

Symposium Prof. Carlos Portela 70 anos

A Ciência na Engenharia Elétrica

Dezembro de 2005, COPPE / UFRJ

SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO

REALIDADES E OPÇÕES

Carlos Portela

SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO

REALIDADES E OPÇÕES

Dezembro de 2005

Vista noturna da Terra a partir de imagens de satélite



Fonte: NASA. 2003. Disponível em: <http://antwarp.gsfc.nasa.gov/apod/ap001127.html>.

Consumo de eletricidade total por país divulgado em 28 de Julho de 2005

Valores referidos ao “consumo” excluindo perdas de transmissão e distribuição.

Lista em ordenação decrescente numa lista de 164 “países” e “territórios” que exclui:

Estados Unidos, Reino Unido, Suécia, Suíça, Espanha, Eslováquia, Argentina, Uruguai, Venezuela, Ucrânia, Sérvia e Montenegro, Turquia, Síria, Emiratos Árabes Unidos, Turcoménia, Uzbequistão, Tadjiquistão, Iémen, Sudão, Uganda, Tanzânia, Somália, Zâmbia, Zimbábue, África do Sul, Suazilândia, Togo, Serra Leoa, Saara Ocidental, Tunísia, Sri Lanka, Tailândia, Vietnam, Formosa (Taiwan).

n (ordenação decrescente do consumo total na lista de países considerada)	País	Consumo total [TWh/ano]	População [10 ⁶]
Não consta da lista.	Estados Unidos	3 883,0	295,7
1	China	1 312,0	1 306,3
2	Japão	964,2	127,4
3	Rússia	773,0	143,4
4	Alemanha	506,8	82,4
5	Canadá	504,4	32,8
6	Índia	497,2	1 080,2
7	França	415,3	60,7
8	Brasil	335,9	186,1
9	Itália	289,1	58,1
10	Coreia do Sul	270,3	48,6
11	México	186,7	106,2
12	Austrália	184,4	20,1
13	Polónia	118,8	38,6
14	Irão	115,9	68,0
15	Noruega	115,3	4,6
16	Arábia Saudita	113,8	26,4
17	Holanda	99,42	16,4
18	Indonésia	89,08	242,0
19	Bélgica	78,18	10,4
20	Finlândia	76,18	5,2

Consumo de eletricidade per capita divulgado em 28 de Julho de 2005

Valores referidos ao “consumo” excluindo perdas de transmissão e distribuição.

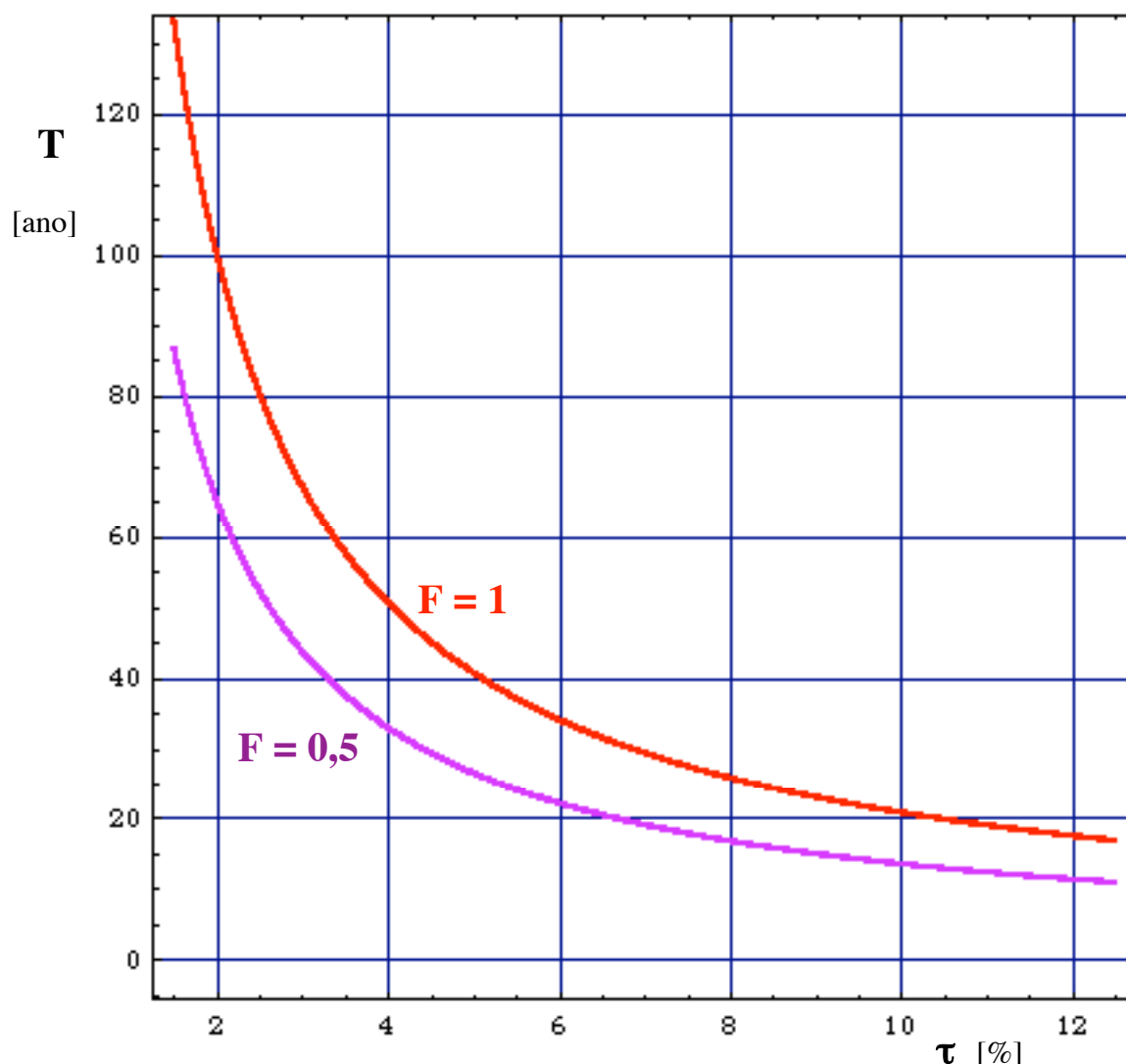
Lista em ordenação decrescente numa lista de 168 “países” e “territórios” que exclui:

Estados Unidos, Reino Unido, Suécia, Suíça, Espanha, Eslováquia, Argentina, Uruguai, Venezuela, Ucrânia, Sérvia e Montenegro, Turquia, Síria, Emiratos Árabes Unidos, Turcoménia, Uzbequistão, Tadjiquistão, Iémen, Sudão, Uganda, Tanzânia, Somália, Zâmbia, Zimbábue, África do Sul, Suazilândia, Togo, Serra Leoa, Saara Ocidental, Tunísia, Sri Lanka, Tailândia, Vietnam, Formosa (Taiwan).

n (ordenação decrescente do consumo per capita na lista de países considerada)	País	Consumo per capita [kWh / ano / habitante]
1	Noruega	25 103,4
2	Islândia	24 739,1
3	Canadá	15 375,7
4	Finlândia	14 585,5
Não consta da lista	Estados Unidos	≈13 130,0
5	Luxemburgo	12 954,3
6	Kuwait	12 538,5
7	Qatar	9 983,2
8	Austrália	9 178,7
13	Japão	7 567,3
14	Bélgica	7 543,4
17	França	6 846,8
18	Áustria	6 701,3
20	Alemanha	6 148,2
21	Holanda	6 059,6
22	Israel	6 025,2
23	Dinamarca	5 966,5
25	Coreia do Sul	5 557,0
26	República Checa	5 429,2
27	Rússia	5 389,8
28	Irlanda	5 386,0
30	Equador	5 235,0
31	Itália	4 975,6
32	Porto Rico	4 970,6
34	Estónia	4 645,2
36	Grécia	4 574,4
38	Bulgária	4 365,1
39	Arábia Saudita	4 307,7
42	Portugal	3 925,8
44	Hungria	3 512,5

48	Cazaquistão	3 184,5
50	Croácia	3 173,9
51	Polónia	3 081,1
52	Macedónia	2 988,8
54	Malásia	2 855,6
55	Letónia	2 640,2
57	Bielorússia	2 591,3
58	Chile	2 511,1
60	Lituânia	2 414,0
68	Roménia	2 064,5
71	Arménia	1 939,0
72	Bósnia e Herzegovina	1 832,0
73	Brasil	1 804,8
74	México	1 758,0
75	Irão	1 704,0
76	Albânia	1 655,3
77	Geórgia	1 627,3
84	Iraque	1 284,4
85	Coreia do Norte	1 218,1
87	Cuba	1 179,2
90	China	1 004,4
95	Colômbia	926,8
96	Egito	902,6
112	Índia	460,3
115	Paraguai	415,4
116	Bolívia	410,3
119	Indonésia	368,1
133	Angola	114,0
134	Nigéria	113,0
135	Bangladesh	98,7
136	Cabo Verde	93,4
137	São Tomé e Príncipe	84,4
140	Moçambique	71,6
141	Haiti	66,4
142	Nepal	63,7
150	Guiné Equatorial	41,4
152	Guiné-Bissau	36,2
m	Média ponderada	1 588,2

Fonte: CIA World Fact book 28/07/2005



Tempo, T , a contar de 2005, necessário para atingir F vezes o consumo per capita dos Estados Unidos em 2005, em função da taxa anual média de crescimento do consumo per capita do Brasil a partir de 2005, τ .

Com base em gráfico de consumo de 1991 a 2002 [1] e tabelas de consumo de 2002 e 2003 [2], e evolução da população do Brasil segundo [3], a taxa anual média de aumento de consumo per capita foi:

- De 1991 a 2002: $\tau = 1,8 \% / \text{ano}$
- De 2002 a 2003: $\tau = - 0,4 \% / \text{ano}$

[1] Fonte: - ANEEL. 2004. Gráfico reproduzido mais adiante.

[2] Fonte: - ANEEL. 2004. Tabelas constantes da mesma publicação em que figura o gráfico referido em [1], havendo aparentemente inconsistência entre o gráfico e as tabelas.

[3] Fonte: - US Census Bureau. International Data Base (IDB).

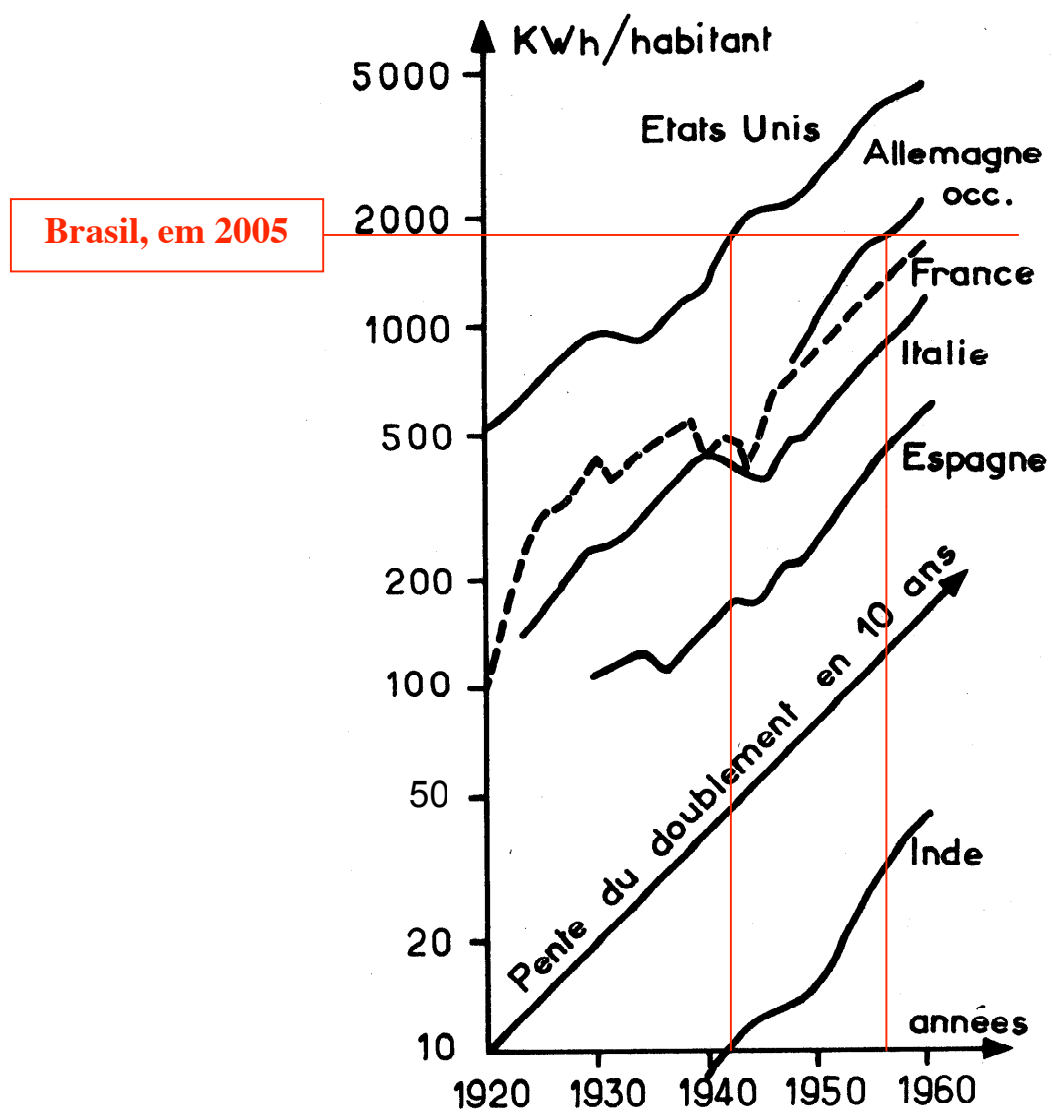
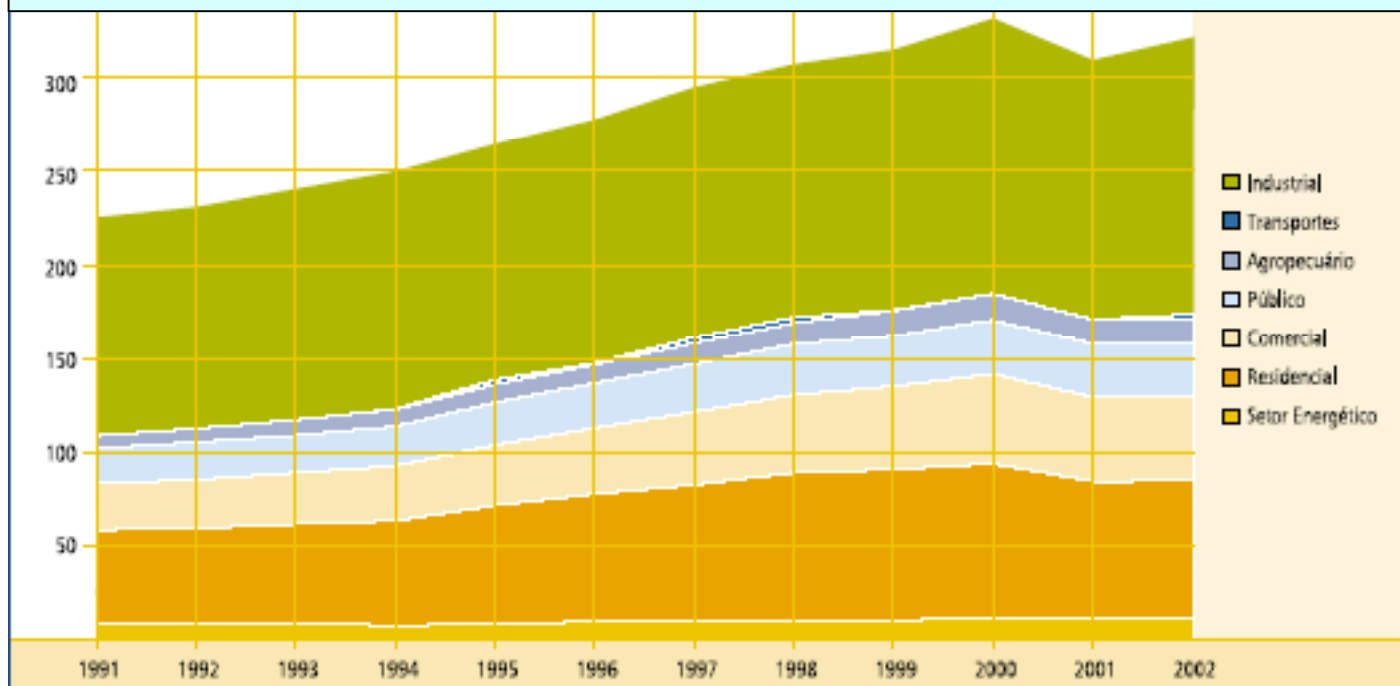


FIG. 10. — Consommation d'énergie électrique.

Fonte: P. Ailleret – Energétique – Les Besoins d'Énergie – Eyrolles, 1963

Evolução do consumo de energia elétrica (TWh/ano) no Brasil, segundo classes de consumo

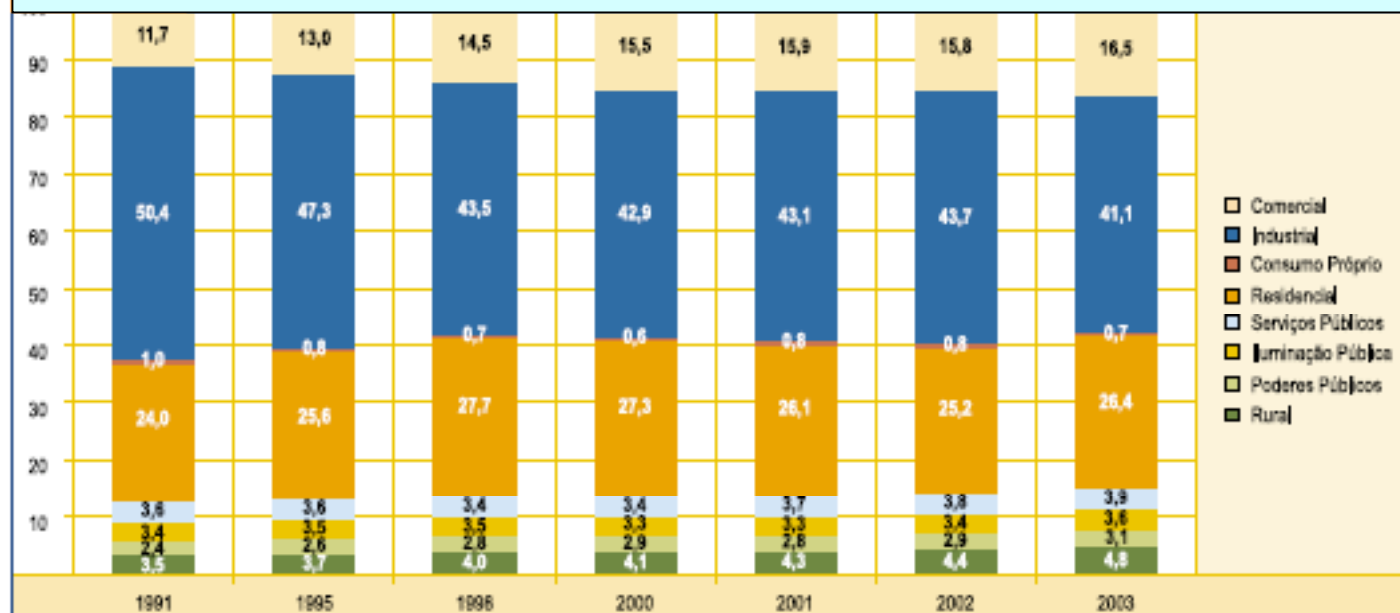


Fonte: ANEEL. 2004. (corrigido lapso de unidade)

Nota: **Aparentemente este gráfico não é concordante com valores constantes de Tabelas publicadas tendo a mesma fonte, segundo as quais o consumo foi:**

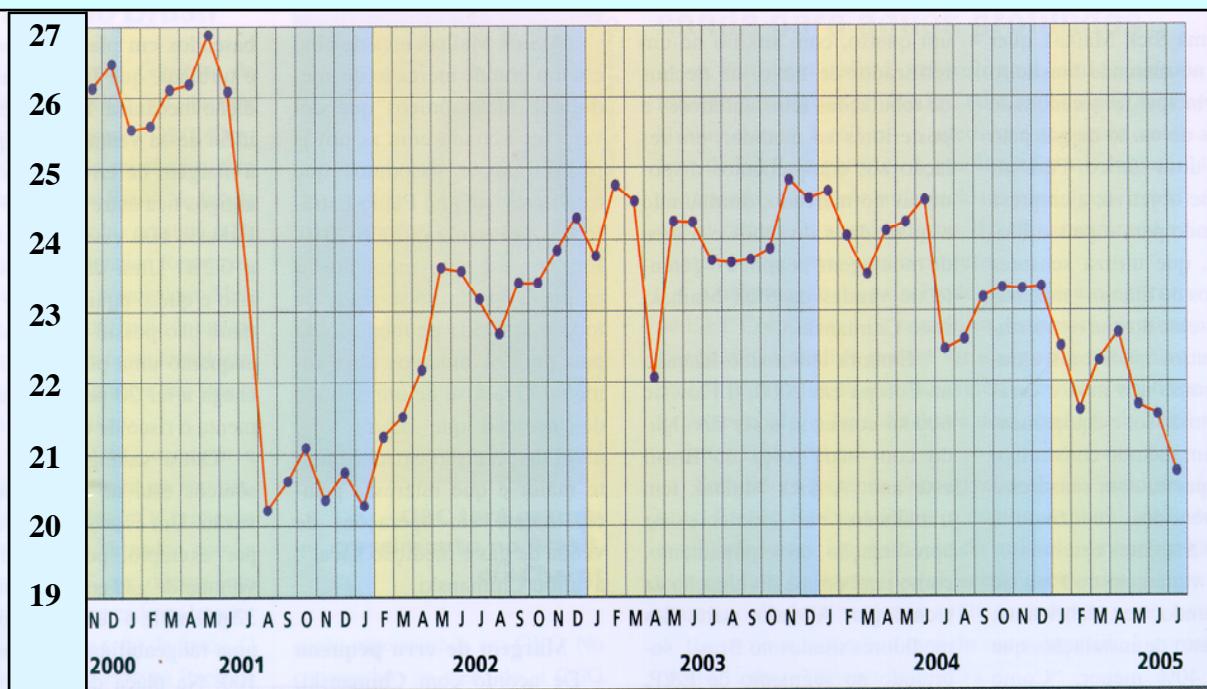
em 2002 288,536 TWh em 2003 290,696 TWh

Evolução da participação (%) das classes de consumo de energia elétrica no Brasil



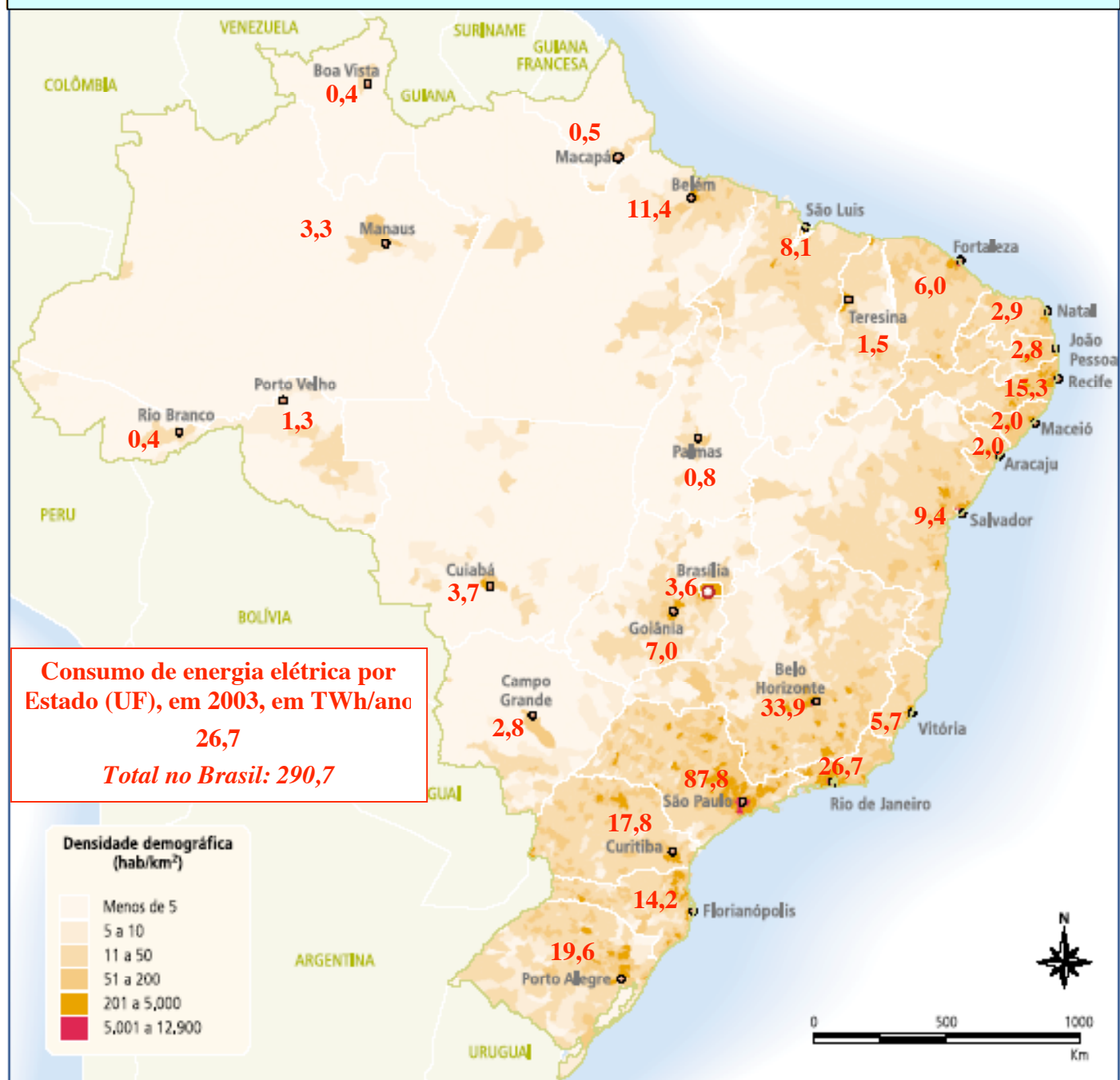
Fonte: ANEEL. 2004.

Consumo de energia elétrica no Brasil (TWh/mês)



Fonte: Brasil Energia, n° 299, Outubro de 2005

Distribuição espacial da população brasileira (densidade demográfica – hab/km²)
Consumo de energia elétrica, por Estado (UF), em 2003



Fontes: - IBGE, Censo demográfico de 2000. ANEEL, 2004.

SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO

REALIDADES QUANTO AO CONSUMO

Consumo médio muito reduzido, incompatível com níveis económico e social possíveis, desejáveis e necessários para vencer as barreiras do subdesenvolvimento.

Consumo irregularmente distribuído, com vastas regiões bastante abaixo da média.

Crescimento de consumo, no passado recente, muito lento e conduzindo ao aumento do atraso, no tempo, em relação aos países economicamente mais desenvolvidos.

CONSUMO MUNDIAL DE ENERGIA PRIMÁRIA

Consumo mundial de energia primária em 2003:

450 EJ/ano ($450 \cdot 10^{18}$ J/ano)

125 000 TWh/ano

Previsão de consumo mundial de energia primária em 2050:

900 EJ/ano ($900 \cdot 10^{18}$ J/ano)

250 000 TWh/ano

Distribuição atual das fontes de energia primária, no mundo:

Petróleo 35 %

Carvão 21 %

Gás natural 23 %

Nuclear 6 %

Hidráulica 4 %

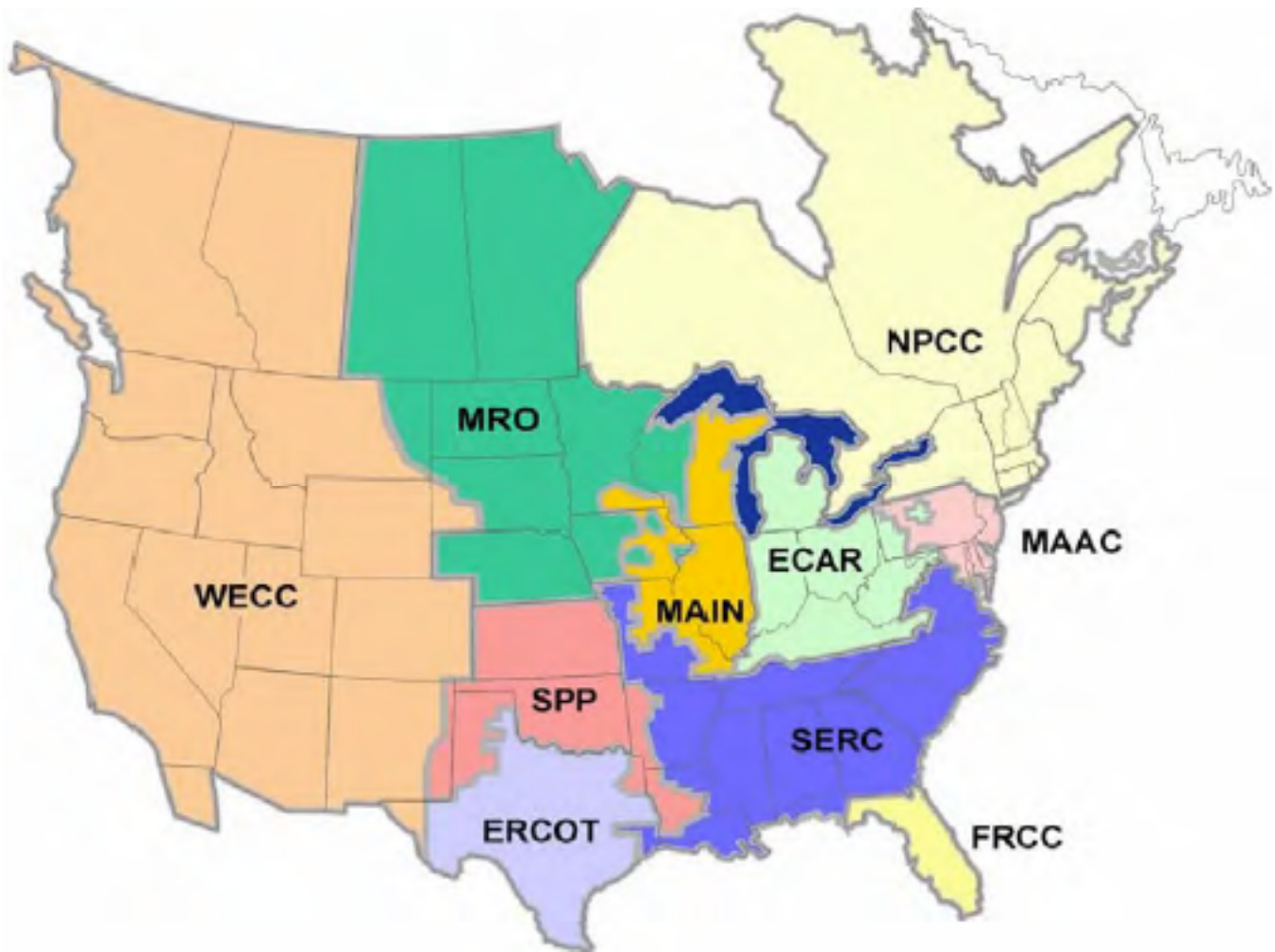
Outras renováveis [1] 11 %

[1] – Lenha, eólica, solar, biomassa, etc. .

Fonte: Revue E, Junho-Julho de 2005

Estados Unidos e Canadá

NERC Regional Reliability Councils



ECAR East Central Area Reliability Coordination Agreement

ERCOT Electric Reliability Council of Texas

FRCC Florida Reliability Coordinating Council

MAAC Mid-Atlantic Area Council

MAIN Mid-America Interconnected Network, Inc.

MRO Midwest Reliability Organization

NPCC Northeast Power Coordinating Council

SERC Southeastern Electric Reliability Council

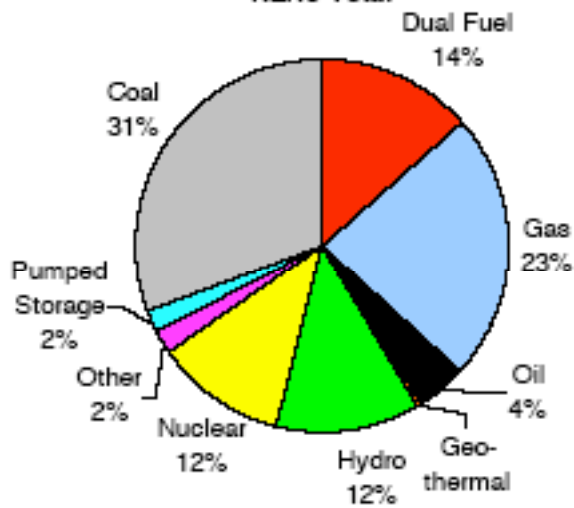
SPP Southwest Power Pool

WECC Western Electricity Coordinating Council

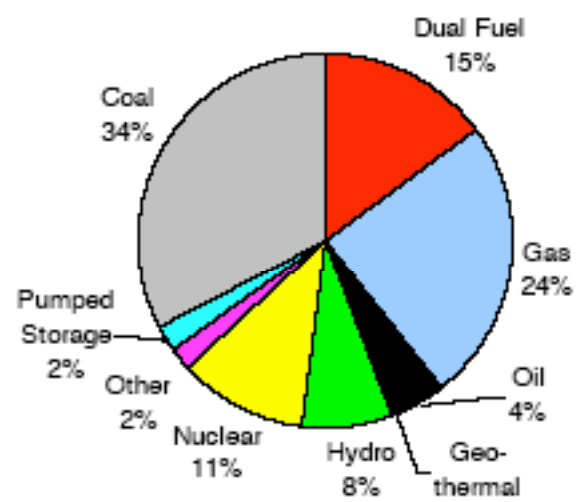
Fonte: 2005/2006 WINTER ASSESSMENT Reliability of the Bulk Electric System in North America - North American Electric Reliability Council, November 2005

Capacity Fuel Mix

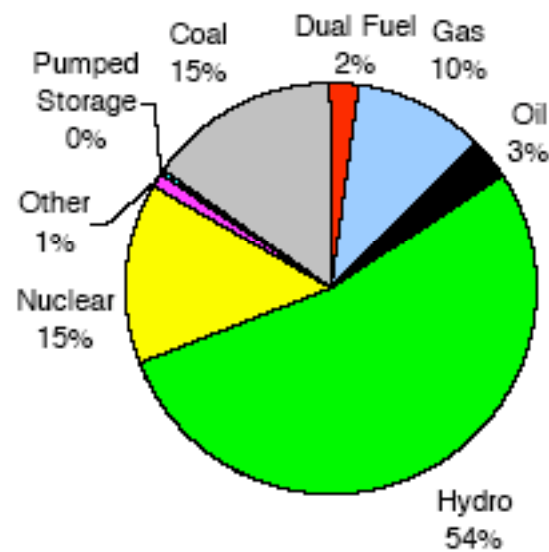
Relative Capacity by Fuel Mix -
NERC Total



Relative Capacity by Fuel Mix -
United States

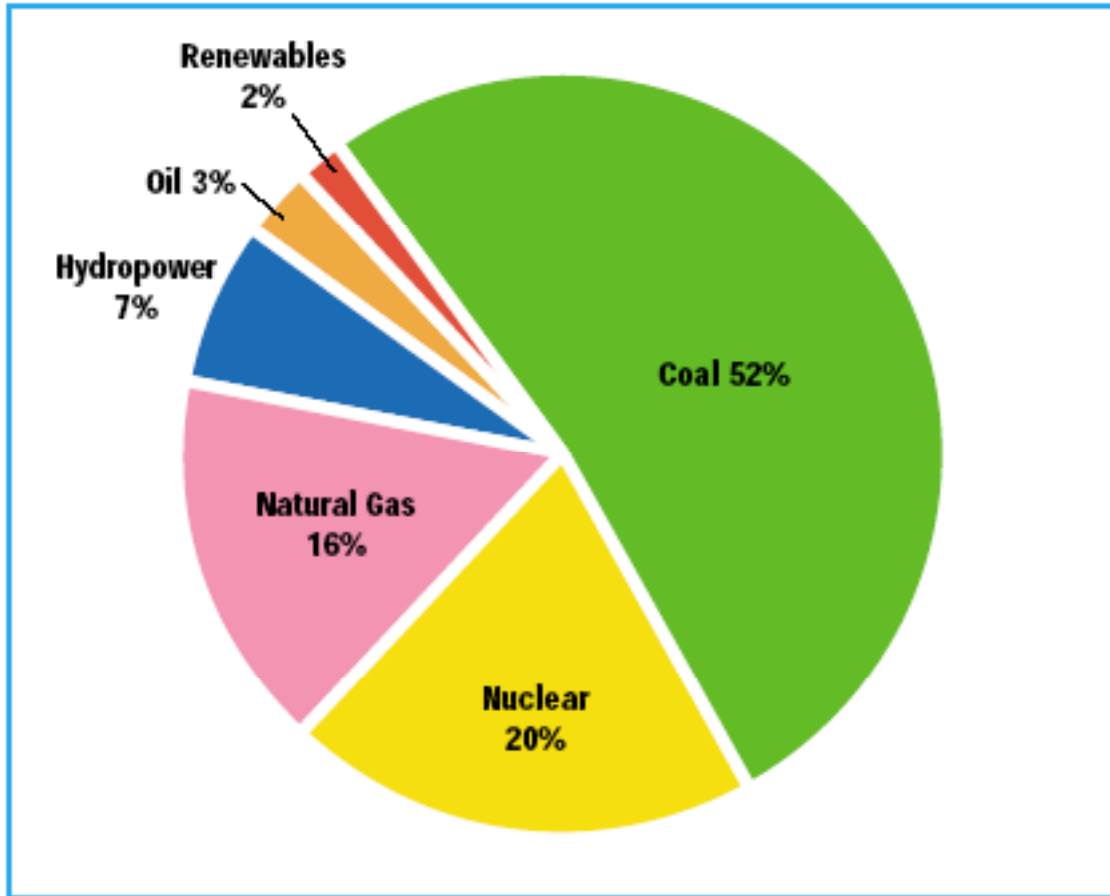


Relative Capacity by Fuel Mix -
Canada



Estados Unidos

Fuel Sources for Electricity Generation in 2000



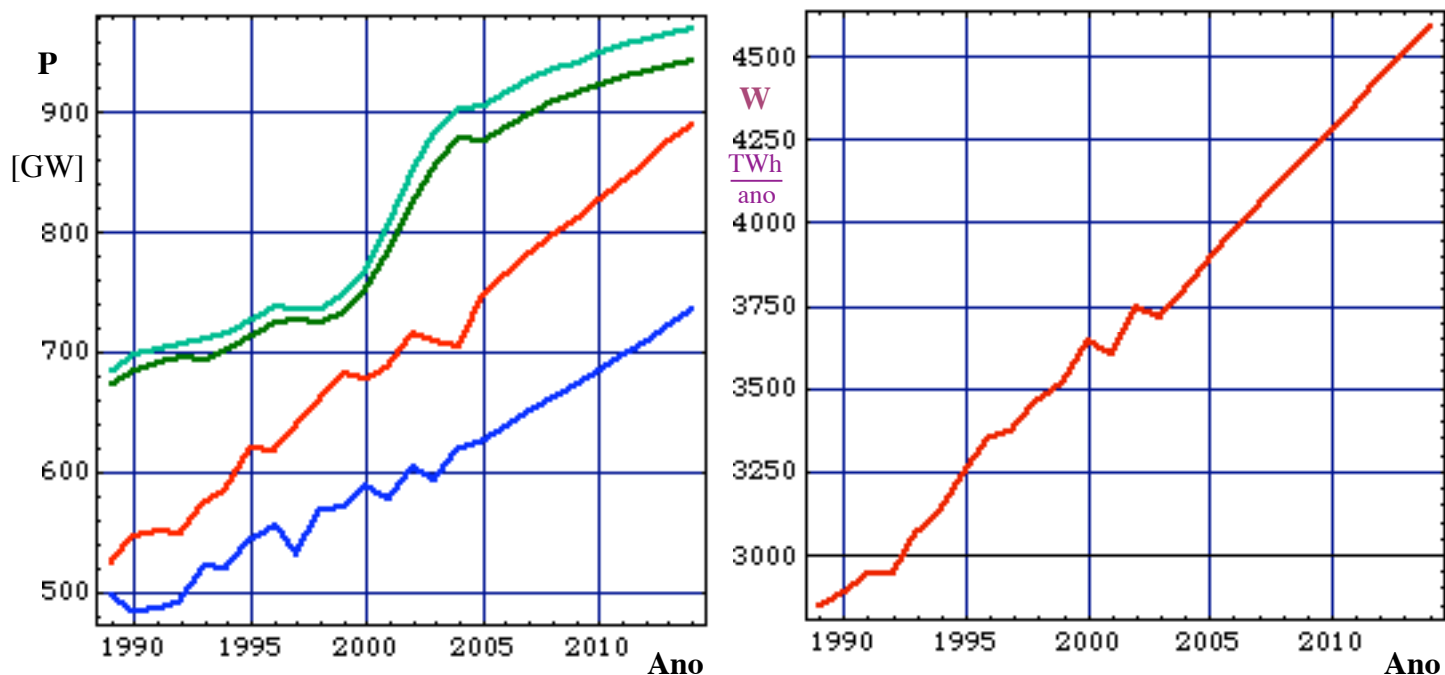
Nuclear Energy

Nuclear energy is the second-largest source (20 percent) of U.S. electricity generation.

Nuclear power is used exclusively to generate electricity. Nuclear power has none of the emissions associated with coal and gas power plants, including nitrogen oxides, sulfur dioxide, mercury and carbon dioxide. Costs of electricity generation by nuclear plants compare favorably with the costs of generation by other sources.

While the number of nuclear plants has declined due to retirements, nuclear electricity generation has steadily increased in recent years. Several factors have created a more favorable environment for nuclear energy: safe, standardized plant designs; an improved licensing process; effective safety oversight by the Nuclear Regulatory Commission (NRC); the advent of new technologies; and uncertain, volatile natural gas prices. This more favorable environment has resulted in increased re-licensing of nuclear plants and the consolidation of several plants in the hands of fewer, more experienced operators.

Fonte: U.S. Department of Energy, Energy Information Administration e Report of the National Energy Policy Development Group



Estados Unidos (rede integrada na NERC)

P potências, em GW, relativas a:

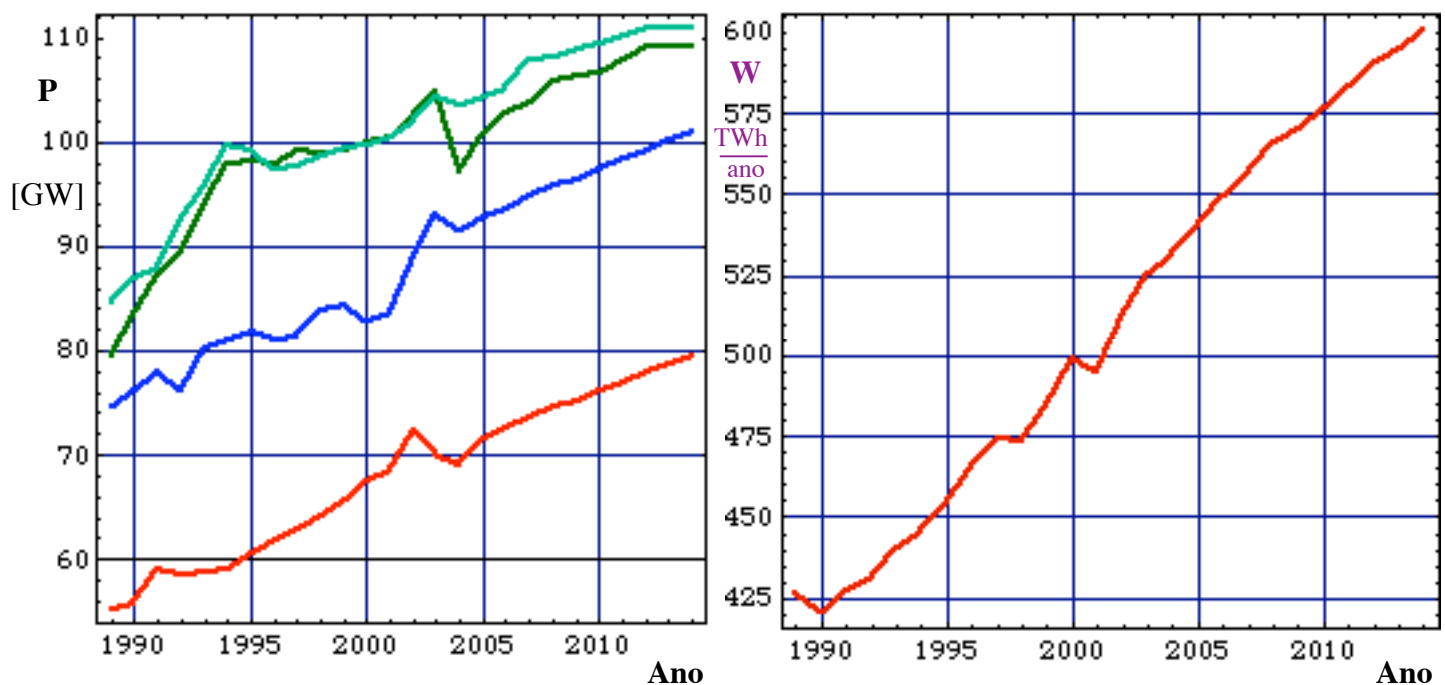
P ponta de carga de verão

P potência da rede para a ponta de carga de verão

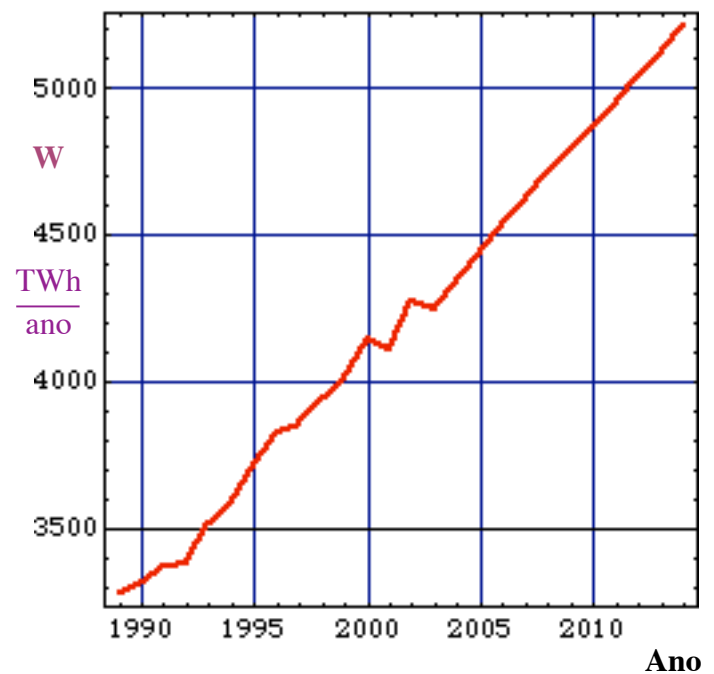
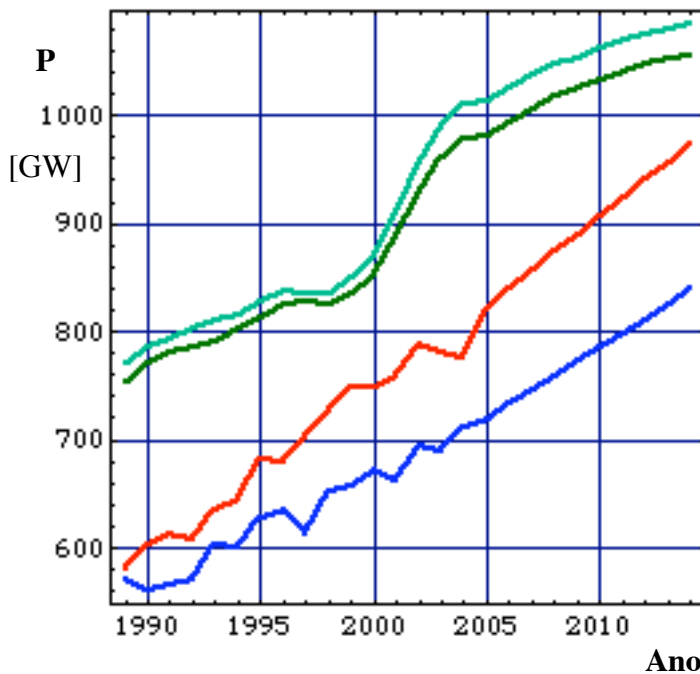
W consumo anual, em TWh / ano

P ponta de carga de inverno

P potência da rede para a ponta de carga de inverno



Canadá (rede integrada na NERC)



Rede integrada na NERC
(maior parte dos Estados Unidos e Canadá e pequena parte do México)

P potências, em GW , relativas a:

P ponta de carga de verão

P potência da rede para a ponta de carga de verão

W consumo anual, em TWh / ano

P ponta de carga de inverno

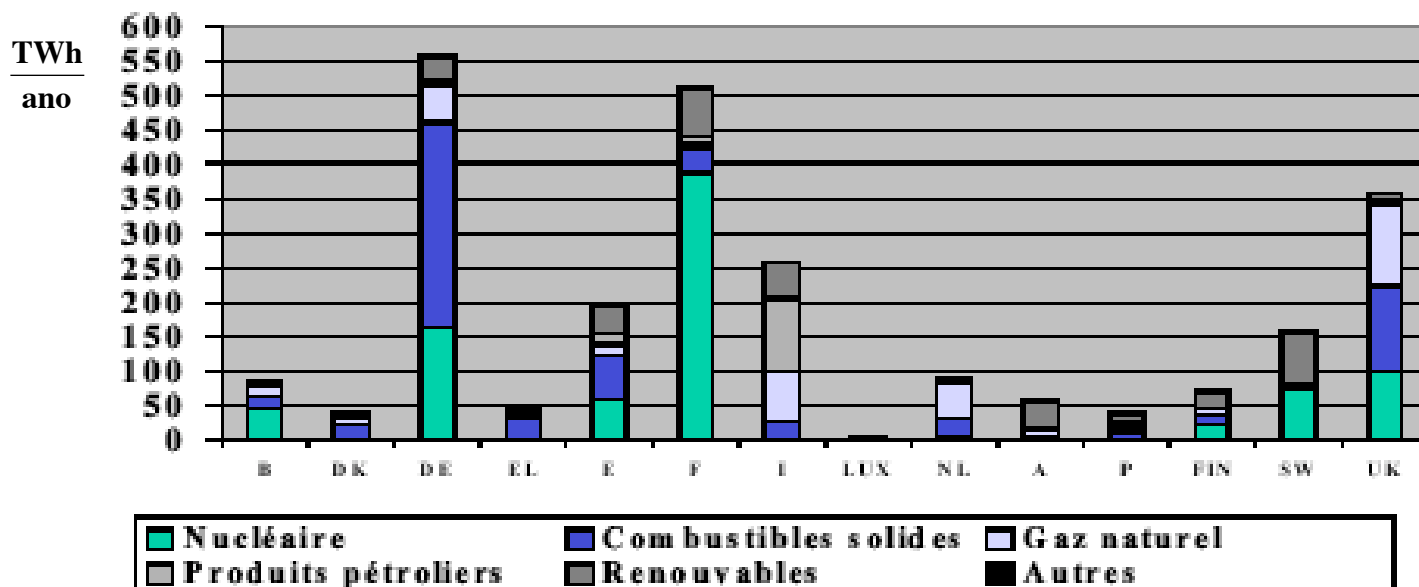
P potência da rede para a ponta de carga de inverno

Consumo total de energia elétrica no Brasil, em 2003:
290,7 TWh/ano

Fonte: North American Electric Reliability Council, November 2005

União Europeia (UE15) em 2000 ^[1]

*Produção de electricidade
por fonte de energia e por Estado-Membro*



Potência instalada na União Europeia

600 GWe em 2000

800 a 900 GWe em 2020

Divisão da produção de electricidade em 2000:

Energia nuclear	35%
Combustíveis sólidos	27%
Gás natural	16%
Energia hidroelétrica e outras	15%
Petróleo	8%

Consumo total de energia elétrica no Brasil, em 2003:

290,7 TWh/ano

^[1] – Fonte: Livro Verde – Comissão das Comunidades Europeias – 29/11/2000

Energia nuclear no mundo

Participação na produção total de energia elétrica 17%

(energia hidroelétrica 18%)

No final de 2002 (segundo AIEA):

Usinas nucleares em operação, em 34 países 441

Potência instalada líquida 358 GWe

Participação da Energia Nuclear na Produção de Energia Elétrica (2002)

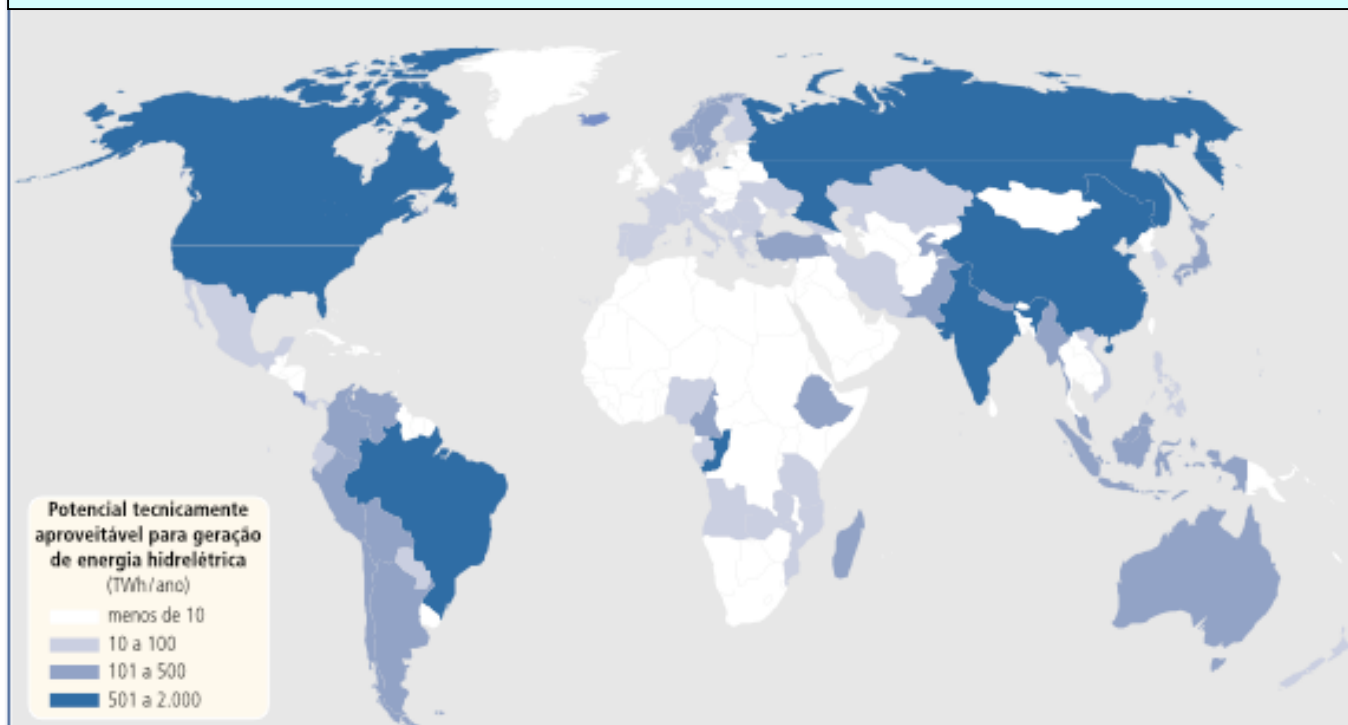
País	%
Lituânia	80
França	78
Bélgica	57
Eslováquia	55
Bulgária	47
Suécia	46
Ucrânia	46
Arménia	41
Eslovénia	41
Suíça	40

País	%
Coreia	39
Hungria	36
Japão	35
Alemanha	30
Finlândia	30
Espanha	26
Chéquia	25
Reino Unido	22
Estados Unidos	20
Rússia	16

País	%
Canadá	12
Roménia	10
Argentina	7
África do Sul	6
Brasil	4
Holanda	4
Índia	4
México	4
Paquistão	3
China	1

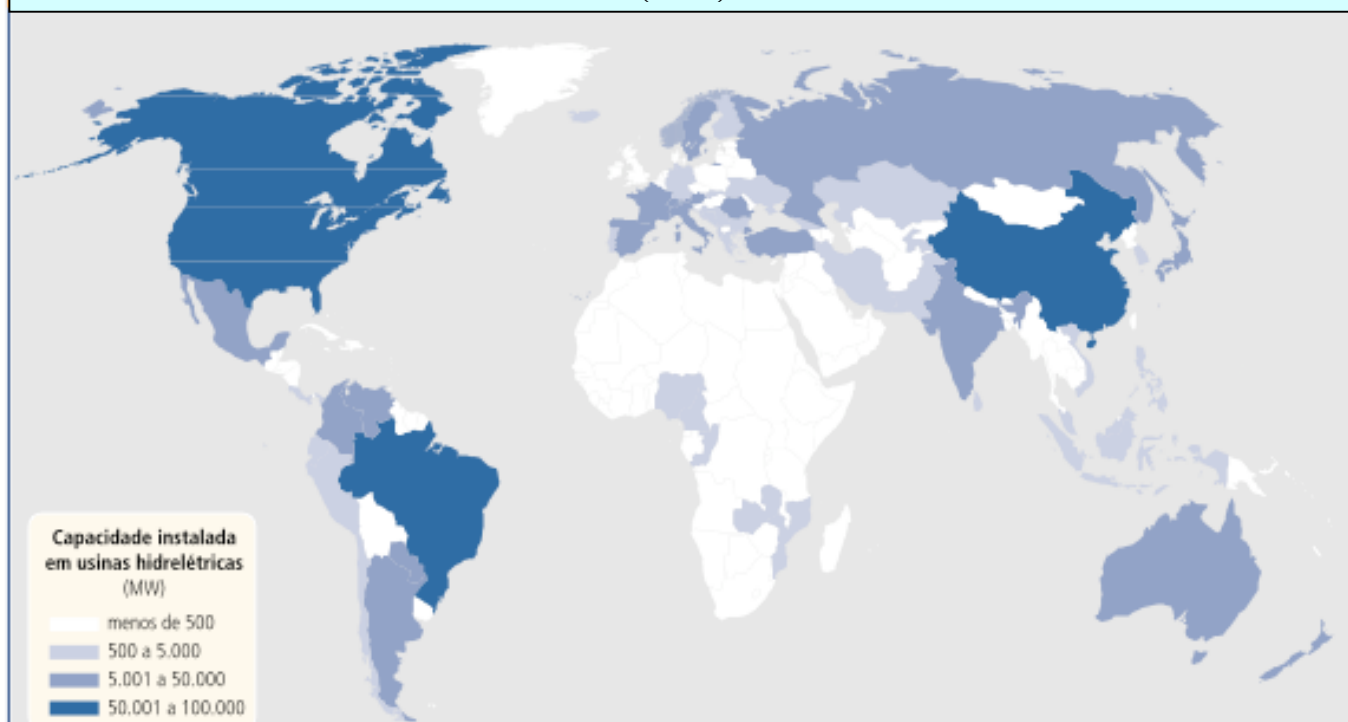
CONDICIONAMENTOS DA GERAÇÃO HIDROELÉTRICA NO MUNDO

Potencial tecnicamente aproveitável para geração de energia hidroelétrica no mundo (TWh/ano)



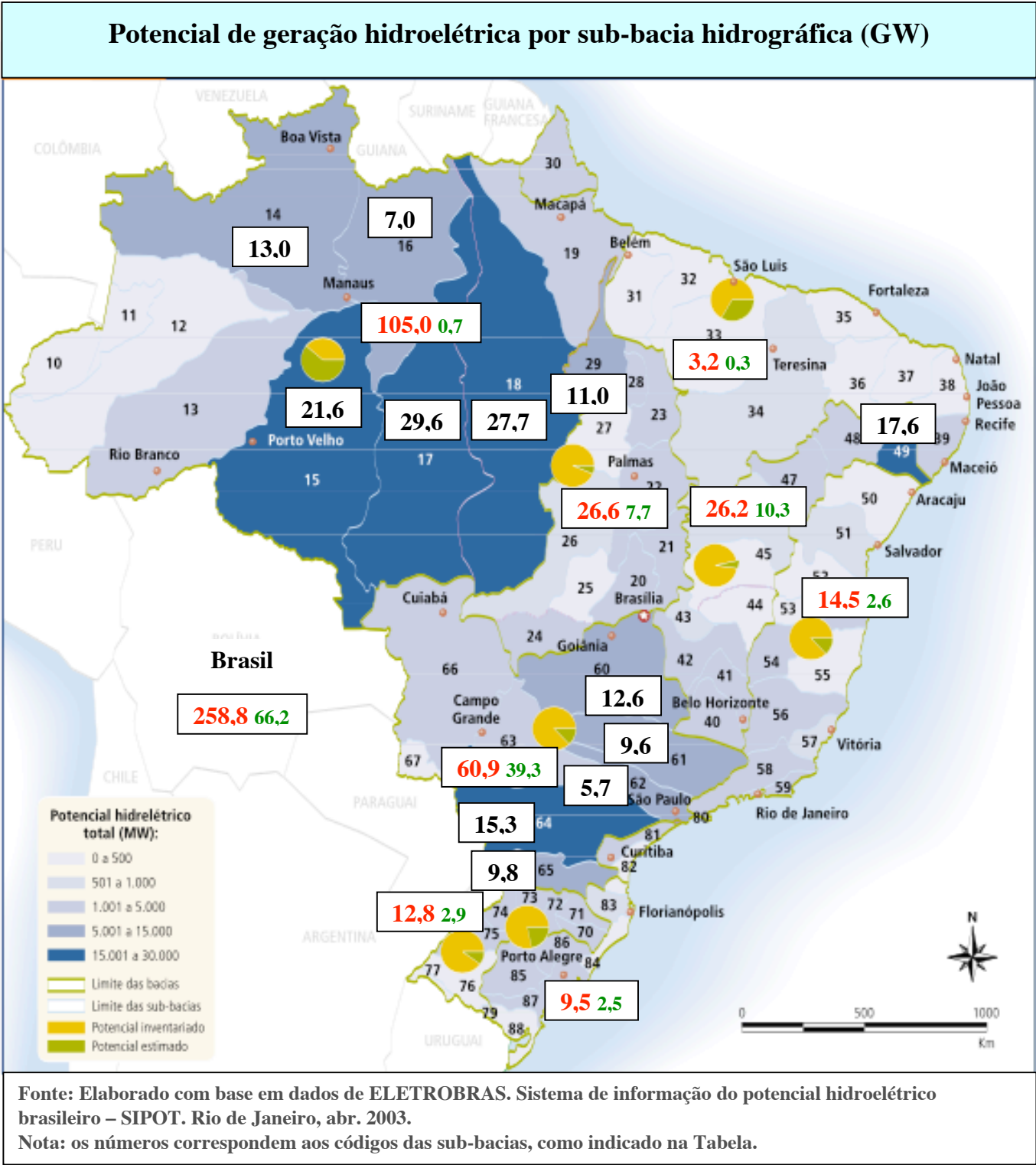
Fonte: Elaborado com base em dados de THE INTERNATIONAL JOURNAL ON HYDROPOWER & DAMS – IJHD. World Atlas & Industry Guide. 2000.

**Potência instalada em usinas hidroelétricas no mundo – 1999
(MW)**



Fonte: Elaborado com base em dados de THE INTERNATIONAL JOURNAL ON HYDROPOWER & DAMS – IJHD. World Atlas & Industry Guide. 2000.

CONDICIONAMENTOS DA GERAÇÃO HIDROELÉTRICA NO BRASIL



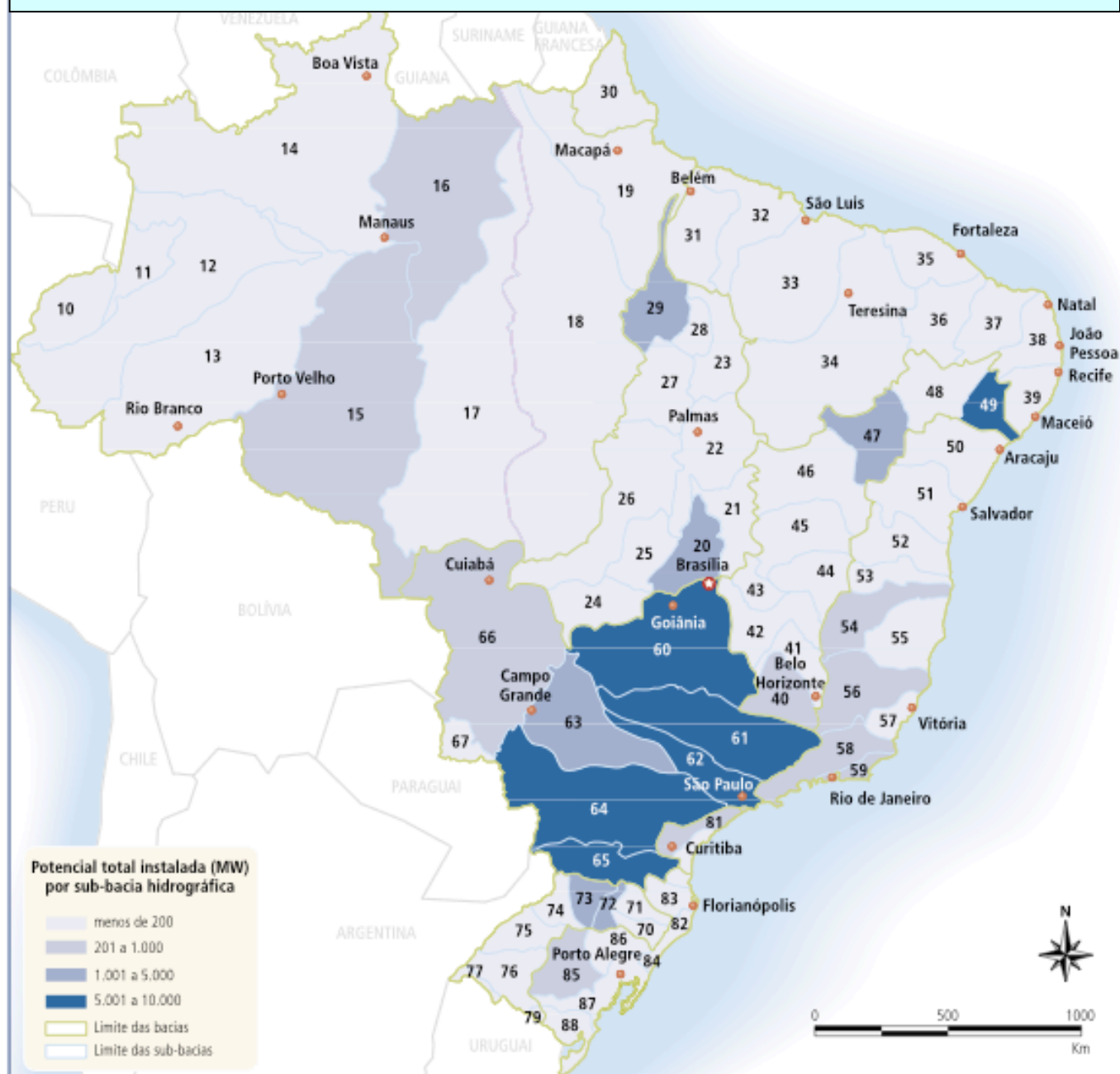
60,9 39,3

15,3

Potencial hidroelétrico e potência instalada de bacia, em GW

Potencial hidroelétrico de sub-bacia, em GW

Potência instalada de geração hidroelétrica por sub-bacia hidrográfica (em março de 2003)

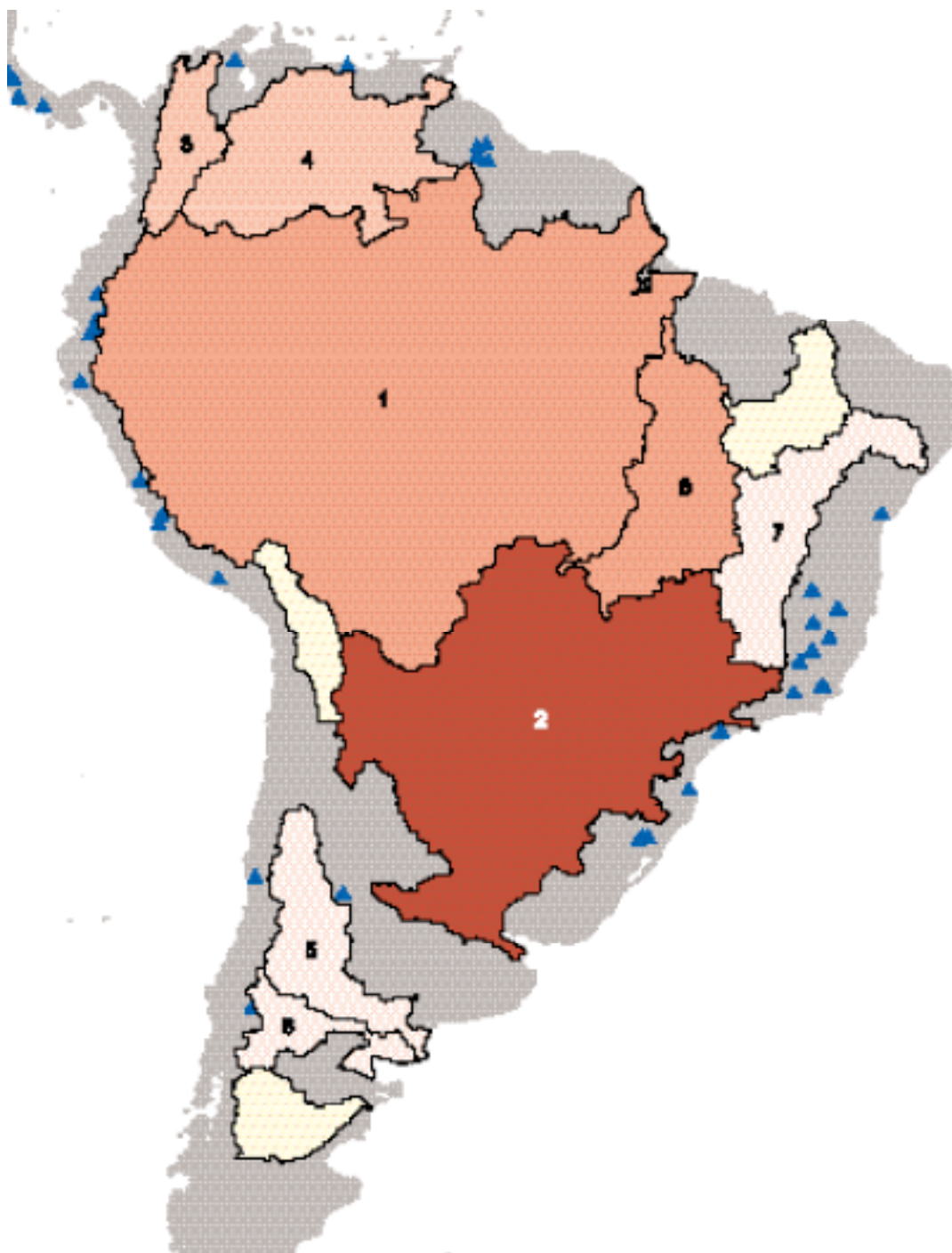


Fonte: Elaborado com base em dados de ELETROBRAS. Sistema de informação do potencial hidroelétrico brasileiro – SIPOT. Rio de Janeiro, abr. 2003.

Nota: os números correspondem aos códigos das sub-bacias, como indicado na Tabela.

**Potencial hidroelétrico (referido a potência a instalar) e
potência instalada (em março de 2003)**

Bacia	Cód.	Potencial hidroelétrico		Potência instalada		B/A
		A		B		
		[GW]	%	[GW]	%	%
Rio Amazonas	1	105,0	40,6	0,7	1,0	0,63
Rio Tocantins	2	26,6	10,3	7,7	11,7	29,0
Atlântico Norte/Nordeste	3	3,2	1,2	0,3	0,5	9,4
Rio São Francisco	4	26,2	10,1	10,3	15,5	39,2
Atlântico Leste	5	14,5	5,6	2,6	3,9	17,8
Rio Paraná	6	60,9	23,5	39,3	59,3	64,5
Rio Uruguai	7	12,8	5,0	2,9	4,3	22,3
Atlântico Sudeste	8	9,5	3,7	2,5	3,8	26,6
Total		258,8	100	66,2	100	25,6

**Basins on map:**

- 1 Amazon
- 2 La Plata
- 3 Magdalena
- 4 Orinoco
- 5 Rio Colorado
- 6 Rio Negro
- 7 São Francisco
- 8 Tocantins

Atualizado em: 13/11/2005

BIG - Banco de Informações de Geração

Potência de Geração do Brasil

Total de 1450 empreendimentos em operação, com potência nominal 92,499 GW .

Está prevista para os próximos anos uma adição de 29,820 GW de potência nominal, proveniente dos 78 empreendimentos atualmente em construção e mais 516 outorgados.

Tipo	Em operação		Em construção		Outorgado entre 1998 e 2005, construção não iniciada	
	P [MW]	%	P [MW]	%	P [MW]	%
CGH	95	0,10	0,8	0,01	36	0,15
EOL	29	0,03	208	3,42	5 642	23,80
PCH	1 316	1,42	559	9,15	3 357	14,16
SOL	0,02	0,00	-	-	-	-
UHE	69 565	75,21	3 055	49,99	5 110	21,55
UTE	19 486	21,07	2 288	37,44	9 563	40,34
UTN	2 007	2,17	-	-	-	-
Total	92 499	100	6 112	100	23 708	100

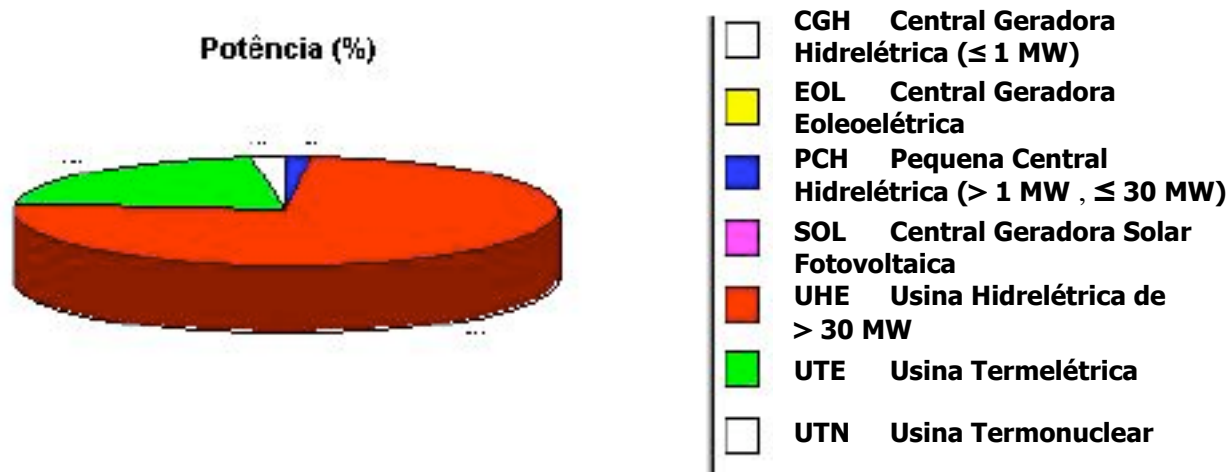
CGH Central Geradora Hidrelétrica (≤ 1 MW)
EOL Central Geradora Eoleoelétrica
PCH Pequena Central Hidrelétrica (> 1 MW , ≤ 30 MW)
SOL Central Geradora Solar Fotovoltaica
UHE Usina Hidrelétrica de > 30 MW
UTE Usina Termelétrica
UTN Usina Termonuclear

Nota:

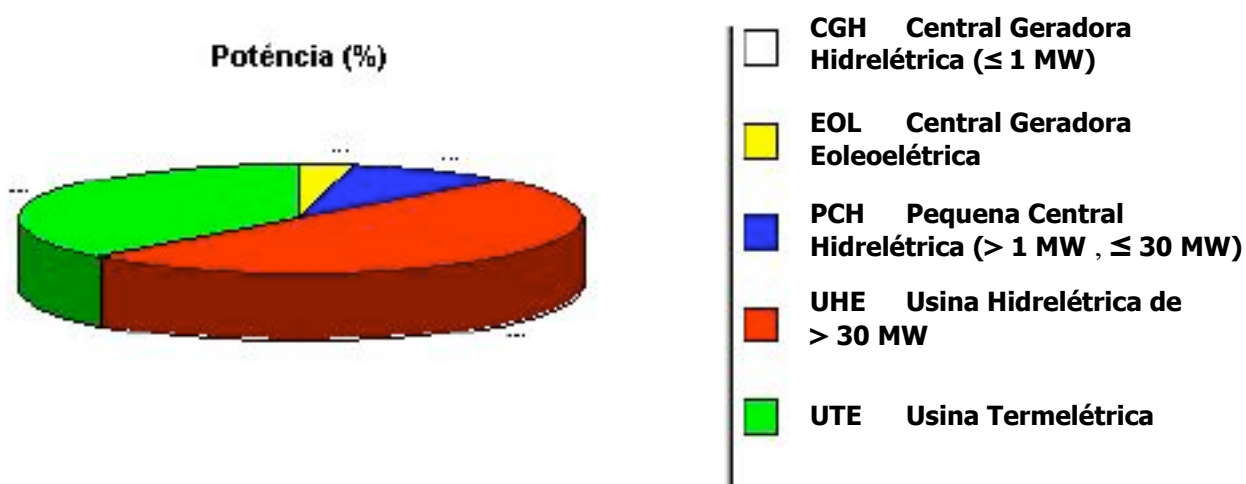
Potência outorgada – Potência considerada no ato da outorga.

A potência indicada como “Em operação” é igual à “potência fiscalizada”, que é igual à potência considerada a partir da operação comercial da primeira unidade geradora.

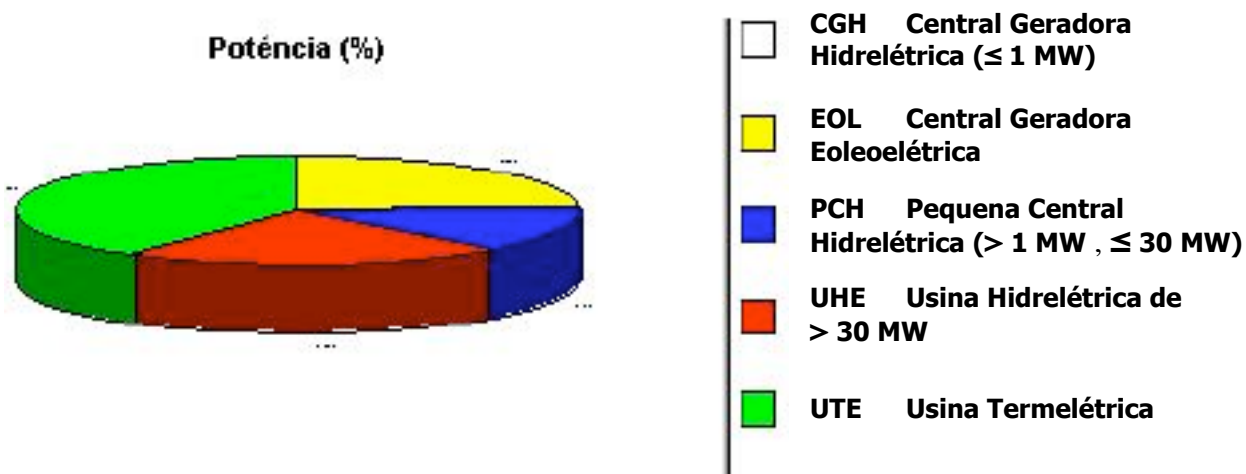
Empreendimentos em Operação (P = 92,5 GW)



Empreendimentos em Construção (P = 6,1 GW)



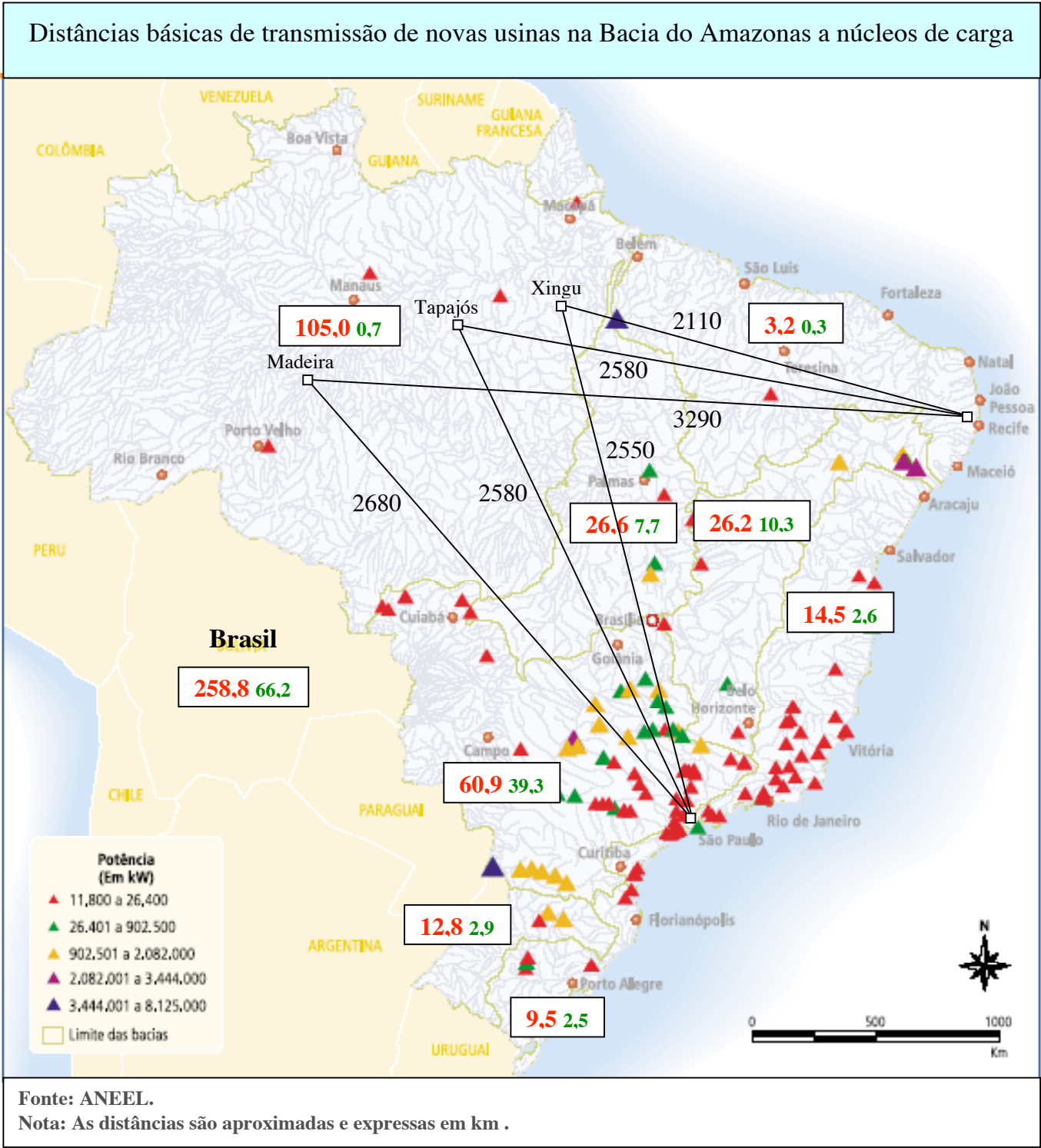
Empreendimentos Outorgados entre 1998 e 2005 (P = 23,7 GW)



Distribuição das centrais hidrelétricas em operação por faixa de potência
Situação em setembro de 2003

Faixa de Potência	Número de usinas	Potência	
		GW	%
UHE (acima 30 MW)	139	69,563	98,40
PCH (de 1 até 30 MW, inclusive)	230	1,048	1,48
CGH (até 1 MW, inclusive)	148	0,081	0,12
Total	517	70,693	100,00

Fonte: ANEEL. Banco de Informações de Geração – BIG. 2003. Disponível em:
www.aneel.gov.br/15.htm.



Usinas hidrelétricas em operação em setembro de 2003

60,9 39,3	Potencial hidroelétrico e potência instalada de bacia, em GW
2680	Distância aproximada, em km , com margem de 5% para condicionamentos de traçado

SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO REALIDADES QUANTO A GERAÇÃO

A geração é predominantemente hidroelétrica.

Nas usinas recentes houve uma proporção elevada de geração térmica a gás de justificação duvidosa, salvo como medida emergencial para atenuar efeitos de falta de decisões oportunas.

O Brasil tem um potencial de geração hidroelétrica de baixo custo e ainda não aproveitado que permite, pelo menos e aproximadamente, triplicar a geração hidroelétrica atual.

A solução natural para o aumento de geração, a médio prazo, é basear esse aumento em geração hidroelétrica de baixo custo, sem prejuízo de uso de outras fontes, porém em nível moderado e complementar.

A maior parte dos recursos hidroelétricos não aproveitados situa-se na Amazônia, a distâncias elevadas dos centros de consumo, da ordem de 2500 km , com condicionamentos de transmissão muito diferentes dos que serviram de base à concepção das redes de transmissão tradicionais.

A viabilização e otimização do uso dos recursos hidroelétricos da Amazônia exigem:

- **Análise integrada do conjunto dos aproveitamentos hidroelétricos e do sistema de transmissão, sob uma ótica de longo prazo, procurando soluções que aproveitem adequadamente eventuais soluções não convencionais e fatores de escala, para linhas e sistemas de transmissão.**
- **Precedência absoluta de critérios racionais e cartesianos, evitando os riscos de modismos e pseudoteorias económicas sem correspondência com a física e que confundem jogo especulativo com economia, e evitando o risco de achar que:**
 - **Nada diferente do passado faz sentido;**
 - **O que é diferente do passado é, só por esse fato, adequado;**
- **Equilíbrio e racionalidade na avaliação e ponderação de condicionamentos ecológicos e de impacto ambiental;**
- **Decisões e opções tempestivas.**

SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO

EXEMPLOS DE SISTEMAS TRANSMISSÃO

A DISTÂNCIAS MUITO LONGAS

EXEMPLO 1

Sistema de transmissão baseado em linhas de 500 kV , similares às linhas tradicionais, com compensação reativa maciça, para reduzir o “comprimento elétrico” do conjunto “linha e sistema de compensação” a bastante menos que um quarto de comprimento de onda a 60 Hz , extrapolando o que é usual para linhas com poucas centenas de quilômetros.

Esta concepção tem sido usada em linhas recentes, incluindo, por exemplo, as linhas “Norte-Sul 1”, “Norte-Sul 2”, “Nordeste-Sudeste”.

Para concretização, considero o caso da linha “Norte-Sul 1”.

Esta linha é apresentada apenas para efeitos comparativos, e não corresponde às soluções que considero mais adequadas para transmissão, a longa distância, de grandes blocos de potência, por exemplo, da Amazônia para a Região Sudeste.

Esta linha tem **1020 km** e liga algumas usinas e as redes Norte e Sudeste-Sul do Brasil. Foi instalada com cerca de 100 % de compensação em derivação (1632 Mvar em doze reatores de 136 Mvar) e cerca de 60 % de compensação em série (966 Mvar em seis bancos de capacitores de 161 Mvar), ambas fixas, e compensação em série, controlada, adicional. Além desta elevada compensação reativa, para transmitir potência nesta linha, é necessária compensação reativa adicional nas duas redes terminais. Para permitir uma potência transmitida **1000 MW** com esta linha compensada, foi instalada, nas duas redes, compensação reativa fixa adicional, de 2313 Mvar. A compensação reativa fixa total é **$Q = 4911 \text{ Mvar}$** .

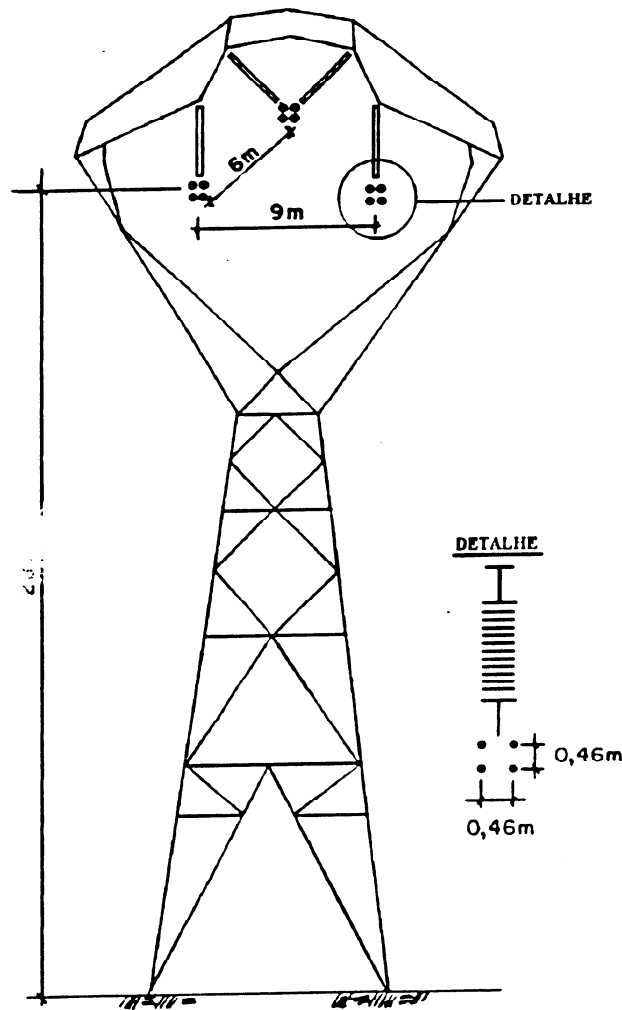


Fig. 1 - Linha trifásica do exemplo 1.

Representação esquemática da disposição dos condutores numa torre, em solo plano [1]. Quatro condutores por fase (ACSR, “rail”, diâmetro 29,59 mm). Linha compacta conforme escolhida por terceiros e construída. Condições de referência, sem compensação: tensão nominal, entre fases, $U = 500 \text{ kV}$, potência característica $P_c = 1300 \text{ MW}$, densidade de corrente $J_c = 0,759 \text{ A/mm}^2$.

Coordenadas x , y , z , expressas em metro, x ao longo do eixo da linha ($x = 0$ a meio do vão), y horizontal, perpendicular ao eixo da linha, z vertical ($z = 0$ na superfície do solo).

[1] - Watanabe, E. ; Aredes, M. ; Portela, C. - Electric Energy and Environment: Some Technological Challenges in Brazil - capítulo do livro Energy and Environment - Technological Challenges for the Future - editores Mori Y. H. , Ohnishi, K. - Springer - ISBN 4-431-70293-8 Springer-Verlag, 2000, p. 10-40 , 2000

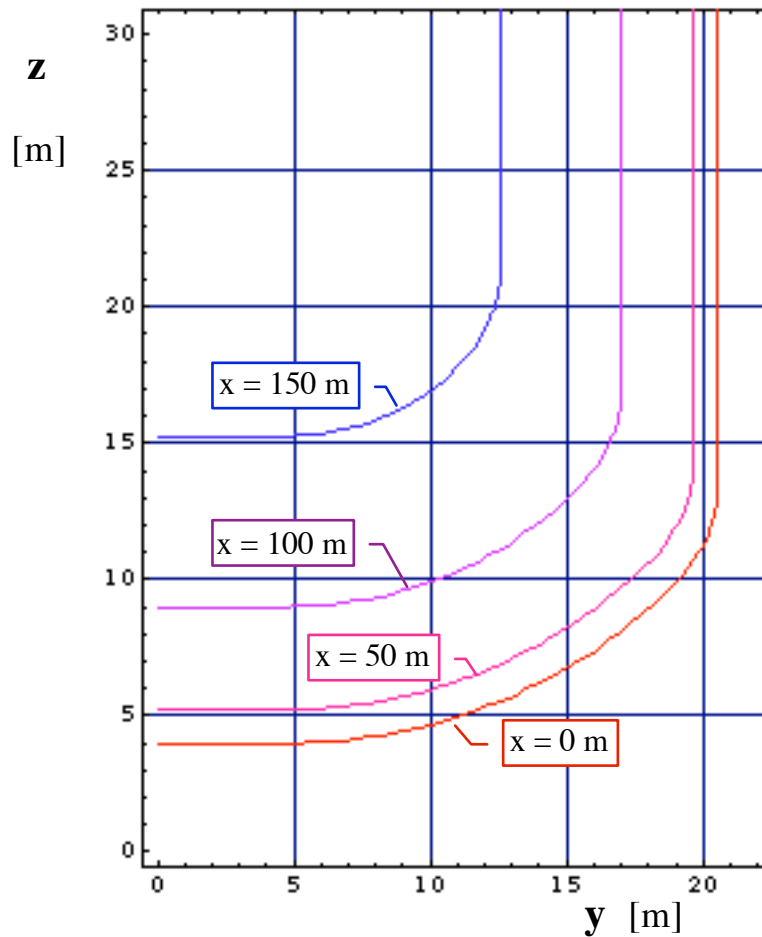


Fig. 2 - Linha trifásica da Figura 1 . Limite de altura de vegetação, na vizinhança da linha, em condições de referência, considerando o deslocamento dos condutores devido ao vento, em solo plano, para alguns valores de x .

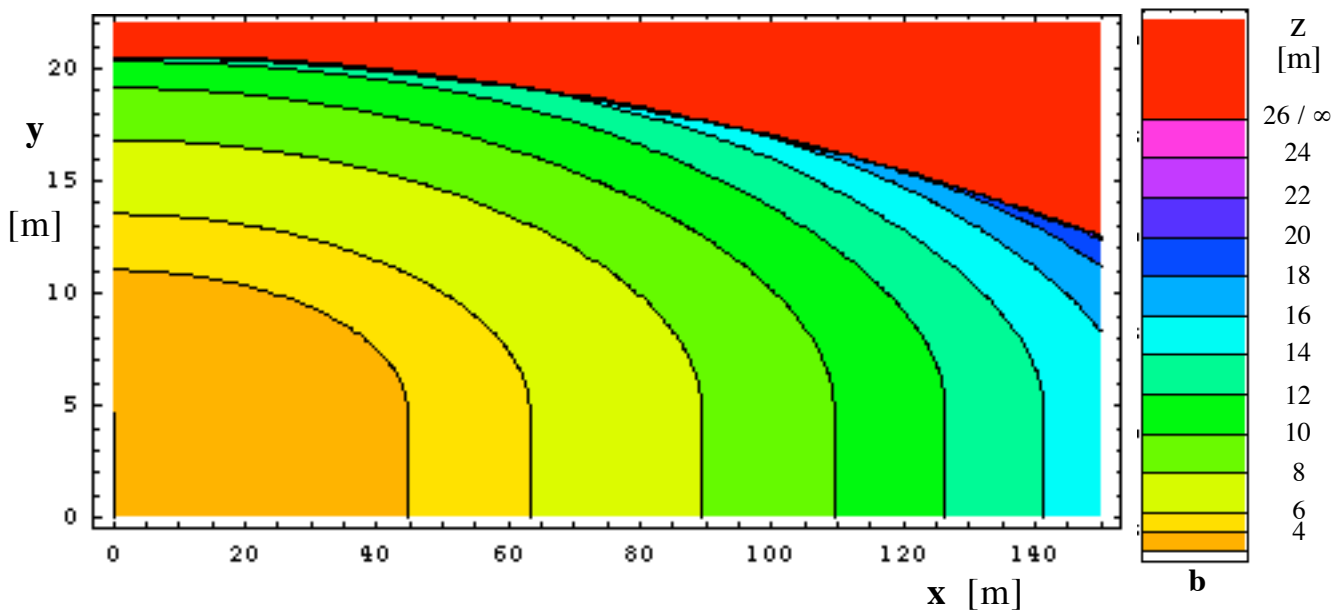


Fig. 3 - Linha trifásica da Figura 1 . Limite de altura de vegetação, na vizinhança da linha, em condições de referência, em solo plano, em função de x , y , considerando o deslocamento dos condutores devido ao vento. A coordenada z (vertical), para limite da altura vegetação, é representada em cores, correspondendo aos valores de z indicados em b .

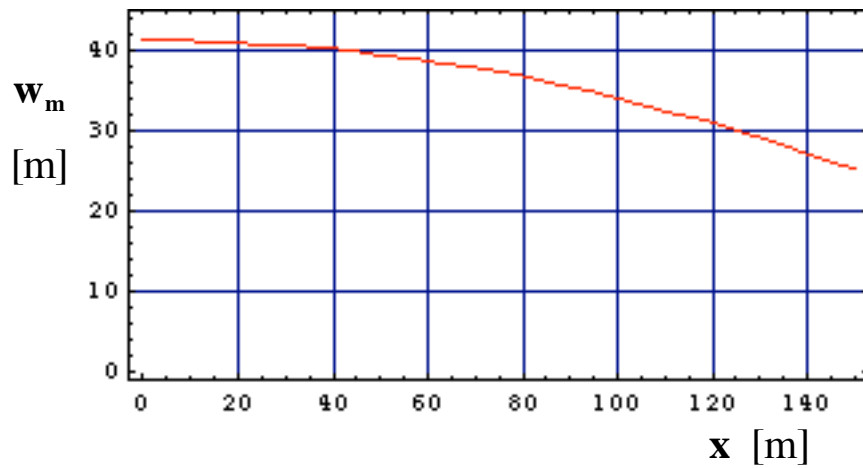


Fig. 4 - Linha trifásica da Figura 1 . Largura, w_m , em metro, na qual a altura da vegetação pode ser limitada, em função de x (distância ao meio do vão, ao longo do eixo da linha), em solo plano. O valor médio de w_m é 35,8 m . O valor máximo é 41,1 m .

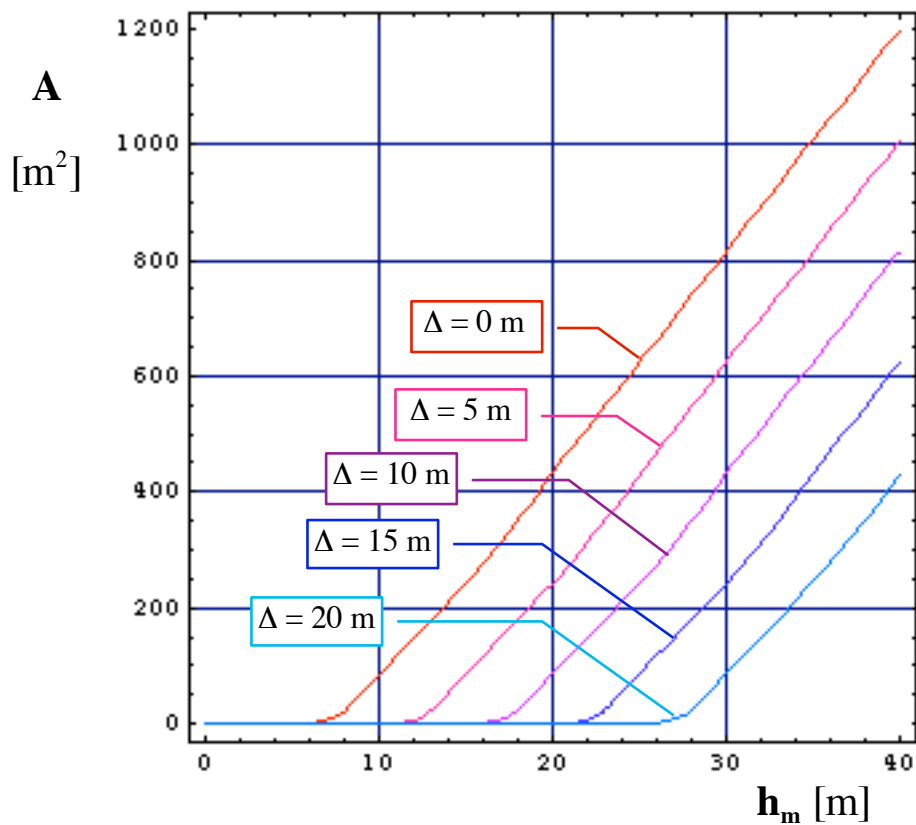


Fig. 5 - Linha trifásica da Figura 1 . Valor médio, A , em m², da área transversal, A_x (função de x), em que a vegetação pode ser cortada (na parte superior, para limitar a altura), em função da altura máxima da vegetação, h_m , em metro, em solo plano, para diversos valores de acréscimo, Δ , de altura, em relação à altura considerada nas Figuras 1, 2, 3 . O valor médio, A , corresponde ao valor médio de A_x ao longo do vão.

EXEMPLO 2

Sistema de transmissão baseado em linhas não convencionais (LNC), trifásicas, trifásicas duplas ou hexafásicas, definidas com base nos seguintes critérios:

- Não impor restrições traduzindo meramente soluções usuais.**
- Impor apenas restrições correspondentes a condicionamentos físicos básicos e de desempenho, segurança e impacto ambiental.**
- Otimização de parâmetros físicos para o objetivo específico da linha, incluindo custo, perdas, confiabilidade operacional, gama de transmissão e condicionamentos de operação, ponderados ao longo da vida útil do sistema de transmissão e gama de cenários pertinente.**

Identificou-se um conjunto de propriedades físicas básicas que permite selecionar um número limitado de parâmetros com elevada correlação com diversos outros parâmetros físicos, de desempenho e de custo.

É viável uma análise robusta de otimização, baseada num número moderado de parâmetros e nos condicionamentos específicos do sistema de transmissão em causa.

Estabeleceu-se metodologias de otimização e validação seguindo esse tipo de análise.

A transmissão a distâncias muito longas (da ordem de 2000 km ou mais) tem condicionamentos muito diferentes da transmissão a distâncias “usuais”.

A simples extrapolação dos procedimentos “usuais”, para distâncias muito longas, conduz, naturalmente, a soluções inadequadas ou não otimizadas.

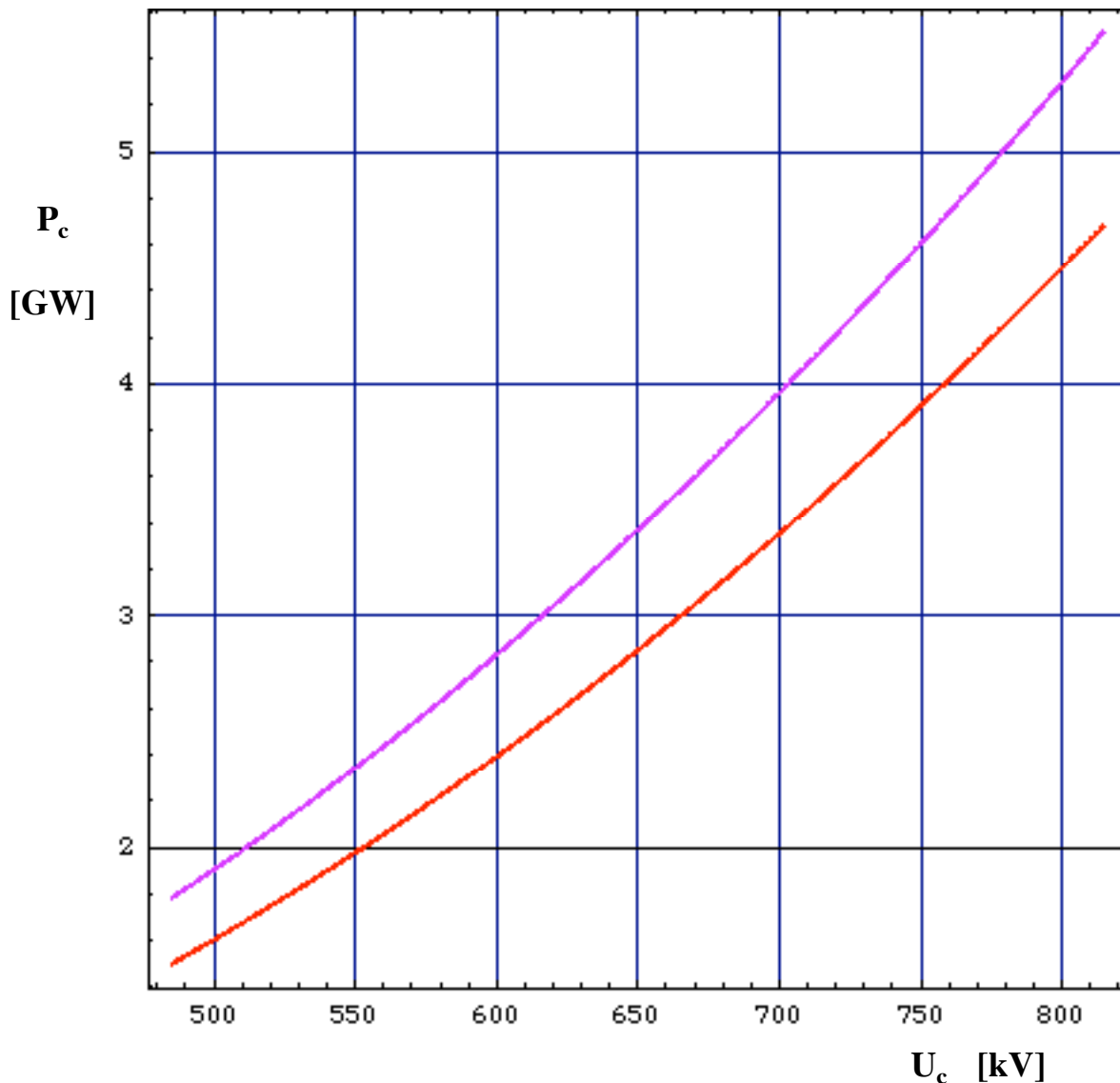
As metodologias em causa foram aplicadas a uma gama significativa de condições e a um número elevado de exemplos, o que permitiu uma definição aproximada de potências de transmissão factíveis praticamente, com critérios prudentes, para transmissão a distâncias muito longas.

Naturalmente, para cada condição específica, há necessidade de uma análise de otimização e validação.

Para transmissão a distâncias “muito longas” (da ordem de 2000 km ou mais):

- **Há soluções interessantes baseadas aproximadamente em:**
 - **Selecionar troncos de transmissão que se comportem com um “comprimento elétrico” de pouco mais de meia onda.**
 - **Ligação ponto a ponto, sem manobra por trechos.**
 - **Compensação reativa nula ou muito reduzida.**
 - **Linhas não convencionais (LNC) com elevada capacidade de transmissão (em comparação com linhas convencionais).**
 - **Otimização conjunta de linhas, equipamentos da rede e critérios de manobra e proteção, detectando e evitando condições potencialmente críticas.**
- **Estas soluções permitem:**
 - **Bom comportamento do tronco quanto a estabilidade eletromecânica.**
 - **Bom comportamento do tronco quanto a sobretensões de manobra.**
 - **Custo muito inferior ao de soluções “tradicionais”.**
 - **Confiabilidade operacional muito superior à de soluções “tradicionais”.**
 - **Impacto ambiental muito inferior ao de soluções “tradicionais”.**

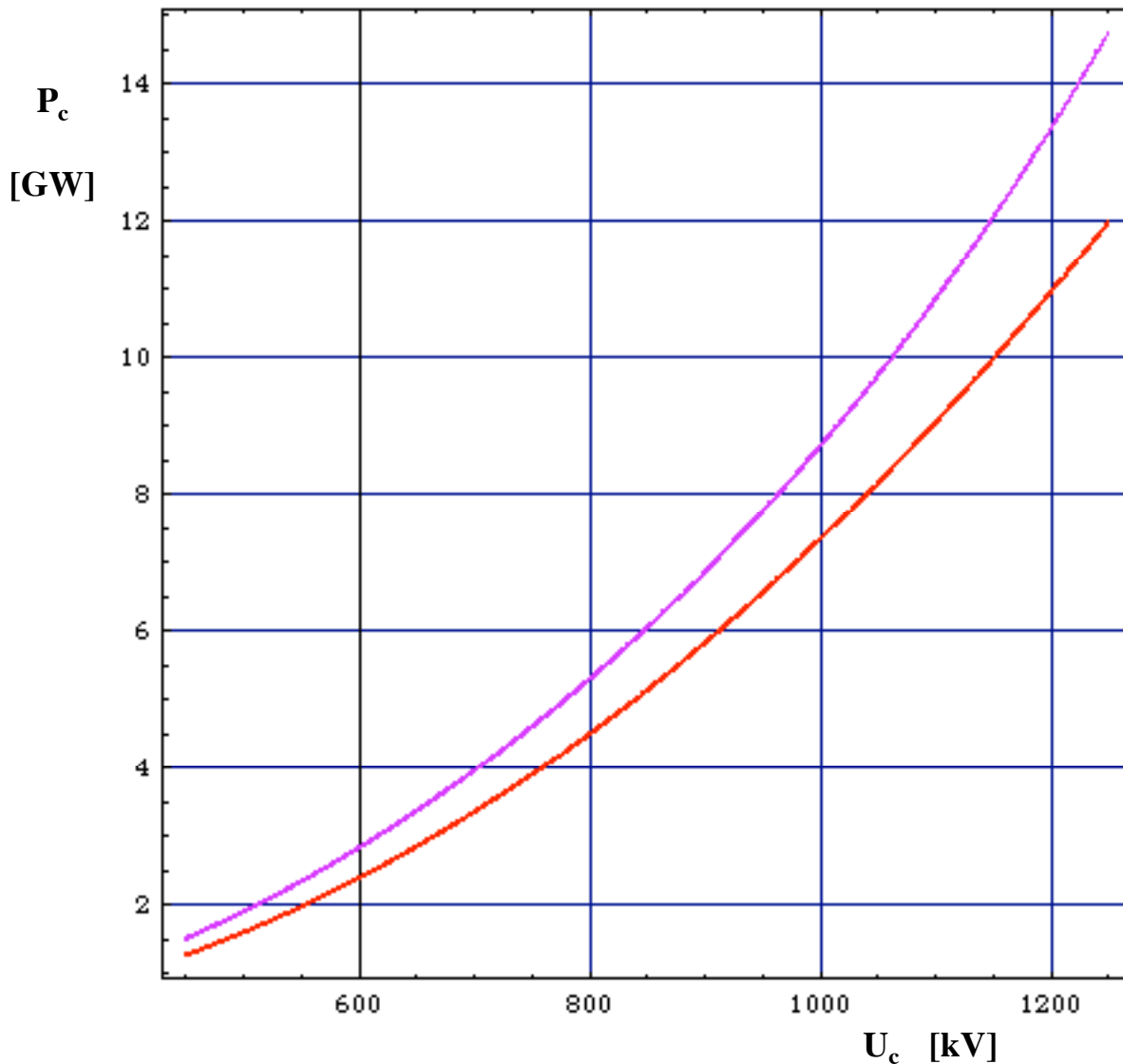
Exemplo de resultados publicados relativos a linhas não convencionais (LNC) trifásicas [1], de tensão até 800 kV, otimizadas para transmissão a distâncias “muito longas” (da ordem de 2000 km ou mais)



Potência característica, P_c , que pode ser obtida com linhas não convencionais (LNC), trifásicas, com critérios prudentes, em função da tensão, U_c (valor eficaz da tensão entre fases), para tensão até 800 kV.

-
- [1] Portela, C. ; Tavares, M. C. - Modeling, Simulation and Optimization of Transmission Lines. Applicability and Limitations of Some Used Procedures - Transmission and Distribution 2002, IEEE Institute of Electrical and Electronic Engineers - PES Society, 38 p. , Invited speech , Available: <http://www.ieee/pesTD2002>, São Paulo, Brasil, Março de 2002

Exemplo de resultados relativos a linhas não convencionais (LNC) trifásicas, de tensão até 1250 kV, otimizadas para transmissão a distâncias “muito longas” (da ordem de 2000 km ou mais)



Potência característica, P_c , que pode ser obtida com linhas não convencionais (LNC), trifásicas, com critérios prudentes, em função da tensão, U_c (valor eficaz da tensão entre fases), para tensão até 1250 kV .

Para transmissão a distâncias muito longas (da ordem de 2000 km ou mais):

- **A potência característica traduz aproximadamente o limite de potência transmitida (diferentemente do que sucede para distâncias “curtas”).**
- **As condições de maximização de potência característica traduzem também, exata ou aproximadamente:**
 - **Maximização de limite de potência a transmitir.**
 - **Minimização de perdas.**
 - **Minimização de efeito coroa.**
 - **Maximização de tensão de operação viável.**
 - **Minimização de potência reativa em diversas condições de operação.**
 - **Minimização de sobretensões em diversas condições de operação.**

COMPARAÇÃO DE DUAS LINHAS SEGUNDO EXEMPLO 2 COM A LINHA DO EXEMPLO 1

Para comparação de alguns quanto a alguns aspectos importantes de soluções de tipo convencional com soluções não convencionais, considera-se as três seguintes hipóteses:

- 1 Linha compacta de 500 kV e compensação reativa tradicional, do Exemplo 1. Capacidade de transmissão $P = 1000$ MW , para transmissão a distância $L = 1020$ km.
- 2 Linha de elevada capacidade de transmissão, trifásica, não convencional (LNC), conforme Exemplo 2, de 500 kV . Capacidade de transmissão $P = 1910$ MW , para transmissão a distância muito longa (p. e. $L = 2722$ km), sem compensação reativa fixa.
- 3 Linha de elevada capacidade de transmissão, hexafásica, não convencional (LNC), conforme Exemplo 2, de 350 kV (fase-terra). Capacidade de transmissão $P = 3955$ MW , para transmissão a distância muito longa (p. e. $L = 2722$ km), sem compensação reativa fixa.

Para estas três hipóteses apresenta-se os seguintes parâmetros:

A Área média, medida num plano perpendicular ao eixo da linha, na qual árvores com 20 m de altura podem necessitar de redução de altura (A expressa em m^2)

E Impacto ecológico relativo na vegetação, para árvores de 20 m de altura, definido por $E = A / P$ (E expresso em m^2/MW)

Q Compensação reativa fixa, para transmissão de uma potência P a uma distância L (Q expressa em Mvar)

q Compensação reativa relativa, definida por $q = Q / P / L$ (q expressa em Mvar/MW/(1000 km))

Para os parâmetros A e **E** considera-se duas variantes:

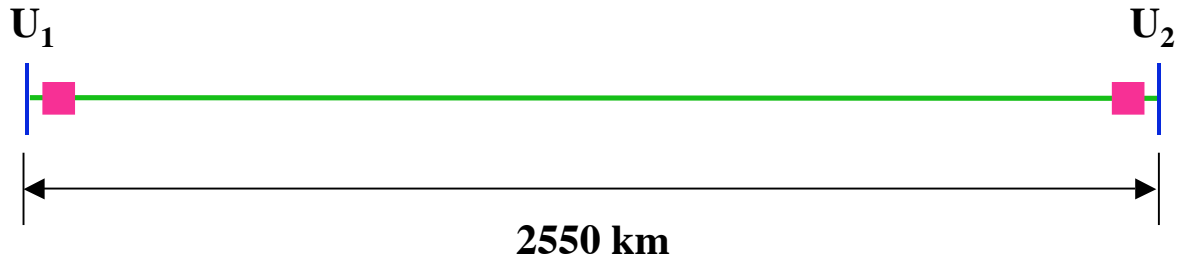
A_0 , E_0 - Sem aumento da altura da linha ($\Delta = 0$) para redução de impacto na vegetação

A_5 , E_5 - Com pequeno aumento da altura da linha ($\Delta = 5$ m) para redução de impacto na vegetação

Parâmetro	Hipótese 1	Hipótese 2	Hipótese 3
P [MW]	1000	1910	3955
L [km]	1020	2722	2722
A_0	430,8	379,9	331,0
E_0	0,422	0,199	0,084
A_5	241,8	217,8	188,9
E_5	0,237	0,099	0,048
Q	4911	0	0
q	4,81	0	0

EXEMPLO 3

Exemplo de comportamento de linha LNC



Não otimizada

Tensão **1000 kV**

Comprimento **2550 km**

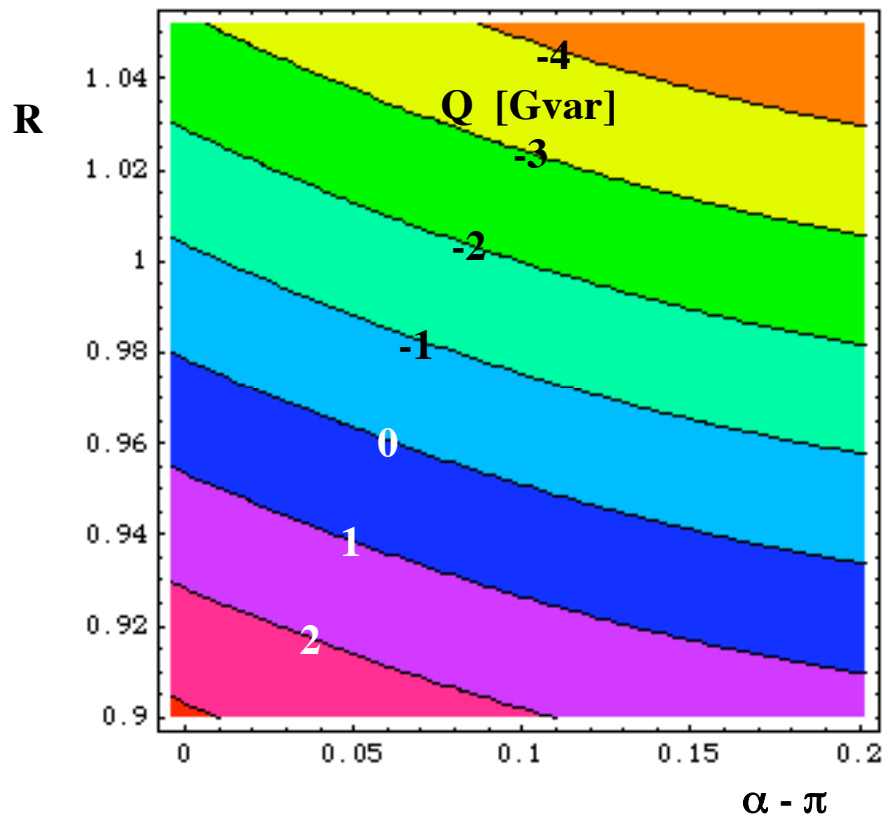
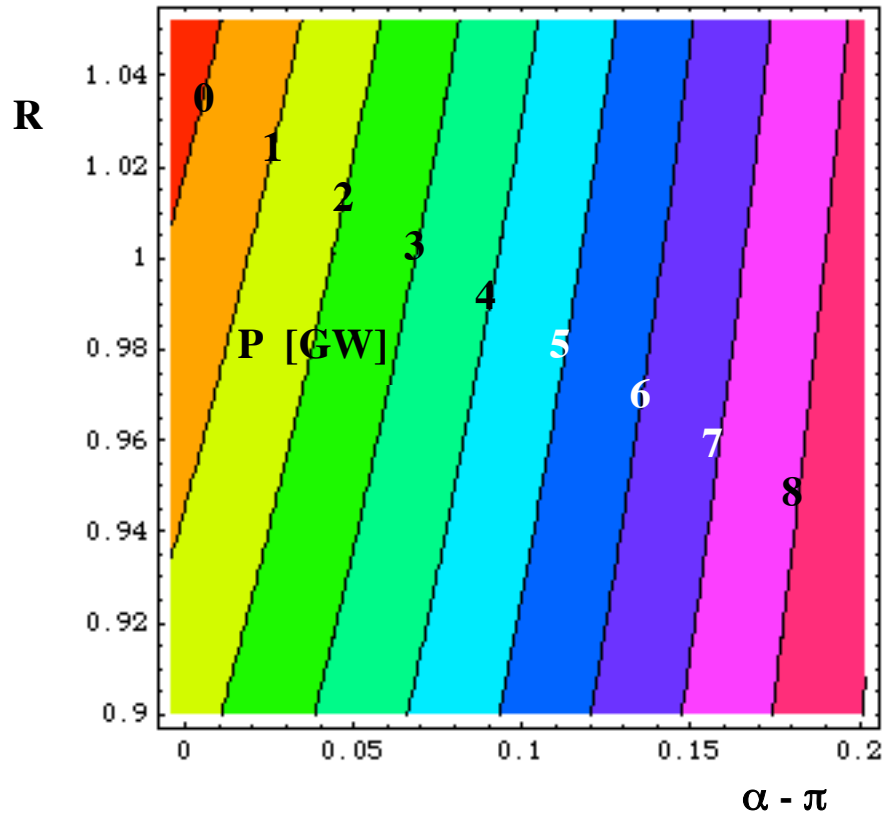
Potência característica	8,6 GW
--------------------------------	---------------

Sem compensação reativa ao longo da linha

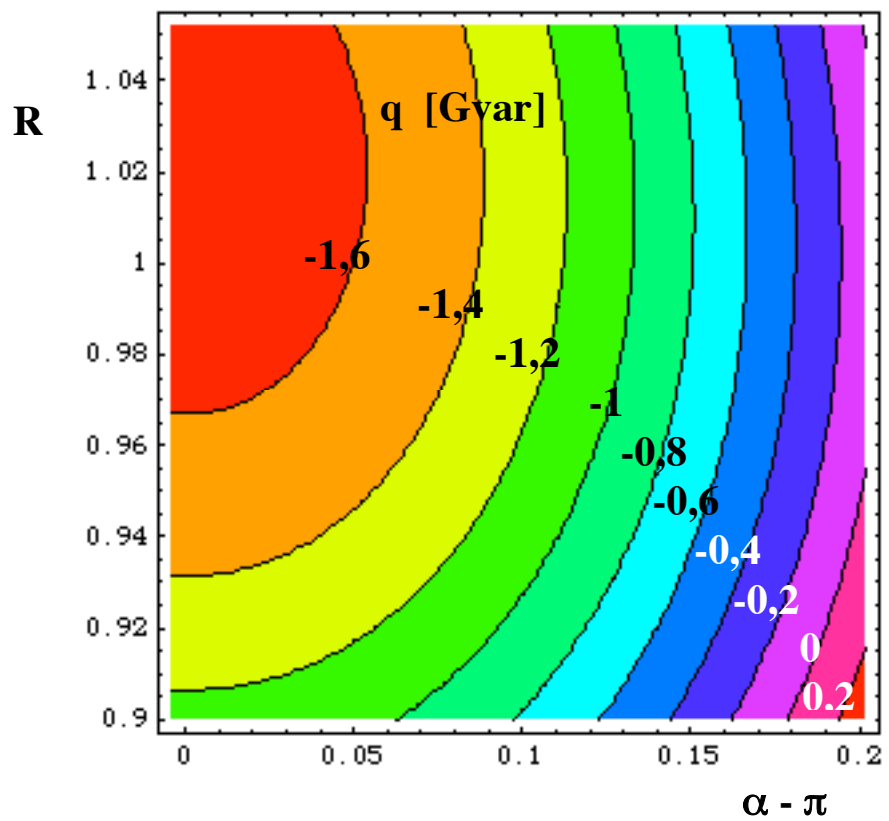
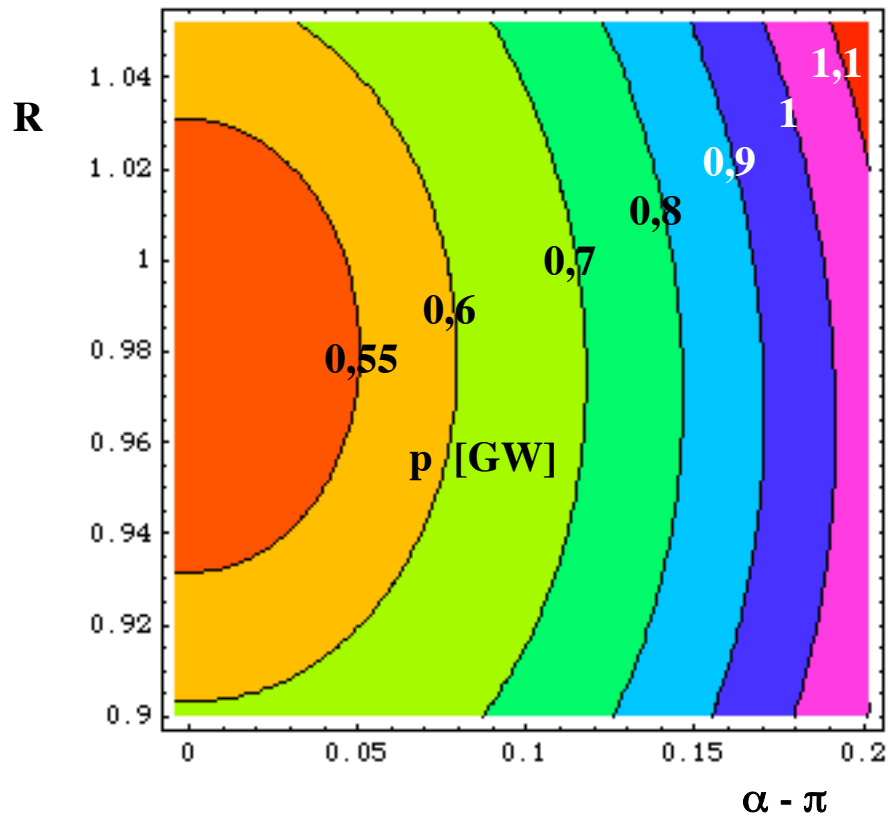
Manobrável de uma extremidade (toda a linha)

Sobretensão sustentada num terminal em vazio (sem compensação reativa nesse terminal), referida à tensão no outro terminal

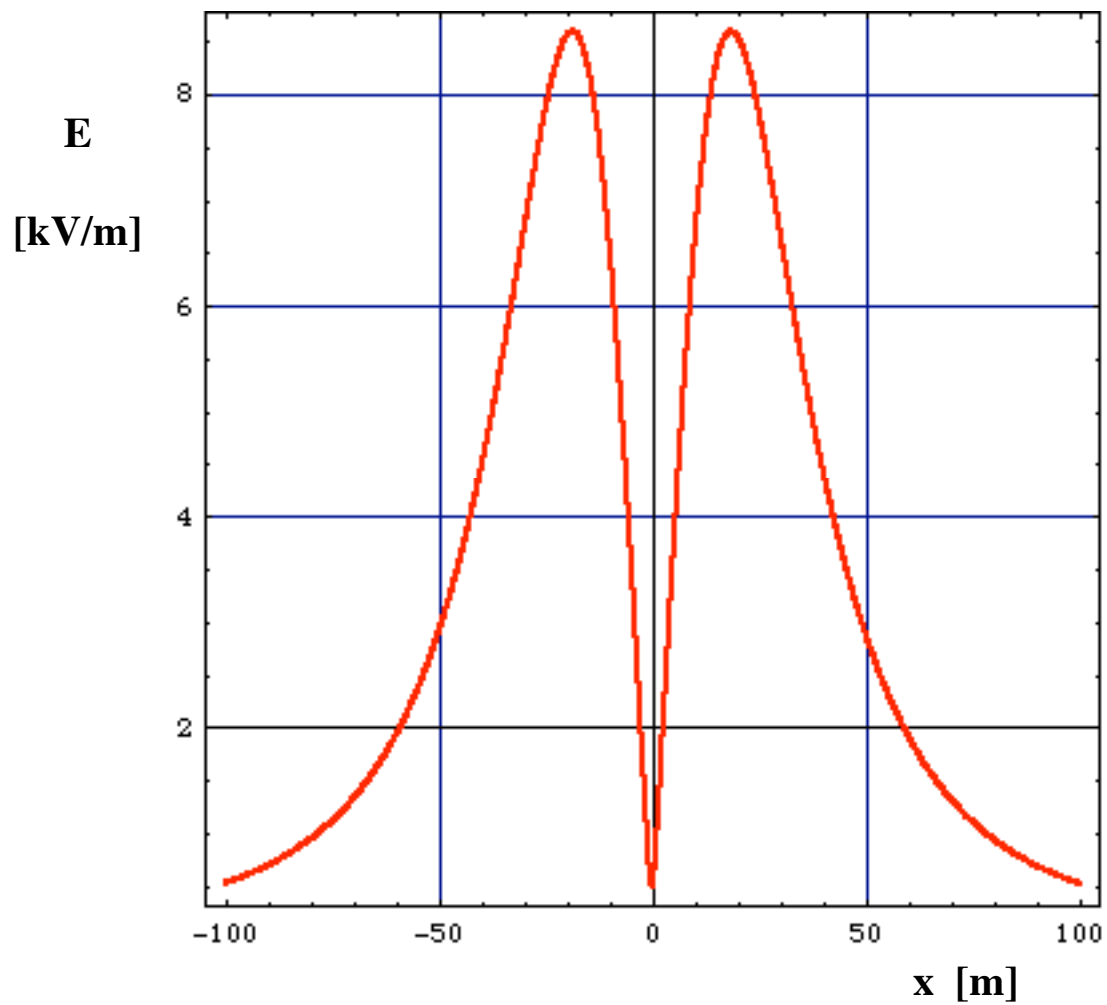
1,017 pu



Potência, P (em GW), e potência reativa, Q (em Gvar), no terminal 1 da linha, com tensão $U_1 = 1000$ kV , em função da defasagem, α , e da relação, R , entre módulos das tensões nos terminais 2 e 1 .



Perdas, p (em GW), e consumo de potência reativa, q (em Gvar), na linha, com tensão $U_1 = 1000$ kV, em função da defasagem, α , e da relação, R , entre módulos das tensões nos terminais 2 e 1.



Campo elétrico ao nível do solo, a meio do vão, com tensão $U = 1000 \text{ kV}$.

GEOMETRIA BÁSICA DA LINHA DO EXEMPLO 3

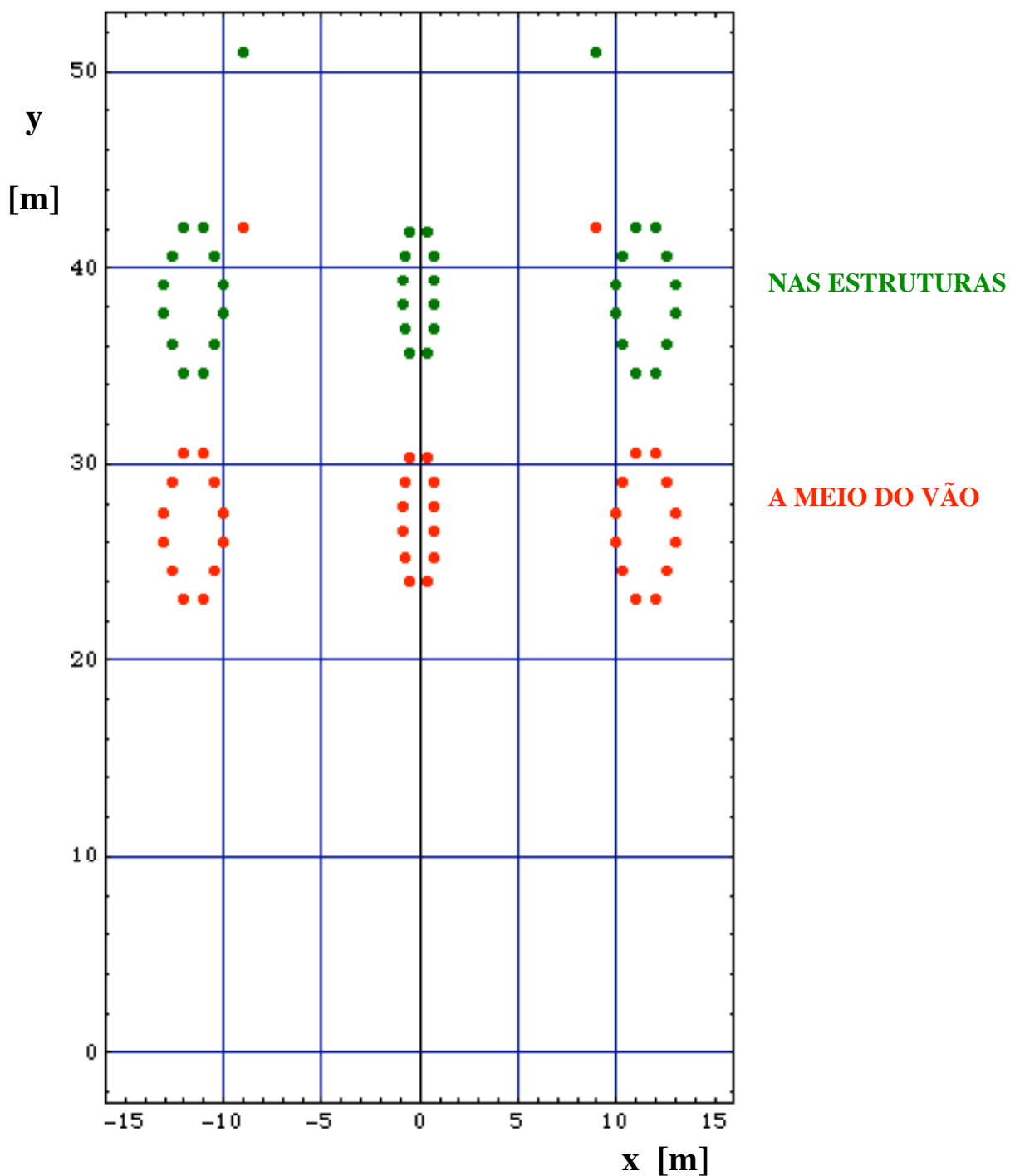


Fig. 1 – Disposição dos condutores, a 25 °C, num vão de 500 m, em terreno plano, sem vento.

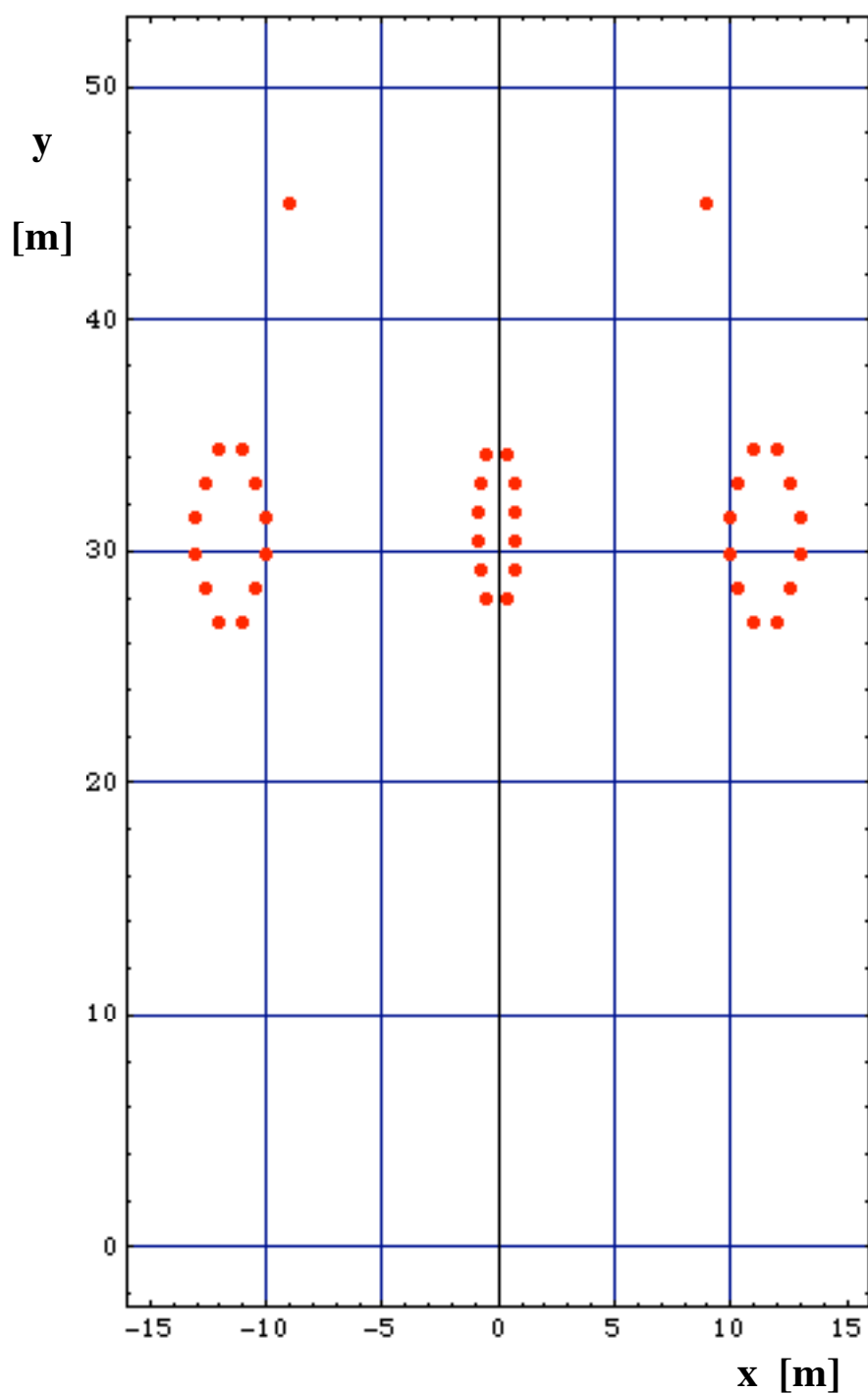


Fig. 2 – Coordenadas médias dos condutores, a 25 °C, num vão de 500 m, em terreno plano, sem vento.

HIPÓTESE β DE CONCEPÇÃO MECÂNICA

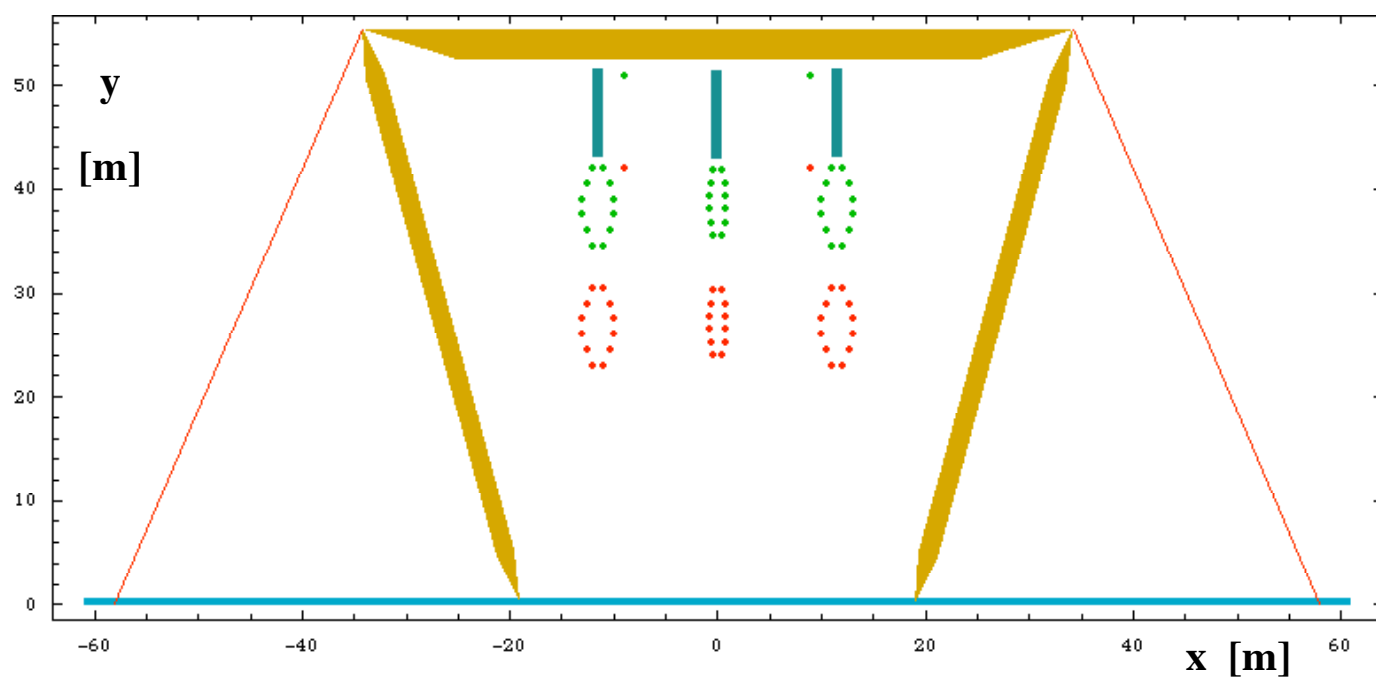


Fig. 3 – Disposição dos condutores e das estruturas estaiadas, a 25 °C, num vão de 500 m, em terreno plano, sem vento.

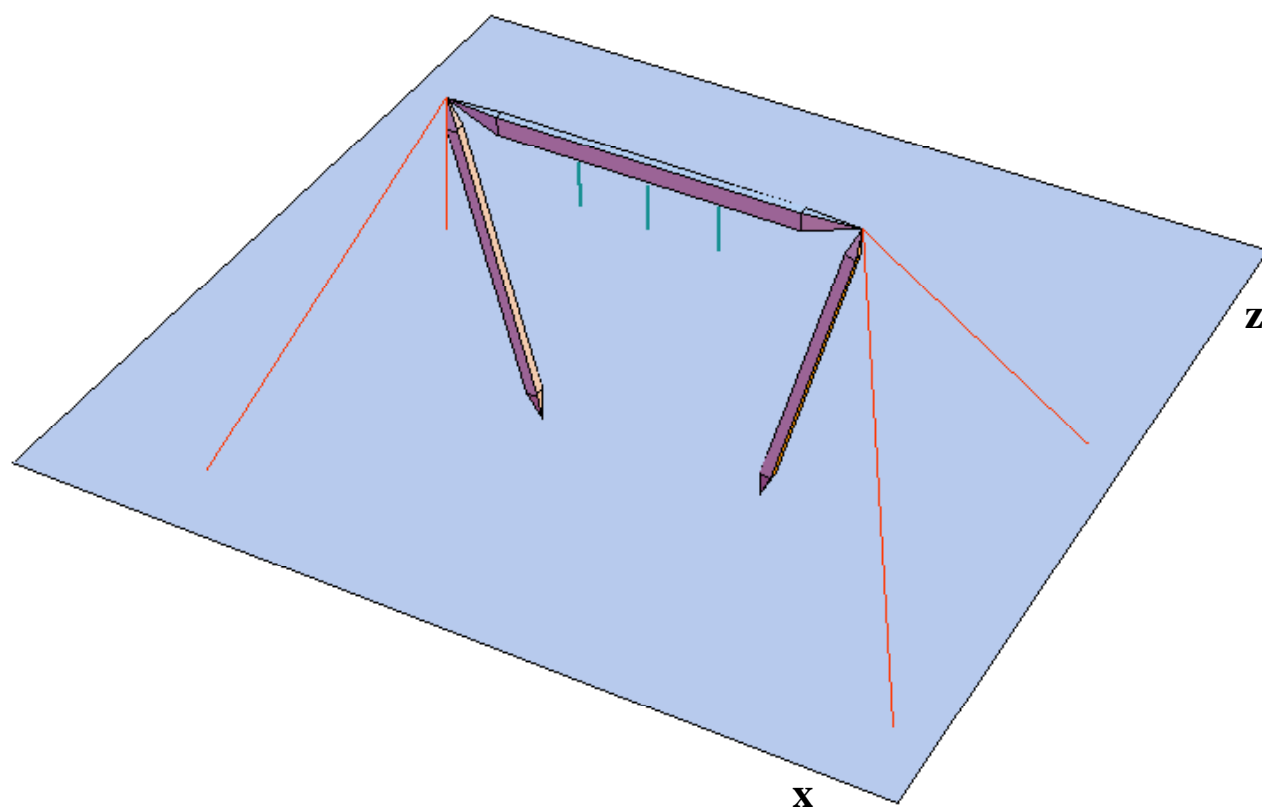


Fig. 4 – Disposição das estruturas estaiadas, a 25 °C, num vão de 500 m, em terreno plano, sem vento.

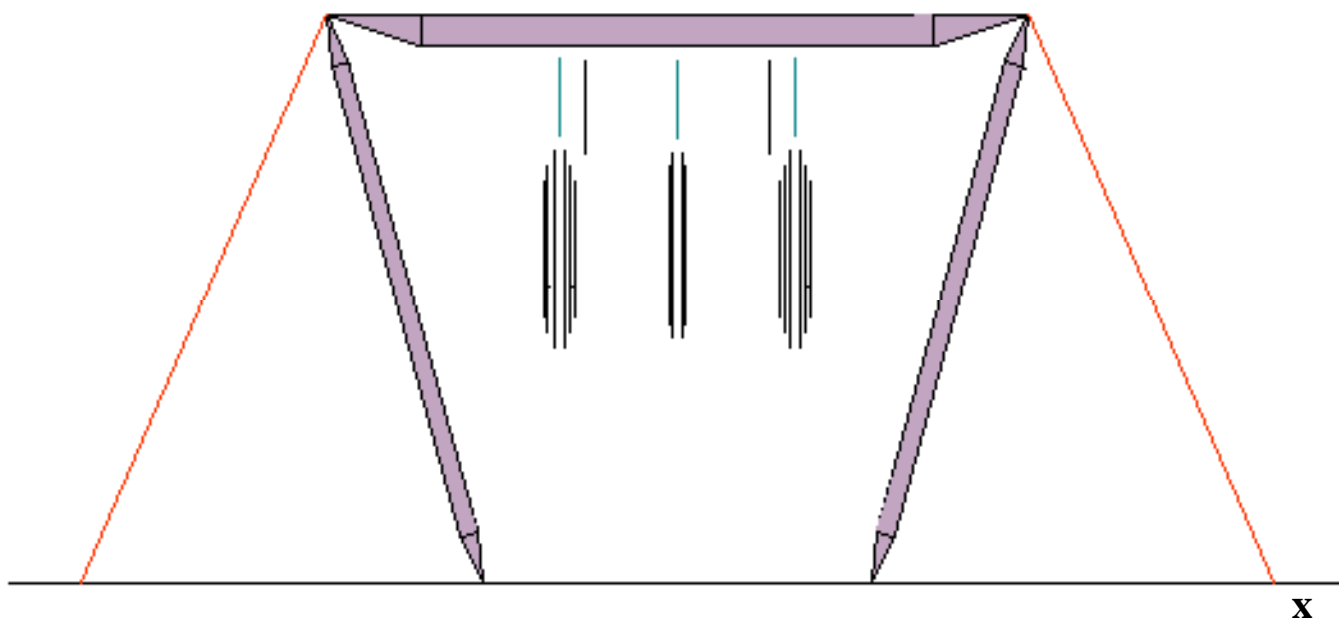


Fig. 5 – Disposição dos condutores e das estruturas estaiadas, a 25 °C, num vão de 500 m, em terreno plano, sem vento.

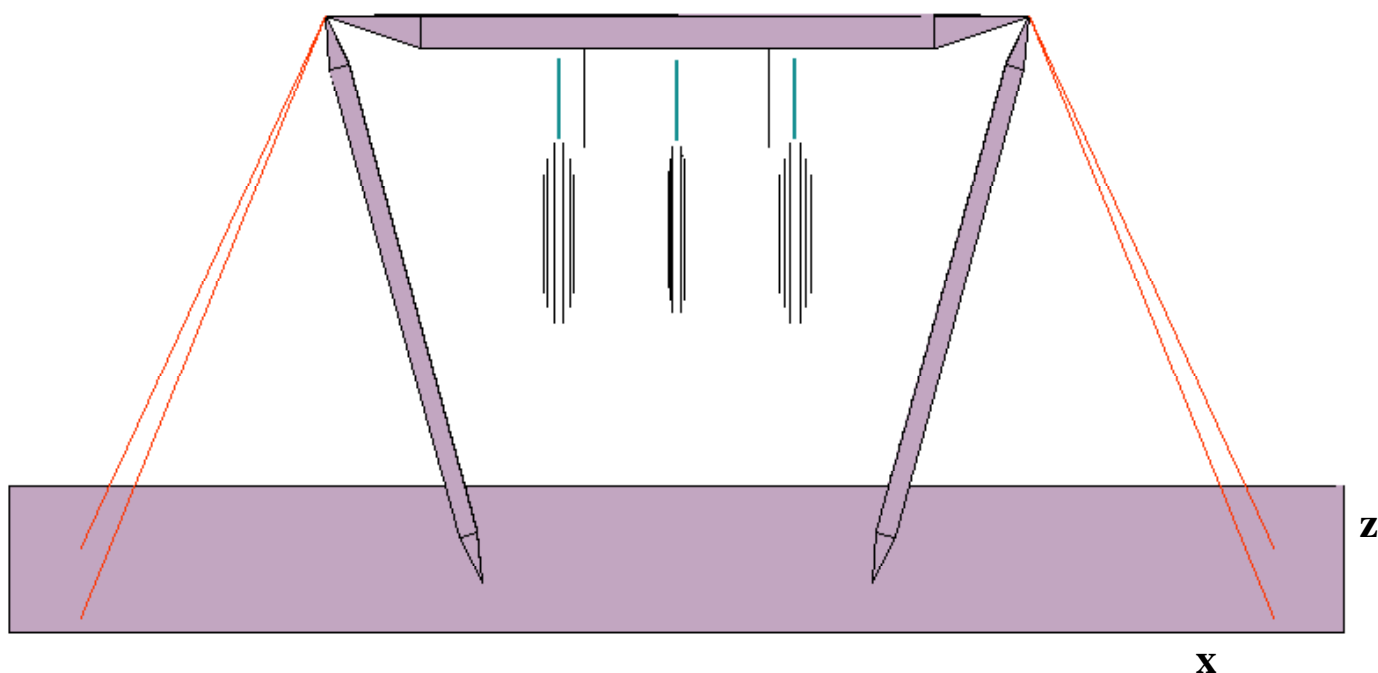


Fig. 6 – Disposição dos condutores e das estruturas estaiadas, na vizinhança de uma estrutura, a 25 °C, num vão de 500 m, em terreno plano, sem vento.

EXEMPLO 4

Transmissão em corrente contínua

A transmissão em corrente contínua tem características que a tornam potencialmente interessante para transmissão a distâncias muito longas.

Não vou comentar aqui as vantagens e inconvenientes da corrente contínua, comparativamente com outros tipos de sistemas de transmissão.

Limito-me a apresentar extratos de três artigos recentes sobre o assunto, nos quais, além de se apresentar elementos sobre transmissão em corrente contínua, se faz análise comparativa com transmissão em corrente alternada.

No que respeita à comparação da transmissão em corrente contínua com a transmissão em corrente alternada, considero o teor desses artigos não pertinente, basicamente pela seguinte razão:

- As hipóteses de comparação, quanto a corrente alternada, resultam da consideração imediata e simplista de linhas e sistemas de transmissão convencionais, do tipo dos usados em sistemas de transmissão desenvolvidos para condições muito diferentes, sem otimização para transmissão a distâncias muito longas, e sem considerar linhas e sistemas de transmissão não convencionais.**

Em consequência, os resultados comparativos, quanto a custos e impacto ambiental, são grosseiramente incorretos.

Reprodução parcial de elementos constantes do artigo:

Bulk power transmission at extra high voltages, a comparison between transmission lines for HVDC at voltages above 600 kV DC and 800 kV AC

Lars Weimers

ABB Power Technologies AB, 771 80 Ludvika, Sweden

lars.weimers@se.abb.com



Fig 5. Transmission lines for 800 kV AC and 500 kV DC

	800 kV AC	500 kV DC
Capacity	2000 MW	3000 MW
RoW	75 m	50 m

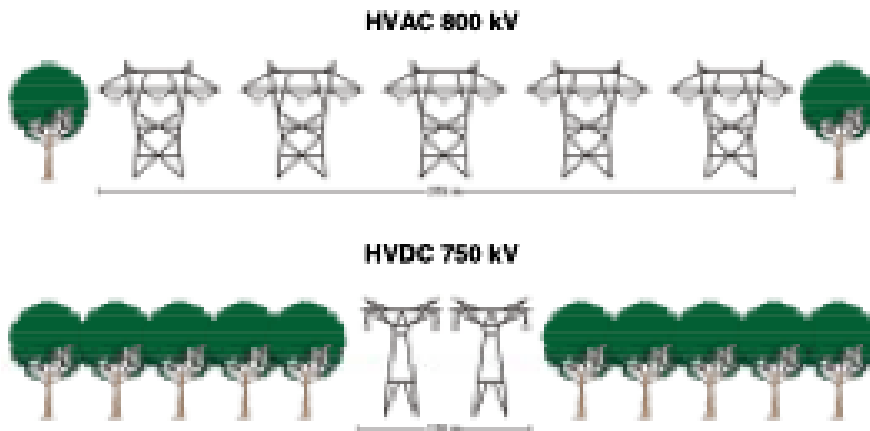


Fig 8. ROW for a 10.000 MW bulk power transmission system with 800 kV AC and 750 kV HVDC

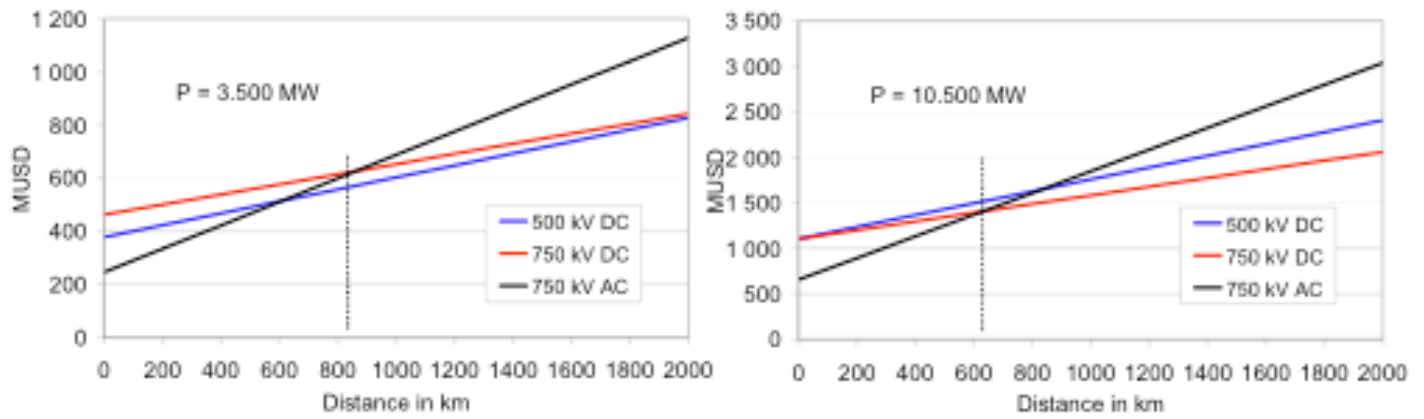


Fig 13. The graphs above show the total cost for stations and transmission lines for 3500 MW and 10.000 MW respectively. The break-even distance decreases with higher power and is about 800 km for 3500 MW and 600 km for 10.000 MW.

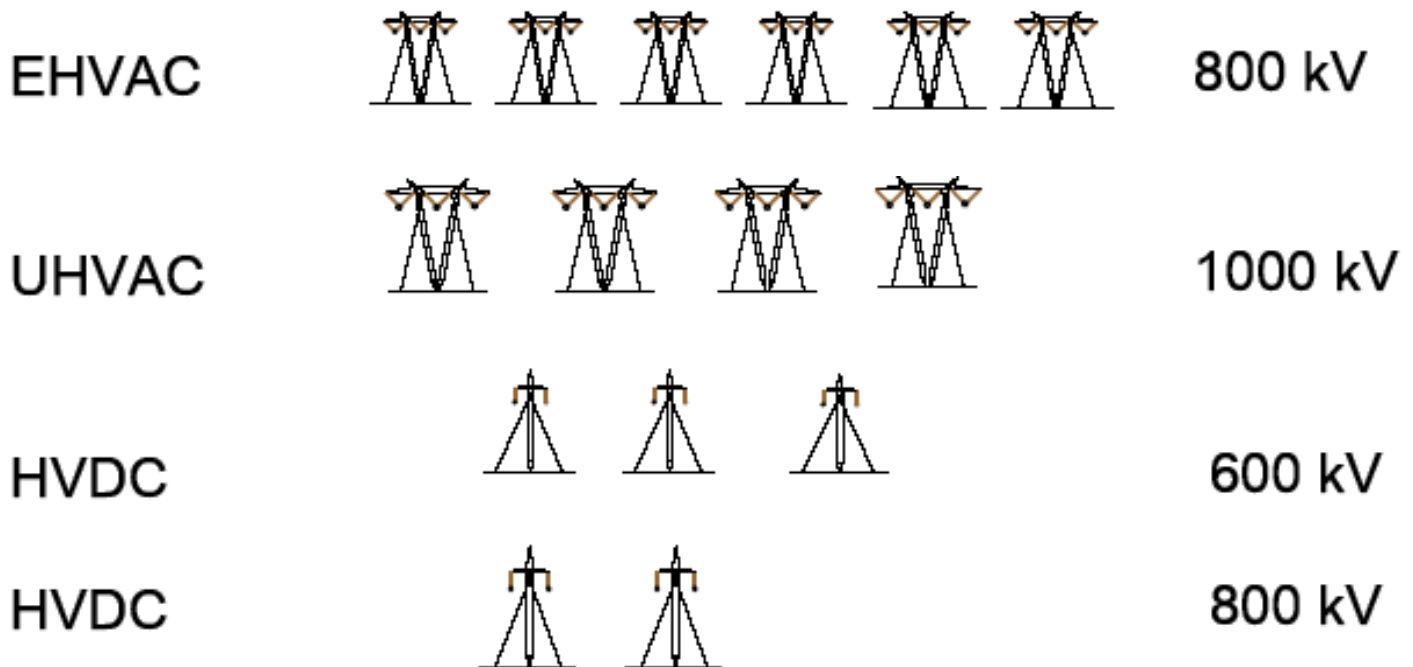
Reprodução parcial de elementos constantes do documento divulgado em CD:

Design, manufacturing and testing of equipment for 800 kV HVDC

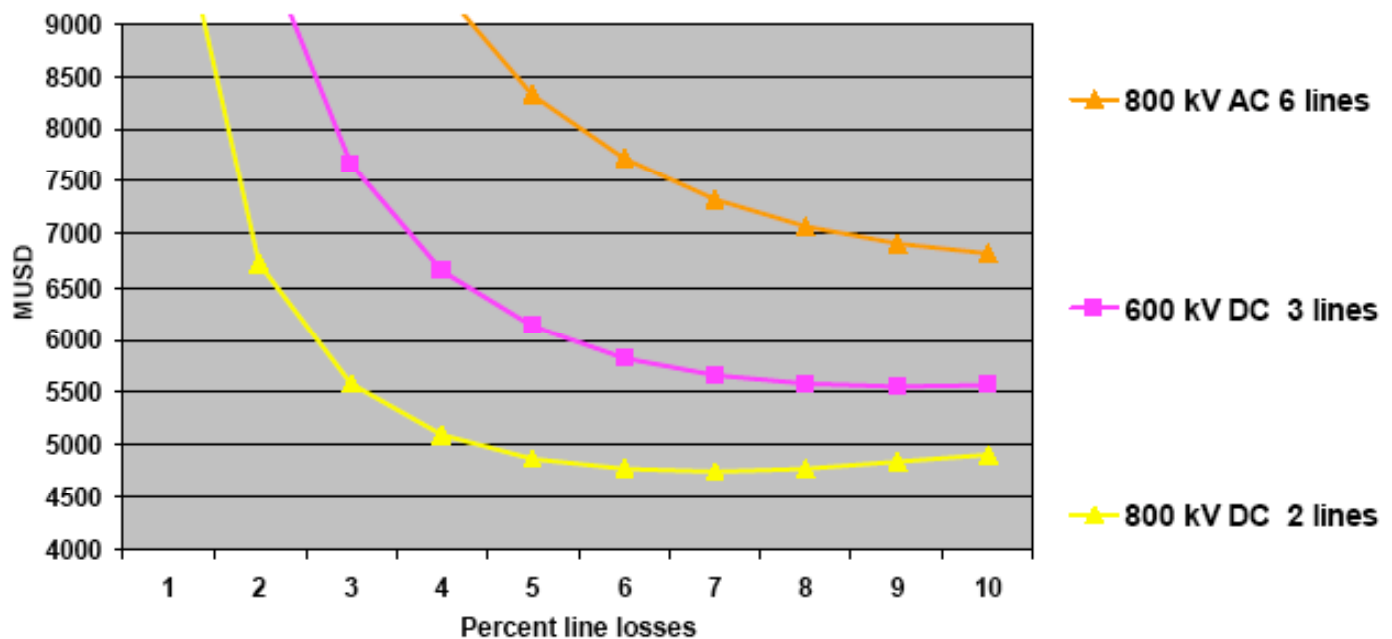
Gunnar Asplund

XVIII SNPTEE, Curitiba October 18, 2005

Required number of lines in parallel for 12 GW



Estimated cost of lines, stations and losses to transmit 12 GW a distance of 2500 km



Reprodução parcial de elementos constantes do artigo:

HVDC Power Transmission for Remote Hydroelectric Plants

John Graham

ABB Ltda

Abhay Kumar

ABB Power Technologies AB

Geir Bileedt

ABB Ltda

CIGRE SC B4 Colloquium on

"Role of HVDC FACTS and Emerging Technologies in Evolving Power Systems"

23-24 September 2005 at Bangalore, India

...
 A fixed distance of 2000 km was used, with various economic values set for losses, ranging from 20 \$/MWh to 100 \$/MWh. The optimum line conductor was calculated for each loss value and voltage level. ...Figure 6 below shows the total transmission cost for each bipole rating as a function of value of losses.
 ...

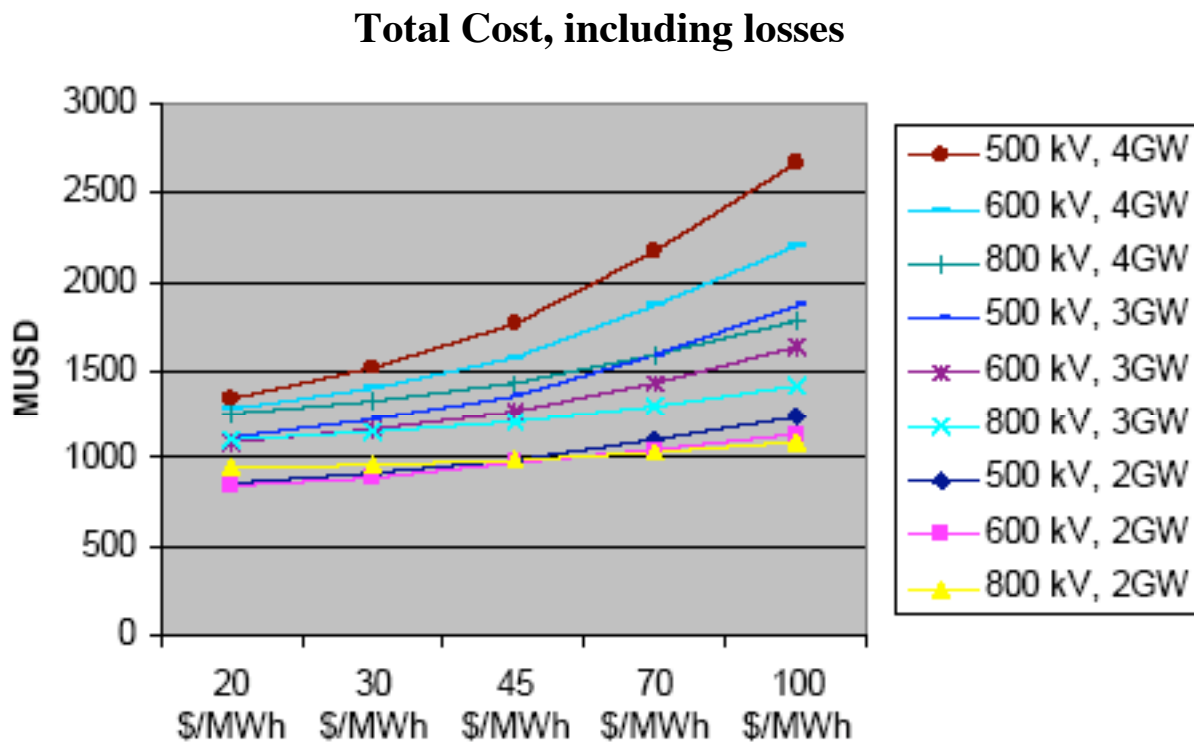


Fig. 6 Total cost as a function of Value of Losses

SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO

REALIDADES QUANTO A TRANSMISSÃO

O aproveitamento dos recursos hidroelétricos da Amazônia exige uma conjugação adequada com a transmissão a grande distância para as regiões consumidoras.

Para se obter um sistema de transmissão adequado, tem que ser feita uma análise específica, com otimização cuidadosa, global e considerando uma ótica de longo prazo.

Não são adequadas soluções similares às adotadas em alguns troncos de transmissão recentes.

Há dois tipos de soluções potencialmente interessantes:

A- Transmissão em corrente alternada, baseada em linhas de transmissão não convencionais (LNC), com concepção do sistema de transmissão também não convencional.

B- Transmissão em corrente contínua.

As soluções **A** e **B** são, ambas, essencialmente “ponto a ponto”, sem prejuízo de eventuais “adaptações” de tipo “subsidiário”.

Não é adequado condicionar a concepção básica da transmissão, a distâncias muito longas, com outros aspectos de transmissão. Por exemplo, o transporte, a distâncias relativamente curtas, de potências de ordem de grandeza inferior, devem ser tratados ao nível de redes complementares, otimizadas em conjunto com a rede básica.

As soluções **A** e **B** têm condicionamentos básicos de otimização bastante diferentes.

A comparação correta exige a otimização separada de cada um dos tipos(**A** e **B**), e a comparação objetiva e quantitativa dos resultados.

Eventualmente, poderá, em algumas condições, justificar-se uma solução híbrida.

É extremamente improvável que se obtenha um sistema de transmissão adequado com os procedimentos de análise e decisão, ou de falta de decisão, dos seguintes tipos:

- Adotados no Brasil no passado relativamente recente (da ordem de quinze anos).
- Difundidos no passado recente em muitos países, incluindo o Brasil, os Estados Unidos e parte da União Europeia, baseados em pseudoteorias inovadoras, essencialmente especulativos e sem correspondência com a física e com a economia.

Para se obter um sistema de transmissão adequado, há necessidade de, nas análises e decisões:

- Seguir as regras cartesianas do método, ter bom senso, objetividade, competência e vontade de realizar.
- Não aceitar outros condicionamentos de qualquer tipo, por mais “usuais” ou “tradicionais” que sejam.

SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO

OPÇÕES

O Brasil tem que, explicita ou implicitamente, fazer uma opção básica em termos de crescimento econômico e conseqüentemente do sistema elétrico.

Há que optar entre:

- A-** manter o tipo de evolução do passado recente (da ordem de quinze anos) e aceitar as conseqüências, que incluem um aumento do atraso, no tempo, em relação aos países de economias mais desenvolvidas, e
- B-** crescer a ritmo acentuado, compatível com as reais potencialidades do Brasil, mas corrigindo “erros”, “culturas” (ou “faltas de cultura”) e “opções” que têm provocado o desenvolvimento medíocre do passado recente, e atuar conseqüentemente.

Na hipótese da opção **A resta-me apenas lamentá-la.**

Na hipótese da opção **B , considero possível, no que respeita ao setor elétrico, obter uma estrutura de crescimento auto-sustentado, em que os novos investimentos sejam financiados predominantemente pelo próprio setor, independentemente de se tratar de empresas estatais ou privadas, mas, em qualquer das hipóteses, aplicando rigidamente as seguintes diretrizes:**

- **Seleção de gestores baseada exclusivamente em competência.**
- **Decisão e gestão baseadas unicamente em competência, eficiência e responsabilidade, e em objetivos e regras racionais e claras, englobando:**
 - **Critérios técnicos, econômicos e de impacto ambiental racionais e sólidos.**
 - **Critérios de encargos e fundos correspondentes, cobrindo corretamente as realidades de inflação, investimento, remuneração de capital investido, manutenção, reversão de concessão e reconstituição de investimento, com taxas de atualização adequadas e economicamente corretas, sem dar azo aos manuseios “usuais” de gestão financeira de governos e poderes concedentes e de “manobras” contábeis de empresas.**
 - **Critérios racionais e objetivos de gestão dos fundos e de aplicação dos mesmos no próprio setor elétrico.**

A HIPÓTESE DE OPÇÃO *B* SERÁ MERA UTOPIA ?