



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

CB/GPL/27

22 a 25 de outubro de 2017  
Curitiba - PR

**GRUPO - VII**

**GRUPO DE ESTUDO DE PLANEJAMENTO DE SISTEMAS ELÉTRICOS - GLP**

**VIABILIDADE DE INSERÇÃO DE UM SISTEMA 1.000kV NA REDE ELÉTRICA BRASILEIRA**

**P.O. Silveira (\*), J.A.Jardini,  
F.R.V.A. Pedroso, S.O.Frontin  
ITAEE / FDTE**

**G.L.C. Nicola, J. F. Jesus; V.G.  
Machado, R.L.M. Piccirilli,  
ELETROBRAS - ELETRONORTE**

**J.F. Graham  
L. Guijun  
STATE GRID BRAZIL HOLDING**

**RESUMO**

Atualmente, a geração do sistema elétrico brasileiro é principalmente hidrotérmica. Nos próximos anos o sistema terá injetada à sua rede uma quantidade significativa de energia provenientes principalmente de usinas eólicas e solares, localizadas na região Nordeste, distante dos grandes centros de carga. O sistema de transmissão brasileiro inclui principalmente uma rede de transmissão de 500 kV (CA), altamente malhada, que está no limite de sua aplicação e sistemas em HVDC ponto-a-ponto, transmitindo alta quantidade de energia a partir de usinas hidrelétricas. A pesquisa em curso avalia o uso da tecnologia UAT (Ultra Alta Tensão) em 1.000kV para essa expansão.

**PALAVRAS-CHAVE**

HVDC, Transmissão em Ultra Alta Tensão, Linhas de Transmissão Econômicas, Planejamento de Sistemas de Potência

**1.0 - INTRODUÇÃO**

O sistema elétrico brasileiro é principalmente abastecido por usinas hidrelétricas e com alguma geração térmica. Existe um alto potencial de Usinas Eólicas e Solares no Nordeste do país, principalmente no litoral do Rio Grande do Norte e Ceará e no centro da Bahia, locais longe dos principais centros de carga, que no caso do Brasil, se encontram principalmente na região Sudeste. Em certas ocasiões, a predominante geração de energia hidrelétrica será reduzida e a energia gerada pelas usinas eólicas deverá ser utilizada em sua capacidade máxima. Portanto, será necessário transferir esses grandes blocos de geração para o Sudeste do país.

Um projeto P&D financiado pelo programa ANEEL está em curso, para avaliar a viabilidade técnica e econômica de um sistema de transmissão entre o Nordeste e Sudeste em 1.000kV. A linha de 1.000 kV aqui estudada, irá transportar mais de 3.000 MW na ponta em condições normais. Também foi feita uma comparação econômica para várias alternativas de transmissão e vários níveis de transmissão incluindo HVDC. Desta análise (custo de investimento mais perdas Joule) a alternativa em 1.000 kV mostrou que é a que tem menor custo global. O sistema de transmissão em 1.000kV é uma alternativa muito atraente para o propósito, além do que, o sistema 500 kV existente pode ser superado na sua capacidade com a adição dessas novas usinas.

Existem projetos piloto na China de 6.000 km, demonstrando a viabilidade da alternativa em 1.000kV, além de estudos avançados na Índia. No que diz respeito aos equipamentos, vários fabricantes têm tecnologia possível para atender a essa necessidade, pois na década de 1990 outros projetos piloto foram construídos e testados. A alternativa de 1.000 kV no Brasil foi estudada em termos de fluxo de potência e estabilidade e cumpre os critérios do Operador Nacional do Sistema (ONS). Foram feitas emergências perto da linha de 1.000 kV, considerando o horizonte de 2024, sendo estas devidamente cumpridas. O projeto avançou também no que tange a sobretensões,

coordenação de isolamento e projeto de linhas.

## 2.0 - SISTEMA BRASILEIRO ATUAL

### 2.1 Geração e Carga

A energia gerada, a carga média e a carga máxima por região para o ano de 2015 são mostradas na Tabela 1. O ano referido foi um ano anormalmente seco. A capacidade instalada para o mesmo ano é apresentada na Tabela 2.

Tabela 1 - Geração (MW médio), Carga Média (MW) e Pico de Carga (MW) - em 2015 (Brasil)

	N	NE	SE	S	Total
Geração Hidrúca	5.000	3.000	16.300	19.500	43.800
Térmica (fóssil)	2.300	3.500	7.000	1.600	14.400
Nuclear			1.700		1.700
Eólica		300	500		800
Geração Total	7.300	6.800	25.500	21.100	60.700
Carga Média	5.000	9.700	36.000	10.000	60.700
Pico de Carga	6.500	12.300	51.500	16.600	~85.000

Tabela 2 – Capacidade instalada de geração (2015)

TIPO	GW
HIDRÚCA	95
TÉRMICA (FÓSSIL)	20
NUCLEAR	2
BIOMASSA	11
EÓLICA	5
TOTAL	133

Notas:

- 1) A geração hidrelétrica inclui pequenas usinas.
- 2) Térmica (fóssil): 1/3 convencional; 2/3 emergência (alto custo operacional utilizado somente em época muito seca quando o nível dos reservatórios é baixo).
- 3) Biomassa: cana de açúcar e madeira (tem uma característica sazonal, opera 60% do tempo).

Como pode ser observado na Tabela 1, a carga é em sua maioria concentrada na parte Sudeste do país (Rio de Janeiro, São Paulo, Belo Horizonte). Em 2015, o Sul e o Norte tiveram uma exportação hidrúca de energia enquanto o Sudeste e o Nordeste uma importação hidrúca. As grandes usinas hidrelétricas estão concentradas nas bacias hidrográficas: Grande / Paranaíba / Paraná, São Francisco e Rio Amazonas, sendo que a última esta em desenvolvimento.

### 2.2 Expansão da geração

A expansão futura das usinas de geração (2024) incluirá cerca de 30 GW de energia hídrica, 10 GW de fósseis, 8 GW de biomassa, 20 GW de energia eólica e 7 GW de energia solar. As futuras usinas hidrelétricas estão localizadas nos afluentes do rio Amazonas longe dos centros de carga e por isso alguns sistemas HVDC serão usados. Os outros tipos de geração estão espalhados pelo país e grande parte da geração eólica e solar estão localizadas no Nordeste, no interior e no litoral (on-shore).

A energia eólica e outras fontes de geração intermitentes irão desempenhar um papel importante no futuro da expansão do sistema elétrico brasileiro. As plantas estarão localizadas em regiões onde a geração é maior do que a carga e, portanto, o excedente deve ser transmitido para uma região vizinha. A previsão da carga para a região do Nordeste indica um aumento de aproximadamente 5 GW, enquanto que a geração nessa região pode

umentar em mais de 20 GW, o que significa que este excedente (>15 GW) pode ser enviado para o Sudeste, maior centro consumidor do país.

As áreas com grande potencial de energia eólica são mostradas na Figura 1 (elipses vermelhas). O potencial solar cobre quase a mesma área. A localização do sistema de 1.000kV proposto também pode ser vista na Figura 1 (linha verde). A alternativa em 1.000kV possui duas subestações intermediárias, portanto funcionará como um coletor do excedente de energias eólicas e fotovoltaicas do Nordeste, transmitindo esse excedente para a região Sudeste.



Figura 1 – Potencial Eólico (Região Nordeste)

### 2.3 Transmissão

A título de informação o sistema de transmissão brasileiro em malha onde está sendo estudada a inserção no é mostrado na Figura 2 ( para o ano de 2015 como exemplo). É composto principalmente por linhas de 500 kV e também por algumas de 230 kV, 345 kV, 420 kV, 765 kV e a rede também possui o HVDC (em  $\pm 600$  e  $\pm 800$ kV). No espaço de 10 anos ocorrerá uma expansão significativa no sistema, mas nos mesmos níveis de tensão existentes, a implantação de uma linha de Ultra Alta Tensão em Corrente Alternada (1.000kV), para transmissão em longas distâncias, constituiria numa modalidade transmissão pioneira no Brasil.

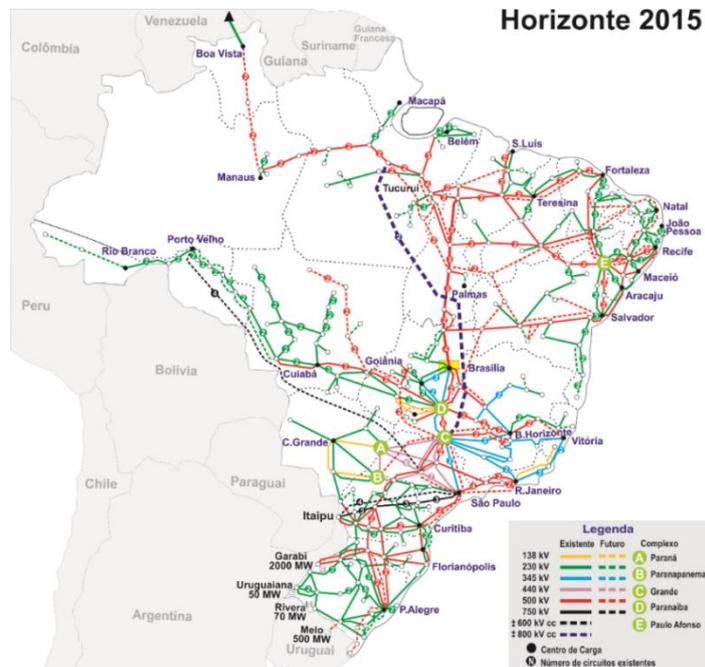


Figura 2 – Sistema de Transmissão Brasileiro (fonte ONS)

## 3.0 - SISTEMA DE TRANSMISSÃO ECONÔMICO

Em um estudo de pesquisa recente foi feita uma avaliação econômica de sistemas CA e CC [1], [2]. O estudo compreendeu a concepção de dez linhas HVDC diferentes (tensões de  $\pm 300$  kV a  $\pm 800$  kV, de 2 a 6 condutores, comprimento de linha até 3000 km) e dez linhas HVAC com tensões iguais a 500 kV, 765 kV e 1.000 kV, de 4 a 8 condutores.

Estas configurações foram utilizadas para estimar o custo unitário (CI) das linhas e ajustá-las em uma equação de regressão (1).

$$CI = a + bV + NS(cN + d) (\$/\text{km}) \quad (1)$$

Onde:

A, b, c, d são parâmetros de regressão (diferentes para CA e CC).

V é a tensão máxima.

N é o número de condutores no feixe.

S corresponde à seção transversal de alumínio (ACSR) de um condutor.

Os custos de equipamentos foram atualizados (vão da subestação, compensação de série / derivação, etc) do Banco de Dados da ANEEL. Ao assumir algumas outras premissas como o ângulo de tensão através da linha, seção de comprimento de linha máxima e transmissão ponto a ponto, a tensão / potência / comprimento ótimos foram determinados (Figura 3) para um sistema HVAC e HVDC, e definidos as distâncias de *break even* CA/ CC.

Como conclusão, verificou-se que, nas condições brasileiras, um sistema HVAC foi mais econômico para distâncias inferiores a 1.200 km e que em se tratando da transmissão de potências iguais, ou maiores a 3.000 MW, o HVAC 1.000kV foi melhor e que o 500kV que foi é por sua vez mais adequado para a transmissão de potências de aproximadamente 1.500MW. A expansão do sistema usando transmissão em 765 kV, seria um pequeno passo em termos de aumento de fluxo, portanto, o sistema de 1.000 kV foi bastante promissor para transmitir a energia eólica e solar do Nordeste para o Sudeste.

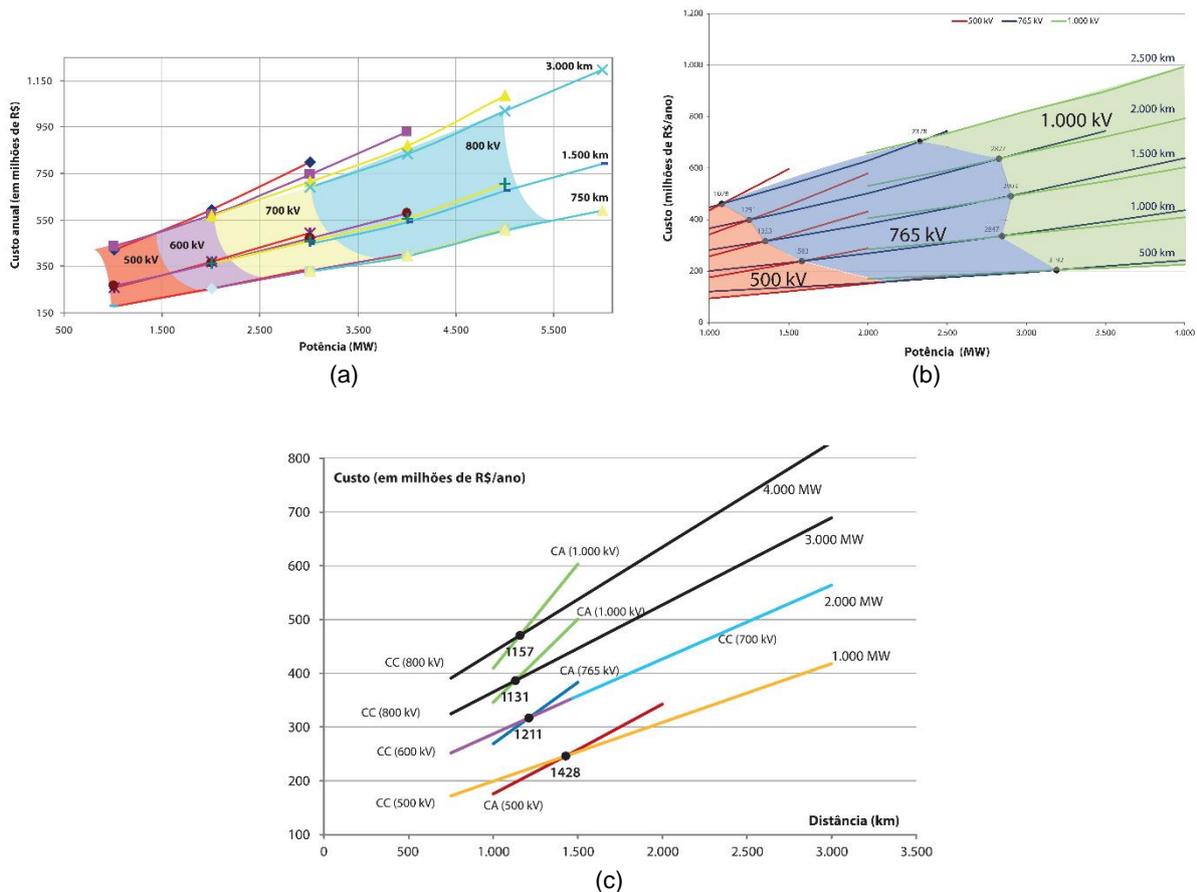


Figura 3 - Sistema de transmissão econômico: HVDC (a); HVAC (b); comprimento break-even (c).

#### 4.0 - INSERÇÃO DO SISTEMA 1.000 KV

As novas usinas hidrelétricas na região amazônica serão despachadas a partir do fluxo de água nos rios, ou seja, as novas usinas não possuem reservatórios para evitar a inundação de grandes áreas. Os sistemas de energia eólica e solar são geração intermitente e, portanto, a regulação de potência tem de ser feita através das fontes de energia hidráulica fora da Amazônia, que por sua vez dependem da taxa de precipitação (chuva).

A demora no comissionamento das usinas hidrelétricas recém instaladas, associadas a um período de chuvas muito baixas nas regiões Nordeste e Sudeste, levou o armazenamento dos reservatórios existentes a níveis muito baixos (operação crítica). A geração térmica de emergência precisou ser despachada para economizar a água dos reservatórios, geração que possui um alto custo de energia. No futuro, este cenário de geração de energia dependerá tanto da geração eólica/solar quanto da chuva.

Estas restrições podem levar a cenários com baixa geração hidrelétrica e alta geração eólica/solar. Num provável despacho de geração para o ano de 2024, está prevista uma grande transferência de energia da região Nordeste para a região Sudeste e, nessas condições, o sistema de 1.000kV será fundamental para o funcionamento da rede. A distribuição de energia mostrada na Figura 4 refere-se ao sistema com carga pesada.

O sistema 1.000kV estudado é composto por três trechos de 440 km cada. As linhas têm 50% de compensação série (capacitor) e 85% de compensação de reator de derivação nas linhas, metade em cada extremidade. A linha é projetada para 4.000MW e tem 8x795 MCM (~ 400 mm<sup>2</sup>), Tern ACSR, com espaçamento 45,7 cm entre subcondutores. Dois tipos de torres estão sendo considerados no projeto, uma autoportante e outra estaiada.

O estudo foi feito com base no ano 2024 do planejamento da EPE, com um adicional (extra) de 5 GW de geração renovável no NE. O estudo técnico realizado até agora incluiu análises relacionadas ao fluxo de potência, curto-circuito, estabilidade dinâmica, sobretensões na frequência industrial de manobra e atmosférica, projeto de linha e solicitação dos equipamentos. Os resultados de tais estudos foram relatados em publicações anteriores [7], [8] e [9].

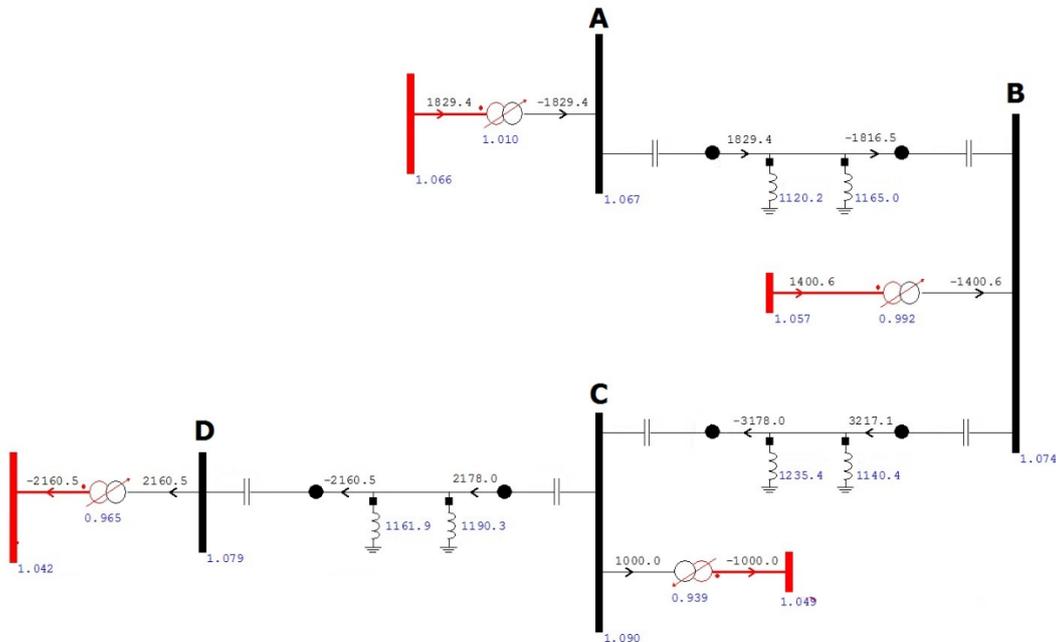


Figura 4 - Fluxo de potência ativa (todas as linhas são compensadas em 50% em ambos os terminais).

#### 5.0 - EXPANSÃO DO SISTEMA 1.000 KV

O sistema 1.000kV além de viável tecnicamente, se mostrou bastante flexível, pois suas subestações intermediárias funcionam como coletoras do excedente gerado ao longo de seu trajeto. A flexibilidade da alternativa estudada também permite sua expansão para atender a um possível cenário de geração em horizonte mais distante com uma geração muito superior do que o apresentado anteriormente no item 2.2.

Por outro lado, os condutores da linha podem estar em boas condições econômicas mesmo para 5 GW por linha no caso do fator de perdas ser mais baixo [11] que o adotado no projeto, e em emergência ou condições temporárias curtas transmitir pouco mais (precisaria, entretanto, reforçar o sistema 500 kV local, e eventualmente ajustar a compensação série). A Figura 5 mostra os fluxos de potência ativa no sistema 1.000kV, para quatro

trechos e dois circuitos a partir do segundo trecho.

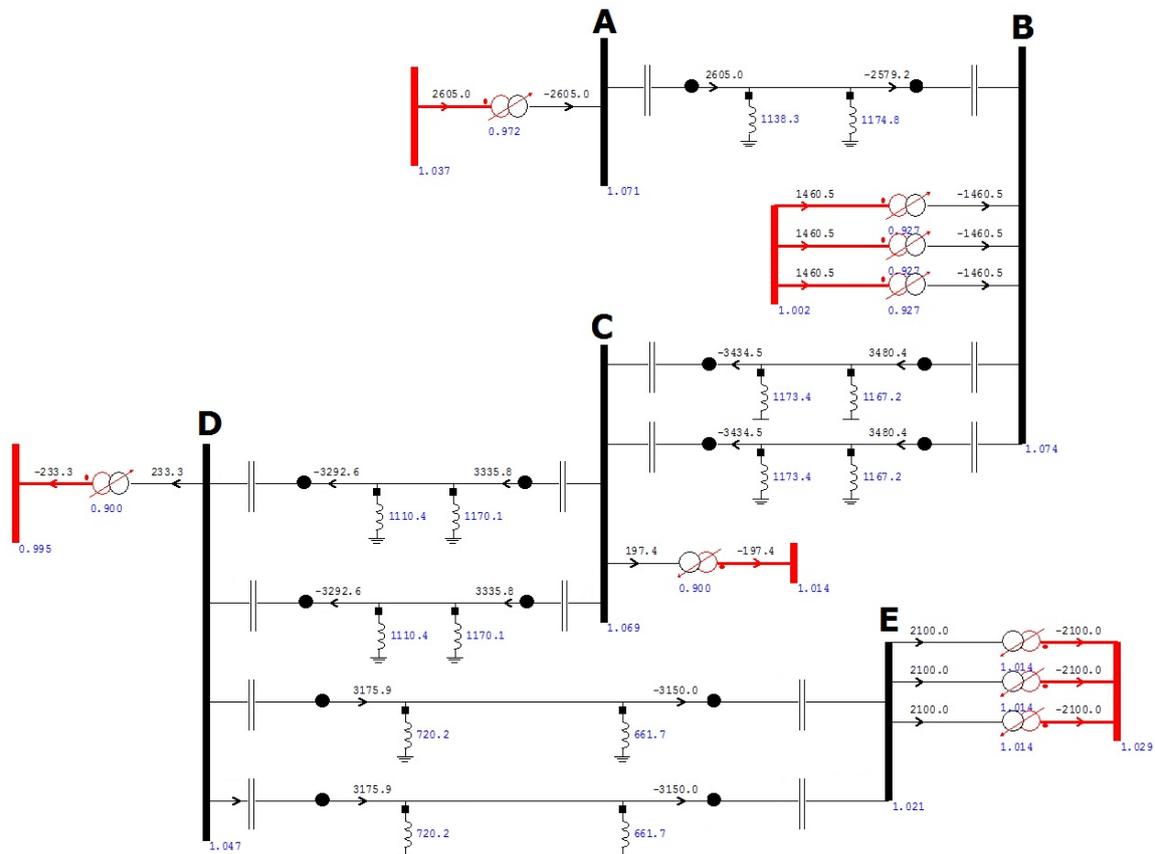


Figura 5 - Fluxo de potência ativa (Linha 1.000 kV com 1 e 2 circuitos).

## 6.0 - CONFIABILIDADE

A alternativa de 1.000kV foi estudada (para o ano 2024) em termos de fluxo de potência e estabilidade, atendendo aos critérios de projeto solicitados determinados pelo ONS (Operador Nacional do Sistema). É possível dizer que os casos analisados mostram que há potencial de escoamento de mais de 5 GW de geração adicional, coletando os potenciais de geração renovável na região. A ligação em 1.000kV em 4 subestações em circuito simples se mostrou robusta, atendendo ao critério de planejamento N-1 mesmo no trecho mais carregado, foram feitas as emergências de linhas de 500 kV perto do sistema 1.000 kV e de seções de 1.000 kV, para o ano de 2024. Os critérios de emergência impostos (variação de tensão e carga dos componentes do sistema) foram devidamente cumpridos.

## 7.0 - ECONOMIA DO SISTEMA DE TRANSMISSÃO

Na avaliação da viabilidade econômica do sistema de 1.000kV, foram feitas comparações do custo do sistema 1.000 kV considerando três trechos de 440 km cada e um circuito por trecho, com outras alternativas, são elas:

- Sistema de 500 kV com três trechos de 440 km cada, duas linhas por trecho e 40% de compensação série (capacitor).
- Sistema multiterminal HVDC com conversores VSC, com três trechos de 440km cada.

Foi realizada uma avaliação econômica preliminar comparando o custo de investimento anual mais perdas Joule e a alternativa de 1.000kV apresentou o menor custo total, como mostra a Tabela 3.

A partir da Tabela 3, pode-se observar que o custo do sistema de 1.000kV é menor que o das demais alternativas. O sistema de 500 kV tem um custo total 13% maior do que a alternativa de 1.000 kV e o sistema multiterminal é 44% maior.

Tabela 3—Custos de investimentos das alternativas

Descrição	Milhões de R\$		
	1.000 kV	500 kV	Multiterminal - VSC
Linhas de transmissão	2.508	3.404	1.910
Transformadores	355	0	0
Subestações	1.410	1.014	487
Conversoras	0	0	3.784
<b>SUBTOTAL EQUIPAMENTOS</b>	<b>4.274</b>	<b>4.417</b>	<b>6.182</b>
Perdas nas Linhas	394	988	255
Perdas nos Transformadores	102	0	0
Perdas nas Conversoras	0	0	433
<b>TOTAL</b>	<b>4.770</b>	<b>5.405</b>	<b>6.869</b>
Comparação com o 1.000 kV	1,00	1,13	1,44

## 8.0 - CONCLUSÃO

Na expansão futura do sistema elétrico brasileiro a energia eólica e outros tipos de geração intermitentes irão desempenhar um papel importante. Estas plantas estarão localizadas em regiões onde a geração é maior do que a carga, portanto, será necessário transmitir esses grandes blocos de energia a áreas com maior demanda. O sistema de 1.000 kV aparece como uma alternativa tecnicamente vantajosa e menos onerosa, bem como oferece boas possibilidades para a futura expansão do sistema.

## 9.0 - AGRADECIMENTOS

À ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica), Eletrobras-Eletronorte e SGBH (State Grid Brazilian Holding) pela oportunidade no desenvolvimento do projeto UAT e pelas contribuições para o enriquecimento dos estudos realizados.

## 10.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] M.L. Santos, J.A. Jardini, R. P. Casolari, R. L. Vasquez-Arnez, G. Y. Saiki, T Sousa, G. L. Nicola, "Power Transmission Over Long Distances: Economic Comparison between HVDC and Half-Wavelength Line" IEEE, PWRD, 2013.
- [2] J.F. Nolasco, J.A. Jardini, J.F. Graham et alii, "Impacts of HVDC Transmission Lines in the Economics of HVDC Systems", CIGRE TB-388, 2009.
- [3] M.L. Santos, J.A. Jardini, M. Masuda, and G.L.C. Nicola, "A Study and Design of Half-wavelength Lines as an Option for Long Distance Power Transmission." In: IEEE Power Energy Soc. Trondheim PowerTech, Trondheim, Norway, 2011.
- [4] M.L. Santos, J.A. Jardini, M. Masuda, and G.L.C. Nicola, "Electrical Requirements for Half-Wavelength Power Transmission Line Design." In: Proc. IEEE/Power Energy Soc. Transm. Distrib. Conf. Expo. LatinAmerica, 2010, pp. 486–490.
- [5] Projeto Transmitir, Alternativas não convencionais para transmissão de energia elétrica. Estudos Técnicos e Econômicos, Ed. Teixeira, pp: 368, 2012
- [6] <http://www.ons.org.br/home/> (Operador Nacional do Sistema)
- [7] J.A. Jardini, P.O. Silveira, F.R.V.A. Pedroso, G.L.C. Nicola, J.F. Graham "Electromagnetic Transients in a 1.000kV system. Part I - Modeling and arc extension". In: 2016 IEEE PES Transmission & Distribution Conference and Exposition Latin America (T&D LA), Morelia, 21-23 sept. 2016. <http://ieeetdla16.org/>.
- [8] J.A. Jardini, G.Y. Saiki, M.T. Bassini, G.L.C. Nicola, J.F. Graham "Electromagnetic Transients in a 1,000 kV System: Part II – Line Energization, Reclosing and Insulation Coordination." In: 2016 IEEE PES Transmission & Distribution Conference and Exposition Latin America (T&D LA), Morelia, 21-23 sept. 2016. <http://ieeetdla16.org/>
- [9] J.A. Jardini, M.T. Bassini, R.L. Vasquez-Arnez, S.O. Frontin; G.L.C. Nicola, J.F. Graham, "Electromagnetic Transients in a 1,000 kV System: Part III - Fault Inception, Cleaning and Load Rejection." In: 2016 IEEE PES Transmission & Distribution Conference and Exposition Latin America (T&D LA), Morelia, 21-23 sept. 2016. <http://ieeetdla16.org/>

- [10] R.L. Vasquez-Arnez, J.A. Jardini, G.L.C. Nicola, E.H. Rose, J.F. Graham, L. Guijun, "Energization Study of an Ultra High Voltage Power Transformer Aimed at Connecting a 1.000 KV Line into the Brazilian Power Grid". In: XVII Encontro Regional Iberoamericano de CIGRÉ (XVII ERIAC), Ciudad del Este, 21-25 de mayo, 2017.
- [11] J.A. Jardini, R.L. Vasquez-Arnez, S.O. Frontin, G.L.C. Nicola, M.C. de Araujo, J.F. Graham, L. Guijun, "Basic Design of a 1.000 KV AC Line to Transmit Power from the Northeast to the Southeast Region of Brazil". In: XVII Encontro Regional Iberoamericano de CIGRÉ (XVII ERIAC), Ciudad del Este, 21-25 de mayo, 2017.
- [12] P.O.Silveira, J.A. Jardini, G.Y. Saiki, G.L.C. Nicola, V.G. Machado, J.F. de Jesus, R.L.M. Piccirilli, J.F. Graham, L. Guijun, "Viability of Insertion of a 1.000 kV System into the Brazilian Network". In: XVII Encontro Regional Iberoamericano de CIGRÉ (XVII ERIAC), Ciudad del Este, 21-25 de mayo, 2017.
- [13] L. Zhenya "Ultra High Voltage AC/DC Grid", Elsevier Academic Press, 2014.
- [14] Zutao Xian, Jiming Lin, Liangeng Ban, Bin Zheng, "Investigation of TRV across Circuit-Breaker of Series Compensated Double-Circuit UHV Transmission Lines". 2010 International Conference on Power System Technology, Hangzhou, 2010.
- [15] Jun Yuan; Zhanqing Yu, "Lightning Shielding Protection Design and Actualization of 1000-kV UHVAC Overhead Transmission Line in China". 2010 Asia-Pacific Symposium on Electromagnetic Compatibility (APEMC), 2010. pp. 1578 - 1581. DOI: 10.1109/APEMC.2010.5475687
- [16] \_\_\_\_, Apresentação PPT, UHVAC Projects in China, Japan and India, São Paulo, Nov. 2016.

## 11.0 - DADOS BIOGRÁFICOS

José Antonio Jardini, Engenheiro eletricitista (1963), mestre (1969) e doutor (1973) pela Escola Politécnica da USP. Trabalhou na Themag no cargo de superintendente e como professor e pesquisador na Escola Politécnica da USP (Professor Titular). Atuou nos projetos: sistema de transmissão de Itaipu, Cesp, Chesf, Eletronorte, Furnas, Eletrosul. É atuante no Cigré, no grupo de trabalho B2 (Linhas) e B4 (Corrente Contínua). É atuante também no IEEE onde participou da organização de vários congressos. É Fellow Member do IEEE e atuou como Distinguished Lecturer nas Sociedades de Potência (PES) e Industrial (IAS). Coordenou inúmeros projetos de P&D no âmbito do programa da Aneel. Atualmente é consultor independente e diretor da J2 Consultoria e no Instituto Técnico de Automação e Estudos Elétricos (ITAEE)..



Patricia O. da Silveira, nasceu no Rio Grande do Sul, em 1979, é engenheira Eletricista formada pela Universidade Presbiteriana Mackenzie (SP), em 2009, mestranda em Engenharia Elétrica pela Escola Politécnica da Universidade de São Paulo (USP). Atualmente trabalha como pesquisadora na área de Sistemas de Potência, para Fundação para o Desenvolvimento Tecnológico da Engenharia (FDTE) e no Instituto Técnico de Automação e Estudos Elétricos (ITAEE).



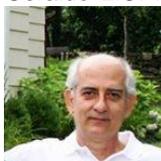
Felipe Rocha Velloso de Almeida Pedroso, Experiência na área de distribuição, com projetos realizados para diversas empresas do setor, em diferentes regiões do país. Experiência na área de transmissão HVDC de energia e controle de conversores VSC, LCC e CCC. Atualmente atuando na área de transmissão de energia HVDC.



Sergio de Oliveira Frontin, Engenheiro Eletricista formado pela Escola Nacional de Engenharia da UFRJ (1969) e Mestre em Sistemas de Potência pelo Rensselaer Polytechnic Institute em Troy (New York – Estados Unidos (1971). Trabalhou em Furnas Centrais Elétricas S.A (1967 – 1987 e 1992- 1997), Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (1988), Itaipu Binacional (1989-1991) e Agência Nacional de Energia Elétrica – Aneel (1998 – 2008). Ex-professor da Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro (1972 a 1977), Instituto Militar de Engenharia do Rio de Janeiro (1978) e Universidade Estadual do Rio de Janeiro (1980 a 1986). Atualmente é pesquisador colaborador da Universidade de Brasília e consultor nas áreas de energia, regulação, geração, transmissão, tecnologia da informação e gestão de conhecimento.



Geraldo L.C. Nicola, Engenheiro eletricitista pela Universidade de Brasília, atua na Eletrobras Eletronorte desde 1977 na área de expansão da transmissão, subestações. Participou do projeto e implantação de vários empreendimentos em corrente alternada entre 69 e 800 kV, corrente alternada e contínua, FACTS e na gerência de projetos de pesquisa e desenvolvimento em transmissão.



Jader Fernandes de Jesus, Engenheiro Eletricista formado pela Universidade do Estado de Minas Gerais/UEMG (2001). Trabalhou na Alstom Transport como Process Engineer, onde era responsável pela constatação e eliminação de defeitos na frota do Metrô-DF, com ênfase na análise de desempenho e estudos para evolução do Sistema (2002- 2008), na Eletrobras Eletronorte atuou na área de planejamento da expansão da transmissão, onde são desenvolvidos os estudos elétricos de potência, visando a integração de novas instalações (Equipamentos e Subestações) ao SIN (2008-2015) e na Eletrobras Distribuição Amazonas como Gerente do Departamento de Planejamento e Controle da Expansão, onde são desenvolvidos os estudos de planejamento e plano de expansão dos sistemas de distribuição em alta, média e baixa tensão (2015- 2016).



Atualmente ocupa a função de Gerente Executivo na área de Planejamento da Expansão da Transmissão da Eletrobras Eletronorte.

Vanderlei Guimarães Machado, Engenheiro eletricista pela Universidade Federal de Goiás, 1978, e pós-graduação pela Universidade Federal de Santa Catarina, 1979. Trabalha na Eletrobrás Eletronorte desde 1988 na área de planejamento da expansão da transmissão. Participou de projetos e implantação de vários empreendimentos em corrente alternada entre 69 e 550 kV. Desenvolve estudos de otimização de projetos de linhas de transmissão, definição otimizada dos cabos condutores e cabos para-raios. Sistemas de aterramento e cálculos da faixa de servidão das linhas de transmissão. Transitórios eletromagnéticos, fenômenos eletromagnéticos e interferências em dutos de água, gasodutos, oleodutos, etc.



Rafael Lewergerger Meireles Piccirili, Engenheiro Eletricista formado pela Universidade de Brasília/UNB em 2006. Atualmente trabalha na Gerência de Planejamento da Expansão da Transmissão na Empresa Eletrobras Eletronorte na função de Engenheiro de Planejamento nas seguintes atividades profissionais: Elaboração e desenvolvimento de Estudos de Viabilidade Técnico-Econômica e Sociambiental, Estudos de Fluxo de Potência, Estudos de Estabilidade de tensão em regime permanente, Estudos de energização, Estudos de estabilidade eletromecânica, Estudos de curto-circuito, Definição de compensação reativa série e em derivação, especificação de equipamentos, estudos de conexão de Usinas e de traçado para implantação de novas linhas de transmissão no SIN (Sistema Interligado Nacional), participação nos estudos de transmissão e escoamento da Usina Hidrelétrica de Belo Monte.



John Francis Graham, Possui graduação em Engenharia Elétrica - Coventry University (1965). Tem experiência na área de Engenharia Elétrica, com ênfase em Sistemas Elétricos de Potência, especialmente corrente contínua (HVDC).



Liu Guijun, possui graduação em Industrial Electrical Automation pela China Three Gorges University (1987). Tem mais de 14 anos de experiência na área de projetos de Engenharia Elétrica, com ênfase em Sistemas Elétricos de Potência. Atualmente participa dos projetos de P&D relacionados a UAT (Ultra Alta Tensão) e HVDC Multi-infeed com configuração CCC (Capacitor Commutated Converters).

