



**Operador Nacional
do Sistema Elétrico**

IV Conferencia de PCH- Mercado e Meio Ambiente

**Interligação dos projetos de geração
incentivada ao SIN- Caminhos para
viabilizar os investimentos
necessários**

São Paulo, 19 de agosto de 2008

Roberto Gomes

**Operador Nacional do
Sistema Elétrico - ONS**

- 1. Avaliações energéticas - Planejamento Energético 2008/2012 – Influência da geração distribuída**
- 2. Integração da geração distribuída à rede elétrica**



1. Avaliações energéticas

Planejamento Energético 2008/2012- Influência da geração distribuída

PREMISSAS DO PEN 2008/2012 – A nova oferta

2008



2012



Energia Armazenável (EAR): 272.500 MWmed

Consumo Médio Anual: 52.399 MWmed

Relação EAR/consumo: **5,2** (já foi ~ 8)



Energia Armazenável : 289.500 MWmed

Consumo Médio Anual: 63.960 MWmed

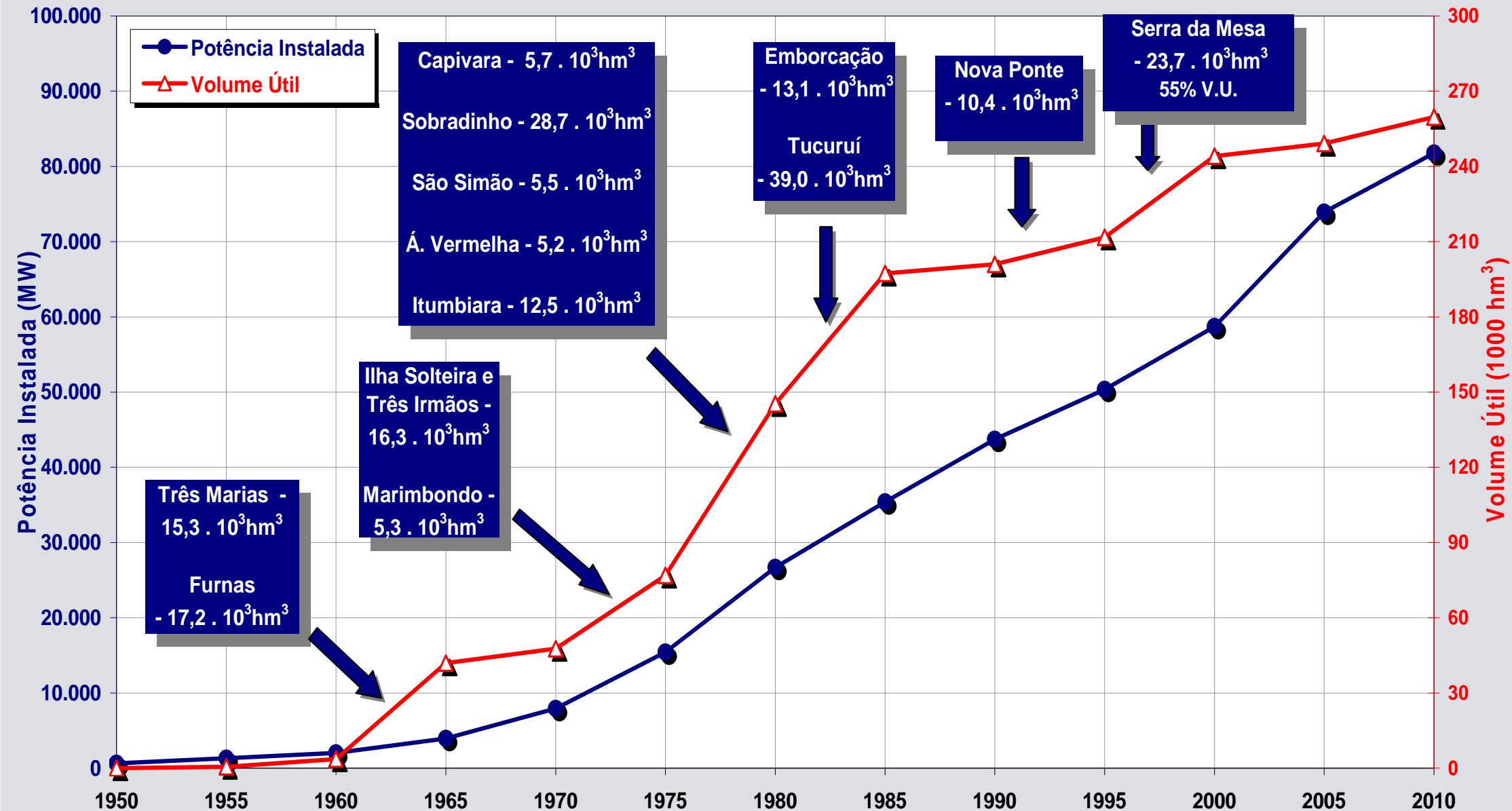
Relação EAR/consumo: **4,5** (já foi ~ 8)



a carga cresce 22% e a capacidade de armazenamento 6%

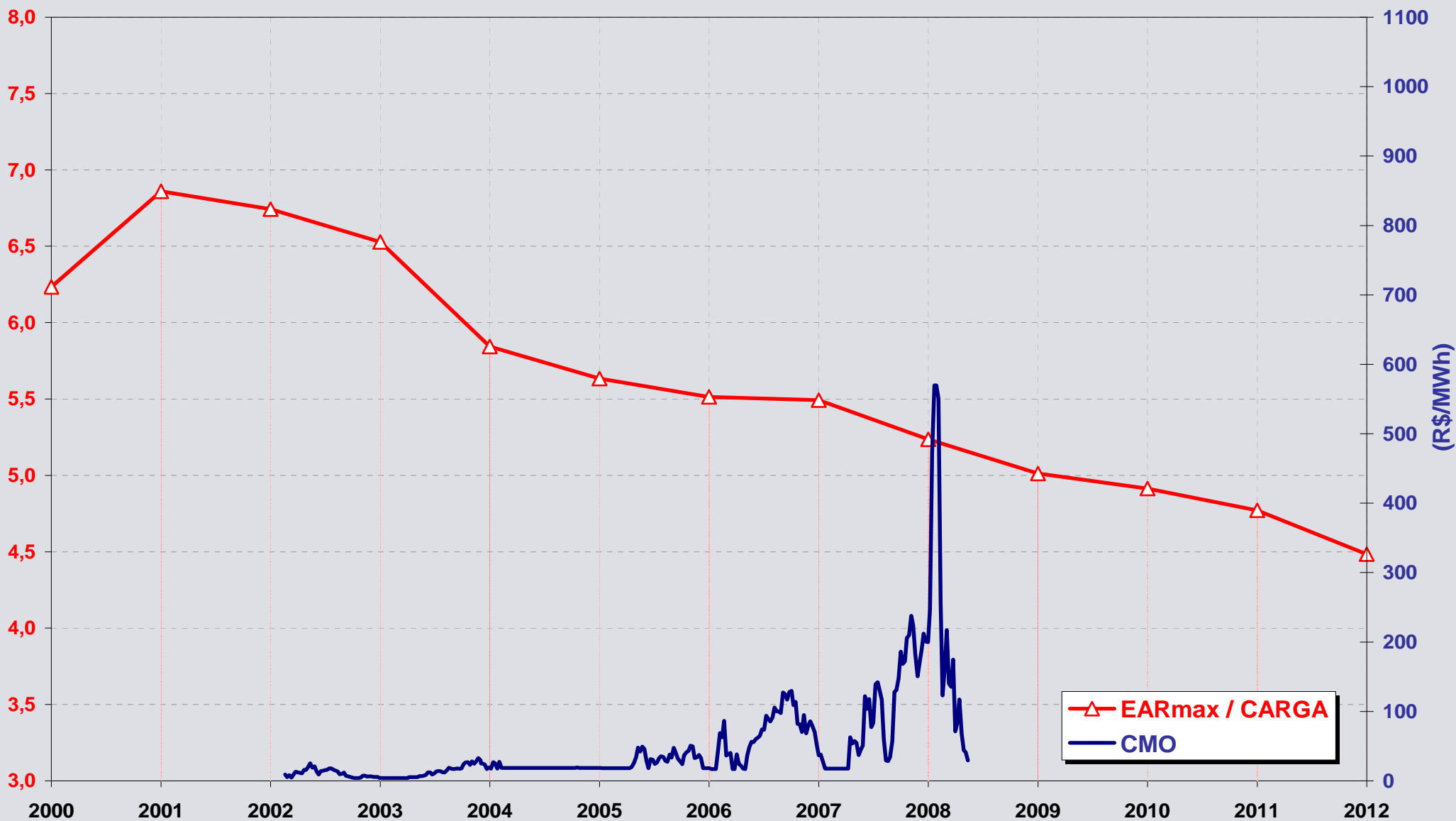
HISTÓRICO DO SIN - REGULARIZAÇÃO

Evolução do Volume Útil Acumulado e da Potência Instalada (Geração Hidráulica) no SIN



Os treze maiores reservatórios identificados na figura possuem volume útil maior que $5 \times 10^3 \text{hm}^3$ e, juntos, correspondem a 78% do Volume Útil total acumulado no SIN

PERDA DE REGULARIZAÇÃO DOS RESERVATÓRIOS



PREMISSAS DE CARGA

Premissa de crescimento da economia com PIB de **5%** de 2008 a 2012 com reflexos no crescimento da carga com taxa média anual de **5,1%**.

ANO	Previsão de Carga (MWmed)
2008	52.399
2009	55.930
2010	58.730
2011	61.420
2012	63.960

Obs: A carga em 2007 foi de 50.348 MWmed

EXPANSÃO - CARACTERÍSTICAS DA NOVA OFERTA

Hidroelétrica

- ✓ Escassez de novos projetos
- ✓ Dificuldades para licenciamento ambiental
- ✓ Novas usinas a fio d'água → redução da capacidade de regularização plurianual

Termoelétrica

- ✓ Custo variável unitário elevado, com impacto na segurança do SIN. Seu despacho ocorre somente para hidrologias críticas, em montantes e antecedência que não são suficientes para recompor o deplecionamento dos reservatórios
- ✓ Disponibilidade atual de GN – TC(Petrobras/ANEEL) : 2.333 MWmed
- ✓ Acréscimo de disponibilidade de GN em 2008/2009: 1.367/2.065 MWmed

EVOLUÇÃO DA POTÊNCIA INSTALADA (MW)

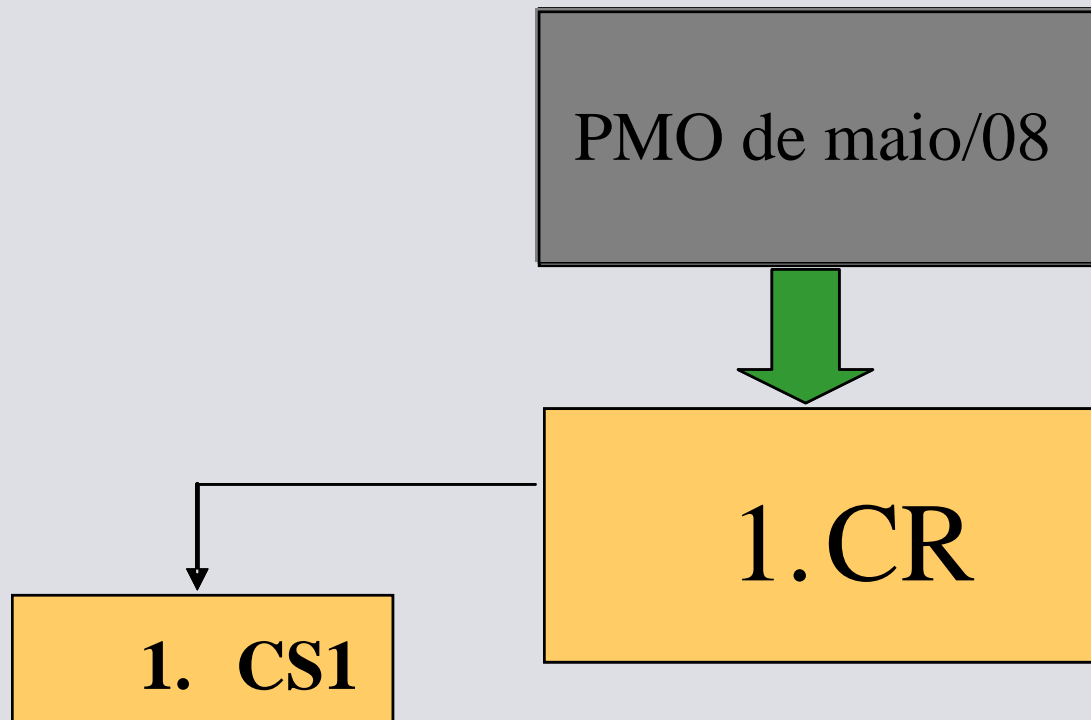
	TIPO	2007	30/04/2008	2008	2009	2010	2011	2012
SIN sem Acre-Rondônia	Hidráulica	66.295	66.382	66.425	67.105	69.247	70.776	70.824
	Térmica	11.086	11.489	12.115	13.764	16.100	16.260	17.735
	Nuclear	2.007	2.007	2.007	2.007	2.007	2.007	2.007
	PROINFA - PCHs	268	368	934	1.126	1.126	1.126	1.126
	PROINFA - PCTs	489	509	509	509	509	509	509
	PROINFA - Eólicas	218	218	487	720	720	720	720
	Outras PCHs e PCTs	2.425	2.703	3.481	4.292	4.567	4.637	4.637
	Total		82.788	83.676	85.958	89.523	94.276	96.035
Acre-Rondônia	Hidráulica	-	-	-	290	290	290	290
	Térmica	-	-	-	530	530	530	530
	Pequenas	-	-	-	104	104	104	104
Itaipu 60 Hz (Brasil)	(50% Total)	7.000	7.000	7.000	7.000	7.000	7.000	7.000
Subtotal	Capacidade Instalada	89.788	90.676	92.958	97.447	102.200	103.959	105.482
Itaipu 50 Hz (Paraguai)	Compras Itaipu	6.455	6.410	6.410	6.055	6.017	5.978	5.937
Total disponível		96.243	97.086	99.368	103.502	108.217	109.937	111.419

valores em 31 de dezembro

EVOLUÇÃO DA OFERTA – PARTICIPAÇÃO POR FONTE

	2007	2012
HIDROELÉTRICAS (MW)	79.750	84.051
(%)	82,9%	75,4%
TERMOELÉTRICAS (MW)	13.093	20.272
(%)	13,6%	18,2%
PCHs (MW)	1.720	3.474
(%)	1,8%	3,1%
PCTs (MW)	1.680	3.623
(%)	1,7%	3,3%
TOTAL (MW)	96.243	111.419

PEN 2008/2012- CENÁRIO AVALIADO



CENÁRIO DE REFERÊNCIA - RISCOS DE DÉFICIT (%)

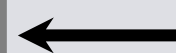
SUBSISTEMA	2009	2010	2011	2012
SUDESTE/C.OESTE				
Qualquer Déficit	1,3	3,3	5,0	5,4
>1% da Carga	1,0	2,9	4,0	4,5
SUL				
Qualquer Déficit	1,1	5,7	3,9	6,4
>1% da Carga	0,8	2,3	2,8	3,4
NORDESTE				
Qualquer Déficit	1,4	3,1	6,3	2,9
>1% da Carga	1,0	1,9	2,3	1,6
NORTE				
Qualquer Déficit	1,4	2,5	2,7	2,7
>1% da Carga	0,8	2,2	2,1	1,9

CENÁRIO DE REFERÊNCIA – CMOS (R\$/MWH)

SUBSISTEMA	2009	2010	2011	2012
Sudeste/Centro-Oeste	141,32	178,14	240,55	267,55
Sul	142,10	176,91	230,61	261,05
Nordeste	133,48	161,38	219,75	212,00
Norte	128,15	164,16	218,43	218,87

Avaliação pelo MME/EPE dos benefícios de ampliação da capacidade de interligação entre os Sistemas N/NE e SE/CO

CMOs S/SE/CO > CMOs N/NE em cerca de R\$ 50/MWh



CARACTERÍSTICAS DA OFERTA DE BIOMASSA

Dadas as características da **biomassa** no que se refere à:

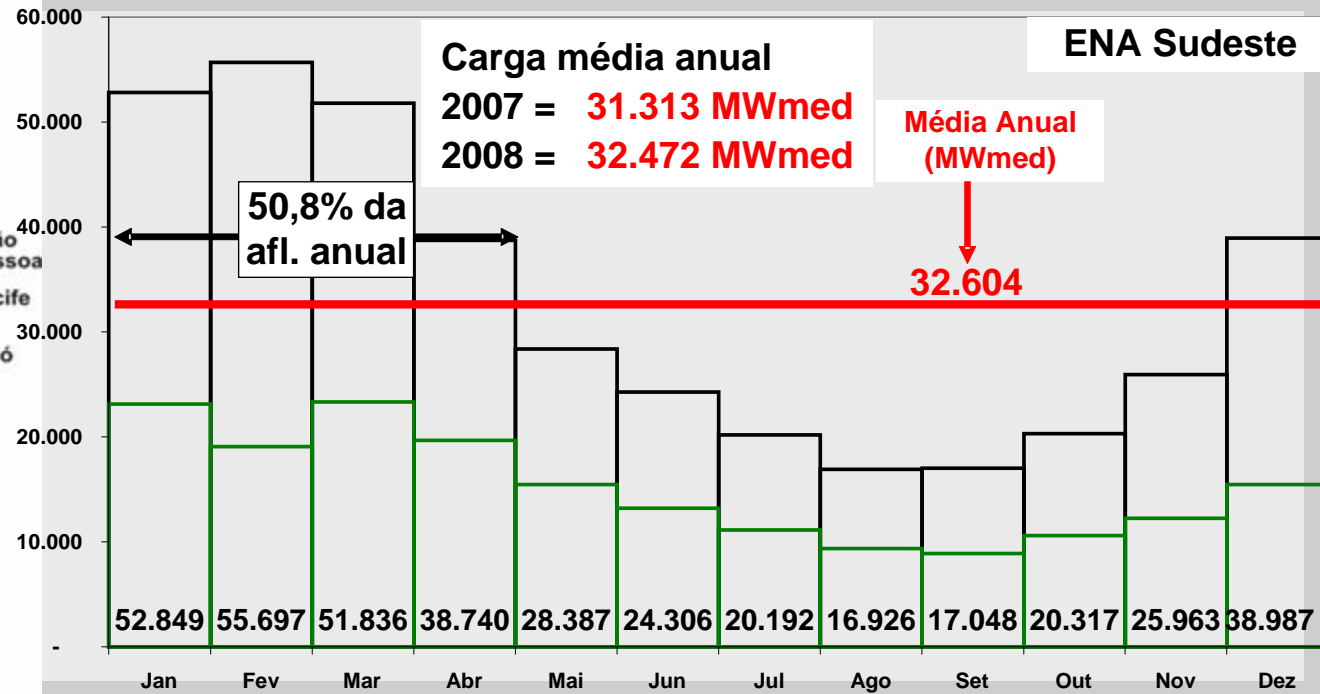
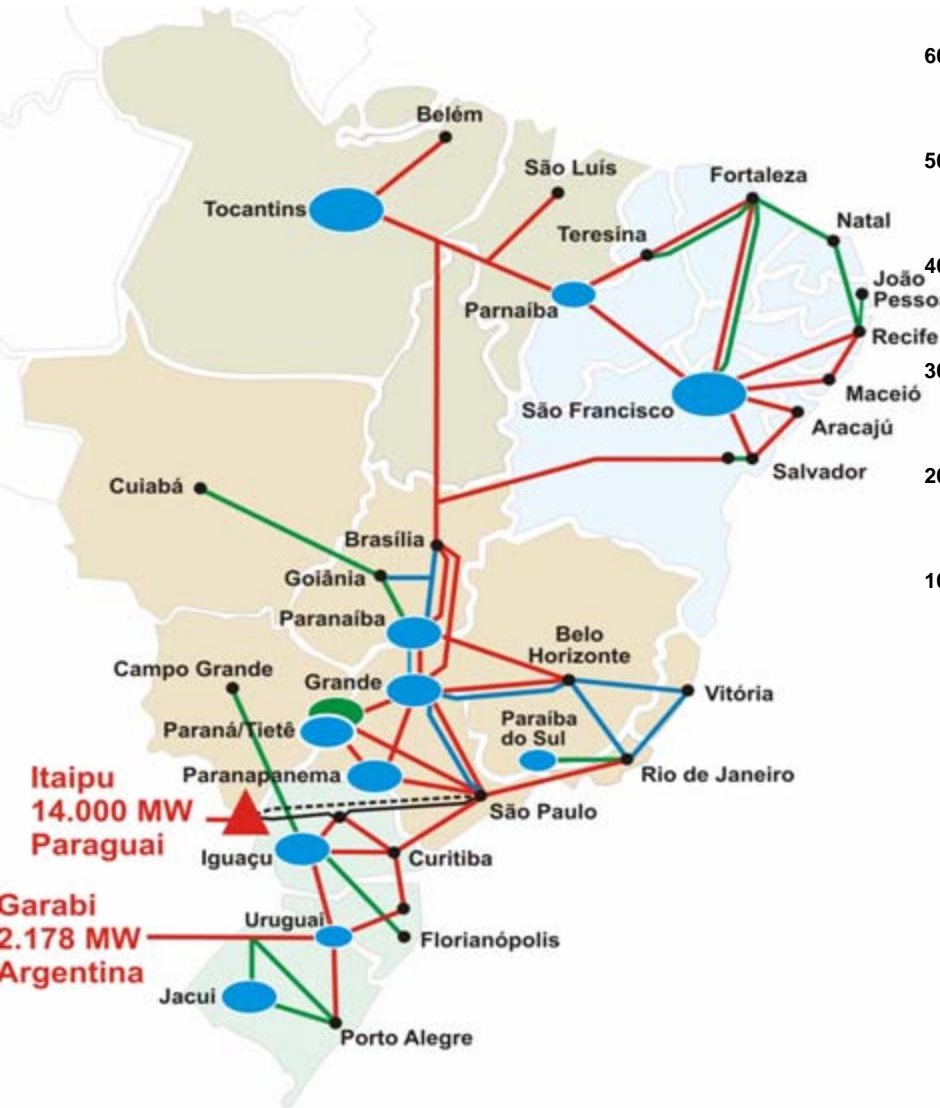
- ✓ geração inflexível;
- ✓ previsibilidade da sua disponibilidade;
- ✓ projetos de pequeno porte – construção em menor prazo;
- ✓ proximidade dos centros de carga;
- ✓ complementaridade em relação ao regime hidrológico da região SE/CO;
- ✓ menores dificuldades para licenciamento ambiental;



Cria-se Janela de Oportunidade para aproveitamento do potencial de Biomassa já a partir de 2009, em especial até a entrada dos aproveitamentos do rio Madeira.

Sazonalidade da oferta e Complementaridade Região Sudeste Centro-Oeste

12 Grandes Bacias - Integradas pela Transmissão Regional



Período da Safra da Biomassa: abr a out

- ✓ O período da safra (abr-out) é complementar ao regime hidrológico da região SE/CO, propiciando geração em períodos de natural elevação do CMO. Nos demais períodos é efetuada manutenção nos equipamentos e a planta se comporta como consumidor de energia elétrica (baixo consumo)
- ✓ A operação durante a safra contribui para o aumento dos níveis dos reservatórios, aumentando a margem de segurança do SIN.

Cada 1.000 MW_{méd} no período abr – out corresponde a um ganho de armazenamento de **4%** EAR_{max} na região SE/CO

- ✓ Reduz a dependência das afluições e propicia condições mais favoráveis para atingir o **Nível Meta** pré - estabelecido para nov/1º ano, que garanta o atendimento mesmo na hipótese de ocorrência de afluições críticas no período úmido do 2º ano

- ✓ Considera oferta adicional proveniente do **Leilão de Energia de Reserva – LER (Biomassa)** realizado em 14/08/2008.
- ✓ Oferta adicional do LER é de **548 MWmed no SIN** (totalizando: 23 MWmed em 2009, 328 MWmed em 2010, 424 MWmed em 2011 e 548 MWmed em 2012).
- ✓ A distribuição por subsistema se dará da seguinte forma: **524 MWmed no SE/CO** (totalizando: 23 MWmed em 2009, 321 MWmed em 2010, 406 MWmed em 2011 e 524 MWmed em 2012) e **24 MWmed no NE** (totalizando: 7 MWmed em 2010, 18 MWmed em 2011 e 24 MWmed em 2012), conforme informação da CCEE dos montantes contratados no LER 2008.

CENÁRIO DE SENSIBILIDADE CS1 – RISCOS DE DÉFICIT (%)

Oferta adicional total de **524 MWmed** no SE/CO e de **24 MWmed** no NE

SUBSISTEMA	2009	2010	2011	2012
SUDESTE/C.OESTE				
Qualquer Déficit	1,5	3,6	4,9	5,1
>1% da Carga	1,1	3,1	3,8	3,8
SUL				
Qualquer Déficit	1,5	5,9	3,5	6,1
>1% da Carga	0,9	2,1	2,5	3,1
NORDESTE				
Qualquer Déficit	1,6	3,3	6,0	3,0
>1% da Carga	0,9	2,2	2,2	1,7
NORTE				
Qualquer Déficit	1,3	2,6	3,1	3,1
>1% da Carga	1,0	2,1	2,4	2,0

CENÁRIO DE SENSIBILIDADE CS1 – CMOS (R\$/MWH)

SUBSISTEMA	2009	2010	2011	2012
Sudeste/Centro-Oeste				
	141,51	170,42	220,14	242,72
Sul				
	143,35	167,94	210,67	236,29
Nordeste				
	132,09	153,10	206,45	197,40
Norte				
	127,24	154,38	205,38	202,00

AVALIAÇÃO ENERGÉTICA 2008/2012 - CONCLUSÕES

- 1. Os riscos de déficits são inferiores a 5% em todos os subsistemas no horizonte 2008/2012, ao serem considerados déficits de profundidades maiores que 1%.**
- 2. O acréscimo de oferta adicional proveniente do LER, a partir de 2009, e do Leilão A-3, a partir de 2011, reduz os riscos de déficit de energia em todos os subsistemas, aumentando o nível de segurança operativa.**
- 3. A antecipação das usinas do rio Madeira agregaria ao SIN em 2012 energia superior a 1.000 MWmed, aumentando a segurança operativa.**

AVALIAÇÃO ENERGÉTICA 2008/2012 - CONCLUSÕES

- ✓ Há expectativa de participação de geração a biomassa e eólicas no leilão A-3 a se realizar em setembro
- ✓ Considerando o potencial declarado de geração a biomassa, já estão sendo negociados contratos de venda deste tipo de energia no ACL
- ✓ Há expectativa de realização de leilão de energia proveniente de fontes eólicas em 2009

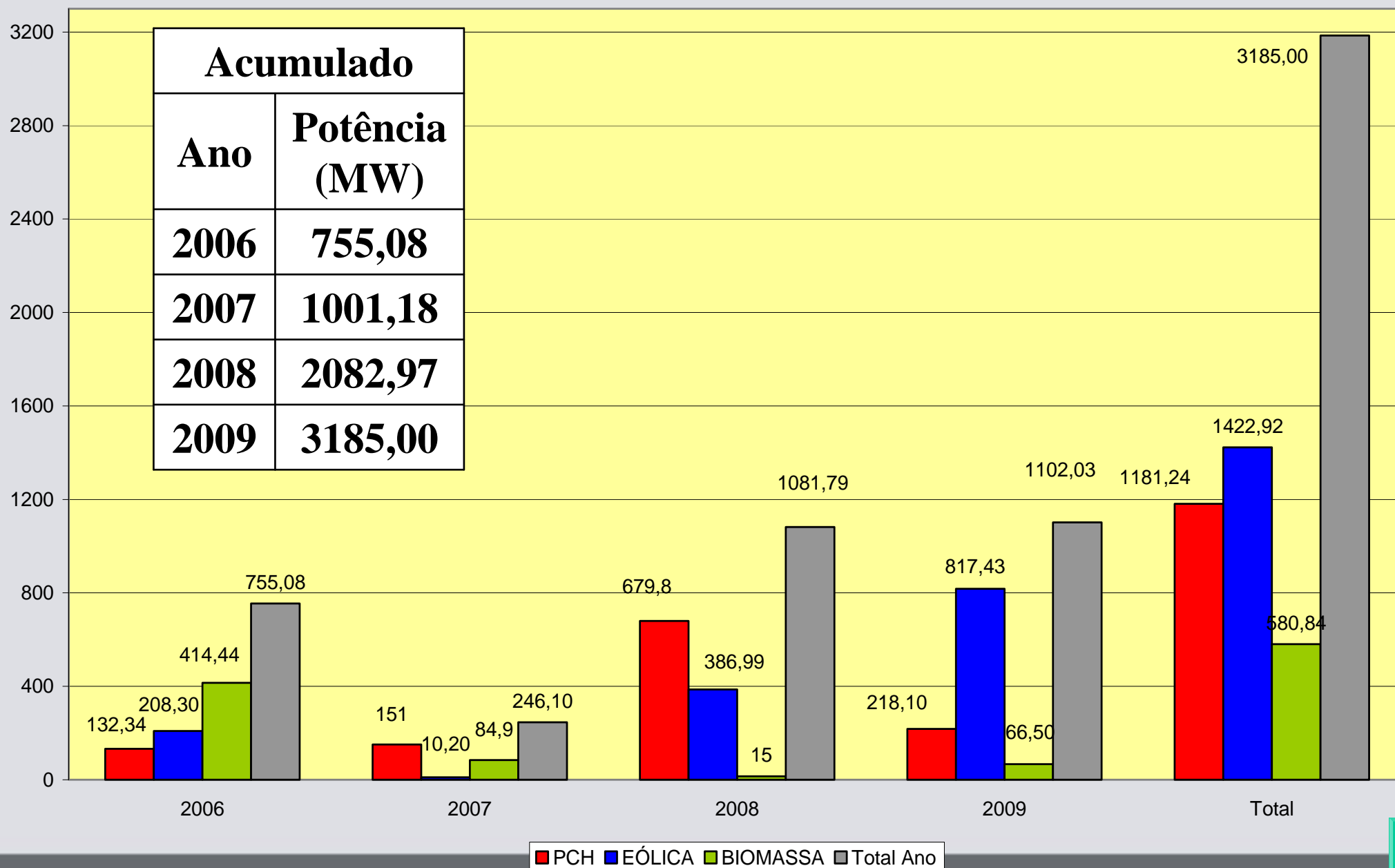
AVALIAÇÃO ENERGÉTICA 2008/2012 – FATOS RELEVANTES

- 1. Concretização do programa de obras, com destaque para: UHEs Foz do Chapecó (855 MW), Serra do Facão (212,6 MW), São Salvador (243,2 MW), Estreito (1.087 MW), Dardanelos (261 MW), Mauá (350 MW), Simplício (306 MW) e UTEs Do Atlântico (490 MW), Candiota III (350 MW), MPX (700 MW), Suape II (356 MW) e Termomaranhão (350 MW).**
- 2. Cumprimento do cronograma de disponibilização de GN para geração termoelétrica, através de obras de infra-estrutura de gasodutos da Petrobras e da implantação do GNL, conforme previsto no Termo de Compromisso – TC, assinado entre essa empresa e a ANEEL.**
- 3. Realização de estudos pela EPE/MME para avaliar a oportunidade de aumento da capacidade de intercâmbio entre os sistemas N/NE e SE/CO visando explorar ainda mais as complementaridades entre esses sistemas.**



2. Integração da Geração Distribuída à Rede Elétrica

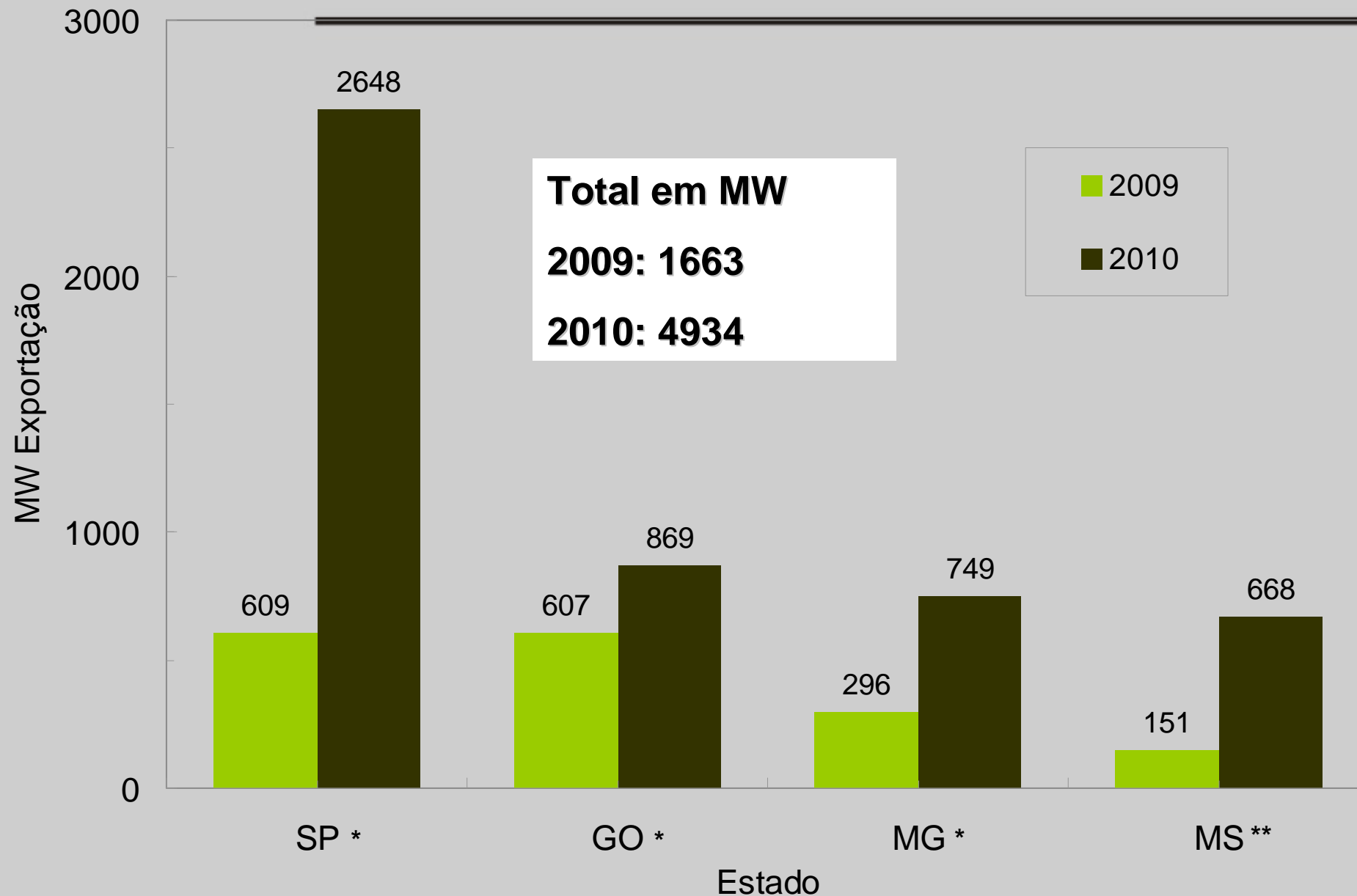
IMPLANTAÇÃO DO PROINFA – EVOLUÇÃO (MW)



INTEGRAÇÃO DA BIOMASSA À REDE ELÉTRICA

- ✓ O potencial de biomassa está predominantemente localizado nos Estados de SP, MG, MS e GO.
- ✓ Para os Estados de SP e MG a rede existente com pequenos reforços é capaz de permitir o pleno despacho das usinas identificadas já a partir de 2009
- ✓ Nos Estados de MS e GO houve necessidade de desenvolver estudo de planejamento específico a fim de dimensionar o sistema de transmissão capaz de permitir a integração das usinas.

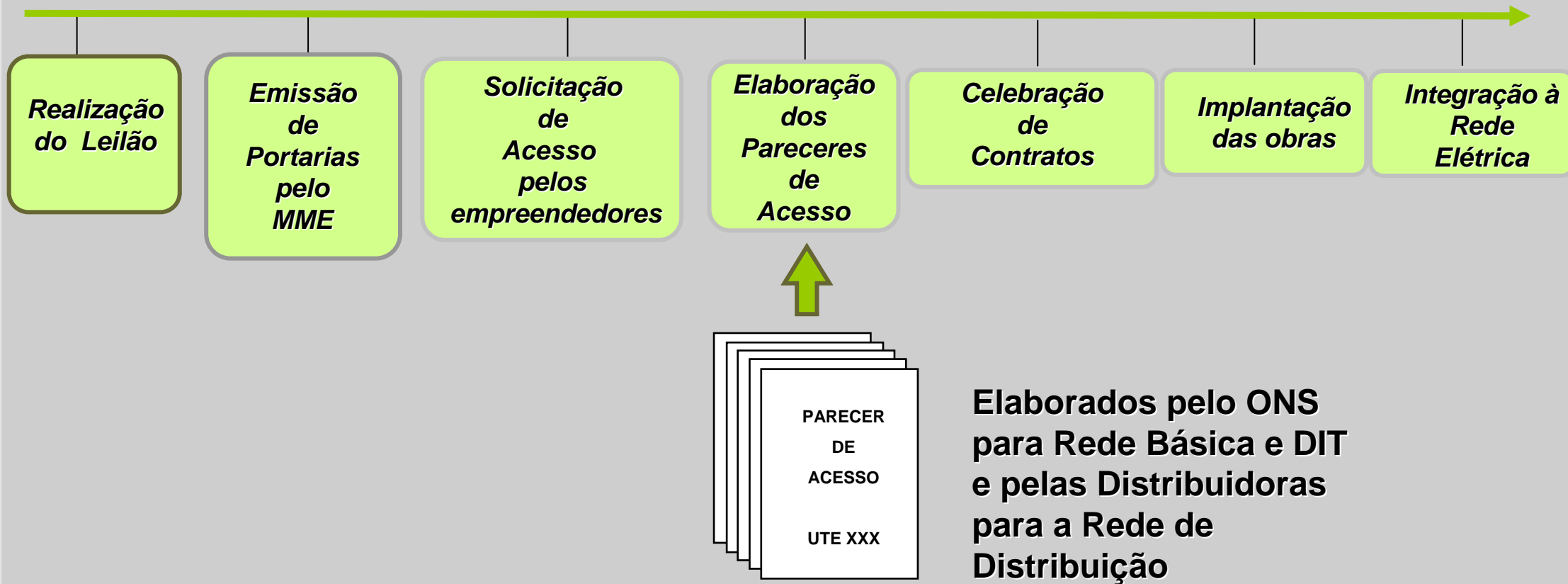
MONTANTES DE EXPORTAÇÃO DAS USINAS DE BIOMASSA



* USINAS COM DOCUMENTOS DE ACESSO EMITIDOS

** USINAS CADASTRADAS PELA EPE EM 15 DE FEVEREIRO DE 2008

PRINCIPAIS MARCOS NO PROCESSO DE INTEGRAÇÃO



ASPECTOS A SEREM TRATADOS NO PARECER DE ACESSO

- 1. Detalhamento dos aspectos tratados no Documento de Acesso emitido para fins de habilitação técnica.**
- 2. Atendimento aos requisitos dos Procedimentos de Rede (Módulo 3), Procedimentos de Distribuição e padrões da transmissora ou distribuidora acessada.**
- 3. Definição de Configuração Provisória de Operação (se necessário)**
- 4. Atendimento aos Requisitos de Caráter Sistêmico, pelas unidades geradoras**
- 5. Definição da Modalidade de Despacho**
- 6. Aspectos Relacionados com o Compartilhamento das Instalações de uso exclusivo dos geradores**

ASSINATURA DE CONTRATOS DE REDE

- 1. Conexão na Rede Básica: (CCT, CUST).**
- 2. Conexão em DIT: (CCT, CUSD) e CUST se despachadas centralizadamente, conforme indicado no parecer de acesso.**
- 3. Conexão na rede de distribuição: (CCD, CUSD) e CUST se despachadas centralizadamente, conforme indicado no parecer de acesso.**

IMPLANTAÇÃO DAS OBRAS DE CONEXÃO

O início da implantação das obras de conexão depende:

- ✓ **Se as obras forem de responsabilidade do transmissor:**
 - **emissão de ato autorizativo pelo MME ou ANEEL; e**
 - **assinatura dos contratos**

- ✓ **Se as obras forem de responsabilidade do distribuidor:**
 - **emissão de ato autorizativo pelo MME ou ANEEL; e**
 - **assinatura dos contratos**

- ✓ **Se as obras forem de responsabilidade do empreendedor:**
 - **emissão de ato autorizativo pelo MME ou ANEEL.**

PROCESSO DE INTEGRAÇÃO DE INSTALAÇÕES

- 1. Elaboração de estudos pré-operacionais**
- 2. Implantação dos sistemas e requisitos definidos no Parecer de Acesso, nos Procedimentos de Rede e nos padrões da empresa acessada**
- 3. Elaboração e implantação dos documentos definidos no Manual de Procedimentos de Operação**
- 4. Emissão da declaração de Atendimento aos requisitos dos Procedimentos de Rede para Testes – DAPR-T**
- 5. Realização e acompanhamento dos testes**
- 6. Emissão da declaração de Atendimento aos requisitos dos Procedimentos de Rede Provisória – DAPR-P**
- 7. Emissão da declaração de Atendimento aos requisitos dos Procedimentos de Rede Definitiva – DAPR-D**

Obrigado



Roberto Gomes

Tel.: (21) 2203-9697

roberto@ons.org.br

**Diretoria de Administração dos
Serviços de Transmissão**

**Operador Nacional do Sistema
Elétrico – ONS**

www.ons.org.br