



**XX SNPTEE
SEMÍNÁRIO NACIONAL
DE PRODUÇÃO E
TRANSMISSÃO DE
ENERGIA ELÉTRICA**

Versão 1.0
22 a 25 Novembro de 2009
Recife - PE

GRUPO -III

GRUPO DE ESTUDO DE LINHAS DE TRANSMISSÃO - GLT

NOVA CONCEPÇÃO DE LINHAS DE TRANSMISSÃO A LONGA DISTÂNCIA EM CORRENTE ALTERNADA E EXTRA ALTA TENSÃO

**Carlos Portela
COPPE/UFRJ**

**Maria G. Alvim
FURNAS**

**Maria C. Tavares
UNICAMP**

**Manoel R. Azevedo
FURNAS**

RESUMO

Este artigo apresenta sistemas de transmissão não convencionais em corrente alternada 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.

Palavra-Chave, Corrente alternada (CA), 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.

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. 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.

Alguns projetos recentes usaram soluções para corrente alternada 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 considerou: 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, com capacidade de transmissão unitária de 2 GW a 12 GW. Estas soluções foram fundamentadas em uma interconexão ponto a ponto similar a transmissão para a corrente contínua, sem manobras por trechos, ou seja, não necessitando de implementação 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 .

Este trabalho apresenta um caso real no Brasil de uma solução de uma linha de corrente alternada calcada em linhas não convencionais (LNC) com elevada capacidade de transmissão para a transmissão da energia gerada nos aproveitamentos do Rio Madeira para o Sudeste. Salienta-se que esta solução já foi devidamente estudada e estes estudos foram feitos através de programas computacionais altamente sofisticados e também através de programas computacionais disponíveis e usuais na maioria das empresas brasileiras. A validade dos resultados aqui mencionados pode ser comprovada facilmente pelas empresas do setor elétrico de forma análoga ao que se faz nos demais estudos envolvendo linhas de poucas centenas de quilômetros com programas computacionais usuais de mercado. Trata-se de uma solução de engenharia perfeitamente ajustada e exequível para a indústria e laboratórios responsáveis para a realização dos ensaios elétricos e mecânicos.

2. ANÁLISE E CRITÉRIOS UTILIZADOS NO SISTEMA NÃO CONVENCIONAL A GRANDE DISTÂNCIA

2.1. Critérios Estabelecidos No Sistema Não Convencional A Grande Distância

Os sistemas de transmissão aqui retratados foram baseados em “Linhas Não Convencionais” (LNC), trifásicas, com base nos seguintes critérios:

- Não foram consideradas restrições que resultem apenas de soluções usuais;
- Foram impostas restrições relacionadas com condicionamentos físicos básicos e com desempenho, segurança, validação física 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. Otimização também conjunta de linhas, equipamento de rede, critérios de proteção e manobra, detectando e evitando condições potencialmente críticas;
- 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.

2.2. Análise Do Sistema Não Convencional A Grande Distância

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 quilômetros. Por este motivo, a simples extrapolação dos procedimentos "usuais", para distâncias muito longas, conduz a soluções inadequadas ou não otimizadas.

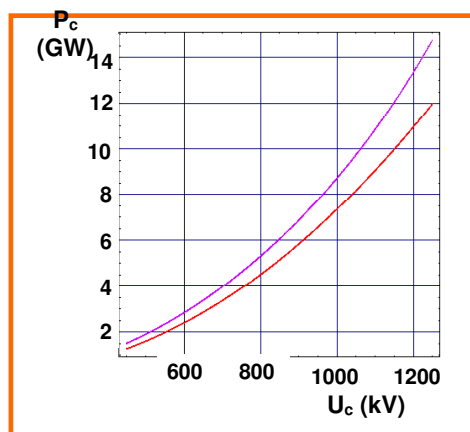
Em trabalhos anteriores definiu-se metodologias de otimização e validação, de acordo com este tipo de análise [1- 8].

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. Para cada condição específica, é necessária uma análise de otimização e validação.

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)

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 corona; maximização da tensão de operação viável; minimização de potência reativa em várias condições de operação; minimização de sobretensões sustentadas em várias condições de operação e minimização de sobretensões de manobra para várias condições de manobra.

Para mostrar alguns aspectos importantes do comportamento deste tipo de sistema de transmissão, apresenta-se na (Fig. 1) a potência característica, P_c , e na (Fig. 2) 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).



Na Fig. 1 - 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.

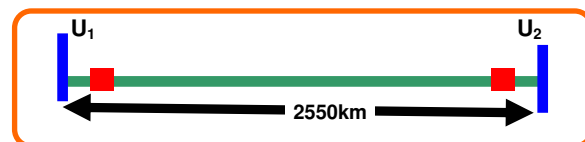


Figura 2.- Representa - se uma linha trifásica de 1000 kV, 2550 km, com potência característica $P_c = 8,6$ GW, sem compensação reativa, manobrada de uma extremidade (toda a linha).

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 α (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.

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.

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).

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

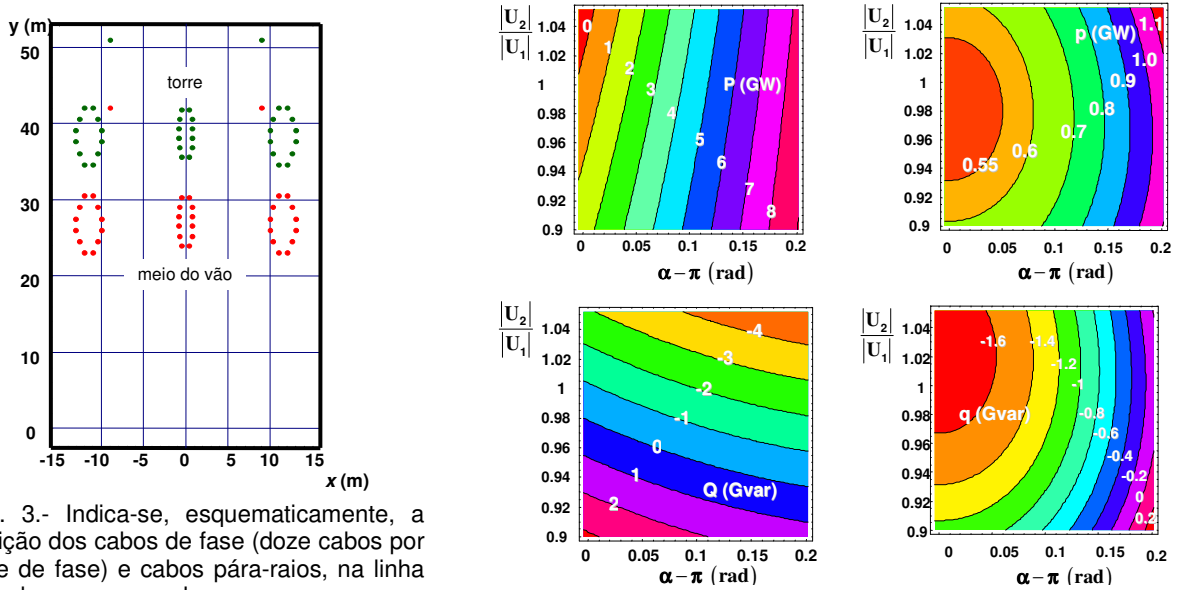


Fig. 3.- Indica-se, esquematicamente, a posição dos cabos de fase (doze cabos por feixe de fase) e cabos pára-raios, na linha tomada como exemplo.

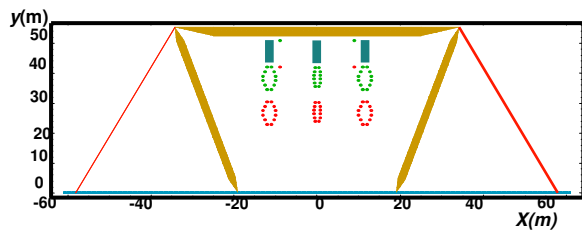


Fig. 4.- Representa-se um esquemático de uma estrutura para o caso analisado.

Figura 5 - Representa 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 defasagem, α , e da relação entre módulos, R , das tensões nos terminais 2 e 1.

Figura 6 - Perdas, p (em GW), e consumo de potência reativa, q (em 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.

Nas Figs. 7 e 8 indica-se o campo magnético e o campo elétrico, próximo do solo, a meio do vão. Os valores máximos de H e de E são razoavelmente baixos, e menores que os campos originados por numerosas linhas de menores níveis de tensão, no Brasil e em diversos outros países. Um aspecto interessante deste tipo de solução é a redução do impacto ambiental, em comparação com linhas de transmissão tradicionais em função da ocupação do solo, em termos de faixa de passagem, ser muito menor.

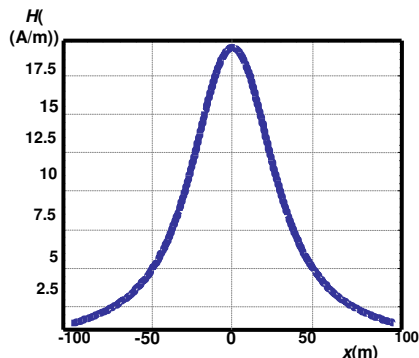


Fig. 7 - Campo magnético, ao nível do solo, a meio do vão, no exemplo de linha, para cabos a 25°C , num vão de 500 m., em solo plano horizontal, sem vento.

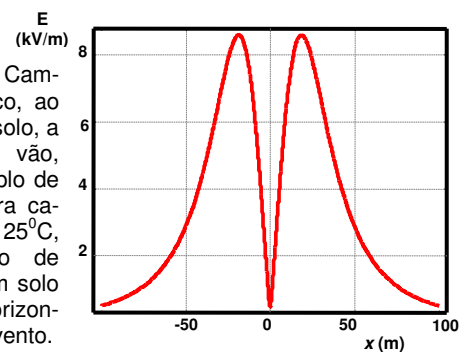


Fig. 8 - Campo elétrico, ao nível do solo, a meio do vão, no exemplo de linha, para cabos a 25°C , num vão de 500m, em solo plano horizontal, sem vento.

Escolhemos e apresentamos desenhos, ilustrando, resumidamente, alguns aspectos importantes do comportamento elétrico da linha escolhida. 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. 9, 10 e 11.

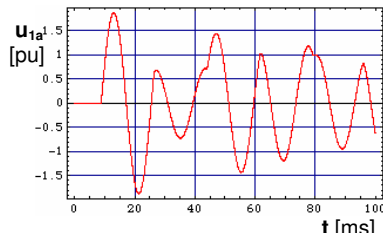


Fig. 9 - Tensão aplicada, numa fase do terminal 1, u_{1a} , sendo a linha chaveada, nesse terminal, ao barramento "infinito", em $t = 0$, em pu da amplitude da tensão de fase no barramento infinito, \hat{U} . Para tensão no barramento igual ao valor nominal 1 MV, tem-se $\hat{U} = \sqrt{2/3} \cdot 1 \text{ MV} = 816.5 \text{ kV}$

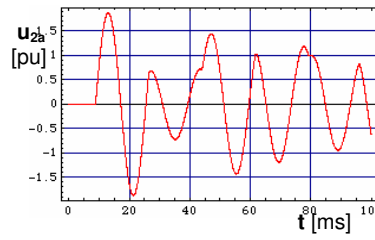


Fig. 10. -Tensão transitória, u_{2a} , na mesma fase, na outra extremidade da linha, sem resistor de pré-inserção no disjuntor manobrado, e sem pára-raios no terminal 2. O valor máximo de $|u_{2a}|$ é 1,88 pu. A amplitude da tensão a frequência industrial no terminal 2, em vazio, é 1,017 vezes a amplitude da tensão no terminal 1.

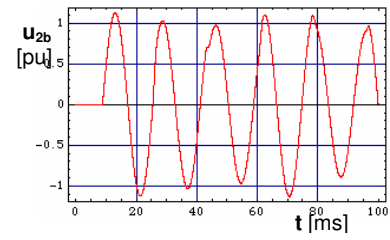


Fig. 11 - Tensão transitória, u_{2b} , na mesma fase, na outra extremidade da linha, com resistor de pré-inserção de $77,5 \Omega$ no disjuntor manobrado, ligado durante 1 período (16,7 ms). O valor máximo de $|u_{2b}|$ é 1,13 pu (923 kV para tensão nominal no terminal 1). A amplitude da tensão a frequência 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.

Supôs-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. 12 a 14, pelo valor quadrático médio. O valor de I indicado nos gráficos foi calculado desprezando a tensão entre terminais do arco no ar.

Na Fig. 12 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. 13. 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. 12, 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 desprezível 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. 14 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.

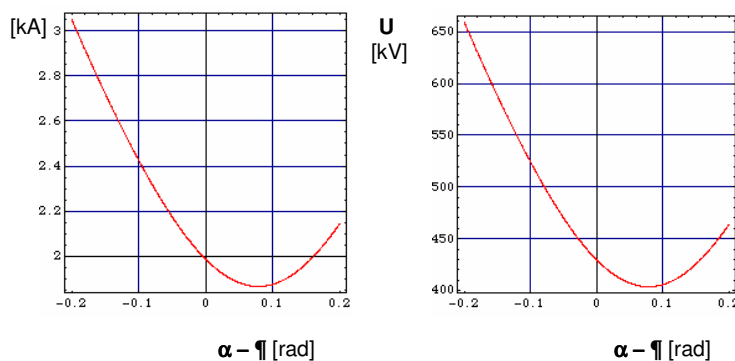


Fig. 12 - Curto-circuito monofásico na linha, no ponto P, fase a. Disjuntores fechados, em todas as fases, nas duas extremidades da linha.

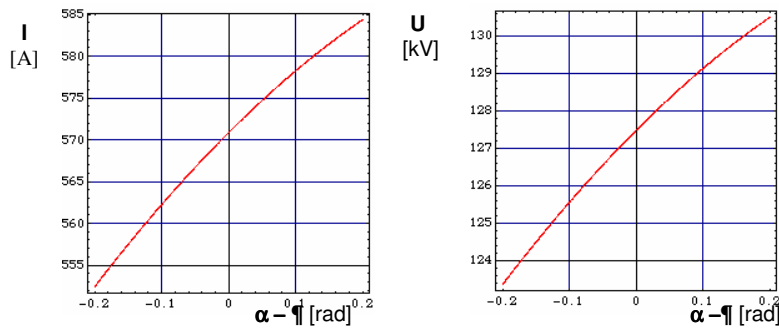


Fig. 13.- Curto-circuito monofásico na linha, no ponto P, fase a. Disjuntores abertos, na fase a, nas duas extremidades da linha, e fechados nas outras duas fases.

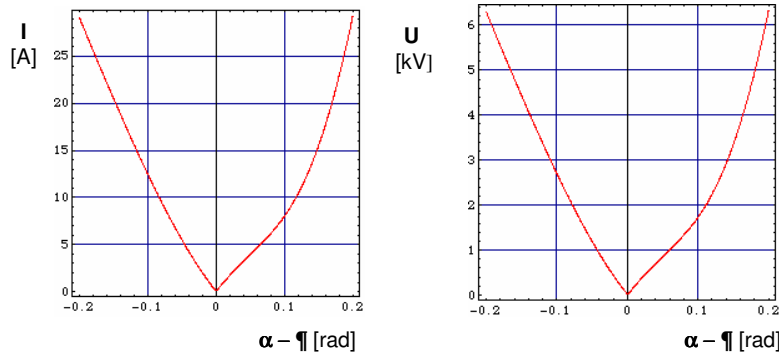


Fig.14 - Curto-circuito monofásico na linha, no ponto P, fase a. Disjuntores abertos, na fase a, nas duas extremidades da linha, e fechados nas outras duas fases. Circuitos auxiliares para extinção da corrente de arco secundário ligados, na fase a, nas duas extremidades da linha.

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.14 mostram valores desnecessariamente baixos de I e de U . 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.

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.

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

O sistema aqui apresentado representa um caso real de aplicação para a integração do complexo hidroelétrico do Rio Madeira (Santo Antônio e Jirau) para a Região Sudeste (subestação na vizinhança de S. Paulo), é composto de 2 circuitos em 800kV com comprimento aproximado de 2500km cada.

Neste item 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 2 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. A Fig. 15 Indica a 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 500m, em solo plano, sem vento. Posição a meio do vão, representada em vermelho, e próximo das estruturas, em verde. A coordenada x a distância algébrica ao plano vertical de simetria da linha. A coordenada y é a distância ao solo (supondo solo plano e horizontal).

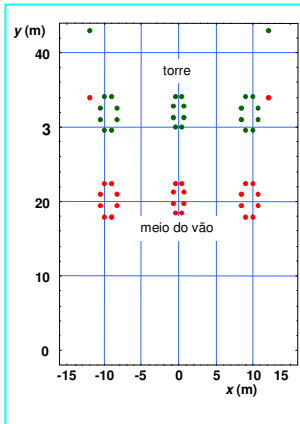


Fig. 15. Posição dos cabos de fase (oito cabos por feixe de fase) e cabos pára-raios, na linha considerada como exemplo, para cabos a 25 °C, num vão de 500m, em solo plano, sem vento. Posição a meio do vão, representada em vermelho, e próximo das estruturas, em verde. A coordenada x a distância algébrica ao plano vertical de simetria da linha. A coordenada y é a distância ao solo (supondo solo plano e horizontal).

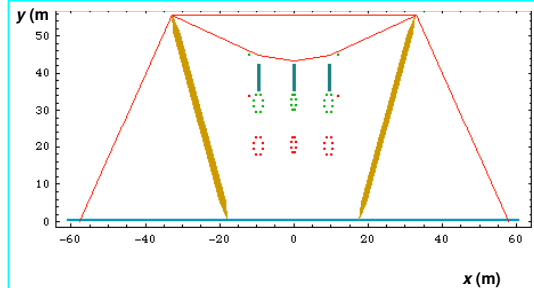


Fig.16. Esquemático da torre típica do tipo Cross- rope.

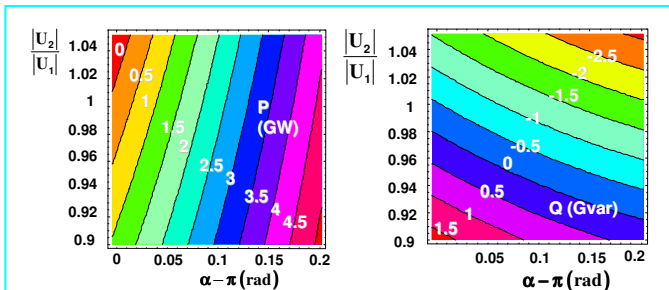


Fig 17 - Potência, P (em GW), e potência reativa, Q (em Gvar), no terminal 1 da linha, com tensão $U_1 = 800$ kV, em função da defasagem, α , e da relação, R , entre módulos, das tensões nos terminais 2 e 1 .

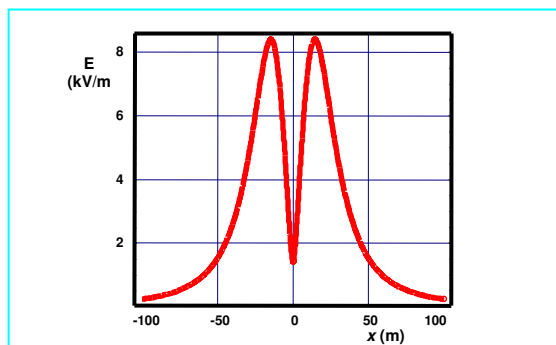


Fig. 18. Campo Elétrico ao nível do solo, a meio do vão, no exemplo de linha, para cabos a 25 °C, num vão de 500 m, em solo plano horizontal, sem vento.

3.1. Aspectos De Custo Dos Sistemas De Transmissão Apresentado Para A Linha De Transmissão

O custo de investimento para o sistema de transmissão em corrente alternada (aqui proposto) fundamenta-se, quase exclusivamente, no custo de aço, alumínio, mão de obra para fabricação dos cabos condutores, estruturas, lançamento destes cabos e montagem de estruturas.

Em ordem de grandeza, a comparação de custos, para transmissão de energia do complexo hidroelétrico do Rio Madeira (Santo Antônio e Jirau) para a Região Sudeste (subestação na vizinhança de S. Paulo), da alternativa proposta, baseada em troncos de pouco mais de meia onda usando LNCs, com a alternativa de corrente contínua, pode resumir-se no seguinte:

– Custo total (investimento), em bilhões de Reais:

Sistema de transmissão em corrente alternada (aqui proposto):	5,34
Sistema de transmissão em corrente contínua:	7,02
Diferença:	1,68

– Condicionamentos de perdas:

Os condicionamentos de otimização conjunta de investimento e perdas das duas alternativas são naturalmente diferentes. A comparação correta das alternativas deve considerar o valor atualizado da diferença de perdas (ponderando diversos condicionamentos) somado algebricamente com a diferença de custo total.

Em princípio, nas hipóteses consideradas na comparação, a alternativa de corrente alternada tem perdas superiores à alternativa de corrente contínua, mas o valor atualizado da diferença é sensivelmente inferior à diferença de custos (investimento). Portanto, a consideração do valor atualizado da diferença de perdas diminui,

mas não anula, a vantagem de custo total da alternativa de corrente alternada indicada acima em relação à alternativa de corrente contínua.

4. CONCLUSÃO

4.1. 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.

4.2. No caso do sistema de transmissão do Madeira, a alternativa de transmissão em corrente alternada de pouco mais de meia onda mostrou-se economicamente vantajosa em relação à alternativa de corrente contínua. Mesmo considerando o diagrama de transmissão muito variável, incluindo inversões de sentido de transmissão, verificou-se que, usando autotransformadores nas extremidades do tronco de transmissão, se obtém-se uma redução muito importante de perdas, na alternativa de linha de pouco mais de meia onda, com efeito de perdas de transmissão bastante reduzido na comparação de alternativas otimizadas de CA e CC. A alternativa considerada mostrou também vantagens em relação à corrente contínua em termos de tempo de execução e de risco tecnológico.

4.3. 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.

4.4. 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. Os projetos convencionais 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.

4.5. 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.

4.6. 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.

5. BIBLIOGRAFIA

- [1] 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
- [2] 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
- [3] 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
- [4] 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
- [5] 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
- [6] 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
- [7] 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

[8] Endereços na internet onde estão disponíveis os documentos apresentados e informações complementares. Para obter informações complementares, relacionadas com o assunto, indica-se dois endereços da internet:

Esses endereços são:

A <http://www.pee.ufrj.br/labs/corona/portela/seminario20080721/seminario.html>

B <http://www.pee.ufrj.br/labs/corona/portela/lnc.html>

6. 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.