



# Avaliação das Condições de Atendimento Energético do SIN

Mario Fernando de Melo Santos  
Diretor Geral

**FEIRA INTERNACIONAL DA INDÚSTRIA  
ELÉTRICA E ELETRÔNICA  
Minas Gerais**

**abinee**

**sinaees**

- ◆ **As características peculiares do Sistema Interligado Nacional – SIN são determinantes na definição de metodologias para avaliação das condições de atendimento**
- ◆ **Para efeito de contextualização, serão descritas essas características, destacando:**
  - **Predominância da hidroeletricidade e conseqüente variabilidade da oferta**
  - **Interdependência operativa em sistema de múltiplos proprietários da Geração e da Transmissão**
  - **Papel especial da rede básica de transmissão de integração**
  - **Sistema concebido e operado de forma integrada: exploração de ganhos sinérgicos**
  - **Papel do ONS como integrador para assegurar ótimo sistêmico**
  - **Condições de atendimento:**
    - ✓ **dependem de quanto, quando e onde chove – localização dos grandes reservatórios de regularização plurianual na região Sudeste/ Centro-Oeste**
    - ✓ **quando estes grandes reservatórios estão com boa reserva, as condições de atendimento aos quatro subsistemas do SIN são favoráveis**
- ◆ **Segue descrição de metodologias e resultados da avaliação:**
  - **Segundo Curvas de Aversão a Risco (determinística para o biênio)**
  - **Segundo riscos de déficit (probabilística para o próximo quinquênio)**

- **Características do Sistema Interligado Nacional – SIN**
  - **Predominância hidroelétrica e variabilidade da oferta**
  - **Interdependência e multipropriedade na geração e na transmissão**
  - **Papel da Transmissão de Integração do SIN**
  - **Ganhos Decorrentes da Exploração das Sinergias**
  - **O Papel do Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS na Integração do SIN**
- **Avaliação das Condições de Atendimento Energético**
  - **Premissas**
  - **Avaliação determinística segundo curvas de aversão a risco**
  - **Avaliação probabilística segundo riscos de deficit**
- **Considerações Finais**

# Características do Sistema Interligado Nacional – SIN

- Predominância da Hidroeletricidade / Variabilidade da Oferta
- Interdependência / Multipropriedade em G e T
- Papel da Transmissão de Integração

# Evolução Decenal da Oferta 2003-2012



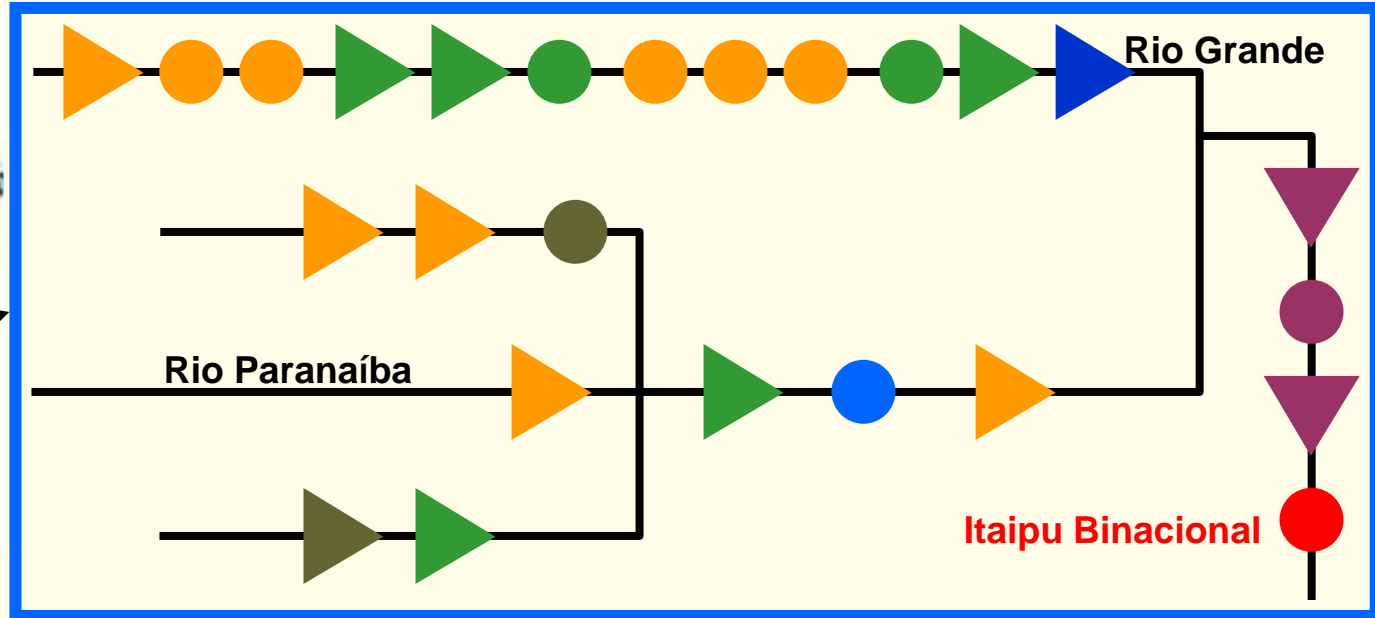
		2003		2012		Cresc. relativo (%)
		Capacidade (MW)	% Particip.	Capacidade (MW)	% Particip.	
Hidro	Usinas do SIN + Itaipu Binacional	65.212	85,3%	98.419	83,2%	50,9%
	Pequenas hidros	977		1.457		49,1%
Térmicas	Usinas Térmicas	8.628	11,9%	17.872	15,0%	107,1%
	Peq. Térmicas	606		147		-75,7
Importação		2.178	2,8%	2.178	1,8%	0%
Total Geral		77.601		120.073		54,7%

Fontes: Ano 2003: Montantes verificados  
 Ano 2012: Sumário Executivo – Plano Decenal de Expansão 2003-2012

**A oferta do SIN é predominante hidro e continuará na próxima década embora já se contemple maior participação térmica complementar**

# Interdependência Operativa de Usinas e Bacias - Multiproprietários

12 grandes bacias



Cemig Furnas AES-Tietê CESP CDSA Consórcios

31 empresas públicas/privadas em 12 grandes bacias

## Dados das Bacias

Área de drenagem – 2.450.949 km<sup>2</sup> – 41,4% do SIN

Área agregada dos reservatórios – 23.761,2 km<sup>2</sup> – 0,4% do SIN

Volume agregado dos reservatórios – 417.300 hm<sup>3</sup>

Capacidade de energia agregada – 252.334 MW<sub>mês</sub> – Regulação plurianual

Capacidade de energia agregada por reservatório – 10,8 MW<sub>mês</sub>/km<sup>2</sup>

**Coordenação centralizada da operação para assegurar a otimização econômica**

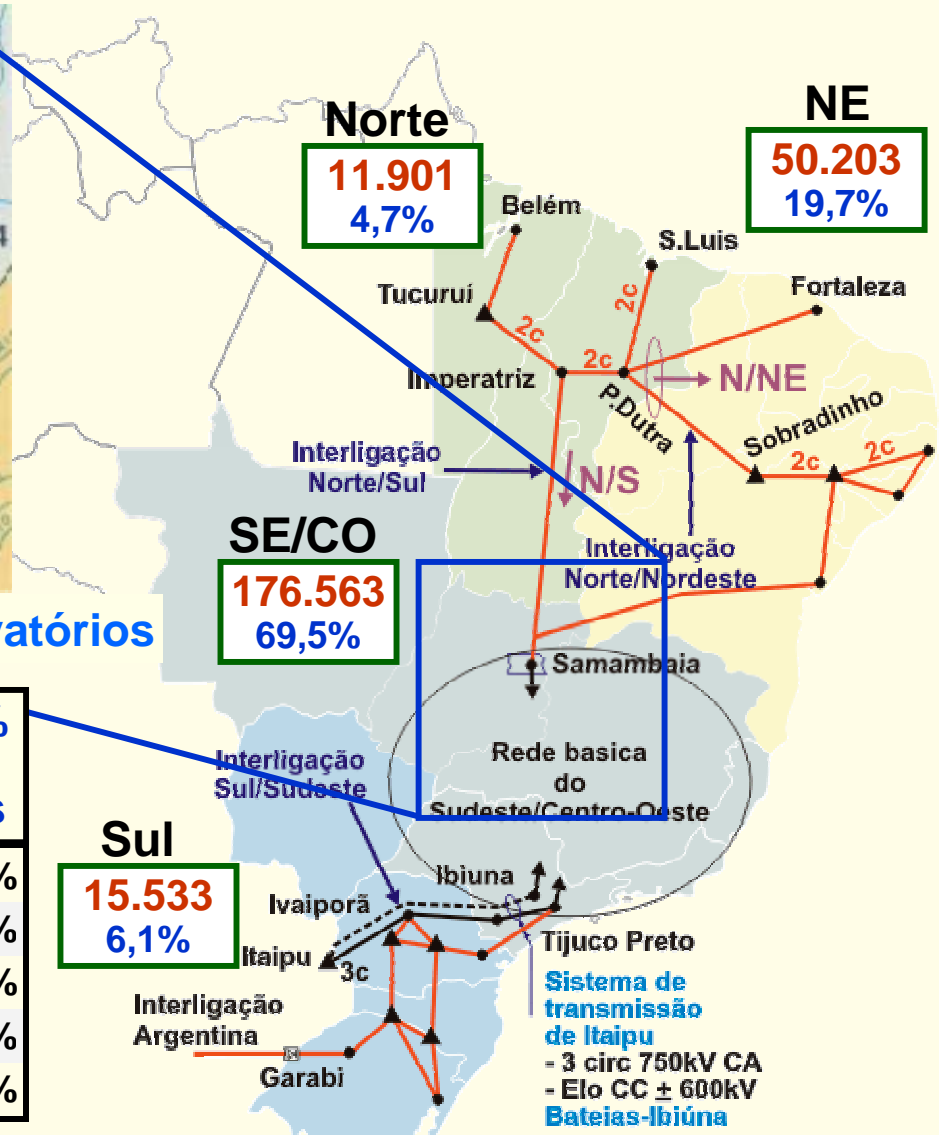
# Características do SIN – Espacialidade das Chuvas



**Quadrilátero dos Reservatórios**

**Concentra cerca de 65% da capacidade de armazenamento do País**

Serra da Mesa	7,5%
Três Marias	7,2%
I. Solteira/T. Irmãos	2,2%
Bacia do Grande	21,7%
Bacia do Paranaíba	26,7%



**Norte**  
11.901  
4,7%

**NE**  
50.203  
19,7%

**SE/CO**  
176.563  
69,5%

**Sul**  
15.533  
6,1%

**Capacidade de armazenamento total do SIN**  
254.200 MWmês

**Médio Prazo**  
Grande dependência de onde, quando e quanto chove

**Legenda:**  
Cap. armazenamento  
xxx.xxx MWmês  
xx,x % do SIN

**Sistema de transmissão de Itaipu**  
- 3 circ 750kV CA  
- Elo CC ± 600kV  
Bateias-Ibiúna

**Reservatórios do quadrilátero cheios asseguram atendimento do SIN**

# Variabilidade da Oferta Hidroelétrica em Função da ENA – Variação de EAR<sub>máx</sub> – Sudeste/Centro-Oeste – 2005



Esta é uma análise simplificada, com hipóteses de  $GT_{\min}$  (geração térmica mínima) e Recebimento fixos, visando destacar a influência da variação da ENA no armazenamento – variabilidade da oferta. **Mostra, entretanto, a necessidade de tratamento complementar ao probabilístico para avaliação do atendimento.**

Valor de arm. Inicial em 31/12/04	Oferta MWmed-mês					Demanda		Var. Anual de Armaz. Ref. 31/12/2005
	ENA (2005)		Gtmin	Receb	Total	Mercado previsto * (MWmed-mês)	Balanço	
	MLT	MWmed						
N%  (Previsão ≥ 55%)	120%	37.560			39.661	29.537	10.124	N + 67,5%
	110%	34.430	2.101	0	36.531		6.994	N + 46,6%
	100%	31.300			33.401		3.864	N + 25,8%
	88%	27.436	2.101	0	29.537	29.537	0	N
	80%	25.040			27.141	29.537	- 2.396	N – 16,0%
	70%	21.910	2.101	0	24.011		- 5.526	N – 36,8%
	63%	19.719			21.820		- 7.717	N – 51,4%

\* O mercado do NE inclui os usos consuntivos.

→ **Crítico**



## Evolução da Geração e Rede Básica do SIN

### Sistema Físico

	LTs		Trafos		Geração	
	Nº circ.	km	Qtde	MVA	Unid	Cap.Inst.
1998	510	63.971	686	154.890	204	59.507
2003	620	77.565	815	175.916	349	79.499
<b>Acrésc 2003/98</b>	<b>22%</b>	<b>21%</b>	<b>19%</b>	<b>14%</b>	<b>71%</b>	<b>33%</b>
2007	770	87.200	930	194.900		88.000
<b>Acrésc 2007/03</b>	<b>24%</b>	<b>12%</b>	<b>14%</b>	<b>11%</b>		<b>10%</b>

### Número de Agentes

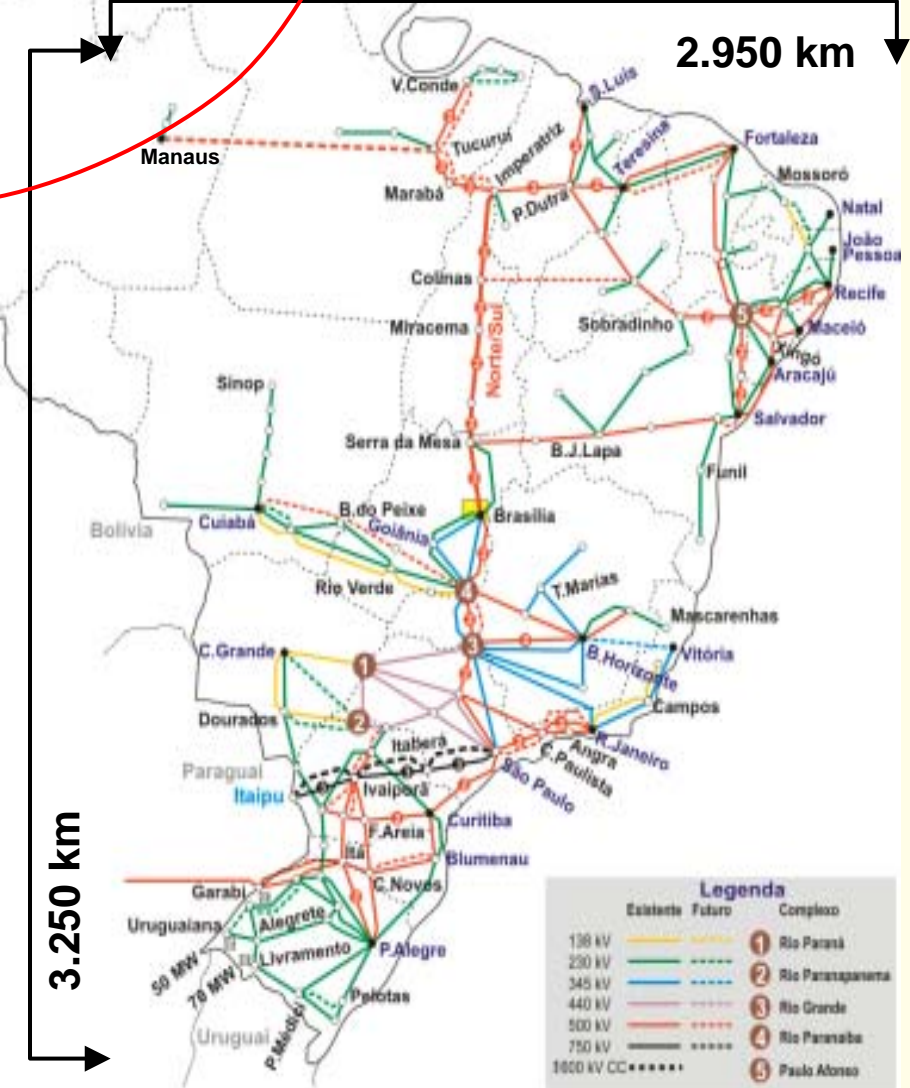
	Usuários da RB	Transmissores
1998	47	13
2004	165	28
<b>Acrésc 1998</b>	<b>251%</b>	<b>115%</b>

Em 2007 é prevista a existência de um número total de  $\pm 80$  transmissores

# Características da Transmissão do SIN

## Configuração 2004-06

Sistemas Isolados  
2% do mercado



A Rede Básica do SIN, devido à predominância da geração hidrelétrica e usinas distantes dos centros de carga, além da função transporte de energia:

➤ É o principal vetor da otimização econômica do sistema:

- Permitindo o uso ótimo dos recursos hidrológicos e o despacho ótimo hidrotérmico, explorando as complementaridades de regime hidrológico das bacias e permitindo a obtenção de ganhos sinérgicos
- E, então, levando à postergação de importante parcela de investimentos de geração

Por outro lado, a Rede Básica também pode ser vista como:

- Uma usina virtual localizada na fronteira da região importadora
- Vital para melhorar a segurança elétrica do sistema, para controle de tensão e sobrecarga

A Transmissão é um importante fator para a melhoria da segurança elétrica e energética

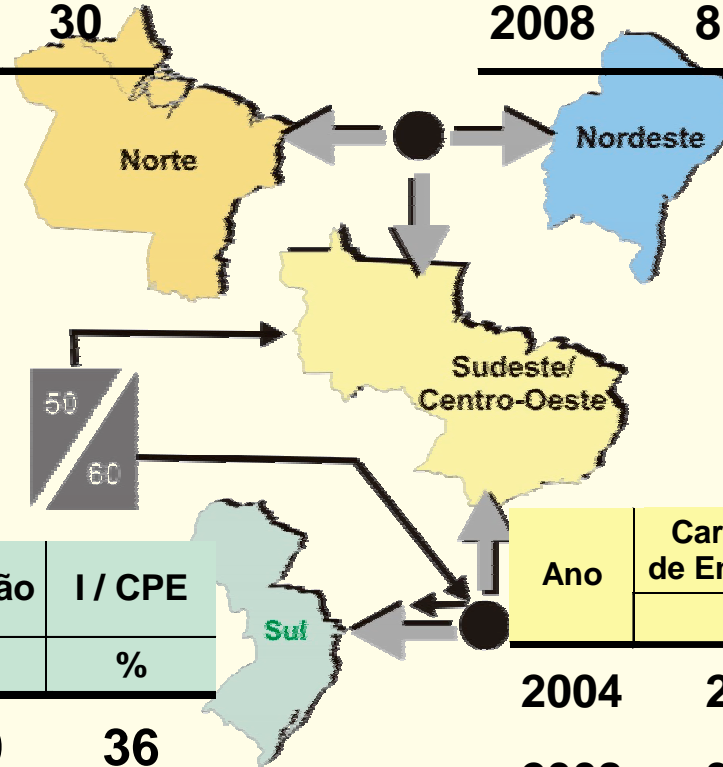
# Integração dos Subsistemas no Brasil - Evolução das Capacidades de Intercâmbio de Importação (\*\* ) e Carga Própria

Ano	Carga Própria de Energia - CPE	Importação	I / CPE
	MWmed		

2004	2.938	1.300	44
2008	4.311	1.300	30

Ano	Carga Própria de Energia - CPE	Importação	I / CPE
	MWmed		

2004	6.247	2.000	32
2008	8.126	3.000	37



Ano	Carga Própria de Energia - CPE	Importação	I / CPE
	MWmed		

2004	7.249	2.600	36
2008	8.703	4.000	46

Ano	Carga Própria de Energia - CPE	Importação	I / CPE
	MWmed		

2004	27.146	7.300	27
2008	32.403	8.800	27

(\*) Itaipu usina do SE/CO

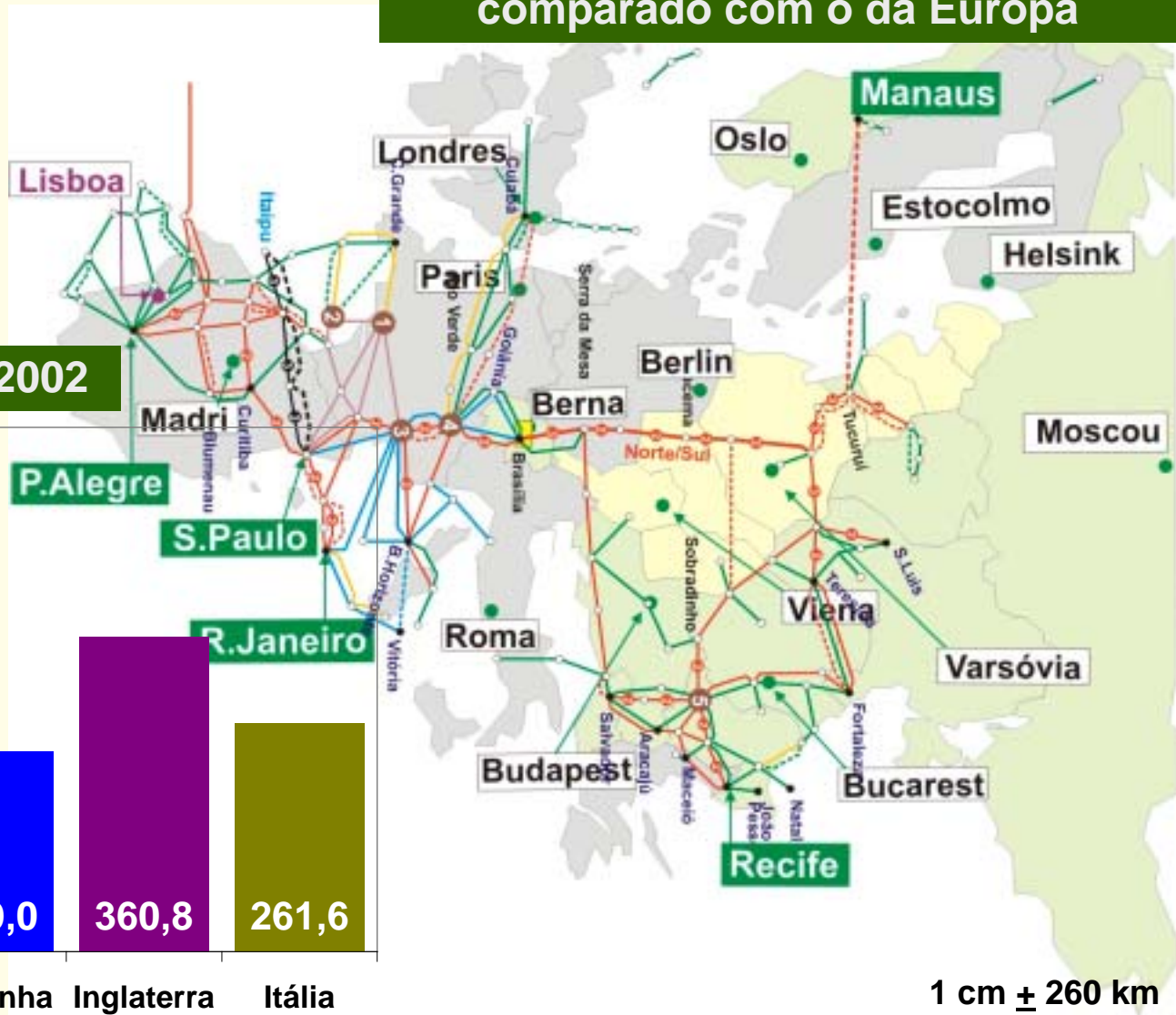
(\*\*) Importação em período de carga média

# Características de Transmissão no SIN

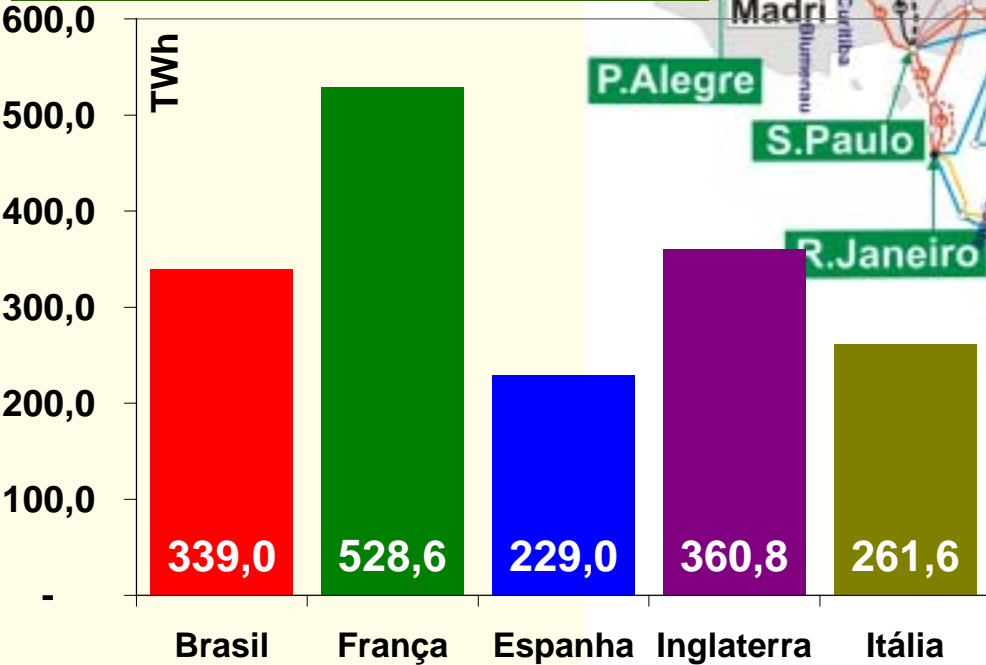
## As dimensões relativas do SIN



## Sistema de Transmissão Brasileiro comparado com o da Europa



## Produção de Energia – 2002



# SIN - Complementaridade de Bacias/ Transferências de Energia/ Transmissão como verdadeiras usinas virtuais



- Quatro subsistemas atualmente, tendendo para dois
- Sistema dimensão continental com predominância hidrelétrica

Capac. Armaz. SIN  
254.200 MWmes

## Doze grandes bacias

### Sistema Interligado Norte

- Exportador 9 meses do ano, com tendência a aumentar volume de energia exportado

Capac. Armaz.  
11.901 MWmês  
4,7%

Capac. Armaz.  
50.203 MWmês  
19,7%

### Sistema Interligado Nordeste

- Crescentemente mercado de demanda: cada vez maior importador

Capac. Armaz.  
176.563 MWmês  
69,5%

### Sistema Interligado Sudeste/C-Oeste

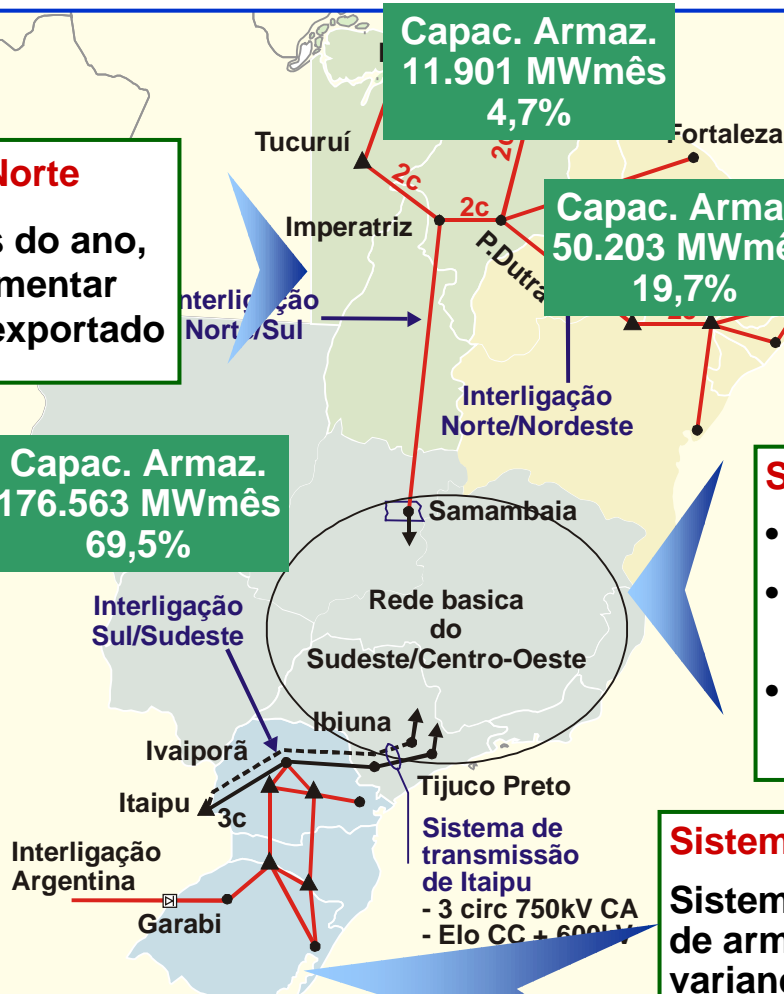
- Grande mercado de demanda no país
- Importador de outras regiões e países vizinhos, na maior parte do ano
- Grande capacidade de armazenamento em múltiplos reservatórios

Rede básica do Sudeste/Centro-Oeste

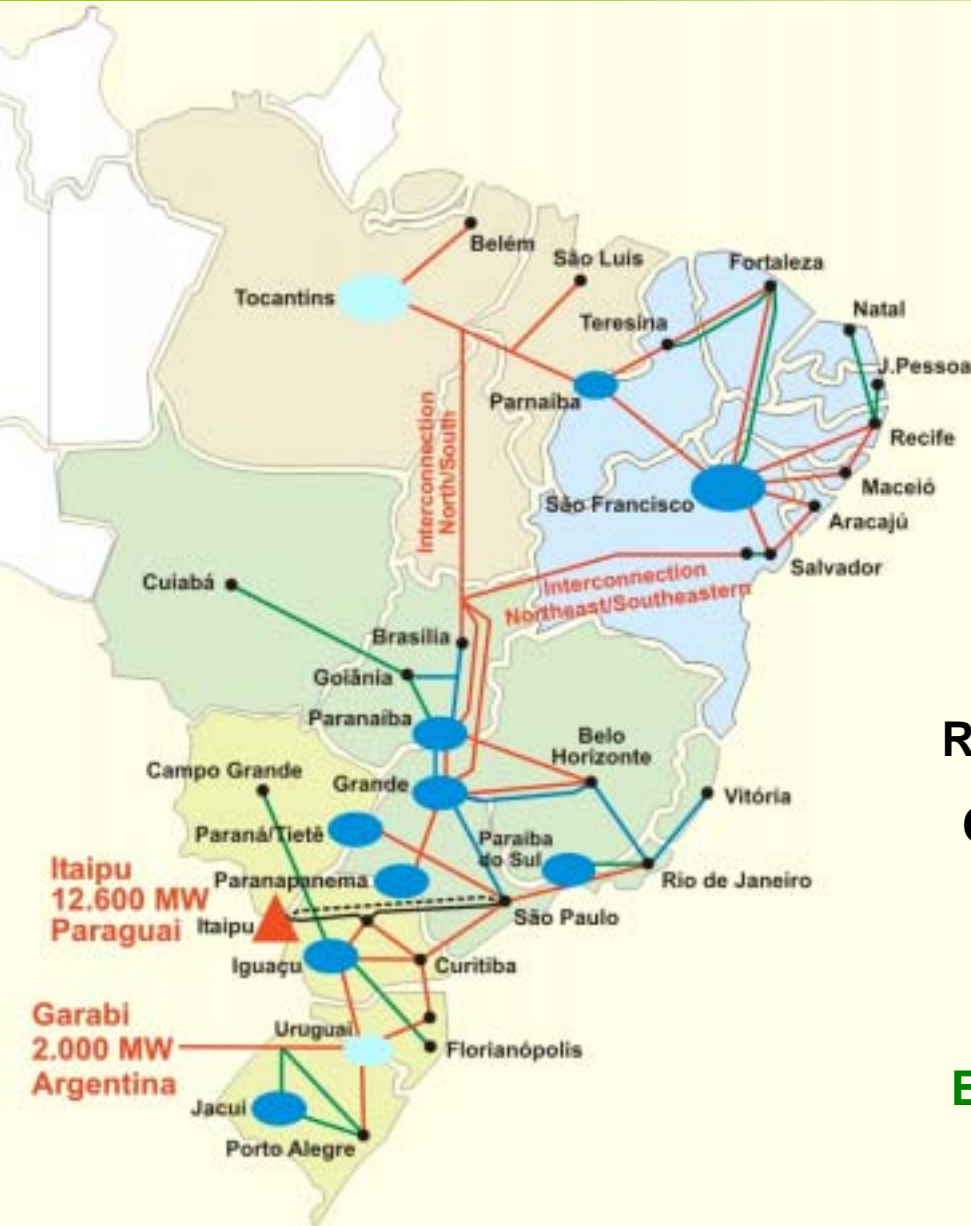
### Sistema Interligado SUL

Sistema hidrotérmico com grande variabilidade de armazenamento: intercâmbios com SE/CO variando de sentido; com expansão atual da geração e dos intercâmbios internacionais, crescentemente exportador

Capac. Armaz.  
15.533 MWmês  
6,1%



# **Ganhos Decorrentes da Exploração das Sinergias**



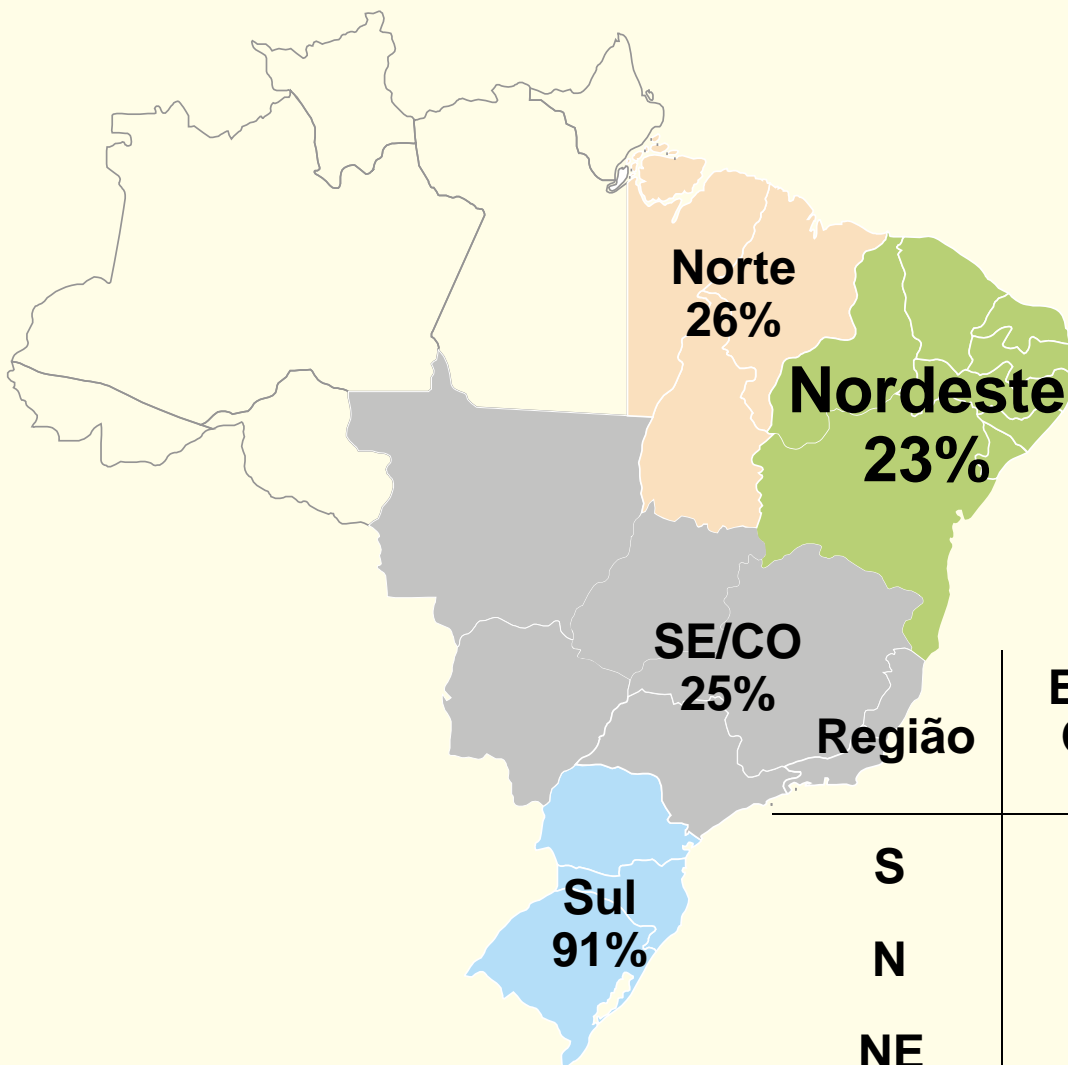
## Ganhos

- Investimentos evitados
- Substituição térmica por hidroelétrica
- Reserva de potência compartilhada
- Controle de tensão sistêmico

- Vertimentos evitados
- Regulação de bacias / controle de cheias
- Controle de enchimento de reservatórios

- Ganhos sinérgicos de energia = 25%  
(em energia assegurada)
- Equivale em faturamento anual a R\$ 8 Bi

- Investimento evitado de R\$ 68 Bi

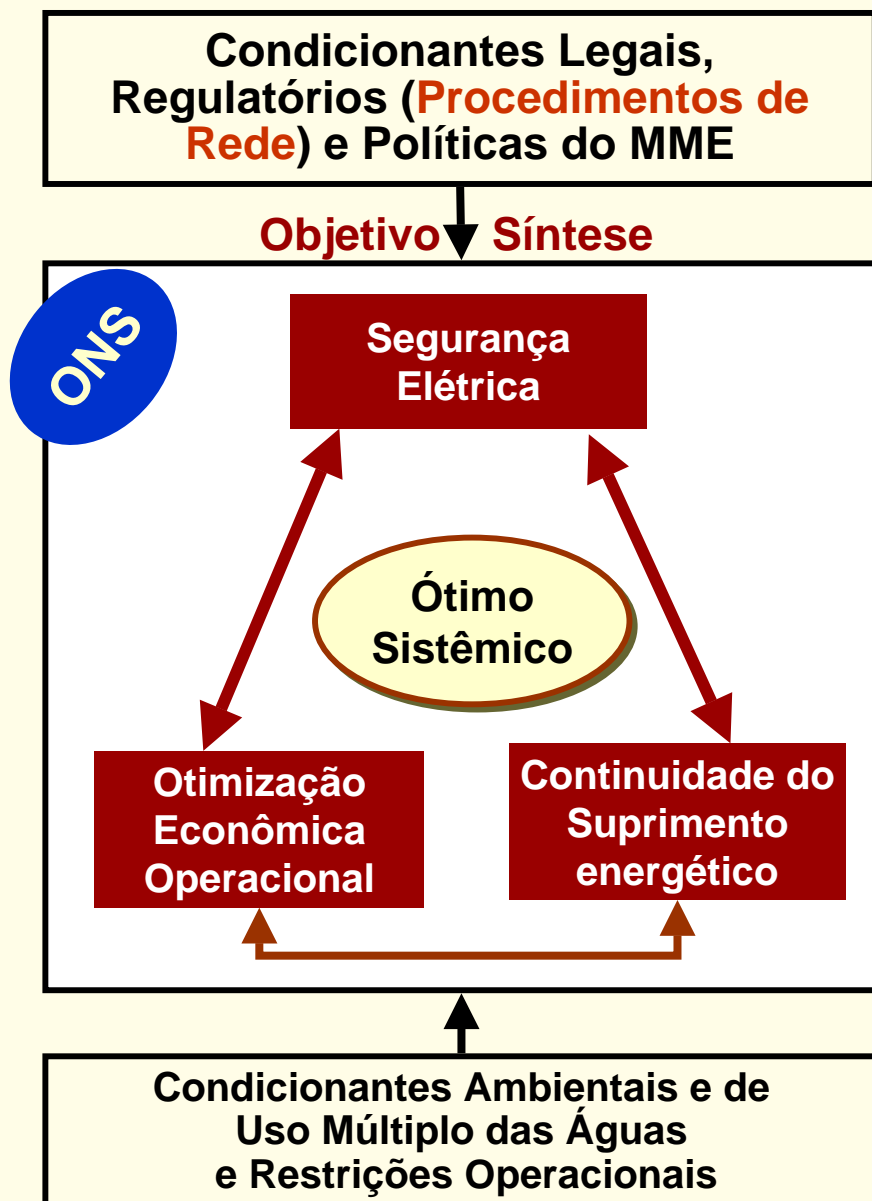


Região	Energia com Op. Isolada (MWmed)	Energia com Op. Otimizada (MWmed)	Ganho (%)
S	3912	7470	91%
N	3512	4431	26%
NE	4862	5964	23%
<b>SE</b>	<b>20171</b>	<b>25259</b>	<b>25%</b>



# **O Papel do Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS na Integração do SIN**

# O Papel do ONS e os Benefícios para a Operação Integrada



O ONS busca o ótimo sistêmico compatibilizando a otimização econômica com a segurança elétrica e com a continuidade do suprimento energético.

## Segurança elétrica

É expressa pela confiabilidade e qualidade do suprimento de energia elétrica para situações de contingência simples, assegurando:

- Estabilidade da rede e operação conforme padrões de:
  - Frequência, tensão, harmônicos, etc, respeitando limites de carregamentos de equipamentos

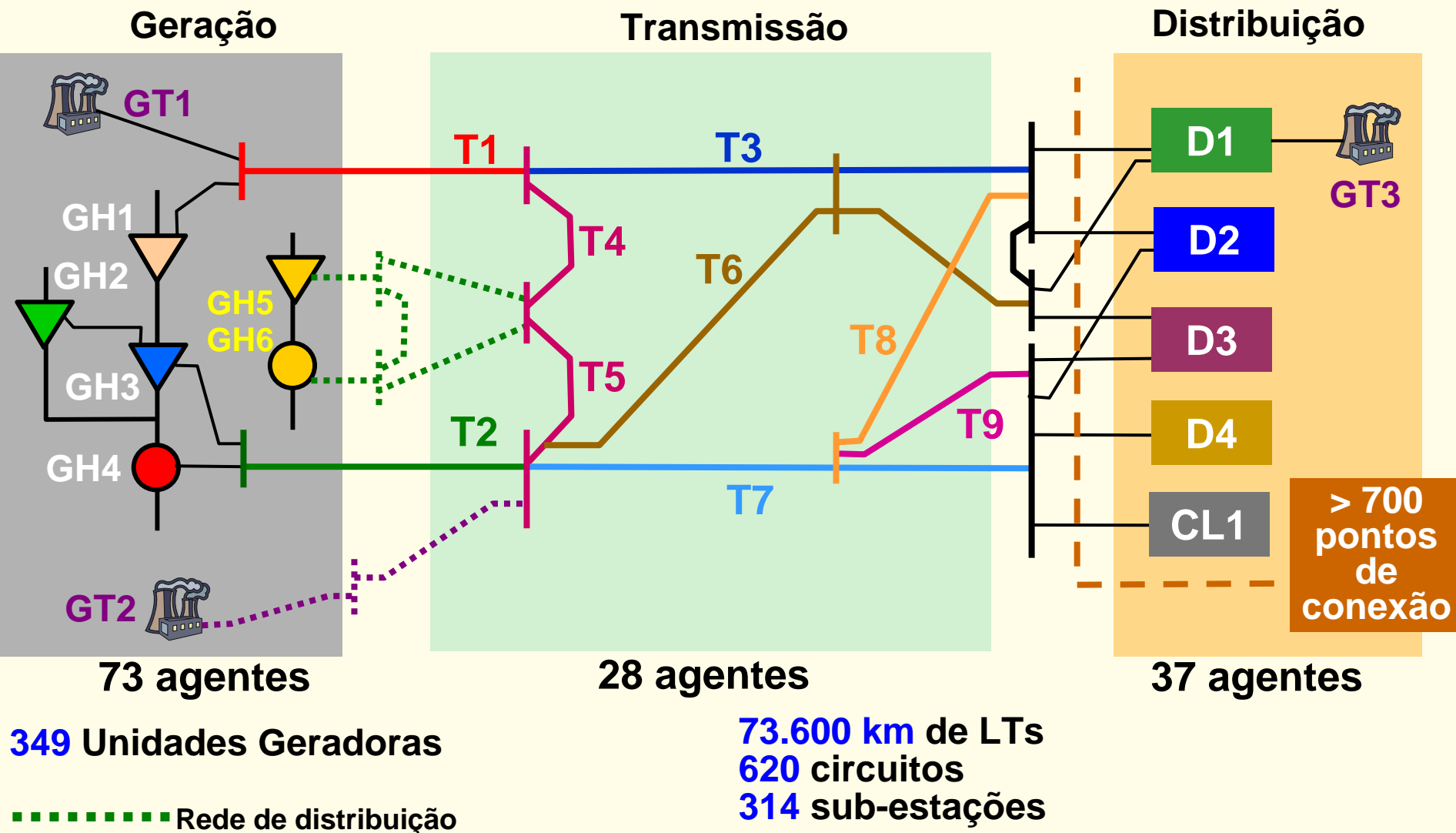
## Segurança / Continuidade energética

Pode ser expressa pela busca de:

- Aumento da energia assegurada do SIN
- Redução dos custos de operação
- Administração da operação em caso de:
  - Hidrologias favoráveis, evitando vertimentos nos reservatórios
  - Hidrologias críticas, evitando ou minimizando racionamento
- Ações preventivas de aversão a risco

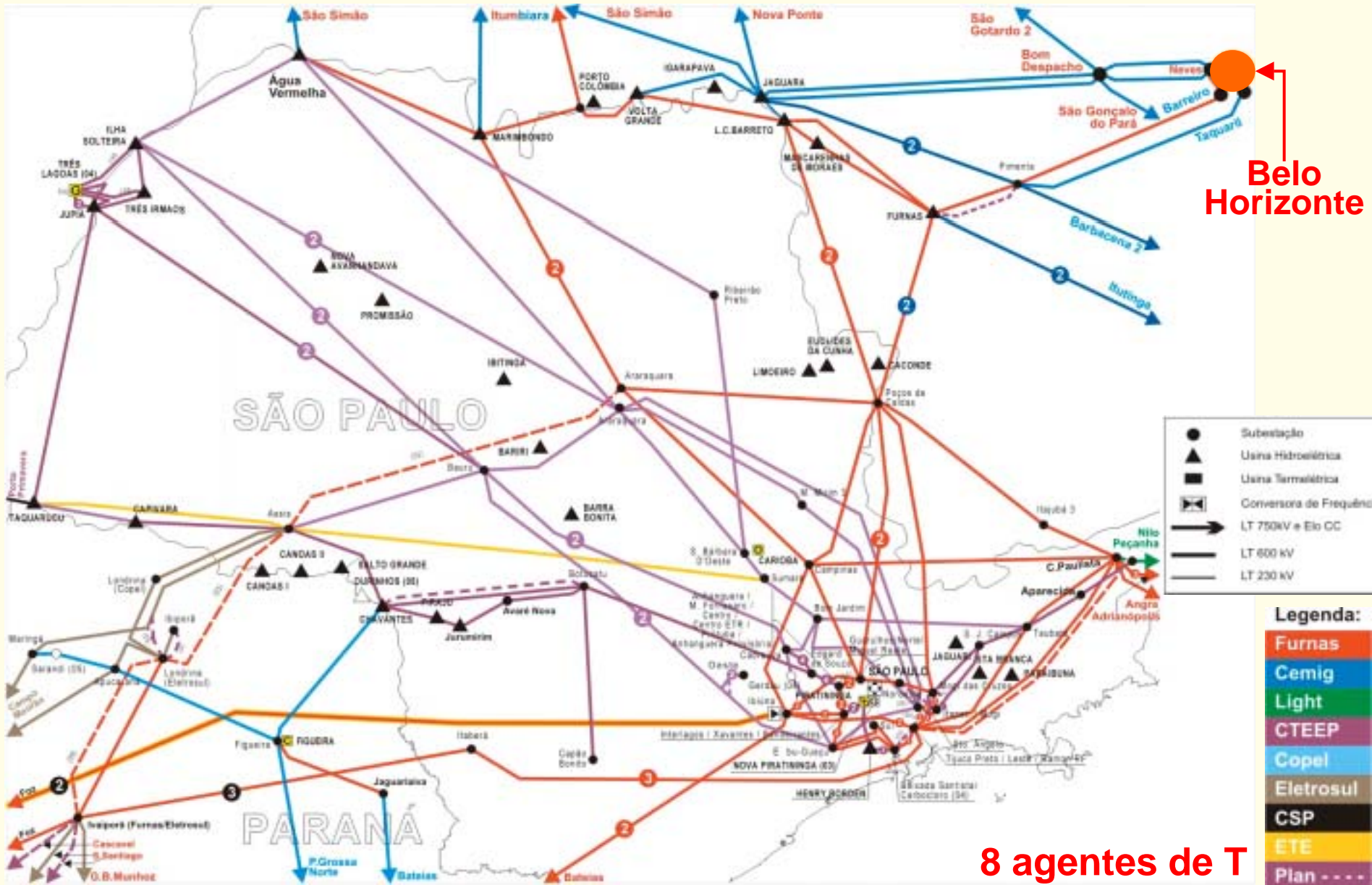
# O caráter integrador do ONS

O ONS é o integrador de uma rede de múltiplos agentes e instalações



# Sistema de Transmissão do SIN

## Interdependência Operativa / Multiproprietários



# **Avaliação do Atendimento Energético**

## **- Premissas**

# Premissas de Oferta

## Evolução da Potência Instalada (MW) – Acréscimos Anuais

Tipo	3º qdr/04	2004	2005	2006	2007	2008	Total
Hidráulica	1.079	1.559	1.952	2.677	510	70	6.768
Térmica PPT	571	2.246	971	247	0	0	3.464
Térmica Emergencial	0	-72	-917	-785	0	0	-1.774
Térmica Outras	58	-214	-168	0	0	0	-382
Nuclear	0	0	0	0	0	0	0
Itaipu Brasil	0	0	0	700	0	0	700
<b>Cap. Instalada SIN</b>	<b>1.708</b>	<b>3.519</b>	<b>1.838</b>	<b>2.839</b>	<b>510</b>	<b>70</b>	<b>8.776</b>
Itaipu Paraguai	0	-30	-390	679	-21	-21	217
Importação Argentina	0	0	0	0	0	0	0
<b>Total dispon. SIN</b>	<b>1.708</b>	<b>3.489</b>	<b>1.448</b>	<b>3.518</b>	<b>489</b>	<b>49</b>	<b>8.993</b>

94% de 8.993 MW

# Premissas de Mercado

## Evolução da Carga Própria de Energia 2004/2008 – SIN

### Cenário de Referência

	SIN		
	MWmed	Cresc (%)	PIB (%)
2003	41.771		
2004	43.634	4,5%	3,6%
2005	46.004	5,4%	3,6%
2006	48.081	4,5%	3,9%
2007	50.418	4,9%	4,5%
2008	53.606	6,3%	4,4%
<b>2004-2008</b>		<b>5,3%</b>	
<b>2004-2008</b>	<b>Rev.1</b>	<b>5,2%</b>	

	MWmed		
	Rev.1	Rev.2	Rv2-Rv1
2004	43.763	43.634	-129
2005	45.959	46.004	45
2006	48.032	48.081	49
2007	50.367	50.418	51
2008	53.543	53.606	63

O mercado a ser utilizado nas simulações inclui as parcelas do Mercado ANDE e o consumo de Itaipu (50Hz), aqui não contabilizadas.

# **Avaliação Determinística do Atendimento Energético**

## **- Aversão a Risco**

**Esta avaliação complementar do atendimento energético, de aversão a risco, com horizonte bianual, com base em afluência crítica, tem caráter praticamente determinístico em vista dos grandes reservatórios de regularização plurianual do SIN**



# **Metodologia Determinística de Avaliação Energética**

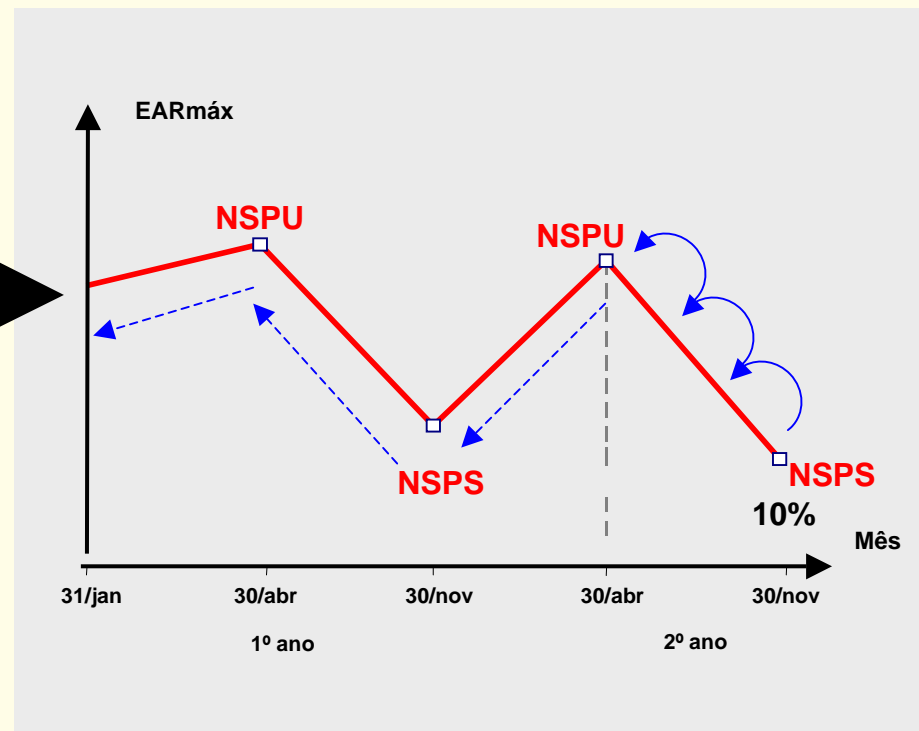
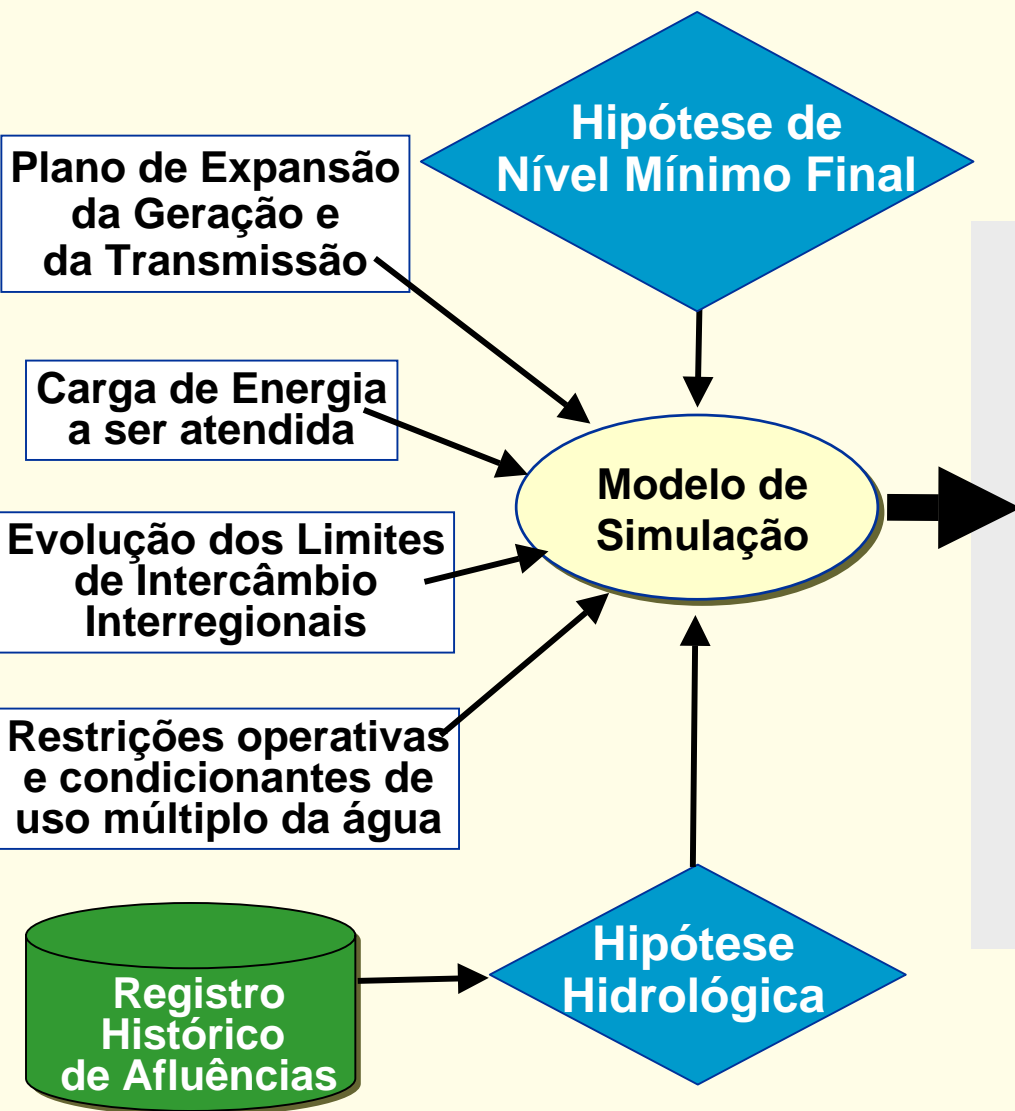
## Objetivo das Curvas de Aversão ao Risco

As curvas de aversão a risco são o instrumento utilizado pelo ONS para monitorar as condições de atendimento energético das diferentes regiões do país. Elas **indicam os níveis mínimos de armazenamento a partir dos quais todos os recursos do sistema devem ser utilizados para garantir que, na ocorrência de uma condição hidrológica crítica pré-determinada, o suprimento do mercado seja realizado sem racionamento.**

As hipóteses consideradas em seu cálculo são:

- Uma seqüência hidrológica crítica no biênio
- Nível mínimo de armazenamento no final do horizonte
- Evolução **do parque gerador e da transmissão** no período
- Crescimento da **capacidade inter-regional de intercâmbio**
- Crescimento do mercado de energia no período

# Como se calcula a Curva de Aversão?

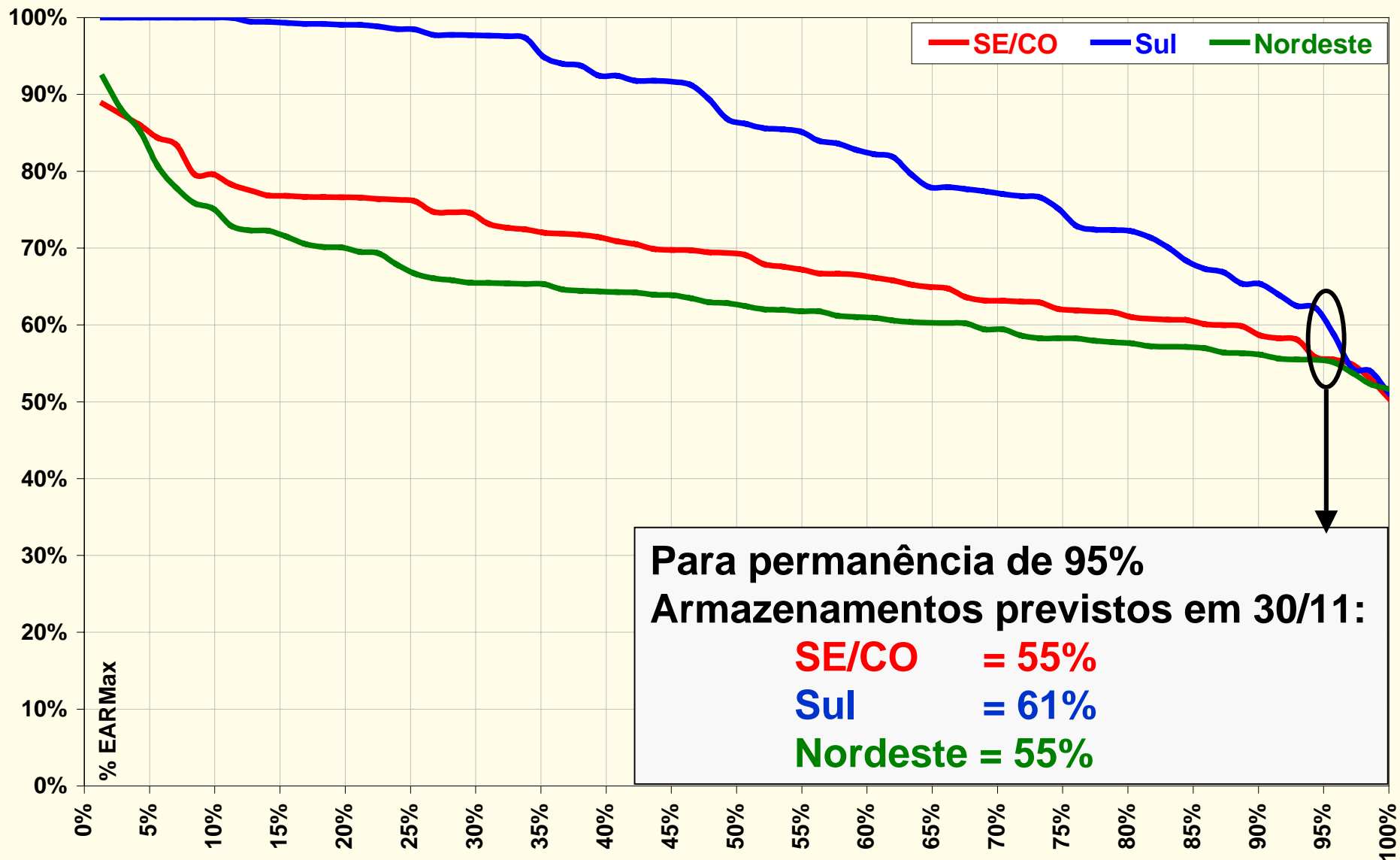


**NSPU** – Nível de Segurança do Período Úmido  
**NSPS** – Nível de Segurança do Período Seco

# **Sensibilidade sobre o Atendimento em 2004**

- Níveis prováveis de  
armazenamento ao final  
do período seco**

# Evolução do Armazenamento com Séries Históricas

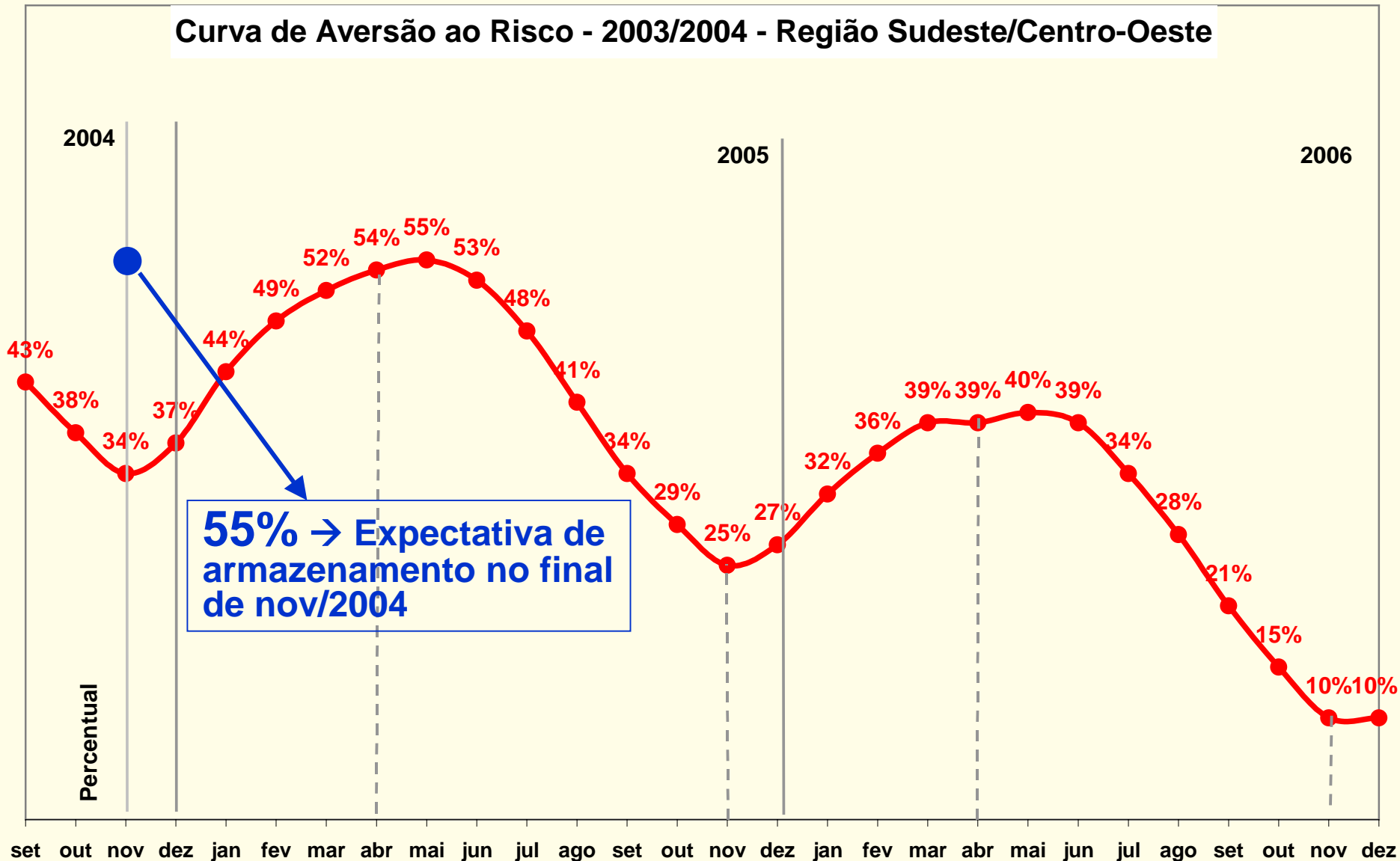


# **Resultados da Avaliação Determinística do Atendimento Energético**

- Aversão a Risco**

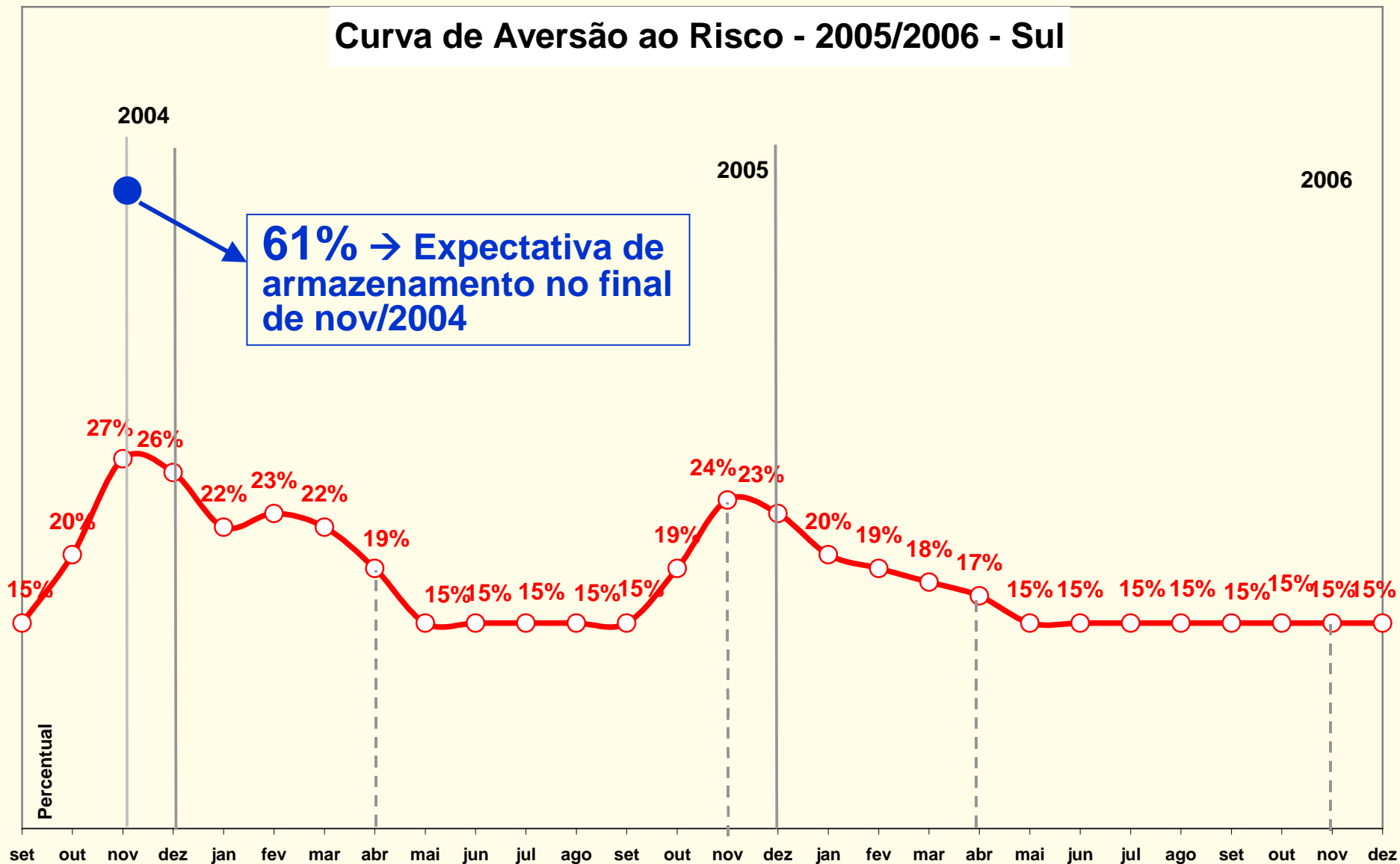
# Curva Bianual de Aversão a Risco – 2005/2006

## Curva de Aversão ao Risco - 2003/2004 - Região Sudeste/Centro-Oeste



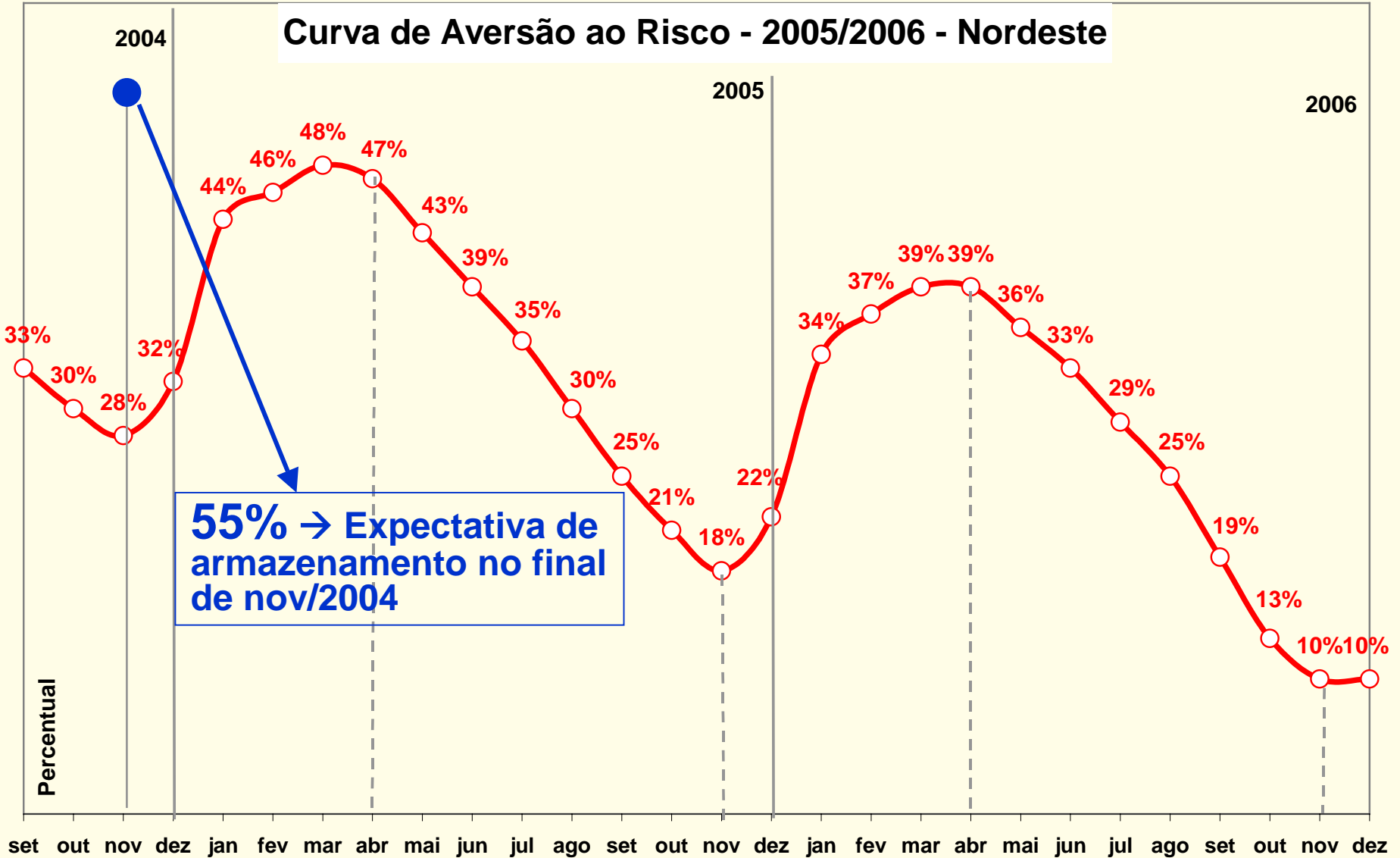
# Curva Bianual de Aversão a Risco – 2005/2006

## Curva de Aversão ao Risco - 2005/2006 - Sul





# Curva Bianual de Aversão a Risco – 2005/2006



- Os estudos de simulação com séries históricas apresentados mostram que o nível de armazenamento esperado para o final de novembro/2004 no Sudeste/Centro-Oeste (55%), no Sul (61%) e no Nordeste (55%), implicam em folgas confortáveis em relação às suas CAR de respectivamente 21%, 34% e 27%.
- Cabe notar que não é elaborada CAR para o Norte, em vista das características do seu grande reservatório, Tucuruí, o qual é operado com meta de nível mínimo (25%) no último trimestre do ano.
- Com Tucuruí controlado através da definição dos intercâmbios e com as folgas dos outros subsistemas, verificadas as premissas de mercado e de expansão da oferta, os prognósticos são de atendimento assegurado aos quatro subsistemas do SIN para o período até 2006, segundo o critério de aversão a risco, mesmo para hidrologias pouco inferiores às críticas usadas nas CARs. Isso equivale a dizer que praticamente estaria afastada a hipótese de racionamento de energia até o final de 2006, exceto na ocorrência de hidrologias significativamente mais críticas que as piores do histórico no biênio.

**Avaliação Probabilística do  
Atendimento Energético  
- Riscos de Déficit**

# **Metodologia Probabilística de Avaliação Energética**

## Caracterização

- Metodologia de otimização **em evolução há mais de 15 anos**, utilizada pelo **Planejamento da Expansão e da Operação do SIN**. O modelo atualmente utilizado para avaliações probabilísticas no Planejamento da Operação a Médio Prazo é o NEWAVE
- Avalia o comportamento do SIN através de **simulações** considerando as **previsões de mercado de energia elétrica** e o **programa de expansão da geração e da transmissão do SIN**, e **partindo dos estados iniciais de armazenamento dos subsistemas**, utilizando **2000 séries sintéticas de vazões geradas com base nas séries do registro histórico (72 anos)**
- Expressa essa avaliação em termos de **riscos de déficit** por subsistema. O **risco de déficit** é calculado pela **divisão do número de séries que causaram déficit de oferta no subsistema pelo número total de 2000 séries simuladas**, em percentual. O **critério** é de que o SIN deve operar com **risco máximo de 5%**

- Cabe destacar que um **risco reduzido de déficit não é garantia de atendimento em permanência:**
  - **Para um mesmo mercado e configuração do sistema (ou seja, uma mesma capacidade de oferta assegurada probabilisticamente e uma configuração da transmissão de integração), tanto o sistema pode operar adequadamente, como uma hidrologia muito desfavorável pode levá-lo a consumir suas reservas, criando dificuldades ao atendimento.**
  
- Esta avaliação é feita com horizonte **de 5 anos à frente** e seu resultado **são riscos de deficit, políticas e diretrizes operativas para o SIN e eventuais alertas levados ao Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico.**

# **Resultados da Avaliação do Atendimento Energético - Riscos de Déficit**

**Destaca-se que a variabilidade da oferta implica em análise probabilística uma vez que a avaliação apenas com afluência crítica anual mascararia a ocorrência de períodos plurianuais de afluências desfavoráveis, os períodos críticos.**

# Cenário de Referência – Riscos de Déficit

## Riscos de Déficit

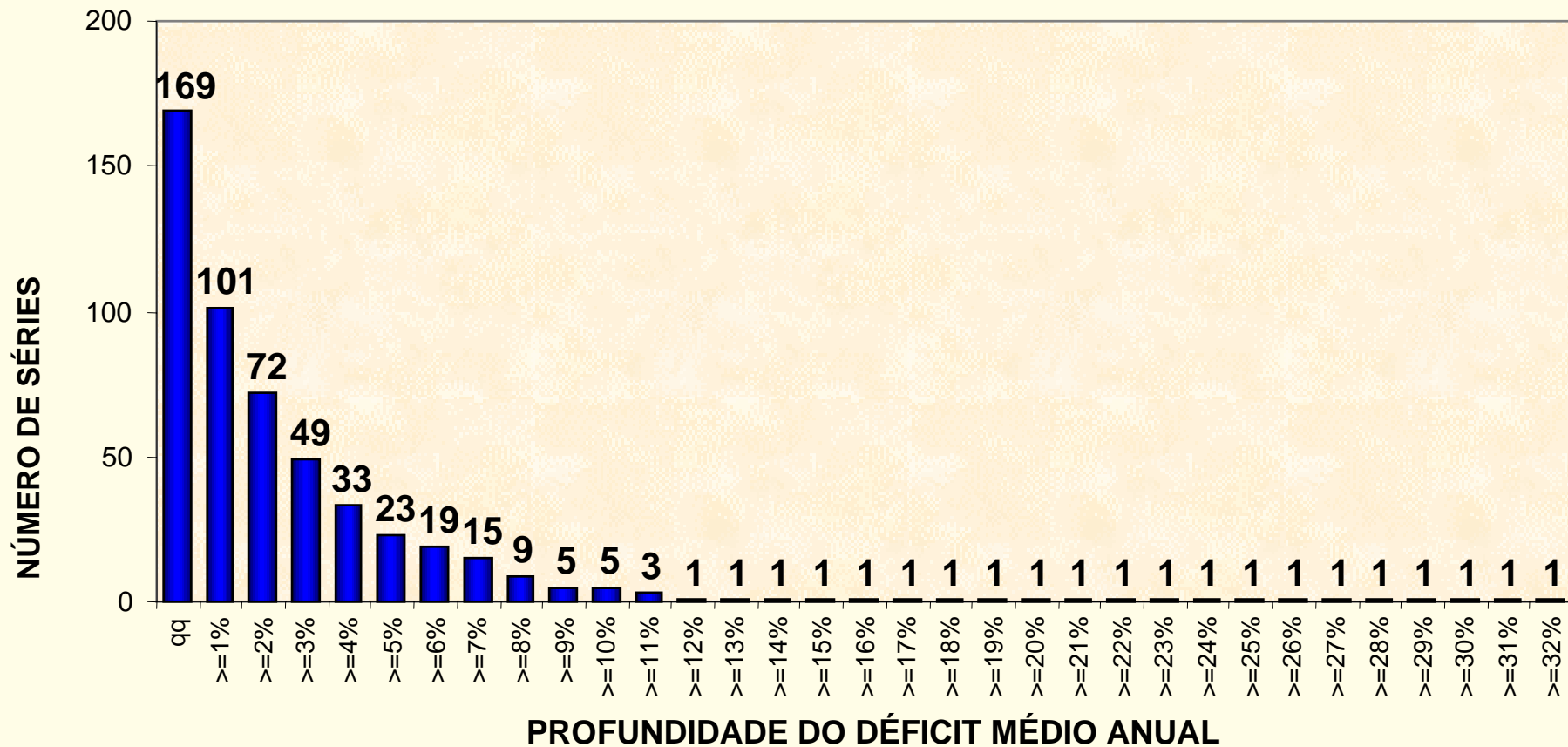
Cenário C1

- Oferta de Referência
- Mercado de Referência

Subsistema / Ano		2005	2006	2007	2008
<b>Sudeste/Centro-Oeste</b>					
Prob.	Qualquer Déficit	0,1	0,7	1,6	3,7
	Déficit > 5% da carga	0,0	0,4	0,5	1,2
	Déficit > 10% da carga	0,0	0,1	0,2	0,4
<b>Sul</b>					
Prob.	Qualquer Déficit	0,3	7,3	0,9	3,5
	Déficit > 5% da carga	0,0	0,2	0,2	0,4
	Déficit > 10% da carga	0,0	0,0	0,2	0,1
<b>Nordeste</b>					
Prob.	Qualquer Déficit	0,4	2,9	3,8	8,5
	Déficit > 5% da carga	0,0	0,3	0,5	1,2
	Déficit > 10% da carga	0,0	0,2	0,3	0,3
<b>Norte</b>					
Prob.	Qualquer Déficit	4,5	2,3	3,0	12,7
	Déficit > 5% da carga	1,1	0,6	0,9	3,5
	Déficit > 10% da carga	0,6	0,2	0,4	1,0



## DISTRIBUIÇÃO DOS DÉFICITS COM SÉRIES SINTÉTICAS – NORDESTE - 2008

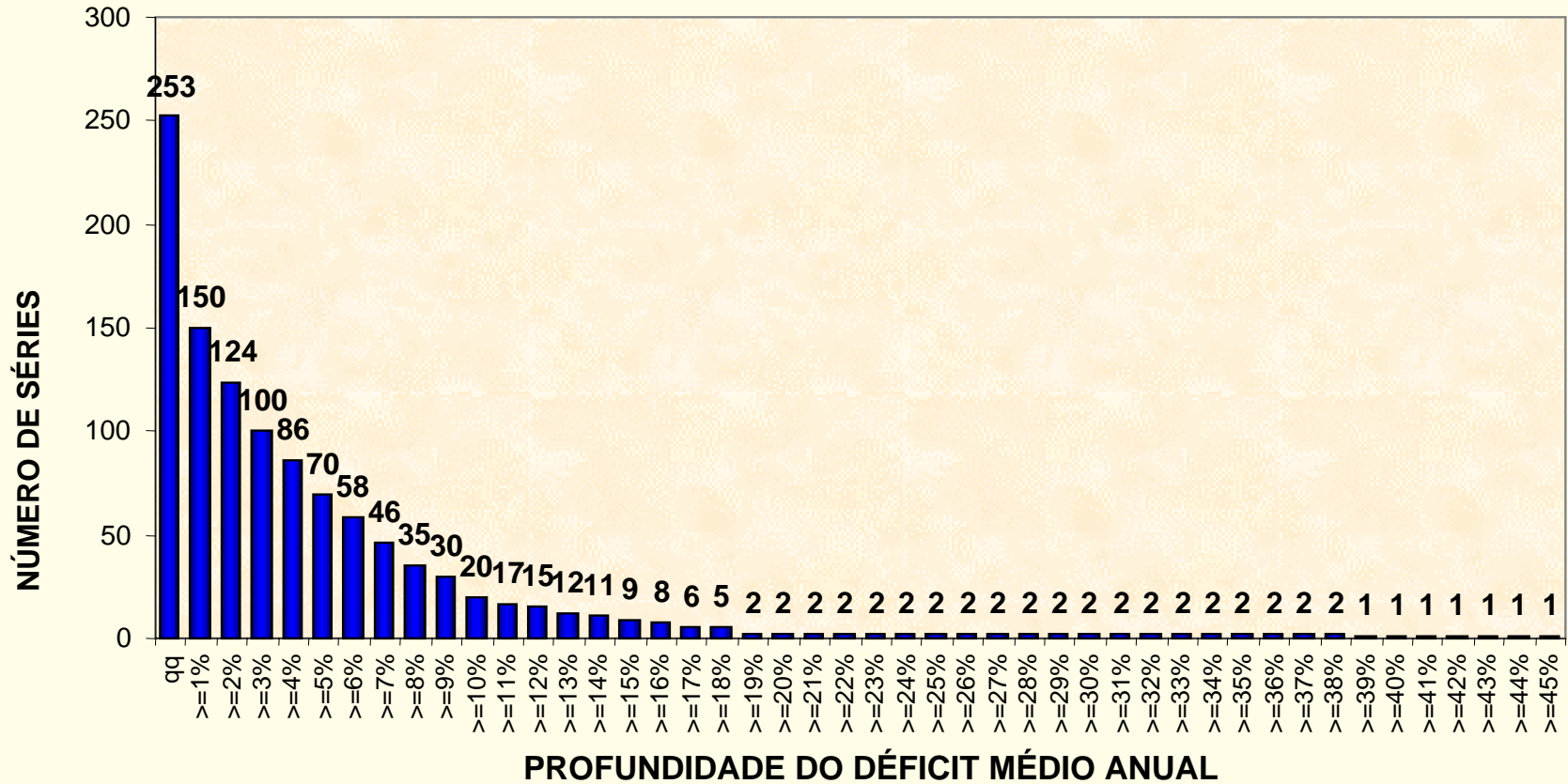


% da Carga	1%	2%	3%	4%	5%	6%	7%	8%	9%	10%	11%	12%	13%	14%	15%	16%
MWmed	81	163	244	325	406	488	569	650	731	813	894	975	1056	1138	1219	1300
% da Carga	17%	18%	19%	20%	21%	22%	23%	24%	25%	26%	27%	28%	29%	30%	31%	32%
MWmed	1381	1463	1544	1625	1706	1788	1869	1950	2032	2113	2194	2275	2357	2438	2519	2600

# Detalhamento do Risco Cenário de Referência



## DISTRIBUIÇÃO DOS DÉFICITS COM SÉRIES SINTÉTICAS - NORTE 2008

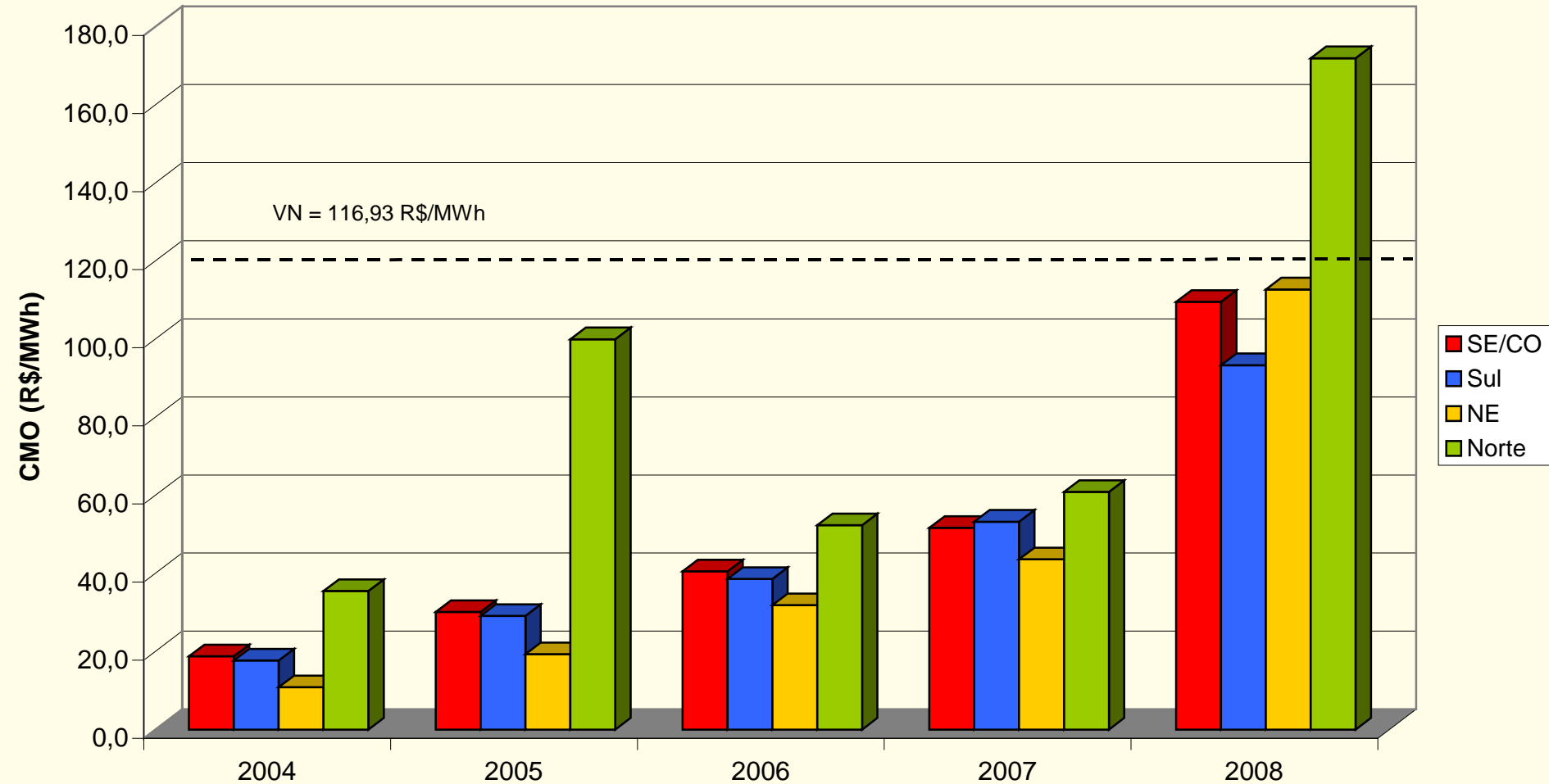


	1%	2%	3%	4%	5%	6%	7%	8%	9%	10%	11%	12%	13%	14%	15%
% da Carga	16%	17%	18%	19%	20%	21%	22%	23%	24%	25%	26%	27%	28%	29%	30%
MWmed	700	744	788	831	875	919	963	1006	1050	1094	1138	1181	1225	1269	1313
% da Carga	31%	32%	33%	34%	35%	36%	37%	38%	39%	40%	41%	42%	43%	44%	45%
MWmed	1356	1400	1444	1488	1531	1575	1619	1663	1706	1750	1794	1838	1881	1925	1969

# Cenário de referência – Custos Marginais de Operação

## Análise Estrutural

Custo Marginal de Operação  
Cenário de Mercado de Referência



## Considerando o Cenário de Referência

Ao se considerar para o período 2004 – 2008, a partir do presente, uma taxa média de crescimento do mercado de 5,3% e acréscimo de potência de 8.993 MW neste período, **as condições de atendimento se mostram favoráveis**. Entretanto, é importante registrar **a elevação dos riscos de déficit no final do horizonte, notadamente em 2008**, o que é corroborado pelo aumento do custo marginal da operação.

**Destaque-se que dos 8.993MW de expansão prevista no quinquênio, 94% ou 8.455MW devem entrar em operação até o final de 2006. Assim, é de grande importância assegurar não só que as obras em construção sejam efetivamente implantadas conforme cronograma, como também implantar novas obras hidroelétricas a partir de 2007/2008.**

O ONS acompanha permanentemente a realização das premissas de oferta e demanda, bem como as condições de armazenamento e das afluições, reavaliando periodicamente as condições de atendimento ao SIN.

**Avaliações das condições de atendimento do ONS são instrumento para o MONITORAMENTO DO SETOR ELÉTRICO pelo MME e conseqüente ajuste via LICITAÇÕES DE EXPANSÃO da geração e da transmissão conforme previsto no Modelo do Setor.**

**As atuais condições de atendimento vêm sendo objeto de atenção do MME, que já anunciou leilões de “energia velha” no 4º trimestre deste ano e de hidroelétricas no início do próximo ano, o que deverá permitir a gestão do risco de deficit no final do quinquênio.**

**APOIO**

## Relatório ANEEL de Acompanhamento das UHEs – versão de 15/08/2004

Nome	UF	Ano de entrada em operação								
		2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	
1 14 de Julho	RS				100,0					
2 Aimorés	MG	330,0								
3 Barra do Braúna	MG		39,0							
4 Barra dos Coqueiros	GO			30,0	60,0					
5 Barra Grande	SC/RS		230,0	460,0						
6 Baú I	MG			73,3	36,7					
7 Cachoeirinha	PR				45,0					
8 Caçu	GO			21,7	43,3					
9 Campos Novos	SC			880,0						
10 Candonga	MG	140,0								
11 Capim Branco I	MG				240,0					
12 Capim Branco II	MG				140,0	70,0				
13 Castro Alves	RS				130,0					
14 Corumbá III	GO			46,8	46,8					
15 Corumbá IV	GO	63,5	63,5							
16 Couto Magalhães	GO/MT				150,0					
17 Cubatão	SC									
18 Espora	GO		32,0							
19 Estreito	TO/MA					120,7	483,1	483,2		
20 Foz do Chapecó	RS/SC					213,7	641,3			
21 Fundão	PR			120,0						
22 Irapé	MG		360,0							
23 Itaocara	RJ		65,0	130,0						
24 Itumirim	GO	25,0	25,0							
25 Monjolinho	RS			67,0						
26 Monte Claro	RS	130,0								
27 Murta	MG			120,0						
28 Olho D'água	GO			16,5	16,5					
29 Ourinhos	SP/PR		44,0							
30 Pai Querê	SC/RS					292,0				
31 Pedra do Cavalo	BA		160,0							
32 Peixe Angical	TO			452,0						
33 Picada	MG		50,0							
34 Ponte de Pedra	MT/MS	58,7	117,4							
35 Rondon II	RO	24,5	49,0							
36 Salto	GO				108,0					
37 Salto do Rio Verdinho	GO				93,0					
38 Salto Pilão	SC				181,0					
39 Santa Clara (Elejor)	PR		120,0							
40 Santa Isabel	TO/PA						543,5	543,5		
41 Santo Antônio	AP/PA		100,0	67,0						
42 São Domingos	MS		16,0	32,0						
43 São João	PR				60,0					
44 São Salvador	TO					241,0				
45 Serra do Facão	GO				212,6					
46 Tucuruí	PA	750,0	1.125,0	750,0						

## Relatório ANEEL de acompanhamento das UTEs – versão de 15/08/2004

Usinas do PPT (Res. GCE n.º 36,37,47,100, 105 e 127)							
Nº	Nome	UF	2004	2005	2006	2007	2008
96	Anhanguera	SP	278,3				
97	Camaçari CHESF	BA	72,0				
98	Canoas	RS				340,0	
99	Carioba II	SP	156,0	789,0			
100	Coteminas	RN	99,7				
101	Cubatão (CCBS)	SP	440,0	510,0			
102	Ibirité	MG				283,9	283,9
103	Juiz de Fora	MG			23,0		
104	Mogi Mirim	SP			985,4		
105	Norte Fluminense	RJ	291,6				
106	Nova Piratininga	SP	400,0				285,6
107	Paracambi (Cabiúnas)	RJ	308,0	155,0			
108	Paraíba	PB	137,5				
109	Paulínia	SP			491,8		
110	Ribeirão Moinho	SP	357,0				
111	Roberto da Silveira (Campos)	RJ	84,2				
112	Santa Cruz	RJ	200,0		200,0		
113	São Gonçalo	RJ	210,8				
114	Termoalagoas	AL		143,2			
115	Termo Ceará	CE			70,0		
116	Termorio	RJ	423,3	739,6			
117	Termosergipe	SE	135,0				
118	Três Lagoas	MS					120,0
119	Vale do Açu	RN				347,4	



## Relatório ANEEL de acompanhamento das UTEs – versão de 15/08/2004

Nº	Nome	UF	Usinas que não fazem parte do PPT				
			2004	2005	2006	2007	2008
1	Alunorte	PA	27,8				
2	Araraquara	SP				552,5	
3	Bariri	SP			445,5	229,7	
4	Capuava	SP			271,8		
5	CNT	GO		20,0			
6	Cofepar	PR	678,1				
7	Contagem	MG	19,3				
8	Cuiabá II	MT	529,2				
9	Fafen	BA	91,2				
10	Figueira	PR	140,3				
11	Gabriel Passos	MG	9,2				
12	Jacuí	RS	350,2				
13	Klabin	SP		15,0			
14	Klotz Campo Grande II	MS				242,6	
15	Klotz Corumbá	MS				176,0	
16	Santa Branca	SP	908,1	204,3			
17	Seival	RS					542,0
18	Sepetiba	RJ	688,5	688,5			
19	Sul Catarinense	SC		440,3			
20	Termocabo	PE			47,3		
21	Termopantanal	MS	141,7	99,6			
22	Valparaíso	SP		260,8			

# Premissas dos Estudos

## Montantes não considerados na Oferta (MW)

	Usinas Amarelas						Usinas Vermelhas						Total
	2004	2005	2006	2007	2008	Total	2004	2005	2006	2007	2008	Total	
UTES	491	0	2.118	1.176	690	4.475	5.643	3.291	765	648	542	10.888	15.363
UHEs	394	216	120	494	362	1.584	25	145	537	659	506	1.872	3.457
PCHs	4	228	1.900	254	52	2.439	0	77	8	0	0	86	2.524
PCTs	5	68	814	0	0	887	349	20	0	0	0	369	1.257
Proinfa	0	0	1.755	12	0	1.767	0	0	0	0	0	0	1.767
Eólicas	3.110	1.597	1.747	63	128	6.644	0	0	0	0	0	0	6.644
<b>Total</b>						<b>17.796</b>						<b>13.216</b>	<b>31.011</b>