

Plano Decenal de Expansão do Setor de Energia Elétrica: 2006-2015



Roteiro

Previsão de Mercado

Geração

Transmissão



Previsão de Mercado

Aspectos Metodológicos

Aspectos Metodológicos

▪ Estudos das Premissas Básicas

Macroeconômicos

- Metodologia de Cenários
- Condicionantes (invariantes e incertezas críticas)
- Cenários Mundiais e Nacionais
- Qualificação e Quantificação dos Cenários

Sócio-econômicos

- Cenários Demográficos e de Domicílios
- Elasticidade-renda do Consumo

Conservação

- Potencial e Cenários de Conservação
- Metas de Conservação

Setoriais

Indústrias Eletrointensivas

(Alumínio, Siderurgia, Soda-Cloro, Pelotização, Papel e Celulose, Petroquímica, Ferroligas, Cobre)

- Produção Física dos Grandes Consumidores Industriais
- Autoprodução e Cogeração
- Projeção da Carga dos Grandes Consumidores Industriais

Indicadores de Mercado

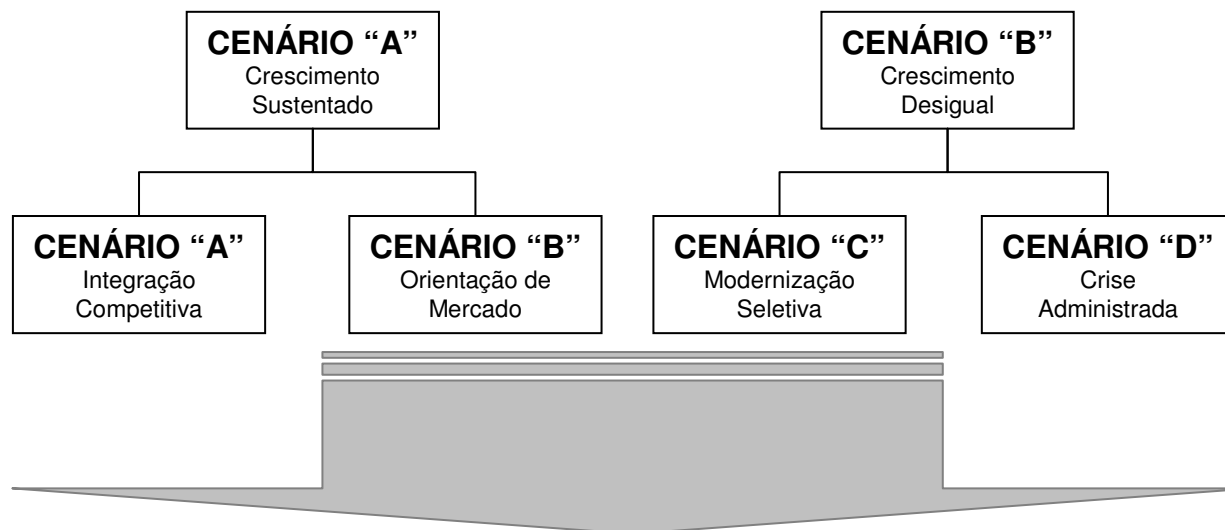
- Elasticidade-renda do consumo por consumidor residencial, do consumo industrial tradicional, do consumo comercial per capita e do consumo de outras classes per capita
- Consumo por consumidor residencial; número de consumidores residenciais/população; consumo comercial/consumo residencial

Aspectos Metodológicos

- A partir dos cenários “puros” foram construídas três trajetórias para o crescimento da economia nacional

CENÁRIOS
MUNDIAIS

CENÁRIOS
NACIONAIS

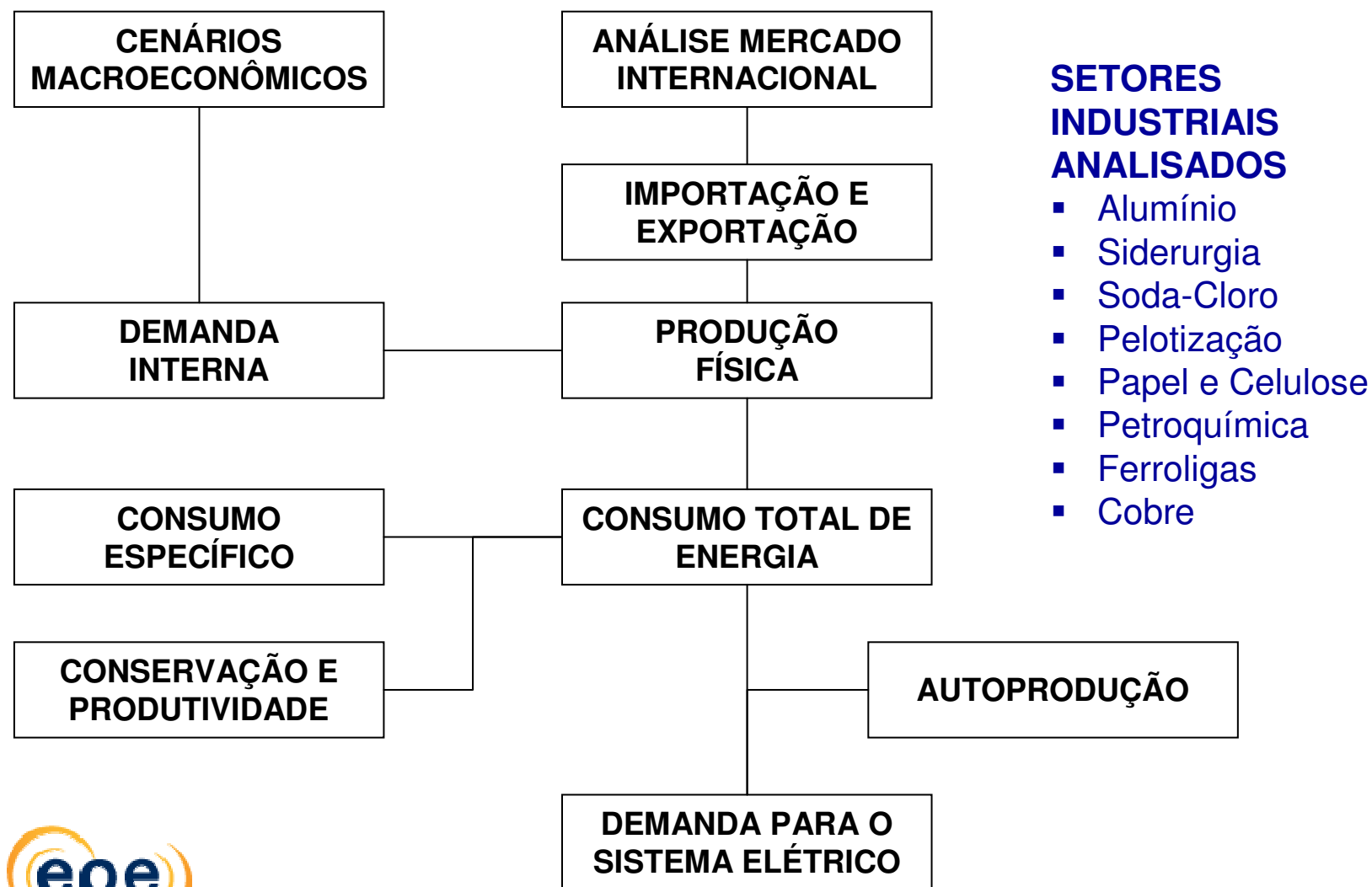


TRAJETÓRIAS
CONSTRUÍDAS

Cenas	Alta	Referência	Baixa
Partida (2005-2006)	Modernização Seletiva	Modernização Seletiva	Modernização Seletiva
2007-2011	Integração Competitiva	Modernização Seletiva → Integração Competitiva	Modernização Seletiva
2012-2016	Integração Competitiva	Integração Competitiva	Orientação de Mercado

Aspectos Metodológicos

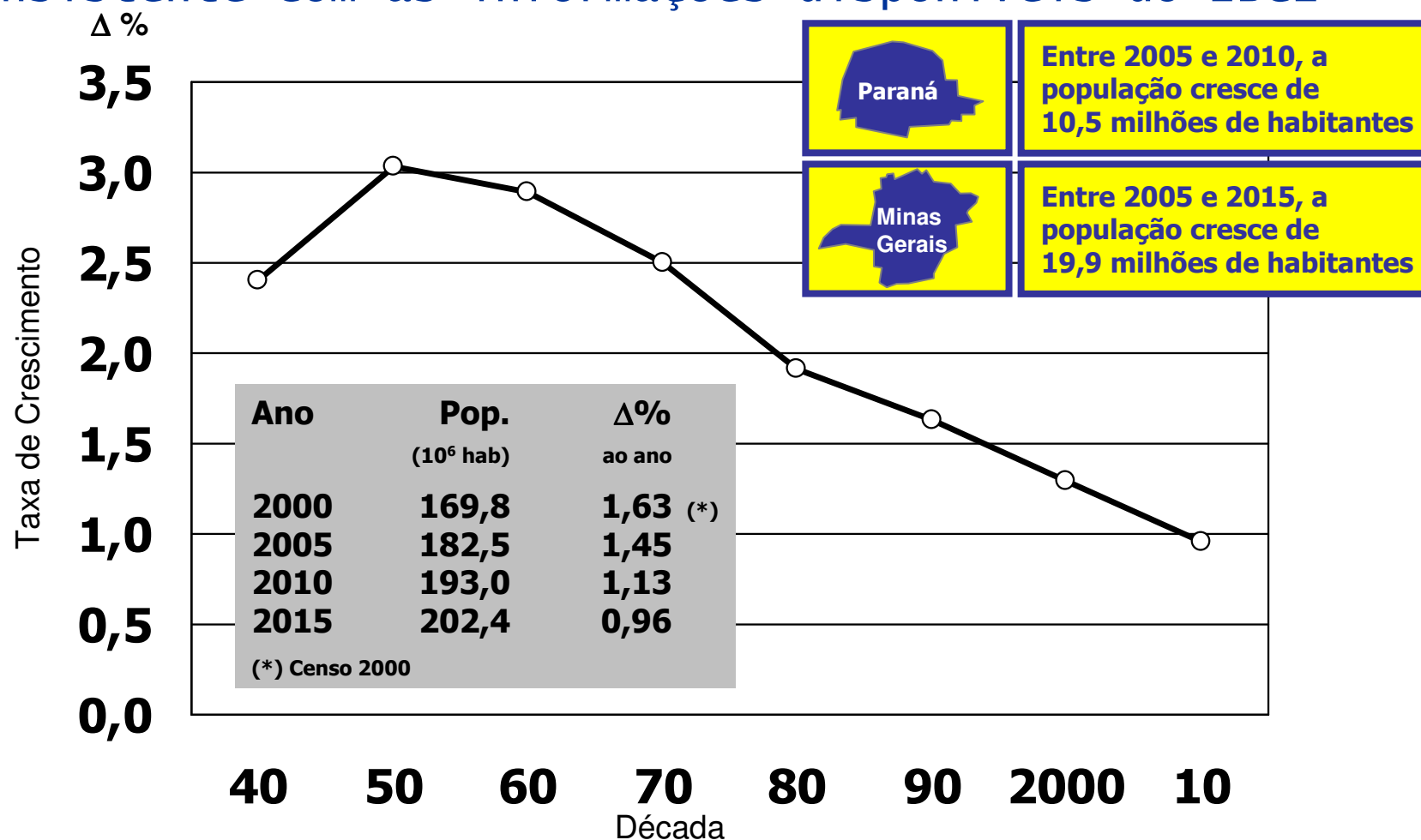
Metodologia Previsão do Consumo Industrial



Premissas Básicas

Premissas Básicas

- Construiu-se um cenário de crescimento demográfico consistente com as informações disponíveis do IBGE

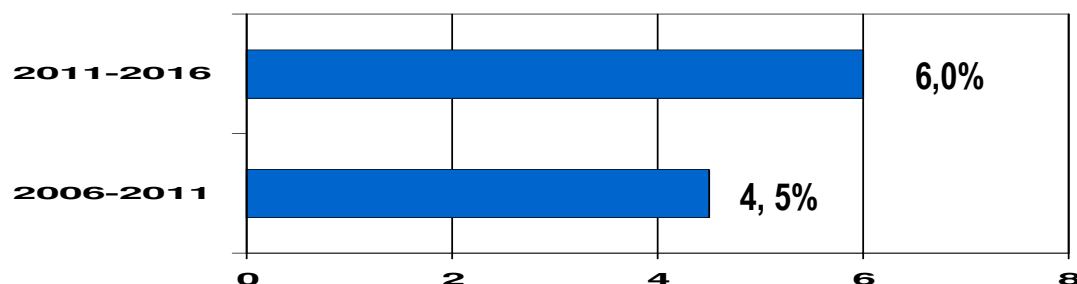


Premissas Básicas

- A quantificação dos três cenários de crescimento econômico é sintetizada na taxa de crescimento do PIB

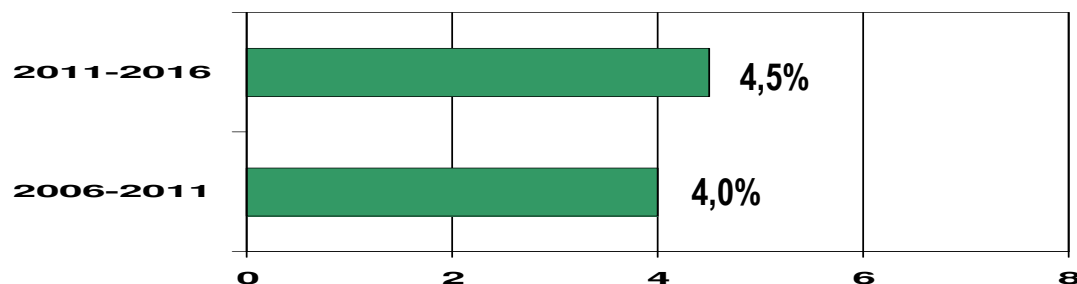
ALTO CRESCIMENTO

média decenal:
5,0% ao ano



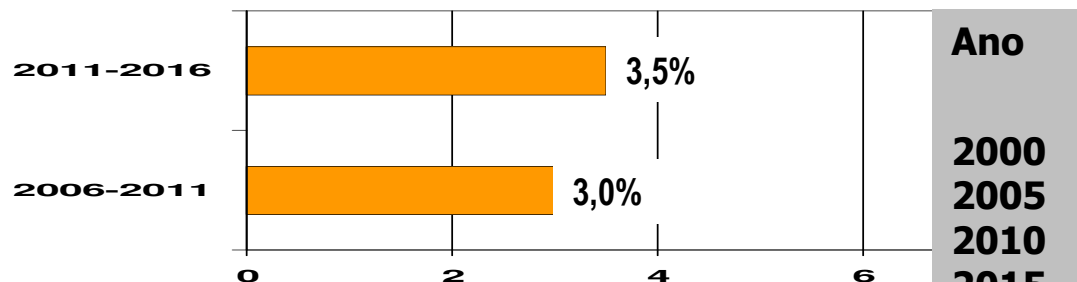
REFERÊNCIA

média decenal:
4,2% ao ano



BAIXO CRESCIMENTO

média decenal:
3,1% ao ano



Ano	PIB. (10 ⁹ R\$) (*)	Δ% ao ano
2000	1.624	
2005	1.819	2,3
2010	2.213	4,0
2015	2.745	4,4

(*) R\$ de 2004

Previsão de Mercado

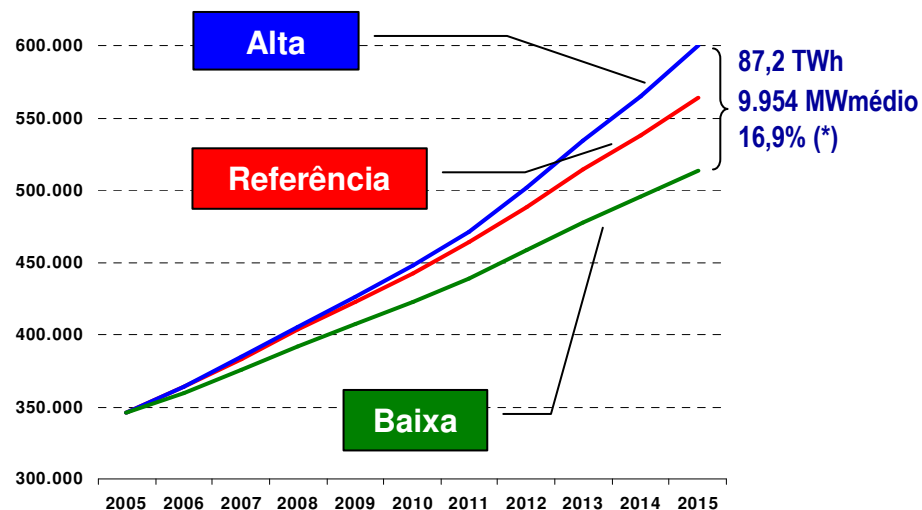
Previsão do Mercado

■ Brasil – Consumo Total de Energia Elétrica

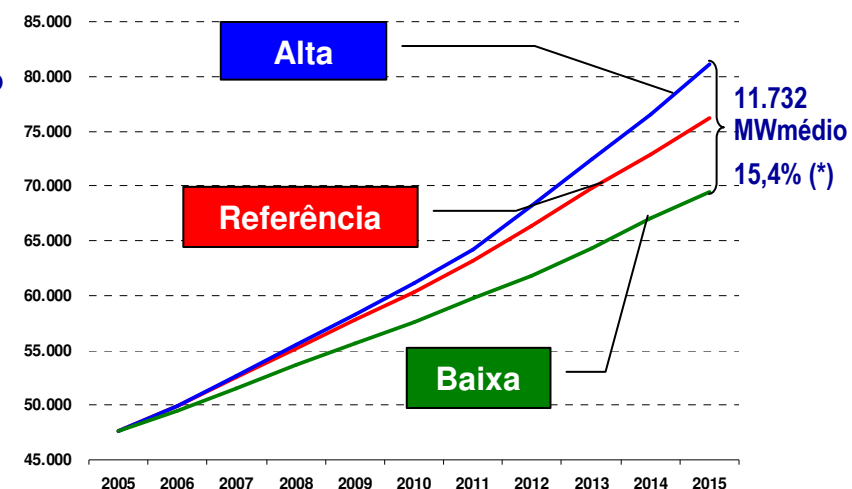
Período	Trajetória		
	Referência	Alta	Baixa
Consumo (TWh) (*)			
2005	373,5	373,5	373,5
2010	483,5	489,7	462,1
2015	617,7	657,8	563,3
Variação (% ao ano)			
2005-2010	5,3	5,6	4,4
2010-2015	5,0	6,1	4,0
2005-2015	5,2	5,8	4,2
Elasticidade-Renda			
2005-2010	1,32	1,24	1,45
2010-2015	1,14	1,07	1,19
2005-2015	1,23	1,14	1,31

Previsão do Mercado

Consumo Total Brasil (GWh)



Carga de Energia Brasil (MWmédio)



(*) percentual da projeção de referência

Evolução do índice de perdas (% carga)

Sistemas	2005	2010	2015
Isolados	34,0	26,0	18,0
Interligados	16,5	15,8	15,0
Norte	14,7	14,4	14,1
Nordeste	19,3	18,0	16,8
Sudeste	17,1	16,4	15,6
Sul	12,4	12,0	11,6



Obs.: Mercado atendido pelo Sistema Elétrico. Não inclui autoprodução clássica.

Previsão do Mercado

■ Brasil – Consumo por Classe e Subsistema (Trajetória de Referência)

	Consumo (GWh) *			Variação (% ao ano)	
	2005	2010	2015	2005/2010	2010/2015
Classe					
Residencial	82.255	109.155	142.489	5,8	5,5
Industrial	161.064	198.404	244.677	4,3	4,3
Comercial	52.947	73.370	101.877	6,7	6,8
Outras	49.803	62.601	77.776	4,7	4,4
Total	346.068	443.530	566.819	5,1	5,0
Subsistema					
Isolado	7.178	10.874	15.988	8,7	8,0
Norte	23.526	30.729	45.460	5,5	8,1
Nordeste	47.541	61.222	78.118	5,2	5,0
Sudeste	209.059	266.841	335.072	5,0	4,7
Sul	58.764	73.864	92.180	4,7	4,5
Total	346.068	443.530	566.819	5,1	5,0

Previsão do Mercado

▪ Sistema Interligado Nacional (SIN)

Consumo Total

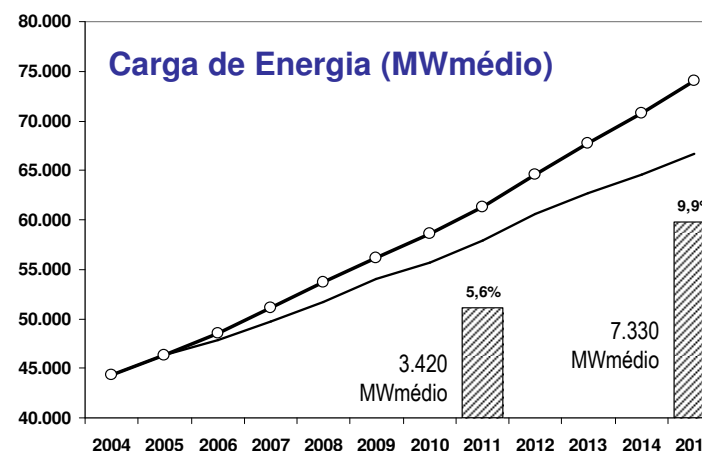
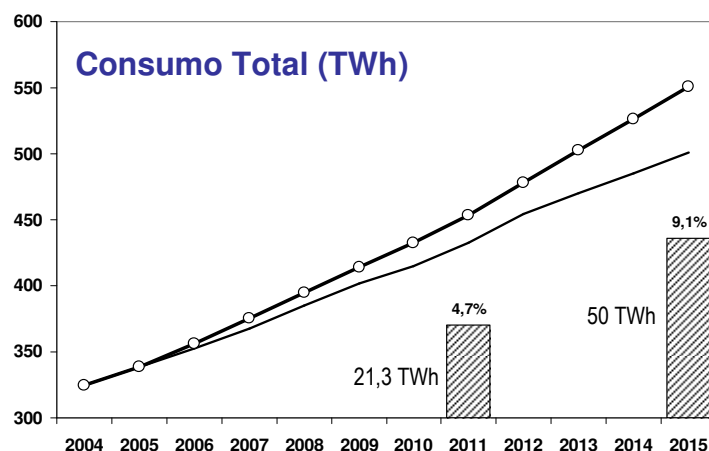
Ano	Referência TWh	Cenário Baixo TWh	Dif. s/ Ref	Cenário Alto TWh	Dif.s/ Ref
2005	338,9	338,9		338,9	
2010	432,7	412,7	- 20	438,2	+ 5,5
Δ médio anual	18,8 5,0%	14,8 4,0%	- 4	19,9 5,3%	+ 1,1
2015	550,8	500,3	- 50,5	587,5	+ 36,7
Δ médio anual	23,6 4,9%	17,5 3,9%	- 6,1	29,9 6,0%	+ 6,3

Carga de Energia

Ano	Referência MWmédio	Cenário Baixo MWmédio	Dif. s/ Ref	Cenário Alto MWmédio	Dif.s/ Ref
2005	46.341	46.341		46.341	
2010	58.365	56.003	- 2.362	59.378	+ 1.013
Δ médio anual	2.405	1.930	- 475	2.605	+ 200
2015	73.998	67.418	- 6.580	78.789	+ 4.791
Δ médio anual	3.125	2.285	- 840	3.880	+ 755

Previsão do Mercado

■ Sistema Interligado Nacional (SIN)



—○— Projeção EPE (referência)
 — Projeção agentes
 ▨ Diferença entre as projeções

ENTENDENDO AS DIFERENÇAS

- consideração quanto à evolução do consumo livre
- maior foco dos agentes no curto/médio prazo
- diferenças na percepção da evolução da economia
- estratégia de contratação dos agentes
- a maior diferença na projeção da carga reflete considerações relativamente à evolução das perdas: a projeção da EPE é mais conservadora

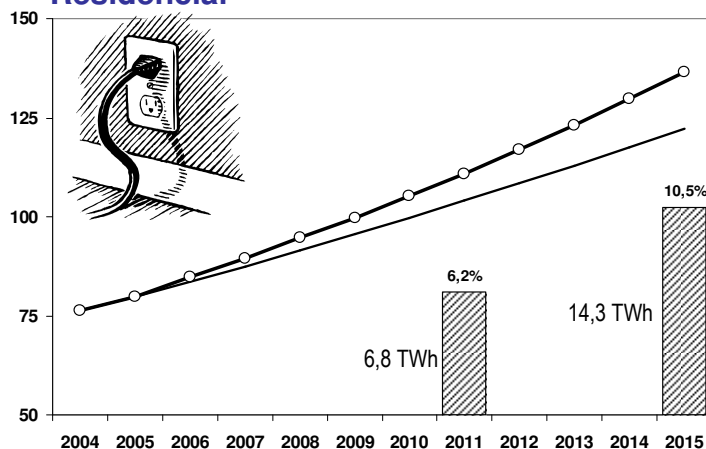


Obs.: A projeção do consumo inclui consumidores cativos e não-cativos.
 A projeção consolidada dos agentes de distribuição foi ajustada aos valores realizados em 2005.

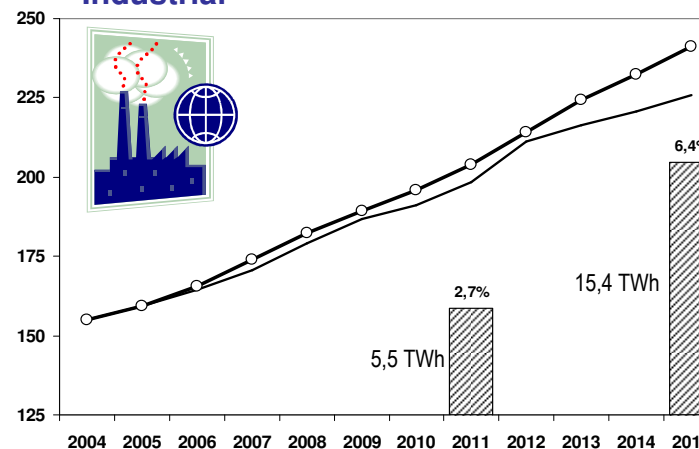
Previsão do Mercado

■ Projeções do Consumo de Energia Elétrica no SIN (TWh)

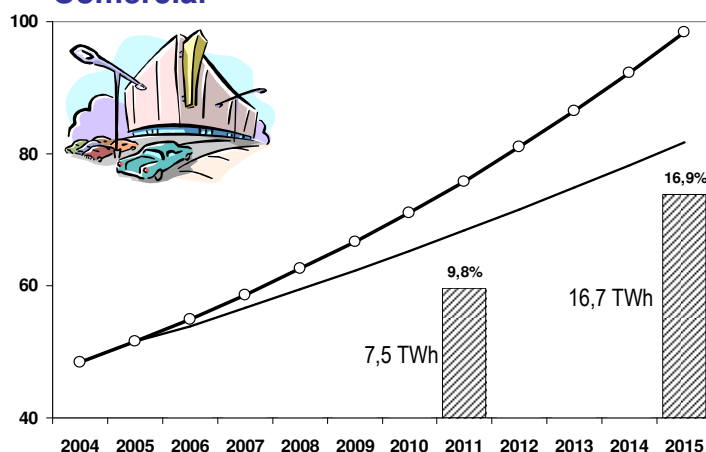
Residencial



Industrial



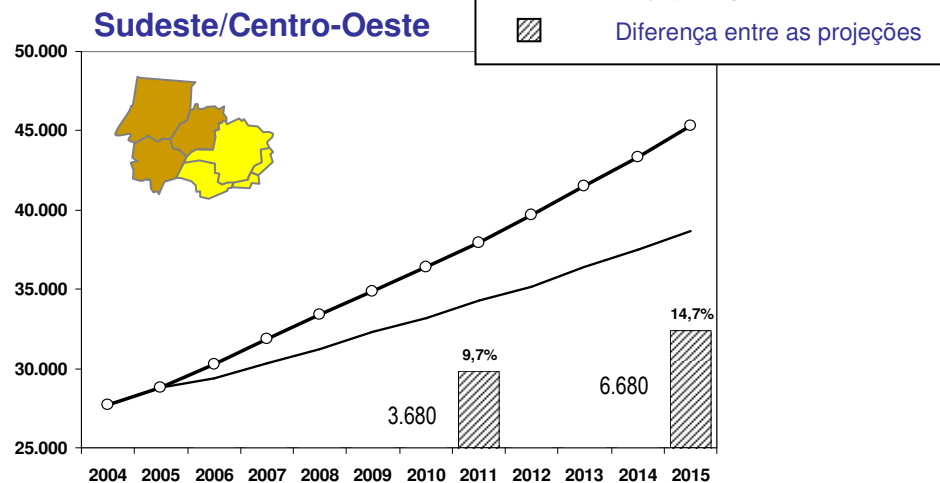
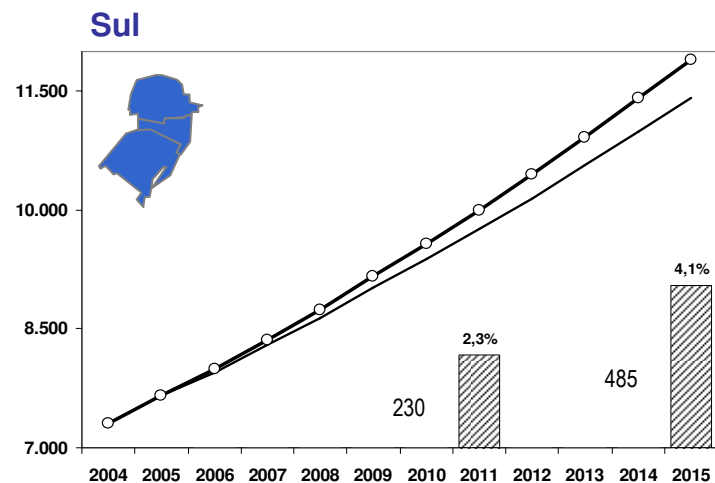
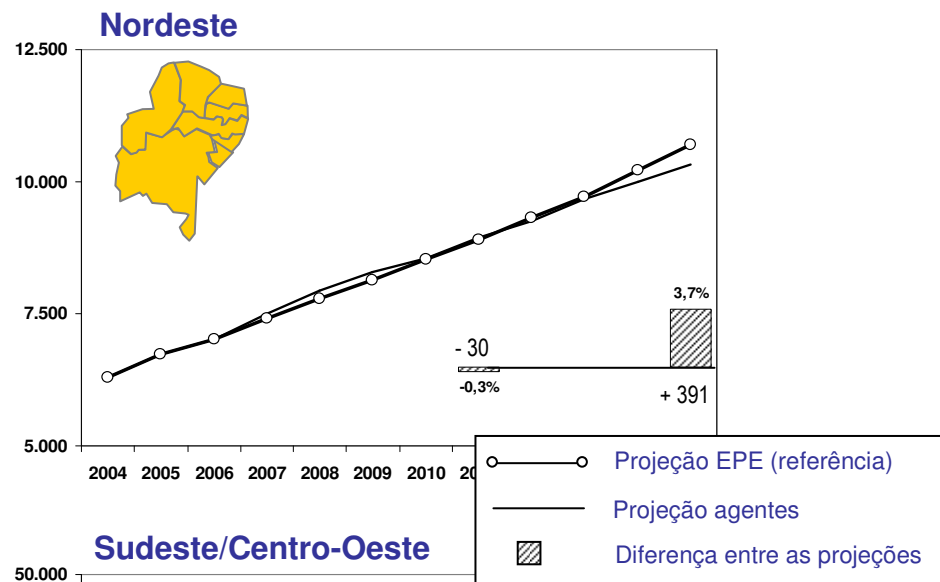
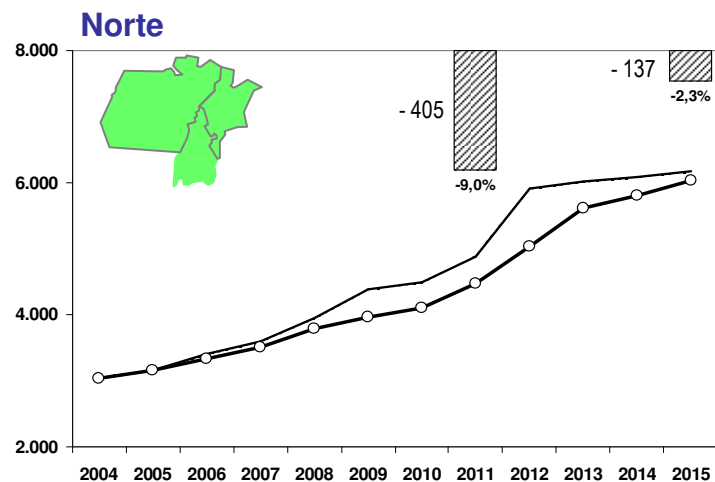
Comercial



- — ○ Projeção EPE (referência)
- Projeção agentes
- ▨ Diferença entre as projeções

Previsão do Mercado

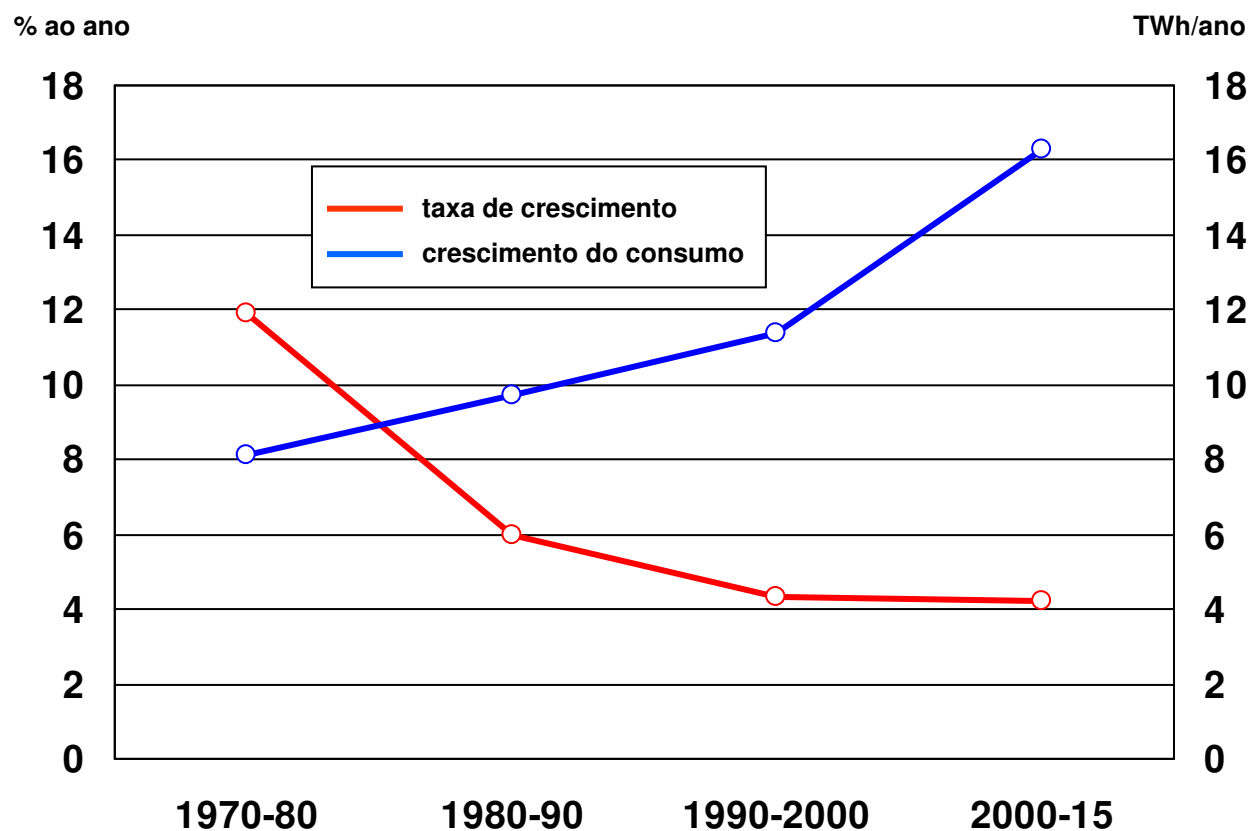
■ Projeções da Carga de Energia no SIN (Mwmédio)



Indicadores da Previsão

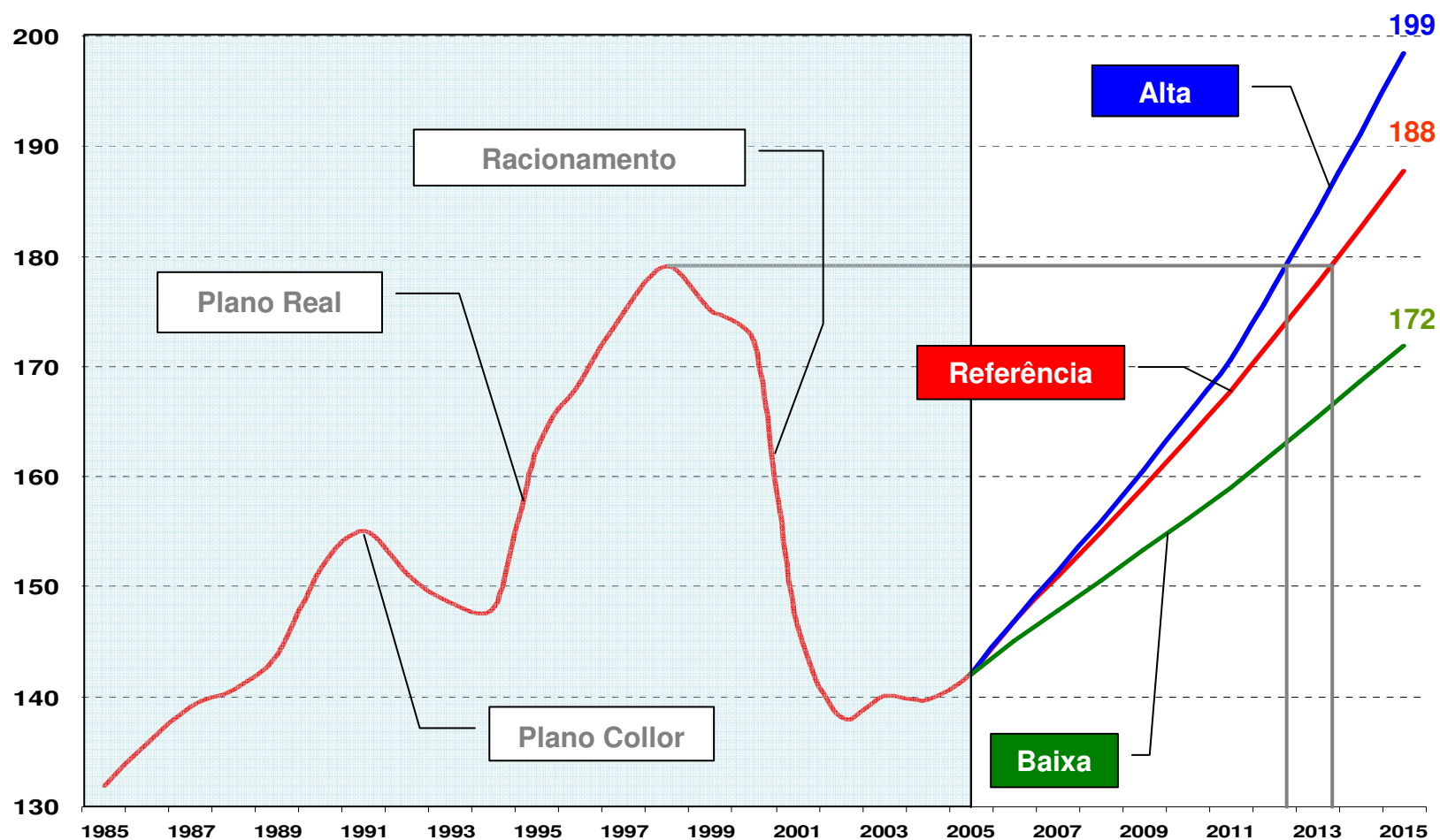
Indicadores da Previsão

- Menores taxas de crescimento do consumo significam incrementos maiores e, portanto, maiores investimentos na expansão do parque gerador



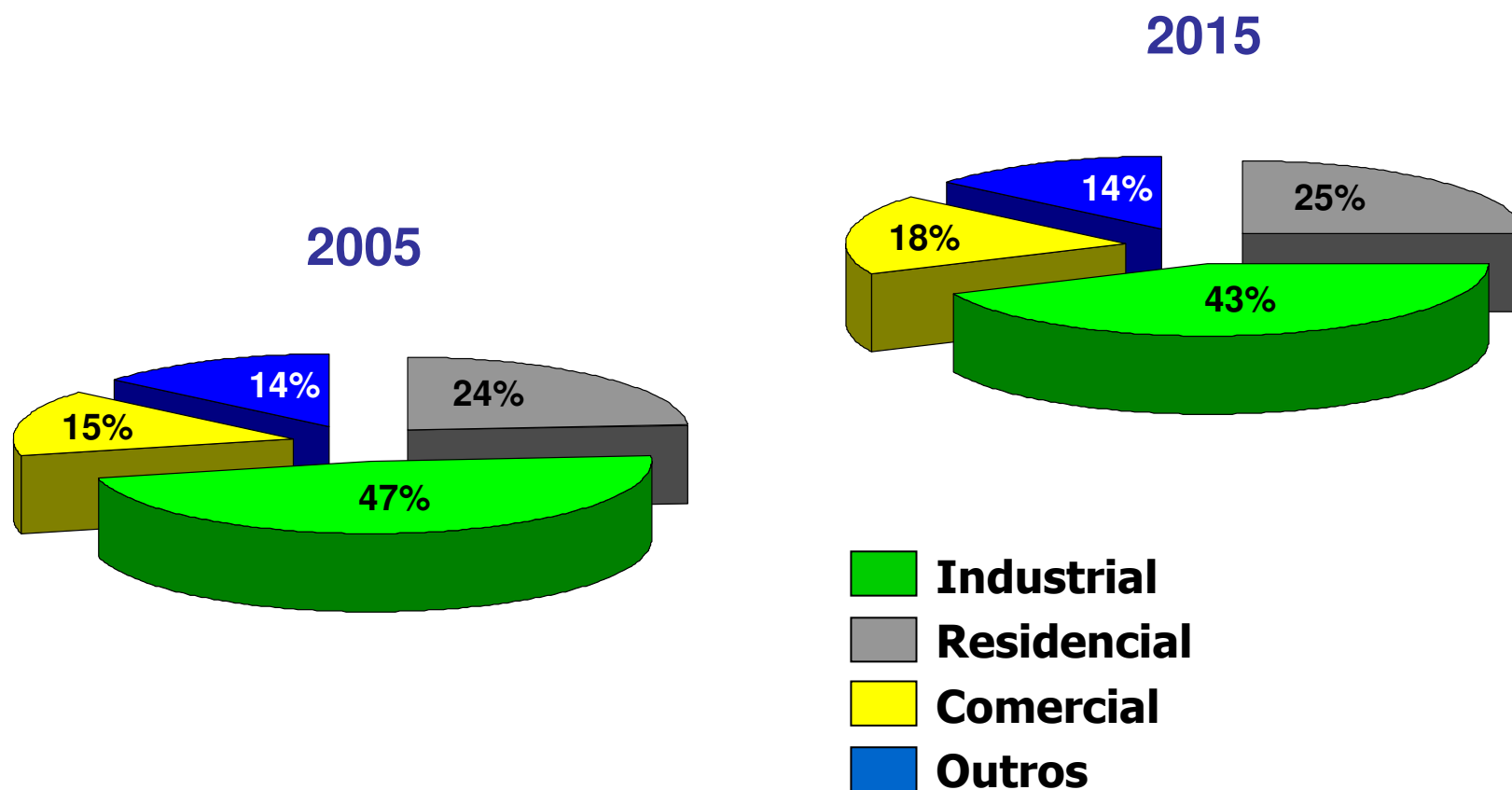
Indicadores da Previsão

- Consumo por Consumidor Residencial (kwh/mês)



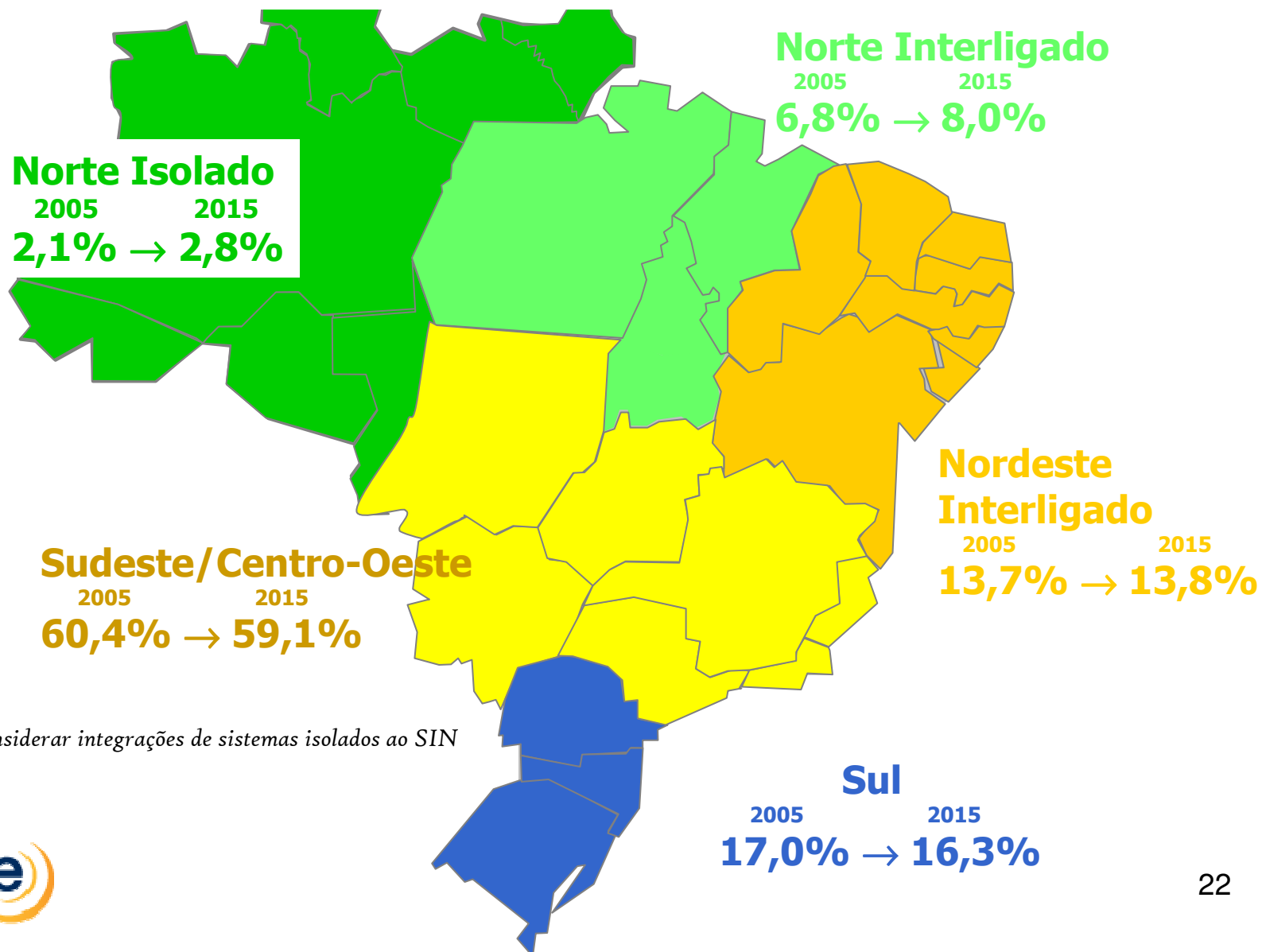
Indicadores da Previsão

- Estrutura do consumo



Indicadores da Previsão

■ Distribuição Espacial do Consumo



Expansão da Geração de Energia Elétrica

Objetivos

- Apresentar o cenário de referência da expansão do parque gerador do SIN, no horizonte 2006/2015
- Cenários de oferta com mercados alto e baixo

Critérios de atendimento

- O art. 2º da Resolução nº 1 do CNPE de 18/11/2004 define o critério de garantia de suprimento de energia elétrica

“o risco de insuficiência da oferta de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional não poderá exceder a 5% (cinco por cento) em cada um dos subsistemas que o compõem.”

- O critério para a expansão econômica ➡ igualdade dos custos marginais de operação (CMO) com os custos marginais de expansão (CME)

Determinação do CME

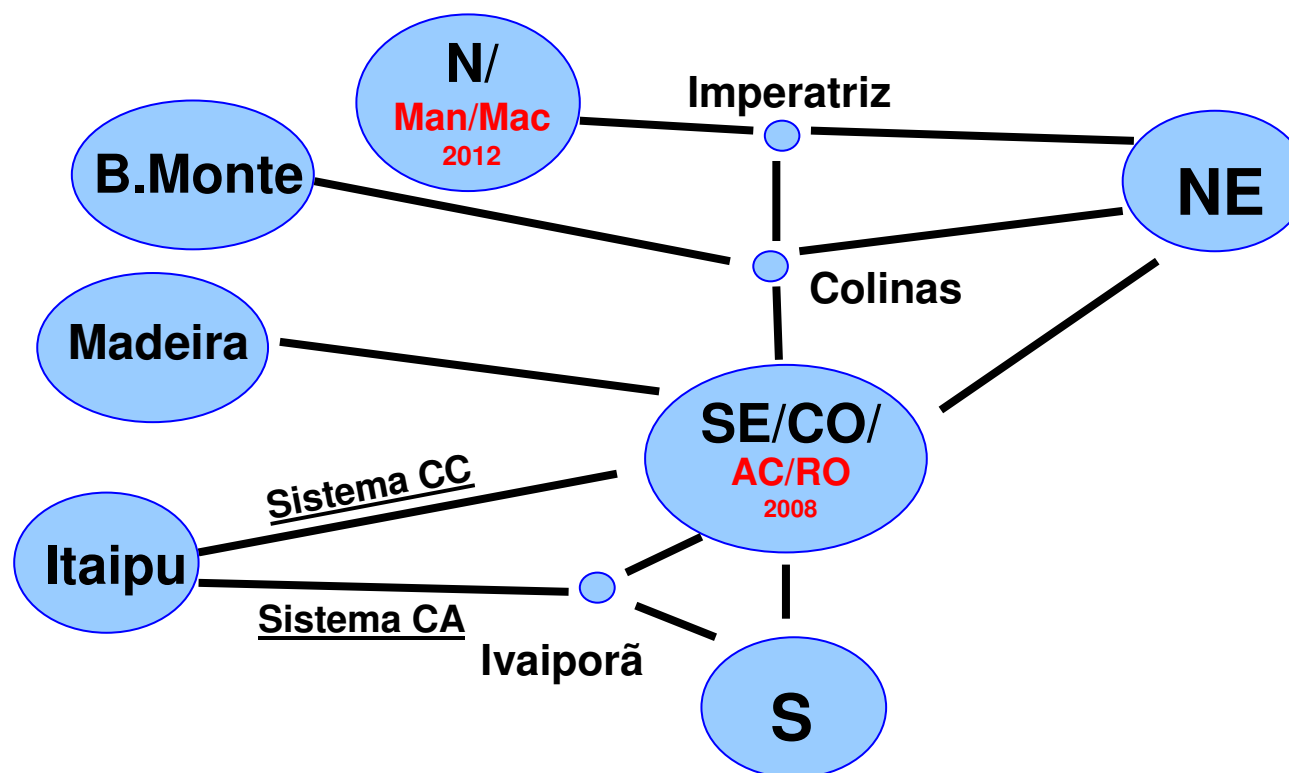
- Metodologia Anterior com base nos custos dos novos projetos ➡ informações estratégicas dos investidores
- Nova proposta: determinação do CME com base no preço médio da energia nova – produto 2010 do Leilão 2005 ➡ custos mais realistas, que incorporam elementos do novo Modelo Institucional do Setor Elétrico
 - Resultado do 1º Leilão de Energia Nova para 2010
 - Valor médio = R\$ 118,32 /Mwh
 - Valor máximo = R\$ 129,67 /Mwh (UHE 14 Julho)

Diretrizes e Premissas

Fontes de Geração para a Expansão

- Hidroeletricidade
- Gás Natural
- Carvão
- Biomassa*
- PCH*
- Eólica*
- Nuclear
- Cogeração a gás natural
- Repotenciação e Modernização

Configuração das Interligações em 2015



Perdas nas interligações entre subsistemas: de 3%

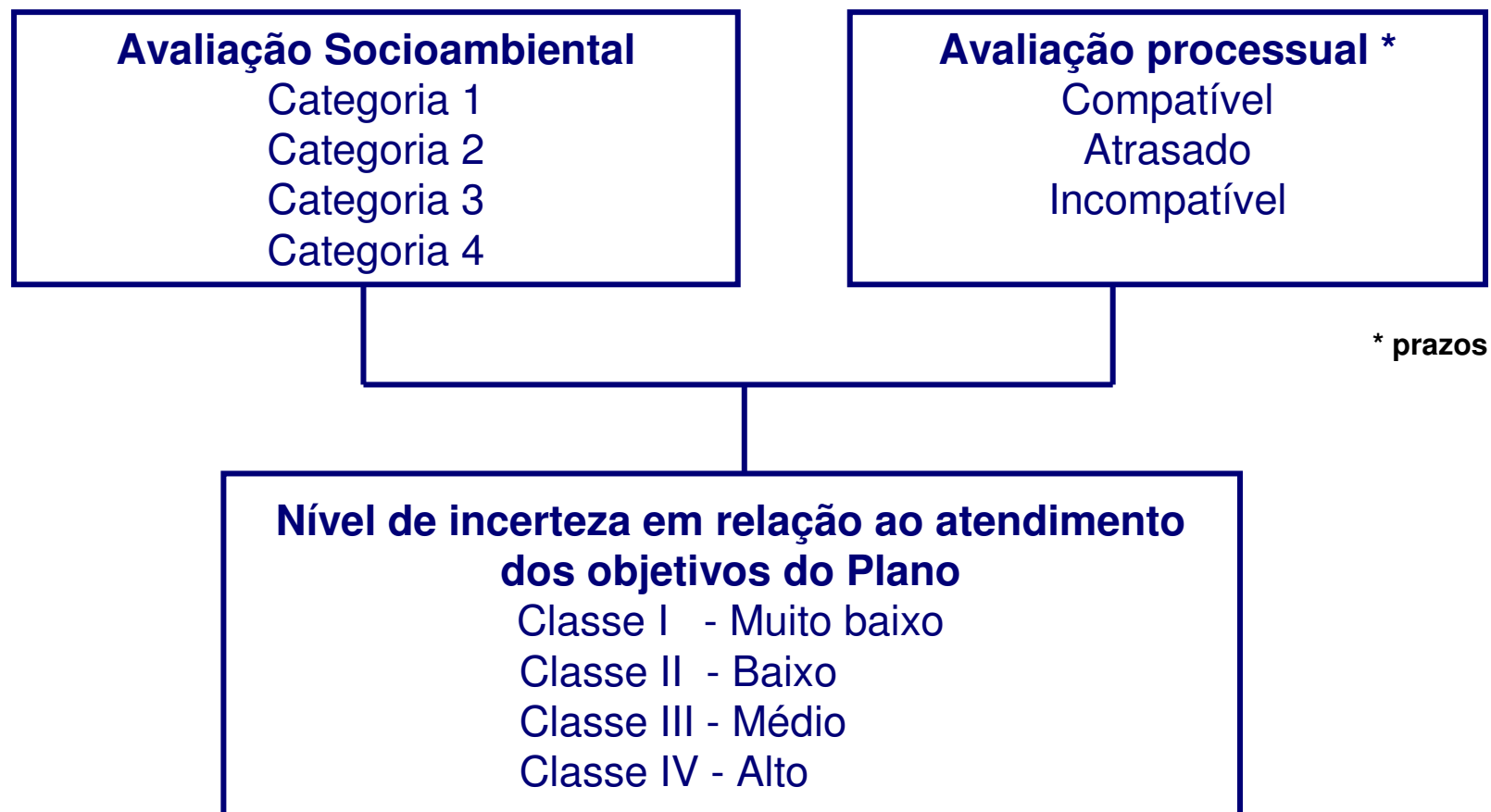
Premissas e Diretrizes

- UTE Araucária a partir de jan/2009
- Importação da Argentina e UTE Uruguaiana sem reduções atuais a partir de jan/2009
- PROINFA (1a. Etapa) de acordo com CMSE de dezembro/2005 (1415 MWmed.)
- Restrição da oferta de gás natural, com a operação das usinas termelétricas bi-combustível com óleo diesel, de acordo com CMSE de dezembro/2005
- Atualização dos custos de operação
 - Termelétricas vendedoras no Leilão 2005: custos enviados ao MME para cálculo da garantia física e futuro despacho pelo ONS
 - Termelétricas não vendedoras no Leilão 2005: custos atualizados segundo PMO de janeiro/2006

Premissas e Diretrizes

- UTE emergenciais sem contratos com CBEE e vendedoras no Leilão 2005 mantidas em operação desde o início do estudo
- Datas previstas pelo CMSE para os projetos monitorados, com entrada em operação no horizonte até 2010
- UHE licitadas no Leilão 2005 – datas do Adendo nº 6 ao edital da ANEEL
- Custo de Déficit de 2.261R\$/Mwh, da Nota Técnica MME/SPD/DPE – “Estimativa de Valor para Patamar Único de Custo de Déficit”, de março/2005
- UHE com previsão para Leilão 2006 e demais projetos hidrelétricos – datas mínimas de operação em função da avaliação socioambiental e dos prazos das etapas de implementação dos projetos

Análise Socioambiental - Critérios Básicos



Análise Socioambiental

Atribuição de graus de impactos para as dimensões do Meio biótico e da socioeconomia

- Escala

- A - impacto muito pouco significativo
- B - impacto pouco significativo
- C - impacto significativo
- D - impacto muito significativo
- E - extremamente significativo

Avaliação representada por duas letras - B C



- RESULTADOS ORGANIZADOS EM 4 CATEGORIAS:

- | | |
|-------------|---------------------------|
| Categoria 1 | (combinações de A/B) |
| Categoria 2 | (ao menos um C com A e B) |
| Categoria 3 | (um D com A, B ou C) |
| Categoria 4 | (DD e todos as com E) |

Definição das classes – níveis de incerteza

Critério Processual Critério Socioambiental	COMPATÍVEIS	ATRASADOS	INCOMPATÍVEIS
CATEGORIA 1	I	II	IV
CATEGORIA 2	I	II	IV
CATEGORIA 3	II	III	IV
CATEGORIA 4	II	IV	IV

I – Muito baixo II – Baixo
III – Médio IV - Alto

Cenário de Expansão da Oferta de Referência

Expansão Hidrelétrica da Configuração de Referência

Aproveitamento	Rio	Sist.	Potência (MW)	Data
Tucuruí	Tocantins	N/Man	1500	jan-06
Itaipu Binacional	Iguaçu	SE/CO/RO	1400	jan-06
Capim Branco I	Araguari	SE/CO/RO	240	fev-06
Picada	Peixe	SE/CO/RO	50	mar-06
Corumbá IV	Corumbá	SE/CO/RO	127	mar-06
Irapé	Jequitinhonha	SE/CO/RO	360	abr-06
Barra Grande	Pelotas	S	460	mai-06
Fundão	Jordão	S	120	mai-06
Peixe Angical	Tocantins	SE/CO/RO	452	mai-06
Espora	Correntes	SE/CO/RO	32	jun-06
Mascarenhas	Doce	SE/CO/RO	49,5	jul-06
Campos Novos	Canoas	S	880	jul-06
Monte Claro	das Antas	S	65	set-06
Capim Branco II	Araguari	SE/CO/RO	210	dez-06
Castro Alves	das Antas	S	130	dez-07
14 de julho	das Antas	S	100	jul-08



SE/CO/RO – subsistema Sudeste/C.Oeste/Rondônia
S – subsistema Sul
NE – subsistema Nordeste
N/Man – subsistema Norte/Manaus
MD – subsistema Madeira
BM – subsistema Belo Monte

Expansão Hidrelétrica da Configuração de Referência

Aproveitamento	Rio	Sist.	Potência (MW)	Data
Salto	Verde	SE/CO/RO	108	jan-09
Salto do Rio Verdinho	Verde	SE/CO/RO	93	jan-09
Barra do Braúna	Pomba	SE/CO/RO	39	fev-09
São José	Ijuí	S	51	abr-09
Barra dos Coqueiros	Claro	SE/CO/RO	90	abr-09
Retiro Baixo	Paraopeba	SE/CO/RO	82	abr-09
Caçu	Claro	SE/CO/RO	65	abr-09
Paulistas	São Marcos	SE/CO/RO	53,6	jun-09
Olho D'Água	Correntes	SE/CO/RO	33	jun-09
Baguari	Doce	SE/CO/RO	140	set-09
Passo de São João	Ijuí	S	77,1	set-09
Monjolinho	Passo Fundo	S	67	jan-10
Baú I	Doce	SE/CO/RO	110,1	fev-10
Foz do Rio Claro	Claro	SE/CO/RO	67	jun-10
Simplício	Paraíba do Sul	SE/CO/RO	333,7	set-10



SE/CO/RO – subsistema Sudeste/C.Oeste/Rondônia
S – subsistema Sul
NE – subsistema Nordeste
N/Man – subsistema Norte/Manaus
MD – subsistema Madeira
BM – subsistema Belo Monte

Expansão Hidrelétrica da Configuração de Referência

Aproveitamento	Rio	Sist.	Potência (MW)	Data
Cambuci	Paraíba do Sul	SE/CO/RO	50	dez-10
Barra do Pomba	Paraíba do Sul	SE/CO/RO	80	dez-10
São João	Chopim	S	60	dez-10
Estreito	Tocantins	N/Man	1087,2	dez-10
Serra do Facão	São Marcos	SE/CO/RO	212,6	dez-10
Cachoeirinha	Chopim	S	45	dez-10
Salto Pilão	Itajaí	S	182,3	dez-10
Corumbá III	Corumbá	SE/CO/RO	93,6	dez-10
Salto Grande	Chopim	S	53,4	dez-10
Foz do Chapecó	Uruguai	S	855,2	dez-10
Dardanelos	Aripuanã	SE/CO/RO	261	dez-10
Mauá	Tibagi	S	387,9	jan-11
Jirau	Madeira	MD	3300	jan-11
São Salvador	Tocantins	SE/CO/RO	243,2	mar-11
Itaguaçu	Claro	SE/CO/RO	130	jul-11



SE/CO/RO – subsistema Sudeste/C.Oeste/Rondônia
S – subsistema Sul
NE – subsistema Nordeste
N/Man – subsistema Norte/Manaus
MD – subsistema Madeira
BM – subsistema Belo Monte

Expansão Hidrelétrica da Configuração de Referência

Aproveitamento	Rio	Sist.	Potência (MW)	Data
Cachoeira	Parnaíba	NE	93	dez-11
Santo Antônio do Jari	Jari	N/Man	99,9	dez-11
Telêmaco Borba	Tibagi	S	120	dez-11
São Miguel	Grande	SE/CO/RO	61	dez-11
Santo Antônio	Madeira	MD	3150	jan-12
Mirador	Tocantinzinho	SE/CO/RO	80	fev-12
Maranhão Baixo	Maranhão	SE/CO/RO	125	mar-12
Buriti Queimado	das Almas	SE/CO/RO	142	mar-12
Ribeiro Gonçalves	Parnaíba	NE	173	mar-12
Uruçuí	Parnaíba	NE	164	mar-12
Murta	Jequitinhonha	SE/CO/RO	120	mar-12
Riacho Seco	São Francisco	NE	240	abr-12
Água Limpa	Das Mortes	SE/CO/RO	320	mai-12
Traíra II	Suaçuí Grande	SE/CO/RO	60	mai-12
Baixo Iguaçu	Iguaçu	S	340	set-12
Pai Querê	Pelotas	S	291,9	nov-12
Porto Galeano	Sucuriú	SE/CO/RO	139	nov-12
São Roque	Canoas	S	214	nov-12

Expansão Hidrelétrica da Configuração de Referência

Aproveitamento	Rio	Sist.	Potência (MW)	Data
São Domingos	Verde	SE/CO/RO	48	dez-12
Serra Quebrada	Tocantins	N/Man	1328	dez-12
Ipueiras (Nova)	Tocantins	SE/CO/RO	480	dez-12
Estreito	Parnaíba	NE	86	mar-13
Itapiranga	Uruguai	S	580	mar-13
Pedra Branca	São Francisco	NE	320	abr-13
Tucano	Verde	SE/CO/RO	157	mai-13
Novo Acordo	Sono / Medio Tocantins	SE/CO/RO	160	mai-13
Cachoeirão	Juruena	SE/CO/RO	64	mai-13
Torixoréu	Araguaia	SE/CO/RO	408	mai-13
Tupiratins	Tocantins	N/Man	619,8	nov-13
Volta Grande	Chopim	S	54,7	dez-13
Cebolão	Tibagi	S	152	dez-13
Belo Monte	Xingu	BM	5500	dez-13
Toricoejo	Das Mortes	SE/CO/RO	76	jan-14
Castelhano	Parnaíba	NE	96	mar-14
Juruena	Juruena	SE/CO/RO	46	mai-14
Jataizinho	Tibagi	S	155	ago-15



SE/CO/RO – subsistema Sudeste/C.Oeste/Rondônia
S – subsistema Sul
NE – subsistema Nordeste
N/Man – subsistema Norte/Manaus
MD – subsistema Madeira
BM – subsistema Belo Monte

Expansão Hidrelétrica da Configuração de Referência

Aproveitamento	Rio	Sist.	Potência (MW)	Data
PCH Indicativa	-	SE/CO/RO	133,3	jan-11
PCH Indicativa	-	SE/CO/RO	66,7	jan-12
PCH Indicativa	-	SE/CO/RO	66,7	jan-13

Expansão Termelétrica da Configuração de Referência

Usina	Sistema	Combustível	Potência (MW)	Data
Termorio	SE/CO/RO	Gás natural	670	
			123	mar-06
			370	ago-06
Santa Cruz Nova (D)	SE/CO/RO	Diesel	166	
			316	fev-07
Vale do Açu	NE	Gás natural	340	mar-07
Três Lagoas	SE/CO/RO	Gás natural	240	
			110	jan-08
Canoas	S	Gás natural	160	
			90	jan-08
Cubatão	SE/CO/RO	Gás natural	216	jul-08
Goiânia II - BR	SE/CO/RO	Diesel	140	nov-08
Biomassa - LEN 2005	SE/CO/RO	Biomassa	267	nov-08



SE/CO/RO – subsistema Sudeste/C.Oeste/Rondônia
S – subsistema Sul
NE – subsistema Nordeste
N/Man – subsistema Norte/Manaus
MD – subsistema Madeira
BM – subsistema Belo Monte

Expansão Termelétrica da Configuração de Referência

Usina	Sistema	Combustível	Potência (MW)	Data
Araucária	S	Gás natural	469	dez-08
Jacuí	S	Carvão	350	dez-08
Candiota III	S	Carvão	350	dez-09
Carvão Indic. S	S	Carvão	350	dez-10
Biomassa Indic. SE	SE/CO/RO	Biomassa	450	dez-10
			400	dez-11
			450	dez-12
Biomassa Indic. NE	NE	Biomassa	250	dez-10
Gás NE	NE	Gás natural	2450	dez-10
			100	dez-11
Angra III	SE/CO/RO	Urânio	1309	dez-12

Expansão dos sistemas Manaus / Macapá e Acre / Rondônia

Manaus

Data	Empreendimento	Tipo	Combustível	Potência (MW)
2006	PIEs	-	Gás Natural	305
2008	Expansão 1	GD	Gás Natural	165
2009	Expansão 2	GD	Gás Natural	65
2010	Expansão 3	GD	Gás Natural	130
2011	Expansão 4	GD	Gás Natural	140
TOTAL				805

Amapá

Data	Empreendimento	Tipo	Combustível	Potência (MW)
out/07	Expansão 1	GD	Óleo Diesel	60
nov/08	Expansão 2	GD	Óleo Diesel	30
nov/10	Expansão 3	GD	Óleo Diesel	10
nov/11	Expansão 4	GD	Óleo Diesel	10
TOTAL				110

Rondônia

Data	Empreendimento	Tipo	Potência (MW)
2008	UHE Rondon II	Hidroelétrica	3 x 24,5
TOTAL			73,5

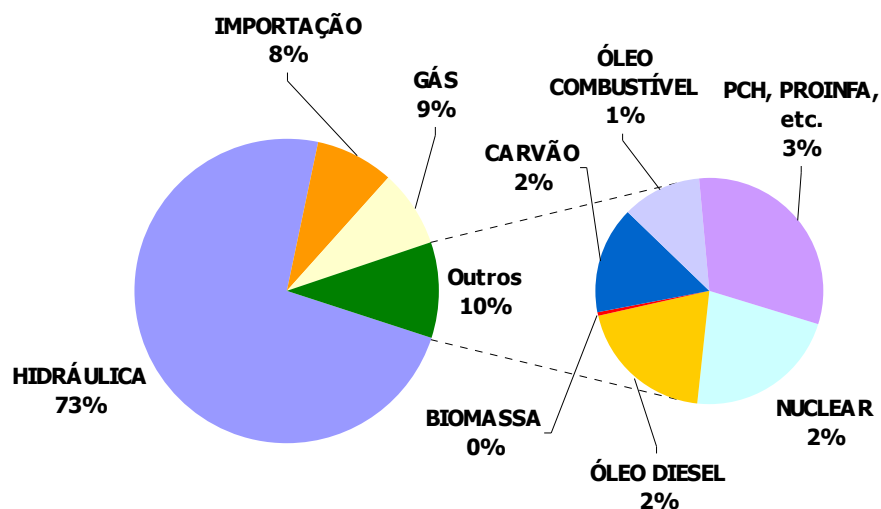


SE/CO/RO – subsistema Sudeste/C.Oeste/Rondônia
S – subsistema Sul
NE – subsistema Nordeste
N/Man – subsistema Norte/Manaus
MD – subsistema Madeira
BM – subsistema Belo Monte

Capacidade Instalada Total- SIN

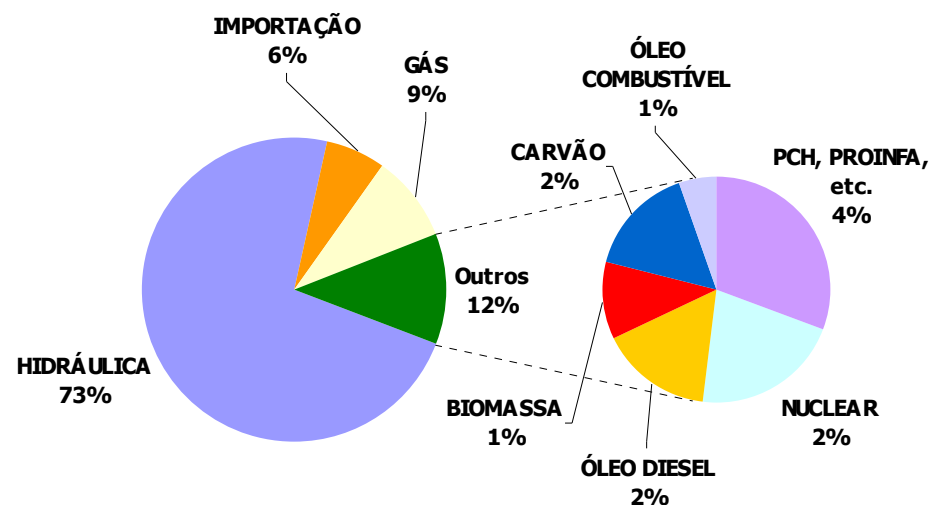
Participação das Fontes de Geração

Jan/2006 – 93.728 MW (*)

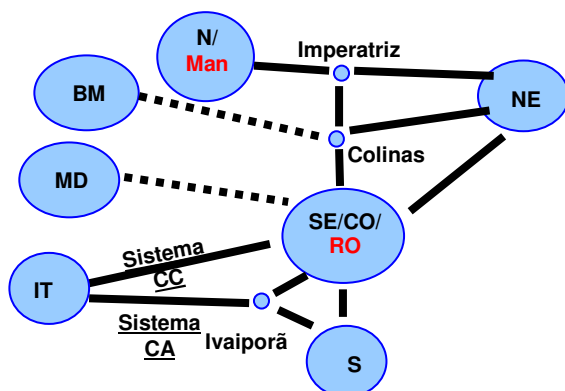


(*) Consideradas as potências das usinas existentes nos Sistemas Isolados que serão interligados: Manaus/Macapá e Rondônia/Acre

Dez/2015 – 134.667 MW



Expansão das Interligações



Ano 2009

N (IMP) / NE – 1.500 MW em dezembro

Ano 2010

Ampliação Norte/Sul – 1.100 MW em dezembro

S-SE/CO - 1.000 MW em dezembro

Ano 2011

MAD / SE – 3.000 MW em janeiro

Ano 2012

MAD / SE – 3.000 MW em dezembro

Ano 2013

BM / N – 3.000 MW em dezembro

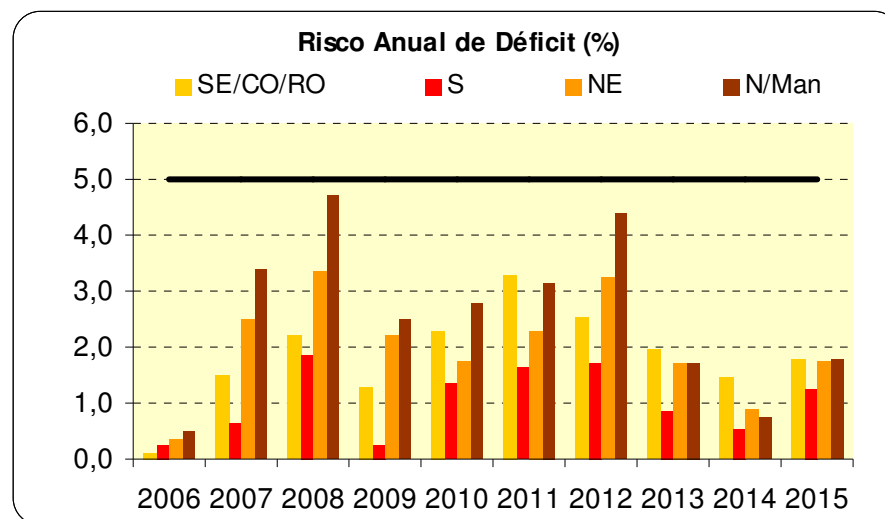
BM (COL) / SE – 1.100 MW em dezembro

Ano 2014

BM / COL – 3.000 MW em dezembro

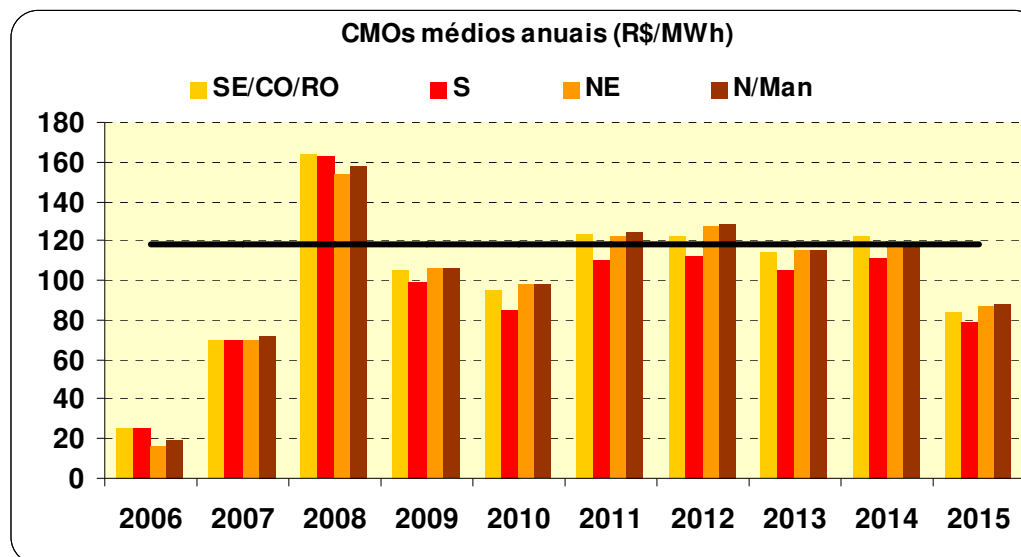
Principais Resultados

Riscos de Déficit



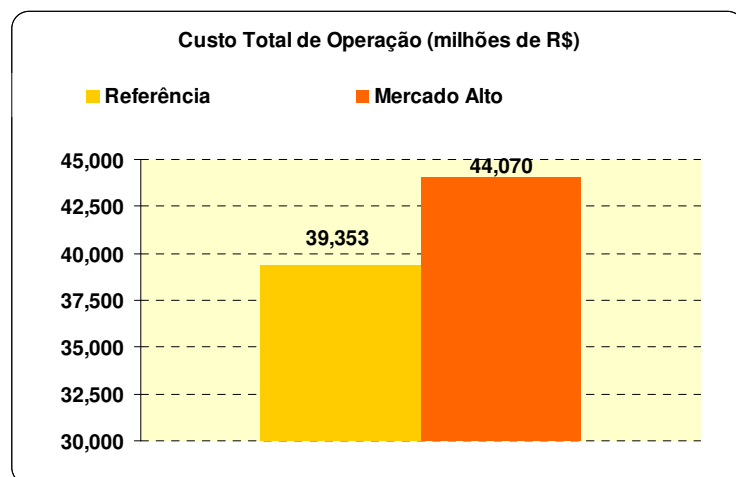
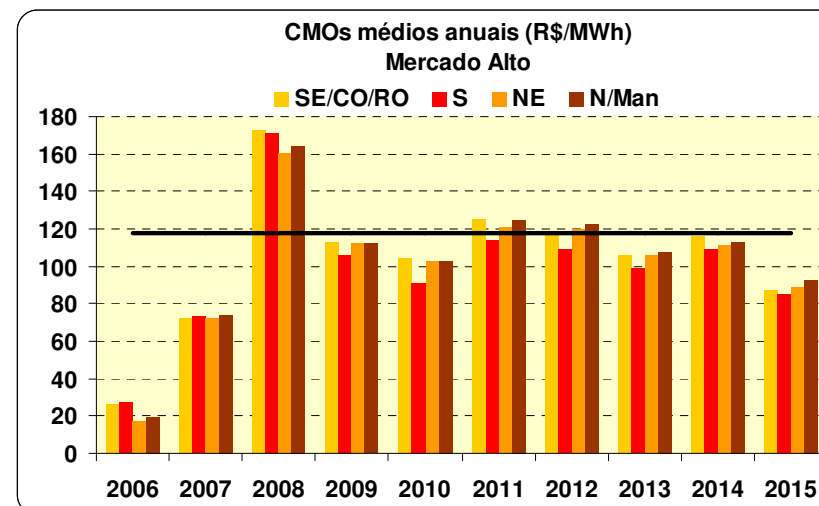
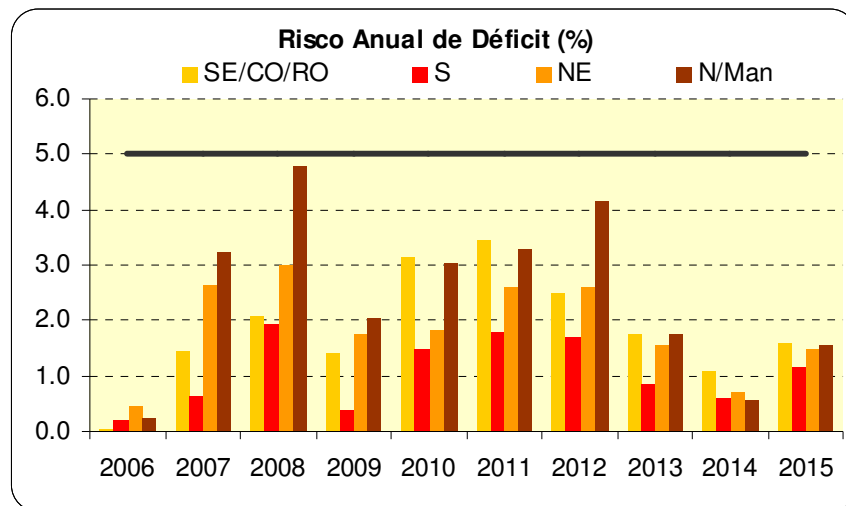
Risco Anual de Déficit (%)				
	SE/CO/RO	S	NE	N/Man
2006	0,1	0,3	0,4	0,5
2007	1,5	0,7	2,5	3,4
2008	2,2	1,9	3,4	4,7
2009	1,3	0,3	2,2	2,5
2010	2,3	1,4	1,8	2,8
2011	3,3	1,7	2,3	3,2
2012	2,6	1,7	3,3	4,4
2013	2,0	0,9	1,7	1,7
2014	1,5	0,6	0,9	0,8
2015	1,8	1,3	1,8	1,8

Custos Marginais de Operação



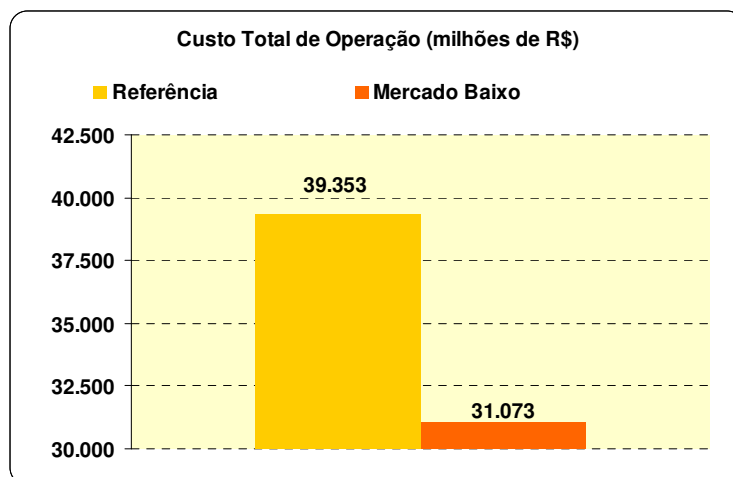
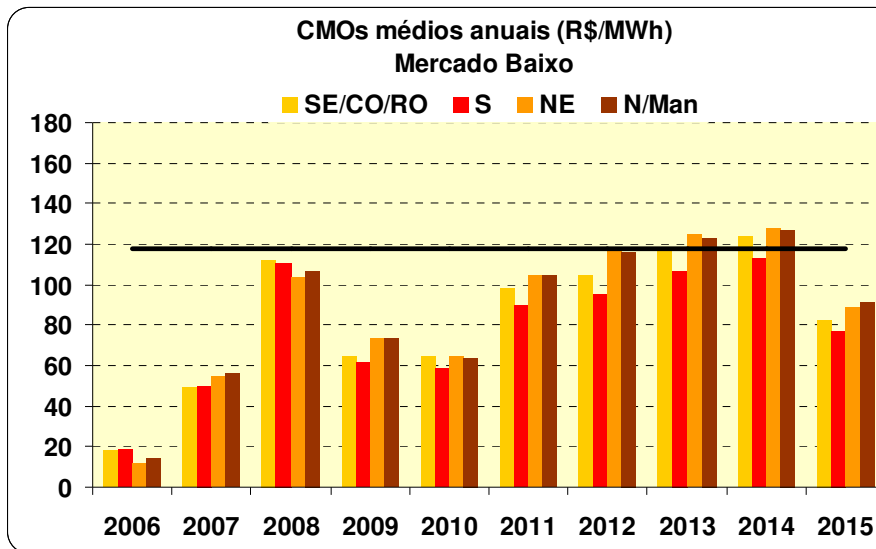
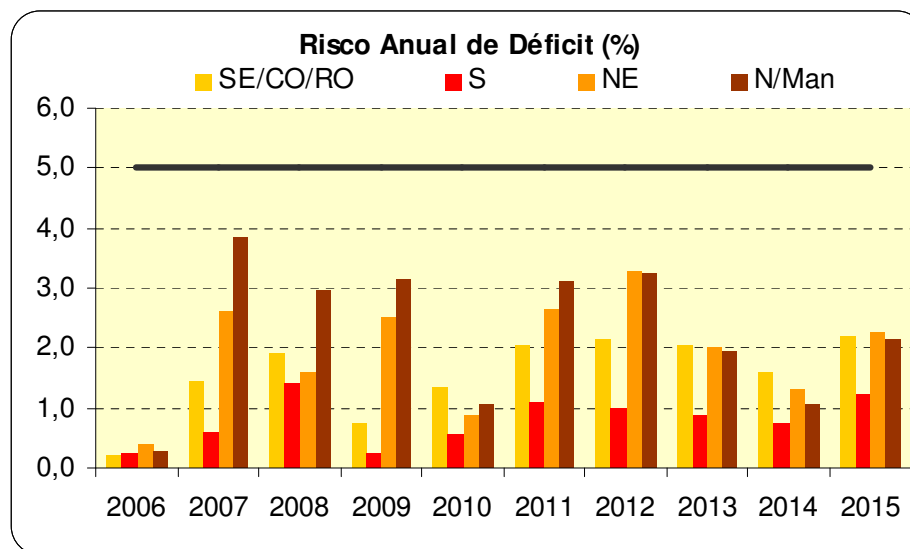
Custos Marginais de Operação médios anuais (R\$/MWh)				
	SE/CO/RO	S	NE	N/Man
2006	25	26	17	19
2007	70	70	70	72
2008	164	163	153	157
2009	105	99	106	106
2010	96	85	98	98
2011	124	111	122	124
2012	122	113	128	128
2013	115	105	115	116
2014	122	111	119	119
2015	84	79	87	88

Cenário de Mercado Alto



Ano	Subsistema	Expansão Adicional
2011	SE	1100
	NE	600
2012	SE	0
	NE	200
2013	SE	2000
	NE	0
2014	SE	0
	NE	800
Total		4700

Cenário de Mercado Baixo



A decisão de licitar as usinas de Jirau, Santo Antônio e Belo Monte, mesmo com o mercado baixo, é robusta

Cenário de Referência

RESULTADOS DA ANÁLISE SOCIOAMBIENTAL

Indicadores Socioambientais

- Área ocupada por potência instalada
- Ocupação dos biomas
- Emissões de CO₂

Resultados da Análise Sócio-ambiental

Nível de Incerteza - Geração Hidrelétrica

UHEs	Nível de Incerteza				Número de projetos Avaliados
	I	II	III	IV	
Em Construção	-	-	-	-	-
Com concessão	4	8	1	-	13
Leilão em 2006	4	3	-	-	7
Indicativas	17	9	-	-	26
Total	25	20	1		46

I – muito baixo
II – baixo
III – médio
IV - alto

Nível de Incerteza Classe III:
Sul - UHE Monjolinho

Indicadores sócio-ambientais

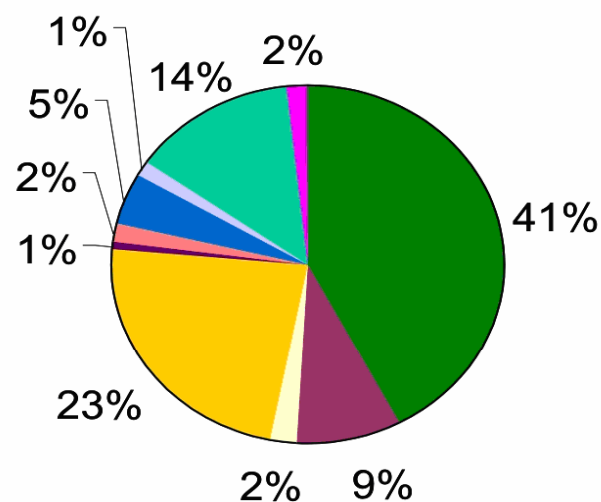
Relação média de área alagada por potência instalada:

- UHEs existentes: 0,52 km²/MW
- UHEs analisadas no PDE: 0,27 km²/MW
- UHE Belo Monte: 0,04 km²/MW
- UHE Jirau: 0,08 km²/MW
- UHE Santo Antônio: 0,09 km²/MW

Indicadores sócio-ambientais

Situação Geral no Território Nacional

Percentual do Território Nacional do Bioma

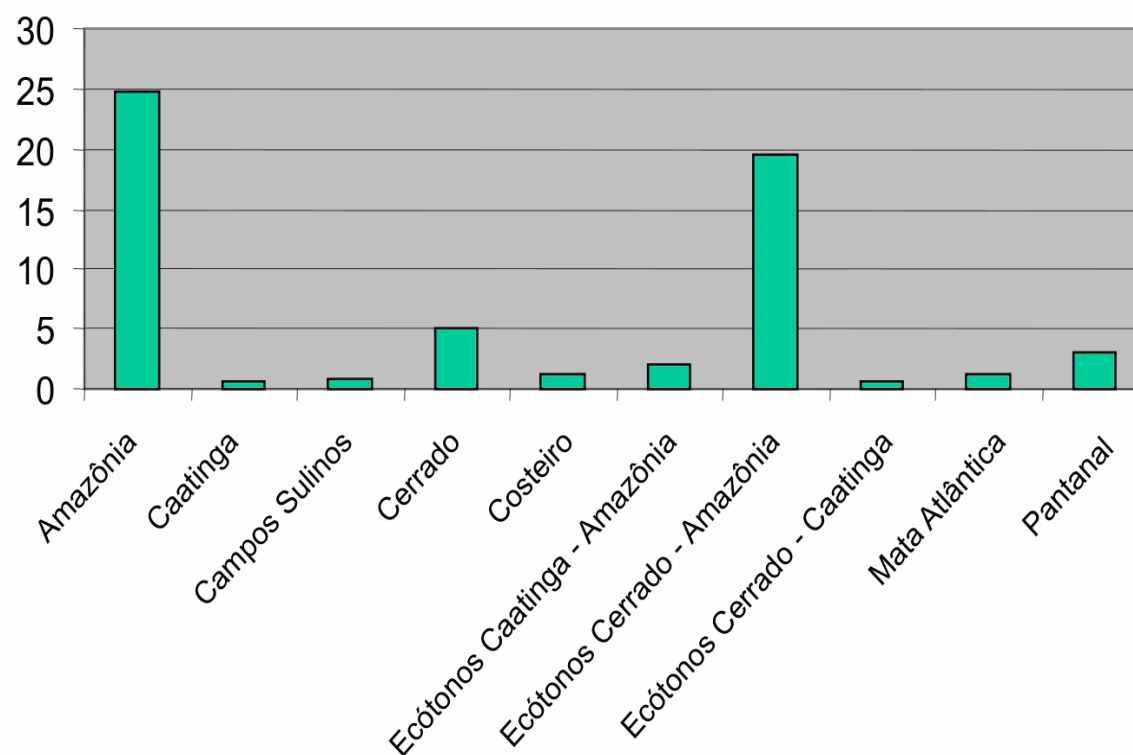


- | | |
|-----------------------------|------------------------------|
| ■ Amazônia | ■ Caatinga |
| ■ Campos Sulinos | ■ Cerrado |
| ■ Costeiro | ■ Ecótonos Caatinga-Amazônia |
| ■ Ecótonos Cerrado-Amazônia | ■ Ecótonos Cerrado-Caatinga |
| ■ Mata Atlântica | ■ Pantanal |

Indicadores sócio-ambientais

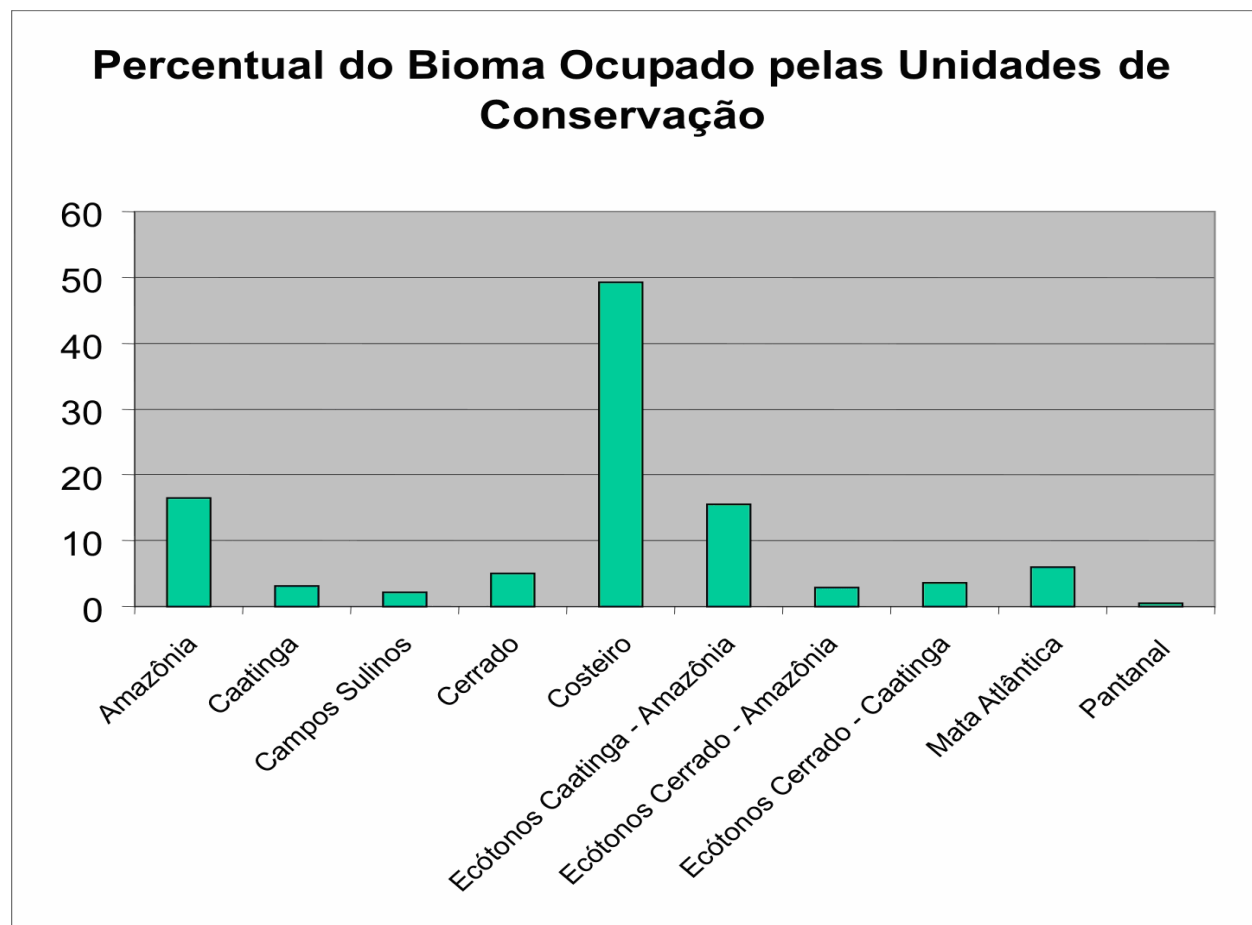
Situação Geral no Território Nacional

Percentual do Bioma Ocupado pelas Terras Indígenas



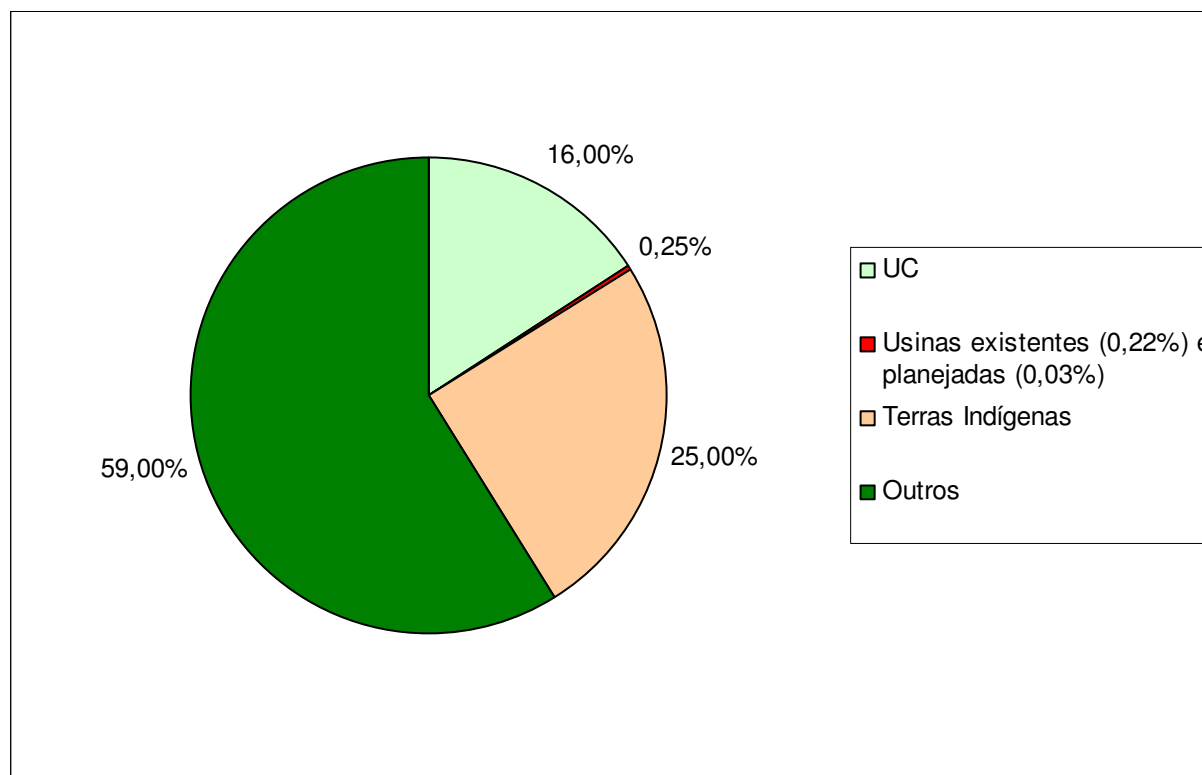
Indicadores sócio-ambientais

Situação Geral no Território Nacional



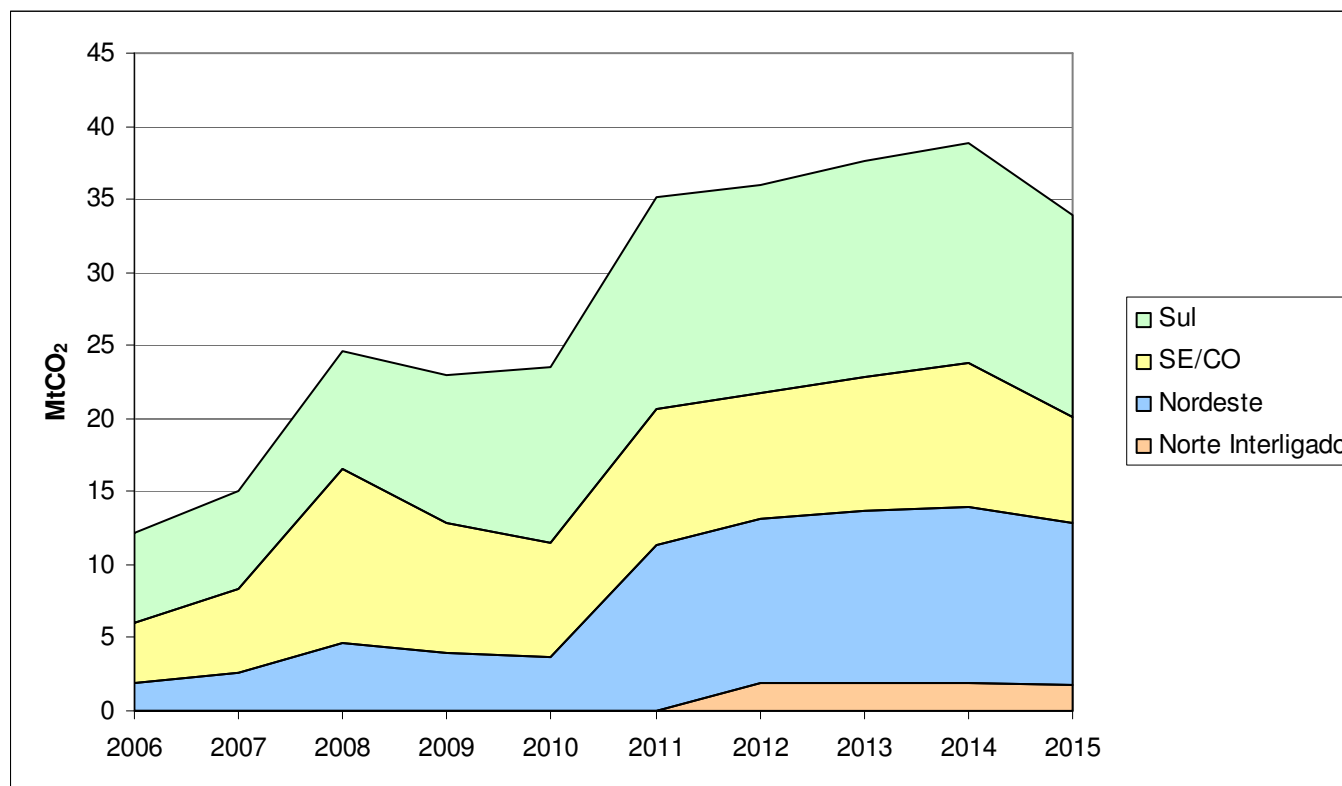
Indicadores sócio-ambientais

Bioma Amazônico – Áreas Ocupadas



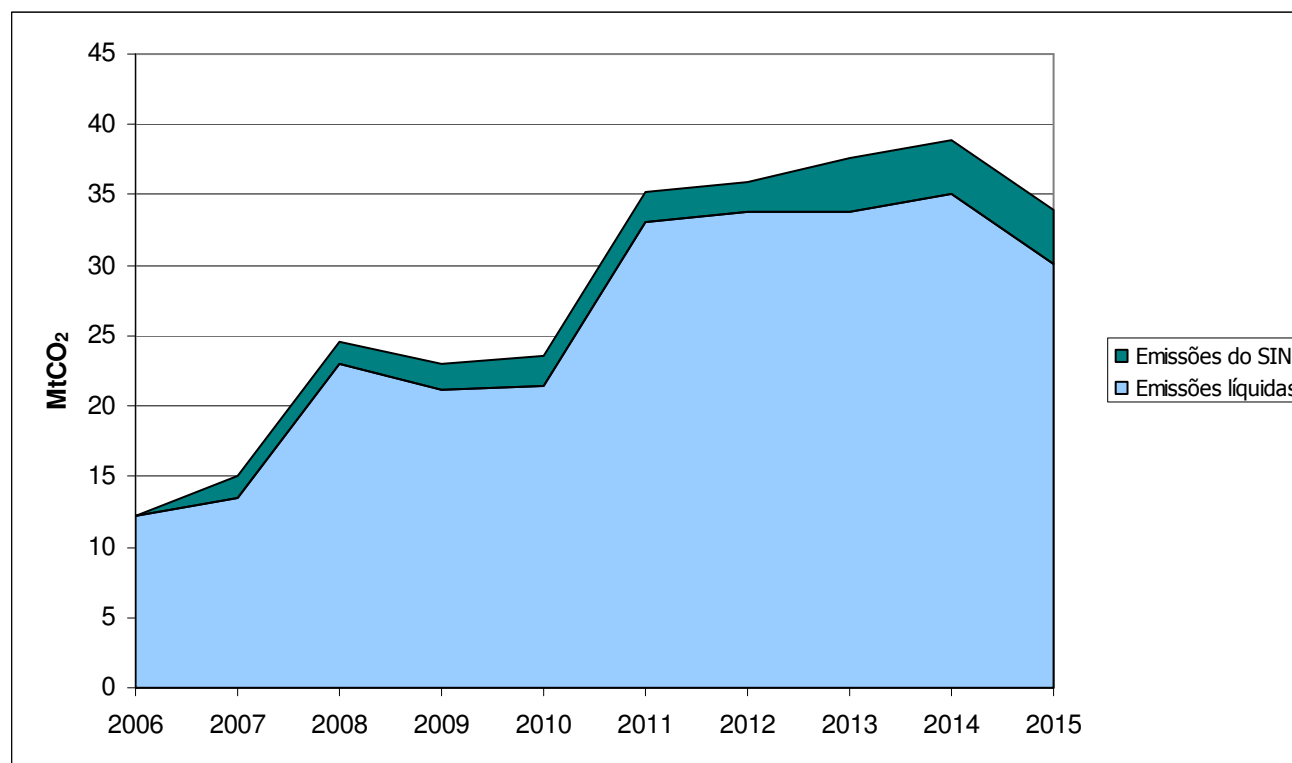
Indicadores sócio-ambientais

Estimativa das Emissões de CO₂



Indicadores sócio-ambientais

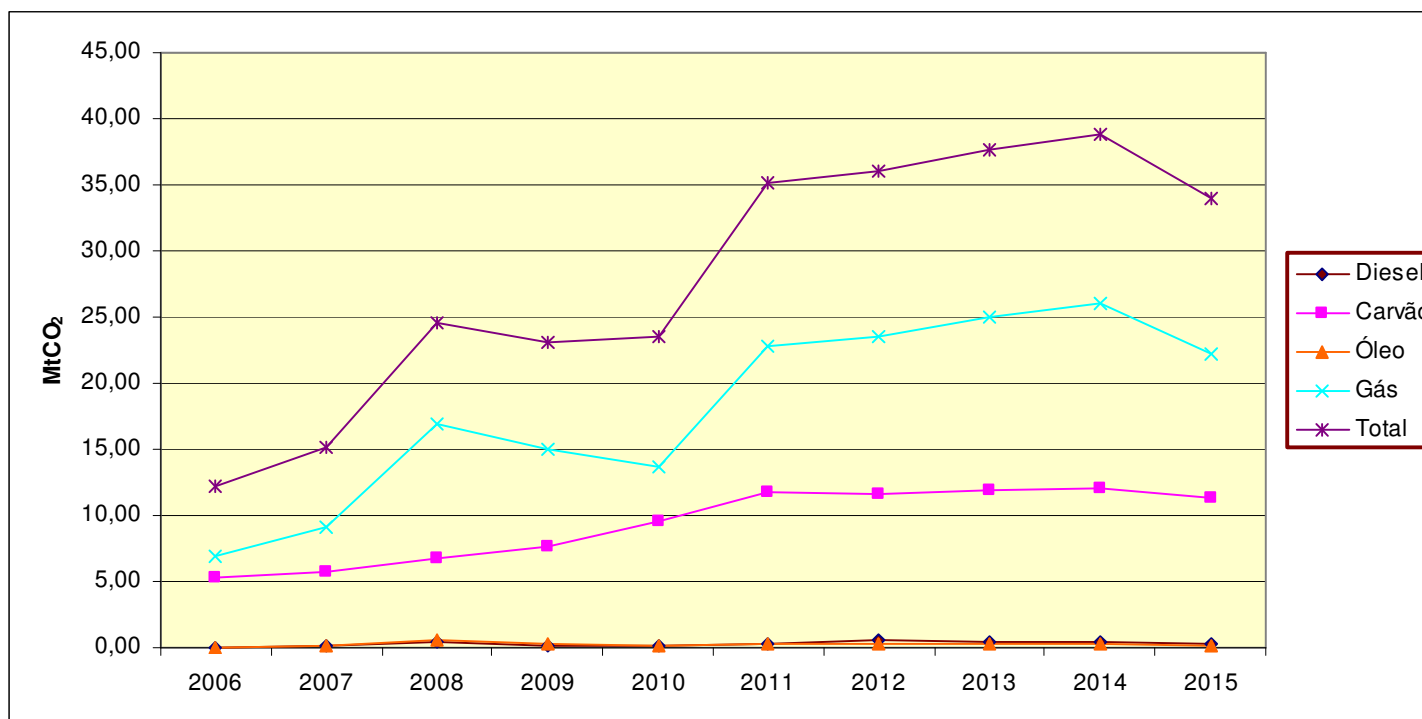
Sistema Planejado – Emissões Líquidas



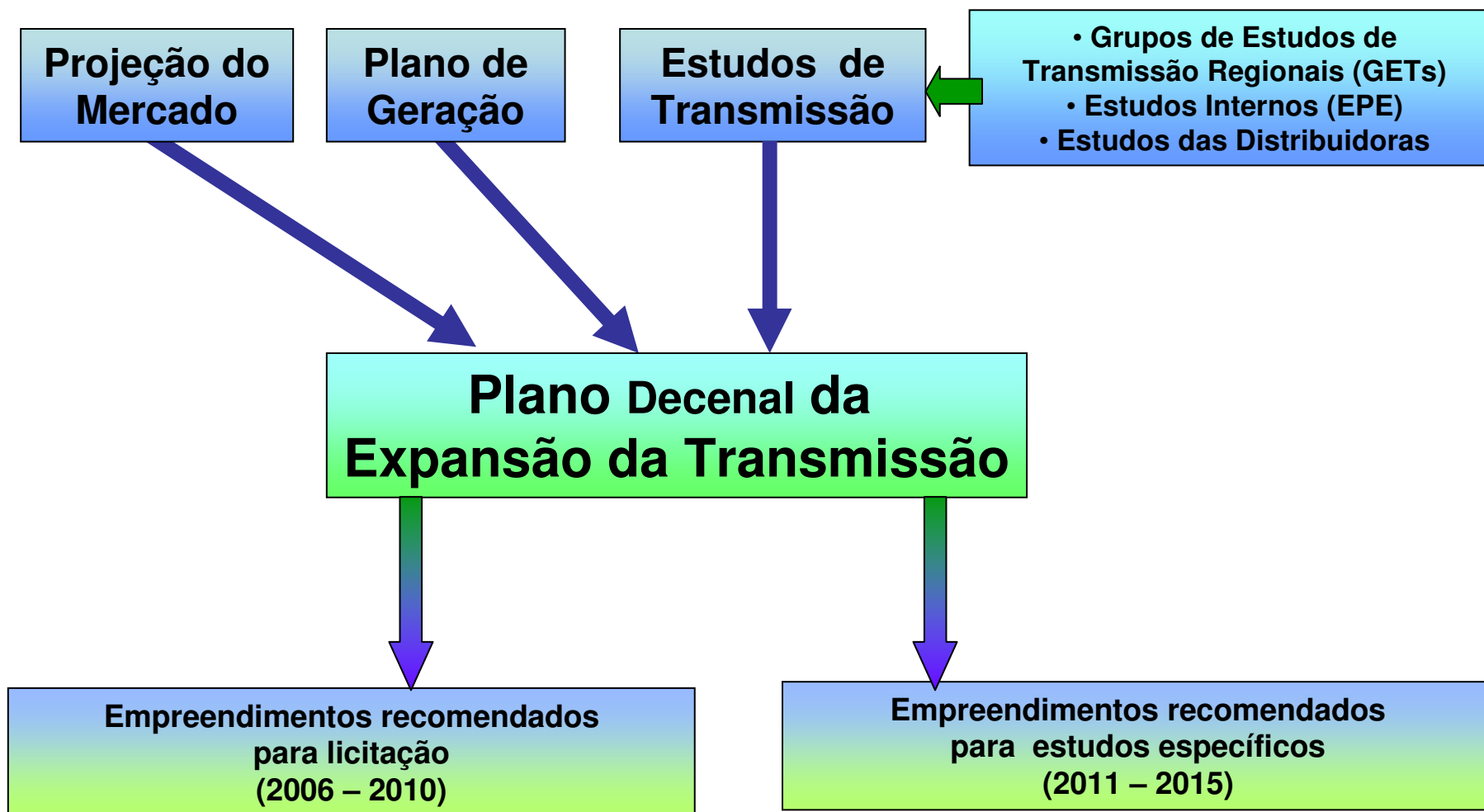
Redução propiciada pelo gás de Urucu e pela integração dos Sistemas Isolados de Manaus, Macapá, Acre e Rondônia ao SIN.

Indicadores sócio-ambientais

Emissões de CO₂ - Contribuição das diversas fontes

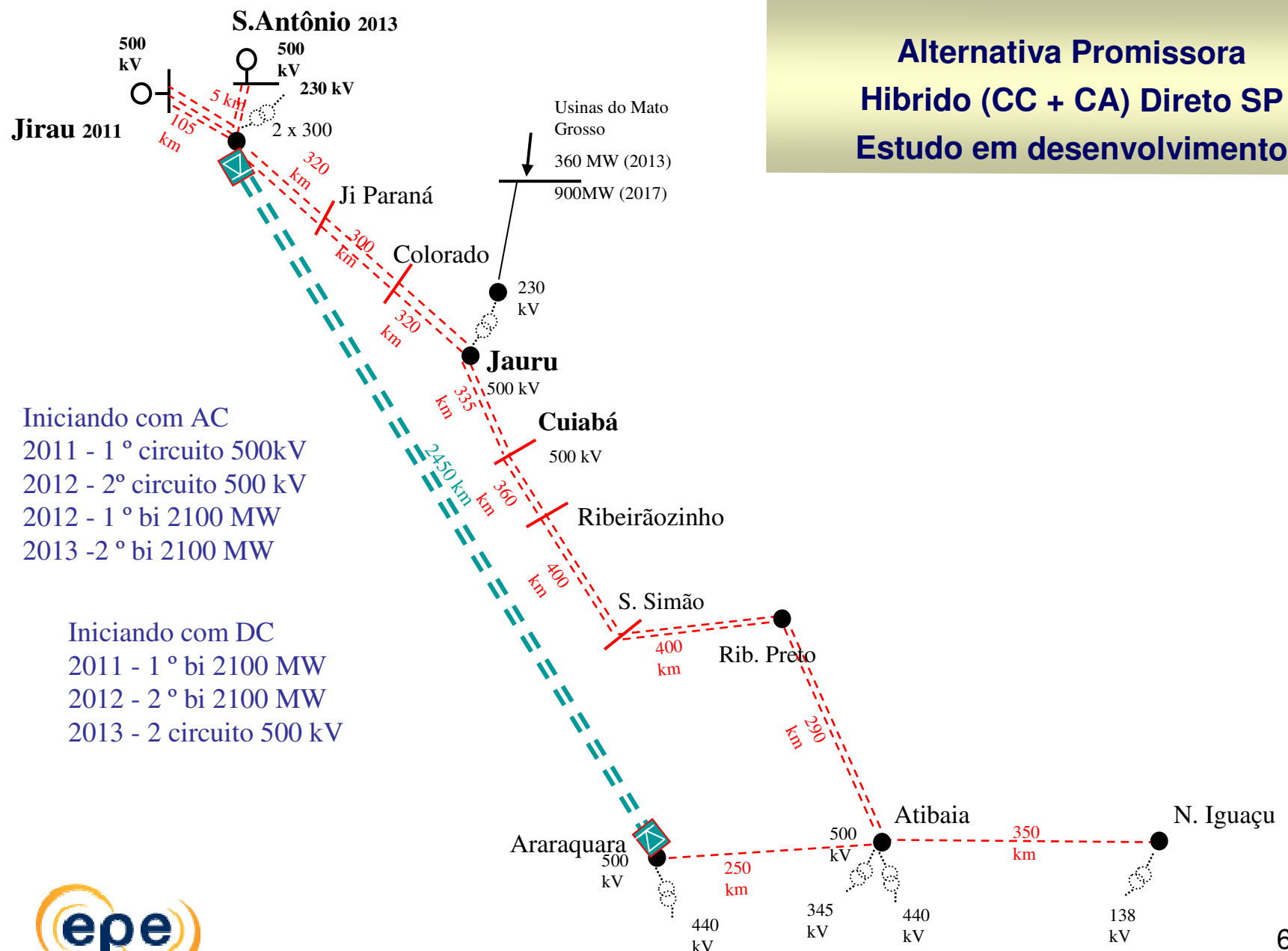


Expansão da Transmissão de Energia Elétrica



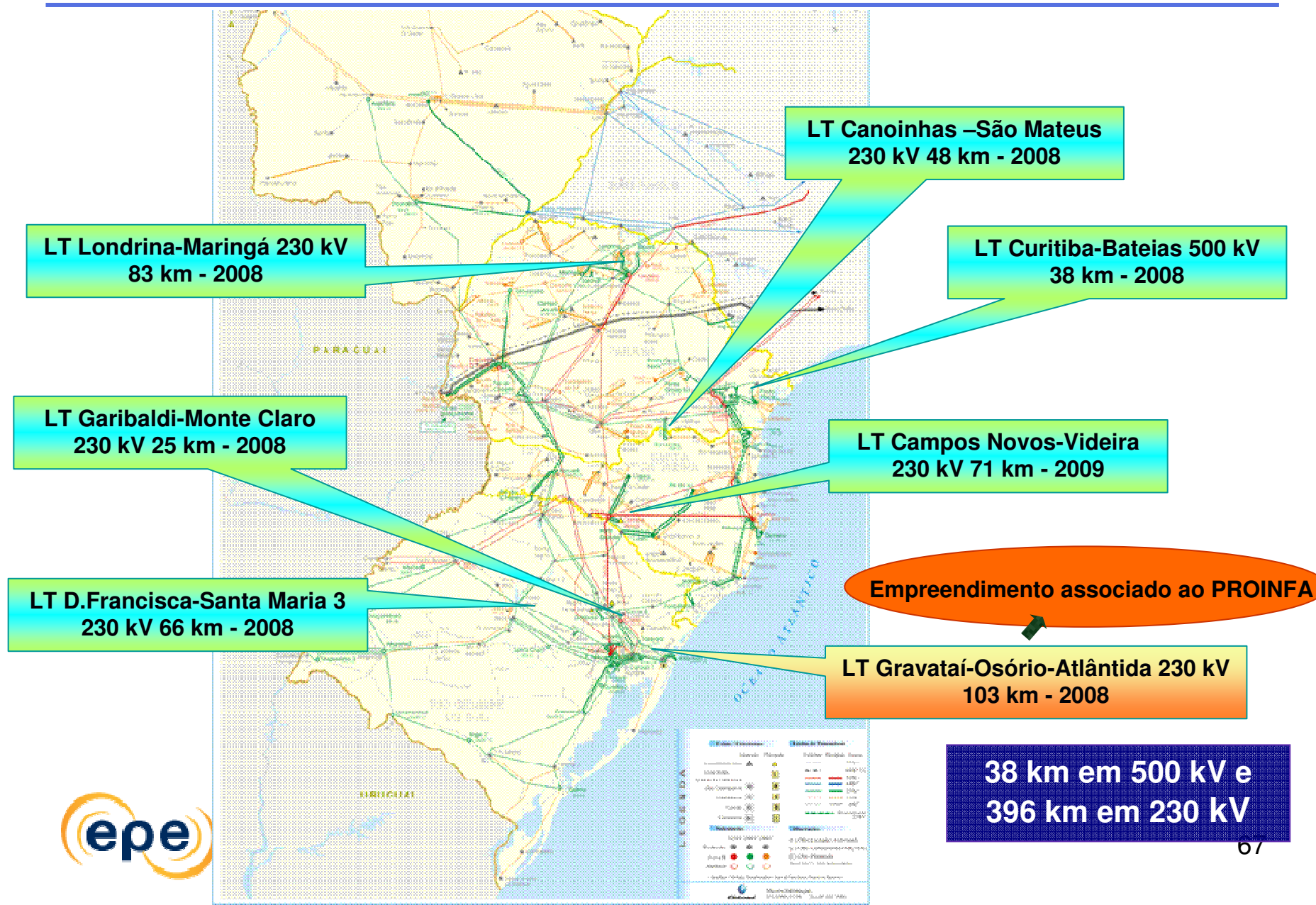
Sistemas referenciais (em estudo)



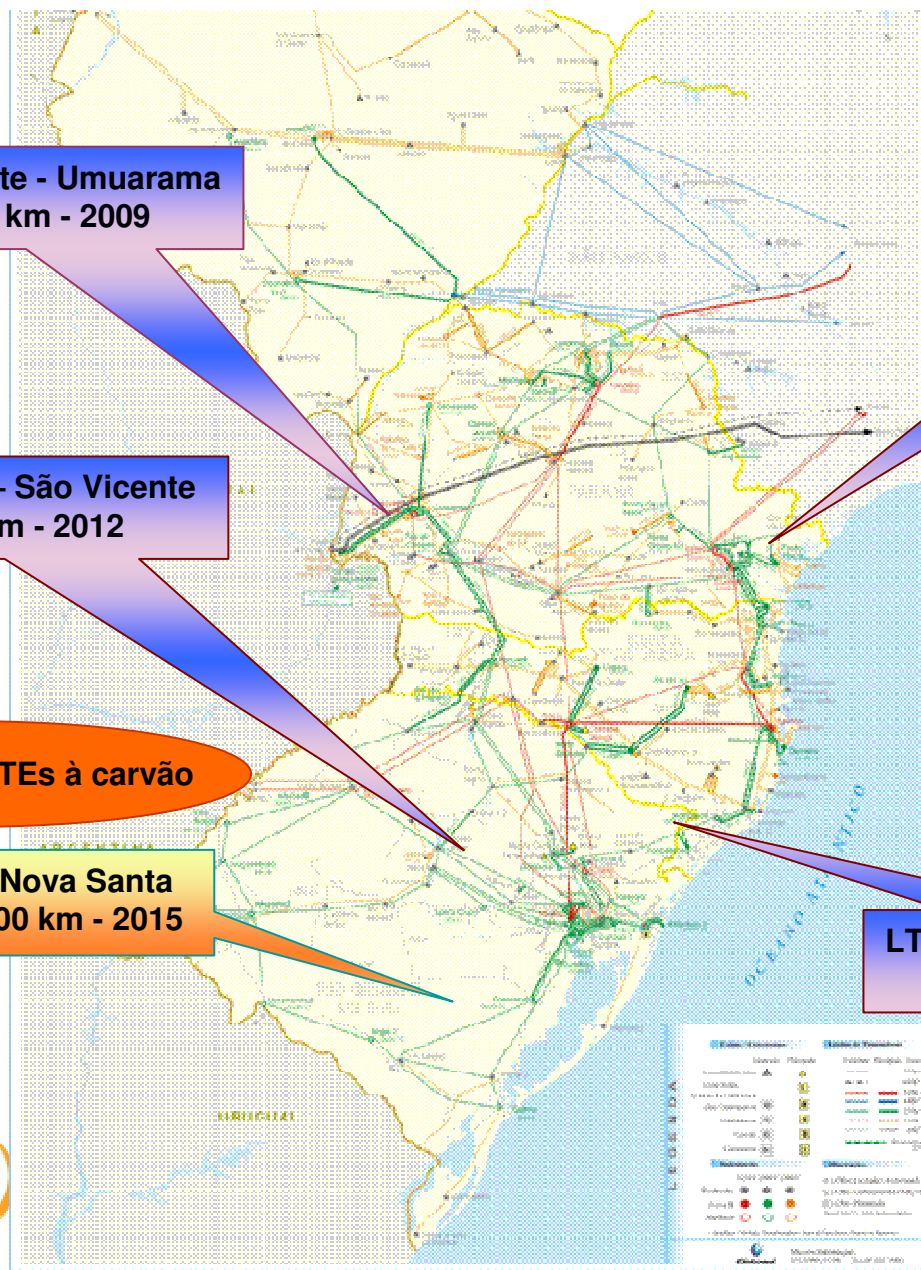


Região Sul

Empreendimentos Recomendados para Licitações em 2006 - Sul



Empreendimentos Recomendados para Licitações a partir de 2007 - Sul



LT Cascavel Oeste - Umuarama
230 kV - 143 km - 2009

LT Joinville Norte - Curitiba
230 kV - 97 km - 2009

LT Santa Maria 3 - São Vicente
230 kV - 82 km - 2012

Integração de UTEs à carvão

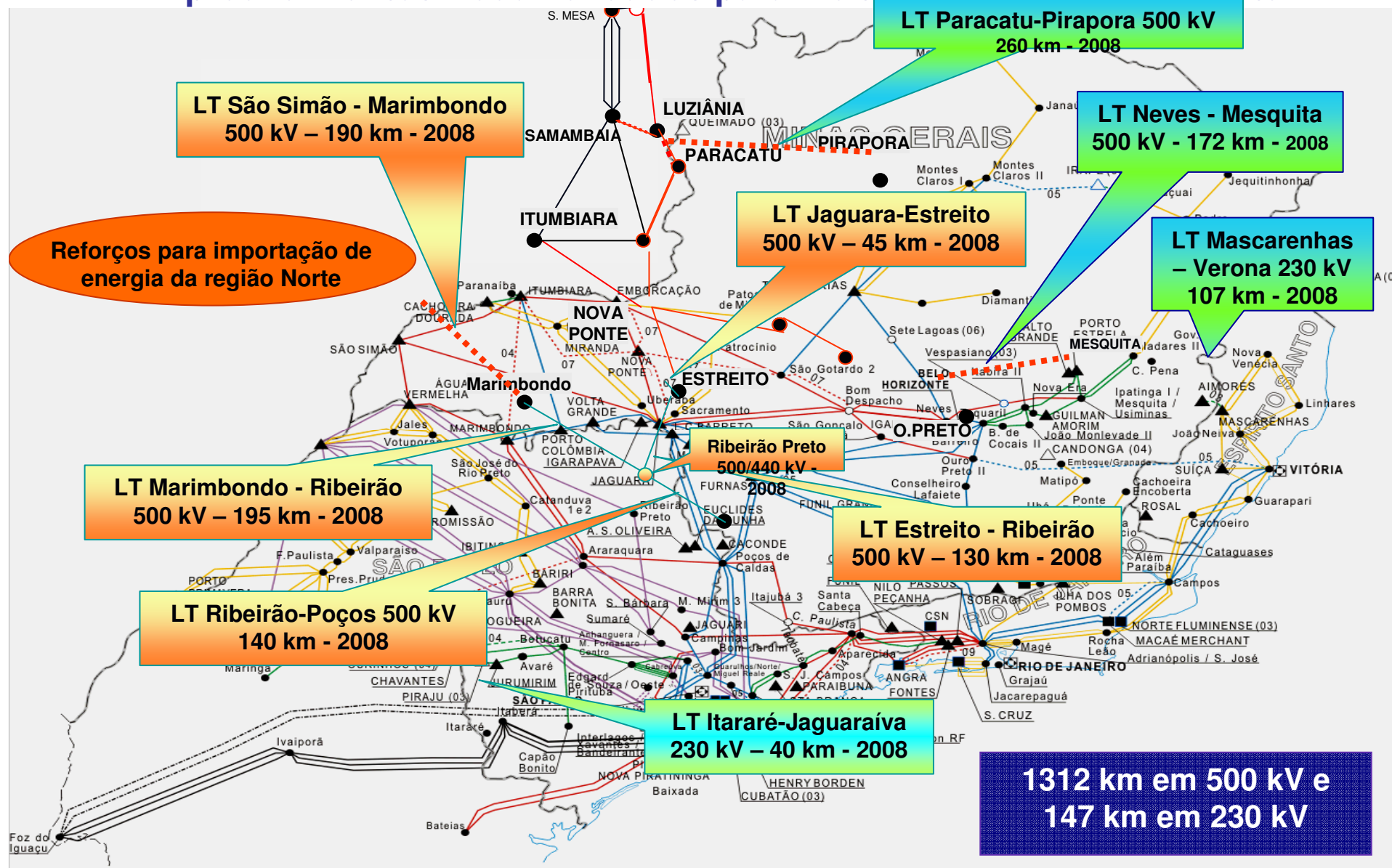
LT Candiota - Nova Santa Rita
500 kV - 300 km - 2015

LT J. Lacerda B - Siderópolis
230 kV - 50 km - 2009

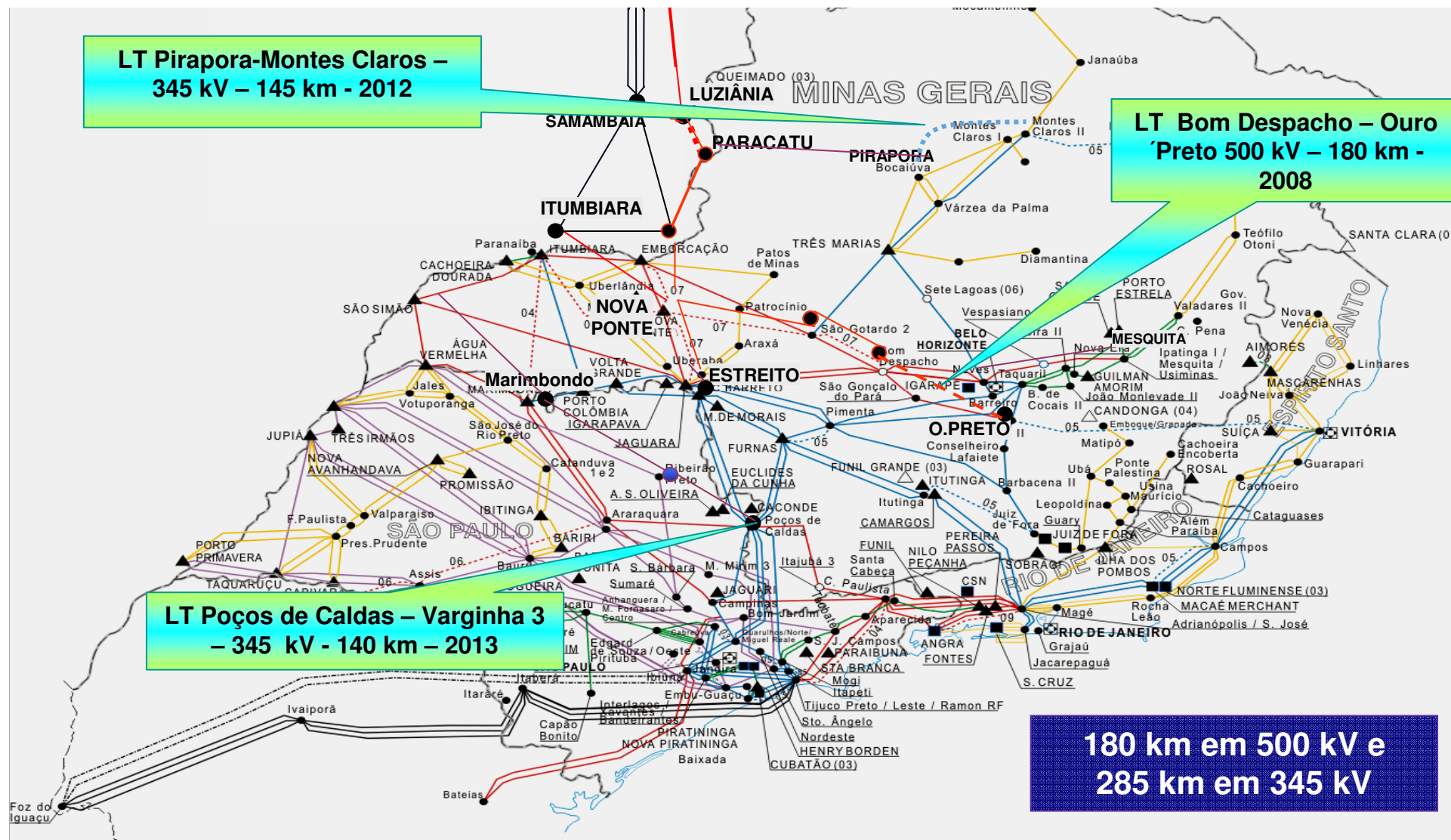
**300 km em 500 kV e
372 km em 230 kV**

Região Sudeste/Centro-Oeste

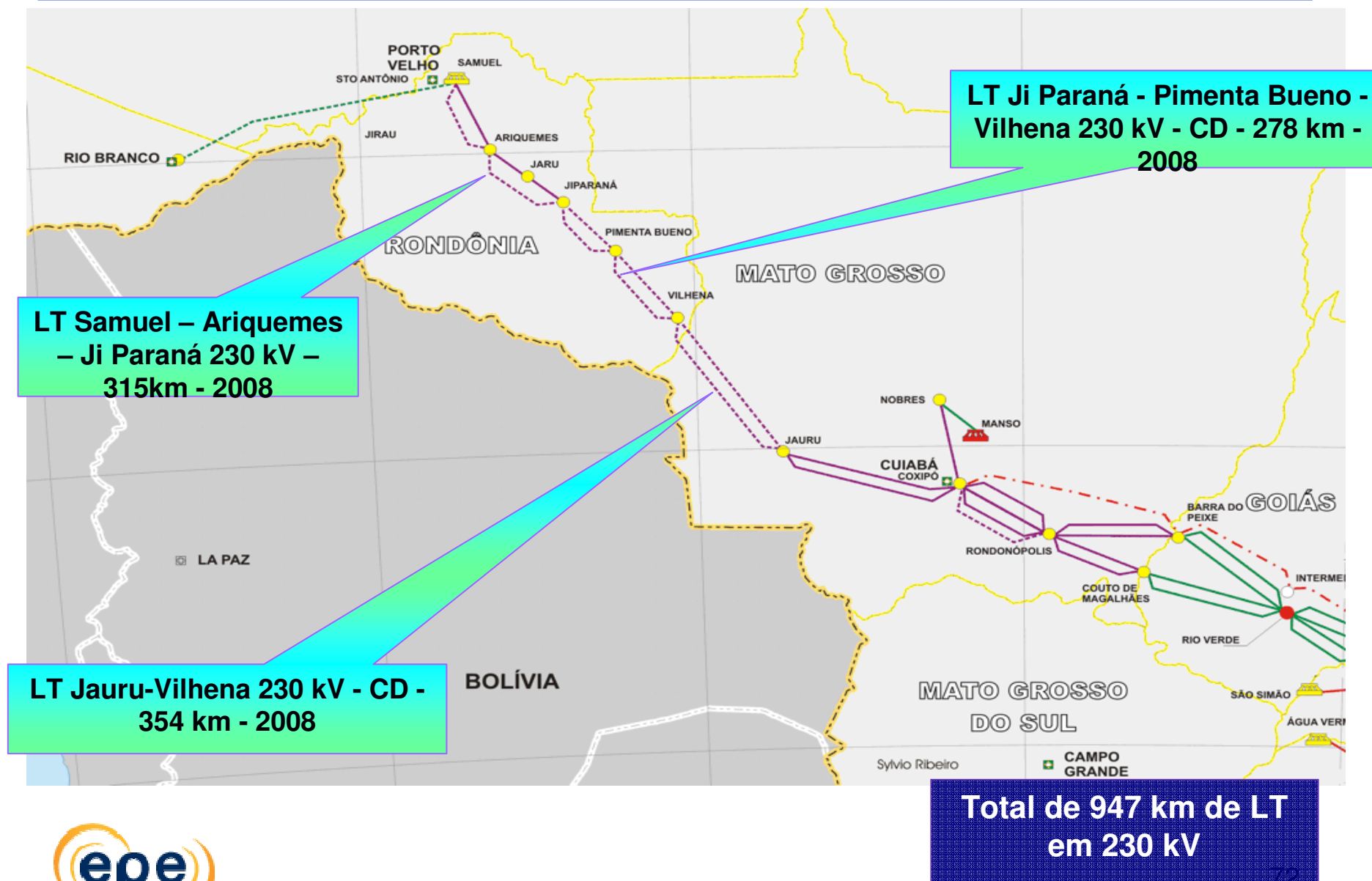
Empreendimentos Recomendados para Licitações em 2006 - Sudeste



Empreendimentos Referenciais

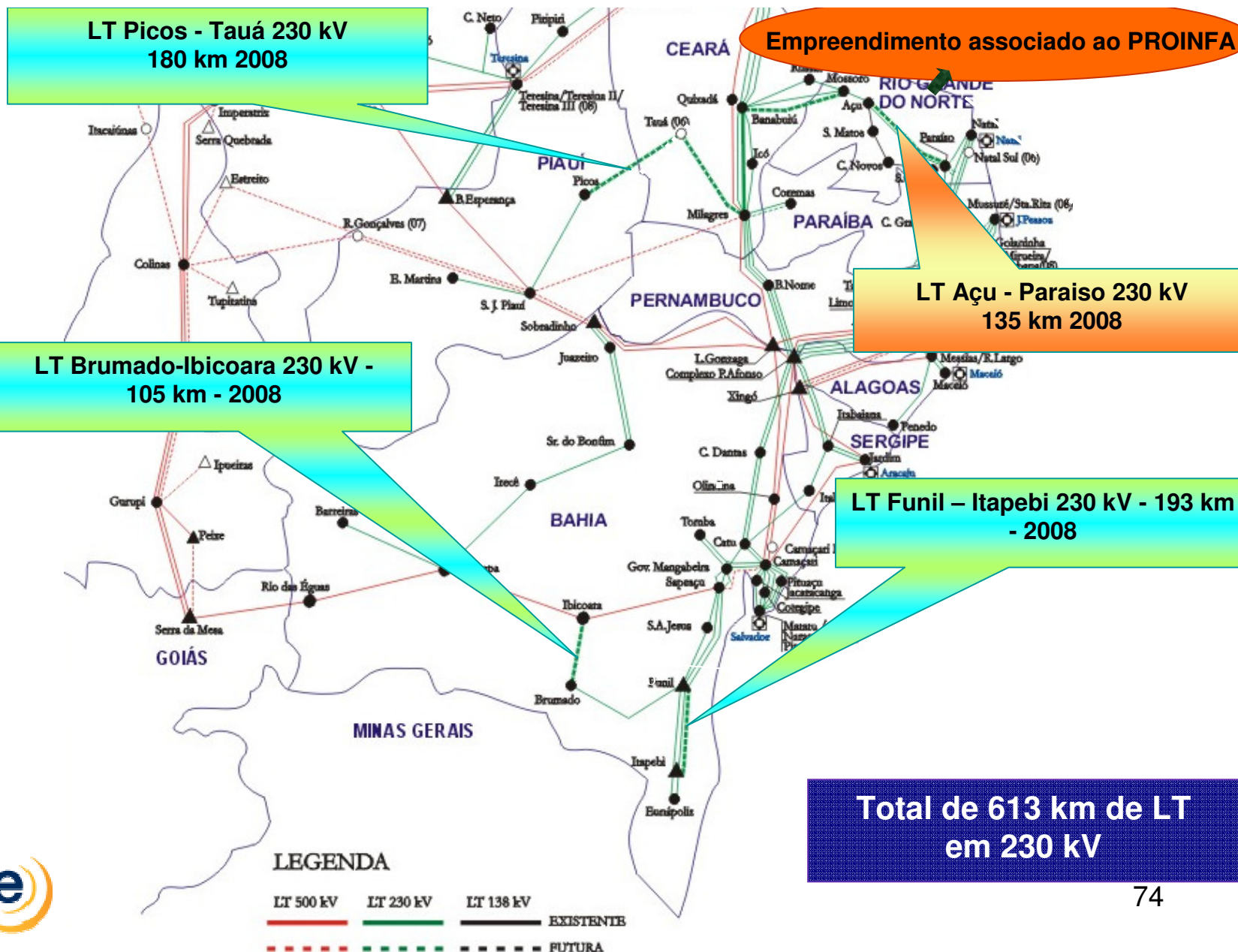


Interligação Acre-Rondônia-Mato Grosso – a ser licitada em 2006

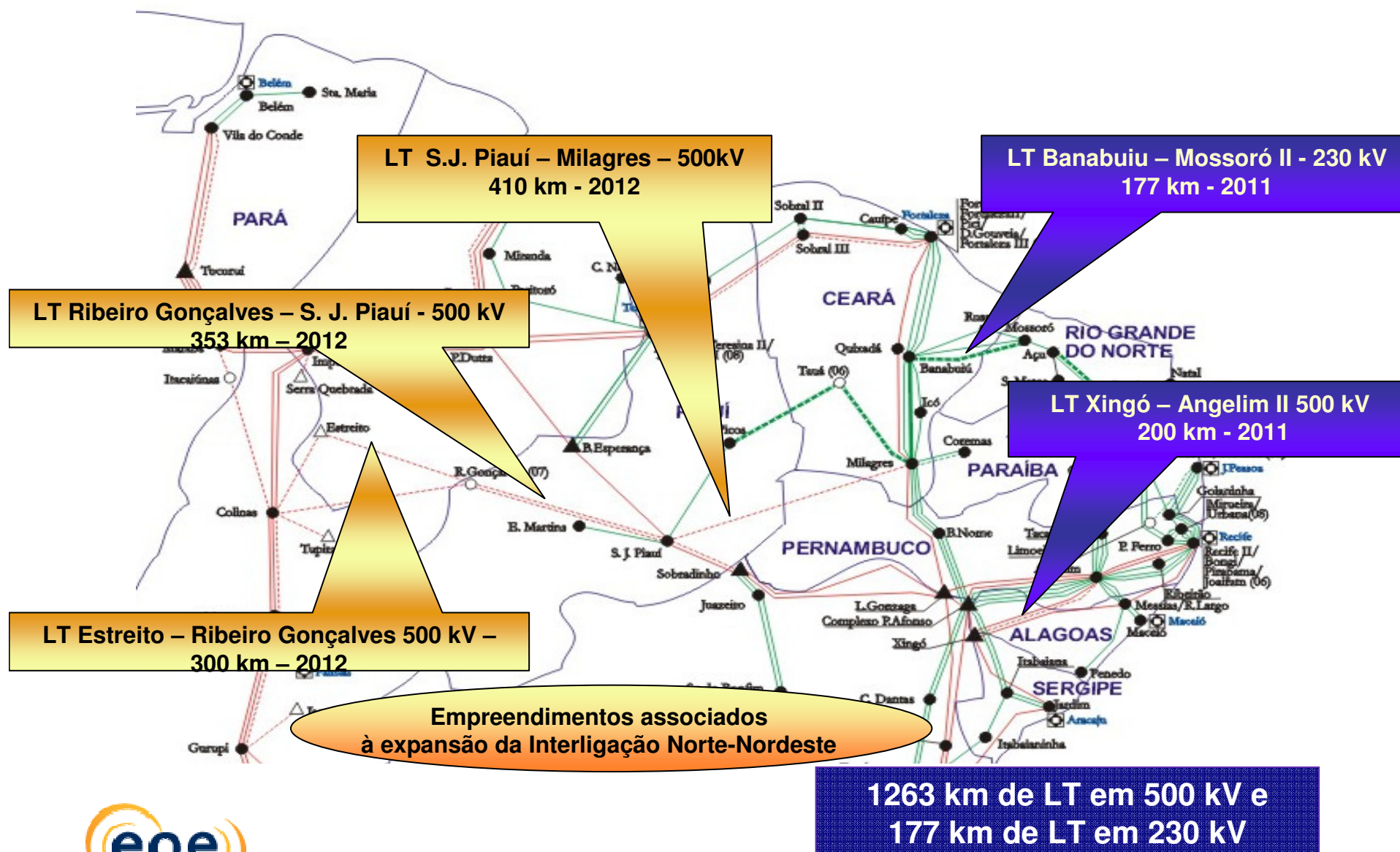


Região Nordeste

Empreendimentos Recomendados para Licitações em 2006 – Nordeste

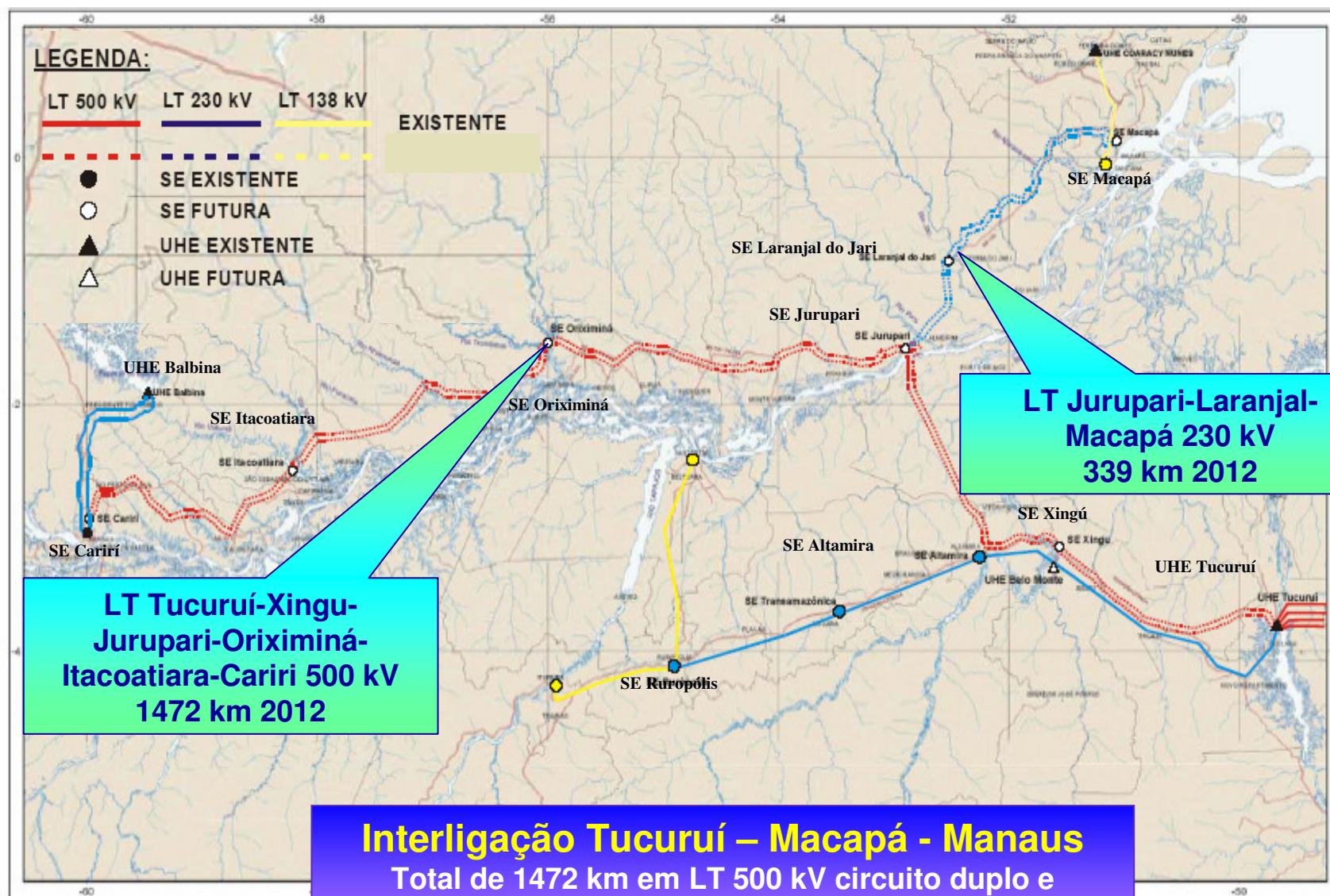


Empreendimentos Recomendados para Licitações a partir de 2007 - Nordeste



Região Norte

Empreendimentos Recomendados para Licitações a partir de 2007 - Norte



Estimativa da Evolução dos Investimentos Associados ao Plano Decenal da Expansão da Transmissão

Indicadores de Transmissão

Evolução Física – Linhas de transmissão (km)

	<i>Tensão</i>	750kV	600kV	500kV	440kV	345kV	230kV	138kV	88/69kV
Norte	Existente em 2005	-	-	5.578	-	-	1.820	4.020	4.622
	Evolução 2006/2015	3.454	-	4.416	-	-	1.620	2.295	1.441
	Estimativa 2015	3.454		9.994			3.439	6.315	6.063
Nordeste	Existente em 2005	-	-	5.122	-	-	12.819	3.643	21.254
	Evolução 2006/2015	-	-	2.749	-	-	1.939	1.095	8.099
	Estimativa 2015	-		7.871			14.758	4.737	29.353
Sudeste/Centro-Oeste	Existente em 2005	2.698	1.612	6.722	6.280	8.695	8.361	39.785	20.438
	Evolução 2006/2015	1.940	4.900	10.851	7	839	2.855	5.201	1.381
	Estimativa 2015	4.638		17.573			11.216	44.987	21.818
Sul +MS	Existente em 2005	-	-	2.745	-	-	10.832	13.885	4.547
	Evolução 2006/2015	-	-	1.977	1	-	3.789	2.356	887
	Estimativa 2015	-	-	4.722	1	-	14.621	16.241	5.434
SIN	Existente em 2005	2.698	1.612	20.166	6.280	8.695	33.831	61.333	50.861
	Evolução 2006/2015	5.394	4.900	19.993	8	839	10.203	10.947	11.808
	Estimativa 2015	8.092	6.512	40.159	6.288	9.534	44.034	72.280	62.668

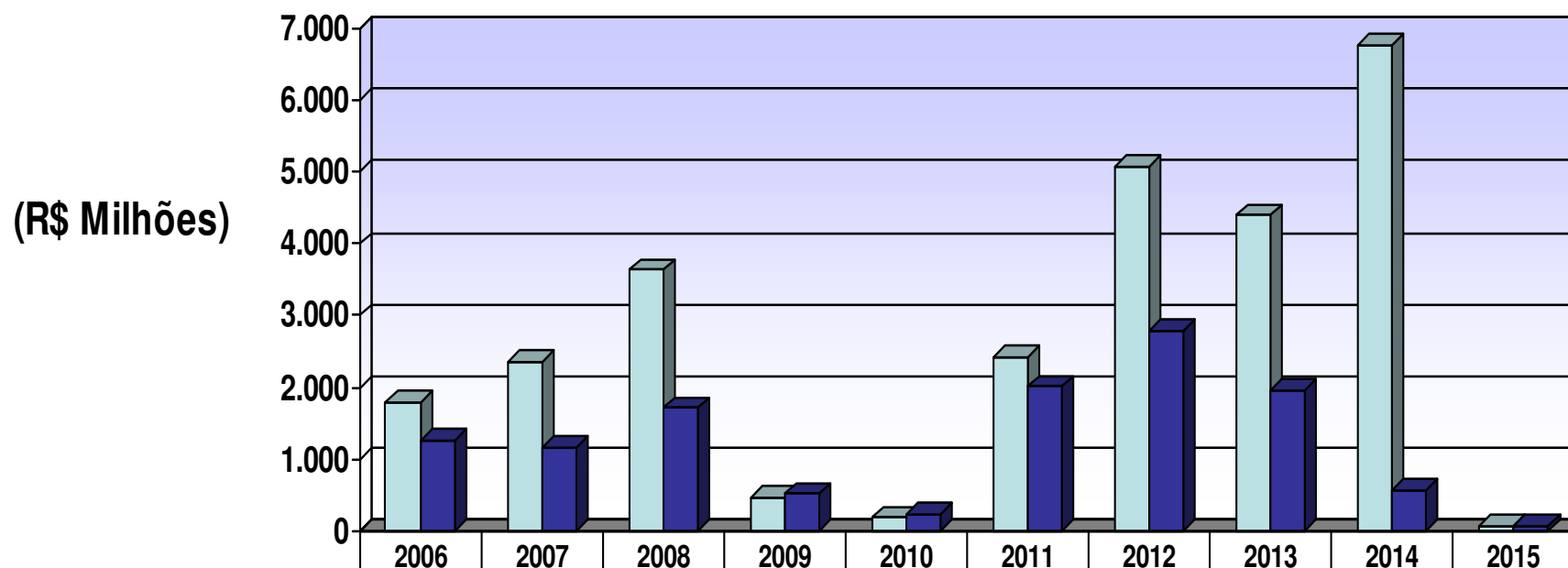
Indicadores de Transmissão

Evolução Física – Transformação (MVA)

	<i>Tensão</i>	<i>750kV</i>	<i>500kV</i>	<i>440kV</i>	<i>345kV</i>	<i>230kV</i>	<i>138kV</i>	<i>88kV</i>
Norte	Existente em 2005	-	14.788	-	-	4.380	1.328	2.261
	Evolução 2006/2015	17.367	7.350	-	-	4.190	641	1.692
	Estimativa 2015	17.367	22.138	-	-	8.570	1.969	3.953
Nordeste	Existente em 2005	-	22.295	-	-	16.410	1.379	10.669
	Evolução 2006/2015	-	1.500	-	-	4.986	548	3.796
	Estimativa 2015	-	23.795	-	-	21.396	1.927	14.466
Sudeste/Centro-Oeste	Existente em 2005	21.000	26.240	14.916	27.288	10.448	34.186	23.866
	Evolução 2006/2015	1.500	18.510	6.084	8.466	3.765	4.269	1.420
	Estimativa 2015	22.500	44.750	21.000	35.754	14.213	38.455	25.285
Sul + MS	Existente em 2005	-	12.016	336	-	16.242	7.374	5.561
	Evolução 2006/2015	-	8.892	900	-	8.792	5.146	1.778
	Estimativa 2015	-	20.908	1.236	-	25.034	12.520	7.339
SIN	Existente em 2005	21.000	75.339	15.252	27.288	47.480	44.266	42.358
	Evolução 2006/2015	18.867	36.252	6.984	8.466	21.733	10.604	8.686
	Estimativa 2015	39.867	111.591	22.236	35.754	69.213	54.870	51.044

Indicadores de Transmissão

Estimativa de Investimentos no Sistema de Transmissão



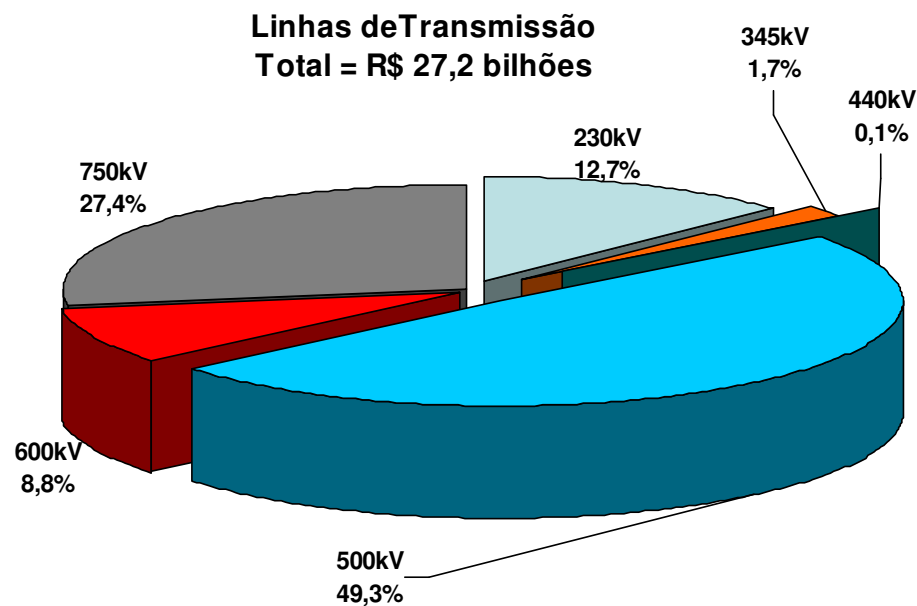
Linhas de Transmissão	1.798	2.354	3.631	460	189	2.422	5.063	4.394	6.775	66
Subestações e Transformadores	1.264	1.158	1.709	521	239	2.013	2.785	1.949	558	81

Linhas de Transmissão

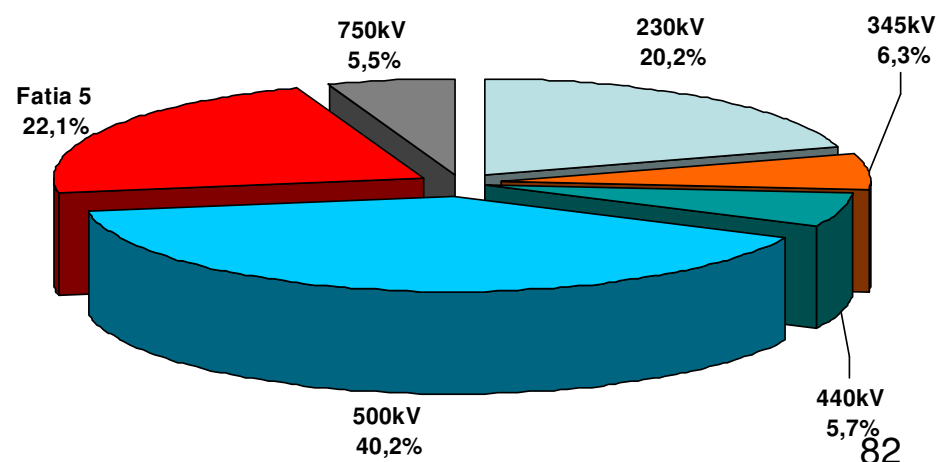
Subestações e Transformadores

Indicadores de Transmissão

Novos Investimentos desagregados por nível de tensão



Subestações e Transformadores
Total = R\$ 12,3 bilhões



Indicadores sócio-ambientais

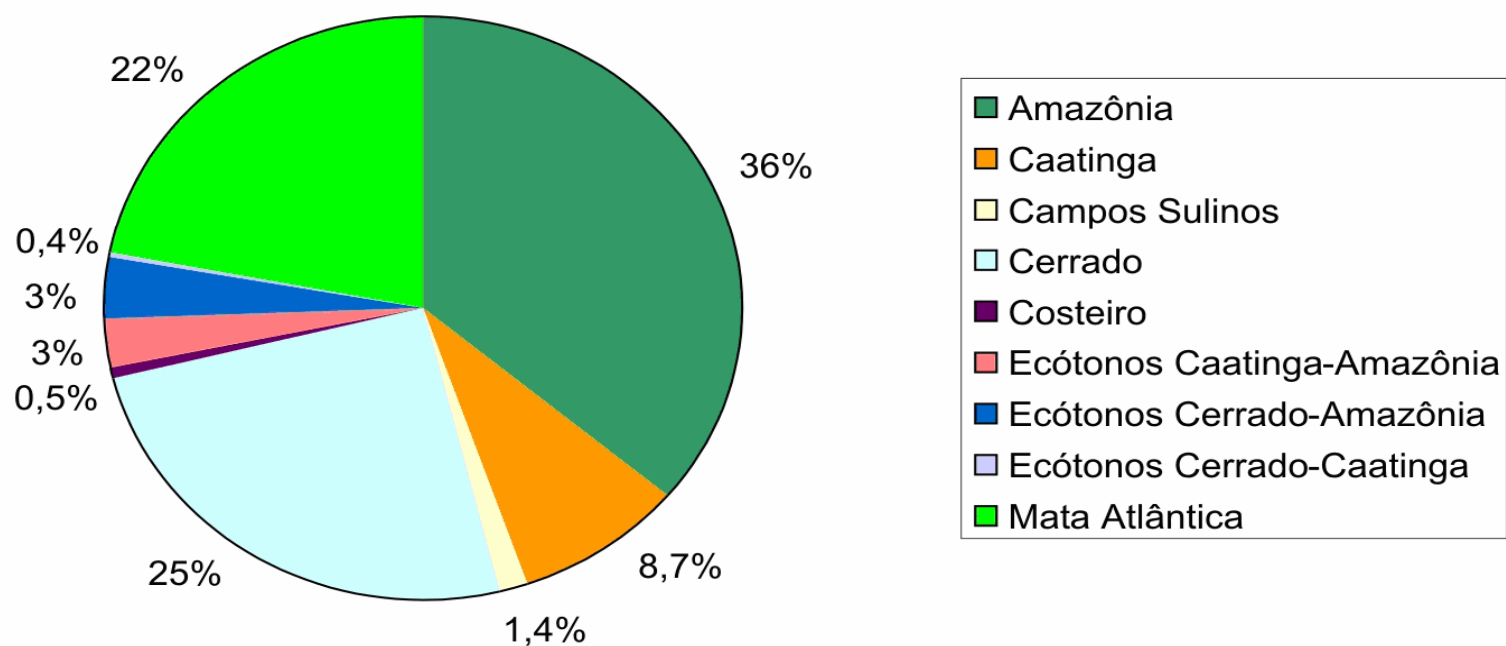
Estimativa da área ocupada por linhas de transmissão Existentes e Planejadas

Tensões	Existente		Planejado		Total	
	Extensão total (km)	Área ocupada total (km²)*	Extensão total (km)	Área ocupada total (km²)*	Extensão total (km)	Área ocupada total (km²)*
230	36.355	1454	10.204	408	46.559	1.862
345	9.429	472	839	42	10.268	514
440	6.740	404	8	4	6.748	408
500	25.397	1524	19.982	1.199	45.379	2.723
525	290	18	0	0	290	18
600	1.612	161	4.900	490	6.512	651
750	2.683	268	5.394	539	8.077	808
Total/ano	82.506	4.301	41.327	2.682	123.833	6.983

(*) Área referente à restrição de uso pelas faixas de passagem. Fonte: EPE, 2005.

Indicadores sócio-ambientais

Percentual da Extensão das Linhas de Transmissão Planejadas por Biomas



Diagnóstico do SIN – 2006-2015: Estudos a Realizar

- Dimensionar as interligações regionais considerando os resultados dos estudos energéticos
- Avaliar a capacidade das transformações de fronteira da Rede Básica em função da Resolução Normativa No. 191 ANEEL
- Estabelecer os montantes de compensação reativa de forma que o SIN (transmissão e distribuição) atenda aos requisitos de fator de potência
- Avaliar a evolução das tarifas médias

Diagnóstico do SIN – 2006-2015: Estudos a Realizar

- Averiguar a expansão dos sistemas radiais para atendimento ao critério N-1
- Avaliar a confiabilidade e a estabilidade do SIN
- Avaliar os níveis de curto-circuito nas principais subestações do sistema
- Avaliar a evolução das tarifas médias

Fim

