



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

GPL 15
14 a 17 Outubro de 2007
Rio de Janeiro - RJ

GRUPO VII

GRUPO DE ESTUDO DE PLANEJAMENTO DE SISTEMAS ELÉTRICOS – GPL

ESTUDO DE INTEGRAÇÃO DOS AHE DO RIO MADEIRA AO SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL - ANÁLISE TÉCNICO-ECONÔMICA

Paulo César Esmeraldo*	Luiza Maria Carijó	Sebastião Vidigal F. Junior	Antônio Ricardo Carvalho
Edna Maria de A. Araújo	Elizabeth Alves Rizzo	CEMIG	CEPEL
EPE	Arnaldo Dias Júnior	Débora R. Penido Araújo	Valdson Simões
	FURNAS	ELETOBRAS	CHESF
		Marcos Affonso dos Santos	
		CTEEP	

RESUMO

O artigo apresenta os resultados das análises de alternativas de transmissão concebidas para escoamento da potência dos AHE Jirau e Santo Antônio, levando em conta os aspectos de operação em regime permanente (fluxo de carga) e de avaliação econômica. As avaliações de desempenho dinâmico são apresentadas em um artigo específico. O desenvolvimento e os resultados dessas análises foram concebidos por um grupo de trabalho, coordenado pela EPE, em conjunto com diversas empresas do setor -CEMIG, CEPEL, CHESF, CTEEP, ELETROBRÁS, ELETRONORTE e FURNAS- e está consolidado no documento da Referência (1).

De forma resumida, o artigo apresenta:

- A descrição das alternativas de transmissão para escoamento pleno da potência dos empreendimentos Jirau e Santo Antônio e sua interação com o sistema regional;
- A indicação preliminar dos pontos receptores do Sistema Interligado Nacional (SIN), bem como dos reforços associados;
- Os resultados de desempenho técnico das alternativas sob o enfoque de regime permanente;
- A comparação e identificação da alternativa de melhor desempenho técnico-econômico.

PALAVRAS-CHAVE

Sistema de transmissão CA e CC, integração de usinas, Rio Madeira, UHE Jirau, UHE Santo Antônio.

1. INTRODUÇÃO

Os aproveitamentos hidrelétricos (AHE) de Santo Antônio (3150 MW) e Jirau (3300 MW), situados no rio Madeira, nas proximidades de Porto Velho, podem ser considerados como marcos iniciais da exploração do imenso potencial do rio Madeira e seus formadores. Essas usinas, por serem aproveitamentos de baixa queda, apresentam características ímpares de geração, com turbinas do tipo bulbo, com 88 geradores de potências maiores que 70 MW cada, ainda não disponíveis no mercado mundial. Além disso, envolvem distâncias de transmissão de aproximadamente 2500 km.

Essas características inéditas, aliadas à necessidade de cuidadosas análises de mitigação dos impactos sócio-ambientais e aos volumosos investimentos associados, conferem aos sistemas de transmissão dessas usinas um maior grau de complexidade, que exigem estudos técnicos e econômicos bastante detalhados.

3. PREMISSAS, CRITÉRIOS E DADOS

Premissas Gerais

Porte do sistema: A definição da capacidade do sistema de transmissão das usinas do rio Madeira depende do excedente obtido após o atendimento local. A demanda local, por sua vez, apresenta uma faixa de variação significativa, de 100 a 1000 MW, dependendo da combinação dos diversos cenários de carga e geração. Assim sendo, no dimensionamento das alternativas, foram analisadas duas condições críticas; a condição de menor transferência para o sistema regional (cerca de 150 MW) e conseqüente maior exportação (cerca de 6300 MW) e a condição de maior atendimento regional (cerca de 900 MW) que corresponde a maior demanda no horizonte de estudo e menor disponibilidade de geração regional.

Sistemas receptores: Prioritariamente a energia do Madeira deverá atender ao sistema Acre/Rondônia e para a transmissão do excedente, a região Sudeste foi adotada como o principal receptor, devido aos grandes reservatórios e aos montantes de carga, além das menores distâncias envolvidas em relação às regiões Nordeste e Sul. Os estados de São Paulo e Rio de Janeiro foram considerados como pontos terminais no Sudeste, por apresentarem as duas maiores concentrações de carga do Brasil e a maior malha de EAT que se interliga com os demais estados.

Comprimentos de linhas: A distância máxima entre as subestações seccionadoras de 500 e 765 kV, nessa primeira fase dos estudos, foi limitada em 400 km, procurando localizá-las próximas às SEs existentes no SIN, de modo a possibilitar maiores expansões. As estimativas de comprimentos de linhas de transmissão foram feitas com base em sistemas de coordenadas geo-referenciadas, acrescidas de 10 %, como margem de desvios de faixa de passagem.

Critérios

As análises desenvolvidas seguiram, de um modo geral, os critérios e procedimentos de planejamento. Devido à existência de alternativas com tecnologias distintas (CA e CC), é importante ressaltar os seguintes pontos:

Critério de atendimento: N-1 sem alívio automático de geração, após a plena entrada em operação das usinas. No caso da transmissão em corrente contínua, as configurações devem suportar a perda de um pólo, com retorno pela terra, pelo tempo necessário de reconfiguração do elo CC (esse tempo deverá ser inferior a 30 minutos).

Redespacho: Foi admitida a possibilidade de redespacho após 30 minutos para indisponibilidade da linha de corrente alternada ou de um pólo de corrente contínua, diminuindo o custo da compensação série e das conversoras;

Limites de Carregamento: Para os carregamentos máximos de linhas de transmissão e transformadores de instalações existentes, foram seguidas as informações das empresas representadas nos casos do Plano Decenal, ciclo 2006/2015. Para as transformações futuras, foram admitidas sobrecargas de 20 %, em emergência. Para o dimensionamento das conversoras de corrente contínua e dos capacitores série, foram admitidas sobrecargas de até 35 %, com acréscimo do custo por essa capacidade adicional;

Compensação reativa: Foi considerado um valor máximo para a compensação série, nessa fase do estudo, de 65% da reatância de cada trecho entre subestações. Para a compensação shunt foi considerada inicialmente 100% da susceptância da linha (aproximadamente 15% na barra e 85% na linha);

Limites de tensão em regime permanente: Nas alternativas que contemplam o nível de tensão de 765 kV, a tensão máxima admitida foi de 1,046 p.u, na condição normal e de emergência, tendo em vista a experiência do sistema de Itaipu. Nas alternativas que contemplam o nível de tensão de 500 kV, a tensão máxima admitida foi de 1,1 pu na condição normal de operação e, em condição de emergência, foi considerado o limite de 1,2 pu, no terminal da compensação série.

Dados

Situações analisadas: Despacho pleno no Madeira, sem considerar Belo Monte (2013) e Despacho pleno do Madeira considerando 5500 MW em Belo Monte (2015).

Cenários: Com base nas análises dos fluxos nas interligações, resultantes das simulações energéticas, foram estabelecidos 2 cenários de despacho de geração considerados mais relevantes para avaliação do impacto dos aproveitamentos Jirau e Santo Antônio no SIN: Cenário Úmido (AHE Jirau e Santo Antônio com despacho pleno e as interligações Norte/Sul e Sul/Sudeste com valores máximos no sentido norte-sul) e Cenário Seco, com ênfase para o nordeste (AHE Jirau e Santo Antônio com despacho de 3000 MW, 4700 MW em Tucuruí, 1000 MW em Belo Monte, 2000 MW em Garabi e 1000 MW de biomassa no Sudeste).

Mercado: A carga considerada foi aquela representada no Plano Decenal, ciclo 2006/2015, sendo que, para o sistema regional Acre / Rondônia, não foi identificada nenhuma nova grande carga na região.

Geração: O Plano de Geração utilizado no estudo foi o disponibilizado pela área energética da EPE em setembro de 2005. Para efeito de simulação dos casos, as usinas Jirau e Santo Antônio foram representadas com despacho máximo e potência plena, já em 2013, de forma a separar os impactos do Madeira dos impactos de Belo Monte no SIN.

Topologia e sistemas referenciais: Os casos base de fluxo de potência foram obtidos dos casos de cargas pesada e leve, montados a partir do Plano Decenal, ciclo 2006/2015, e da representação de obras referenciais para reforço às interligações de acordo com a sinalização deste PDEE 2006/2015 e com reforços em alguns pontos da região Sudeste, comuns a todas as alternativas.

Configurações de torres e linhas de transmissão: Para simulação das alternativas de transmissão foram pesquisadas novas configurações de linhas de potência natural elevada, com feixe expandido de 6 e 8 condutores, buscando a redução da impedância de transferência para aproximação elétrica dos sistemas (estabilidade dinâmica) e a otimização de torres e condutores. Ressalta-se que foram utilizadas configurações de torres mais leves, de forma a diminuir os custos dos projetos (cerca de 85% das torres foram consideradas tipo estaiadas).

Base de custos: Para definir o investimento das conversoras, foram utilizados valores médios obtidos através de coleta de preços (3 fabricantes), considerando uma relação cambial de US\$ 1 para R\$ 2,15 (média out/2006), impostos em 37%,

taxas de administração de 5%, eventuais de 10% e os custos dos transformadores reservas (2 unidades monofásicas por pólo) como 5% do investimento da conversora. Além disso, foram considerados custos adicionais para comportar a sobrecarga necessária a cada alternativa, durante meia hora.

Para as demais instalações, foram utilizados os custos referenciais da ELETROBRÁS, jun/2004. No entanto, esses custos foram atualizados de acordo com as variações do dólar e do IGPM, segundo metodologia utilizada pela ANEEL para cálculo do teto das receitas ofertadas nos leilões e através de consultas de preços atualizadas para compensadores estáticos e capacitores série. Nas análises econômicas considerou-se um custo marginal de expansão de R\$ 130,00/MWh, uma taxa de desconto de 11 % a/a, com o tempo de vida útil das instalações de 30 anos.

4. PONTOS DE INTEGRAÇÃO AO SISTEMA INTERLIGADO

Baseando-se nas premissas de maior potencial de carga (existente e a instalar) e na capacidade de integração ao sistema, as SEs abaixo relacionadas foram definidas como estações de escoamento, comuns em todas as alternativas.

SE Coletora Porto Velho

A escolha de uma SE Coletora em Porto Velho foi definida a partir do mínimo custo global verificado no estudo específico (2). A grande concentração de geração hidráulica no seu raio de influência, a sua proximidade com as usinas de Jirau (± 100 km) e Santo Antônio (± 5 km) e com a cidade de Porto Velho (± 10 km), são características favoráveis que reforçaram a escolha. Além disso, está próxima a Manaus (± 850 km), criando a possibilidade de interligação entre as duas regiões.

SE Porto Velho

A SE Porto Velho concentra uma carga de aproximadamente 200 MW e possui ligações em 230 kV com Rio Branco e com a futura interligação Sudeste – Acre/Rondônia.

SE Araraquara

O município de Araraquara localiza-se na região central do estado de São Paulo. Em função dessa localização, diversas linhas de transmissão de extra alta tensão cruzam o município, que atualmente conta com subestações 500 kV de Furnas e 440 kV da CTEEP, tornando-se um local propício para receber grandes blocos de potência.

SE Atibaia

O município de Atibaia localiza-se na região intermediária entre a grande São Paulo e o sul de Minas Gerais, sendo atravessado pela rodovia Fernão Dias. Várias linhas de transmissão em extra alta tensão, nos níveis de 500 kV, 440 kV, e 345 kV, cruzam o município, tornando o local atraente para instalação de uma subestação que interconecte esses sistemas. Atibaia também se localiza em ponto intermediário do traçado entre Araraquara (SP) e Nova Iguaçu (RJ), seccionando as LTs de 500 kV planejadas entre essas subestações.

SE Nova Iguaçu

A SE Nova Iguaçu foi considerada como um novo terminal para atendimento à área Rio de Janeiro e como receptor da energia proveniente desses novos grandes aproveitamentos contemplados no estudo, por estar situada em local estratégico, próximo ao principal tronco de transmissão de 138 kV da LIGHT, Nilo Peçanha – Cascadura, e dos circuitos em 500 e 345 kV para o Rio de Janeiro, além de ser um pólo de carga significativo.

5. FORMULAÇÃO DAS ALTERNATIVAS

Para a transmissão em corrente contínua foi analisada apenas a tensão ± 600 kV, sendo que as tensões ± 800 kV e ± 500 kV deverão ser estudadas na fase de detalhamento. Mesmo com essa simplificação, a combinação de tecnologias CC e CA, níveis de tensão 500 e 765 kV, as diferentes configurações de linhas e as diversas combinações possíveis de rotas ocasionaram a formulação de um número elevado de alternativas de integração, chegando, num primeiro exercício, a cerca de 100 possibilidades. Para reduzir esse número, foram definidas algumas premissas e obras comuns, como as subestações citadas no item anterior e a disponibilização de aproximadamente 1000 MVA de capacidade na SE Coletora Porto Velho, além de 2 LTs 230 kV (2x12 km) para a SE Porto Velho. Para transmitir a potência plena dos empreendimentos (6450 MW), foi definido um conjunto final de 16 alternativas, mostrado esquematicamente na Figura 2.

Nas alternativas CA foram avaliados padrões de torres já existentes no Brasil e padrões propostos pelo CEPEL. Buscando reduzir a impedância de transferência para se obter um bom desempenho em regime dinâmico, foram analisadas configurações com um número maior de subcondutores por fase.

Para as alternativas mistas, CA/CC, foram testadas distribuições de fluxos de 70% e 50% da potência (6300 MW) passando pelo elo CC e o restante pelo sistema AC paralelo.

Nas alternativas denominadas CC, a existência de um sistema de transmissão em 230 kV, que interliga o sistema do Acre / Rondônia ao sudeste, permite integração de qualquer agente ao longo do sistema em corrente alternada existente na rota até o sudeste, conferindo a essas alternativas uma configuração naturalmente mista (CA/CC). A filosofia dessas alternativas é utilizar a corrente contínua para a transmissão em longa distância e a corrente alternada para os reforços locais.

6. ANÁLISE AMBIENTAL PRELIMINAR

As análises ambientais preliminares (3) associadas a cada alternativa concluíram que são boas as condições para a implantação dos corredores de LT. As dificuldades e obstáculos identificados nesta etapa dos estudos podem ser considerados passíveis de equacionamento, por não estarem associados a áreas de restrição legal, como por exemplo, a unidades de conservação de proteção integral ou de uso sustentável ou a terras indígenas. Além disso, as baixas densidades demográficas em grande parte das regiões atravessadas pelos corredores, assim como o distanciamento entre as cidades na rede urbana, oferecem uma boa flexibilidade para implantação do tronco de transmissão. Observa-se, no entanto, que essas condições se alteram na região sudeste devido às altas densidades demográficas e, por consequência, à intensa ocupação do solo, agravadas pela presença de um relevo mais acidentado.

Com relação a um possível atendimento a Manaus, os pontos com possibilidade de travessia do rio Amazonas ainda estão sendo avaliados, devendo envolver soluções especiais de engenharia, tais como elevação de torres e cabos especiais que, caso se mostre atrativa a ligação, serão analisados em estudos específicos.

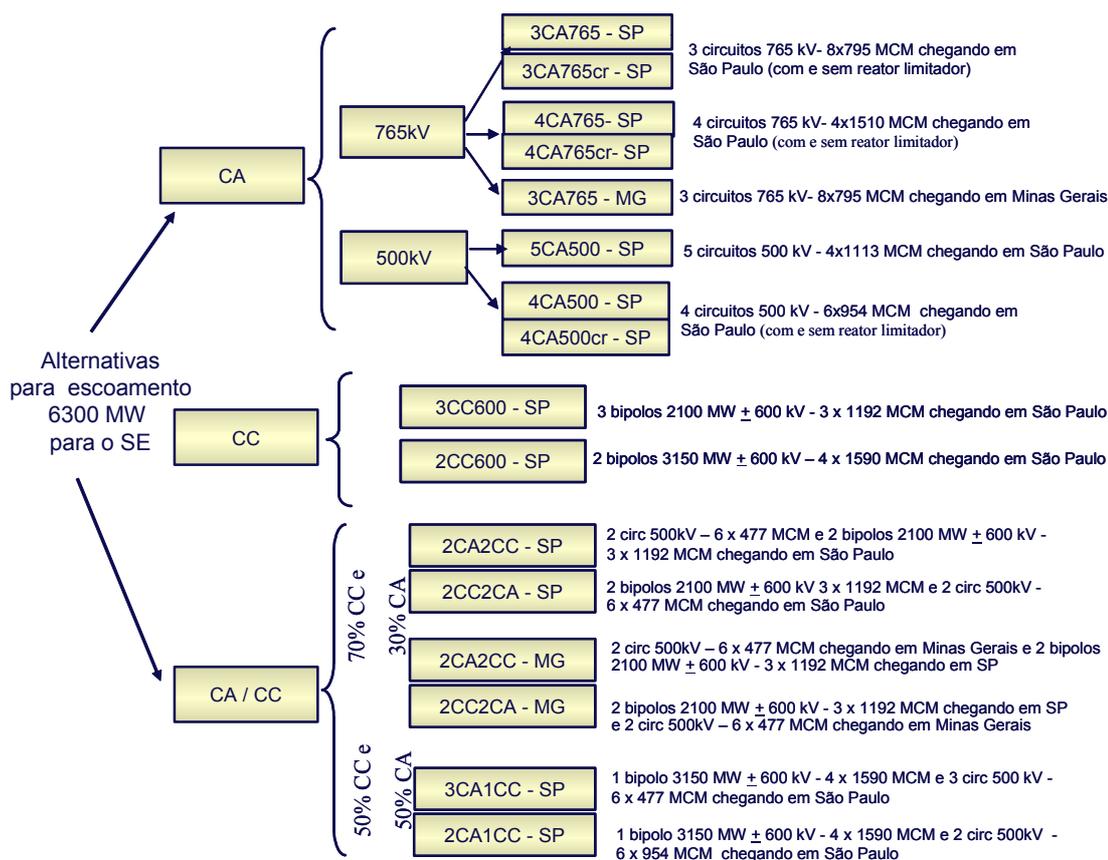


FIGURA 2 – Alternativas analisadas

7. ANÁLISE TÉCNICA

As configurações de cada alternativa foram estabelecidas de forma a apresentar desempenho satisfatório em regime permanente, dentro dos critérios estabelecidos pelo planejamento, tanto em condição normal como em condição de contingência, para os casos de referência, 2013 e 2015. Também foram realizadas sensibilidades com relação ao montante de geração disponível no estado de Mato Grosso, PCHs adicionais, que poderia impactar na comparação de desempenho das alternativas.

Análise de perdas elétricas

Com relação às perdas ôhmicas, foram levantados os diferenciais totais entre as alternativas obtidos nas análises de fluxo de potência para os cenários úmido e seco. A Figura 3 apresenta as perdas diferenciais referentes ao ano de 2013. É interessante observar que os menores valores são obtidos nas alternativas 765 kV, enquanto que as alternativas 500 kV são as que apresentam as maiores perdas.

Análise de curto-circuito

As alternativas em corrente alternada (765 e 500 kV) provocaram superação de capacidade em mais de 15 disjuntores de 440 kV na SE Araraquara. Nas alternativas de corrente contínua, o nível de potência de curto monofásico na SE Araraquara se encontra na faixa de 16000 MVA, levando a uma relação de potência de curto / potência transmitida, maior que 3.

Análise de estabilidade

Grande parte dos reforços, inclusive o número de circuitos necessários no tronco, foi definida pelos estudos de estabilidade (4). Ressalta-se que a implantação de conversoras *back-to-back* foi recomendada, nessa fase, como uma solução mais robusta para isolar o sistema Acre/Rondônia dos esforços torcionais nas usinas locais, das variações de tensão e de frequência, provocadas por falhas de comutação na inversora.

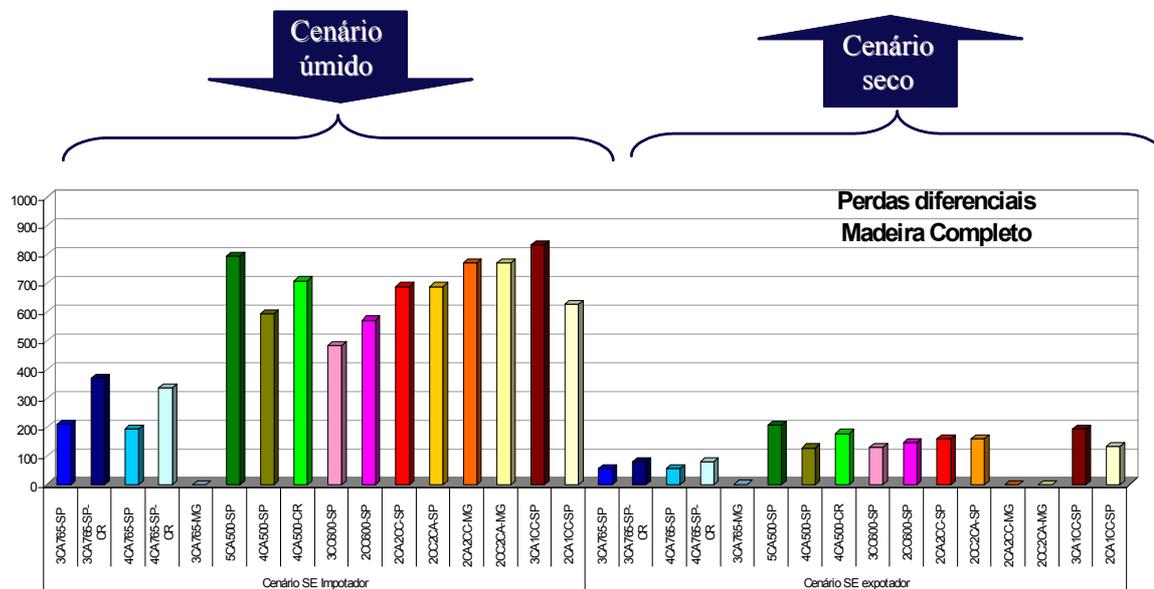


FIGURA 3 – Perdas nas alternativas analisadas

8. ANÁLISE ECONÔMICA

Em uma primeira etapa, os investimentos das alternativas foram baseados nos custos básicos da Eletrobrás (5), referenciados a 2011. No entanto, tendo em vista a diferença de base de dados na aquisição dos custos de equipamentos CA/CC (custos Eletrobrás) e as conversoras CC (média dos valores fornecidos por 3 fabricantes de corrente contínua), decidiu-se fazer uma atualização desses custos de acordo com a metodologia aplicada pela ANEEL para cálculo das receitas definidas para os leilões (6). No gráfico da Figura 4 são apresentados percentuais dos custos globais das alternativas, incluindo os reforços nos sistemas receptores, referenciados a 2011 e baseados nas atualizações da ANEEL.

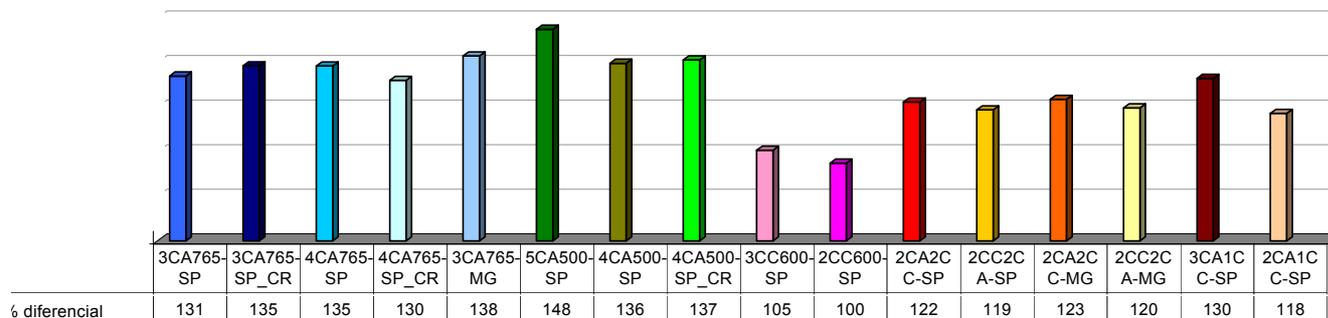


FIGURA 4 – Custos Globais incluindo perdas – VP 2011 referência ANEEL

Uma pesquisa de preços de capacitores série (CS) e compensadores estáticos (CE) e uma verificação da redução dos custos de investimento praticados nos contratos assinados nos últimos leilões (20% de desconto em 2005) também foram feitos, de forma a se ter segurança na obtenção da alternativa de menor custo. O gráfico da figura 5 confirma que a

alternativa de 2 bipolos de corrente contínua (2CC600-SP) apresenta-se como a de menores custos globais e, em seguida, a alternativa de 3 bipolos.

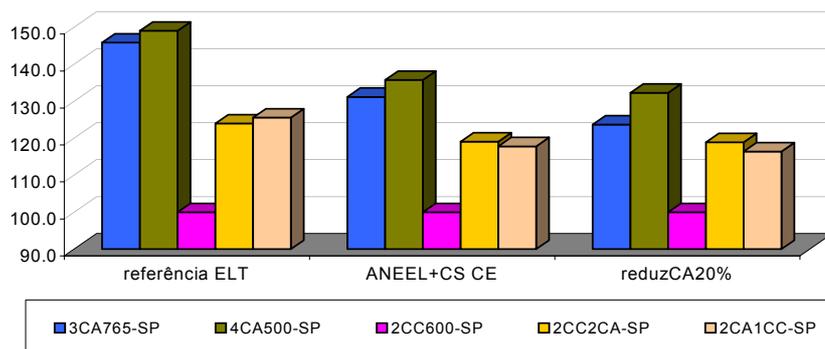


FIGURA 5– Sensibilidade Custos Globais (%) – obras não comuns

9. CONCLUSÃO

A alternativa 2CC600-SP, além de apresentar bom desempenho técnico, apresenta os menores investimentos, sendo cerca de 5% mais econômica que a alternativa com 3 bipolos, e aproximadamente 20% em relação às alternativas híbridas. Em termos de custos globais (investimento + perdas), as relações entre as alternativas se mantêm, e a alternativa (2CC600-SP) continua sendo a de menor custo.

Essa alternativa é formada por 2 bipolos de corrente contínua (± 600 kV) entre as SEs Coletora Porto Velho (RO) e Araraquara (SP), em uma extensão aproximada de 2450 km e com potências de aproximadamente 3.000 MW cada. A inserção regional é realizada por 2 conversoras *back-to-back*, 2 x 500 MW, solução considerada flexível e econômica para a alimentação do sistema local. Além do *back-to-back*, e prevendo uma maior robustez, do ponto de vista de estabilidade dinâmica, é recomendada a implantação de reforços no sistema regional, que no final do período deverá compor o 3º circuito de 230 kV entre Porto Velho e Cuiabá, conforme mostra a Figura 6. Essa solução regional, no entanto, deverá ser detalhada em estudos específicos, confrontando com a avaliação de abertura do eixo de 230 kV, com a separação de máquinas para atendimento exclusivo ao sistema Acre-Rondonia ou ainda com a interligação com Manaus, na busca de reduzir ainda mais os custos globais.

A alternativa escolhida 2CC600-SP apresenta vantagens significativas em relação às demais alternativas que utilizam corrente alternada, com destaque para:

- Menores contribuições dos níveis de curto-circuito;
- Menor impacto ambiental (menor número de subestações e menores faixas de passagem de linhas);
- Menores níveis de sobretensões;
- Maiores facilidades de controle de tensão e de fluxo de potência para a região sudeste;
- Menores possibilidades de ressonâncias e oscilações entre áreas.

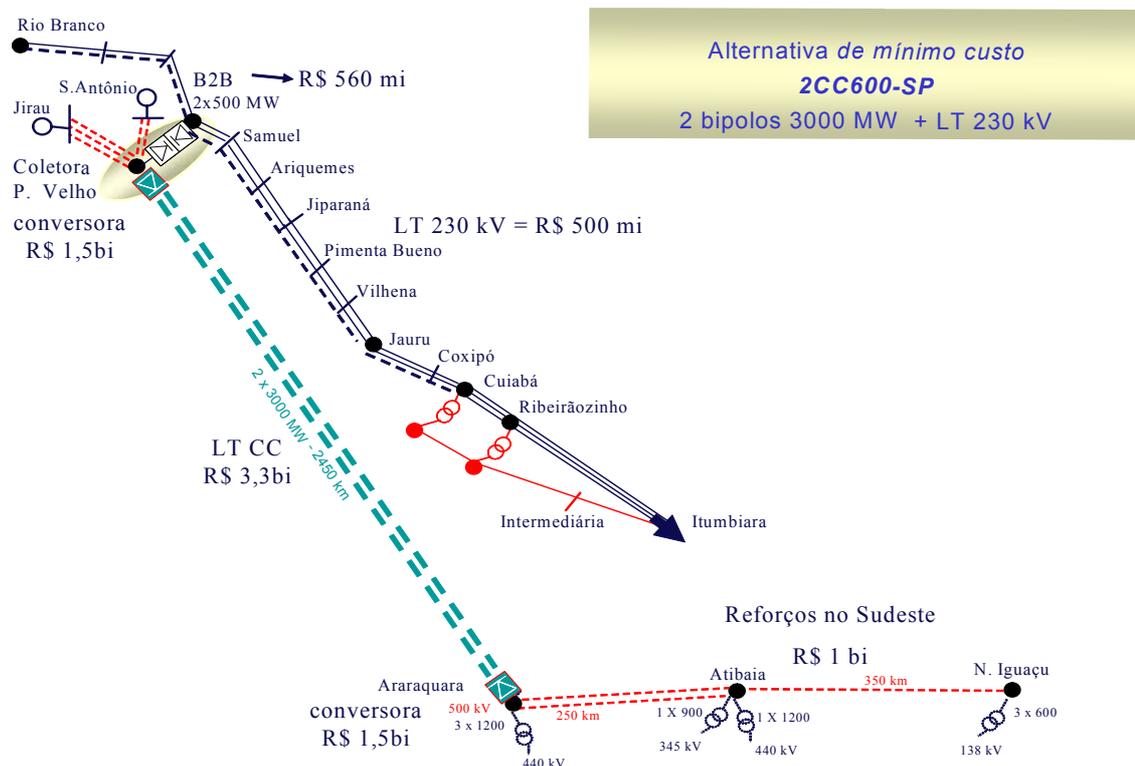


FIGURA 6 – Alternativa recomendada e investimentos associados

10. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- (1) Análise do Sistema de Integração dos Aproveitamentos Hidrelétricos do Rio Madeira e Reforços no SIN – Parte 4 – EPE-DEE-RE -148/2006-r1 – (abr/2007).
- (2) Análise do Sistema de Integração dos Aproveitamentos Hidrelétricos do Rio Madeira e Reforços no SIN – Parte 1 – Definição das subestações coletoras para integração das usinas do rio Madeira e das usinas do estado de Mato Grosso - EPE-DEE-RE-026/2006-r0 (abr/ 2006).
- (3) Estudos relativos aos grandes aproveitamentos hidrelétricos na região Amazônica – Avaliação socioambiental dos Sistemas de Transmissão – Parte 1 – EPE-DEE-RE-067/2006-r0 (ago/2006).
- (4) Análise do Sistema de Integração dos Aproveitamentos Hidrelétricos do Rio Madeira e Reforços no SIN – Estudos de Integração dos AHE's Jirau e Santo Antônio - Análise de Desempenho Dinâmico.
- (5) Referências de Custos LTs e SEs de AT e EAT – Eletrobrás – jun/2004, revisão dez/2004.
- (6) Nota Técnica nº 104/2005 – SCT/ANEEL.

11. DEMAIS PARTICIPANTES DO GRUPO DE TRABALHO

É importante ressaltar a participação e contribuição dos técnicos relacionados abaixo, no desenvolvimento das diversas etapas, cujos aspectos mais relevantes estão resumidos neste artigo.

Andréa Pereira Leite - ELETROBRAS
 Daniela Souza - EPE-STE
 Francisco Sílvio Vilela da Silva - ELN
 Jane Orçai dos Santos - ELN/Marte
 Leonardo Pinto de Almeida - CEPEL
 Maria Cristina de Lima Verginio - FURNAS
 Walter Leite Praça - CTEEP