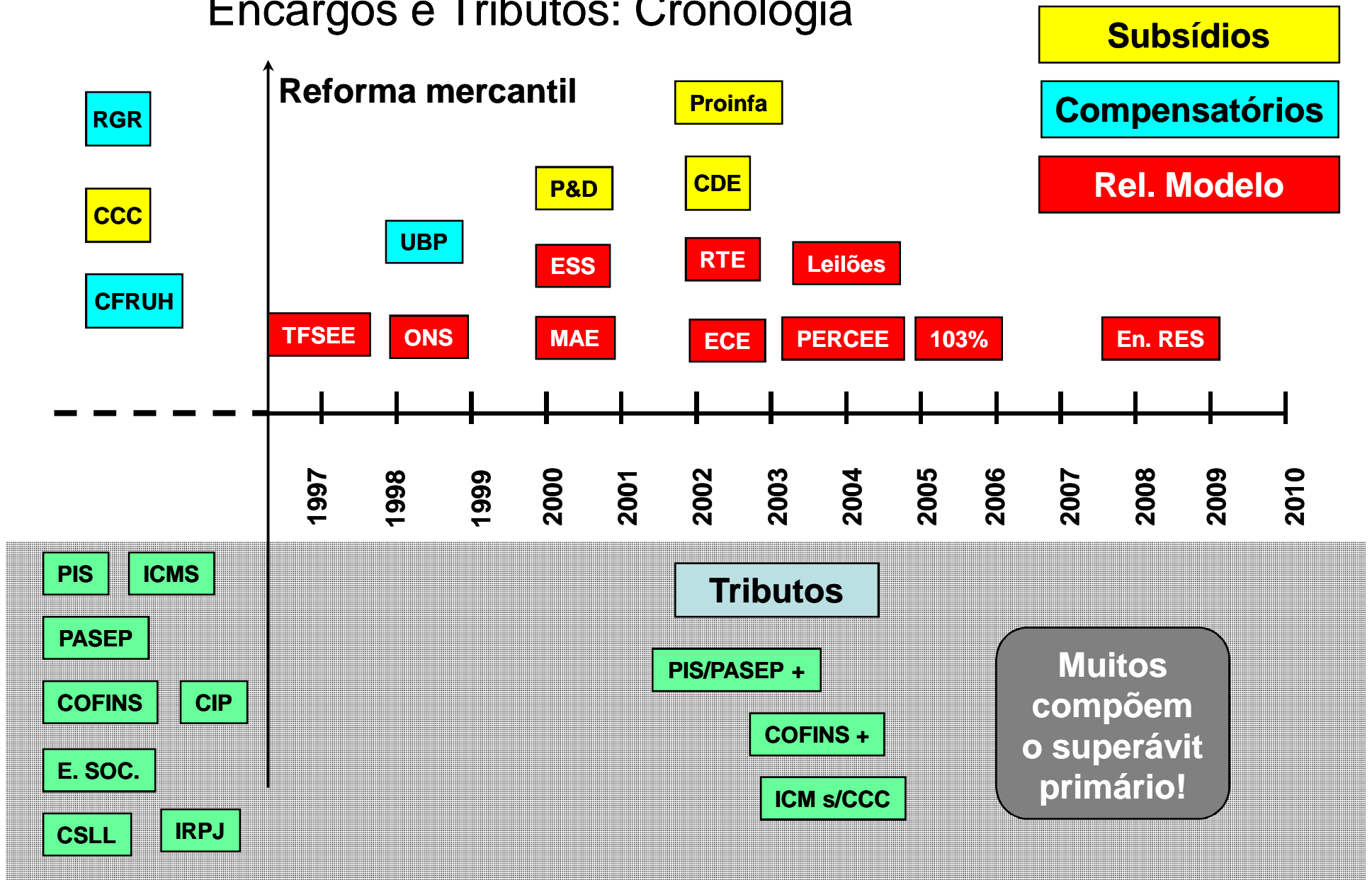
CONSUMO MÊS (R\$)  
Para sua segurança precisamos corrigir seus documentos em nosso cadastro. Favor acessar a agência virtual WWW.light.com.br, ligar gratuitamente para 0800-282-0120 ou dirigir-se a uma de nossas agências de atendimento. Para agilizar o seu atendimento favor ler em mãos CPF ou CNPJ, identidade ou inscrição estadual, e a conta de luz.

consumidora sejam cobrados de você.

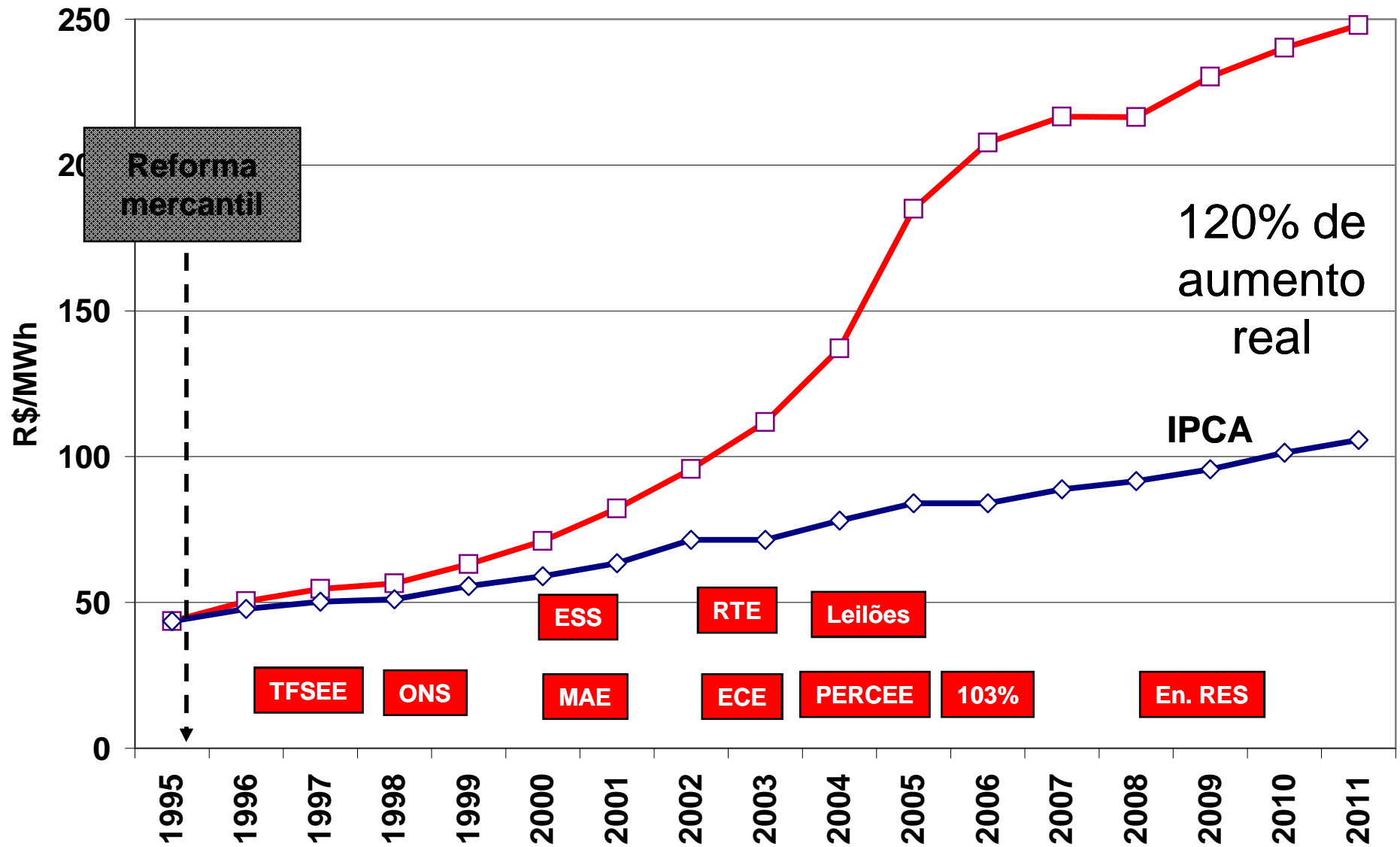
# Aumento tarifário da Indústria (cativo) 1995 - 2011



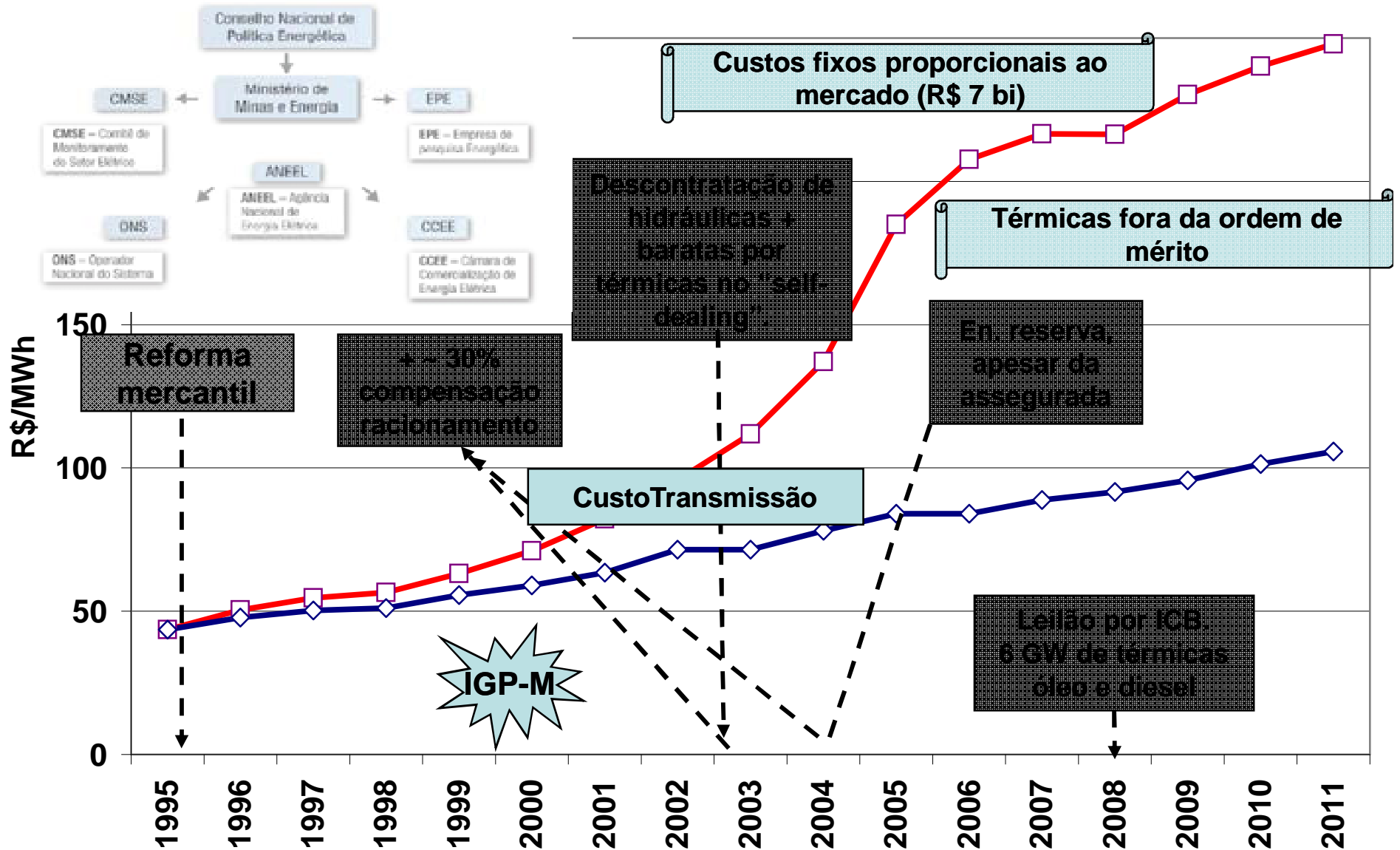
# Encargos e Tributos: Cronologia



# Encargos e aumento tarifário da Indústria 1995 - 2011



# O modelo e o aumento tarifário da Indústria 1995 – 2011



## Descontratação e self-dealing

Distribuidora	R\$/MWh descontratado	Empresa descontratada	R\$/MWh contratado	Empresa contratada (mesmo grupo)
AES Eletropaulo	78,30	CESP	109,94	AES Tietê
Light	76,03	FURNAS	133,19	Norte Fluminense
Coelba	54,33	CHESF	146,90	Termo Pernambuco
CPFL	63,05	CESP	113,54	CPFL Geração
COSERN	53,01	CHESF	135,27	Termo GCS
COELCE	54,70	CHESF	153,98	Termo Fortaleza
Algumas conseqüências da descontratação e do self-dealing.				

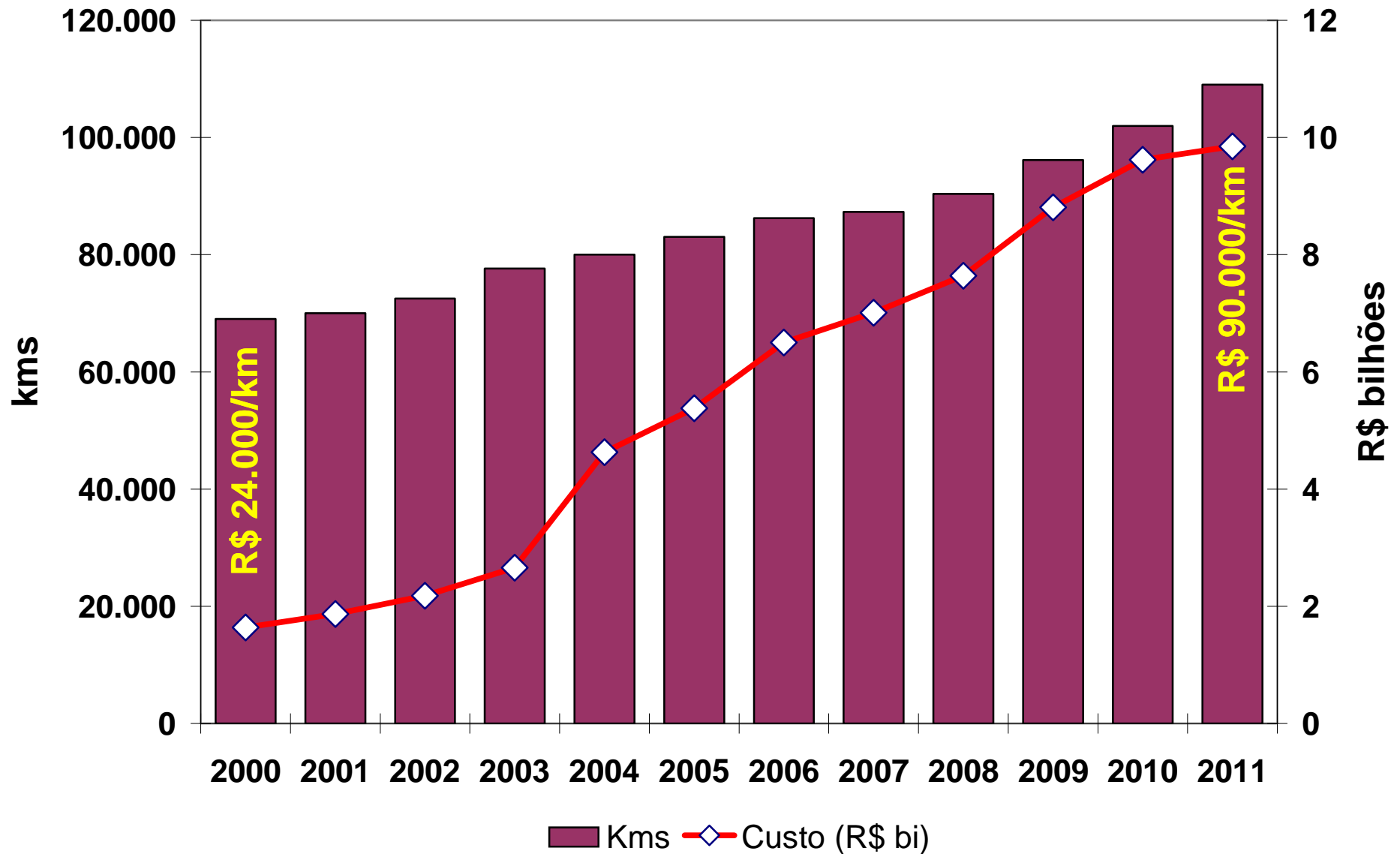
**+ 180%**

The diagram consists of a horizontal double-headed arrow. Above the arrow, the text '+ 180%' is written in red. Two vertical arrows point downwards from the top row of the table above to the ends of the horizontal arrow, indicating the comparison between the 'R\$/MWh descontratado' and 'R\$/MWh contratado' columns.

Fonte: Malogro no Setor Elétrico – C. A. Kirchner – edições SEESP



## O aumento do custo por km da rede básica (2000-2011)



Fontes: Caldwell M. L, UNB (2011) - Análise da remuneração e desempenho da rede básica. e ONS

# Campeãs da distribuição de dividendos

TABELA 2

Companhias com maior *dividend yield*\* nos últimos cinco anos

<b>Empresa</b>	<b>Setor</b>	<b><i>Dividend yield</i> médio</b>
Eletropaulo	Energia elétrica	19,4%
Brasmotor	Eletrodomésticos	17,9%
Whirlpool	Eletrodomésticos	15,8%
Celpe	Energia elétrica	15,3%
Elektro	Energia elétrica	14,1%
Coelce	Energia elétrica	13,1%
Taesá	Energia elétrica	13,0%
Light	Energia elétrica	13,0%
Sondotecnica	Construção	12,7%
Transmissão Paulista	Energia elétrica	12,2%
Cosern	Energia elétrica	12,0%
AES Tietê	Energia elétrica	11,9%

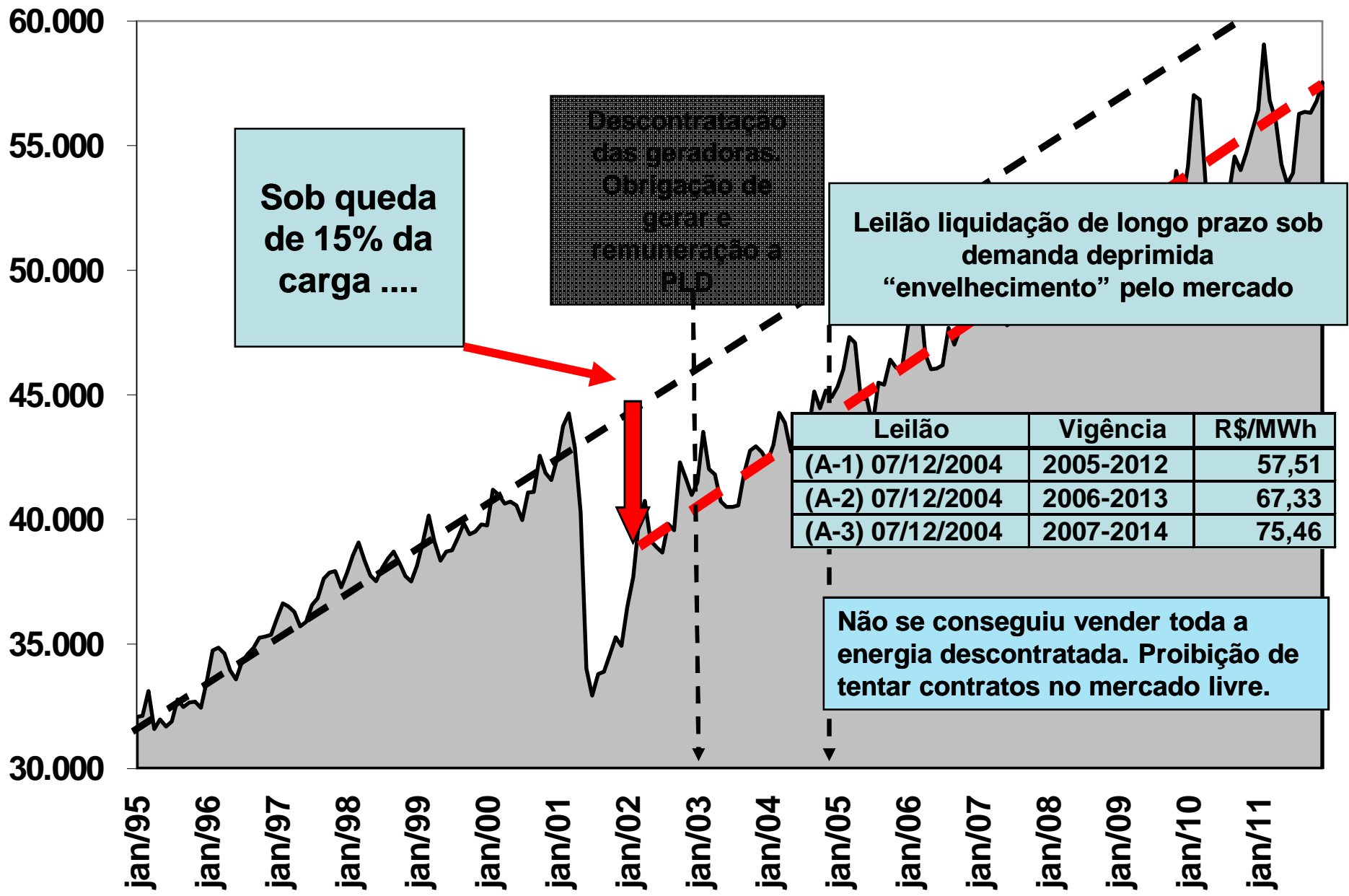
Fonte: Revista Exame, agosto 2011/

Elaboração: DIEESE – Subseção Eletricitários SC

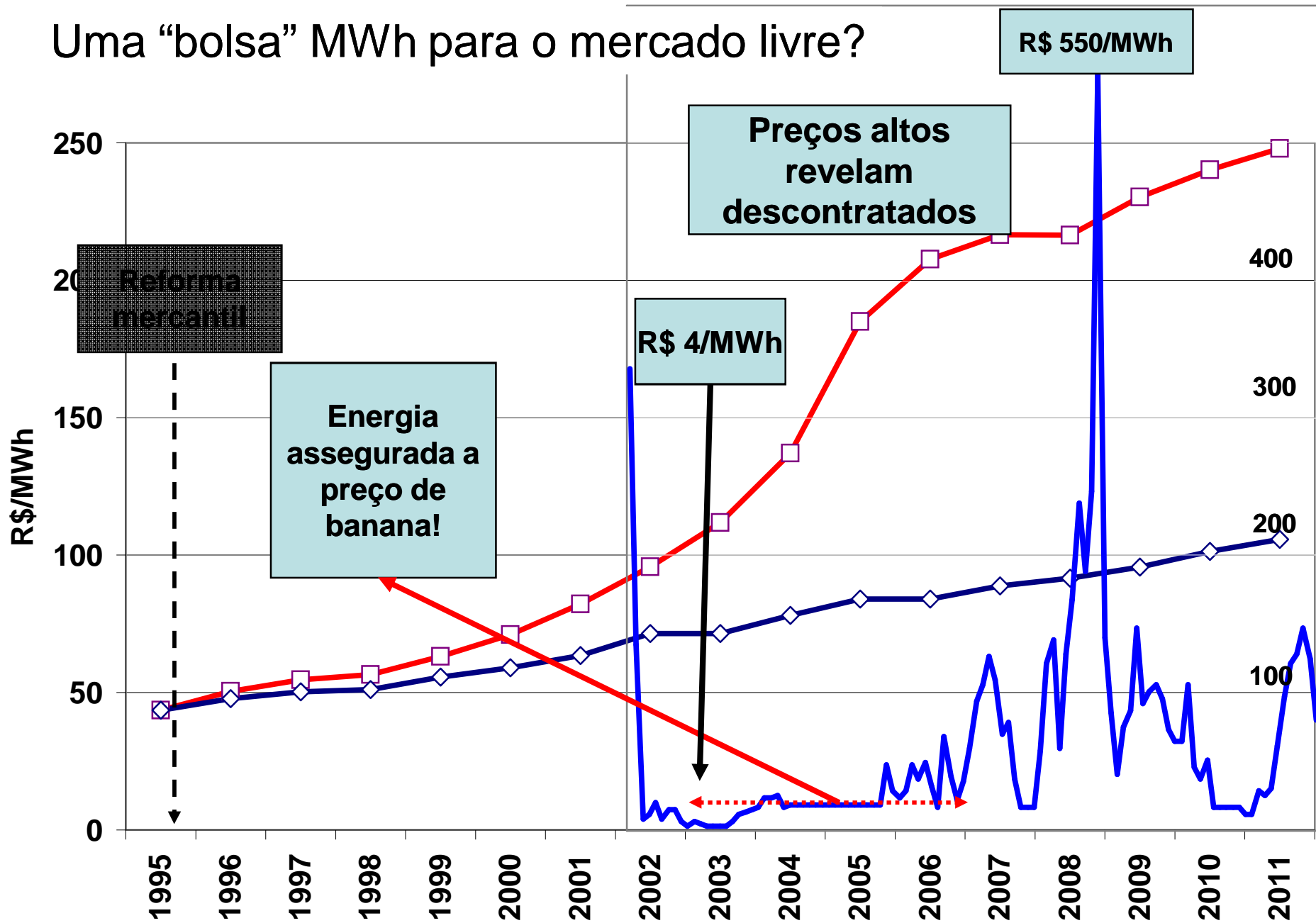
Nota: \* Indica o valor dos dividendos por ação, dividido pelo preço da ação

O uso das estatais não  
se iniciou agora....

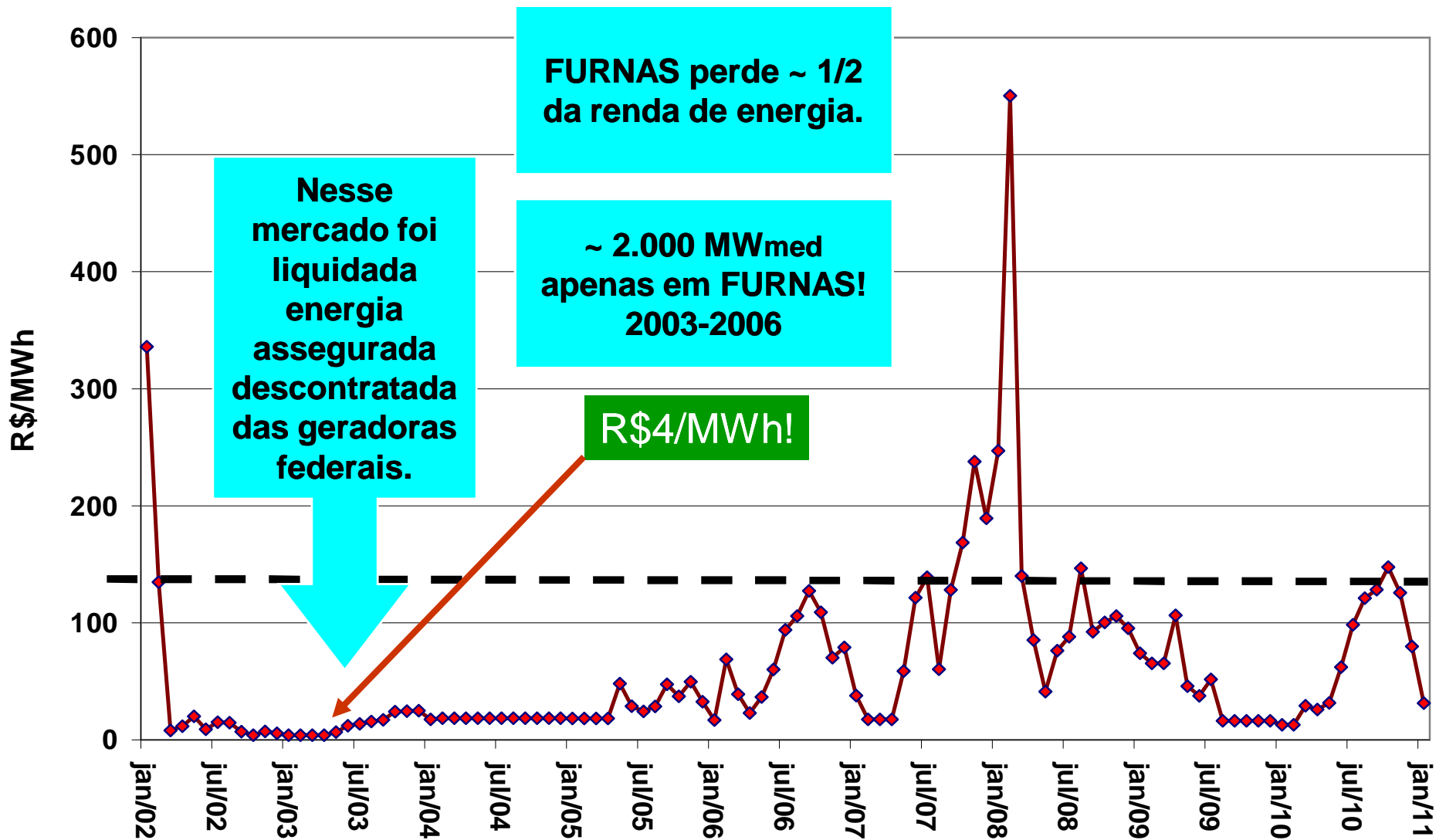
# Poderia ser pior! Leilão liquidação de longo prazo das estatais.



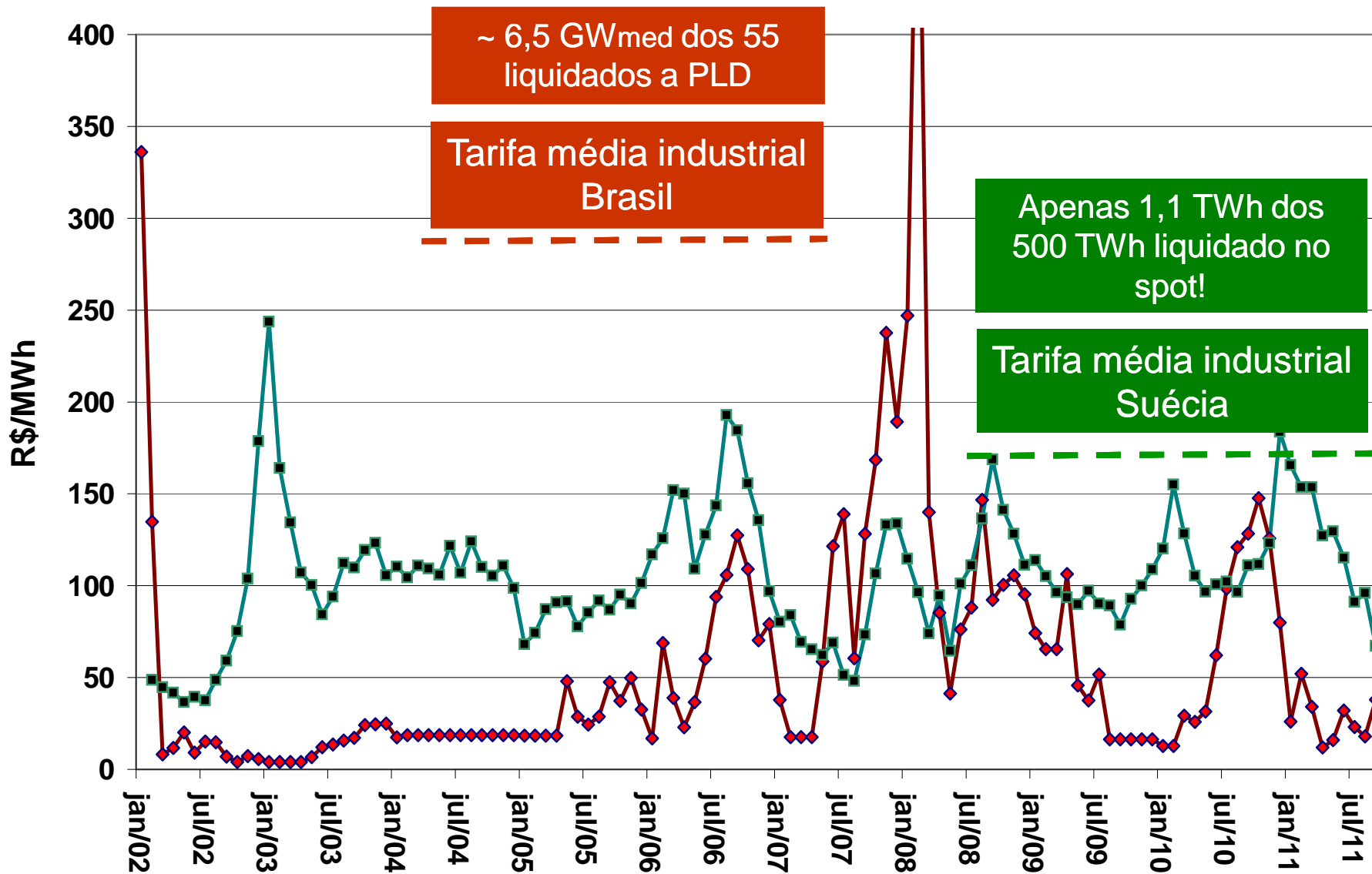
# Uma "bolsa" MWh para o mercado livre?



# A descontratação compulsória das estatais “irrigou” o mercado livre



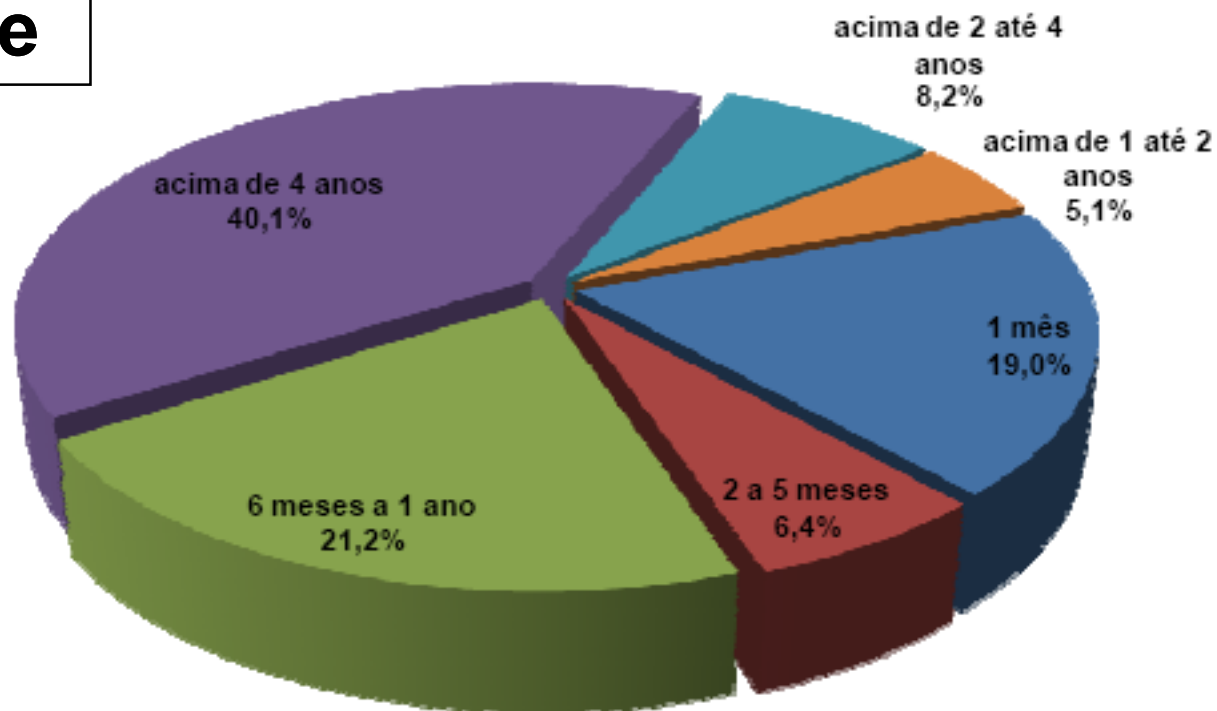
# Nordpool x PLD



Fonte: CCEE e nordpool.com

# Perfil do Mercado Livre

Volume de Contratos de Compra ACL\*



**Total do ACL**  
**~ 15.000 MW<sub>med</sub>**  
**~ 28% do total**

**PLD viés de preços baixos**

**46% de 15.000 MW < 1 ano.**

**12% da carga total < 1 ano**

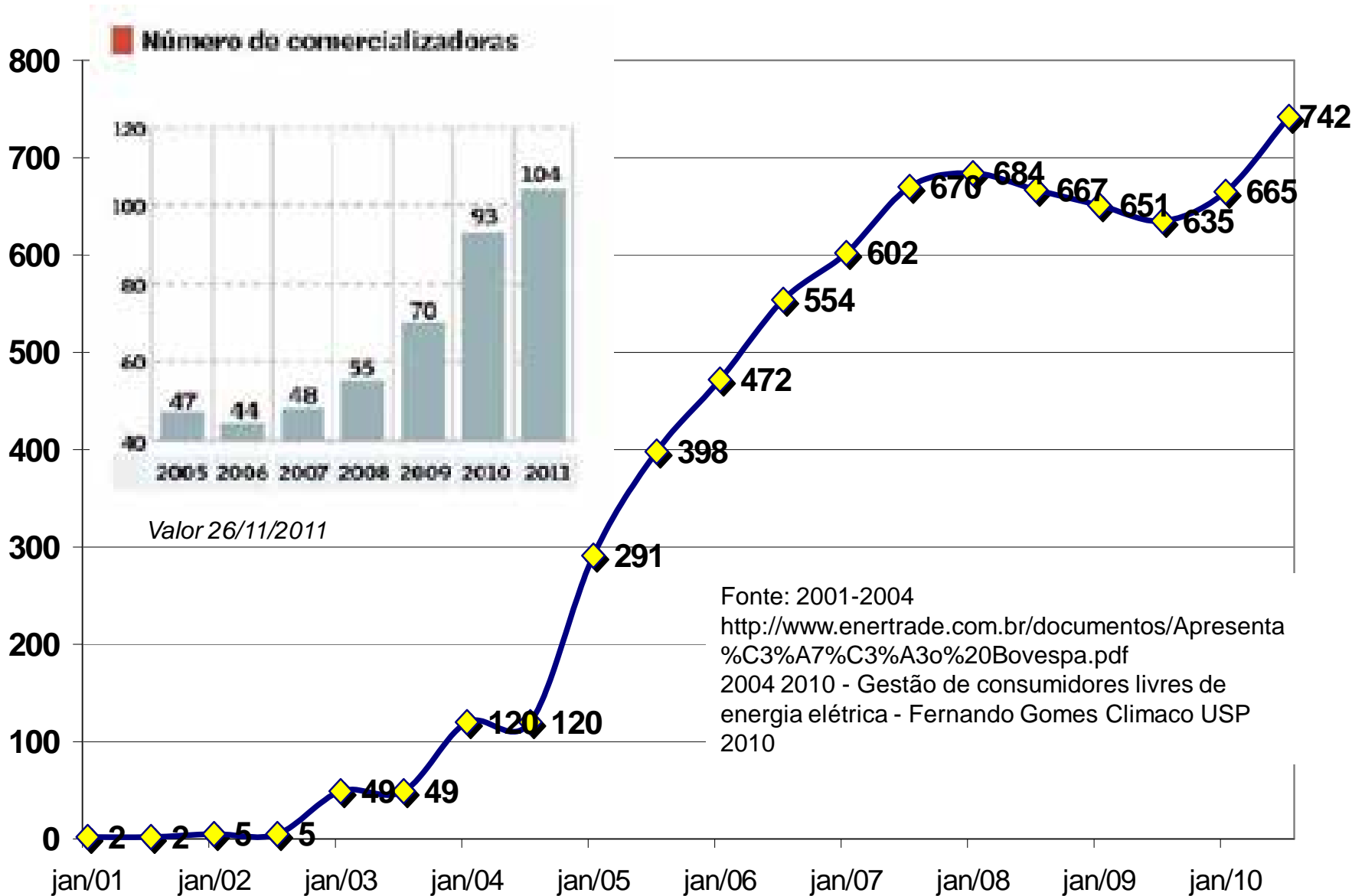
**19% de 15.000 MW<sub>med</sub> = mensal**

**6% da carga total = mensal**

Fonte:Info-mercado CCEE junho 2012



# A explosão do mercado livre ~ 28% do consumo total



**Uso recorrente das empresas estatais para promover políticas fora de suas alçadas.**

**Como, depois do racionamento, a demanda se reduziu cerca de 15%, o faturamento do setor se reduziu em cerca de **R\$ 16 bilhões/ano.****

**É evidente que, pelas políticas “tiro no pé” adotadas, **o governo resolveu absorver grande parte do prejuízo nas suas empresas.****

# Lei 8987/95 (Lei Geral das Concessões)

## DA EXTINÇÃO DA CONCESSÃO

Art. 35. Extingue-se a concessão por:

I - advento do termo contratual;

.....

§ 4o Nos casos previstos nos incisos I e II deste artigo, o poder concedente, antecipando-se à extinção da concessão, **procederá aos levantamentos e avaliações necessários à determinação dos montantes da indenização que será devida à concessionária**, na forma dos arts. 36 e 37 desta Lei.

~~Art. 36. A reversão no advento do termo contratual **far-se-á com a indenização das parcelas dos investimentos vinculados a bens reversíveis, ainda não amortizados ou depreciados**, que tenham sido realizados com o objetivo de garantir a continuidade e atualidade do serviço concedido.~~

~~Art. 37. Considera-se encampação a **retomada do serviço pelo poder concedente durante o prazo da concessão, por motivo de interesse público, mediante lei autorizativa específica e após prévio pagamento da indenização, na forma do artigo anterior.**~~

# Apresentação da MP 579 no MME



## Indenização dos Ativos

- **Valor Novo de Reposição**

### **Hidroelétrica de referência?**

Refere-se ao valor do bem novo de um ativo, idêntico ou similar ao avaliado (vem sendo utilizado nos processos de revisão tarifária das concessões de distribuição e de transmissão para a definição da base de sua remuneração).

- **Indenização das Concessões**

- O percentual não depreciado será aplicado ao valor novo de reposição

**Não há duas usinas iguais. Entretanto, o governo vai julgar as singularidades com uma usina virtual.**

# Bizarrices Brasileiras!

## O&M por decurso de prazo?

- A ascensão da conta do O&M à uma política de estado vem de um desconhecimento da vida de uma empresa de energia. **Não há como se separar investimento e O&M no dia a dia de uma concessionária!**
- O que o governo quer implantar no Brasil é o que nos Estados Unidos é chamado de "**Operational Leasing**". Lá, esse tipo de contrato é feito geralmente por prazos curtos e o "locatário", no nosso caso, o governo, continua responsável pela concessão, pois o contrato é **estritamente operacional.**

# Bizarrices Brasileiras!

## O&M como política de estado?

- A excentricidade da MP 579 é que o "leasing" americano **não atende a nenhum requisito de prorrogação de concessão** e posse de ativos, como está sendo pretendido aqui.
- Isso vai criar uma **burocracia infernal** junto a ANEEL quando for necessário aprovar um investimento, tipo um banco de capacitores ou um transformador.



## IMPACTO TARIFÁRIO DA RENOVAÇÃO DAS CONCESSÕES

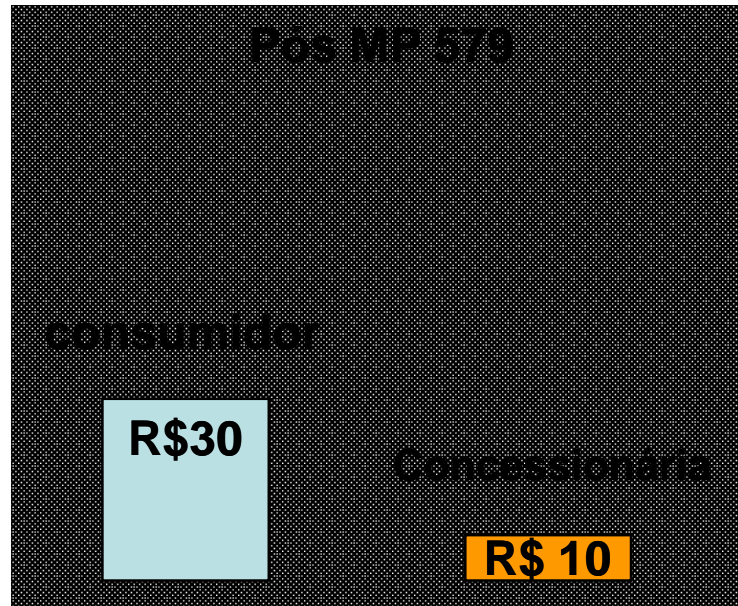
R\$/MWh	Descrição
9,2	(+) O&M (Fixo e Variável)
2,7	O&M Fixo
4,7	O&M Variável
1,8	Seguros
6,3	(+) Encargos Setoriais (P&D, TFSEE e CFURH)*
11,7	(+) TUST
<b>27,3</b>	<b>(=) Custo antes de impostos</b>
2,8	(+) PIS/COFINS (9,25%)
<b>30,1</b>	<b>(=) Custo após impostos</b>

**R\$ 9,2/MWh!**

# Uma hipótese sobre a redução associada às usinas.

Preço médio dos contratos definidos no leilão de 2004 = R\$ 90/MWh (aceitando o cálculo da FIESP)

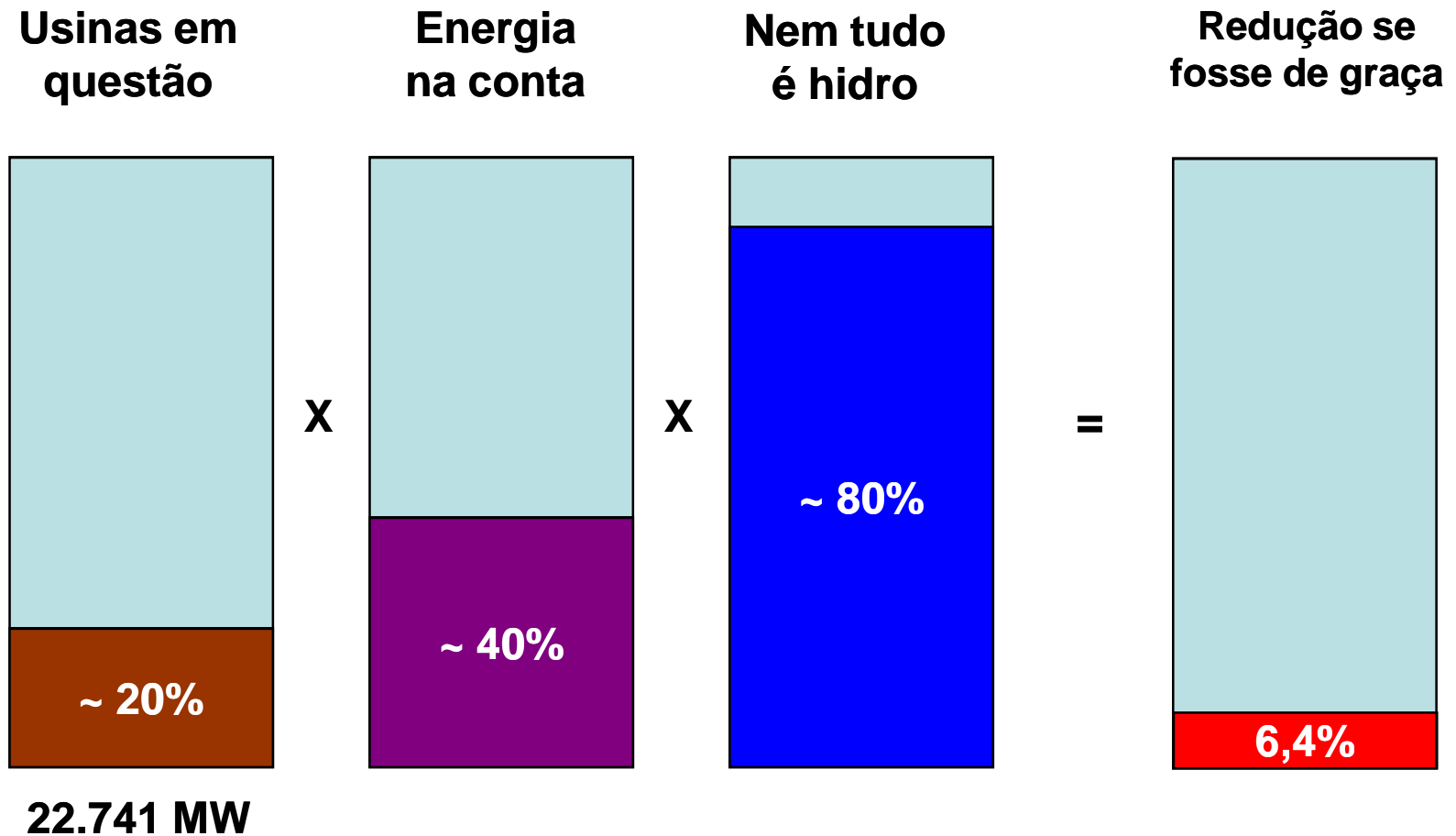
Preço médio de O&M = R\$ 10/MWh (média)  
(para o consumidor R\$ 30/MWh, pois há custos repassados)



Redução de 66,7% para o consumidor



# “Muito barulho por quase nada”



**Redução final  $66,7\% \times 6,4\% = 4,2\%$ !**

## Os gastos de Operação e Manutenção de uma Usina Hidroelétrica dependem de:

1. Capacidade Instalada
2. Geração
3. Número de máquinas
4. Tipo de Turbina
5. Automação
6. Regime de operação
7. Variáveis ambientais
8. Restrições de Operação



A ANEEL “simplificou”  
adotando apenas 2  
variáveis

Além do reducionismo do problema, a ANEEL retira do concessionário a responsabilidade pela qualidade, uma vez que afirma na Nota Técnica no 385/2012-SER/SRG/ANEEL.

“17. A utilização de uma função custo para a definição de custos operacionais possui uma vantagem central, que é desassociar os custos praticados por cada empresa dos custos regulatórios.”

## Nota Técnica nº 385/2012-SER/SRG/ANEEL

23. A definição dos custos operacionais a ser considerado na tarifa de geração .....pode ser feita de ta forma que reflita um padrão de eficiência definido pelo Poder Concedente. Para tanto, é preciso....., estimar uma função custo operacional. Essa função deve se basear **no "produto" da atividade geração** e nas características de cada usina... a principal variável é sua **Capacidade Instalada**. Um maior **Fator de Capacidade** pode estar associado a uma maior utilização das maquinas da usina.

A forma funcional que propomos é a seguinte<sup>3</sup>:

$$O\&M = e^{\alpha} CI^{\alpha} FP^{\beta}$$

Onde,

$O\&M$  = Custos Operacionais

$CI$  = Capacidade Instalada

$FP$  = Fator de Potência

$e^{\alpha}$  = Constante

**Erro revelador da pressa. Na realidade, FC e não FP**


**Erro revelador do desconhecimento do sistema brasileiro:**

**Geração Média Hidro > Garantia Física x 8760**



**Levelized Cost of New Generation Resources  
 in the Annual Energy Outlook 2012**

Plant Type	Capacity Factor (%)	Levelized Capital Cost	Fixed O&M	variable O&M (including fuel)	Transmission Investment	Total System Levelized Cost
<b>Dispatchable Technologies</b>						
Conventional Coal	85	64,9	4	27,5	1,2	97,7
Advanced Coal	85	74,1	6,6	29,1	1,2	110,9
Advanced Coal with CCS	85	91,8	9,3	36,4	1,2	138,8
<b>Natural Gas-fired</b>						
Conventional Combined Cycle	87	17,2	1,9	45,8	1,2	66,1
Advanced Combined Cycle	87	17,5	1,9	42,4	1,2	63,1
Advanced CC with CCS	87	34,3	4	50,6	1,2	90,1
Conventional Combustion Turbine	30	45,3	2,7	76,4	3,6	127,9
Advanced Combustion Turbine	30	31	2,6	64,7	3,6	101,8
Advanced Nuclear	90	87,5	11,3	11,6	1,1	111,4
Geothermal	91	75,1	11,9	9,6	1,5	98,2
Biomass	83	56	13,8	44,3	1,3	115,4
<b>Non-Dispatchable Technologies</b>						
Wind	33	82,5	9,8	0	3,8	96
Solar PV <sub>1</sub>	25	140,7	7,7	0	4,3	152,7
Solar Thermal	20	195,6	40,1	0	6,3	242
Hydro <sub>2</sub>	53	76,9	4	6	2,1	88,9

  
**US\$ 10/MWh**

# Furnas e Chesf, as grandes vítimas

# FURNAS

Usinas	Concessão	MW	Part	En. Asseg.
UHE Marimbondo	2017	1.440	1.440	726
UHE Porto Colômbia	2017	320	320	185
UHE Estreito	2015	1.050	1.050	495
UHE Funil	2015	216	216	121
UHE Furnas	2015	1.216	1.216	598
UHE Corumbá I (*)	2014	375	375	209
UTE Santa Cruz	2015	932	932	733
UTE Campos	2027	30	30	21
UHE Itumbiara	2020	2.082	2.082	1.015
UHE Mascarenhas	2023	476	476	295
UHE Manso (70%)	2035	212	148	64
UHE Peixe Angical (40%)	2036	452	181	108
UHE Baguari (15%)	2041	140	21	12
UHE Serra do Facão (49%)	2036	212	104	89
UHE Foz do Chapecó (40%)	2036	855	342	173
UHE Retiro Baixo (49%)	2041	82	40	20
UHE Serra da Mesa (48,46%)	2011	1.275	620	326
		11.365	9.593	5.190

**45%** da garantia física sob os critérios da MP 579

Tarifa média de **R\$ 5,12/MWh** (segundo o MME já inclui 10% de remuneração)

# CHESF

CONCESSÕES / PERMISSÕES	Rio	Capacidade Instalada (MW)	Garantia Física	Capacidade em 2011 (MW médio/ano)	Data da Concessão / Permissão	Data de Vencimento
<b>Hidrelétricas</b>						
Paulo Afonso I	São Francisco	180,001		61,666	03/10/1945	02/10/2015
Paulo Afonso II	São Francisco	443		45,551	03/10/1945	02/10/2015
Paulo Afonso III	São Francisco	794,2		334,334	03/10/1945	02/10/2015
Paulo Afonso IV	São Francisco	2.462,40	1.231	1.364,38	03/10/1945	02/10/2015
Moxotó	São Francisco	400	2.225	110,171	03/10/1945	02/10/2015
Itaparica	São Francisco	1.479,60	959	884,035	03/10/1945	03/10/2015
Xingó	São Francisco	3.162,00	2.139	2.131,90	03/10/1945	02/10/2015
Piloto	São Francisco	2	1	-	16/02/1949	07/07/2015
Araras	Acaraú	4	2	-	29/08/1958	07/07/2015
Funil	de Contas	30	16	6,521	25/08/1961	07/07/2015
Pedra	de Contas	20,007	7	1,214	25/08/1961	07/07/2015
Boa Esperança	Parnaíba	237,3	143	151,326	11/10/1965	10/10/2015
Sobradinho	São Francisco	1.050,30	531	461,427	10/02/1972	09/02/2022
Curemas	Piencó	3,52	2	1,207	26/11/1974	25/11/2024
<b>Termelétrica</b>						
Camaçari	-	346,803		1,439	11/08/1977	10/08/2027
<b>Total</b>		<b>10.615</b>	<b>7.486</b>	<b>5.555</b>		

**86%** da garantia física da CHESF atingida pela MP 579

Tarifa média pós MP **R\$ 4,07/MWh.**

# Uma avaliação sobre o impacto em FURNAS

Faturamento com energia em 2011 ~ **R\$ 4,8 bi.**

Receita da Transmissão em 2011 ~ **R\$ 2,1 bi.**

Estimativa do novo faturamento em energia com 45% remunerados a O&M (R\$ 5,12/MWh) ~ **R\$ 2,3 bi** – Perda de **R\$ 2,5 bi/ano**

Transmissão – 70% de redução na receita – R\$ 2,1 bi – R\$ 629 mi. Perda de R\$ **1,5 bi/ano.**

Receita total em 2011 **R\$ 6,9 bi**.....em 2013 **R\$ 2,9 bi.** ( redução de 58%)

**Perda total = R\$ 4 bi**



# Uma avaliação sobre o impacto na CHESF

Faturamento com energia em 2011 ~ R\$ 4,1 bi.

Receita da Transmissão em 2011 ~ R\$ 1,1 bi.

Estimativa do novo faturamento em energia com 86% remunerados a O&M (R\$ 4,07/MWh) ~ R\$ 0,78 bi – Perda de R\$ 3,3 bi/ano

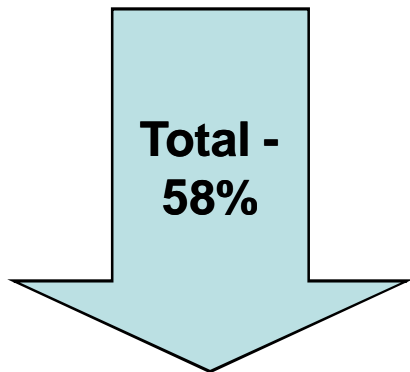
Transmissão – 70% de redução na receita – R\$ 1,1 bi – R\$ 0,5 bi.  
Perda de R\$ 0,6 bi/ano.

Receita total em 2011 R\$ 5,2 bi.....em 2013 R\$ 1,2 bi. ( redução de 76%)

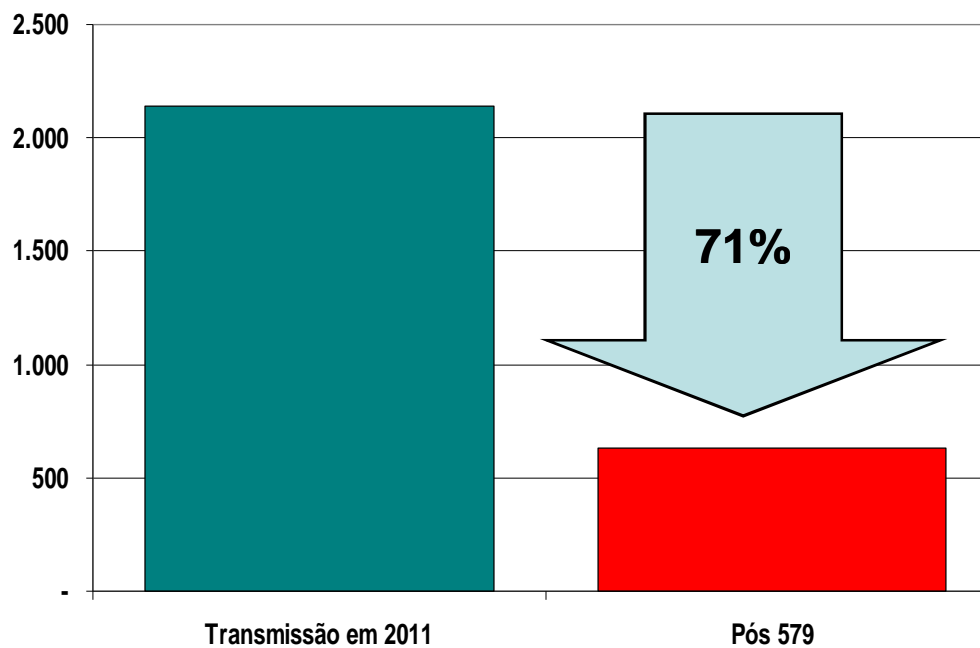
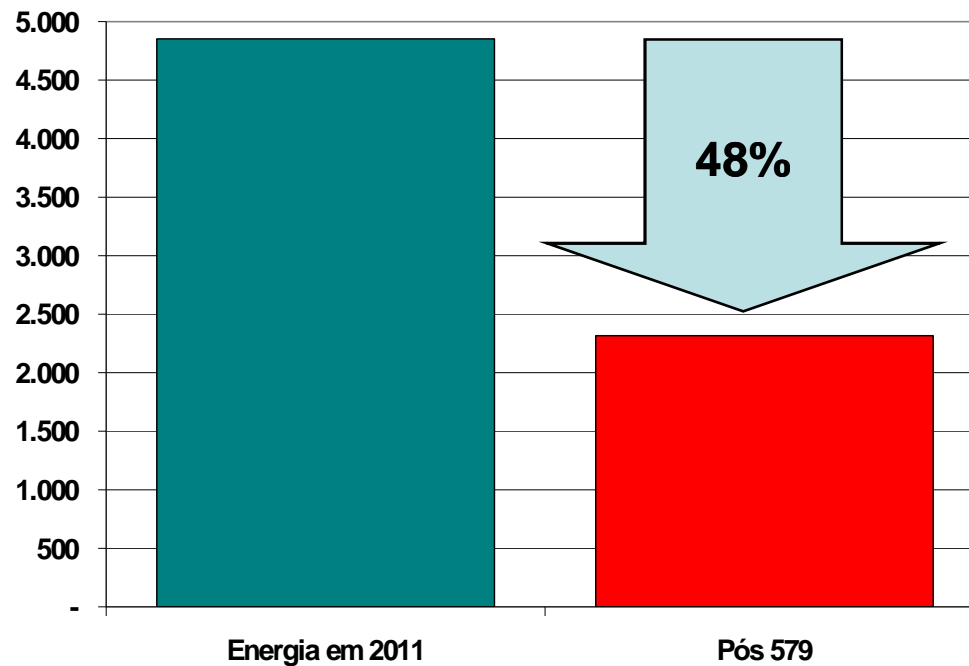
**Perda total = R\$ 4bi**

# FURNAS

## Energia

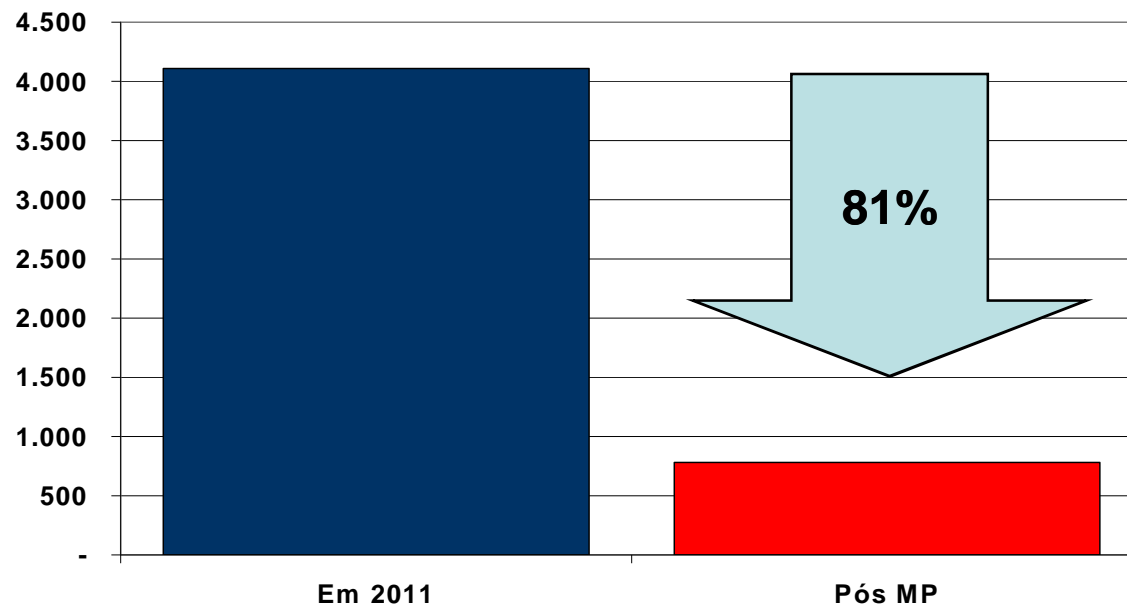
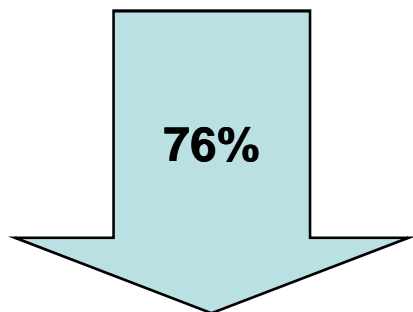


## Transmissão

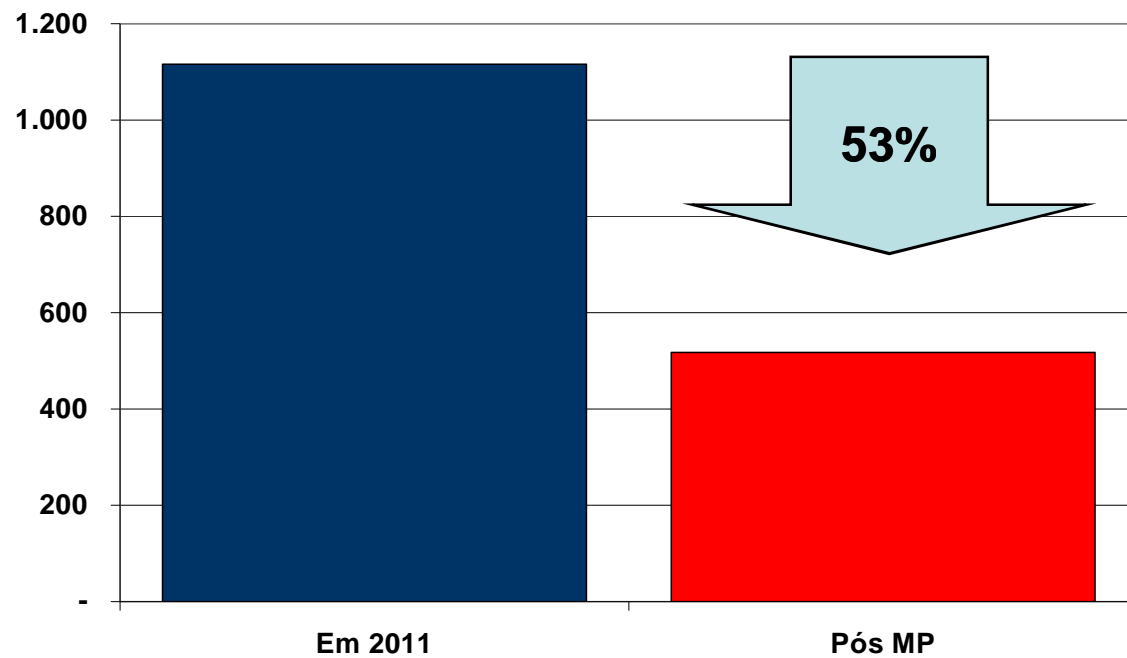


# CHESF

## Energia



## Transmissão





Quadro 5 - Nova Receita – R\$/milhões

Empresas	Ativos Afetados	Atual	MP579	Diferença	Redução
Chesf	Geração	5.015,0	1.077,9	-3.937,1	-78,5%
	Transmissão	1.438,0	590,6	-847,4	-58,9%
	<b>Total</b>	<b>6.453,0</b>	<b>1.668,5</b>	<b>-4.784,5</b>	<b>-74,1%</b>
Furnas	Geração	1.626,9	596,7	-1.030,2	-63,3%
	Transmissão	2.247,2	694,0	-1.553,2	-69,1%
	<b>Total</b>	<b>3.874,1</b>	<b>1.290,7</b>	<b>-2.583,4</b>	<b>-66,7%</b>
Eletronorte	Geração	56,0	18,4	-37,6	-67,2%
	Transmissão	1.156,0	307,8	-848,2	-73,4%
	<b>Total</b>	<b>1.212,0</b>	<b>326,2</b>	<b>-885,8</b>	<b>-73,1%</b>
Eletrosul	Transmissão	896,2	447,5	-448,7	-50,1%
Impacto	Geração	6.697,9	1.693,0	-5.004,9	-74,7%
Eletrobras	Transmissão	5.737,4	2.039,9	-7.777,3	-64,4%
<b>Total</b>		<b>12.435,3*</b>	<b>3.732,9**</b>	<b>-8.702,4</b>	<b>-70,0%</b>

\* Valor do Regime anterior à MP-579 válido até o término das concessões

\*\*É o valor base, válido por 30 anos, conforme MP-579

**Rasgam-se balanços e registros contábeis anteriores! Mesmo os de empresas não envolvidas. A direção reconhece a “perda do ativo” de R\$ 17 bi.**

## Eletrobras

### II - VALOR DA INDENIZAÇÃO

O Quadro 4 abaixo resume o valor das indenizações estabelecidas pelo MME, no total de R\$ 14.040 milhões, sendo R\$ 5.897 milhões (19,2%) para as usinas hidrelétricas e R\$ 8.133 milhões (80,8%) para as instalações de transmissão.

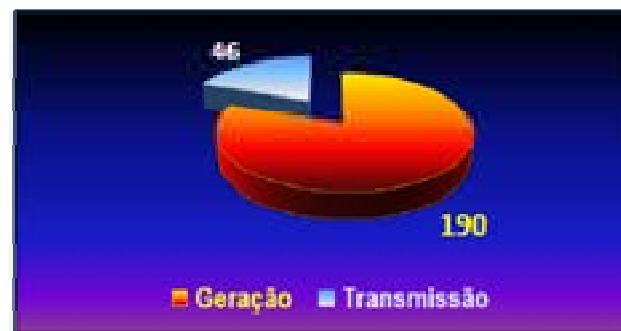
Quadro 4 - Valores Contábeis e de Indenização e Contábeis – R\$/milhões

Empresas	Geração		Transmissão		Total	
	Valor Contábil	Indenização	Valor Contábil	Indenização	Valor Contábil	Indenização
Chesf	9.571	5.130	5.206	1.587	14.777	6.717
Furnas	3.543	731	6.858	2.878	10.401	3.608
Eletronorte	112	36	4.568	1.682	4.680	1.718
Eletrosul	0	0	1.959	1.986	1.959	1.986
<b>Total</b>	<b>13.226</b>	<b>5.897</b>	<b>18.590</b>	<b>8.133</b>	<b>31.817</b>	<b>14.030</b>

# Plano Decenal de Expansão de Energia 2020

## Energia ELÉTRICA

Quadro A	Investimentos Previstos (2010 a 2020) TOTAL		
	Composição	(R\$ bilhões)	%
	Total	236	100,0%
	Geração	190	80,5%
Transmissão	46	19,5%	



Quadro B	Investimentos Previstos (2010 a 2020) Licitados		
	Composição	(R\$ bilhões)	%
	Total	129	100,0%
	Geração	100	77,5%
Transmissão	29	22,5%	



Quadro C	Investimentos Previstos (2010 a 2020) Não Licitados		
	Composição	(R\$ bilhões)	%
	Total	107	100,0%
	Geração	90	84,1%
Transmissão	17	15,9%	



Fonte: EPE - Plano Decenal de Expansão de Energia 2020; pág. 293.

Nota 1: Taxa de Câmbio R\$/US\$ = 1,69

## **Plano Decenal de Expansão de Energia 2020**

**Nota 2:** No Quadro B estão considerados, dentre outros, os seguintes empreendimentos de geração licitados:

I - UHE Jirau - **R\$ 10 bilhões - ELETROBRAS participa com 40%.**

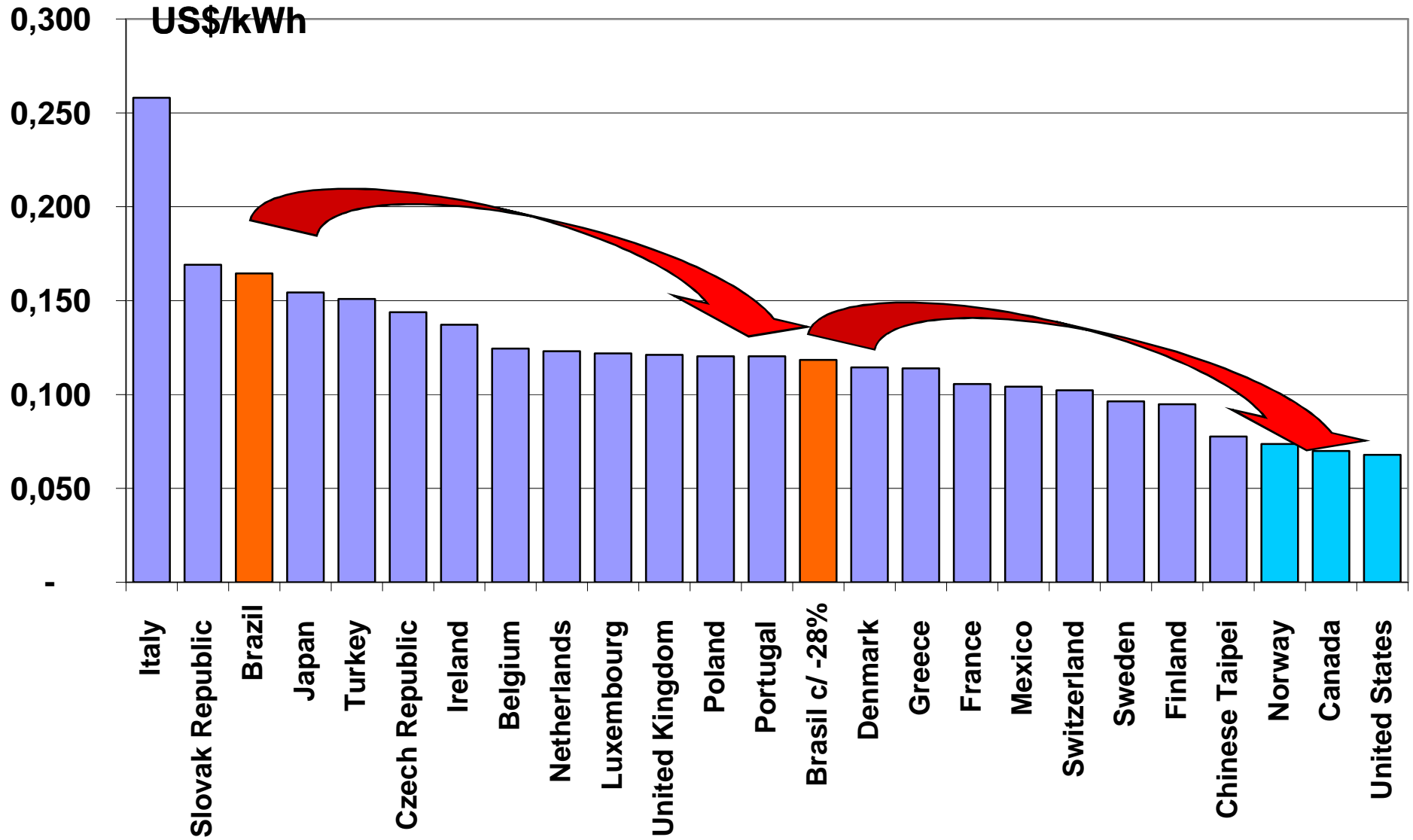
II - UHE Santo Antônio - **R\$ 15,1 bilhões - FURNAS participa com 39% e CEMIG com 10%.**

III - UHE Teles Pires - **R\$ 4 bilhões - ELETROBRAS participa com 49%.**

IV - UHE Belo Monte - **R\$ 25 bilhões - ELETROBRAS participa com 50% .**

**Nota 3:** Em síntese, só nesses empreendimentos listados na Nota 2 acima, **que totalizam R\$ 54,1 bilhões, a ELETROBRAS já participa com R\$ 24,4 bilhões e a CEMIG com R\$ 1,51 bilhão.**

# Key World Energy Statistics – IEA - 2011





## **Modelo mercantil inglês criou custos**

**“Na Inglaterra, o custo adicional de simplesmente desenvolver e efetivar o novo mercado por atacado de energia **nos primeiros anos atingiu 726 milhões de libras (aproximadamente US\$ 1,4 bilhões)****

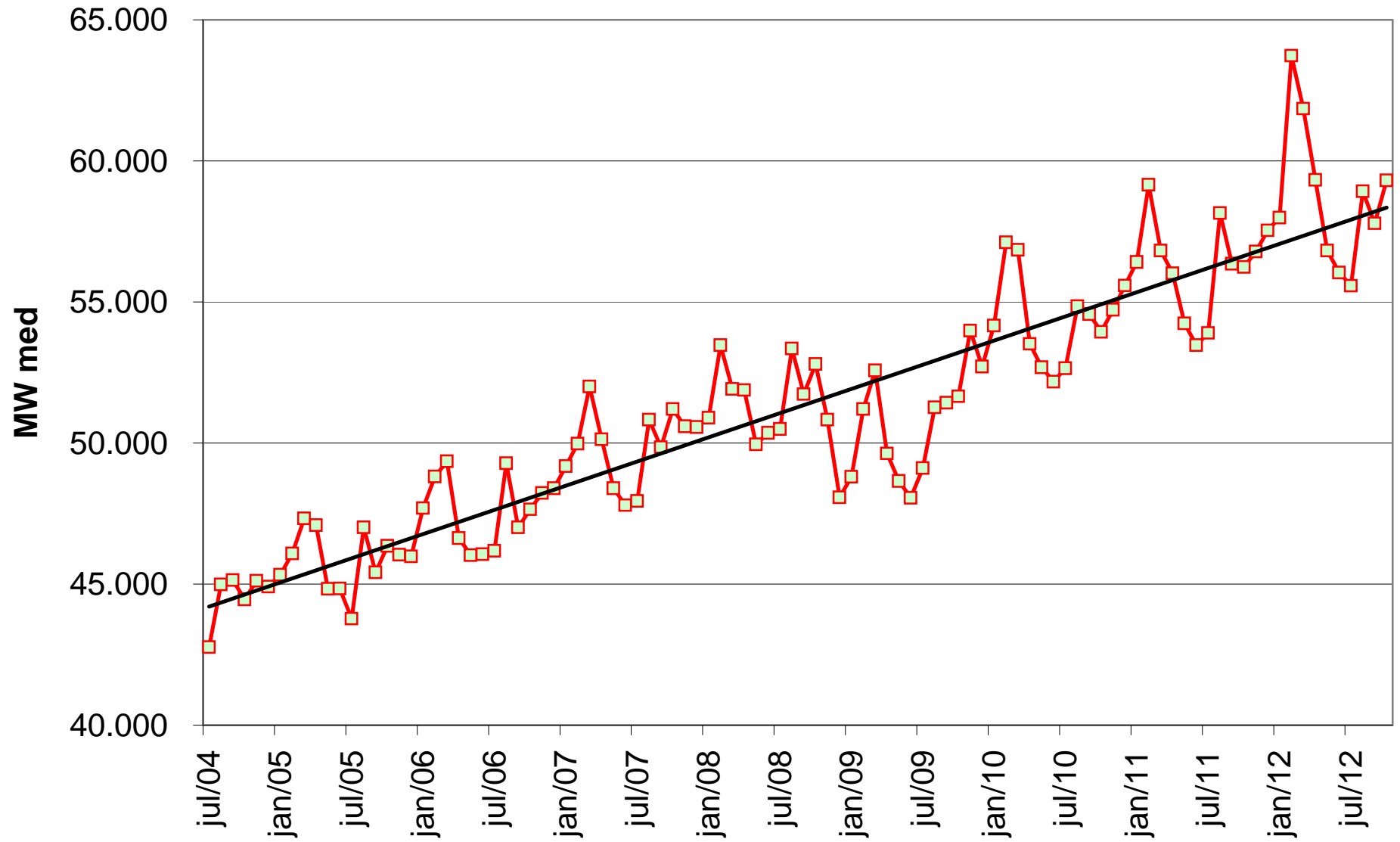
.....

**“A indústria elétrica, por sua vez, despendeu bem mais, uma vez que as **empresas tiveram que instalar sistemas computacionais complexos e terminais de negociação somente para participar do mercado.**”**

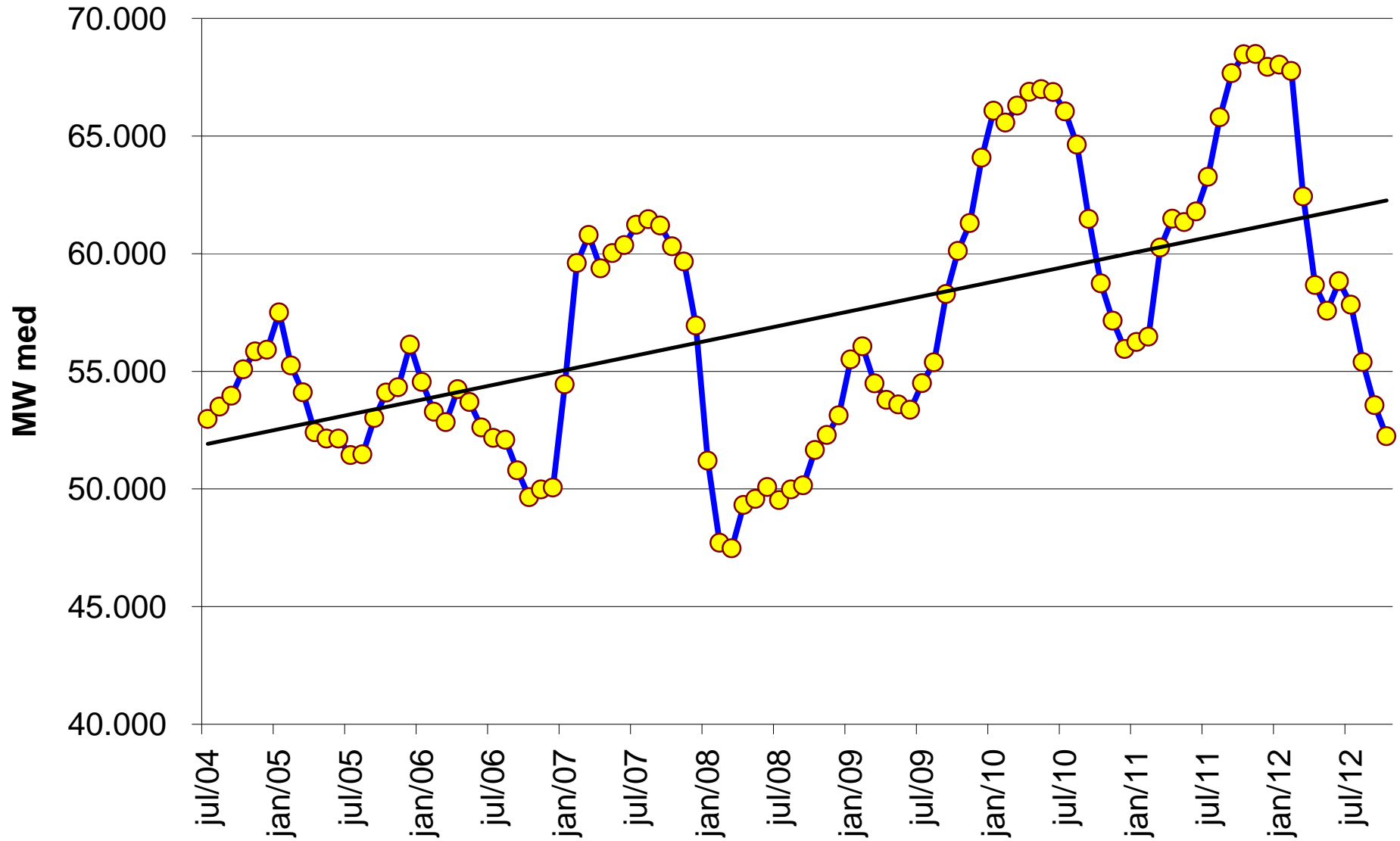
**“Assim, **longe de simplificar a tarifação de energia elétrica e eliminar regulamentação, mais regras e regulamentações, antes inexistentes,** foram criadas e implementadas desde que se iniciou o processo de reestruturação da indústria de energia elétrica, e, mais ainda, **estão sendo diariamente modificadas.**”**

....enquanto isso...

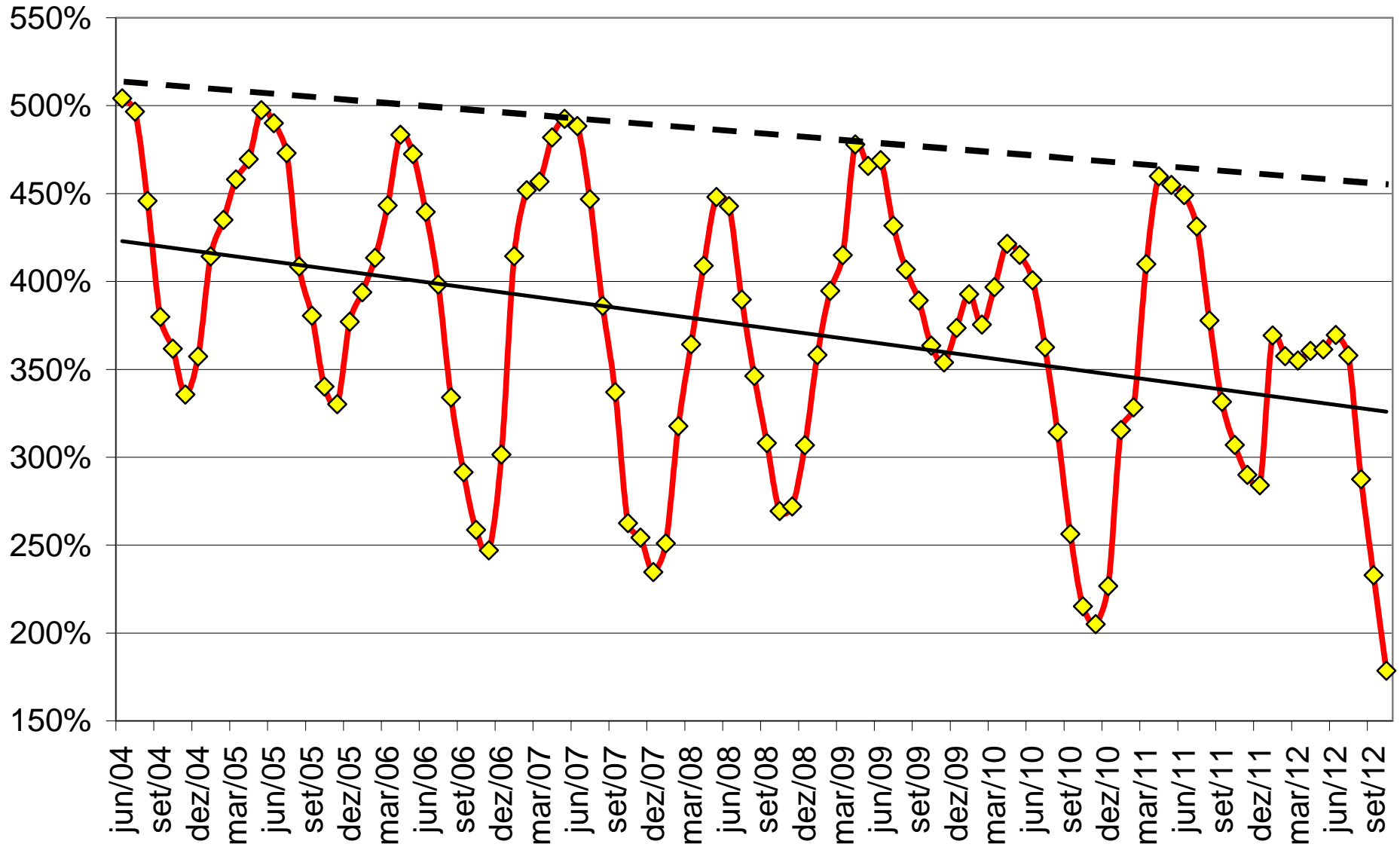
# Carga



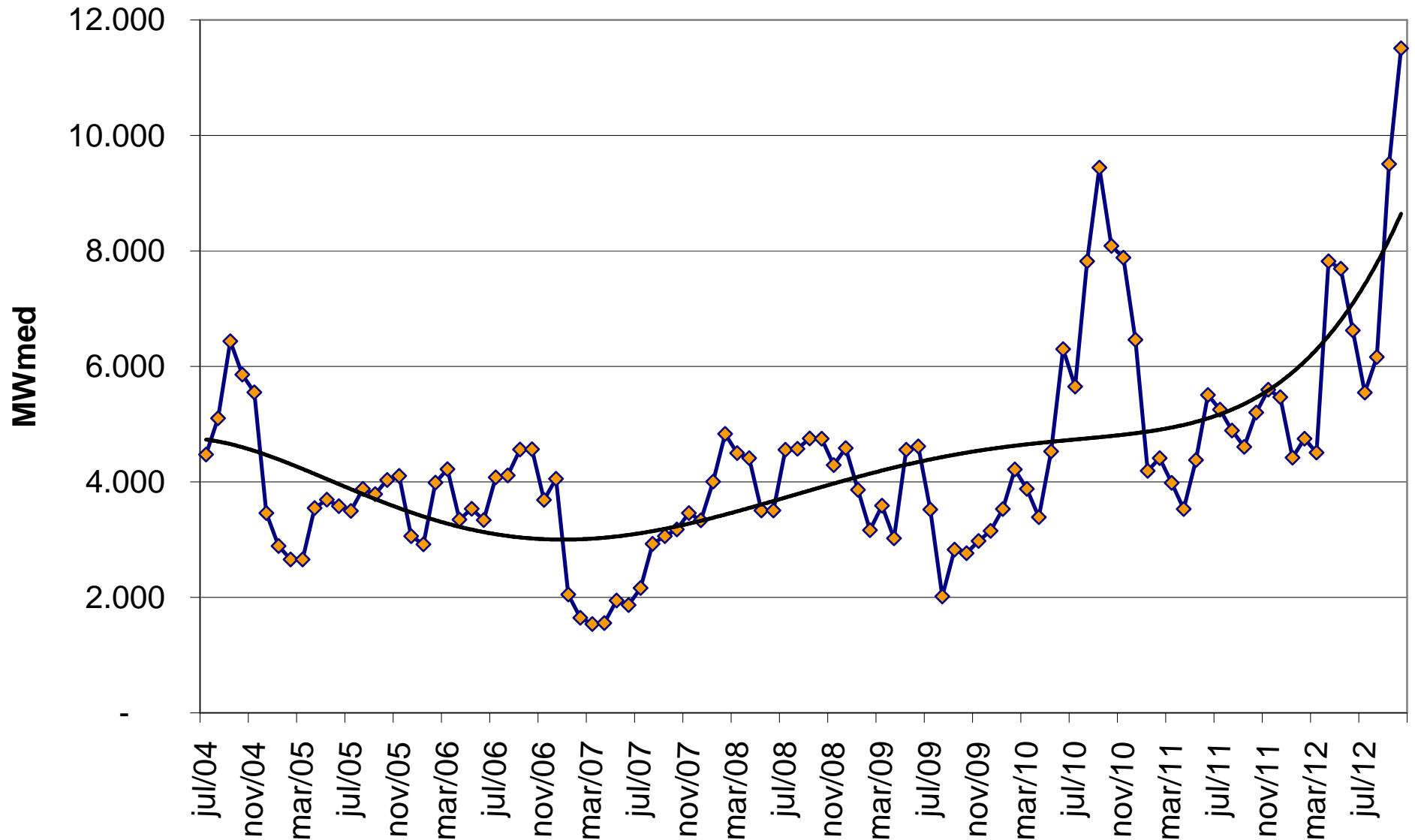
# Energia Natural Afluenta



# Energia Armazenada/Carga



# Geração Térmica





## **Desmonte desnecessário do Palácio do Monroe:**

**Erros de planejamento,  
avaliações incompletas do  
impacto do metrô.  
desvalorização de história.**

**A sociedade precisa ser  
informada das opções que  
estão sendo tomadas.**

Grato pela atenção

Roberto Pereira d'Araujo  
roberto@ilumina.org.br