



**XXII SNPTEE
SEMINÁRIO NACIONAL
DE PRODUÇÃO E
TRANSMISSÃO DE
ENERGIA ELÉTRICA**

BR/GPL/18
13 a 16 de Outubro de 2013
Brasília - DF

GRUPO - VII

GRUPO DE ESTUDO DE PLANEJAMENTO DE SISTEMAS ELÉTRICOS - GPL

COMPARAÇÃO TÉCNICA E ECONÔMICA ENTRE SISTEMAS PONTO A PONTO DE TRANSMISSÃO CC, CA MEIA-ONDA E CA CONVENCIONAL

Thales Sousa(*) José A. Jardini Milana L. Santos Ronaldo P. Casolari Sergio O. Frontin
FDTE FDTE FDTE FDTE FDTE

Geraldo L. C. Nicola
ELETROBRÁS ELETRONORTE

RESUMO

No Brasil, a oferta de energia tem se mostrado distante geograficamente dos centros consumidores. Em função dessa distância, podem ser propostas diferentes tecnologias de transmissão, que devem atender aos critérios técnicos, considerando o mínimo custo. Nesse sentido, o presente trabalho propõe uma comparação técnica e econômica entre sistemas ponto a ponto de transmissão CC, CA meia-onda e CA convencional. Para tanto, é considerado um caso base com potência igual a 6000 MW a ser transmitido a uma distância de 2500 km por meio de duas linhas de 765 kV ou 1.000 kV CA, em conformidade com os critérios de planejamento.

PALAVRAS-CHAVE

CA Convencional; CA Meia-onda; CC; Longas distâncias; Sistemas de transmissão ponto a ponto

1.0 - INTRODUÇÃO

No Brasil, o crescimento do consumo de energia elétrica associado às necessidades de energia dos diversos setores da economia e regiões do país tem esperado um incremento anual da carga da ordem de 3.300 MW. Dessa forma, na medida em que os empreendimentos de geração precisam ser contratados para atendimento das necessidades futuras de consumo, são realizados leilões para compra de energia antecipada de três e cinco anos (A-3 e A-5). No que diz respeito à obtenção do equilíbrio entre oferta e demanda, tem-se observado o destaque da participação da região Norte na expansão de projetos de geração de energia elétrica, evoluindo de 10% a 24% da capacidade instalada no Sistema Interligado Nacional, entre 2010 e 2019, totalizando 29 GW de expansão. Uma vez que o aumento da demanda da região Norte é menor que a evolução da potência instalada e considerando as características geográficas brasileiras, a oferta de energia torna-se distante dos centros de carga nas regiões Sudeste e Nordeste.

Considerando a distância entre essas regiões, podem ser propostas diferentes configurações e tecnologias de transmissão as quais devem atender aos critérios técnicos, em especial o custo. Atualmente, o país tem uma vasta rede de transmissão CA com conexão em 500 kV para a maior parte dos grandes centros e ainda sistemas que operam em 230 kV, 345 kV, 440 kV e 765 kV. Atendendo critérios de planejamento ponto-a-ponto, são viabilizadas interligações na transmissão em CC, como por exemplo, a conexão do complexo do Rio Madeira em ± 600 kV com distância de aproximadamente 2400 km.

Uma outra tecnologia, que atualmente não é aplicada em nenhum sistema de transmissão do mundo, é o sistema de transmissão CA meia-onda. A alternativa CA meia-onda tem algumas questões ainda não resolvidas que devem

(*) Rua Capitão Otávio Machado, n° 525 – CEP 04718-000, São Paulo, SP – Brasil
Email: thales.sousa@gmail.com

ser consideradas quando da escolha de um sistema de transmissão adequado. No entanto, o uso dessa tecnologia é levado em consideração quando são analisadas alternativas para sistemas de grande porte.

Portanto, considera-se essencial o desenvolvimento de um estudo sobre os aspectos técnicos e econômicos da alternativa CA meia-onda e comparar com a alternativa CC, cujo desempenho satisfatório tem permitido a expansão em vários sistemas em todo o mundo. Normalmente, o custo por quilômetro de uma linha CC é menor do que o custo de uma linha CA, devendo ser incluídos os custos das estações conversoras durante a comparação econômica para a solução CC.

Considerando uma rigorosa comparação entre um sistema CC e um CA meia-onda, o presente trabalho propõe a avaliação de um caso base com potência igual a 6000 MW a ser transmitido a uma distância de 2500 km por meio de duas linhas de 765 kV ou 1000 kV CA, devendo estar em conformidade com o critério de planejamento (N -1). Essas linhas são ligadas a um sistema em 500 kV através de seis transformadores de 1000 MW em cada terminal, cujos custos devem ser incluídos no custo total. Para esta análise, é considerado o ciclo de carregamento da linha em três níveis: 6000, 4500 e 3600 MW, com durações de 8%, 42% e 50% do tempo, respectivamente. Para os sistemas CC e CA meia-onda, todos os custos são apresentados e computados individualmente na comparação econômica (1).

Adicionalmente são apresentados um conjunto de testes com objetivo de realizar a análise de sensibilidade do resultado econômico e uma comparação técnica e econômica em relação à solução CA convencional com compensação série/paralelo. Consideradas às hipóteses adotadas ao longo do estudo e custos assumidos para o cenário brasileiro, é possível realizar uma comparação técnica e econômica entre os sistemas.

2.0 - COMPARAÇÃO TÉCNICA

O setor elétrico brasileiro enfrenta o desafio de explorar potenciais hidrelétricos cada vez mais distantes dos centros de consumo. Nesse contexto, existem as alternativas de transmissão de energia em CA, em CC e em CA meia-onda.

A transmissão CC é amplamente utilizada em vários países do mundo. No Brasil, as linhas de transmissão entre Foz do Iguaçu/PR e Ibiúna/SP estão em funcionamento desde 1984, operam na tensão de ± 600 kV, e transmitem a energia que é gerada nas máquinas de 50 Hz da usina de Itaipu, convertida em corrente contínua e depois novamente convertida para alternada em 60 Hz no destino. Estão em fase de construção mais duas linhas entre Porto Velho/RO e Araraquara/SP, também em ± 600 kV, para escoar a energia gerada nas usinas do rio Madeira, por uma distância de 2400 km. O sistema de transmissão CC se diferencia tecnicamente dos sistemas CA, de forma especial nos seguintes aspectos:

- são necessárias estações conversoras CA/CC e CC/CA, pois a geração e o consumo se dão em corrente alternada;
- o custo da linha é menor, pois têm-se dois pólos por circuito, em comparação com três fases por circuito na linha CA. O peso total dos condutores é menor, o que reduz o seu custo bem como o custo das torres.

Assim, a transmissão em corrente contínua é mais econômica para distâncias maiores, nas quais o menor custo da linha compensa o custo das estações conversoras.

Ao se considerar longos comprimentos maiores de linha, a necessidade de compensação reativa da linha representa um custo importante. Ao se atingir um comprimento igual ou pouco maior que a metade do comprimento de onda, o funcionamento da linha passa a ser muito semelhante ao de uma linha curta: a tensão no final da linha é praticamente constante independentemente do carregamento, e a linha é estável sem a necessidade de capacitores série. Para a frequência de 60 Hz, o meio comprimento de onda é cerca de 2500 km. Uma linha CA com esse comprimento é chamada de "linha de meia-onda".

O comportamento da linha de meia-onda depende da potência característica da linha. Quando uma linha de comprimento qualquer alimenta uma carga igual à sua potência característica, a tensão e a corrente são praticamente constantes ao longo da linha, conforme curvas em verde ("carga = P_c ") nas Figuras 1 e 2. O comportamento evidenciado pelas demais curvas é específico de linhas de meia-onda. Nos perfis de tensão, observa-se que a tensão no meio da linha é maior ou menor dependendo do maior ou menor carregamento da linha. Por exemplo, quando a linha transmite um valor de potência igual a duas vezes a sua potência característica, a tensão no seu trecho central é cerca de duas vezes a sua tensão nominal.

Sobretensões também são observadas quando uma carga igual ou maior que a potência característica tem fator de potência não unitário (1)(5).

Para todos os carregamentos, as tensões nas extremidades das linhas apresentam a mesma magnitude, porém com defasagem de 180 graus entre si. Se ambas as extremidades estiverem conectadas a um sistema elétrico interligado, essa defasagem pode influenciar o fluxo de potência nas linhas próximas. Esse aspecto não será discutido neste informe.

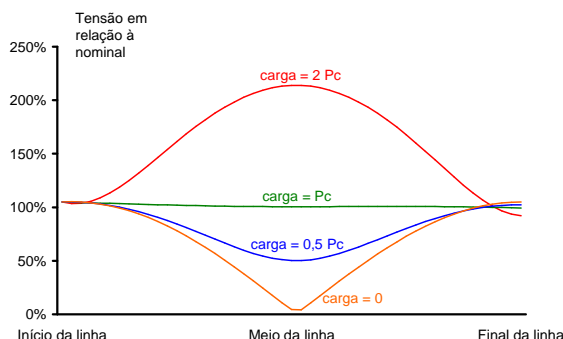


Figura 1 - Tensões e correntes ao longo de uma linha CA meia-onda, para diferentes valores de carregamento

Em relação à corrente (Figura 2), observa-se que, no trecho central na linha, o valor é aproximadamente o mesmo para diferentes valores de carregamento. Ou seja, as perdas Joule, proporcionais ao quadrado da corrente, são constantes nesse trecho, até mesmo com carga nula. Esse fato reduz a eficiência da linha para cargas menores que a potência característica.

Portanto, a potência característica da linha não deve ser muito alta, para não comprometer a eficiência, nem muito baixa, para evitar sobretensões no trecho central para cargas maiores que P_c , conforme Figura 1.

A eficiência da linha pode ser melhorada se for adotada uma estratégia operativa que reduza a tensão nos terminais da linha se o carregamento for menor que a potência característica. Para isso são necessários comutadores de taps com maior faixa de tensão, por exemplo de +5 a -30%, nos transformadores dos terminais da linha.

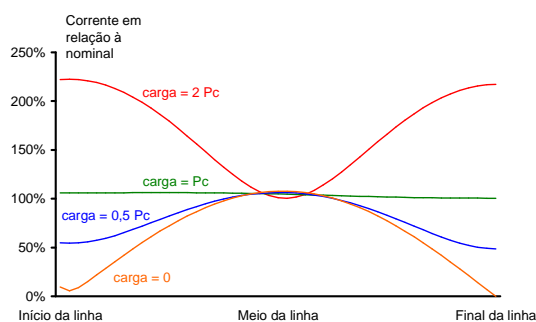


Figura 2 - Correntes ao longo de uma linha CA meia-onda, para diferentes valores de carregamento

3.0 - COMPARAÇÃO ECONÔMICA

Os aspectos econômicos para o custeamento das alternativas de transmissão de grandes blocos de energia em longa distância, ainda que tenham caráter apenas orientativo, devem ser realizados em bases de custo razoáveis (3).

Todavia, os dados de custo utilizados para avaliação podem sofrer variações devido a circunstâncias tecnológicas, de mercado e cambiais, podendo não ser adequadas para realizar orçamentos específicos de alternativas de transmissão. Para que essas alternativas sejam comparadas em bases econômicas iguais, os seus custeios devem seguir as mesmas premissas e critérios. Nesse sentido, no presente trabalho, o conceito geral para o custeio das linhas de transmissão foi realizado partindo-se da definição do condutor econômico para cada uma das alternativas consideradas.

A escolha do condutor econômico foi considerada uma vez que o mesmo representa a menor soma dos custos da linha de transmissão e das perdas durante um intervalo de tempo definido, por exemplo, ao longo de um ano. Vale lembrar que o custo da linha aumenta com a utilização de um condutor de maior seção de alumínio, considerando tensão e geometria constantes, e as perdas são reduzidas com o aumento da seção.

De maneira geral, os itens considerados para a avaliação econômica do sistema CC foram: custo da linha por km; custo das perdas Joule; manutenção; custo anual da linha por km; perdas corona; custo das conversoras; custo de perdas nas conversoras.

A avaliação econômica para os sistemas CA meia-onda e CA convencional foi realizada com base nos seguintes itens: custo das linhas; custo das perdas Joule; custo das subestações (terminais e intermediárias); custo das transformações; custo das compensações shunt, série e carga (CA convencional); custo de sobretensão 6000/Pc e correção do fator de potência (CA meia-onda). Nesse ponto, vale destacar a necessidade de se considerar as especificidades das alternativas, conforme abordado na comparação econômica. As metodologias utilizadas para as avaliações são apresentadas em (4)(5).

Com base nos itens considerados, foi realizada a avaliação das soluções tecnológicas propostas para um caso base com potência igual a 6000 MW a ser transmitida a uma distância de 2500 km por meio de duas linhas de 765 kV ou 1.000 kV CA. Os resultados obtidos são apresentados na Tabela 1.

Todas as soluções apresentadas na Tabela 1 atenderam o critério técnico de planejamento (N -1). As soluções consideraram as linhas ligadas a um sistema em 500 kV através de seis transformadores de 1000 MW em cada terminal. Foi considerado o ciclo de carregamento da linha em três níveis: 6000, 4500 e 3600 MW, com durações de 8%, 42% e 50% do tempo, respectivamente.

Os estudos foram realizados considerando potências características de 6000, 4500 e 3000 MW. Para os dois últimos valores, foram estimados os custos do aumento no isolamento da linha de forma a suportar, por longos períodos, tensões de 1,33 e 2,0 pu, respectivamente (item "sobretensão 6000/pc"). Foi também considerado o custo de correção do fator de potência de uma carga de 6000 MW (de 0,98 para 1,00), para evitar maiores sobretensões, conforme (4)(5).

Tabela 1 - Comparação econômica entre os diferentes sistemas de transmissão, custos anuais

	Transmissão CA convencional	Transmissão CA meia-onda	Transmissão CC
Tensão nominal (kV)	1000	1000	± 800
Condutores por fase ou por polo	8x795 MCM	8x954 MCM	4x1780 MCM
Potência característica (MW)	4500	4500	Não se aplica
Número de subestações intermediárias	4	-	-
Custo das linhas (10 ⁶ R\$/ano)	777	847	507
Custos das perdas Joule (10 ⁶ R\$/ano)	455	430	242
Custos das perdas corona (10 ⁶ R\$/ano)	36	3	61
Subtotal (10⁶ R\$/ano)	1269	1280	810
Custos de transformadores incluindo perdas Joule (10 ⁶ R\$/ano)	73	119	-
Custos de subestações (10 ⁶ R\$/ano)	106	53	-
Custos de compensação (reatores e capacitores) (10 ⁶ R\$/ano)	320	-	-
Custos de conversoras CA/CC incluindo perdas Joule (10 ⁶ R\$/ano)	-	-	406
Subtotal (10⁶ R\$/ano)	1768	1452	1216
Adicional correção do fator de potência	-	12	-
Adicional sobretensão 6.000/Pc	-	85	-
Total (10⁶ R\$/ano)	1768	1549	1216
Relação percentual	145%	127%	100%

3.1 Análise de Sensibilidade para Sistemas de Transmissão CC e CA meia-onda

A seguir são apresentadas análises de sensibilidade em relação aos casos de referência ilustrados na Tabela 1. As etapas para as estimativas de custo são semelhantes às utilizadas anteriormente (5).

- A. Qual deveria ser o custo da conversora, de maneira a impactar os resultados obtidos para as soluções CA meia-onda e CC?

Para a simulação desse caso, foi considerada a melhor solução CA meia-onda e CC, Tabela 1. A partir dessas soluções, foi realizada a comparação entre a diferença de custo destas e o custo obtido para as conversoras na solução CC. Assim:

$$\text{Fator_de_Impacto} = \frac{\text{Custo_Conversora} + (\text{Custo_HVAC_Meia_Onda} - \text{Custo_HVDC})}{\text{Custo_Conversora}}$$

$$\text{Fator_de_Impacto} = \frac{330,32 + (1549,4 - 1216,52)}{330,32} = 2,01$$

Desse modo, pode-se dizer que, para que haja um impacto nos custos resultante da conversora, esta deveria ter um custo 201% maior.

- B. Calcular o custo da solução HVDC considerando a transmissão de potência a partir de uma única linha de transmissão.

Considerando 6000MW de potência a ser transmitida em uma única linha de transmissão em um nível de tensão de 800kV, tem-se a seguinte solução:

Tabela 2 - Custo da solução HVDC considerando a transmissão de potência a partir de uma única linha de transmissão, 106 x R\$/ano

	HVDC 1 Linha	Caso HVDC
Tensão nominal (kV)	800	800
N (subcondutores)	6	4
Condutor econômico (MCM)	2118	1780
Custo das linhas	386,44	506,81
Custo Perdas Joule	271,54	242,34
Custo Perdas Corona	18,81	60,89
Subtotal Linhas+Joule+Corona	676,79	810,04
Conversoras	285,46	330,32
Perdas Joule nas Conversoras	114,24	76,16
Subtotal Conversoras	399,70	406,48
Total	1076,49	1216,52
Relação (PU)	0,885	1,000

Foi considerada a potência de 4500MW por pólo (que em condição de sobrecarga de 33% suportaria transmitir 6000MW), atendendo o critério N-1 na saída de um pólo de linha ou conversora.

- C. Considerar custo da energia R\$ 113 / MWh e juros de 8%.

Caso sejam considerados os valores propostos, os custos das melhores alternativas são apresentados na Tabela 3. Observa-se que os custos das alternativas CA meia-onda e CC são reduzidos, mas a relação entre elas não se altera.

Tabela 3 - Custo das alternativas CA meia-onda e CC considerando R\$ 113/MWh e juros de 8% a.a., 10⁶ x R\$/ano

	Caso CA meia-onda	Caso CC
Tensão Nominal (kV)	1000	800
N (subcondutores)	8	4
Potência característica (MW)	4500	-
Torre (C=Chainette, NC=Cross-rope)	NC	-
Diâmetro do feixe (m)	1,18	-
Condutor (MCM)	954	1780
Custo das linhas	731,0	437,7
Custo perdas Joule	352,4	198,4
Custo perdas Corona	2,1	49,4
Subtotal Linhas+Joule+Corona	1085,5	685,6
Transformadores	76,7	-
Perdas Joule nos transformadores	24,9	-
Subestações: conexões e módulos de infraestrutura	45,9	-
Subtotal Subestações e equipamentos	147,6	-
Conversoras	-	285,3
Perdas Joule nas conversoras	-	62,4
Subtotal Conversoras	-	347,7
Subtotal	1233,1	1033,3
Adicional correção do fator de potência	10,5	-
Adicional sobretensão 6000/Pc	73,3	-
Subtotal	1316,9	1033,3
Relação (pu)	1,274	1,000

3.2 Avaliação do Limite Econômico da Transmissão CC e CA

Utilizando a mesma metodologia (5) foram realizados estudos adicionais para calcular as tensões nominais mais econômicas, considerando diversos valores de potência máxima transmitida e de comprimento total da transmissão. Para essa análise foi considerado apenas um circuito.

Analisando apenas a transmissão CC, foram consideradas as potências máximas entre 1000-5000 MW, e distâncias de 750, 1500 e 3000 km. Compararam-se os custos da utilização das tensões de ± 500 , 600, 700 e 800 kV para diversas combinações de potência e distância. Os resultados obtidos estão ilustrados na Figura 3.

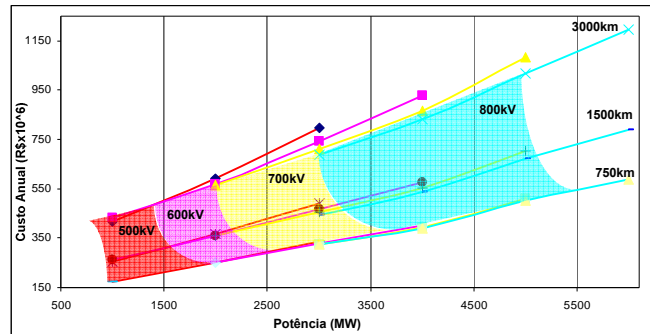


Figura 3 - Definição de áreas de mínimo custo do sistema de transmissão CC

O mesmo estudo foi realizado para a transmissão CA convencional. A transmissão CA meia-onda não foi incluída porque só é aplicável a distâncias próximas de 2500 km. As distâncias consideradas estavam na faixa de 500 a 2500 km, e as tensões nominais foram 500, 765 e 1000 kV. Os resultados obtidos estão ilustrados na Figura 4.

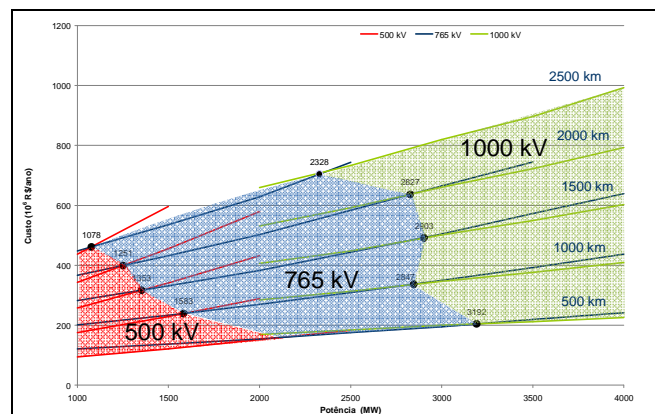


Figura 4 - Definição de áreas de mínimo custo do sistema de transmissão CA convencional

Em seguida, os resultados dos estudos CC e CA foram consolidados de forma que, dadas a potência e a distância, seja determinada o sistema de transmissão mais econômico. Os resultados obtidos estão ilustrados na Figura 5.

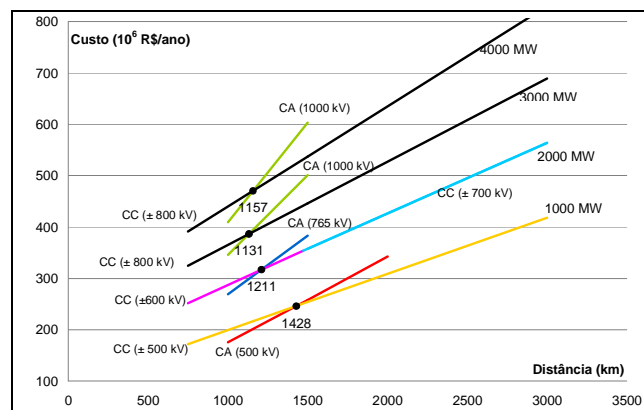


Figura 5 - Curvas orientativas para escolha entre transmissão CA convencional e CC

4.0 - CONCLUSÃO

A escolha entre diferentes tecnologias de transmissão deve levar em conta aspectos técnicos, econômicos, sócio-ambientais, suprimento de cargas regionais, entre outros. Este artigo apresentou resultados baseados em premissas adequadas ao sistema elétrico brasileiro, com o objetivo de sugerir tipos de transmissão e níveis de tensão adequados a determinada necessidade.

Considerando as diferenças técnicas entre as alternativas de transmissão propostas e os respectivos custos para suprir às deficiências das alternativas, o sistema CC apresentou o menor custo global, uma vez que o custo dos conversores é compensado pelos custos menores das linhas. Mesmo que, para as transmissões CA, fossem considerados apenas os custos das linhas e suas perdas Joule (sem incluir subestações e transformadores), o custo da transmissão CC seria menor para as condições estabelecidas.

As análises de sensibilidade realizadas mostraram resultados ainda favoráveis à transmissão CC.

Os resultados apresentados permitiram observar que considerada a variação do nível de tensão (kV), a potência transmitida (MW) e o comprimento de linha (km), a transição entre os sistemas CC e CA ocorreu entre 1100 e 1500 km.

5.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- (1) ETT, G. et al. Alternativas não convencionais para transmissão de energia elétrica - estado da arte. Brasília: Teixeira, 2011
- (2) PRABHAKARA, F. S.; PARTHASARATHY, K.; RAMACHANDRA RAO, H. N. Analysis of natural half-wave-length power transmission lines. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, v. PAS-88, n. 12, p.1787-1794, Dez 1969.
- (3) ELETROBRAS. Ref Custos jun.2004 rev-DEZEMBRO.xls. Referências de Custos LTs e SEs de AT e EAT.
- (4) CIGRÉ Brochure 388. Impacts of HVDC lines on the economics of HVDC projects. WG B2/B4/C1.17, Ago 2009.
- (5) ETT, G. et al. Alternativas não convencionais para transmissão de energia elétrica - estudos técnicos e econômicos. Brasília: Teixeira, 2012.

6.0 - AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem à Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), às empresas patrocinadoras deste projeto de pesquisa e desenvolvimento estratégico: Eletrobras Eletronorte, Eletrobras Furnas, Cemig GT, CTEEP e EATE, bem como a seus representantes Luiza M. S. Carijó, Sebastião V. Fernandes Jr, Marcelo T. Souza e Eden L. Carvalho Jr, pelos comentários e sugestões recebidas ao longo deste trabalho.

7.0 - DADOS BIOGRÁFICOS



Thales Sousa é doutor pela Escola Politécnica da USP e participou deste trabalho como pesquisador ligado à FDTE. Atualmente é professor adjunto da UFABC.

José A. Jardini trabalhou na Themag Engenharia Ltda no cargo de superintendente e como professor titular na Escola Politécnica da USP. É atuante no CIGRÉ, grupos B2 e B4, e Fellow Member do IEEE.

Milana L. Santos é doutora em Sistemas de Potência pela Escola Politécnica da USP. É pesquisadora ligada à FDTE.

Sergio O. Frontin é mestre em Sistemas de Potência pelo Rensselaer Polytechnic Institute. Trabalhou na ANEEL, Furnas, Itaipu e CEPEL. Ex-professor da PUC-RJ e do Instituto Militar de Engenharia.

Ronaldo P. Casolari é mestre em Engenharia Elétrica pela Escola Politécnica da USP. É pesquisador ligado à FDTE.

Geraldo L. C. Nicola é engenheiro eletricitista pela Universidade de Brasília. Trabalha na Eletrobras Eletronorte na área de engenharia da transmissão.