

SOLUÇÕES NÃO CONVENCIONAIS EM CA ADEQUADAS PARA TRANSMISSÃO A DISTÂNCIA MUITO LONGA – UMA ALTERNATIVA PARA O SISTEMA DE TRANSMISSÃO DA AMAZÔNIA

C. Portela *

Universidade Federal do R. J.

M. Alvim

Furnas S. A.

SUMÁRIO

Este artigo apresenta sistemas de transmissão não convencionais potencialmente convenientes para transmitir potência elétrica elevada a longa distância, p.e. da ordem de dois a três mil quilômetros. O desenvolvimento desses sistemas foi originado ao procurar soluções adequadas para a expansão do sistema elétrico brasileiro. A opção natural, a médio prazo, é basear essa expansão nos recursos hidroelétricos da Bacia do Amazonas, com geração complementar moderada baseada noutras fontes. Essa opção exige uma solução adequada para transmitir a maior parte da energia gerada nas novas usinas a distâncias da ordem de 2500 km. O uso direto de soluções de transmissão tradicionais, baseadas em condicionamentos bastante diferentes, foi, naturalmente, posto em dúvida e decidiu-se procurar soluções eventualmente diferentes, fundamentadas em condicionamentos físicos básicos, requisitos operacionais e procedimentos robustos de otimização e validação. O objetivo principal deste artigo é apresentar um dos resultados dessa pesquisa, nomeadamente: transmissão em corrente alternada (CA/AC), baseada em linhas de transmissão não convencionais (LNC), e, também, com uma concepção não convencional do tronco de transmissão. Este tipo de solução foi estudado para aplicação no desenvolvimento a médio prazo do sistema elétrico brasileiro. Para situar o problema, apresenta-se uma breve introdução da rede brasileira, em aspectos relacionados com transmissão a longa distância.

PALAVRAS CHAVE

Corrente alternada (CA/AC), sistema de transmissão, distância muito longa, linha de transmissão não convencional (LNC), “comprimento elétrico” um pouco superior a meia onda, compensação reativa nula ou muito reduzida, sistema de transmissão da Amazônia.

1 - INTRODUÇÃO

Há vários casos no Mundo em que o uso de importantes recursos energéticos, interessantes sob o ponto de vista estratégico, econômico ou de impacto ambiental, impõe uma solução correta para transmissão a distância muito longa, por exemplo da ordem de dois a três mil quilômetros.

Um exemplo, muito importante para o setor elétrico brasileiro, é a opção natural, a médio prazo, de basear o seu crescimento nos recursos hidroelétricos da Bacia do Amazonas, com geração complementar moderada baseada noutras fontes. Esta escolha impõe uma solução adequada para transmitir a maior parte dessa energia a distâncias da ordem de 2500 km.

Para obter um sistema de transmissão conveniente, há que efetuar uma análise específica, com otimização global e considerando uma ótica de longo prazo. Não é adequado extrapolar soluções desenvolvidas para distâncias de transmissão médias, da ordem de poucas centenas de quilômetros.

* E-mail: portelac@ism.com.br, Telefone: 55-21-24934201, Fax: 55-21-24934201
Endereço: Rua Eng. Cesar Grillo, 249, Rio de Janeiro, RJ, CEP 22640-150, Brasil

Há dois tipos de soluções potencialmente interessantes:

A- Transmissão em corrente alternada (CA/AC) baseada em linhas de transmissão não convencionais (LNC), com, também, uma solução não convencional do tronco de transmissão.

B- Transmissão em corrente contínua (CC/DC).

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 do sistema de transmissão, a distância muito longa, a outros aspectos de transmissão. Nomeadamente, a transmissão a distâncias relativamente curtas, de potências de menor ordem de grandeza, deve ser tratada a nível de redes complementares, otimizadas conjuntamente com a rede básica.

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

A comparação correta impõe a otimização separada dos dois tipos de soluções (**A** e **B**), e a comparação objetiva e quantitativa dos resultados. Em algumas condições, pode justificar-se uma solução híbrida.

Alguns projetos recentes usaram soluções que correspondem, essencialmente, a adaptar, para distâncias muito longas, troncos de transmissão baseados em linhas de transmissão e compensação complementar “selecionadas” para distâncias moderadas, da ordem de 300 a 400 km, com capacidade de transmissão, por tronco, da ordem de 1 GW. Esses troncos não atingem “dimensão crítica” economicamente adequada para transmissão de energia a distância muito longa e compatível com o potencial de geração para o qual a transmissão a distância muito longa é economicamente atrativa. Por outro lado, esses projetos não consideraram a procura de soluções inovadoras otimizadas para as potências e distâncias de transmissão aplicáveis.

Fizemos estudos de soluções não convencionais, abandonando deliberadamente o critério de escolher soluções similares a linhas e equipamento de compensação similar a linhas e equipamento de compensação de sistemas existentes, mas considerando critérios muito robustos de validade física, impacto ambiental e otimização global conjunta do tronco de transmissão. Essa otimização considera, nomeadamente: investimento e custos de operação, incluindo perdas, flexibilidade operacional, adequação para uma larga gama de cenários de longo prazo e confiabilidade. Obteve-se soluções muito interessantes, baseadas em troncos de transmissão em corrente alternada, não convencionais, com capacidade de transmissão unitária de 2 GW a 12 GW, sem necessidade de compensação reativa, ou com compensação reativa muito reduzida, e sem necessidade de subestações intermediárias. Esses troncos podem ser energizados e desenergizados com a manobra de um único disjuntor, com sobretensões de manobra moderadas, têm perdas moderadas, comportamento muito favorável para variações de carga e estabilidade eletromecânica de redes interligadas, originam campo eletromagnético próximo da linha moderado, têm pequeno impacto ambiental e têm custo, tipicamente, muito menor que alguns sistemas de transmissão recentes baseados em soluções convencionais (por exemplo, os custos por unidade de capacidade de transmissão de troncos de transmissão apresentados neste artigo são da ordem de um quinto a um terço do custo de sistemas de transmissão recentes).

Fez-se também uma análise sistemática para detecção de condições potencialmente críticas de soluções não convencionais, que podem ser muito diferentes das condições críticas de sistemas convencionais. Identificou-se, também, procedimentos para limitar eventuais condicionamentos indesejáveis, fazendo uso adequado das características específicas de tais sistemas de transmissão.

Neste artigo apresenta-se uma discussão das soluções não convencionais acima mencionadas, com ênfase em aspectos conceituais e em procedimentos de otimização e validação. Apresenta-se também, como exemplo, uma gama orientativa de parâmetros básicos dessas soluções, na faixa de potência e de parâmetros potencialmente interessante para transmissão de energia elétrica da Bacia do Amazonas para as principais regiões consumidoras do Brasil.

2 – CONDICIONAMENTOS DO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO

Para situar os principais aspectos do sistema elétrico brasileiro ligados à importância crucial da transmissão a distância muito longa (da ordem de 2500 km) e que foi o motivo de estudar soluções adequadas para essa transmissão, no futuro próximo, apresenta-se aqui uma introdução a esses aspectos.

Em 2005, segundo a metodologia de avaliação de [1], a energia elétrica “consumida”. no Brasil, **W**, foi 373,5 TWh, incluindo o Sistema Interligado Nacional – SIN (338.9 TWh), alguns sistemas isolados separados do SIN (7,2 TWh), auto-produção operando quase independente do SIN, mesmo se ou quando interligada (27,4 TWh). A parcela de energia classificada como perdas, segundo as hipóteses de [1], não está incluída no montante de energia “consumida” indicado acima.

Por diversos motivos, que não são analisados neste artigo, o crescimento do consumo brasileiro de eletricidade teve importantes alterações, com uma média decenal de crescimento anual (após 1970) variando entre 3,7 e 12,0 % por ano.

Na Fig. 1 representa-se, em escala logarítmica, a evolução da energia elétrica consumida, por ano, no Brasil, de 1970 a 2005.

Para a análise do sistema elétrico brasileiro, é conveniente considerar alguns aspectos da distribuição geográfica da população, consumo de eletricidade e recursos hidroelétricos. Para o consumo de energia elétrica, considera-se o ano 2003 e uma metodologia não coincidente com a metodologia de avaliação de consumo total de energia elétrica usada para a Fig. 1. A diferença mais importante resulta de, na análise detalhada, a maior parte da auto-produção não estar incluída no consumo de energia elétrica. Há outras pequenas diferenças, nomeadamente resultantes de condições “fronteira” de “perdas” excluídas do consumo.

Na Fig. 2 indica-se [2-5]:

- A distribuição espacial da população (densidade demográfica – hab/km²).
- O consumo de energia elétrica, por Estado, em 2003.

De acordo com as hipóteses mencionadas, o consumo total de energia elétrica, indicado na Fig. 2, em 2003, é 290.7 TWh/ano.

A Fig. 2 mostra:

- A distribuição muito irregular de população, no Brasil.
- A distribuição muito irregular do consumo de energia elétrica, não apenas como consequência imediata da distribuição de população, mas também devido a importantes diferenças do consumo *per capita*, devido, principalmente, a diferenças de desenvolvimento econômico.

Na Tabela 1 indica-se a potência nominal das usinas geradoras, de acordo com tipo e situação, em 13/11/2005:

- Usinas geradoras em operação, com uma potência nominal total 92,5 GW.
- Usinas geradoras em construção, com uma potência nominal total 6,1 GW.
- Geração outorgada (de 1998 a 2005), mas cuja construção não tinha sido ainda iniciada, principalmente devido a problemas de licenciamento de impacto ambiental, com uma potência nominal total 23,7 GW.

A potência instalada em operação era predominantemente hidroelétrica (76,7 %).

O Brasil tem importantes recursos hidroelétricos, ainda não aproveitados e com baixo custo da energia gerada. A opção natural, no futuro próximo, é basear o aumento de geração, principalmente, em geração hidroelétrica. A situação é muito diferente, p.e. , na América do Norte e na Europa, onde a maioria dos recursos hidroelétricos economicamente competitivos já está aproveitada.

Todavia, a maioria dos recursos hidroelétricos brasileiros ainda não aproveitados tem algumas características específicas, muito diferentes de condições típicas na América do Norte, na Europa e na maioria dos recursos hidroelétricos brasileiros já aproveitados. Por este motivo, é essencial considerar essas características específicas para obter soluções técnica e economicamente adequadas. A importância desses aspectos justifica alguma discussão.

Na Fig. 3 indica-se:

- Potencial de geração hidroelétrica, por sub-bacia e bacia hidrográfica, referido à potência nominal a instalar, de acordo com os critérios adotados na análise de inventário, quanto a aspectos técnicos, econômicos e de impacto ambiental.
- Potência instalada nas bacias hidrográficas, em Março de 2003.

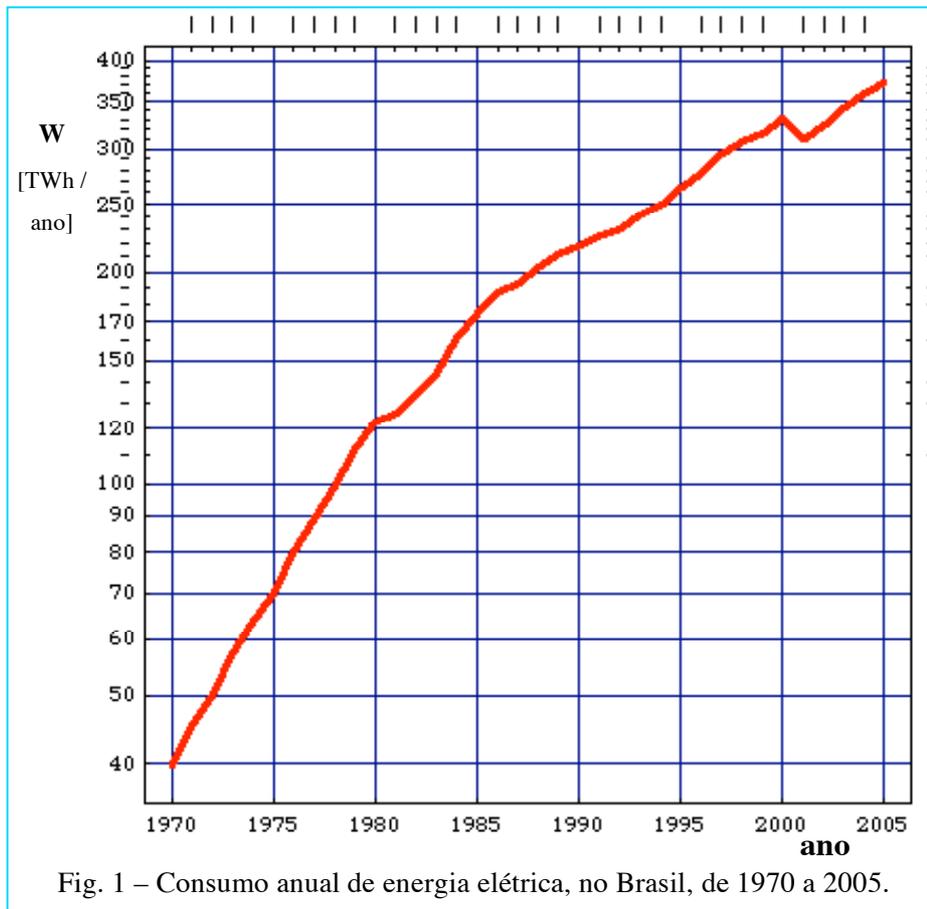


Tabela 1 – Potência nominal das usinas geradoras, de acordo com tipo e situação em 13/11/2005

Tipo	Em operação		Em construção		Outorgada, 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 hidroelétrica com potência nominal ≤ 1 MW

EOL Central eoleoelétrica

PCH Central hidroelétrica com potência nominal > 1 MW e ≤ 30 MW

SOL Central solar (fotovoltaica)

UHE Central hidroelétrica com potência nominal > 30 MW

UTE Central termoelétrica

UTN Central termonuclear

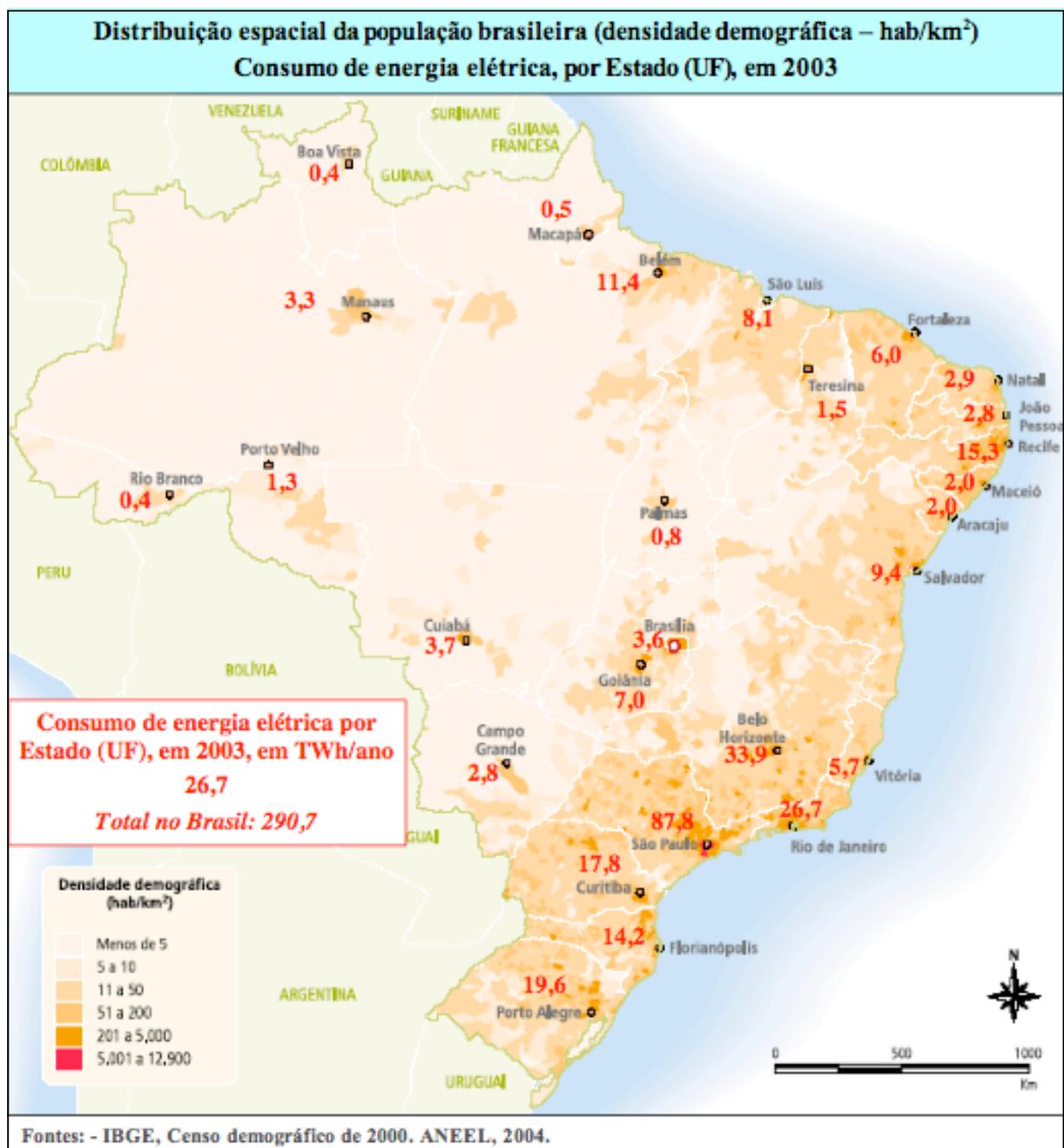


Fig. 2 – Distribuição espacial da população, em 2000, e consumo de energia elétrica, por Estado (UF), em 2003.

Na Fig. 4 indica-se a potência instalada, por sub-bacia, em Março de 2003.

Na Tabela 2 apresenta-se um resumo, indicando, por bacia hidrográfica, o potencial hidroelétrico e a potência nominal instalada (em Março de 2003).

As Figs. 3 e 4 e a Tabela 2 mostram, de forma simplificada, e uma análise mais pormenorizada confirma, que:

- O Brasil tem um potencial de geração hidroelétrica de baixo custo e ainda não usado que permite, pelo menos em ordem de grandeza, triplicar a geração hidroelétrica atual.
- A solução natural, a médio prazo, para aumentar a geração elétrica, é basear esse aumento em geração hidroelétrica adicional de baixo custo, e uso complementar e coordenado, em nível moderado, de outras fontes de energia.

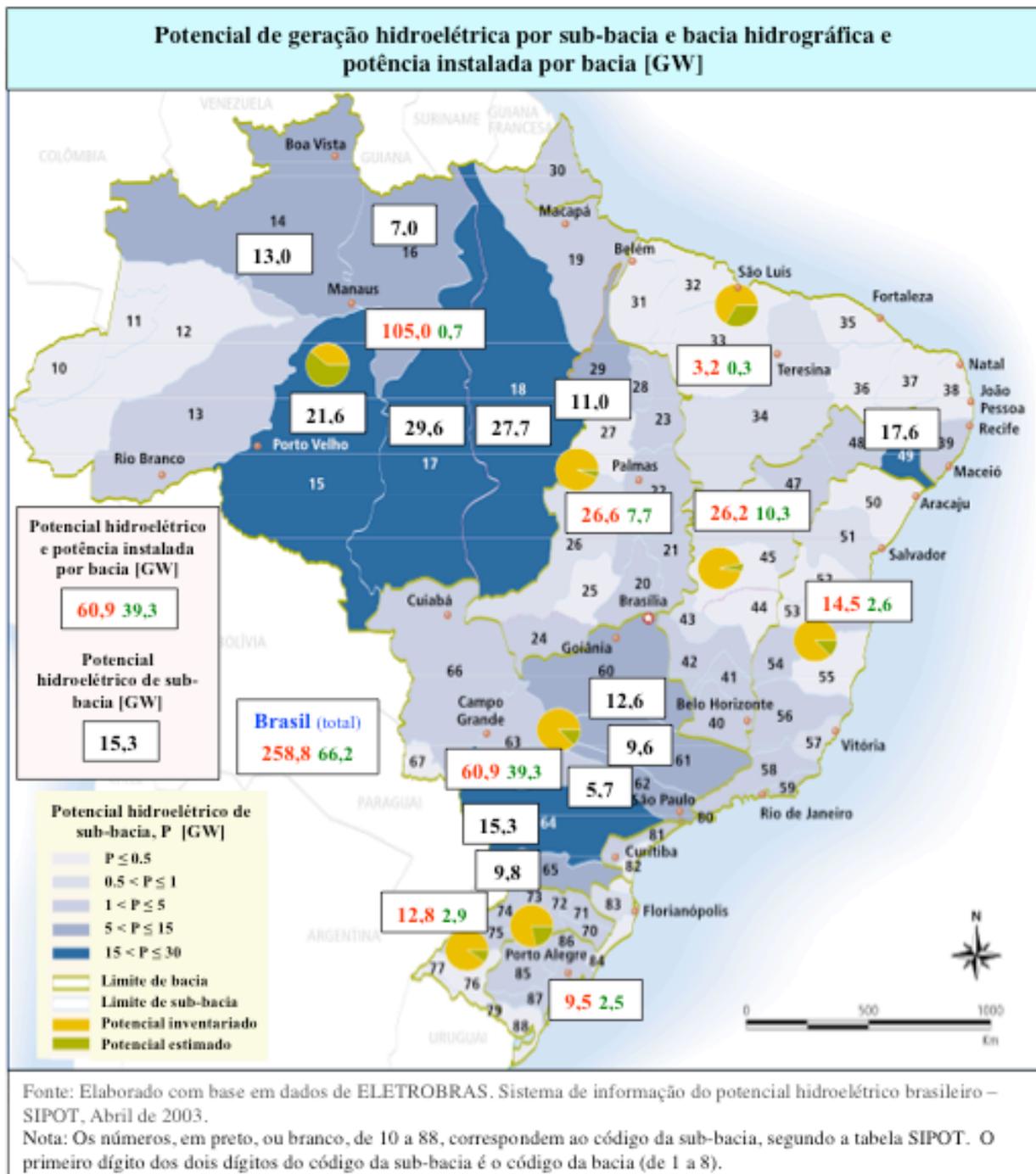


Fig. 3 – Potencial de geração hidroelétrica, por sub-bacia e bacia hidrográfica, e potência instalada por bacia, em Março de 2003.

- A maioria dos recursos hidroelétricos ainda não aproveitados está na Região Amazônica, a distâncias muito longas dos principais centros consumidores, da ordem de 2500 km.
- Os condicionamentos de transmissão da energia elétrica a distâncias tão elevadas são muito diferentes dos condicionamentos de transmissão em que se baseiam os sistemas tradicionais.

O setor elétrico brasileiro foi tecnicamente muito avançado, em parte como resultado do esforço de desenvolver tecnologias para os maiores sistemas de transmissão construídos de 1970 até cerca de 1995. Diversos desses sistemas envolveram distâncias de transmissão superiores ao usual, p.e., na Europa.

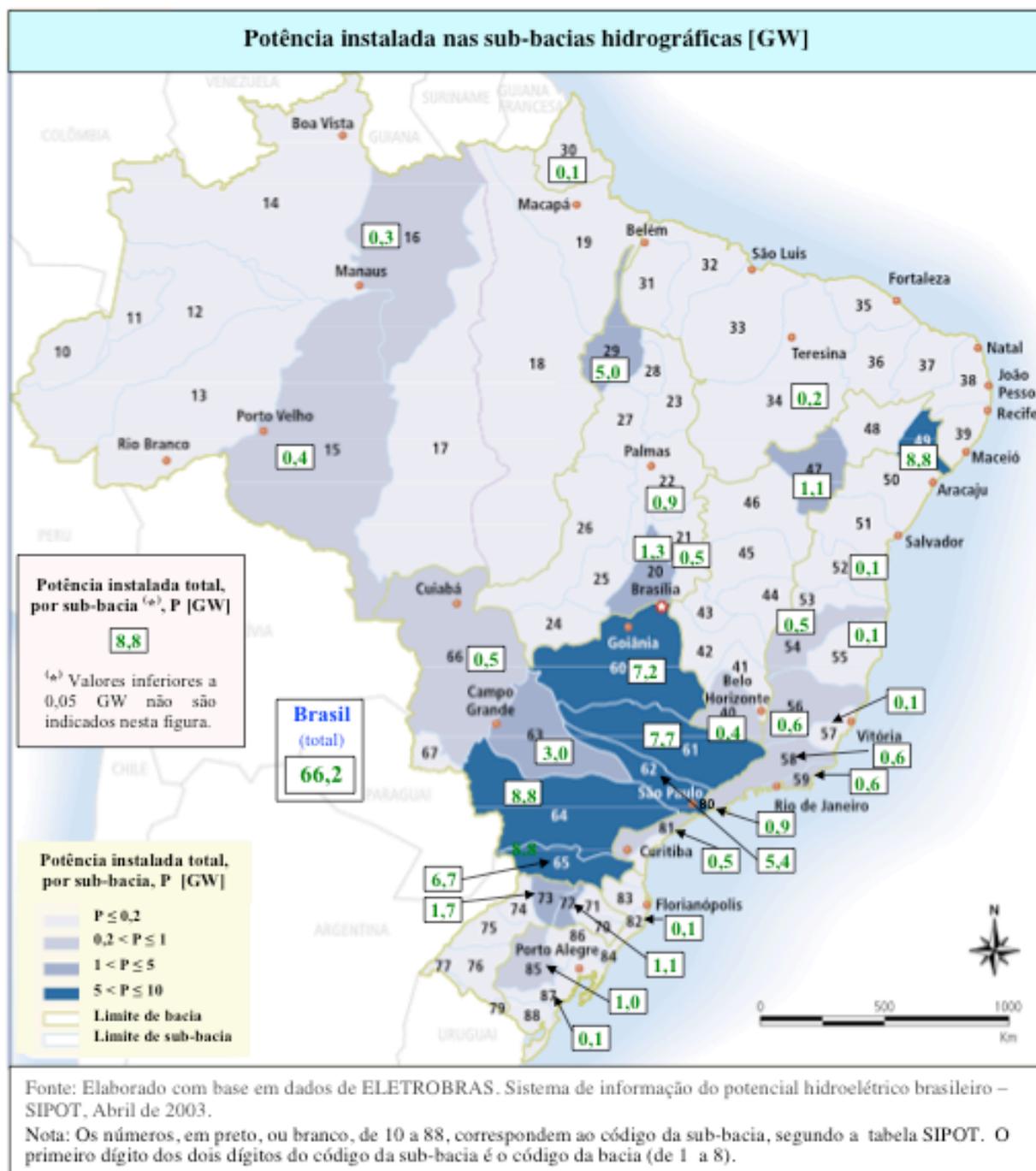


Fig. 4 – Potência instalada por sub-bacia hidrográfica, em Março de 2003.

Tabela 2 – Potencial hidroelétrico (referido a potência nominal de usinas a instalar) e potência nominal instalada (em Março de 2003) – total e distribuição por bacias hidrográficas

Bacia	Código	Potencial hidroelétrico		Potência instalada		B/A %
		A [GW]	%	B [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

A atitude técnica positiva, nessa época, no Brasil, conduziu a várias soluções inovadoras, em muitos casos contrárias a soluções típicas usadas nos Estados Unidos e na Europa, que seriam inadequadas para as condições específicas do Brasil.

Nomeadamente, para o sistema de transmissão de Itaipu, com uma transmissão de cerca de 14 GW, com metade da geração a 60 Hz e metade a 50 Hz, e distância da ordem de 800 km, com diversos condicionamentos desfavoráveis, foi necessário desenvolver diversas tecnologias, num tempo muito curto, com bons resultados.

Um esforço similar, no futuro imediato, seria de grande valia para possibilitar um crescimento econômico sustentado, com taxa de crescimento elevada, para o que é essencial um importante crescimento da geração de energia elétrica, com uso otimizado do potencial hidroelétrico da Amazônia.

Para esclarecer os principais aspectos conceituais do futuro sistema de transmissão brasileiro, adequado para a solução natural de aumento da geração de eletricidade baseado, principalmente, em usinas hidroelétricas na Região Amazônica, representa-se esquematicamente, na Fig. 5, as distâncias de transmissão entre as novas usinas e os principais centros de carga.

A título exemplificativo, considerou-se, na Fig. 5:

- Três “pontos” em três dos maiores afluentes do Rio Amazonas, nomeadamente Xingu, Tapajós e Madeira. Os potenciais de potência de geração das respectivas sub-bacias são, respectivamente, 27,7, 29,6 e 21,6 GW, de acordo com [4].
- Um “ponto”, ou “núcleo”, na região do Brasil de maior densidade de consumo, no Estado de São Paulo. Esta localização aproximada é, em princípio, adequada para o recebimento de energia elétrica por meio de troncos de transmissão de elevada potência a longa distância, atendendo a que:
 - O consumo de energia elétrica do Estado de São Paulo é cerca de 30 % do consumo total do Brasil.
 - O consumo das regiões Sudeste e Sul é cerca de 70 % do consumo total do Brasil.
 - Uma grande parte do potencial hidroelétrico das Regiões Sudeste e Sul já está aproveitada e é conveniente coordenar os projetos relacionados com o potencial ainda não aproveitado com as importações a grande distância da Região Amazônica. O aproveitamento coordenado implica em condicionamentos de projeto otimizado diferentes do uso do potencial remanescente das Regiões Sudeste e Sul independentemente da dessa importação e permite uma otimização técnica e econômica conjunta do aumento de consumo e geração de energia elétrica.
 - As Regiões Sudeste e Sul têm um sistema de transmissão importante, com linhas de transmissão em CA/CA de 750 kV, 500 kV, 440 kV, 345 kV e 230 kV, e linhas de transmissão em CC/DC de ± 600 kV. Escolhendo adequadamente o “ponto” de injeção dos troncos de transmissão de grande potência da Região Amazônica, o sistema de transmissão existente pode ser usado para transmitir a potência importada dentro das Regiões Sudeste e Sul, reduzindo os principais reforços do atual sistema de transmissão.
- Um “ponto”, ou “núcleo”, na Região Nordeste. Esta localização aproximada é, em princípio, adequada para o recebimento de energia elétrica por meio de troncos de transmissão de elevada potência a longa distância, embora, talvez, alguns anos mais tarde que o “ponto” ou “núcleo” no Estado de São Paulo, atendendo a que:
 - O consumo de eletricidade nos Estados do Nordeste não muito longe desse ponto é cerca de 14% do consumo total do Brasil.
 - Uma grande parte do potencial hidroelétrico do Nordeste não muito longe desse “ponto” já está aproveitada e é conveniente coordenar os projetos relacionados com o potencial ainda não aproveitado com as importações a grande distância da Região Amazônica
 - A Região Nordeste tem um sistema de transmissão importante, com linhas de transmissão de 500 kV e 230 kV. Escolhendo adequadamente o “ponto” de injeção dos troncos de transmissão de grande potência da Região Amazônica, o sistema de transmissão existente pode ser usado para transmitir a potência importada dentro da Região Nordeste, reduzindo os principais reforços do atual sistema de transmissão.

Nas hipóteses indicadas, as distâncias de transmissão da Região Amazônica para o “ponto Sudeste” variam de 2460 a 2550 km, e, da Região Amazônica para o “ponto Nordeste”, de 2080 a 3260 km.

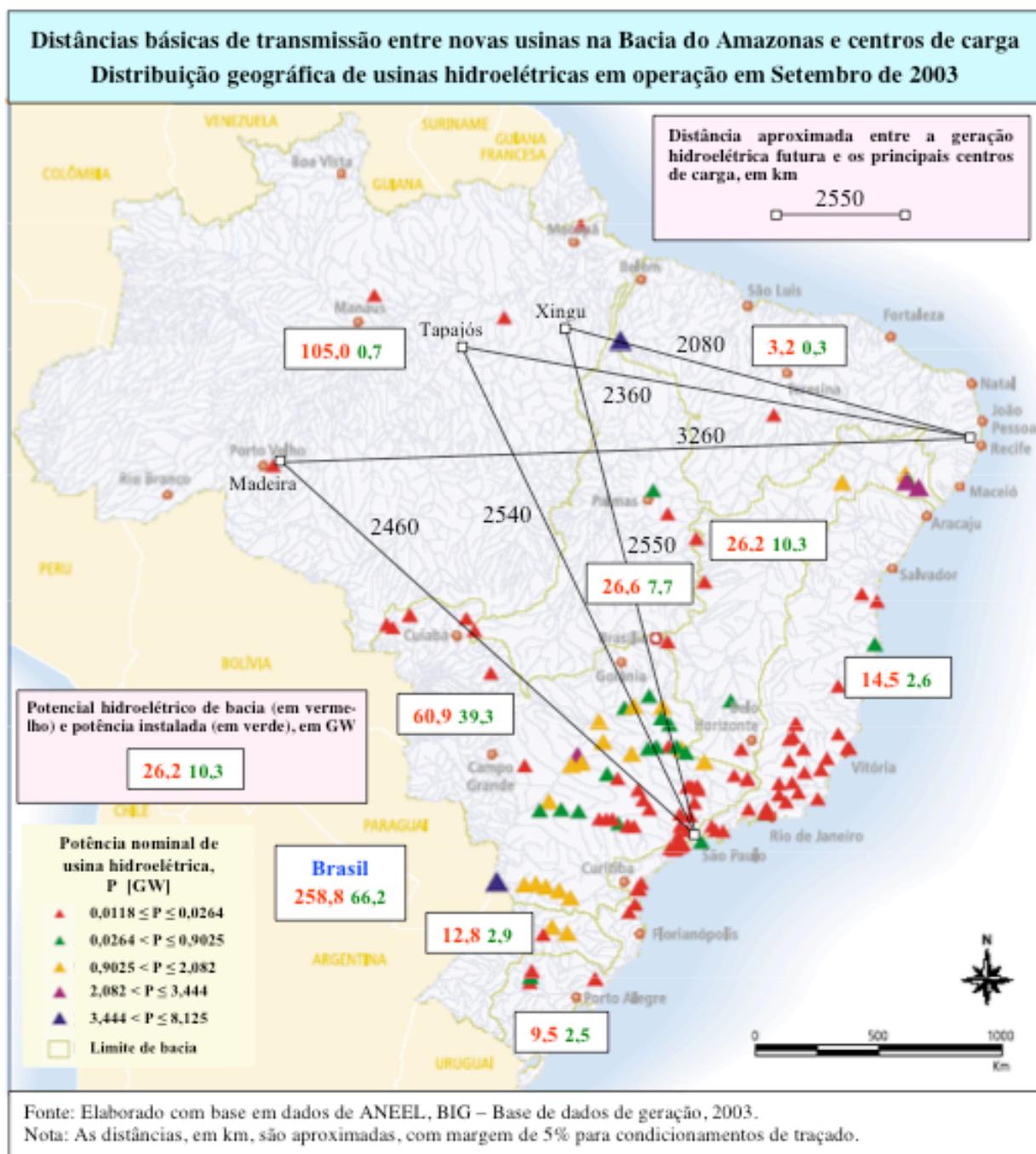


Fig. 5 – Distâncias de transmissão básicas entre as novas usinas na Bacia do Amazonas e os principais centros de carga brasileiros, e distribuição geográfica das usinas hidroelétricas em operação, em Setembro de 2003.

A viabilidade de usar e a otimização dos recursos hidroelétricos da Amazônia impõem:

- A análise integrada dos sistemas hidroelétricos e de transmissão, sob um ponto de vista de longo prazo, procurando soluções que considerem adequadamente possíveis alternativas não convencionais e fatores de escala para linhas e sistemas de transmissão.
- Precedência absoluta de critérios racionais e cartesianos, evitando os riscos de pseudo-teorias sem validade física e que confundem jogos especulativos com economia, e evitando o risco de considerar que:
 - Nada diferente do passado faz sentido.
 - Ser diferente do passado é suficiente para ser adequado.

- Equilíbrio e racionalidade na avaliação e ponderação dos condicionamentos ecológicos e de impacto ambiental.

Não está dentro do escopo deste artigo discutir em pormenor alguns sistemas de transmissão adotados no Brasil em anos recentes.

Também não estão incluídas no escopo deste artigo a discussão e comparação sistemáticas de soluções possíveis e otimizadas, para o futuro do Brasil.

Com o objetivo de mostrar que estes problemas têm soluções adequadas, embora não convencionais, apresenta-se, nos dois itens seguintes, algumas características de um tipo de solução promissor.

3- UMA ALTERNATIVA NÃO CONVENCIONAL DE SISTEMA DE TRANSMISSÃO A GRANDE DISTÂNCIA

Apresentamos agora alguns dos principais aspectos de sistemas de transmissão baseados em “Linhas Não Convencionais” (LNC), trifásicas, trifásicas duplas ou hexafásicas, definidas com base nos seguintes critérios:

- Não considerar restrições que resultem apenas de soluções usuais.
- Impor apenas restrições relacionadas com condicionamentos físicos básicos e com desempenho, segurança e impacto ambiental.
- Otimização de parâmetros físicos de acordo com as funções operacionais e os objetivos específicos da linha, incluindo custos, perdas, confiabilidade operacional, gama de transmissão e de condicionamentos operacionais, e impacto ambiental, ponderados ao longo da vida útil do sistema de transmissão e na gama de cenários pertinente.

Identificou-se um conjunto de propriedades físicas básicas que permite escolher 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 considerado.

Em trabalhos anteriores definiu-se metodologias de otimização e validação, de acordo com este tipo de análise [6-44].

A transmissão a distâncias muito longas (da ordem de 2000 km ou mais) tem condicionamentos muito diferentes dos sistemas de transmissão “usuais”, desenvolvidos para distâncias de até poucas centenas de quilómetros. Por este motivo, a simples extrapolação dos procedimentos “usuais”, para distâncias muito longas, conduz a soluções inadequadas ou não otimizadas.

As metodologias desenvolvidas foram aplicadas a uma gama significativa de condições e a um número elevado de exemplos. A análise dos resultados obtidos permitiu a definição aproximada de potências de transmissão factíveis praticamente, com critérios prudentes, para transmissão a distâncias muito longas.

Naturalmente, para cada condição específica, é necessária 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:

- Seleção de troncos de transmissão que se comportem com um “comprimento elétrico” um pouco superior ao comprimento de meia onda (a frequência industrial).
- 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, equipamento de rede critérios de proteção e manobra, detectando e evitando condições potencialmente críticas.

Estas soluções permitem:

- Bom desempenho do tronco de transmissão quanto a estabilidade eletromecânica.
- Bom desempenho do tronco de transmissão quanto a sobretensões de manobra.

- Custo muito menor que o de soluções “tradicionais”.
- Confiabilidade operacional muito superior à de soluções “tradicionais”.
- Impacto ambiental muito menor que o de soluções “tradicionais”.

Para estas soluções, a potência característica é, aproximadamente, o limite de potência transmitida (diferentemente do que sucede com linhas “curtas”), e as condições de maximização de potência característica correspondem também, exata ou aproximadamente, a:

- Maximização do limite de potência transmitida.
- Minimização de perdas.
- Minimização de efeito coroa.
- Maximização da tensão de operação viável.
- Minimização de potência reativa em várias condições de operação.
- Minimização de sobretensões sustentadas em várias condições de operação.
- Minimização de sobretensões de manobra para várias condições de manobra.

Apresentamos agora alguns resultados para linhas não convencionais (LNC), trifásicas, de tensão até 1250 kV, otimizadas para transmissão a distâncias muito longas (da ordem de 2000 km ou mais) [6].

Na Fig. 6 representa-se a potência característica, P_c , que pode ser obtida com critérios prudentes, com LNC trifásicas, em função da tensão, U_c , para tensões até 1250 kV.

Para mostrar alguns aspectos importantes do comportamento deste tipo de sistema de transmissão, apresenta-se um exemplo (Fig. 7) de uma linha trifásica de 1000 kV, 2550 km, com potência característica $P_c = 8,6$ GW, sem compensação reativa, manobrada de uma extremidade (toda a linha). A sobretensão sustentada num terminal (aberto) é 1,017 pu (referida à tensão no outro terminal).

No item 4 apresenta-se alguns resultados ilustrativos, incluindo alguns aspectos complementares do que é tratado neste item 3, para outro exemplo, de uma linha trifásica de 800 kV, 2550 km, com $P_c = 4,8$ GW, sem compensação reativa, também manobrada (toda a linha) de uma extremidade. O respectivo comportamento é similar ao do exemplo de 1000 kV (em relação à potência característica aplicável).

Na Fig. 8 representa-se a potência, P (em GW), e a potência reativa, Q (em Gvar), no terminal 1 da linha, com tensão $U_1 = 1000$ kV, em função da diferença de fase, α , e da relação entre módulos, R , das tensões nos terminais 2 e 1.

Na Fig. 9 representa-se as perdas na linha, p (em GW), e o consumo de potência reativa, q (em Gvar), com tensão $U_1 = 1000$ kV, em função de α e R .

É interessante notar que, para esta linha de 2550 km, as derivadas parciais de P e Q em relação a $\alpha - \pi$ e em relação ao módulo de U_2 , para módulo de U_1 constante, são do tipo das derivadas parciais de P e Q em relação a α e em relação ao módulo de U_2 , para módulo de U_1 constante, para uma linha curta (com comprimento da ordem de 10^2 km). Portanto, à parte uma diferença de fase adicional π (radiano), esta linha de 2550 km tem um comportamento bastante similar ao de uma linha curta, no que respeita a:

- Efeito estabilizador eletromecânico, em relação a variações de defasagem entre tensões nos dois terminais da linha e variações de potência transportada.
- Efeito estabilizador de tensão, em relação a variações de tensão nos terminais da linha e variações de potência reativa transferida.

Está fora do escopo deste artigo uma discussão detalhada do comportamento deste tipo de linha não convencional (LNC) muito longa. Apresenta-se apenas, brevemente, alguns aspectos importantes.

A LNC comporta-se de forma similar a linhas curtas, no que respeita a:

- Sobretensões sustentadas, com um terminal aberto, moderadas.
- Sobretensões de manobra, para ligação a partir de um terminal (toda a linha), com o outro terminal aberto, moderadas.

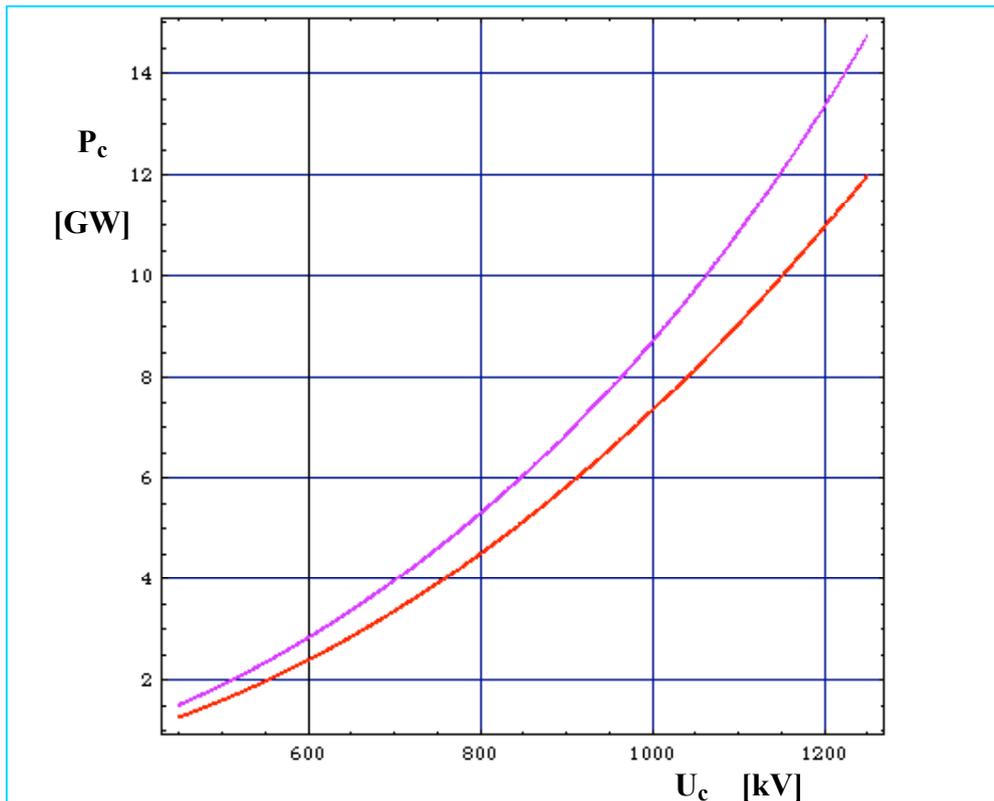


Fig. 6 – Potência característica, P_c , que pode ser obtida, com critérios prudentes, com LNCs trifásicas, em função da tensão, U_c , entre fases, para tensões até 1250 kV. As curvas em vermelho e violeta representam a gama típica de P_c que pode ser obtida, dependendo de condições e opções específicas.

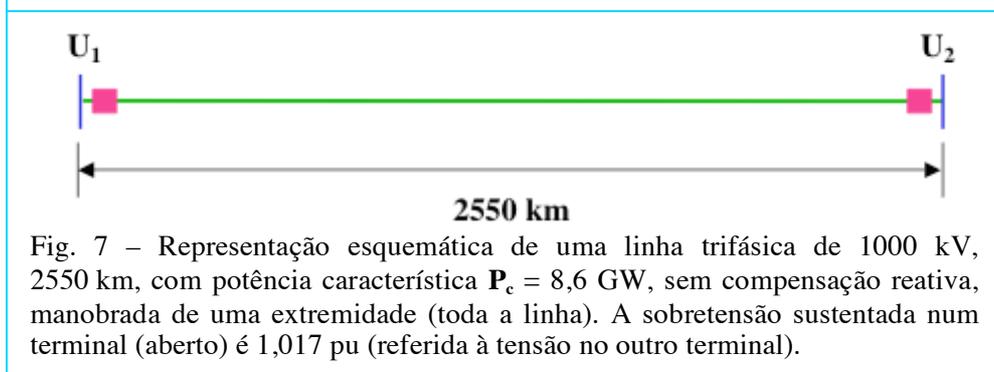


Fig. 7 – Representação esquemática de uma linha trifásica de 1000 kV, 2550 km, com potência característica $P_c = 8,6$ GW, sem compensação reativa, manobrada de uma extremidade (toda a linha). A sobretensão sustentada num terminal (aberto) é 1,017 pu (referida à tensão no outro terminal).

Naturalmente, há também diferenças importantes entre esta linha muito longa (no exemplo com 2550 km) e uma linha curta. Nomeadamente, a tensão ao longo da linha é bastante sensível à potência transmitida, e, na região central da linha, é aproximadamente proporcional à potência transmitida. Por este motivo, esta solução é particularmente “simples” para uma conexão basicamente “ponto a ponto” (com eventuais pontos de conexão adicionais na vizinhança das extremidades, a distâncias da ordem de 10^2 km, com algumas precauções simples). Para outros tipos de pontos de ligação adicionais, este tipo de solução impõe medidas adicionais não tão simples, por exemplo baseadas em dispositivos tipo FACTS (*Flexible AC Transmission Systems*), cuja discussão está fora do escopo deste artigo.

Na Fig. 10 indica-se, esquematicamente, a posição dos cabos de fase (doze cabos por feixe de fase) e cabos pára-raios, na linha tomada como exemplo, e, na Fig. 11, um dos tipos de estrutura analisados.

Nas Figs. 13 e 14 representa-se, esquematicamente, vistas tridimensionais da estrutura do exemplo da Fig. 11 e dos cabos da linha na vizinhança da estrutura.

A estrutura deste exemplo é formada por uma viga horizontal, em que estão suspensos os cabos pára-raios e as cadeias de isoladores, articulada a dois mastros (articulados também na sua ligação ao solo), e quatro estais. Foram também analisados diversos outros tipos de estruturas, com diversos graus de pormenor. Em algumas delas, a viga é substituída por cabos de aço. Noutras, o número de mastros é

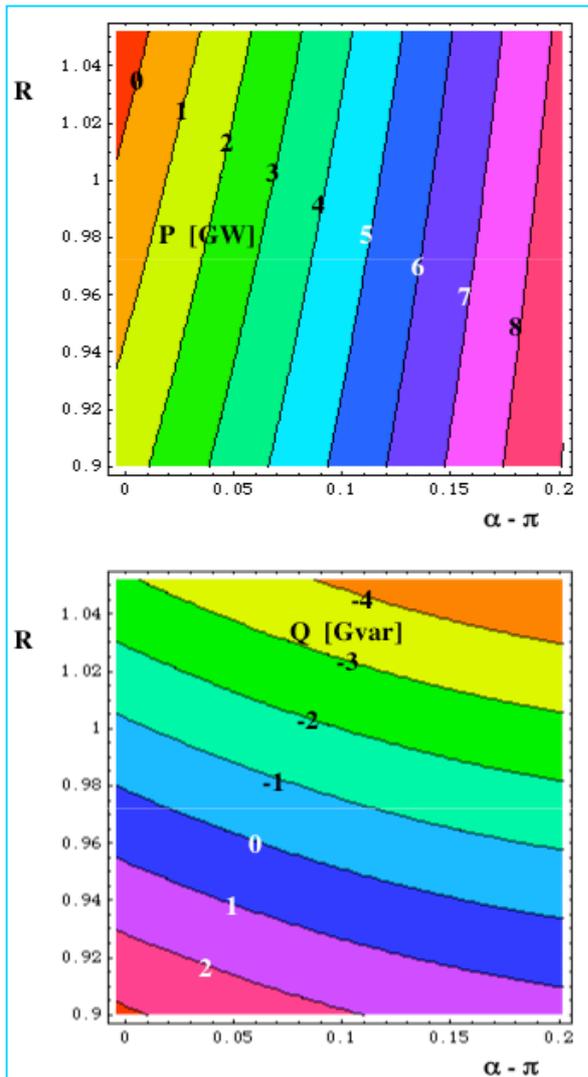


Fig. 8 – Potência, P (em GW), e potência reativa, Q (em Gvar), no terminal 1 da linha, com tensão $U_1 = 1000$ kV, em função da defasagem, α , e da relação, R , entre módulos, das tensões nos terminais 2 e 1 .

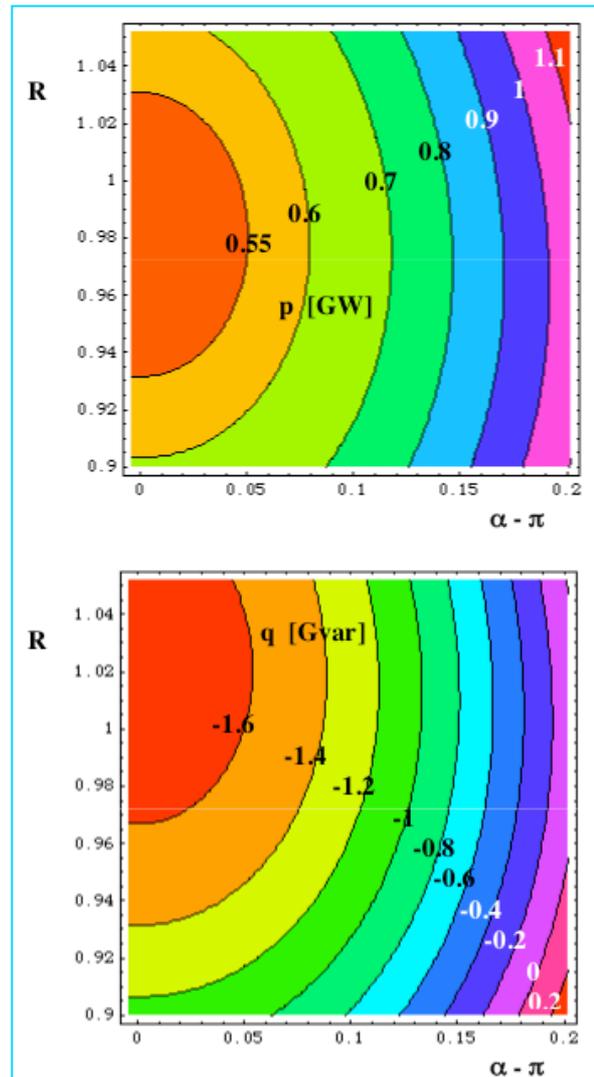


Fig. 9 – Perdas, p (in GW), e consumo de potência reativa, q (in Gvar), da linha, com tensão $U_1 = 1000$ kV, em função da defasagem, α , e da relação, R , entre módulos, das tensões nos terminais 2 e 1 .

aumentado. Noutras, os estais são suprimidos. Uma discussão comparativa de alternativas de estruturas está fora do escopo deste artigo.

Na Fig. 14 representa-se, para um exemplo de dimensões e materiais dos elementos estruturais, as parcelas principais das tensões de compressão e de tração dos elementos principais da viga da Fig. 11.

A geometria da Fig. 11 considera, para “operação elétrica adequada” da linha, e de acordo com as condições aplicáveis de cadeias de isoladores e de elementos complementares (que são muito importantes, nomeadamente para obter distribuição tridimensional adequada do campo elétrico), uma velocidade máxima equivalente do vento incidente nos cabos da ordem de 110 km/h (incorporando os efeitos resultantes de “velocidade nominal do vento”, distribuição espacial e temporal da velocidade do vento, influência da distância ao solo, exposição ao vento, fator de resposta a rajada). Para efeitos mecânicos, a geometria da Fig. 11 é adequada para eventual velocidade de vento mais elevada, como mostrado na Fig. 14, no que respeita a tensões mecânicas na viga resultantes de incidência de vento nos condutores. A escolha do material do aço estrutural e das dimensões pormenorizadas dos elementos da viga deve ser feita de acordo com os condicionamentos aplicáveis. Existe também alguma flexibilidade quanto aos limites de vento para gama de “operação elétrica adequada” da linha, recorrendo a pequenas alterações na geometria da viga e eventuais complementos mecânicos.

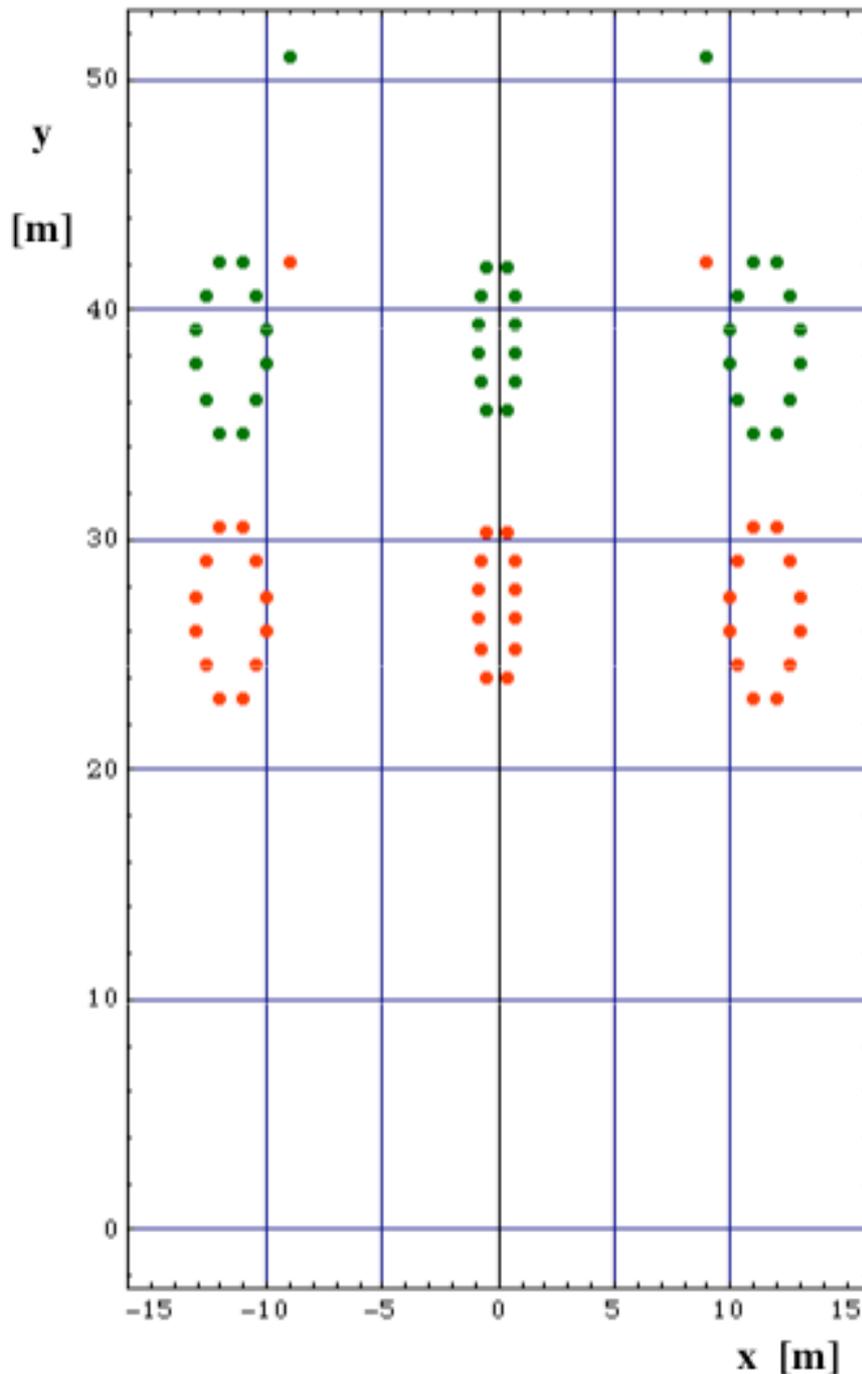


Fig. 10 – Posição dos cabos de fase (doze cabos por feixe de uma fase) e cabos pára-raios, na linha considerada como exemplo, para cabos a 25 °C, num vão de 500 m, em solo plano, sem vento. Posição a meio do vão, representada em vermelho, e próxima das estruturas, em verde. A coordenada x é a distância algébrica ao plano vertical de simetria da linha. A coordenada y é a distância ao solo (supondo solo plano e horizontal).

Condições especiais, nomeadamente relacionadas com conseqüências de ruptura de feixes, ou de estais, ou efeito da falha de uma estrutura nas estruturas vizinhas, devem ser analisadas de acordo com as condições específicas. A geometria básica da Fig. 11 tem flexibilidade razoável para ser eventualmente ajustada, por forma a considerar variantes deste tipo de problemas.

Nas Figs. 15 e 16 indica-se o campo elétrico e o campo magnético, próximo do solo, a meio do vão. Os valores máximos de \mathbf{E} e de \mathbf{H} são razoavelmente baixos, e menores que os campos originados por numerosas linhas de menores níveis de tensão, no Brasil e em diversos outros países.

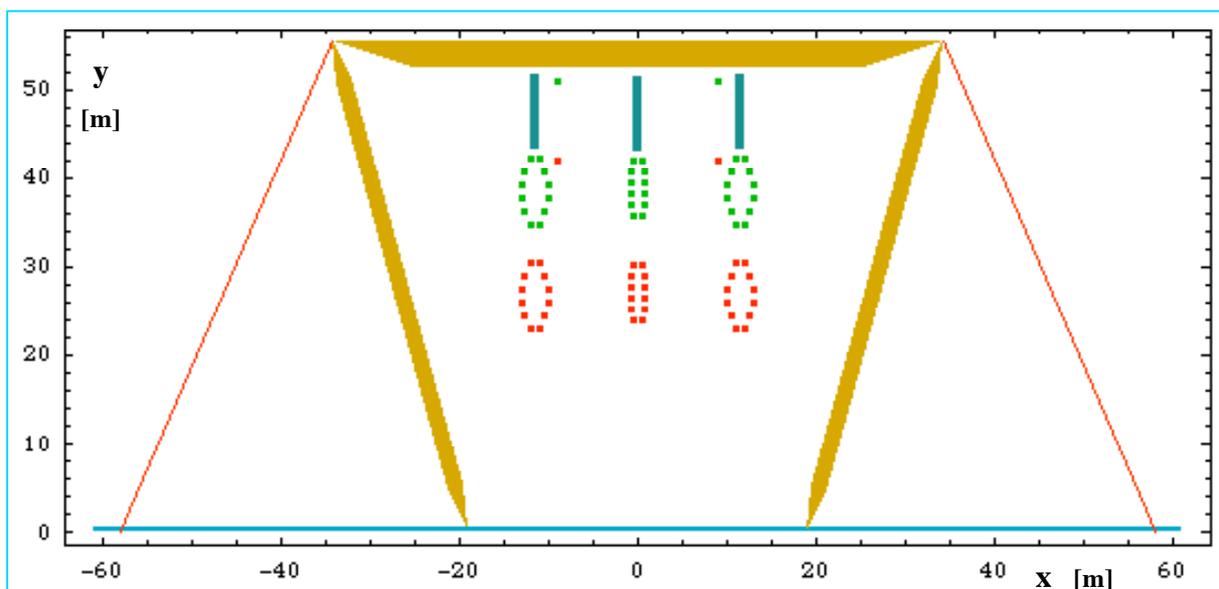


Fig. 11 – Alternativa de estrutura estaiada, e posição dos cabos de fase (doze cabos por feixe de fase) e cabos pára-raios, para o exemplo de linha considerado, para cabos a 25 °C, num vão de 500 m, em solo plano, sem vento. A posição a meio do vão é representada em vermelho e, junto das estruturas, em verde.

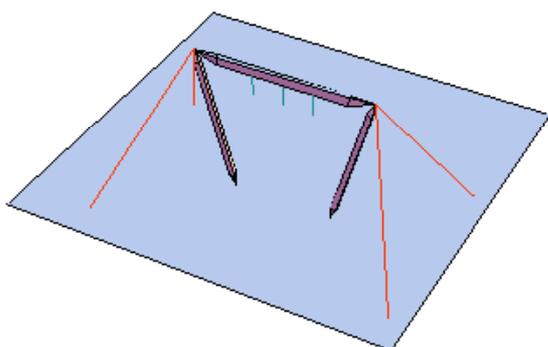


Fig. 12 – Vista tridimensional esquemática da estrutura do exemplo da Fig. 11.

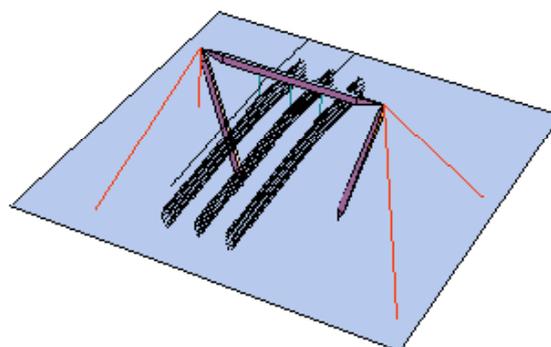


Fig. 13 – Vista tridimensional esquemática da estrutura do exemplo da Fig. 11 e dos cabos da linha na vizinhança da estrutura.

Um aspecto interessante deste tipo de solução é a redução do impacto ambiental, em comparação com linhas de transmissão tradicionais. Nomeadamente:

- A ocupação do solo, em termos de faixa de passagem, é muito menor.
- Excepto para árvores altas, é possível manter vegetação na área da faixa de passagem, assegurando a continuidade. Nomeadamente, na floresta amazônica, a supressão completa da vegetação na faixa de passagem tem impacto ambiental considerável, que é importante evitar.

Está fora do escopo deste artigo a discussão de todos os aspectos do comportamento elétrico e mecânico deste tipo de solução, que tem sido estudado por forma a validá-lo como alternativa conveniente e potencialmente ótima para diversas condições reais de transmissão a longa distância, incluindo os novos troncos de transmissão a longa distância adequados para expansão da rede elétrica brasileira a curto e médio prazo. Por este motivo, escolhemos e apresentamos resumidamente alguns resultados, ilustrando alguns aspectos importantes do comportamento da linha escolhida como exemplo.

O primeiro exemplo refere-se a sobretensões de manobra. Para separar e caracterizar o comportamento fundamental da linha, evitando a influência do comportamento transitório da rede, considera-se a linha energizada a partir de um barramento infinito, com o terminal oposto aberto e com fechamento simultâneo das três fases. Os resultados estão apresentados nas Figs. 17, 18 e 19.

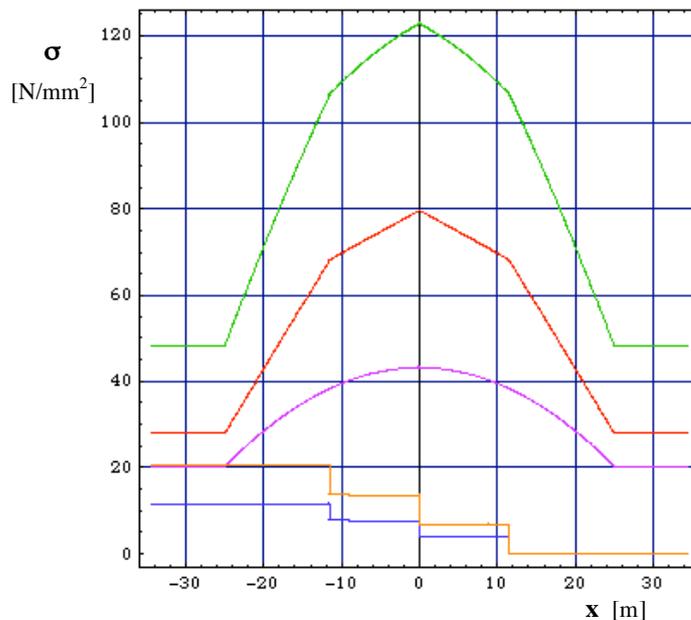


Fig. 14 – Valores máximos, σ , de tensão (quer tensão de tração, quer tensão de compressão) dos elementos estruturais principais, em L, da viga da Fig. 11, num exemplo específico (para a geometria envolvente representada na Fig. 11), para solo horizontal e vão de 500 m, em função da coordenada x . O cálculo foi feito considerando algumas hipóteses simplificativas, cujos resultados têm uma pequena margem de erro e podem ser um pouco superiores aos que seriam obtidos com cálculo mais rigoroso.

As curvas em vermelho e violeta representam, respectivamente, as parcelas de σ associadas ao peso dos cabos e ao peso da viga. A curva em verde representa a soma destas duas parcelas. Excepto para eventuais hipóteses severas associadas a ruptura de feixes de fase, estas tensões representam os principais esforços mecânicos na viga.

As curvas em azul e laranja representam a tensão de tração dos elementos estruturais principais, em L, da viga, originada pela força do vento nos cabos da linha, para vento horizontal perpendicular à linha, para velocidade do vento incidente nos cabos da linha, respectivamente, 120 km/h e 160 km/h, em condições estacionárias.

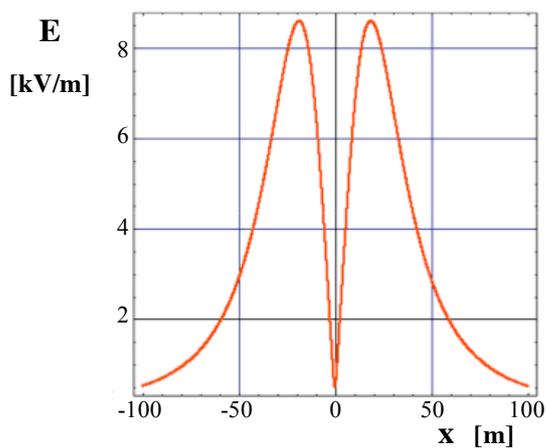


Fig. 15 – Campo elétrico, ao nível do solo, a meio do vão, no exemplo de linha, para cabos a 25 °C, num vão de 500 m, em solo plano horizontal, sem vento.

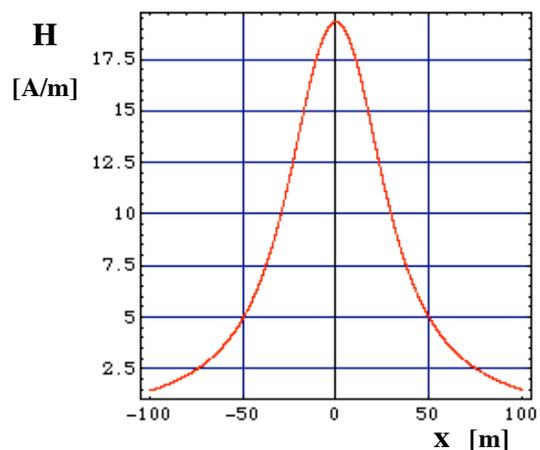


Fig. 16 – Campo magnético, ao nível do solo, a meio do vão, no exemplo de linha, para cabos a 25 °C, num vão de 500 m, em solo plano horizontal, sem vento.

Na Fig. 17 representa-se a tensão aplicada, numa fase, u_{1a} , ligada ao barramento “infinito”, em $t = 0$, e, na Fig. 18, a tensão na outra extremidade, na mesma fase, u_{2a} , sem resistor de pré-inserção no disjuntor. A tensão está expressa em pu da amplitude da tensão de fase no barramento infinito. Na Fig. 19 representa-se a tensão u_{2a} , em hipóteses similares, mas usando resistor de pré-inserção.

Este exemplo mostra que se obtém um valor notavelmente reduzido da sobretensão de manobra, energizando a linha de 2550 km com um procedimento muito simples, com um único disjuntor.

Um segundo exemplo refere-se à possibilidade de assegurar uma elevada probabilidade de extinção da corrente de falta entre uma fase da linha e a terra (ou um ponto da linha ligado à terra, p.e. uma estrutura ou um cabo pára-raios), num tempo razoavelmente curto, sem desligar as fases sãs e permitindo o religamento da fase em que ocorreu a falta, após a extinção do arco.

Pelo menos em regiões com elevada incidência de descargas atmosféricas, como sucede na maior parte do território brasileiro, a grande maioria das faltas nas linha de transmissão está associada a faltas monofásicas originadas por descargas atmosféricas, com formação de arco no ar, entre uma fase e um elemento ligado à terra, nomeadamente uma estrutura ou um cabo pára-raios. Se for assegurada uma probabilidade elevada de extinção do “arco secundário” (arco no ar, no ponto de defeito, após a abertura da fase em que ocorreu o defeito, nas duas extremidades, mantendo ligadas as outras duas fases da linha), e o religamento com sucesso da fase em que ocorreu o defeito, num tempo razoavelmente curto, a perturbação, na rede, é bastante moderada. Caso contrário, a falta impõe a abertura trifásica da linha, e o religamento subsequente, o que é mais severo para a rede, especialmente se a rede não permitir a transferência da potência transmitida pela linha afetada pela falta para outras linhas.

Nas condições usuais de linhas relativamente curtas (comprimento até poucas centenas de quilômetros) este problema é resolvido, frequentemente, com uma escolha adequada dos parâmetros dos reatores de compensação nas extremidades da linha.

Escolhendo corretamente os parâmetros desses reatores, incluindo um eventual reator adicional entre o neutro dos reatores de fase e a terra, e desligando a fase em que ocorreu a falta, nas duas extremidades da linha, ocorre uma redução da corrente no arco no ar no local do defeito, e uma redução da tensão de restabelecimento após a extinção do arco. Em princípio, este procedimento permite a eliminação da falta e o subsequente religamento com sucesso da fase em que ocorreu a falta, sem interrupção das outras duas fases.

Para avaliar corretamente e com pequena margem de erro as condições requeridas para extinção efetiva do arco secundário, há que considerar:

- O comportamento não linear do arco, modelado com rigor aceitável, para fenômenos lentos e rápidos.
- A interação dinâmica entre o arco e a rede, num largo espectro de frequência.
- A variação do comprimento do arco em função do tempo, devido ao vento e à convecção térmica e incluindo os efeitos de fenômenos do tipo turbulência no plasma do arco e no ar.

Para linhas relativamente curtas, para as quais é fácil assegurar corrente de arco secundário bastante reduzida e tensão de restabelecimento bastante reduzida, pode ser aceitável considerar um procedimento simplificado para “assegurar” a extinção do arco secundário, com hipóteses simplificadas quanto a modelagem do arco, o que implica numa margem de erro elevada quanto às condições limites para extinção efetiva do arco secundário.

Para linhas muito longas, com compensação reativa nula ou muito reduzida, o procedimento citado acima, usado para linhas relativamente curtas, e as eventuais hipóteses simplificativas acima mencionadas, não são adequados. É necessário escolher procedimentos diferentes para obter probabilidade elevada de extinção do arco secundário, considerando as características específicas das linhas longas e uma modelagem do arco razoavelmente rigorosa.

Em linhas e troncos de transmissão muito longos, do tipo apresentado neste artigo, é importante assegurar, no caso de faltas monofásicas, a possibilidade de abertura e religamento monofásico, com probabilidade elevada de extinção do arco secundário durante a abertura.

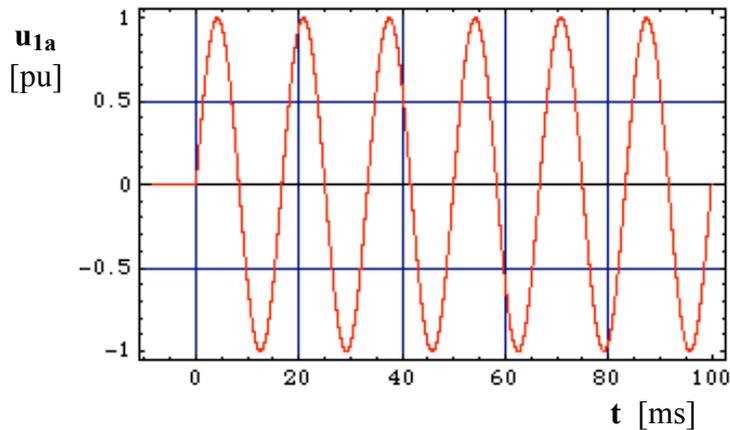


Fig. 17 – Tensão aplicada, numa fase do terminal **1**, u_{1a} , sendo a linha chaveada, nesse terminal, ao barramento “infinito”, em $t = 0$, em pu da amplitude da tensão de fase no barramento infinito, \hat{U} .

Para tensão no barramento igual ao valor nominal 1 MV, tem-se

$$\hat{U} = \sqrt{2/3} \cdot 1 \text{ MV} = 816.5 \text{ kV}.$$

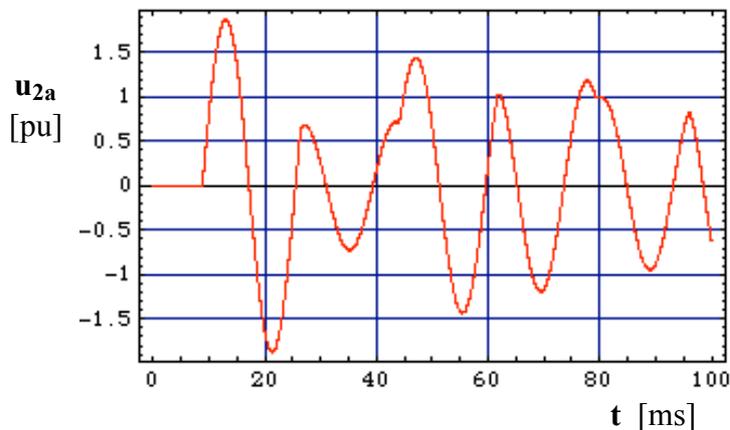


Fig. 18 – Tensão transitória, u_{2a} , na mesma fase, na outra extremidade da linha, sem resistor de pré-inserção no disjuntor manobrado, e sem pára-raios no terminal **2**. O valor máximo de $|u_{2a}|$ é 1,88 pu. A amplitude da tensão a frequência industrial no terminal **2**, em vazio, é 1,017 vezes a amplitude da tensão no terminal **1**.

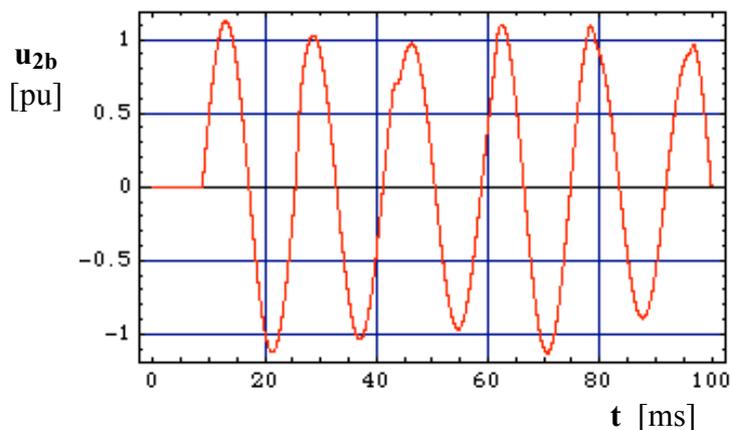


Fig. 19 – Tensão transitória, u_{2b} , na mesma fase, na outra extremidade da linha, com resistor de pré-inserção de $77,5 \Omega$ no disjuntor manobrado, ligado durante 1 período (16,7 ms). O valor máximo de $|u_{2b}|$ é 1,13 pu (923 kV para tensão nominal no terminal **1**). A amplitude da tensão a frequência industrial no terminal **2**, em vazio, é 1,017 vezes a amplitude da tensão no terminal **1**.

Para tensão nominal no barramento (1 MV) a energia dissipada no resistor de pré-inserção é 11,5 MJ.

Não é viável apresentar em pormenor, dentro do escopo deste artigo, metodologias e procedimentos que assegurem probabilidade elevada de extinção do arco secundário. Discute-se, apenas, alguns aspectos básicos da extinção do arco secundário e apresenta-se alguns resultados de simulação, obtidos com hipóteses muito simples. As condições dos exemplos foram escolhidas por forma a enfatizar aspectos ligados à linha, evitando influência importante de peculiaridades não relacionadas com a linha nem com o tronco de transmissão.

Supõe-se a linha considerada como exemplo ligada a dois barramentos infinitos, com tensão balanceada 1000 kV, 60 Hz, com uma diferença de fase α . Escolheu-se um ponto P da linha com comportamento desfavorável quanto a corrente de curto-circuito, I , e tensão de restabelecimento, U , ambas expressas pela respectiva componente de frequência industrial e expressas, nos gráficos das Figs. 20 a 22, pelo valor quadrático médio. O valor de I indicado nos gráficos foi calculado desprezando a tensão entre terminais do arco no ar.

Na Fig. 20 representa-se I e U , em função de α , com a linha ligada aos barramentos infinitos nas três fases. Independentemente da modelagem detalhada do arco, conclui-se facilmente que, nestas condições (sem abertura monofásica), a corrente de defeito não tem probabilidade significativa de extinção, num tempo razoavelmente curto.

Na Fig. 21 representa-se I e U , em função de α , com os disjuntores das duas extremidades da linha abertos na fase com defeito e ligados nas outras duas fases. Quer I , quer U , são muito menores que nas condições da Fig. 20, mas são ainda excessivamente elevadas para assegurar uma probabilidade significativa de extinção do arco, num tempo razoavelmente curto. Todavia, é provável que haja uma probabilidade não desprezável de extinção do arco, mas com uma duração excessiva do mesmo, quanto a aspectos relevantes do comportamento do sistema de transmissão afetados por essa duração.

Na Fig. 22 representa-se I e U , em função de α , com as extremidades da linha, na fase em que ocorreu a falta, desligadas dos barramentos e ligadas a circuitos auxiliares para extinção da corrente de arco secundário, e com as outras duas fases ligadas aos barramentos. Neste exemplo, os circuitos auxiliares, com concepção do tipo FACTS (“*Flexible AC Transmission System*”), atuam como fontes de tensão-corrente nas extremidades da fase em falta. Os respectivos parâmetros de controle são definidos a partir da localização da falta, como determinada pelo sistema de proteção da linha, e das correntes e tensões na extremidade da linha em que o sistema auxiliar está instalado. Quer I , quer U , são bastante reduzidas e certamente asseguram uma probabilidade elevada de extinção do arco, num tempo curto. Este resultado mostra que é factível obter a extinção do arco secundário para o tronco de transmissão de 2550 km apresentado neste artigo como exemplo. Todavia, os resultados obtidos nas condições da Fig. 22 mostram valores desnecessariamente baixos de I e de U . Este fato indica que os sistemas auxiliares para extinção do arco considerados para os resultados indicados na Fig. 22 não estão, porventura, completamente otimizados e que, muito provavelmente, podem ser adotadas soluções mais simples.

Encontrou-se uma solução mais simples para os sistemas auxiliares para extinção de arco. Essa solução considera o comportamento físico do arco e a sua interação com a rede, vista dos terminais do arco, e baseia-se em sistemas auxiliares que atuam como fontes de tensão-corrente, nas extremidades da fase em que ocorre a falta, que não se baseiam, fundamentalmente, em efeitos a frequência industrial. A discussão deste tipo de solução envolve aspectos diferentes dos apresentados acima e está fora do escopo deste artigo.

Deve-se esclarecer que, nos resultados e exemplos apresentados, se tomou diversas precauções no sentido de evitar o risco de efeitos colaterais, em aspectos que não foram avaliados com as precauções sistemáticas consideradas necessárias para validação. Quanto a algumas dessas precauções, consideramos que há elevada probabilidade de que uma análise de validação mais completa mostre que algumas das precauções adotadas podem pelo menos ser relaxadas, em sentido quantitativo. Se esta possibilidade for confirmada, pode obter-se vantagens adicionais com a solução apresentada para transmissão a longa distância. Bastará alterar os limites de precaução, mantendo a mesma metodologia. Apresenta-se, brevemente, dois exemplos.

Um exemplo está relacionado com os condicionamentos de simetria dos feixes de fase, que foram adotados para reduzir os riscos de problemas mecânicos associados com modos de vibração e efeito do vento relacionados com acessórios mecânicos das cadeias de isoladores e com conexões das cadeias aos feixes, espaçadores dos feixes e amortecedores. Embora estes problemas não apresentem dificuldades especiais, alguns deles podem não estar cobertos pelo projeto, especificação e procedimento de ensaio tradicionais dos materiais envolvidos. Por este motivo, o assunto deve ser examinado com cuidado.

Uma avaliação preliminar mostra que a eliminação dos condicionamentos de simetria, mantendo os limites globais aproximados dos feixes, e alguns outros condicionamentos, permitiria “alguns por cento” de aumento da potência característica da linha (que define o limite de potência transmitida a distância muito longa) e uma redução de alguns por cento das perdas na linha, praticamente sem aumento do custo da linha. Portanto, justifica-se estudar, com o devido cuidado, eventuais medidas e precauções adequadas para validação das alterações indicadas acima a respeito dos condicionamentos de simetria.

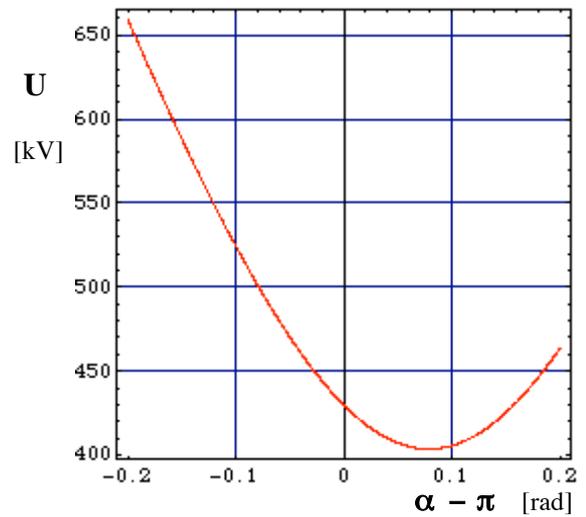
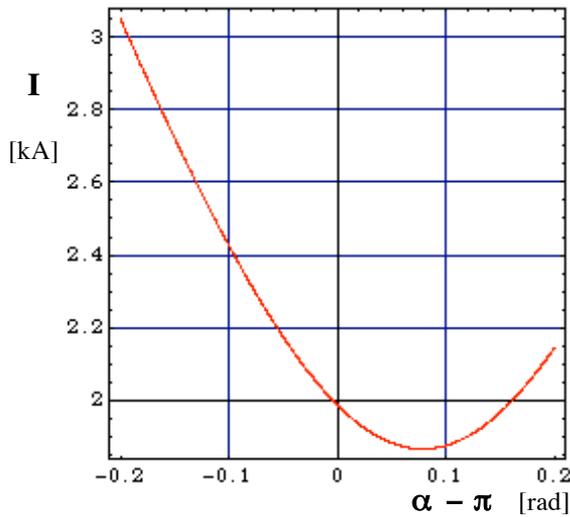


Fig. 20 - Curto-circuito monofásico na linha, no ponto P , fase **a**. Disjuntores fechados, em todas as fases, nas duas extremidades da linha.

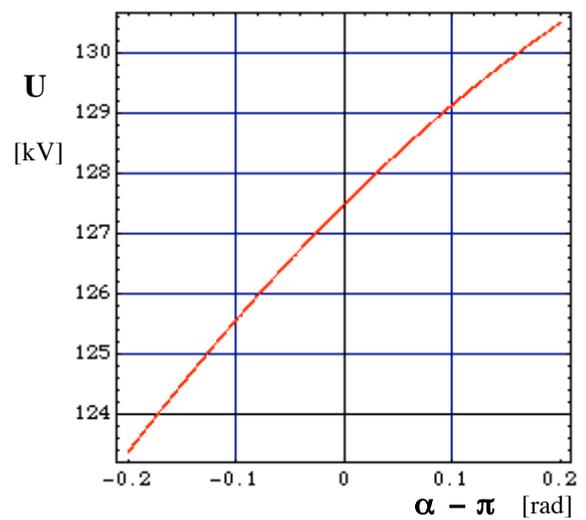
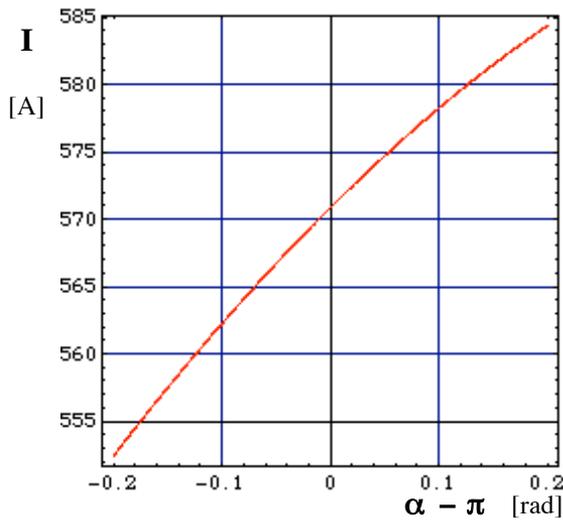


Fig. 21 - Curto-circuito monofásico na linha, no ponto P , fase **a**. Disjuntores abertos, na fase **a**, nas duas extremidades da linha, e fechados nas outras duas fases.

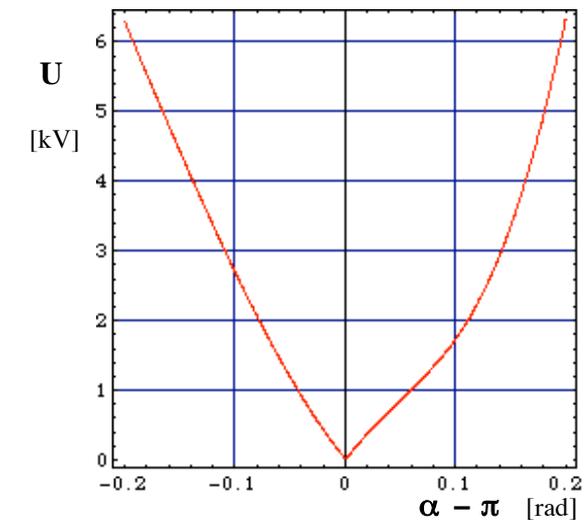
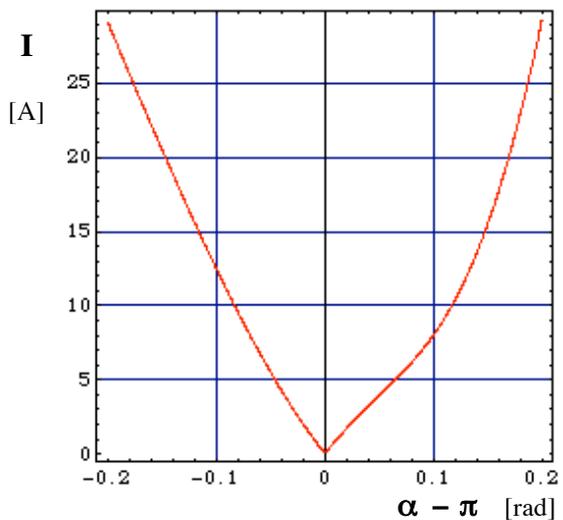


Fig. 22 - Curto-circuito monofásico na linha, no ponto P , fase **a**. Disjuntores abertos, na fase **a**, nas duas extremidades da linha, e fechados nas outras duas fases. Circuitos auxiliares para extinção da corrente de arco secundário ligados, na fase **a**, nas duas extremidades da linha.

O outro exemplo está relacionado com o tipo de cabos. Nos exemplos apresentados considerou-se, para os feixes de fase, cabo “tradicional” de alumínio com reforço de aço, ACSR, escolhido dentro das séries internacionais usuais. Há algumas séries especiais que podem ter algumas vantagens. Por exemplo, cabos baseados em fios com seção trapezoidal ou em Z, e cabos com superfície externa de forma especial, por exemplo com sulcos. Em princípio, a metodologia apresentada aplica-se a qualquer tipo de cabos. Naturalmente, é necessário considerar as características efetivas de cada tipo, para os diversos aspectos elétricos, térmicos e mecânicos (incluindo efeitos do vento) que afetam o comportamento, condicionamentos e requisitos da linha, incluindo influência noutros elementos da linha e otimização conjunta.

Um aspecto que pode ter interesse é o uso de cabos baseados em fios com seção trapezoidal ou em Z, ou de cabos com superfície externa de forma especial, por exemplo com sulcos. A possível redução da força do vento, em relação a cabos convencionais, pode permitir uma redução significativa do balanço de condutores e cadeias de isoladores e uma redução significativa das forças longitudinais nos cabos e das forças horizontais nas estruturas. Em princípio, é conveniente alguma análise de validação no que respeita a alguns problemas que frequentemente não são bem avaliados, em relação a vibração e amortecimento e a interação com espaçadores e amortecedores. É também conveniente alguma avaliação de custo no caso de cabos de tipos menos comuns.

4 – RESULTADOS EXEMPLIFICATIVOS PARA UMA LINHA TRIFÁSICA DE 800 kV, 2550 km, COM POTÊNCIA CARACTERÍSTICA $P_c = 4,8$ GW

Neste item 4 apresenta-se alguns resultados ilustrativos, incluindo alguns aspectos complementares do que é tratado no item 3, para outro exemplo, de uma linha trifásica de 800 kV, 2550 km, com $P_c = 4,8$ GW, sem compensação reativa, também manobrada (toda a linha) de uma extremidade. O respectivo comportamento é similar ao do exemplo de 1000 kV (em relação à potência característica aplicável). A comparação do exemplo deste item 4 com o exemplo apresentado no item 3 evidencia, por um lado, a flexibilidade do ajuste de parâmetros das linhas LNC, e, por outro lado o carácter robusto das propriedades destas linhas, que resulta da concepção física básica e não de pormenores construtivos específicos.

Na Fig. 23 indica-se a posição dos cabos de fase (oito cabos por feixe de fase) e cabos pára-raios.

Na Fig. 24 indica-se o campo elétrico, ao nível do solo, a meio do vão.

Na Fig. 25 indica-se a potência, P (em GW), e a potência reativa, Q (em Gvar), no terminal 1 da linha, com tensão $U_1 = 800$ kV, em função da defasagem, α , e da relação, R , entre módulos, das tensões nos terminais 2 e 1.

A sobretensão sustentada num terminal, aberto, é 1,015 pu (referida à tensão no outro terminal).

Para este exemplo, representa-se, esquematicamente, nas Figs. 26 a 28, e 29 a 31, três exemplos de estruturas, nomeadamente:

- Estrutura estaiada similar ao exemplo de estrutura mostrado no exemplo de linha de 1000 kV, no item 3 (Figs. 11 a 13).
- Uma estrutura do tipo “*chainette*” “clássico”.
- Uma estrutura do tipo “*cross-rop*e” (CCRS – “*compact cross-rop*e *suspension*”), que é uma versão simplificada da estrutura de tipo “*chainette*”.

Estes tipos de estruturas, e outros tipos, não representados neste artigo, são potencialmente interessantes e merecem ser considerados para um espectro significativo de condicionamentos de projeto. Naturalmente, cada tipo de estrutura tem características específicas, que devem ser devidamente consideradas. Por exemplo, no tipo “*cross-rop*e”, para ventos fortes, os “pontos” de ligação das cadeias de isoladores aos cabos da estrutura têm deslocamentos horizontais e verticais significativos, diferentes para os feixes das três fases. Esse comportamento pode “excitar” modos de vibração específicos, e há que tomar precauções, p.e. quanto a amortecedores e espaçadores e características mecânicas dos materiais afetados pelas vibrações, no sentido de evitar amplitude de vibração elevada e envelhecimento excessivo de materiais, devido a “frequências” de ressonância com pequeno amortecimento.

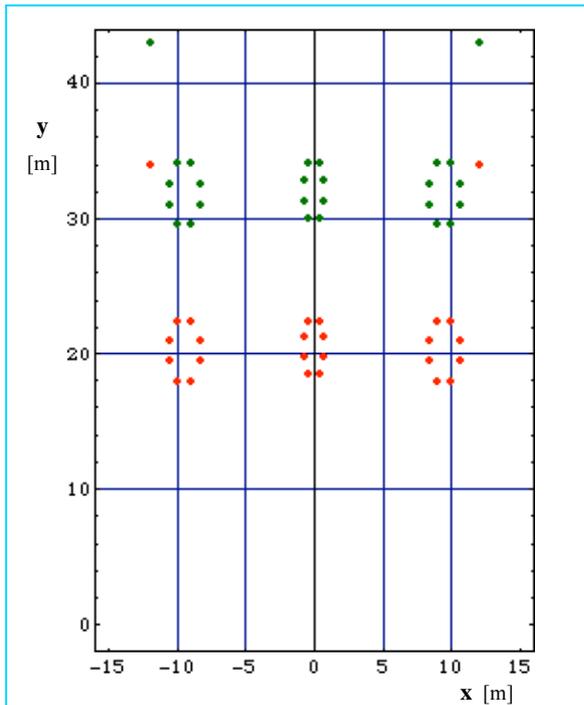


Fig. 23 – Posição dos cabos de fase (oito cabos por feixe de fase) e cabos pára-raios, na linha considerada como exemplo, para cabos a 25 °C, num vão de 500 m, em solo plano, sem vento. Posição a meio do vão, representada em vermelho, e próximo das estruturas, em verde. A coordenada x é a distância algébrica ao plano vertical de simetria da linha. A coordenada y é a distância ao solo (supondo solo plano e horizontal).

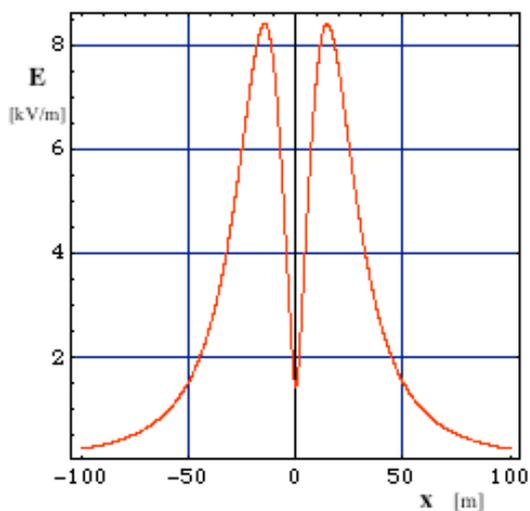


Fig. 24 – Campo elétrico, ao nível do solo, a meio do vão, no exemplo de linha, para cabos a 25 °C, num vão de 500 m, em solo plano horizontal, sem vento.

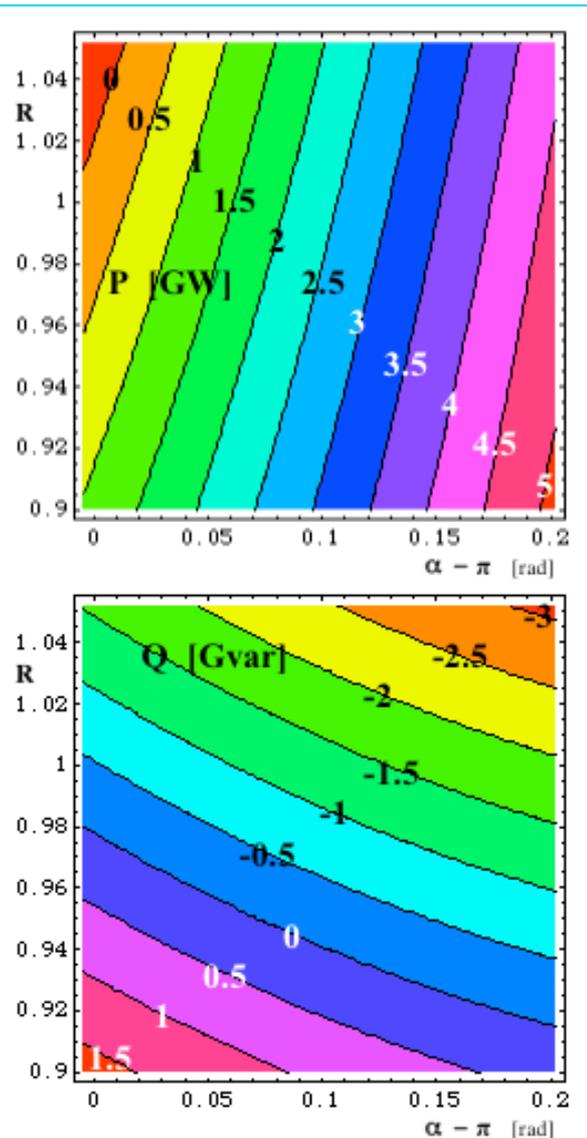


Fig. 25 – Potência, P (em GW), e potência reativa, Q (em Gvar), no terminal 1 da linha, com tensão $U_1 = 800$ kV, em função da defasagem, α , e da relação, R , entre módulos, das tensões nos terminais 2 e 1 .

Na comparação de tipos de estruturas, no Brasil, são importantes as condições de vento pertinentes, a confiabilidade da informação disponível, inclusivamente quanto a modelagem estatística, os critérios de risco e condicionamentos de consequências de possíveis ocorrências anômalas, p.e. vento mais severo que hipóteses de projeto, quebra de cadeias de isoladores, ruptura de feixes de fase, colapso ou queda de estruturas, vandalismo. Noutros países, podem ser também importantes outras condições anômalas, p.e. situações imprevistas relativas a temperaturas muito baixas, acumulação de gelo, tremores de terra, terrorismo.

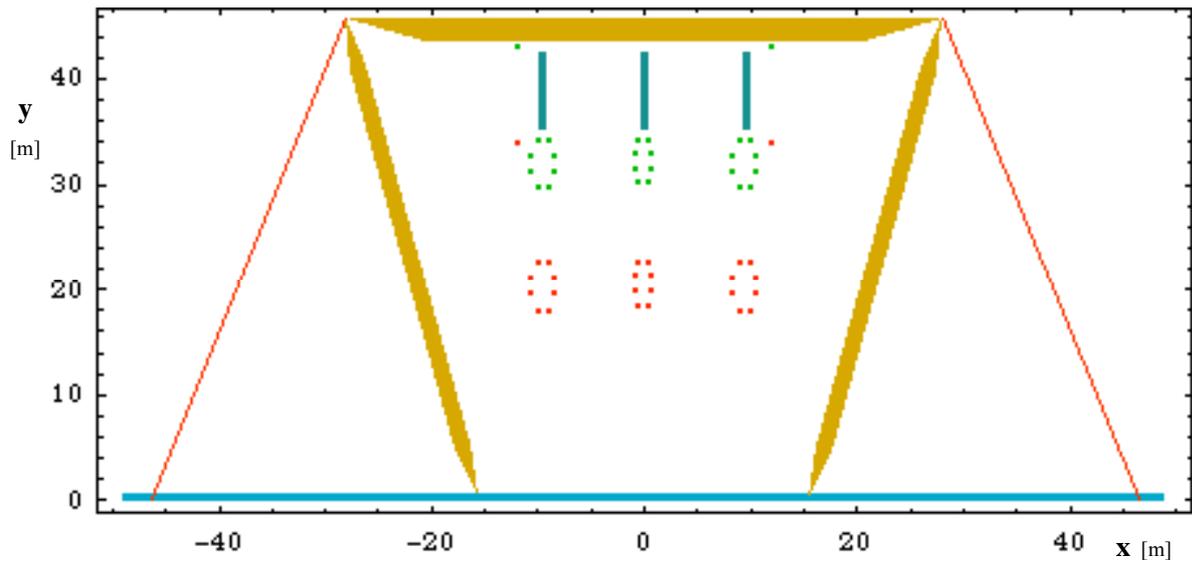


Fig. 26 – Alternativa de estrutura estaiada, e posição dos cabos de fase (oito cabos por feixe de fase) e cabos pára-raios, para o exemplo de linha considerado, para cabos a 25 °C, num vão de 500 m, em solo plano, sem vento.

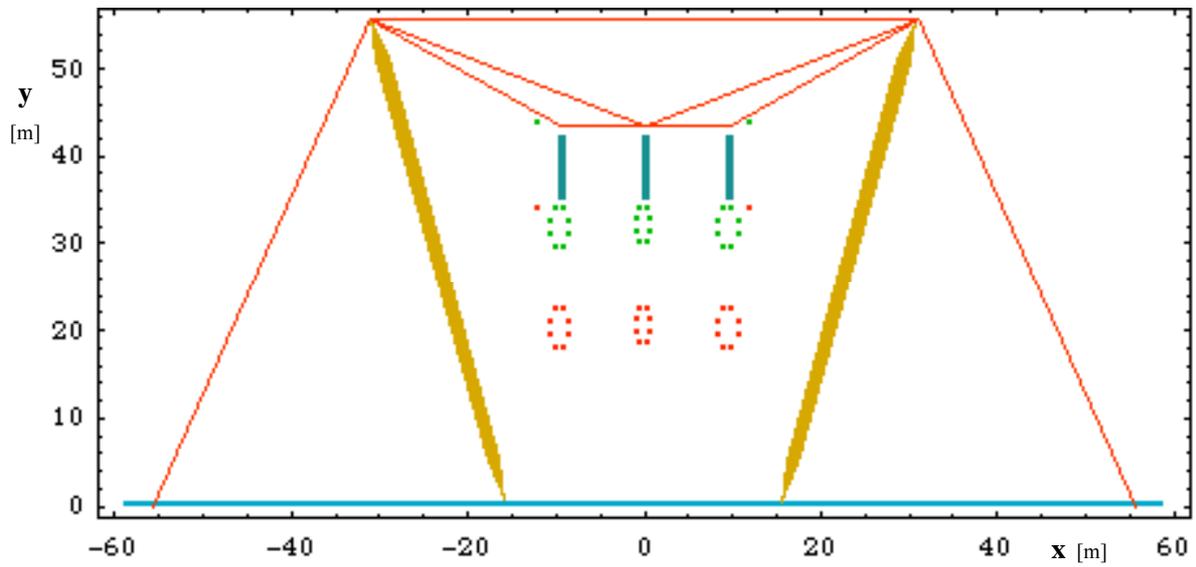


Fig. 27 – Estrutura tipo “chainette”.

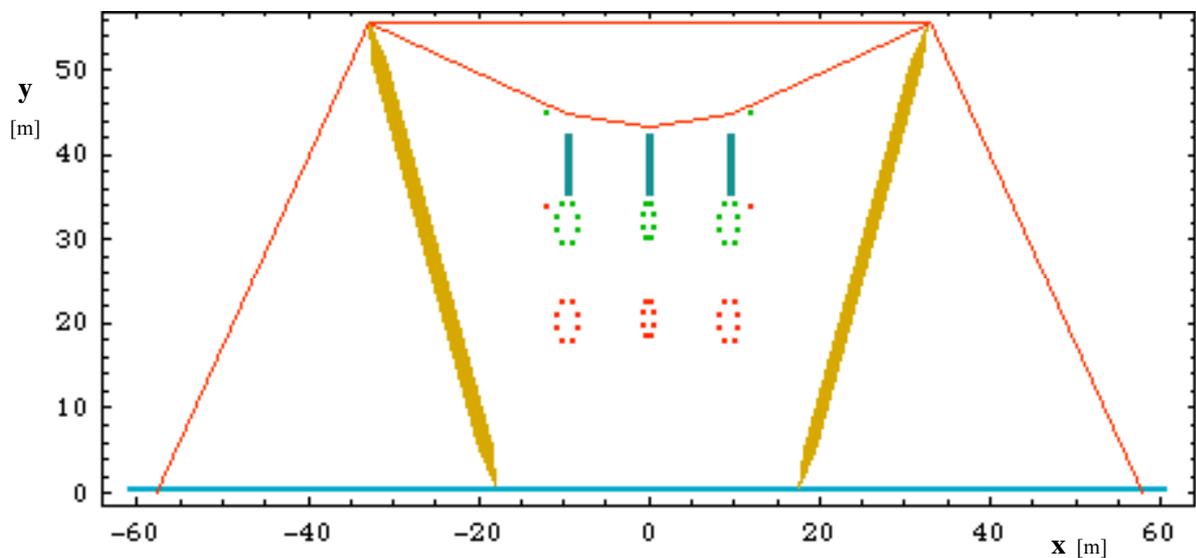


Fig. 28 – Estrutura tipo “cross-rope”.

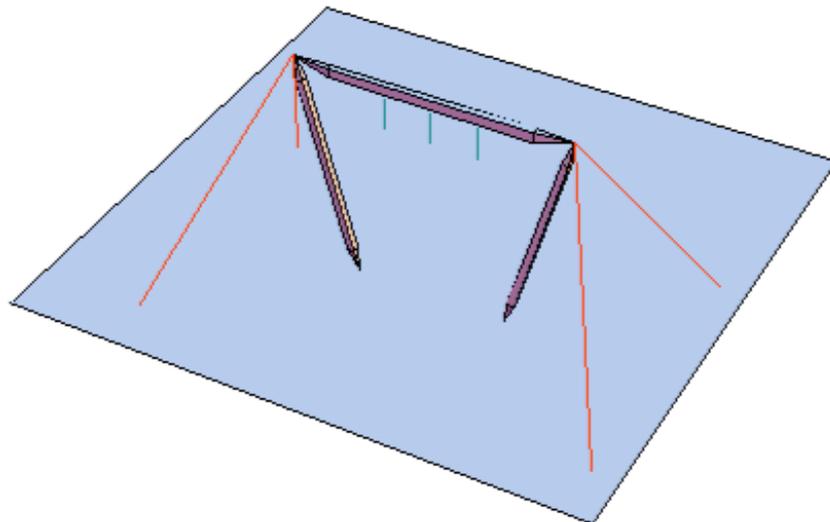


Fig. 29 – Representação tridimensional da estrutura da Fig. 26 (estaiada).

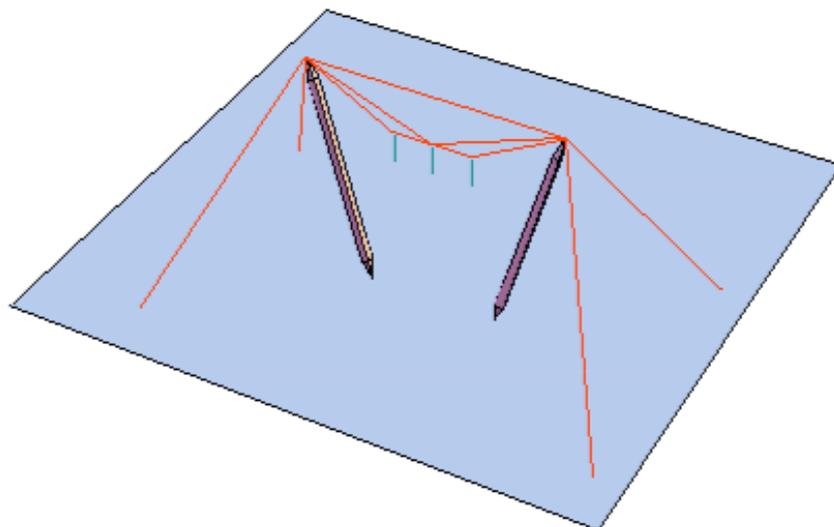


Fig. 30 – Representação tridimensional da estrutura da Fig. 27 (“chainette”).

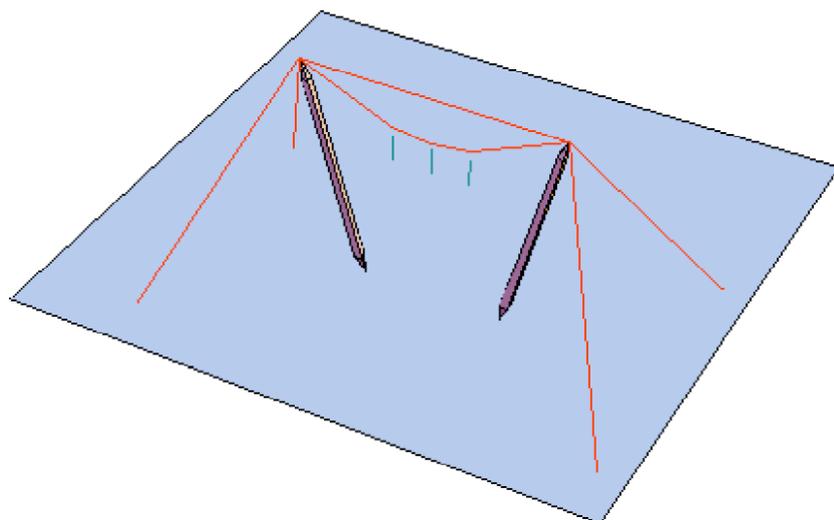


Fig. 31 – Representação tridimensional da estrutura da Fig. 28 (“cross-rope”).

Devido a diversos “efeitos” considerados nos critérios de projeto quanto a vento, e com o objetivo de identificar claramente a severidade das condições de vento, para comparação de projetos, escolhemos, como parâmetro do critério de vento considerado, a velocidade média equivalente, V , incidente nos

cabos, em regime estacionário (incorporando os efeitos resultantes de “velocidade nominal do vento”, distribuição espacial e temporal do vento, influência da distância ao solo, exposição à velocidade do vento, fator de resposta a rajada). Para vários projetos de linha importantes, no Brasil, para “operação elétrica adequada” da linha, e de acordo com condições aplicáveis de cadeias de isoladores e elementos complementares, considerou-se V da ordem de 110 km/h. Os três exemplos de estrutura representados nas Figs. 26 a 31 satisfazem a esse condicionamento.

5 – ASPECTOS DE CUSTO DOS SISTEMAS DE TRANSMISSÃO APRESENTADOS

Apresenta-se agora alguns breves comentários sobre aspectos de custo dos sistemas de transmissão não convencionais apresentados neste artigo.

A indicação de custos absolutos específicos, num contexto geral, teria uma elevada margem de erro, devido aos muitos aspectos que envolvem o “custo indicado” e são, em grande parte, independentes de do custo técnico efetivo, de acordo com um conjunto objetivo de condições claras. Por este motivo, apresenta-se apenas alguns custos relativos aproximados, tomando como base alguns troncos de transmissão recentes de cerca de 1000 km, com potência transmitida máxima 1 GW, baseados em sistemas de transmissão “convencionais” para comprimentos da ordem de poucas centenas de quilômetros, e que implicaram em compensação reativa maciça no tronco de transmissão e nas redes interligadas. Está fora do escopo deste projeto discutir esses projetos, que são referidos apenas porque os mesmos foram objeto de decisões e opções recentes e traduzem o que foi a realidade num contexto específico.

Para esta comparação considera-se como “custo unitário” o “custo técnico” de uma linha (Caso a), com 2550 km, similar a uma linha de um projeto relativamente recente, 500 kV, 1 GW, excluindo subestações intermediárias e compensação reativa ao longo da linha e nas redes interligadas, para permitir a operação da linha. Esse custo foi decomposto nas parcelas representativas, a partir das quais, com base técnica, foram estimados, com critérios idênticos, os custos das linhas apresentadas como exemplo, no item 3 (Caso b), com 2550 km, 1000 kV, 8,6 GW, e no item 4 (Caso c), com 2550 km, 800 kV, 4,8 GW. O resultado está indicado na Tabela 3.

Tabela 3 – Comparação de custo de:

- Sistema de transmissão similar a projeto recente baseado em sistemas convencionais (Caso a).
- Exemplo de sistema de transmissão não convencional de 1000 kV, P = 8,6 GW (Caso b).
- Exemplo de sistema de transmissão não convencional de 800 kV, P = 4,8 GW (Caso c).

Parcela de custo	Custos totais, C			Custos relativos, $c = C / P$			c_b / c_a	c_c / c_a
	C_a (Caso a)	C_b (Caso b)	C_c (Caso c)	c_a (Caso a)	c_b (Caso b)	c_c (Caso c)		
	P=1GW	P=8,6GW	P=4,8GW	P=1GW	P=8,6GW	P=4,8GW		
C_1	1,00	2,56	1,80	1,00	0,298	0,375	0,298	0,375
C_2	0,70	0,00	0,00	0,70	0,000	0,000	0,000	0,000
$C_t=C_1+C_2$	1,70	2,56	1,80	1,70	0,298	0,375	0,175	0,221

C_1 Custo da linha, excluindo subestações intermediárias e compensação reativa ao longo da linha e nas redes interligadas, para permitir a operação da linha.

C_2 Custo de subestações intermediárias e de compensação reativa ao longo da linha e nas redes interligadas, para permitir a operação da linha.

Nas hipóteses da Tabela 3 (para Caso b, apresentado no item 3, e para Caso c, apresentado no item 4):

- Os custos totais dos exemplos apresentados, com capacidades de transmissão 8,6 GW e 4,8 GW, a 2550 km, são apenas cerca de 51 % e de 6 % mais elevados que o custo total de transmissão de um sistema com capacidade de transmissão de 1 GW similar a um sistema de transmissão recente baseado em soluções convencionais (para o mesmo comprimento de linha, nos custos comparados).
- Os custos relativos (por unidade de capacidade de potência transmitida, e para o mesmo comprimento de linha) dos exemplos apresentados:

- São cerca de 30 % e de 38 % do custo relativo da linha de comparação baseada em soluções convencionais (excluindo subestações intermediárias e compensação reativa ao longo da linha e nas redes interligadas, para permitir a operação da linha).
- São cerca de 18 % e de 22 % do custo relativo da linha de comparação baseada em soluções convencionais (incluindo subestações intermediárias e compensação reativa ao longo da linha e nas redes interligadas, para permitir a operação da linha).

De qualquer forma, a solução não convencional apresentada neste artigo permite custos de transmissão a distâncias muito longas (da ordem de 2000 a 3000 km) muito menores que sistemas de transmissão em corrente alternada baseados em soluções desenvolvidas para sistemas de transmissão tradicionais, com distâncias de transmissão de poucas centenas de quilômetros.

6 – CONCLUSÕES

Há diversos casos no Mundo em que o uso de importantes recursos energéticos, interessante sob o ponto de vista estratégico, econômico e de impacto ambiental, impõe uma solução adequada para transmitir uma potência elétrica elevada a distância muito longa, p.e. da ordem de dois a três mil quilômetros.

Um desses casos, muito importante para o Brasil, é a opção natural a médio prazo, para o setor elétrico brasileiro e tratada no artigo, que impõe uma solução adequada para transmitir a maior parte do aumento de energia elétrica gerada a distâncias da ordem de 2500 km. Casos similares ocorrem noutros locais, envolvendo um ou diversos países.

Para obter um sistema de transmissão adequado, deve ser feita uma análise específica, com otimização cuidadosa, global e considerando um ponto de vista de longo prazo. Não é adequado extrapolar soluções desenvolvidas para distâncias médias, da ordem de poucas centenas de quilômetros.

Há dois tipos de soluções potencialmente interessantes:

A- Transmissão em corrente alternada (CA/AC) baseada em linhas de transmissão não convencionais (LNC), e, também, com uma concepção não convencional do tronco de transmissão.

B- Transmissão em corrente contínua (CC/DC).

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 do sistema de transmissão, a distância muito longa, a outros aspectos. Por exemplo, a transmissão, a distâncias relativamente curtas, de potências de menor ordem de grandeza, deve ser tratada ao nível de redes complementares, otimizadas conjuntamente com a rede básica.

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

A comparação correta impõe uma otimização separada dos dois tipos de soluções (**A** e **B**), e uma comparação objetiva e quantitativa dos resultados. Em algumas condições, pode justificar-se uma solução híbrida.

Alguns projetos recentes usaram soluções que correspondem, essencialmente, a adaptar, para distâncias muito longas, troncos de transmissão baseados em linhas de transmissão e compensação complementar “selecionados” para distâncias moderadas, da ordem de 300 a 400 km, com capacidade de transmissão, por tronco, da ordem de 1 GW. Esses projetos não atingem a “dimensão crítica” economicamente adequada para transmissão a distância muito longa, e compatível com o potencial de geração disponível, para a qual a transmissão a distância muito longa é economicamente atrativa. Por outro lado, esses projetos não consideraram a procura de soluções inovadoras otimizadas para a potência e a distância de transmissão envolvidas.

Efetuiu-se estudos de soluções não convencionais, abandonando deliberadamente o critério de escolher soluções similares a linhas e equipamento de compensação usuais, mas considerando critérios muito robustos de validade física, impacto ambiental e otimização do tronco de transmissão. Essa otimização considera, nomeadamente: investimento e custo operacional, incluindo perdas, flexibilidade operacional, adequação para uma larga gama de cenários de longo prazo e confiabilidade.

Nomeadamente, obteve-se soluções muito interessantes, baseadas em troncos de transmissão em corrente alternada, não convencionais, com capacidade de transmissão unitária de 2 GW a 12 GW, sem necessidade de compensação reativa, ou com compensação reativa muito reduzida, e sem necessidade de subestações intermediárias. Esses troncos podem ser energizados e desenergizados manobrando um único disjuntor, com sobretensões moderadas, têm perdas moderadas, muito bom comportamento para variações de carga e estabilidade eletromecânica de redes interligadas, originam campo eletromagnético moderado na vizinhança da linha, têm pequeno impacto ambiental, e têm custos tipicamente muito menores que alguns sistemas de transmissão recentes baseados em soluções convencionais (por exemplo, relação de custos da ordem de 1 : 5 a 1 : 4).

Fez-se, também, uma análise sistemática para detecção de condições potencialmente críticas em soluções não convencionais, condições que podem ser bastante diferentes das condições críticas em sistemas convencionais. Identificou-se, também, procedimentos para limitar eventuais condicionamentos indesejáveis, fazendo uso adequado das características específicas de tais sistemas de transmissão.

No artigo apresenta-se uma discussão das soluções não convencionais em causa, com ênfase em aspectos conceituais e em procedimentos de otimização e validação. Apresenta-se, também, como exemplo, uma gama orientativa de parâmetros básicos de tais soluções, nas gamas de potência e de parâmetros potencialmente interessantes para transmitir energia elétrica da Bacia do Amazonas para as principais regiões consumidoras do Brasil. Usou-se troncos de transmissão de 1000 kV, 2550 km, 8,6 GW, e de 800 kV, 2550 km, 4,8 GW, para alguns exemplos ilustrativos dos sistemas não convencionais estudados. Esses exemplos são representativos dos condicionamentos e requisitos desses sistemas, para aproveitamento do potencial hidroelétrico da Amazônia e para outras eventuais aplicações.

Apresenta-se também uma análise exemplificativa de custos, mostrando que os sistemas de transmissão não convencional apresentados, para distâncias muito longas, têm custos muito menores (relação de custos da ordem de 1 para 5 nas condições dos exemplos, mais precisamente, relação 0,18 para 1 , num dos exemplos, e relação 0,22 para 1 , no outro) que soluções baseadas em simples extrapolação de sistemas de transmissão convencionais. Independentemente de pormenores dos exemplos apresentados, as razões da importante redução de custo são consequência direta da concepção física básica e não resultam de condições específicas dos exemplos.

O artigo não discute a alternativa de transmissão em corrente contínua (CC/DC), cuja análise está fora do seu escopo. Conseqüentemente, está também fora do escopo do artigo uma comparação quantitativa de custos e de outros aspecto relevantes, da solução não convencional apresentada neste artigo com a alternativa CC/DC, para transmissão a distância muito longa.

Como enfatizado neste artigo, as duas soluções (transmissão não convencional em CA/AC, discutida neste artigo, e transmissão CC/DC) têm condicionamentos de otimização bastante diferentes e a sua comparação correta impõe uma otimização separada dos dois tipos de soluções e uma comparação objetiva e quantitativa do resultado. Em algumas condições, pode justificar-se uma solução híbrida.

Todavia, deve esclarecer-se que algumas comparações de alternativas de CA/AC e CC/DC apresentadas em alguns documentos e artigos recentes resultam, na nossa opinião, de uma análise não correta de aspectos conceituais relevantes de alternativas CA/AC adequadas para transmissão a muito longa distância, nomeadamente de alternativas do tipo apresentado neste artigo.

BIBLIOGRAFIA

- [1] Balanço Energético Nacional BEN (Brasil), 2005, Ano Base 2004 – Ministério das Minas e Energia – MME (Brasil), 189 p., 2005
- [2] Atlas de Energia Elétrica do Brasil, 2ª edição – Agência Nacional de Energia Elétrica ANEEL (Brasil), 243 p., 2005
- [3] Censo Demográfico de 2000 (Brasil) – Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística, IBGE, 2004
- [4] Sistema de Informação do Potencial Hidroelétrico Brasileiro – SIPOT, Abril 2003, ELETROBRAS
- [5] Plano Decenal de Expansão de Energia Elétrica 2006-2015 (Brasil) – Ministério das Minas e Energia – MME (Brasil), 378 p., 2006

- [6] C. Portela – Sistema Elétrico Brasileiro – Realidades e Opções – Symposium Prof. Carlos Portela 70 anos, A Ciência na Engenharia Elétrica, 60 p., Dezembro 2005
- [7] C. Portela, M. Tavares – Modeling, Simulation and Optimization of Transmission Lines. Applicability and Limitations of Some Used Procedures – *Transmission and Distribution 2002*, IEEE - PES Society, 38 p., Invited speech, <http://www.ieee/pesTD2002>, São Paulo, Brasil, Março 2002
- [8] C. Portela, M. Aredes – Very Long Distance Transmission – Proceedings 2003 International Conference on AC Power Delivery at Long and Very Long Distances, pp. 385-394, Novosibirsk, Rússia, Setembro 2003
- [9] C. Portela, M. Tavares – A New Methodology to Optimize Large EHV-Transmission System Transient Studies – Proceedings 2003 International Conference on AC Power Delivery at Long and Very Long Distances, pp. 444-454, Novosibirsk, Rússia, Setembro 2003
- [10] M. Aredes, E. Emmerik, R. Dias, C. Portela – Facts Applied to Very Long Distance Transmission Lines – Proceedings 2003 International Conference on AC Power Delivery at Long and Very Long Distances, pp. 395-403, Novosibirsk, Rússia, Setembro 2003
- [11] M. Aredes, E. Sasso, E. Emmerik, R. Dias, C. Portela – The GTO-Controlled Series Capacitor Applied to Half-Wave Length Transmission Lines – Proceedings International Conference on Power Systems Transients (IPST' 2003), pp. 1-6, New Orleans, United States, Setembro/Outubro 2003
- [12] C. Portela, M. Tavares – Six-Phase Transmission Line . Propagation Characteristics and New Three-Phase Representation – IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 8, nº 3, pp. 1470-1483, Julho 1993
- [13] S. Gomes, N. Martins, C. Portela – Computing Small-Signal Stability Boundaries for Large-Scale Power Systems – IEEE Transactions on Power Systems, vol. 18, n. 2 , pp. 747-752, Maio 2003
- [14] S. Gomes, S. Varricchio, N. Martins, C. Portela – Modal Analysis of Electromagnetic Transients in ac Networks Having Long Transmission Lines – IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 20, nº 4, pp. 2623-2630, Outubro 2005
- [15] C. Portela, G. Moreno, M. Tavares – Advantages of Six-Phase Transmission as Compared with Three-Phase Transmission Concerning Environmental Impact – Eighth International Symposium on High Voltage Engineering, ISHVE, Yokohama, Japan, Proceedings, art. 91.04, vol.4, pp. 349-352, Agosto 1993
- [16] C. Portela, M. Tavares, R. Azevedo – A New Line Representation for Transient Studies - Application to a Six-Phase Transmission Line – Eighth International Symposium on High Voltage Engineering, ISHVE, Yokohama, Japan, Proceedings, art. 74.09, vol.4, pp. 245-248, Agosto 1993
- [17] C. Portela – Some Aspects of Very Long Lines Switching – CIGRE SC 13 Colloquium 1995, Florianópolis, art. 2.2, 12 p., Setembro 1995
- [18] C. Portela, S. Gomes – Analysis and Optimization of Non-conventional Transmission Trunks, Considering New Technological Possibilities – VI SEPOPE, Symposium of Specialists in Electric Operational and Expansion Planning, SP-092, pp. 1-6, Salvador, BA, Brasil, Maio 1998
- [19] E. Watanabe, M. Aredes, C. Portela –Electric Energy and Environment: Some Technological Challenges in Brazil – chapter of book Energy and Environment - Technological Challenges for the Future - editors Y. H. Mori, K. Ohnishi - Springer - ISBN 4-431-70293-8 Springer-Verlag, p. 10-40, 2000
- [20] S. Gomes, C. Portela, N. Martins – Detailed Model of Long Transmission Lines for Modal Analysis of ac Networks – Proceedings International Conference on Power Systems Transients (IPST' 2001), pp. 37-42, Rio de Janeiro, Brasil, Junho 2001
- [21] C. Portela – Sistemas de Transmissão Hexafásicos – Características Funcionais e Domínios de Aplicação Potencial – X SNPTEE, Curitiba, Brasil, art. CTBA/GSP/27, 8 p., Outubro 1989
- [22] C. Portela, M. Tavares – Comportamento e Otimização de um Sistema Hexafásico de Transmissão para Operação Normal e Fenômenos Transitórios – XI SNPTEE, Rio de Janeiro, Brasil, art. RJ/GAT/20, 6 p., Outubro 1991
- [23] S. Gomes, C. Portela, C. Fernandes – Princípio e Vantagens Referentes à Utilização de LPNE's e Apresentação de Resultados Comparativos – XIII SNPTEE, Florianópolis, SC, Brasil, art. FL/GLT/23, 6 p., Outubro 1995
- [24] C. Portela – Um Sistema Computacional de Otimização de Linhas de Transmissão Não Convencionais (LNC) – XIV SNPTEE, Belém, Pará, Brasil, 6 p., Outubro 1997
- [25] C. Portela, S. Gomes – Linhas Não Convencionais com Elevada Capacidade de Transmissão – Análise Paramétrica – XV SNPTEE, Foz do Iguaçu, Paraná, Brasil, 6 p., Outubro 1999

- [26] S. Gomes, N. Martins, S. Varricchio, C. Portela - Modal Analysis of Electromagnetic Transients in ac Networks Having Long Transmission Lines – IEEE Transactions on Power Delivery, Volume 20, no. 4, Outubro 2005, pp. 2623-2630
- [27] C. Portela, J.B. Gertrudes, M. Tavares, J. Pissolato. – Earth Conductivity and Permittivity Data Measurement: Influence in Transmission Line Transient Performance – Electric Power System Research, 76 (2006) 907-915, Elsevier, Volume 76, pp. 907-915
- [28] C. Portela – Situação atual e perspectivas do setor elétrico brasileiro - Perturbações e riscos de panaceias salvadoras e de querer controlar sistemas físicos complexos com regras de jogos especulativos– 58th Reunião Anual da SBPC – Simpósio Tecnológico – Controle de Sistemas de Potência – A Energia Elétrica e o Desenvolvimento do Brasil – Florianópolis, SC, Brasil, pp. 1-28, disponível em www.labspot.ufsc.br, 16 a 21 Julho 2006
- [29] C. Portela. – Sobreensões e Coordenação de Isolamento, Vols. I, II, III - Vol. I, 349 p. , Vol. II, 304 p. , Vol. III, 140 p. - edição COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, 1982
- [30] Portela, C. – Regimes Transitórios, Vol. I, II, III, IV - Vol. I, 357 p. , Vol. II, 365 p. , Vol. III, 318 p. , Vol. IV, 280 p. - edição COPPE/UFRJ and ELETROBRÁS, Rio de Janeiro, 1983
- [31] C. Portela – Frequency and Transient Behavior of Grounding Systems, I Physical and Methodological Aspects, II Practical Application Examples - IEEE 1997 International Symposium on Electromagnetic Compatibility, pp. 379-390 - Austin, United States, Agosto 1997
- [32] C. Portela – Soil Electromagnetic Behavior - Ground'98 International Conference on Grounding and Earthing, pp. 53-58 - Belo Horizonte, Brasil, Abril 1998
- [33] C. Portela – Statistical Distribution of Parameters of Lightning Impulses in Antennas, Towers and Buildings - Methodological Aspects - Practical Application Examples - IEEE 1998 International Symposium on Electromagnetic Compatibility, pp. 1018-1023, pp. 259-264 - Denver, United States, Agosto 1998
- [34] C. Portela – Measurement and Modeling of Soil Electromagnetic Behavior - IEEE 1999 International Symposium on Electromagnetic Compatibility, pp. 1004-1009, Seattle, United States, Agosto 1999
- [35] C. Portela – Statistical Aspects of Soil Electromagnetic Behavior in Frequency Domain - Ground'2000 International Conference on Grounding and Earthing, Proceedings, pp. 99-104 - Belo Horizonte, Brasil, Junho 2000
- [36] C. Portela – Grounding Requirements to Assure People and Equipment Safety Against Lightning - IEEE 2000 International Symposium on Electromagnetic Compatibility, pp. 969-974, Washington, DC, United States, Agosto 2000
- [37] C. Portela – Influence in Lightning Effects of Soil Electromagnetic Behavior in Frequency Domain - Proceedings International Conference on Lightning Protection 2002, ICLP 2002, vol. I, pp. 394-399 - Cracow, Poland, Setembro 2002
- [38] C. Portela – Temperature Increase of Grounding Conductors due to Lightning - Proceedings International Conference on Lightning Protection 2002, ICLP 2002, vol. I, pp. 321-326 - Cracow, Poland, Setembro 2002
- [39] C. Portela, M. G. Alvim, A. R. Nobrega – The Importance of Reliable Measurements of Lightning Currents to Electric Power Companies – 2006 19th International Lightning Detection Conference and 1st International Meteorology Conference, Tucson, Arizona, United States, Abril 2006
- [40] C. Portela, M. G. Alvim – Lightning Physics, Measurement And Consequences – Modeling Limitations and Requirements in Engineering Applications, GROUND'2006 and 2nd LPE - International Conference on Grounding and Earthing & 2nd International Conference on Lightning Physics and Effects, Proceedings, p. 109-115, Maceió, Brasil, Novembro, 2006
- [41] C. Portela, M. G. Alvim – Lightning Physics, Measurement And Consequences – Examples of Modeling Limitations and Requirements in Engineering Applications, GROUND'2006 and 2nd LPE - International Conference on Grounding and Earthing & 2nd International Conference on Lightning Physics and Effects, Proceedings, p. 117-122, Maceió, Brasil, Novembro, 2006
- [42] J. Clavio, C. Portela – A Methodology for Electromagnetic Transients Calculation – An Application for the Calculation of Lightning Propagation in Transmission Lines – IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 22, n°. 1, pp. 492-536, Janeiro 2007
- [43] A. Lima, C. Portela – Inclusion of Frequency Dependent Soil Parameters in Transmission Line Modeling – IEEE Transactions on Power Delivery, vol.22, n°. 1, pp. 492-499, Janeiro 2007
- [44] C. Portela, J. Silva, M. Alvim – Non-Conventional AC Solutions Adequate for Very Long Distance Transmission – An Alternative for the Amazon Transmission System – IEC/CIGRE UHV Symposium Beijing 2007-07-18/21, paper 2-2-5, 29 p. – Beijing, China, 18-21 Julho 2007

- [45] J. Stratton – Electromagnetic Theory – McGraw-Hill, 1941
- [46] K. Berger, R. B. Anderson – Parameters of Lightning Flashes - Electra n^o 41, pp. 23-37, Julho 1975
- [47] R. H. Golde – Lightning - Vol. 1. - London, 1977
- [48] R. Guimarães, J. Fernandes, J. Silva, J. Oliveira, L. Menezes, A. Saliba, R. Amaro, M. Takai, P. Borges – Estrutura Compacta do Tipo Cross-Rope para Linha de Transmissão de 500 kV – XVI SNPTEE, Campinas, SP, Brasil, 6 p., Outubro 2001

AGRADECIMENTO

O autor Carlos Portela agradece o apoio recebido do CNPq - Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico em parte do trabalho de pesquisa em que se baseia este artigo.