



Operador Nacional do Sistema Elétrico

*PLANO DE AMPLIAÇÕES E
REFORÇOS NA REDE BÁSICA
- PERÍODO 2006 A 2008*

**Volume VI
Pareceres Técnicos**

© 2005/ONS
Todos os direitos reservados.
Qualquer alteração é proibida sem autorização.

ONS 2.1.071/2005

*PLANO DE AMPLIAÇÕES E
REFORÇOS NA REDE BÁSICA
- PERÍODO 2006 A 2008*

**Volume VI
Pareceres Técnicos**

Agosto de 2005

APRESENTAÇÃO

O Plano de Ampliações e Reforços (PAR) apresenta a visão do ONS sobre as ampliações e os reforços da rede básica, necessários para preservar o adequado desempenho da rede, garantir o funcionamento pleno do mercado de energia elétrica e possibilitar o livre acesso, dentro do horizonte 2006-2008.

O PAR 2006-2008 é apresentado em duas versões: a edição completa e o sumário executivo que apresenta um extrato dos principais tópicos, com ênfase nas ações e providências a serem adotadas. A edição completa consta de sete volumes:

- No Volume I é apresentada a proposta de ampliações e reforços na rede básica no horizonte 2008, bem como os reforços para as subestações de fronteira - entre a rede básica e a rede de distribuição - que compõem a chamada rede básica de fronteira. Os reforços citados são aqueles a serem implementados pelas concessionárias de transmissão responsáveis, mediante autorização específica da ANEEL, conforme § 1º, art. 4º da Resolução Normativa nº 158/2005.;
- No Volume IA é apresentada a proposta de reforços na rede básica e nas subestações de fronteira, necessários para o adequado desempenho do sistema no horizonte considerado, a serem implementados pelas concessionárias de transmissão responsáveis, sem necessidade de autorização prévia da ANEEL, conforme § 2º, art. 4º da Resolução Normativa nº 158/2005.
- No Volume II é resumida a análise das condições de atendimento a cada área geoeletrica do SIN realizada neste ciclo do PAR;
- O Volume III mostra a evolução dos limites de transmissão nas interligações inter-regionais;
- O Volume IV contém a avaliação da confiabilidade da rede básica;
- No Volume V estão descritos as premissas e os condicionantes dos estudos desenvolvidos;
- No Volume VI são apresentados os pareceres técnicos para as obras propostas.

Deve ser ainda observado que, em complementação ao conjunto de documentos acima indicados, o ONS irá emitir um documento específico referente as ampliações e reforços para às Demais Instalações de Transmissão – DIT,

denominado “Proposta de Ampliações e Reforços das Instalações de Transmissão Não Integrantes da Rede Básica”.

Com este Plano, o ONS cumpre as suas responsabilidades legais, elaborando a proposta anual de ampliações e reforços das instalações da rede básica de transmissão do Sistema Interligado Nacional – SIN, da qual resultarão acréscimos de linhas de transmissão totalizando 11.047 km e de 36.005 MVA na capacidade de transformação, até o ano de 2008. Desse conjunto, cerca de 55% das linhas, da extensão total em km proposta e 43% dos empreendimentos em subestações, em termos de capacidade de transformação em MVA, já tiveram a concessão equacionada pela ANEEL.

Para implantação de todas as obras necessárias até 2008, estima-se que será necessário executar um investimento da ordem de 13,7 bilhões de reais, tendo por base os custos de referência disponíveis no setor.

A magnitude desses números revela a dimensão do esforço requerido de todos que atuam no setor elétrico brasileiro.

Para permitir o tratamento das particularidades do Sistema Interligado Nacional, os estudos que resultaram na proposição deste PAR foram realizados de forma descentralizada pelos diversos Grupos Especiais, abertos à participação de todos os Agentes, abrangendo as Regiões Sul, Sudeste/Centro-Oeste e Norte/Nordeste.

O ONS agradece aos agentes, em especial aos seus representantes nos Grupos Especiais – Ampliações e Reforços, legítimos co-autores deste PAR, por tornarem possível a sua realização.

Mário Fernando de Melo Santos
Diretor-Geral

Roberto Gomes
Diretor

Para facilitar o entendimento do texto e das tabelas, as siglas usadas, com seus significados, estão listadas a seguir:

Tabela 1 – Siglas usadas no Texto e nas Tabelas

SIGLA	DESCRIÇÃO
AT	autotransformador
BC	banco de capacitores
C1/ C2	circuito 1/ circuito 2 de linha de transmissão
CCPE	Comitê Coordenador do Planejamento da Expansão dos Sistemas Elétricos
CD	circuito duplo
CE	compensador estático
CPST	contrato de prestação do serviço de transmissão
CS	circuito simples
CT	conexão de transformador/autotransformador
CUST	contrato de uso do sistema de transmissão
EAT	extra alta tensão
ECE	esquema de controle de emergência
ECG	esquema de corte de geração
EL	entrada de linha
ERAC	esquema regional de alívio de carga
FMG	fluxo área Minas Gerais
FNE	fluxo Norte Nordeste
FRJ	fluxo área Rio de Janeiro
FSE	fluxo região Sudeste
FSM	fluxo Serra da Mesa
FSUL	exportação do Sul
LT	linha de transmissão
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
PAR	Plano de Ampliações e Reforços na rede básica
PDET	Programa Determinativo de Expansão da Transmissão
PPS	proteção contra perda de sincronismo
PROINFA	Programa de Incentivo às Fontes Alternativas
RNE	recebimento pelo Nordeste
RSE	recebimento pelo Sudeste
RSUL	recebimento pelo Sul
SE	subestação
SIN	sistema interligado nacional
TC	transformador de corrente
TP	transformador de potencial
TR	transformador

SIGLA	DESCRIÇÃO
UF	unidade da federação
UHE	usina hidrelétrica
UNE	usina nuclear
UTE	usina termelétrica

Neste documento, as Regiões se compõem dos seguintes estados, cujos sistemas elétricos estão interligados:

Tabela 2 – **Regiões Geoelétricas**

REGIÃO	ESTADOS
Sul (S)	Rio Grande do Sul, Santa Catarina e Paraná.
Sudeste (SE)	Espírito Santo, Rio de Janeiro, Minas Gerais e São Paulo.
Centro-Oeste (CO)	Goiás, Distrito Federal, Mato Grosso e Mato Grosso do Sul.
Norte (N)	Pará, Tocantins e Maranhão.
Nordeste (NE)	Piauí, Ceará, Rio Grande do Norte, Paraíba, Pernambuco, Alagoas, Sergipe e Bahia.

Sumário

1	<i>Introdução</i>	10
2	<i>Pareceres Técnicos das Instalações Propostas para a Região Sul e Mato Grosso do Sul</i>	11
2.1	<i>LT 525 kV Bateias – Curitiba C2</i>	12
2.2	<i>SE Pólo 525/230 kV: 3º banco de autotransformadores monofásicos 525/230 kV 3x224 MVA</i>	15
2.3	<i>SE Pólo 525/230 kV: dois Bancos de reatores de 150 Mvar, 525 kV</i>	18
2.4	<i>LT 230 kV Maringá – Londrina C2</i>	22
2.5	<i>LT 230 kV Apucarana – Figueira, 230 kV, seccionamento na SE Londrina(E)</i>	27
2.6	<i>LT 230 kV Cascavel – Foz do Chopim, recapacitação</i>	32
2.7	<i>LT 230 Salto Osório - Xanxerê, recapacitação</i>	34
2.8	<i>LT 230 kV Salto Osório – Pato Branco, recapacitação</i>	37
2.9	<i>LT 230 kV Pato Branco - Xanxerê, recapacitação</i>	40
2.10	<i>SE Xanxerê: adequação do setor de 230 kV</i>	43
2.11	<i>SE Livramento 2: reator de 230 kV</i>	47
2.12	<i>SE Guaíba 2: banco de capacitores de 30 Mvar, 230 kV</i>	51
3	<i>Pareceres Técnicos das Instalações Propostas para as Regiões Sudeste e Centro-Oeste</i>	54
3.1	<i>SE Água Vermelha: transformação 500/440 kV</i>	55
3.2	<i>LT Embu Guaçu – Sul - Baixada, 345 kV</i>	57

3.3	<i>SE Itararé II 230/138 kV e LT Itararé II - Jaguariaíva, 230 kV</i>	61
3.4	<i>SE Macaé 345 kV: banco de reatores de barra manobrável de 60 Mvar</i>	63
3.5	<i>LT Brasília Geral - Brasília Sul C2, 230 kV</i>	64
3.6	<i>SE Cachoeira Alta 500/138 kV e LT Cachoeira Alta - São Simão, 500 kV</i>	66
3.7	<i>SE Ibiuna 500 kV: banco de reatores de barra de 180 Mvar</i>	68
3.8	<i>LT Neves - Mesquita, 500 kV</i>	70
3.9	<i>SE Ouro Preto 345 kV: banco de capacitores shunt</i>	72
4	<i>Pareceres Técnicos das Instalações Propostas para as Regiões Norte e Nordeste</i>	74
4.1	<i>SE Vila do Conde: 1 reator de barra manobrável - 500 kV - 165 Mvar</i>	75
4.2	<i>SE Marabá: 2 reatores de barra manobráveis - 500 kV - 165 Mvar</i>	77
4.3	<i>SE Açailândia: 2 reatores de barra manobráveis - 500 kV - 180 Mvar</i>	79
4.4	<i>SE Itacaiúnas 500/230 kV e LT Itacaiúnas - Marabá, 230 Mvar</i>	81
4.5	<i>SE Miranda II: 1 banco de capacitor manobrável - 230 kV - 20 Mvar</i>	84
4.6	<i>SE Peritoró: 1 banco de capacitor manobrável - 230 kV - 20 Mvar</i>	86
4.7	<i>SE Fortaleza II: 1 reator de barra manobrável - 500 kV - 150 Mvar</i>	88
4.8	<i>LT Paraíso - Açú II, 230 kV</i>	90
4.9	<i>SE Natal Sul 230/69 kV</i>	92
4.10	<i>LT Angelim - Messias, 230 kV</i>	94
4.11	<i>LT Messias - Rio Largo, 230 kV</i>	96

4.12	<i>LT Camaçari II – Jacaracanga, 230 kV</i>	98
4.13	<i>LT Camaçari II – Cotegipe, 230 kV</i>	100
4.14	<i>LT Sobradinho – Juazeiro II, 230 Kv</i>	102
4.15	<i>LT Sobradinho – Juazeiro II, 230 kV</i>	104
4.16	<i>SE Bom Jesus da Lapa II: 1 reator de barra manobrável – 500 kV – 150 Mvar</i>	106
4.17	<i>SE Zebu 230/69 kV</i>	108

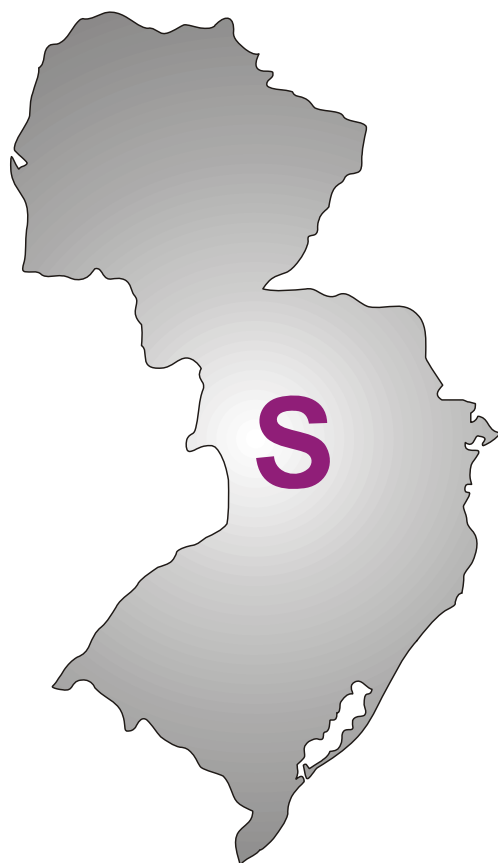
1 *Introdução*

Neste Volume VI do PAR 2006-2008 estão apresentados os pareceres técnicos para as instalações da Rede Básica propostas no Plano de Ampliações e Reforços na Rede Básica, cuja concessão ainda não foi equacionada pela ANEEL. São tratadas neste documento apenas as obras que ainda não tiveram o parecer técnico encaminhado àquela Agência pelo ONS. A apresentação dos pareceres técnicos tem por objetivo subsidiar os processos de autorização e de licitação a serem conduzidos pela ANEEL.

Ressalta-se que, as justificativas técnicas para as obras incluídas no PAR 2006-2008 determinadas por novas conexões de distribuidoras, consumidores livres ou de geradores estão sendo tratadas nos respectivos Pareceres de Acesso, não integrando este documento.

O conjunto de propostas contidas na presente versão do documento será submetido a um permanente acompanhamento e atualização, visando incorporar mudanças dos condicionantes adotados nos estudos, tais como: contexto de oferta (geração e importação) e demanda (mercado e exportação) sinalizado pelos Agentes, novas solicitações de acesso, proposições de expansão por parte dos Agentes, restrições operativas identificadas no Planejamento da Operação Elétrica e Energética, instrumentos contratuais estabelecidos referentes ao uso e à conexão ao sistema de transmissão, à autorização e à concessão para produção, à autorização para importação e exportação de energia e aos padrões de desempenho estabelecidos no Módulo 2 dos Procedimentos de Rede.

2 *Pareceres Técnicos das Instalações Propostas para a Região Sul e Mato Grosso do Sul*



2.1 LT 525 kV Bateias – Curitiba C2



Ampliações na Rede Básica

LT 525 kV Bateias – Curitiba C2	PROPRIETÁRIO: A definir
DESCRIÇÃO: Linha de transmissão de 525 kV, circuito simples, condutor 4x636 MCM, 43 km.	DATA NECESSIDADE: Necessária atualmente
ÁREA ATENDIDA: Paraná, leste de Santa Catarina, intercâmbio regional	

JUSTIFICATIVA TÉCNICA:

Atualmente é requerida a atuação de um esquema de controle de emergências (ECE) existente na SE Bateias para evitar sobrecarga na transformação 525/230 kV da SE Bateias, quando de contingência na linha de 525 kV Bateias – Curitiba. Este esquema consiste no desligamento de um ou dois circuitos da LT 500 kV Bateias – Ibiúna (lógica 1) ou no desligamento da LT 525 kV Areia – Curitiba (lógica 2). Sem este esquema o intercâmbio no sentido Sudeste para Sul é limitado a 1500 MW no período de carga média de inverno.

Mesmo com a recente entrada em operação do 2º ATR 525/230 kV – 600 MVA na SE Bateias, em julho de 2005, o intercâmbio no sentido Sudeste para Sul permanecerá tendo como fator limitante o carregamento da transformação 525/230 kV da SE Bateias na indisponibilidade da LT 525 kV Bateias – Curitiba.

Os resultados da simulação desta indisponibilidade no horizonte de análise deste PAR, são apresentados na Tabela 1, para intercâmbio Sudeste - Sul de 4.000 MW e com geração nula na UTE Araucária, já considerando a entrada em operação do segundo banco de autotransformadores.

São destacados nesta tabela os maiores carregamentos na transformação 525/230 kV da SE Bateias, que se acentuam com despacho reduzido na UHE Gov. Parigot de Souza. Verifica-se que a indisponibilidade da LT 525 kV Curitiba – Bateias provoca sobrecarga de até 27% no horizonte de 2008, nos dois bancos de autotransformadores de 600 MVA da SE Bateias.

Além dessa violação também ocorre sobrecarga na LT 230 kV Bateias – Campo Comprido, para a mesma contingência, mesmo após a individualização dos circuitos C1 e C2 e recapacitação do circuito C3.

Tabela 2.1-1 – Carregamento na SE Bateias 525/230 kV na indisponibilidade da LT 525 kV Curitiba – Bateias

Ano	Patamar	Geração na UHE G.Parigot de Souza (MW)	Carregamento na SE Bateias 525/230 kV	
			TR1 MVA – %	TR2 MVA – %
2006	Jun Pes	20	716 - 119%	715 – 119
		247	653 - 109%	653 – 109
	Jun Med	20	736 - 123%	736 – 123
		247	672 - 112%	672 – 112
2007	Fev Pes	20	698 - 116%	698 – 116
		247	638 - 106%	638 – 106
	Fev Med	20	744 - 124%	744 – 124
		247	687 - 114%	687 – 114
	Jun Pes	20	697 - 116%	697 – 116
		247	638- 106%	638- 106
	Jun Med	20	704 - 117%	704 – 117
		247	645 - 108%	645 – 108
2008	Fev Pes	20	713 - 119%	713 – 119
		247	653 - 109%	653 – 109
	Fev Med	20	759- 127%	758- 126
		247	699 - 117%	699 – 117
	Jun Pes	20	704 - 117%	705 – 117
		247	646 - 108%	646 – 108
	Jun Med	20	729 - 121%	728 – 121
		247	668 - 111%	668 – 111

SOLUÇÃO PROPOSTA

Em carta enviada ao ONS em 29/09/2004, o CCPE/CTET-NAR-SUL antecipou uma lista de obras indicadas nos estudos de planejamento em andamento para a Região Sul. Dentre essas é recomendada a construção de uma segunda linha de 525 kV entre as subestações de Curitiba e Bateias, com 43 km de extensão.

CONCLUSÃO

O problema acima descrito tem sido diagnosticado de forma recorrente nos estudos do PAR, agravando-se a cada ciclo, na medida da extensão do horizonte de análise. As análises efetuadas no PAR 2006-2008 corroboram a indicação dessa obra, que se mostra necessária desde o ano de 2006 para a solução dos problemas registrados acima.

CUSTOS DE REFERÊNCIA: (R\$ mil), custos de referência da ELETROBRAS, Junho/2004,

LT 525 kV, 43 km, 4x636 MCM, circuito simples: R\$ 27.722 mil.

EL 525 kV, 2x5.630: R\$ 14.850 mil

Total: R\$ 42.572 mil

CARACTERÍSTICAS BÁSICAS:

Serão informadas posteriormente

OBSERVAÇÕES GERAIS:

DOCUMENTOS DE REFERÊNCIA:

ONS, Plano de Ampliações e Reforços na Rede Básica - Período 2006 a 2008-Vol II, Jun/2005.

CCPE, Carta CT NAR-SUL-0046/2004, Set/2004.

ELETROBRÁS, Referência de Custos, Jun/2004.

2.2 SE Pólo 525/230 kV: 3º banco de autotransformadores monofásicos 525/230 kV 3x224 MVA



Operador Nacional
do Sistema Elétrico

REFORÇOS NA REDE BÁSICA

SE: Pólo 525/230 kV	PROPRIETÁRIO: ELETROSUL
DESCRIÇÃO: 3º banco de autotransformadores monofásicos 525/230 kV 3x224 MVA	DATA NECESSIDADE: Associado à LT 525 kV Campos Novos - Pólo
ÁREA ATENDIDA: Região Metropolitana de Porto Alegre	

JUSTIFICATIVA TÉCNICA:

A configuração inicial da SE Pólo 525/230 kV, autorizada pela Resolução ANEEL nº 400/2004 prevê a instalação em janeiro de 2006 de dois bancos de autotransformadores 525/230 kV com capacidade de 672 MVA. Na Tabela 2.2-1 são mostrados os carregamentos obtidos com essa configuração, no caso de carga média do verão de 2008. Nessas simulações foi considerada a influência da implantação da LT 525 kV Pólo – Campos Novos sobre o carregamento da transformação 525/230 kV da SE Pólo. Em todos os casos simulados foi considerado despacho reduzido nas usinas hidrelétricas do Rio Grande do Sul (45% da capacidade instalada) e desconsiderada a geração eólica do PROINFA prevista no estado a partir de 2007. Também foi verificada a influência da variação do despacho das térmicas de Canoas e Uruguaiana.

Tabela 2.2-1 – Carregamentos na SE Pólo 525/230 kV na indisponibilidade de um transformador

Mês/Ano	Carga	Situação	UTE		Transformador		Condição Normal		Contingência	
			Canoas	Uruguaiana	Nº	MVA	MVA	%	MVA	%
			MW	MW						
Fev/2008	Média	Sem LT 525 kV			1		342	51		
		Campos Novos - Pólo	160	600	2	672	342	51	567	84
			160	600	1		386	57		
					2	672	386	57	620	92
		Com LT 525 kV			1		423	63		
		Campos Novos - Pólo	0	600	2	672	423	63	684	102
			0	230	1		455	68		
					2	672	455	68	734	109

Pelos resultados obtidos, concluiu-se que enquanto não estiver operando a LT 525 kV Pólo - Campos Novos, não são esperados problemas de carregamento nos transformadores 525/230 kV existentes na SE Pólo, seja em condição normal de operação, ou na indisponibilidade de um banco.

Com a entrada da LT 525 kV Pólo – Campos Novos, a indisponibilidade do banco de 672 MVA resultará em carregamento acima de 90% na unidade remanescente, para o despacho pleno das usinas térmicas a gás Canoas (160 MW) e Uruguaiana (600 MW). No entanto, considerando fora de operação a UTE Canoas, a indisponibilidade do banco de 672 MVA resultará em sobrecarga de 2% na unidade remanescente.

Adicionalmente observa-se que a perda de um dos bancos de 672 MVA resultará em sobrecarga de 9% na unidade remanescente, caso a UTE Canoas esteja fora de operação e a UTE Uruguaiana despachando 230 MW, que é o mínimo despacho necessário para evitar afundamento de tensão na SE Santa Maria 3, na perda da LT 230 kV Santa Maria - Dona Francisca.

Em face dos resultados obtidos no horizonte deste PAR, é esperado que no período imediatamente posterior ocorra o agravamento destas sobrecargas, devido ao crescimento da carga do Rio Grande do Sul e por não haver previsão de expansão da geração interna no estado.

SOLUÇÃO PROPOSTA

A solução prevista para este problema é a implantação do terceiro banco de autotransformadores da SE Pólo, quando da entrada em operação da LT 525 kV Campos Novos - Pólo.

CONCLUSÃO

A implantação do terceiro banco de autotransformadores da SE Pólo simultaneamente à operação da LT 525 kV Pólo – Campos Novos, para atender o critério de primeira contingência, evitando a necessidade de geração térmica por razões elétricas.

CUSTOS DE REFERÊNCIA: (R\$ mil) Custos de referência da ELETROBRAS, Junho/2004,

ATF 525/230 kV – 3x224 MVA: R\$ 21.840 mil

CT 525 kV: R\$ 6.715 mil

CT 230 kV: R\$ 2.748 mil

Total: R\$ 31.303 mil

CARACTERÍSTICAS BÁSICAS:

Serão informadas posteriormente

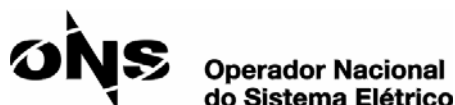
OBSERVAÇÕES GERAIS:

DOCUMENTOS DE REFERÊNCIA:

ONS, Plano de Ampliações e Reforços na Rede Básica - Período 2006 a 2008- Vol I,
Jul/2005

ELETROBRÁS, Referência de Custos, Jun/2004

2.3 SE Pólo 525/230 kV: dois Bancos de reatores de 150 Mvar, 525 kV



Reforços na Rede Básica

SE: SE Pólo 525 /230 kV	PROPRIETÁRIO: Eletrosul
DESCRIÇÃO: dois Bancos de reatores de 150 Mvar, 525 kV	DATA NECESSIDADE: associados à LT 525 kV Campos Novos - Pólo
ÁREA ATENDIDA: sistema de 525 kV da Região Sul	

JUSTIFICATIVA TÉCNICA:

As linhas de 525 kV previstas para entrarem em operação no período de estudo do PAR 2006-2008 acrescentarão 1.086 Mvar de potência reativa ao sistema de 525 kV da Região Sul, quando operam a vazio e à tensão nominal. Os reatores atualmente previstos na expansão do sistema, associados a estas linhas somam 475 Mvar, havendo, portanto um excedente capacitivo de mais de 600 MVAR, o que indica potencial dificuldade de controle de tensão, notadamente na carga leve e na carga mínima.

Depois da implantação da LT 500 kV Londrina – Assis – Araraquara e da operação das demais linhas de 525 kV previstas até o horizonte de 2008, constatam-se tensões elevadas na rede de 525 kV da Região Sul, em condição normal de operação na carga leve e na carga mínima, indicando carência de compensação indutiva para controle de tensão.

O objetivo deste parecer é a definição de reatores manobráveis para controle de tensão no sistema de 525 kV da Região Sul, nas condições de cargas leve e mínima, considerando as expansões previstas no sistema até o ano de 2008, horizonte deste ciclo do PAR.

Os estudos realizados neste ciclo do PAR compreenderam a análise em regime permanente, avaliando-se o controle de tensão em condição normal de operação e em face de indisponibilidades de geradores, de reatores e de linhas da Rede Básica, para a configuração prevista para o ano de 2008. Foi tomado como referência o caso de carga leve de inverno do ano de 2008. Para a simulação em carga mínima foi aplicada uma redução de 20% da carga do caso de carga leve. Na carga leve foram considerados fornecimentos da ordem de 3000 MW no sentido Sudeste – Sul e de 1700 MW no mesmo sentido em carga mínima.

As usinas térmicas de Uruguaiana, Canoas, Araucária e Alegrete foram consideradas fora de operação. A conversora de frequência de Garabi foi mantida em operação, com importação mínima de 100 MW por polo, bem como as linhas de 525 kV Itá – Garabi e Santo Ângelo – Garabi e os respectivos reatores e filtros, de acordo com o número de conversores ligados nos casos base. No ajuste da tensão de excitação de geradores não foram admitidos valores inferiores a 95% respeitados os respectivos limites de geração de potência reativa.

Em função dos resultados das simulações foram indicados os montantes e as localizações da compensação reativa indutiva adicional que se mostraram necessários para atender aos critérios de desempenho estabelecidos nos Procedimentos de Rede.

Para dimensionamento dos reatores foi permitida uma variação máxima de tensão de 5% no chaveamento, determinada com base na relação entre a potência nominal do reator e o nível de curto-circuito na barra de conexão.

SOLUÇÃO PROPOSTA

A avaliação dos casos de carga leve e mínima, em condição normal de operação e em contingências de elementos da Rede Básica conduziu a uma configuração que contempla a adição dos seguintes reatores manobráveis, em relação aos já existentes no sistema:

Subestação	Reatores (Mvar)
Biguaçu	150
Pólo	2 x 150
S. Ângelo	150
Total	600

Com estes reatores são atendidos os critérios de desempenho em condições normais de operação em carga leve e mínima. Na carga leve esta compensação também atende aos critérios de desempenho em contingências. Em algumas contingências na carga mínima poderão ocorrer violações do limite superior da faixa de tensão (105%), requerendo ações de controle adicionais, notadamente na indisponibilidade da LT 525 kV Curitiba – Blumenau e de reatores de 525 kV. Neste caso deve-se ter em conta que os reatores do sistema de 525 kV são constituídos por bancos de unidades monofásicas, de modo que na indisponibilidade de uma das fases a substituição pela unidade reserva pode ser feita em poucas horas.

No PAR 2005-2007 já haviam sido indicados reatores manobráveis de 150 Mvar adicionais, nas barras de 525 kV das subestações de Santo Ângelo, Biguaçu, Pólo e Campos Novos. Os reatores de Biguaçu e Santo Ângelo foram recomendados no programa de obras do PAR e compatibilizados no PAR/PDET 2004-2007, sendo confirmados nos estudos do presente ciclo do PAR.

Os reatores indicados para a SE Campos Novos e SE Pólo não foram incluídos no programa de obras do PAR 2005-2007, porque naquela ocasião ainda não estava concluído o estudo de características básicas da LT 525 kV Campos Novos – Pólo (R2), que poderia apontar a necessidade de reatores fixos nesta linha para controle de sobretensões de manobra, cujo montante influiria no dimensionamento da compensação indutiva necessária para controle de tensão.

O relatório R2 para a LT 525 kV Campos Novos – Pólo realmente indicou a necessidade de um reator de linha fixo de 75 Mvar no terminal desta linha na SE Campos Novos.

Adicionalmente recente avaliação do ONS, para atender consulta da ANEEL quanto às características básicas da LT 525 kV Campos Novos – Pólo concluiu pela necessidade de um segundo reator nesta linha, para contornar sobretensões de manobra, a ser localizado no terminal da SE Pólo. De modo a atender este requisito, foi acertado entre ONS e EPE que um dos reatores de 150 Mvar indicados para a SE Pólo para controle de tensão seja instalado no terminal da linha, como reator manobrável (ver Ofício nº 360/EPE 2005). A necessidade de ser manobrável se explica pela previsão de crescimento da carga da área de influência da SE Pólo, que virá requerer o desligamento deste reator em condições operativas futuras que levem à degradação da tensão no barramento de 525 kV da subestação. O outro reator de 150 Mvar permanecerá como reator de barra manobrável. Não devem ocorrer variações de tensão superiores a 5% para chaveamento de reatores de em qualquer ponto do sistema de 525 kV. Para a SE Pólo as simulações indicam uma variação da ordem de 1,7% para o chaveamento de um reator de 150 Mvar.

CONCLUSÃO

A compensação reativa indutiva para controle de tensão do sistema de 525 kV em carga leve e mínima para o ano de 2008, adicional à que foi definida no ciclo anterior do PAR se constitui em dois reatores manobráveis de 150 Mvar, 525 kV, na SE Pólo 525 kV, dos quais um na barra e outro reator na LT 525 kV Campos Novos – Pólo.

O Relatório R2 para esta linha, a ser licitada, deverá incluir um reator de linha manobrável no terminal 525 kV da SE Pólo.

CUSTOS DE REFERÊNCIA: (R\$ mil), custos de referência da ELETROBRAS, Junho/2002,

Banco de reatores monofásicos na barra de 525 kV, 3x50 Mvar: R\$ 9240 mil

Banco de reatores monofásicos na linha de 525 kV Campos Novos - Pólo, 3x50 Mvar: R\$ 9240 mil.

CT 525 kV: 2 x R\$ 6715 mil

Total: R\$ 31.910 mil

CARACTERÍSTICAS BÁSICAS:

Serão informadas posteriormente

OBSERVAÇÕES GERAIS:

DOCUMENTOS DE REFERÊNCIA:

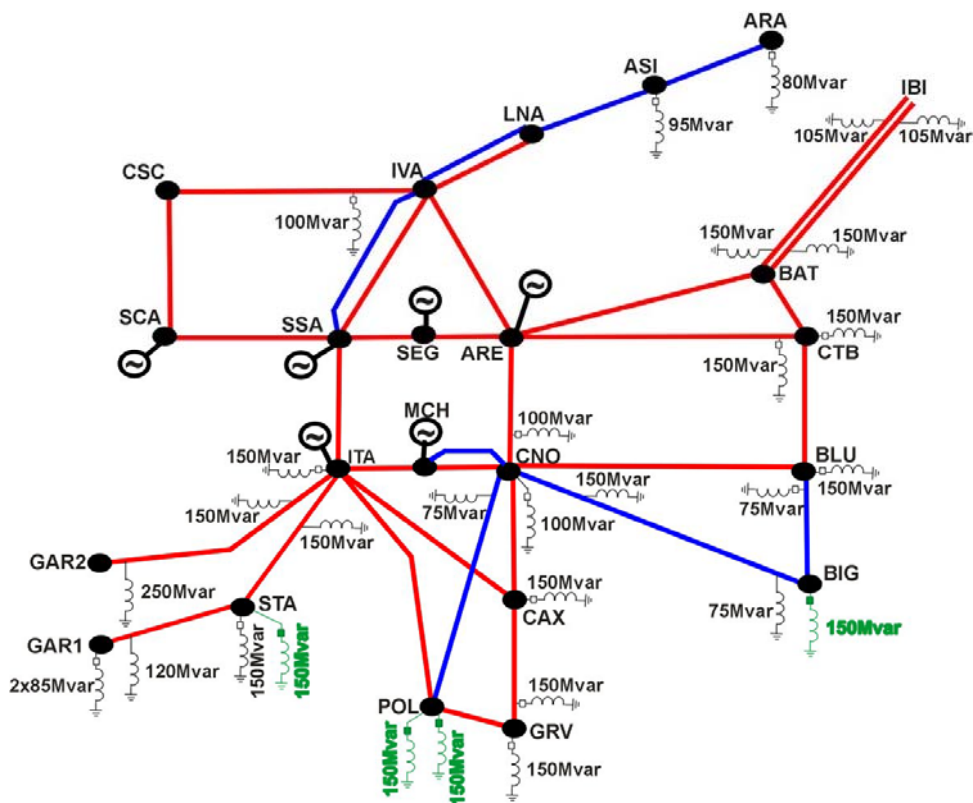
ONS, Plano de Ampliações e Reforços na Rede Básica - Período 2006 a 2008, Jul/2005

ONS, Estudo para Avaliação das Necessidades de Compensação Reativa Indutiva – Horizonte 2008, Jul/2005

EPE, Ofício nº 360/EPE 2005, de 28.06.2005

ELETROBRÁS, Referência de Custos, Jun/2004

Figura 1 Configuração final da compensação reativa indutiva no Sistema de 525 kV da Região Sul



2.4 LT 230 kV Maringá – Londrina C2



Operador Nacional
do Sistema Elétrico

Ampliações na Rede Básica

LT: Maringá – Londrina C2	PROPRIETÁRIO: A definir
DESCRIÇÃO: Linha de transmissão de 230 kV, circuito simples, condutor 636 MCM, 83 km	DATA NECESSIDADE: Necessária atualmente
ÁREA ATENDIDA: Norte do Paraná	

JUSTIFICATIVA TÉCNICA:

Em condições normais de operação a LT 230 kV Apucarana – Londrina (Eletrosul) apresenta-se muito carregada, havendo inclusive ocorrências de ultrapassagem da capacidade operativa (325 MVA) na carga pesada de inverno com intercâmbio Sudeste – Sul elevado, ao longo do período de análise do PAR 2006 -2008.

Este problema se agrava na perda das linhas de 230 kV Maringá – Londrina (Eletrosul), Londrina (Eletrosul) – Londrina (Copel) e Figueira – Chavantes, quando ocorrem sobrecargas, para intercâmbio Sudeste – Sul de 4.000 MW, nos três patamares de carga, conforme é mostrado na **Erro! Fonte de referência não encontrada..** Também são verificadas sobrecargas residuais nesta linha na perda das linhas de 525 kV Ivaiporã – Areia, Salto Santiago – Itá, Cascavel Oeste – Ivaiporã e na perda do transformador 525/230 kV da SE Areia.

Tabela 2.4-1 – Carregamento na LT 230 kV Apucarana – Londrina (Eletrosul) em contingências, intercâmbio Sudeste – Sul de 4.000 MW

Ano	Indisponibilidade LT 230 kV	Verão				Inverno	
		Pesada		Média		Pesada	
		MVA	%	MVA	%	MVA	%
2006	Maringá - Londrina (ESUL)	400	123	363	112	411	126
	Londrina (ESUL) - Londrina (Copel)	331	102	305	94	350	108
	Figueira - Chavantes	355	109	341	105	367	113
2007	Maringá - Londrina (ESUL)	378	116	333	102	422	130
	Londrina (ESUL) - Londrina (Copel)	326	100	291	90	361	111
	Figueira - Chavantes	334	103	306	94	374	115
2008	Maringá - Londrina (ESUL)	395	122	348	107	432	133
	Londrina (ESUL) - Londrina (Copel)	341	105	306	94	369	114
	Figueira - Chavantes	353	109	323	99	384	118

Adicionalmente, a perda da própria linha de 230 kV Apucarana – Londrina (Eletrosul) causa degradação do perfil de tensão nas subestações de 230 kV do norte do Paraná (SE Apucarana, SE Maringá, SE Sarandi e SE Campo Mourão), atingindo valores abaixo de 90% na carga pesada de inverno, a partir de 2006, em ambas as condições de intercâmbio, Sudeste – Sul e Sul – Sudeste. A perda da LT 230 kV Maringá – Londrina (Eletrosul) ou Apucarana - Sarandi também causa degradação da tensão nas subestações citadas.

SOLUÇÃO PROPOSTA

Para resolver estes problemas são recomendadas duas obras: o seccionamento da LT 230 kV Apucarana – Figueira na SE Londrina (Eletrosul) e a duplicação da LT 230 kV Maringá - Londrina (Eletrosul).

A efetividade dessas obras para a solução dos problemas descritos anteriormente é analisada a seguir. A análise foi concentrada no ano de 2008, tendo em conta os prazos usualmente praticados no processo de implantação de novos empreendimentos da Rede Básica.

As simulações, realizadas na carga pesada de inverno, com intercâmbio Sudeste – Sul de 4.000 MW são sintetizadas na Tabela 2. A análise dos resultados apresentados conduziu às seguintes constatações:

- O seccionamento da LT 230 kV Apucarana – Figueira na SE Londrina (Eletrosul), implantado isoladamente, elimina as sobrecargas na LT 230 kV Apucarana – Londrina (Eletrosul) em condição normal e em contingências, porque resulta efetivamente na duplicação desse circuito. No entanto, esta obra não elimina a sobrecarga da LT 230 kV Apucarana – Sarandi na perda da LT 230 kV Maringá – Londrina (Eletrosul);
- A duplicação da LT 230 kV Maringá – Londrina (Eletrosul), implantada isoladamente, elimina a sobrecarga em condição normal da LT 230 kV Apucarana – Londrina (Eletrosul). Contudo, na contingência de um dos circuitos duplicados entre Maringá e Londrina, a linha em questão torna a entrar em sobrecarga.

Somente com a implantação conjunta das duas obras os problemas de carregamento apontados anteriormente são equacionados.

Tabela 2 - Carregamento na Rede de 230 kV do norte do Paraná em condição normal e contingências - carga pesada de inverno de 2008 - intercâmbio Sudeste – Sul de 4.000 MW

	Linha 230 kV	Capacidade (MVA)	Sem Obras		Com Obras					
					Seccionamento LT 230 kV Apucarana – Figueira		Duplicação LT 230 kV Maringá – Londrina		Ambas as Obras	
			MVA	%	MVA	%	MVA	%	MVA	%
Condição Normal	Apucarana – Londrina C1	325	351	108	197	61	302	93	165	51
	Apucarana – Londrina C2	288	-	-	149	52	-	-	124	43
	Londrina – Maringá C1	290	156	54	121	42	107	37	84	29
	Londrina – Maringá C2	275	-	-	-	-	138	50	109	40
	Sarandi – Apucarana	182	94	52	127	70	42	23	82	45
Perda da LT 230 kV Apucarana – Londrina	Apucarana – Londrina C1	325	0	0	0	0	0	0	0	0
	Apucarana – Londrina C2	288	-	-	262	91	-	-	211	73
	Londrina – Maringá C1	290	263	91	157	54	169	58	103	35
	Londrina – Maringá C2	275	-	-	-	-	217	79	134	49
	Sarandi – Apucarana	182	20	11	90	50	66	37	45	25
Perda da LT 230 kV Maringá – Londrina	Apucarana – Londrina C1	325	432	133	249	77	338	104	188	58
	Apucarana – Londrina C2	288	-	-	188	65	-	-	141	49
	Londrina – Maringá C1	290	0	0	0	0	0	0	0	0
	Londrina – Maringá C2	275	-	-	-	-	184	67	144	52
	Sarandi – Apucarana	182	179	98	197	108	80	44	115	63

Adicionalmente, constata-se a partir da análise do resultados apresentados na Tabela 3 que, para as contingências simuladas, tanto a duplicação quanto o seccionamento resolvem os problemas de tensão nas subestações da Rede Básica n o Norte do Paraná, embora o melhor perfil de tensão seja obtido também com a implantação conjunta de ambas as obras.

Tabela 3 - Tensões na Rede de 230 kV do norte do Paraná em contingências - carga pesada de inverno de 2008, intercâmbio Sudeste – Sul de 4.000 MW

	Subestação 230 kV	Sem Obras %	Com Obras		
			Seccionamento LT 230 kV Apucarana – Figueira %	Duplicação LT 230 kV Maringá – Londrina %	Ambas as Obras %
Perda da LT 230 kV Apucarana – Londrina	Apucarana	88,0	97,4	91,7	99,4
	Maringá	88,0	94,7	94,5	98,6
	Sarandi	87,4	95,3	93,3	98,6
	Campo Mourão	90,5	97,0	95,2	99,3
Perda da LT 230 kV Maringá – Londrina	Apucarana	96,2	99,6	99,2	101,3
	Maringá	89,5	92,1	96,5	97,8
	Sarandi	90,9	94,1	97,1	98,7
	Campo Mourão	94,4	96,6	98,3	99,5
Perda da LT 230 kV Apucarana – Sarandi	Apucarana	100,0	102,2	100,7	102,7
	Maringá	90,7	91,3	97,7	98,1
	Sarandi	90,1	90,8	97,4	97,7
	Campo Mourão	96,1	97,0	99,3	100,0

CONCLUSÃO

O benefício da LT 230 kV Maringá – Londrina (Eletrosul) C2 fica completamente evidenciado com o seccionamento da LT 230 kV Apucarana – Figueira na SE Londrina (Eletrosul), dado que somente com a implantação conjunta de ambas as obras elimina-se completamente os problemas de carregamento e tensão na Região Norte do Paraná.

Dada a necessidade atual destas obras, recomenda-se que a implantação desta solução seja encaminhada com a maior brevidade possível.

CUSTOS DE REFERÊNCIA: (R\$ mil), custos de referência da ELETROBRAS, 2004,

LT 230 kV, 83 km, 636 MCM, circuito simples: R\$ 20.982,4 mil.

EL 230 kV, 2 x 3.297,5 = R\$ 6.595

Total: R\$ 27.577,4 mil

CARACTERÍSTICAS BÁSICAS:

Serão informadas posteriormente

OBSERVAÇÕES GERAIS:

DOCUMENTOS DE REFERÊNCIA:

ONS, Plano de Ampliações e Reforços na Rede Básica - Ciclo 2006 - 2008, Jun/2005

ELETROBRÁS, Referência de Custos, Jun/2004

2.5 LT 230 kV Apucarana – Figueira, 230 kV, seccionamento na SE Londrina(E)



<p>LT: Apucarana – Figueira, 230 kV, seccionamento na SE Londrina (Eletrosul)</p>	<p>PROPRIETÁRIOS:</p> <p>Copel – T (da LT Apucarana – Figueira)</p> <p>Eletrosul (da SE Londrina Eletrosul)</p>
<p>DESCRIÇÃO: Linha de transmissão de 230 kV, circuito duplo, condutor 636 MCM, 15 km e duas entradas de linha de 230 kV na SE Londrina (Eletrosul)</p>	<p>DATA NECESSIDADE:</p> <p>Necessária atualmente</p>

ÁREA ATENDIDA: Norte do Paraná

JUSTIFICATIVA TÉCNICA:

Em condições normais de operação a LT 230 kV Apucarana – Londrina (Eletrosul) apresenta-se muito carregada, havendo inclusive ocorrências de ultrapassagem da capacidade operativa (325 MVA) na carga pesada de inverno com intercâmbio Sudeste – Sul elevado, ao longo dos períodos de análise do PAR 2006 -2008.

Este problema se agrava na perda das linhas de 230 kV Maringá – Londrina (Eletrosul), Londrina (Eletrosul) – Londrina (Copel) e Figueira – Chavantes, quando ocorrem sobrecargas, para intercâmbio Sudeste – Sul de 4.000 MW, nos três patamares de carga, conforme é mostrado na **Erro! Fonte de referência não encontrada..** Também são verificadas sobrecargas residuais nesta linha na perda das linhas de 525 kV Ivaiporã – Areia, Salto Santiago – Itá, Cascavel Oeste – Ivaiporã e na perda do transformador 525/230 kV da SE Areia.

Adicionalmente, a perda da própria linha de 230 kV Apucarana – Londrina (Eletrosul) causa degradação do perfil de tensão nas subestações de 230 kV do norte do Paraná (SE Apucarana, SE Maringá, SE Sarandi e SE Campo Mourão), atingindo valores abaixo de 90% na carga pesada de inverno, a partir de 2006, em ambas as condições de intercâmbio, Sudeste – Sul e Sul – Sudeste. A perda da LT 230 kV Maringá – Londrina (Eletrosul) ou Apucarana - Sarandi também causa degradação da tensão nas subestações já citadas.

Tabela 1 - Carregamento na LT 230 kV Apucarana – Londrina (Eletrosul) em contingências, intercâmbio Sudeste – Sul de 4.000 MW

Ano	Indisponibilidade LT 230 kV	Verão				Inverno	
		Pesada		Média		Pesada	
		MVA	%	MVA	%	MVA	%
2006	Maringá - Londrina (ESUL)	400	123	363	112	411	126
	Londrina (ESUL) - Londrina (Copel)	331	102	305	94	350	108
	Figueira – Chavantes	355	109	341	105	367	113
2007	Maringá - Londrina (ESUL)	378	116	333	102	422	130
	Londrina (ESUL) - Londrina (Copel)	326	100	291	90	361	111
	Figueira – Chavantes	334	103	306	94	374	115
2008	Maringá - Londrina (ESUL)	395	122	348	107	432	133
	Londrina (ESUL) - Londrina (Copel)	341	105	306	94	369	114
	Figueira – Chavantes	353	109	323	99	384	118

SOLUÇÃO PROPOSTA

Para resolver estes problemas são recomendadas duas obras: o seccionamento da LT 230 kV Apucarana – Figueira na SE Londrina (Eletrosul) e a duplicação da LT 230 kV Maringá - Londrina (Eletrosul).

A efetividade dessas obras para a solução dos problemas descritos anteriormente é analisada a seguir. A análise foi concentrada no ano de 2008, tendo em conta os prazos usualmente praticados no processo de implantação de novos empreendimentos da Rede Básica. As simulações, realizadas na carga pesada de inverno, com intercâmbio Sudeste – Sul de 4.000 MW são sintetizadas na Tabela 2.

A análise dos resultados apresentados conduz às seguintes constatações:

- O seccionamento da LT 230 kV Apucarana – Figueira na SE Londrina (Eletrosul), implantado isoladamente, elimina as sobrecargas na LT 230 kV Apucarana – Londrina (Eletrosul) em condição normal e em contingências, porque resulta efetivamente na duplicação desse circuito. No entanto, esta obra não elimina a sobrecarga da LT 230 kV Apucarana – Sarandi na perda da LT 230 kV Maringá – Londrina (Eletrosul);
- A duplicação da LT 230 kV Maringá – Londrina (Eletrosul), implantada isoladamente, elimina a sobrecarga em condição normal da LT 230 kV Apucarana – Londrina (Eletrosul). Contudo, na contingência de um dos circuitos duplicados entre Maringá e Londrina, a linha em questão torna a entrar em sobrecarga.
- Somente com a implantação conjunta das duas obras os problemas de carregamento apontados anteriormente são equacionados.

Tabela 2 - Carregamento na Rede de 230 kV do norte do Paraná em condição normal e contingências - carga pesada de inverno de 2008 - intercâmbio Sudeste – Sul de 4.000 MW

	Linha 230 kV	Capacidade (MVA)	Sem Obras		Com Obras					
					Seccionamento LT 230 kV Apucarana – Figueira		Duplicação LT 230 kV Maringá – Londrina		Ambas as Obras	
			MVA	%	MVA	%	MVA	%	MVA	%
Condição Normal	Apucarana – Londrina C1	325	351	108	197	61	302	93	165	51
	Apucarana – Londrina C2	288	-	-	149	52	-	-	124	43
	Londrina – Maringá C1	290	156	54	121	42	107	37	84	29
	Londrina – Maringá C2	275	-	-	-	-	138	50	109	40
	Sarandi – Apucarana	182	94	52	127	70	42	23	82	45
Perda da LT 230 kV Apucarana – Londrina	Apucarana – Londrina C1	325	0	0	0	0	0	0	0	0
	Apucarana – Londrina C2	288	-	-	262	91	-	-	211	73
	Londrina – Maringá C1	290	263	91	157	54	169	58	103	35
	Londrina – Maringá C2	275	-	-	-	-	217	79	134	49
	Sarandi – Apucarana	182	20	11	90	50	66	37	45	25
Perda da LT 230 kV Maringá – Londrina	Apucarana – Londrina C1	325	432	133	249	77	338	104	188	58
	Apucarana – Londrina C2	288	-	-	188	65	-	-	141	49
	Londrina – Maringá C1	290	0	0	0	0	0	0	0	0
	Londrina – Maringá C2	275	-	-	-	-	184	67	144	52
	Sarandi – Apucarana	182	179	98	197	108	80	44	115	63

Adicionalmente, constata-se a partir da análise do resultados apresentados na Tabela 3 que, para as contingências simuladas, tanto a duplicação quanto o seccionamento resolvem os problemas de tensão nas subestações da Rede Básica n o Norte do Paraná, embora o melhor perfil de tensão seja obtido também com a implantação conjunta de ambas as obras.

Tabela 3 Tensões na Rede de 230 kV do norte do Paraná em contingências - carga pesada de inverno de 2008, intercâmbio Sudeste – Sul de 4.000 MW

	Subestação 230 kV	Sem Obras	Com Obras		
			Seccionamento LT 230 kV Apucarana – Figueira	Duplicação LT 230 kV Maringá – Londrina	Ambas as Obras
			%	%	%
Perda da LT 230 kV Apucarana – Londrina	Apucarana	88,0	97,4	91,7	99,4
	Maringá	88,0	94,7	94,5	98,6
	Sarandi	87,4	95,3	93,3	98,6
	Campo Mourão	90,5	97,0	95,2	99,3
Perda da LT 230 kV Maringá – Londrina	Apucarana	96,2	99,6	99,2	101,3
	Maringá	89,5	92,1	96,5	97,8
	Sarandi	90,9	94,1	97,1	98,7
	Campo Mourão	94,4	96,6	98,3	99,5
Perda da LT 230 kV Apucarana – Sarandi	Apucarana	100,0	102,2	100,7	102,7
	Maringá	90,7	91,3	97,7	98,1
	Sarandi	90,1	90,8	97,4	97,7
	Campo Mourão	96,1	97,0	99,3	100,0

CONCLUSÃO

A implantação conjunta do seccionamento da LT 230 kV Apucarana – Figueira na SE Londrina (Eletrosul) e da duplicação da LT 230 kV Maringá – Londrina (Eletrosul) elimina os problemas de carregamento e tensão no Norte do Paraná.

Entretanto, constata-se que o seccionamento, se implantado isoladamente, também resolve o problema de tensão e elimina as sobrecargas na LT 230 kV Apucarana – Londrina (Eletrosul) em condição normal e contingências, porque resulta efetivamente na duplicação desse circuito, persistindo apenas a sobrecarga da LT 230 kV Apucarana – Sarandi na perda da LT 230 kV Maringá – Londrina (Eletrosul).

Dado que a implantação desta obra é relativamente mais simples do que a duplicação da LT 230 kV Maringá – Londrina (Eletrosul) e como os benefícios são consideráveis já a partir de 2006, recomenda-se que a implantação desta solução seja encaminhada com a maior brevidade possível.

CUSTOS DE REFERÊNCIA(R\$ mil), custos de referência da ELETROBRAS, junho/2004,

LT 230 kV, 15 km, 636 MCM, circuito duplo: R\$ 6.300 mil.

EL 230 kV, 2 x 3.297,5 = R\$ 6.595 mil (na SE Londrina Eletrosul)

Total: R\$ 12.895 mil

CARACTERÍSTICAS BÁSICAS:

Serão informadas posteriormente

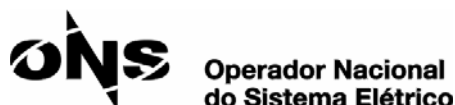
OBSERVAÇÕES GERAIS:

DOCUMENTOS DE REFERÊNCIA:

ONS, Plano de Ampliações e Reforços na Rede Básica - Ciclo 2006 - 2008, Jul/2005

ELETROBRÁS, Referência de Custos, Jun/2004

2.6 LT 230 kV Cascavel – Foz do Chopim, recapacitação



Reforços na Rede Básica

LT: Cascavel – Foz do Chopim, 230 kV, CS, 73 km	PROPRIETÁRIO: Copel – T
DESCRIÇÃO: Recapacitação, de 189 MVA (474 A) para 320 MVA (803 A)	DATA NECESSIDADE: Fev/2007
ÁREA ATENDIDA: Oeste do Paraná	

JUSTIFICATIVA TÉCNICA:

A perda da LT 525 kV Cascavel Oeste – Salto Caxias acarreta carregamentos elevados na LT 230 kV Cascavel – Foz do Chopim, com intercâmbio Sul – Sudeste de 4.000 MW. Os resultados dessa análise são apresentados na Tabela 1, na qual já está considerada a implantação da LT 525 kV Cascavel Oeste – Ivaiporã.

Cabe destacar que as sobrecargas na LT 230 kV Cascavel – Foz do Chopim são crescentes ao longo dos anos de 2007 e 2008, na carga pesada e na carga média, indicando uma tendência de acentuação do problema no horizonte de longo prazo.

Tabela 1 - Carregamento na LT 230 kV Cascavel – Foz do Chopim (capacidade operativa de 189 MVA), na perda da LT 525kV Cascavel Oeste – Salto Caxias, intercâmbio Sul – Sudeste de 4.000 MW

Ano	Patamar de carga	Perda da LT 525 kV Cascavel Oeste – Salto Caxias	
		MVA	%
2006	Fev Pes	185	98
	Fev Med	180	95
	Jun Pes	189	100
	Jun Med	178	94
2007	Fev Pes	195	103
	Fev Med	194	103
	Jun Pes	202	107
	Jun Med	196	104
2008	Fev Pes	198	105
	Fev Med	198	105
	Jun Pes	204	108
	Jun Med	203	108

SOLUÇÃO PROPOSTA

O estudo conjunto de planejamento Eletrosul/Copel CCPE-CTET.021.2002, de julho de 2002, relativo ao atendimento elétrico ao estado do Paraná, e o Programa Determinativo da Expansão da Transmissão PDET 2003 – 2007 (Relatório CCPE/CTET.007.2003), recomendam a recapacitação desta linha de 189 MVA (474 A) para 320 MVA (803 A).

CONCLUSÃO

Para resolver este problema é recomendada a recapacitação da LT 230 kV Cascavel – Foz do Chopim, circuito simples, para 320 MVA, conforme proposta pelo planejamento da expansão.

O detalhamento técnico desta recapacitação é de responsabilidade da Copel - T, que deverá equacionar juntamente com o ONS a programação de desligamentos para a execução da obra.

CUSTOS DE REFERÊNCIA: (R\$ mil), custos de referência da ELETROBRAS, 2004,

Adotado o custo de 40% de uma linha nova:

LT 230 kV, 73 km, 795 MCM, circuito simples: R\$ 7.280,6 mil

Total: R\$ 7.280,6 mil

CARACTERÍSTICAS BÁSICAS:

Serão informadas posteriormente.

OBSERVAÇÕES GERAIS:

DOCUMENTOS DE REFERÊNCIA:

ONS, Plano de Ampliações e Reforços na Rede Básica - Ciclo 2006 - 2008, Jun/2005
CCPE/CTET.007.2003, Programa Determinativo da Expansão da Transmissão, PDET 2003 – 2007, Fev/2003
CCPE-CTET.021.2002, Adequação do Sistema Receptor da Região Sul e Atendimento Elétrico ao Estado do Paraná – Estudo Conjunto Eletrosul/Copel, Jul/2002
ELETROBRÁS, Referência de Custos, Jun/2004

2.7 LT 230 Salto Osório - Xanxerê, recapacitação



Reforços na Rede Básica

LT: Salto Osório - Xanxerê, 230 kV, CS, 162 km	PROPRIETÁRIO: Eletrosul
DESCRIÇÃO: Recapacitação de 240 MVA (602 A) para 350 MVA (879 A)	DATA NECESSIDADE: Necessária atualmente
ÁREA ATENDIDA: oeste de Santa Catarina e norte do Rio Grande do Sul	

JUSTIFICATIVA TÉCNICA:

O carregamento na LT 230 kV Salto Osório – Xanxerê é influenciado diretamente pelo despacho das usinas das bacias dos Rios Iguaçu e Uruguai e das hidrelétricas do Rio Grande do Sul. Também afetam o carregamento dessa linha as condições de intercâmbio com a região Sudeste e com a Argentina. Futuramente poderá ainda haver influência, em menor grau, da geração despachada nas fontes contratadas pelo PROINFA, localizadas na Região Oeste de Santa Catarina, com previsão de operação a partir de dezembro de 2006.

Os carregamentos obtidos nesta linha com intercâmbio Sudeste – Sul de 4.000 MW e sem intercâmbio com a Argentina, para diferentes despachos das usinas do Rio Uruguai e das usinas do PROINFA, são sintetizados na Tabela 1.

São verificadas sobrecargas nesta linha na perda da LT 525 kV Salto Santiago – Itá e das linhas de 230 kV paralelas (Salto Osório – Pato Branco – Xanxerê), em praticamente todos os níveis de carga simulados. Constata-se que embora os despachos das usinas do PROINFA contribuam para a redução do carregamento nesta linha, ainda persistem sobrecargas nas contingências analisadas, para despacho reduzido das usinas do Rio Uruguai, notadamente na carga média de verão.

Essas restrições de capacidade constituem fator limitante para o recebimento pelo Sul, dependendo da condição operativa, ou mesmo para a exportação de energia elétrica para a Argentina, embora até o momento essa exportação tenha sido autorizada apenas em caráter interruptível.

Cabe ressaltar que os carregamentos obtidos nas simulações ultrapassam inclusive a nova capacidade declarada pela Eletrosul para atualização dos anexos do CPST desta linha, que é de 678 A (270 MVA).

Para contornar este problema quando de situações operativas que ocorreram recentemente, com intercâmbio Sudeste – Sul e baixa disponibilidade hidrológica nas usinas da bacia do rio Uruguai os limites de carregamento da linha em questão foram flexibilizados na operação para 800 A (318 MVA), em regime contínuo, e 902 A (359 MVA) em regime de curta duração (máximo de 10 minutos), como registra a Mensagem Operativa COSR-S 014/2005, de 08 de abril de 2005.

Tabela 1 - Carregamento na linha de 230 kV Salto Osório - Xanxerê (capacidade operativa de 240 MVA) em contingências e intercâmbio Sudeste – Sul de 4.000 MW

Ano	Geração Usinas do PROINFA SC (MW) ⁽¹⁾	Geração Usinas da Bacia do Uruguai (MW)	Patamar Carga	Contingências					
				LT 525 kV S.Santiago - Itá		LT 230 kV P.Branco – S.Osório		LT 230 kV P.Branco - Xanxerê	
				MVA	%	MVA	%	MVA	%
2006	-	714	Fev Pes	279	116	247	103	254	106
			Fev Med	330	137	288	120	305	127
			Jun Pes	287	120	255	106	262	109
			Fev Pes	232	97	221	92	224	93
			Fev Med	273	114	258	108	271	113
			Jun Pes	228	95	223	93	224	93
2007	0	714	Fev Pes	278	116	240	100	259	108
			Fev Med	329	137	281	117	310	129
			Jun Pes	292	122	248	103	278	116
			Fev Pes	229	95	212	88	227	85
			Fev Med	274	114	251	105	275	114
			Jun Pes	240	100	220	92	246	102
	125	714	Fev Pes	256	107	218	91	234	98
			Fev Med	306	128	258	107	284	118
			Jun Pes	272	113	227	94	254	106
			Fev Pes	208	87	191	79	203	85
			Fev Med	250	104	227	95	248	103
			Jun Pes	221	92	198	83	222	93
2008	0	714	Fev Pes	284	118	240	100	263	110
			Fev Med	332	138	278	116	312	130
			Jun Pes	295	123	246	102	279	116
			Fev Pes	233	97	212	88	232	97
			Fev Med	264	110	242	101	270	113
			Jun Pes	237	99	214	89	242	101
	125	714	Fev Pes	264	110	219	91	240	100
			Fev Med	309	129	256	107	286	119
			Jun Pes	274	114	225	94	254	106
			Fev Pes	213	89	192	80	208	87
			Fev Med	243	101	220	92	244	102
			Jun Pes	217	90	193	80	217	91

Usinas do PROINFA com entrada em operação considerada a partir de dezembro de 2006.

SOLUÇÃO PROPOSTA

O estudo de planejamento CCPE/CTET/033.2004, de dezembro de 2004, relativo à expansão do sistema de transmissão da Região Oeste de Santa Catarina, recomenda a recapacitação desta linha de 240 MVA (602 A) para 350 MVA (879 A). Esta solução resolveria as sobrecargas observadas, no horizonte de análise deste PAR.

CONCLUSÃO

Para resolver este problema é recomendada a recapacitação da LT 230 kV Salto Osório – Xanxerê, circuito simples, para 350 MVA, conforme proposta pelo planejamento da expansão.

O detalhamento técnico desta recapacitação é de responsabilidade da Eletrosul, que deverá equacionar juntamente com o ONS a programação de desligamentos para a execução da obra.

CUSTOS DE REFERÊNCIA: (R\$ mil), custos de referência da ELETROBRAS, 2004,

Adotado o custo de 40% de uma linha nova:

LT 230 kV, 162 km, 636 MCM, circuito simples: R\$ 16.381,4 mil.

Total: R\$ 16.381,4 mil

CARACTERÍSTICAS BÁSICAS:

Serão informadas posteriormente.

OBSERVAÇÕES GERAIS:

DOCUMENTOS DE REFERÊNCIA:

ONS, Plano de Ampliações e Reforços na Rede Básica - Ciclo 2006 - 2008, Jun/2005

CCPE/CTET/033.2004, Atendimento Elétrico ao Oeste do Estado de Santa Catarina - Meio e Extremo Oeste, Dez/2004

ELETROBRÁS, Referência de Custos, Jun/2004

2.8 LT 230 kV Salto Osório – Pato Branco, recapacitação



Reforços na Rede Básica

LT: Salto Osório – Pato Branco, 230 kV, CS, 85,9 km	PROPRIETÁRIO: Eletrosul
DESCRIÇÃO: Recapacitação de 240 MVA (602 A) para 350 MVA (879 A)	DATA NECESSIDADE: Necessária atualmente
ÁREA ATENDIDA: oeste de Santa Catarina e norte do Rio Grande do Sul	

JUSTIFICATIVA TÉCNICA:

O carregamento na LT 230 kV Salto Osório – Pato Branco é influenciado diretamente pelo despacho das usinas das bacias dos Rios Iguaçu e Uruguai e das hidrelétricas do Rio Grande do Sul. Também afetam o carregamento dessa linha as condições de intercâmbio com a região Sudeste e com a Argentina. Futuramente poderá ainda haver influência, em menor grau, da geração despachada nas fontes contratadas pelo PROINFA, localizadas na Região Oeste de Santa Catarina, com previsão de operação a partir de dezembro de 2006.

Os carregamentos obtidos nesta linha com intercâmbio Sudeste – Sul de 4.000 MW e sem intercâmbio com a Argentina, para diferentes despachos das usinas do Rio Uruguai e das usinas do PROINFA, são sintetizados na Tabela 1.

São verificadas sobrecargas nesta linha na perda da LT 525 kV Salto Santiago – Itá e na linha de 230 kV paralela (Salto Osório - Xanxerê) em praticamente todos os níveis de carga simulados. Constata-se que embora os despachos das usinas do PROINFA contribuam para a redução do carregamento nesta linha, ainda persistem sobrecargas nas contingências analisadas, para despacho reduzido das usinas do Rio Uruguai, notadamente na carga média de verão.

Essas restrições de capacidade constituem fator limitante para o recebimento pelo Sul, dependendo da condição operativa, ou mesmo para a exportação de energia elétrica para a Argentina, embora até o momento essa exportação tenha sido autorizada apenas em caráter interruptível.

Cabe ressaltar que os carregamentos obtidos nas simulações ultrapassam inclusive a nova capacidade declarada pela Eletrosul para atualização dos anexos do CPST desta linha, que é de 678 A (270 MVA).

Para contornar este problema quando de situações operativas que ocorreram recentemente, com intercâmbio Sudeste – Sul e baixa disponibilidade hidrológica nas usinas da bacia do rio Uruguai os limites de carregamento da linha em questão foram flexibilizados na operação para 800 A (318 MVA), em regime contínuo, e 902 A (359 MVA) em regime de curta duração (máximo de 10 minutos), como registra a Mensagem Operativa COSR-S 014/2005, de 08 de abril de 2005.

Tabela 1 - Carregamento na linha de 230 kV Salto Osório – Pato Branco (capacidade operativa de 240 MVA) em contingências e intercâmbio Sudeste – Sul de 4.000 MW

Ano	Geração Usinas do PROINFA SC (MW) ⁽¹⁾	Geração Usinas da Bacia do Uruguai (MW)	Patamar Carga	Contingências				
				LT 525 kV		LT 230 kV		
				Santo Santiago - Itá		Salto Osório - Xanxerê		
			MVA	%	MVA	%		
2006	-	714	Fev Pes	260	108	251	105	
			Fev Med	287	119	279	116	
			Jun Pes	267	111	259	108	
			1460	Fev Med	251	104	256	107
2007	0	714	Fev Pes	242	101	232	97	
			Fev Med	271	113	262	109	
			Jun Pes	240	100	230	96	
	125	1460	Fev Med	235	98	238	99	
			714	Fev Med	257	107	244	102
			1460	Fev Med	219	91	218	91
2008	0	714	Fev Pes	240	100	229	95	
			Fev Med	267	111	258	107	
			Jun Pes	237	99	228	95	
	125	1460	Fev Med	224	93	229	95	
			714	Fev Med	253	105	241	101
		1460	Fev Med	209	87	212	88	

(1) Usinas do PROINFA com entrada em operação considerada a partir de dezembro de 2006.

SOLUÇÃO PROPOSTA

O estudo de planejamento CCPE/CTET/033.2004, de dezembro de 2004, relativo à expansão do sistema de transmissão da Região Oeste de Santa Catarina, recomenda a recapitação desta linha de 240 MVA (602 A) para 350 MVA (879 A).

CONCLUSÃO

Para resolver este problema é recomendada a recapitação da LT 230 kV Salto Osório – Pato Branco, circuito simples, para 350 MVA, conforme proposta pelo planejamento da expansão.

O detalhamento técnico desta recapitação é de responsabilidade da Eletrosul, que deverá equacionar juntamente com o ONS a programação de desligamentos para a execução da obra.

CUSTOS DE REFERÊNCIA: R\$ mil), custos de referência da ELETROBRAS, junho/2004,

Adotado o custo de 40% de uma linha nova:

LT 230 kV, 85,9 km, 636 MCM, circuito simples: R\$ 8.684,5 mil.

Total: R\$ 8.684,5 mil

CARACTERÍSTICAS BÁSICAS:

Serão informadas posteriormente.

OBSERVAÇÕES GERAIS:

DOCUMENTOS DE REFERÊNCIA:

ONS, Plano de Ampliações e Reforços na Rede Básica - Ciclo 2006 - 2008, Jun/2005

CCPE/CTET/033.2004, Atendimento Elétrico ao Oeste do Estado de Santa Catarina - Meio e Extremo Oeste, Dez/2004

ELETROBRÁS, Referência de Custos, Jun/2004

2.9 LT 230 kV Pato Branco - Xanxerê, recapacitação



Reforços na Rede Básica

LT: Pato Branco - Xanxerê, 230 kV, CS, 79,6 km	PROPRIETÁRIO: Eletrosul
DESCRIÇÃO: Recapacitação de 240 MVA (602 A) para 350 MVA (879 A)	DATA NECESSIDADE: Necessária atualmente
ÁREA ATENDIDA: oeste de Santa Catarina e norte do Rio Grande do Sul	

JUSTIFICATIVA TÉCNICA:

O carregamento na LT 230 kV Pato Branco – Xanxerê é influenciado diretamente pelo despacho das usinas das bacias dos Rios Iguaçu e Uruguai e das hidrelétricas do Rio Grande do Sul. Também afetam o carregamento dessa linha as condições de intercâmbio com a região Sudeste e com a Argentina. Futuramente poderá ainda haver influência, em menor grau, da geração despachada nas fontes contratadas pelo PROINFA, localizadas na Região Oeste de Santa Catarina, com previsão de operação a partir de dezembro de 2006.

Os carregamentos obtidos nesta linha com intercâmbio Sudeste – Sul de 4.000 MW e sem intercâmbio com a Argentina, para diferentes despachos das usinas do Rio Uruguai e das usinas do PROINFA, são sintetizados na Tabela 1.

São verificadas sobrecargas nesta linha na perda da LT 525 kV Salto Santiago – Itá e na linha de 230 kV paralela (Salto Osório – Xanxerê), em praticamente todos os níveis de carga simulados. Constata-se que embora os despachos das usinas do PROINFA contribuam para a redução do carregamento nesta linha, ainda persistem sobrecargas nas contingências analisadas, para despacho reduzido das usinas do Rio Uruguai, notadamente na carga média de verão.

Essas restrições de capacidade constituem fator limitante para o recebimento pelo Sul, dependendo da condição operativa, ou mesmo para a exportação de energia elétrica para a Argentina, embora até o momento essa exportação tenha sido autorizada apenas em caráter interruptível.

Cabe ressaltar que os carregamentos obtidos nas simulações ultrapassam inclusive a nova capacidade declarada pela Eletrosul para atualização dos anexos do CPST desta linha, que é de 678 A (270 MVA).

Para contornar este problema quando de situações operativas que ocorreram recentemente, com intercâmbio Sudeste – Sul e baixa disponibilidade hidrológica nas usinas da bacia do rio Uruguai os limites de carregamento da linha em questão foram flexibilizados na operação para 800 A (318 MVA), em regime contínuo, e 902 A (359 MVA) em regime de curta duração (máximo de 10 minutos), como registra a Mensagem Operativa COSR-S 014/2005, de 08 de abril de 2005.

Tabela 1 - Carregamento na linha de 230 kV Pato Branco - Xanxerê (capacidade operativa de 240 MVA) em contingências e intercâmbio Sudeste – Sul de 4.000 MW

Ano	Geração Usinas do PROINFA SC (MW) ⁽¹⁾	Geração Usinas da Bacia do Uruguai (MW)	Patamar Carga	Contingências						
				LT 525 kV S.Santiago - Itá		LT 230 kV S.Osório - P.Branco		LT 230 kV S.Osório – Xanxerê		
				MVA	%	MVA	%	MVA	%	
2006	-	714	Fev Pes	247	103	59	24	229	95	
			Fev Med	294	123	65	27	276	115	
			Jun Pes	253	105	55	23	237	99	
			1460	Fev Pes	206	86	56	23	202	84
				Fev Med	246	103	59	24	247	103
				Jun Pes	200	83	50	21	202	84
2007	0	714	Fev Pes	266	111	67	28	245	102	
			Fev Med	313	131	84	35	292	122	
			Jun Pes	293	122	94	39	275	114	
		1460	Fev Pes	218	91	59	25	216	90	
			Fev Med	264	110	75	31	261	109	
			Jun Pes	245	102	85	35	245	102	
	125	714	Fev Pes	246	103	66	28	225	94	
			Fev Med	294	123	82	34	272	114	
			Jun Pes	276	115	92	38	255	106	
		1460	Fev Pes	200	83	61	25	195	81	
			Fev Med	245	102	74	31	240	100	
			Jun Pes	229	95	84	35	224	94	
2008	0	714	Fev Pes	280	117	85	35	257	107	
			Fev Med	324	135	104	43	302	126	
			Jun Pes	300	125	107	45	279	116	
		1460	Fev Pes	230	96	75	31	226	94	
			Fev Med	265	110	90	37	264	110	
			Jun Pes	247	103	94	39	244	102	
	125	714	Fev Pes	261	109	82	34	236	98	
			Fev Med	305	127	99	41	282	118	
			Jun Pes	282	117	102	42	258	108	
		1460	Fev Pes	212	88	72	30	205	85	
			Fev Med	246	103	86	36	242	101	
			Jun Pes	228	95	88	37	222	93	

(1) Usinas do PROINFA com entrada em operação considerada a partir de dezembro de 2006.

SOLUÇÃO PROPOSTA

O estudo de planejamento CCPE/CTET/033.2004, de dezembro de 2004, relativo à expansão do sistema de transmissão da Região Oeste de Santa Catarina, recomenda a recapacitação desta linha de 240 MVA (602 A) para 350 MVA (879 A).

CONCLUSÃO

Para resolver este problema é recomendada a recapacitação da LT 230 kV Pato Branco – Xanxerê, circuito simples, para 350 MVA, conforme proposta pelo planejamento da expansão.

O detalhamento técnico desta recapacitação é de responsabilidade da Eletrosul, que deverá equacionar juntamente com o ONS a programação de desligamentos para a execução da obra.

CUSTOS DE REFERÊNCIA: (R\$ mil), custos de referência da ELETROBRAS, junho/2004,

Adotado o custo de 40% de uma linha nova:

LT 230 kV, 79,6 km, 636 MCM, circuito simples: R\$ 8.047,7 mil.

Total: R\$ 8.047,7 mil

CARACTERÍSTICAS BÁSICAS:

Serão informadas posteriormente.

OBSERVAÇÕES GERAIS:

DOCUMENTOS DE REFERÊNCIA:

ONS, Plano de Ampliações e Reforços na Rede Básica - Ciclo 2006 - 2008, Jun/2005

CCPE/CTET/033.2004, Atendimento Elétrico ao Oeste do Estado de Santa Catarina - Meio e Extremo Oeste, Dez/2004

ELETROBRÁS, Referência de Custos, Jun/2004

2.10 SE Xanxerê: adequação do setor de 230 kV

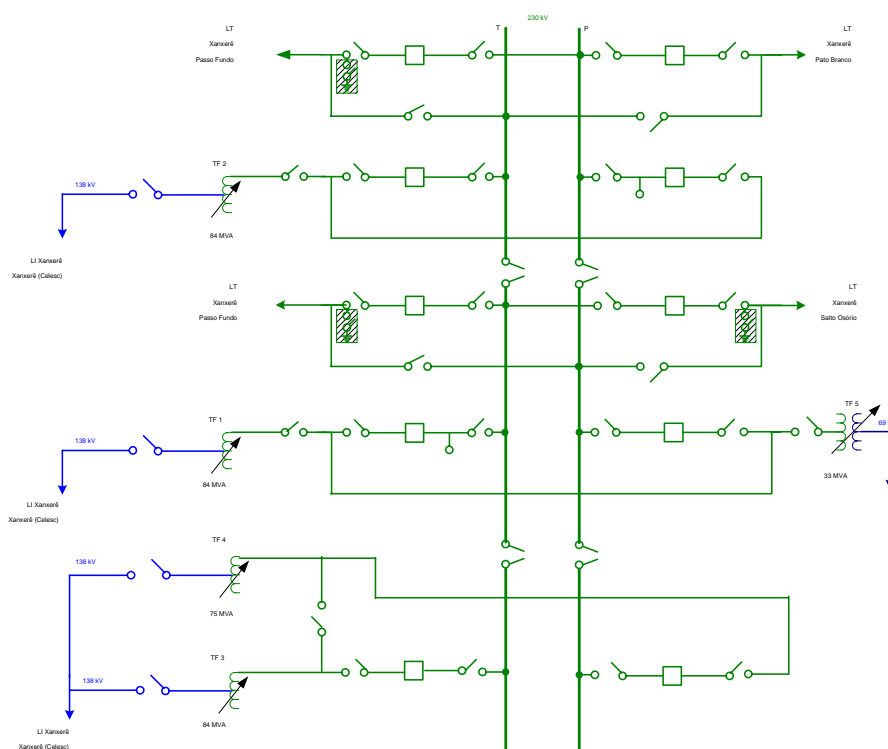
SE: Xanxerê	PROPRIETÁRIO: ELETROSUL
DESCRIÇÃO: adequação do setor de 230 kV	DATA NECESSIDADE: Associada à conexão da UHE Foz do Chapecó
ÁREA ATENDIDA: região oeste de Santa Catarina	

JUSTIFICATIVA TÉCNICA:

A SE Xanxerê, localizada na região oeste do Estado de Santa Catarina, interliga-se em 230kV às subestações de Passo Fundo, Salto Osório e Pato Branco. A SE Xanxerê conta atualmente com quatro transformadores 230/138kV, totalizando 327MVA, cujas conexões secundárias estão localizadas no barramento de 138 kV da subestação distribuidora da CELESC contígua a esta instalação.

Atualmente também está instalado de forma provisória na SE Xanxerê um transformador 230/69kV, de 33MVA, que atende a rede de 69 kV da distribuidora. O diagrama da Figura 1 mostra esquematicamente a atual configuração da subestação.

Figura 1 - configuração atual da SE Xanxerê



A configuração do setor de 230 kV da SE Xanxerê é do tipo Zig-Zag, sendo as barras de 230kV principal (P) e transferência (T) divididas em três segmentos:

- Setor 1 (Barras P1 – T1): composto por “bay” completo, para conexão das linhas de 230 kV Xanxerê – Pato Branco, LT Passo Fundo – Xanxerê 2, e o Transformador 2, de 84MVA, 230/138kV.
- Setor 2 (Barras P2 – T2) composto por “bay” completo, para conexão das linhas de 230kV Salto Osório – Xanxerê, Passo Fundo – Xanxerê 1, Transformador 1 230/138kV 84MVA e Transformador 5, 33MVA, 230/69 kV.
- Setor 3 (Barras P3 – T3): composto por “bay” completo, para conexão do Transformador 3, 84MVA, 230/138kV, e Transformador 4, 75MVA, 230/138kV.

O arranjo com barras principal (P) e transferência (T) apresenta como principal inconveniente a falta de flexibilidade operativa, já que o barramento de transferência só pode ser utilizado para substituir somente um “bay” por vez, o que torna impossível a transferência de todos os “bays” para outra barra, no caso de indisponibilidade da barra principal.

A subestação opera com as seccionadoras interligadoras de barras fechadas. A indisponibilidade destas seccionadoras, para manutenção, implica no isolamento das barras P1-T2 ou P2-T1, resultando na necessidade de desligamento dos elementos conectados as mesmas barras.

Durante a manutenção de um dos disjuntores de 230kV de linha ou transformador conectados as barras 1 e 2, estes serão substituídos por um disjuntor de transferência. Nesta situação, caso ocorra um defeito nos equipamentos conectados ao vão associado ao disjuntor de transferência estes ocasionarão abertura dos demais elementos interligados a barra de transferência.

O atual arranjo não permite aplicação de proteção diferencial de barras seletiva e a inexistência de falha de disjuntor, ou seja, defeitos no barramento resultarão no desligamento de todos os elementos conectado a barra de 230kV.

Nesta configuração os transformadores 3 e 4 (84 MVA+75 MVA) operam com uma só conexão no secundário, do que resulta a saída simultânea das duas unidades quando de defeitos na rede de 138 kV.

EXPANSÕES PREVISTAS

No PAR 2005-2007 foi recomendada a expansão da capacidade de transformação da SE Xanxerê, sendo indicada a substituição de dois transformadores 230/138kV de 84 MVA por duas unidades de 150 MVA. A primeira substituição será do TF2, prevista para fevereiro de 2006 e a seguir o TF1, com previsão para novembro de 2006. Concretizadas estas substituições, o transformador 230/69 kV, 33 MVA será desativado.

No presente ciclo do PAR está prevista o início de motorização da UHE Foz do Chapecó no segundo semestre de 2008, a completar-se em 2009, o que torna necessário relacionar desde já as obras requeridas para adequada conexão desta usina ao sistema interligado.

De acordo com o parecer do CCPE/CTET 006/2003, de 19.02.2003, a UHE Foz do Chapecó será integrada ao sistema por uma linha de 230 kV de circuito simples, com 70

km de extensão, a ser conectada na SE Guarita, e por uma linha de circuito duplo de 230 kV, com 68 km de extensão, que interligará a hidrelétrica com a SE Xanxerê, o que exigirá a implementação de duas entradas de linha nesta subestação.

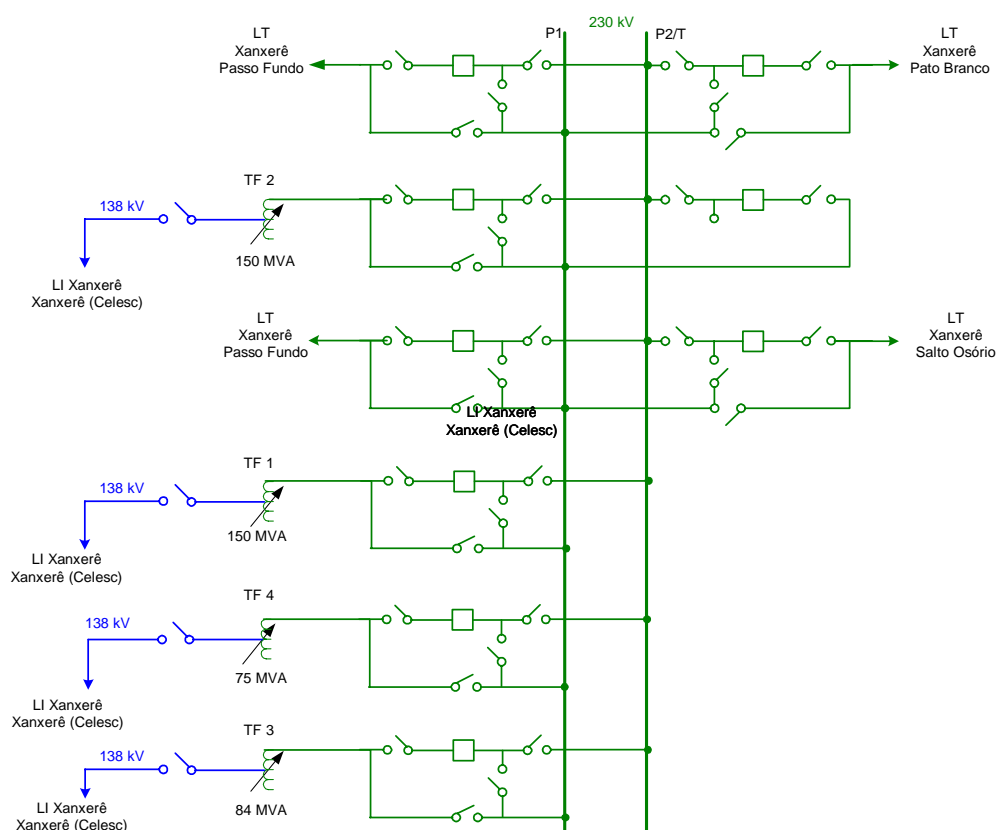
SOLUÇÃO

Considerando as expansões previstas neste ciclo do PAR e tendo em vista que o atual arranjo da SE Xanxerê apresenta características que podem comprometer sua operação, notadamente depois da entrada da nova usina, é recomendada a adequação do setor de 230 kV desta subestação ao arranjo de barra dupla a quatro chaves, bem como a complementação das conexões de 138 kV dos transformadores 3 e 4.

Cabe complementar que a adequação da SE Xanxerê, foi incluída nas recomendações do estudo CCPE/ CTET 03.2004, referente ao atendimento elétrico ao oeste de Santa Catarina.

Na Figura 2 é apresentada a configuração proposta, na qual ainda não estão incluídas as duas entradas de linha para conexão da UHE Foz do Chapecó.

Figura 2 - adequação do arranjo da SE Xanxerê



CUSTOS DE REFERÊNCIA: custos de referência da ELETROBRAS (junho/2002),
(Taxa: R\$/US\$= 2,71).

Total: R\$ 9.324.000,00

(custo estimado pela Eletrosul, vide referência).

CARACTERÍSTICAS BÁSICAS:

Serão fornecidas posteriormente.

OBSERVAÇÕES GERAIS:

DOCUMENTOS DE REFERÊNCIA:

ONS, Plano de Ampliações e Reforços na Rede Básica - Período 2005 a 2007,
Jun/2004

ELETROSUL, Relatório DPES/SEACS 014/2005, Maio/2005

CCPE, parecer CCPE/CTET 006/2003, Fev/2003

CCPE, estudo CCPE/ CTET 03.2004, Atendimento Elétrico ao Oeste de Santa
Catarina, Dez/2004

2.11 SE Livramento 2: reator de 230 kV

SEs: Livramento 2	PROPRIETÁRIO: CEEE-T
DESCRIÇÃO: reator de 30 Mvar, 230 kV	DATA NECESSIDADE: Necessário atualmente
ÁREA ATENDIDA: Oeste do Rio Grande do Sul	

JUSTIFICATIVA TÉCNICA:

O objetivo deste parecer é a definição dos requisitos de compensação reativa indutiva complementar para controle de tensão, no sistema de 230 kV da fronteira oeste do Rio Grande do Sul, nas condições de cargas leve e mínima, considerando a UTE Uruguaiana fora de operação.

Atualmente observa-se elevado perfil de tensão nos barramentos de 230 kV desta área, em condição normal de operação na carga leve, quando da parada total da UTE Uruguaiana. Esta condição persiste nos próximos anos, consideradas as expansões previstas no sistema até o ano de 2008, como mostram os resultados das simulações apresentados na Tabela 1, nas quais não foram despachadas as usinas térmicas de Uruguaiana, Alegrete e Canoas.

Tabela 1 Tensões no oeste do Rs com a UTE Uruguaiana fora de operação na carga leve(%)

Subestações 230 kV	Ano		
	2006	2007	2008
UTE Uruguaiana	110,6	107,1	109,1
Uruguaiana 5	110,6	107,0	109,0
Alegrete 2	109,4	106,3	108,2
Livramento 2	109,6	106,5	108,7

Para controlar a tensão na rede de 230 kV foram utilizados todos os recursos disponíveis, como o controle de excitação de geradores, atuação de tapas de transformadores e operação dos reatores manobráveis existentes na região, na SE Alegrete 2 (3x25 Mvar) e na SE Maçambará (30 Mvar). A medida restante consiste no desligamento de linhas de 230 kV, que traz como consequência a redução da confiabilidade de atendimento a esta região. Estes resultados demonstram a necessidade de compensação reativa indutiva adicional, para reduzir as sobretensões nas barras de 230 kV.

Já no ciclo anterior do PAR foi constatada a necessidade de implantação de 60 Mvar de compensação reativa indutiva nesta região, que foram alocados inicialmente na barra de 230 kV da subestação da UTE Uruguaiana. Na compatibilização do PAR com o PDET,

ciclo 2004-2007, foi confirmada somente a implantação de um reator de 30 Mvar em Uruguiana, ficando por se complementar a análise da localização do outro reator de 30 Mvar, considerando o horizonte do PAR 2006-2008.

Na Tabela 2 são comparados os perfis de tensão resultantes da instalação de dois reatores de 30 Mvar na SE da UTE Uruguiana ou de um reator de 30 Mvar na SE Uruguiana e outro de mesmo porte na SE Livramento 2, na carga leve e na carga mínima do inverno de 2008. Também é avaliada a abertura de um dos circuitos da LT 230 kV Alegrete 2-Uruguiana como recurso de controle de tensão, cabendo lembrar que este recurso só se tornará viável depois da implantação de dois módulos de entrada de linha nos terminais de Alegrete 2 e UTE Uruguiana.

Na mesma tabela observa-se que as violações de tensão em Livramento 2 e Bagé 2 são eliminadas quando os reatores de 30Mvar são distribuídos entre as subestações de Uruguiana e Livramento 2.

Tabela 2 – Alocação de reatores de 30 Mvar nas SEs Uruguiana e Livramento 2 -Tensões (%)

Subestações 230 kV	Carga Leve		Carga Mínima		Carga Leve	Carga Mínima	
	2 x 30 Mvar na SE Uruguiana				30 Mvar na SE Uruguiana e 30 Mvar na SE Livramento 2		
	Perda LT 230 kV P.Médici - Bagé	Perda LT 230 kV P.Médici – Bagé sem Uruguiana – Alegrete 2	Caso Base	Perda LT 230 kV P.Médici – Bagé sem Uruguiana – Alegrete 2	Perda LT 230 kV P.Médici – Bagé	Caso Base	Perda LT 230 kV P.Médici - Bagé
Uruguiana	101,6	99,7	101,8	100,2	103,0	103,1	103,4
Uruguiana 5	101,6	99,8	101,8	100,3	103,5	103,1	103,4
Alegrete 2	102,6	101,2	102,6	101,7	102,8	103,0	103,3
Livramento 2	106,1	104,7	105,1	105,6	102,5	102,5	103,3
Santo Ângelo	98,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
Maçambará	102,0	101,2	102,4	101,6	102,8	103,0	103,2
Bagé 2	107,2	105,9	104,7	107,0	103,6	103,1	104,6
P.Médici	99,0	99,0	99,0	99,0	99,0	102,6	100,3
São Vicente	103,2	102,3	103,3	102,8	103,4	103,6	103,8
Santa Maria 3	102,2	101,7	102,4	102,1	102,3	102,5	102,6

CONCLUSÃO

A avaliação dos casos de carga leve e mínima, em condição normal de operação e em contingências de elementos da Rede Básica conduz à configuração de reatores que contempla o acréscimo dos seguintes equipamentos em relação aos já existentes:

Subestação	Reatores
	Mvar
Uruguaiana	30
Livramento 2	30
Total	60

A compensação acima indicada é necessária para que o sistema atenda, em condições normais e com margem satisfatória, os critérios de desempenho no patamar de carga leve. Na carga mínima esta configuração de reatores também pode ser considerada adequada, pois as violações de tensão são moderadas e ocorrem apenas no caso da perda de um destes reatores de 30 Mvar.

Para modulação dos citados reatores foi tomada como premissa uma variação máxima de tensão de 5% no chaveamento, determinada com base na relação entre a potência nominal do reator e o nível de curto-circuito na barra de conexão do equipamento.

SOLUÇÃO PROPOSTA

Para viabilizar a operação da rede de 230 kV do oeste do Rio Grande do Sul sem a geração térmica em Uruguaiana e com a LT 230 kV Uruguaiana – Maçambará ligada em cargas leve e mínima, será necessária a instalação de dois reatores de 30 Mvar, um na barra de 230 kV da SE Livramento 2 e outro na barra de 230 kV da SE Uruguaiana, já recomendado no PAR 2005-2007.

CUSTOS DE REFERÊNCIA: custos de referência da ELETROBRAS, junho/2004.

SE Livramento 2:

Banco de reatores monofásicos, 4x10 Mvar (230 kV): R\$ 1.782 mil.

CT 230 kV: R\$ 2.748 mil

Total: R\$ 4.530 mil

CARACTERÍSTICAS BÁSICAS:

Serão informadas posteriormente

OBSERVAÇÕES GERAIS:

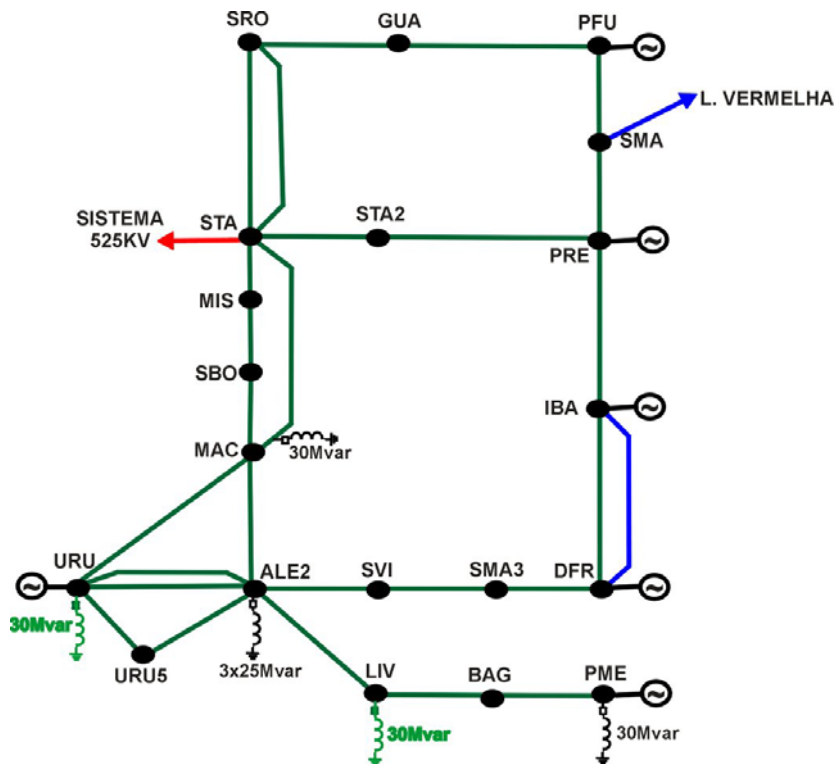
DOCUMENTOS DE REFERÊNCIA:

ONS, Plano de Ampliações e Reforços na Rede Básica - Período 2005 a 2007, Jul/2004


ONS, Estudo para Avaliação das Necessidades de Compensação Reativa Indutiva – Horizonte 2008, Jul/2005

ELETROBRÁS, Referência de Custos, junho/2004

Figura 1 Reatores no Sistema de 230 kV do oeste do Rio Grande do Sul



2.12 SE Guaíba 2: banco de capacitores de 30 Mvar, 230 kV

 Operador Nacional do Sistema Elétrico	Reforços na Rede Básica
SE: Guaíba 2	PROPRIETÁRIO: CEEE
DESCRIÇÃO: Banco de capacitores de 30 Mvar, 230 kV	DATA NECESSIDADE: Jan/2006 ⁽¹⁾
ÁREA ATENDIDA: Rio Grande do Sul	

(1) associado a adequação do setor de 230 kV da SE Guaíba 2

JUSTIFICATIVA TÉCNICA:

Atualmente as subestações de Guaíba 2 (230/69 kV, 50 MVA) e Eldorado (230/23 kV, 50 MVA) são atendidas por derivações simples (tapes) da LT 230 kV Porto Alegre 9 – Camaquã, de forma que a indisponibilidade dessa linha implica na perda total da carga atendida pelas duas subestações.

Foi proposta no PAR 2005-2007 a adequação do arranjo da SE Guaíba 2 230/69 kV, aos Procedimentos de Rede, com o seccionamento completo da linha de 230 kV Porto Alegre 9 – Camaquã nessa subestação. Esta adequação é necessária para instalação do segundo transformador 230/69 kV, 50 MVA, nesta subestação, tendo em vista o atendimento da carga de Guaíba que deverá ser transferida da SE Charqueadas, atualmente atendida pelo transformador 230/69 kV 83 MVA, cujo uso é compartilhado pela CEEE-D e pela AES Sul. Depois da adequação do arranjo da SE Guaíba 2, a contingência mais severa passa a ser a perda da LT 230 kV Porto Alegre 9 – Guaíba 2, na qual ocorre afundamento de tensão na SE Guaíba 2, conforme mostra a Tabela 1.

A pior condição ocorre em 2007, na carga média de verão, quando a tensão na barra de 230 kV da SE Guaíba 2 fica próxima de 80%. Cabe observar que nesta contingência também há perda total da carga da SE Eldorado, que permanecerá atendida em derivação da LT 230 kV Porto Alegre 9 – Guaíba 2.

A implantação da LT 230 kV Porto Alegre 9 – Camaquã, conforme recomendado no PAR 2005-2007, eliminaria este problema. No entanto, a CEEE-T informou recentemente ao ONS (carta CEEE nº GAB/DIR/NVQJ/047-2005) da impossibilidade física de instalação de um módulo de entrada para esta linha na SE Porto Alegre 9. Comunicou ainda que analisará junto ao CCPE a alternativa de implantação de uma linha de 230 kV entre a SE Pólo e a SE Camaquã, em substituição à LT 230 kV Porto Alegre 9 – Camaquã.

Considerando os prazos praticados no setor elétrico na implantação de novos empreendimentos de transmissão, o atendimento de Guaíba 2 ficará comprometido por um longo período até que seja equacionada e implementada esta nova solução de planejamento. Constata-se na Tabela 1 que haveria uma restrição de 15% no atendimento à carga de Guaíba 2 para restabelecer a tensão ao nível de 90% depois da contingência na LT 230 kV Porto Alegre 9 – Guaíba 2, em 2007 e 2008.

Visando contornar este problema foi analisada a implantação de um banco de capacitores na SE Guaíba 2, além da instalação de compensação capacitiva na distribuição para correção do fator de potência. Verifica-se na Tabela 1 que o corte de carga de 15% pode ser evitado até 2008, com compensação capacitiva num montante de aproximadamente 20 Mvar, concentrada na SE Guaíba 2 e 2,5 Mvar de capacitores na distribuição.

Tabela 1 Tensão na barra de 230 kV da subestação Guaíba 2, na carga média de verão

Ano	Subestação	Tensão (%)			
		Caso Base ⁽¹⁾	Indisponibilidade da LT 230 kV P.Alegre 9 - Guaíba 2		
			Atendimento de 100% da carga da SE Guaíba 2 ⁽²⁾	Atendimento de 85% da carga da SE Guaíba 2 ⁽²⁾	Atendimento de 100% da carga da SE Guaíba 2 ⁽²⁾
			Sem compensação capacitiva		Com compensação capacitiva ⁽³⁾
2007	Porto Alegre 9 230 kV	101,4	101,5	101,6	102,2
	Guaíba 2 230 kV	100,4	80,0	91,2	90,0
	Guaíba 2 69 kV	100,0	91,3	95,0	95,0
	Camaquã 230 kV	100,2	81,3	92,9	91,5
2008	Porto Alegre 9 230 kV	102,1	105,0	102,2	102,2
	Guaíba 2 230 kV	100,9	81,0	90,1	90,7
	Guaíba 2 69 kV	100,0	92,8	95,0	95,0
	Camaquã 230 kV	100,5	82,5	91,5	91,6

(1) Despacho de duas unidades da UTE Presidente Médici;

(2) Carga da SE Guaíba 2 igual a 47 MW em 2007 e 48,9 MW em 2008. Perda total da carga da SE Eldorado, que é igual a 16,6 MW em 2007 e 17,2 MW em 2008;

(3) Compensação capacitiva de 10 Mvar em 2007 e 20 Mvar em 2008, na barra de 230 kV da SE Guaíba 2.

SOLUÇÃO PROPOSTA

Tendo em vista o atendimento dos critérios de desempenho no horizonte posterior ao do PAR, é recomendada a implantação de um banco de capacitores de 30 Mvar, quando da adequação do arranjo da SE Guaíba 2 aos Procedimentos de Rede. Este porte é compatível com a potência de curto – circuito na barra de 230 kV desta subestação. Devido à baixa potência de curto-circuito em 69 kV, não é viável a instalação desse banco no secundário da subestação, sendo necessária sua implantação na barra de 230 kV.

CONCLUSÃO

Como ainda não existe uma alternativa de expansão da rede 230 kV equacionada é recomendado a instalação de um banco de capacitores de 30 Mvar na barra 230 kV da subestação de Guaíba 2.

Para que sejam obtidos os ganhos no controle de tensão propiciados por este capacitor, é necessária a instalação de compensação capacitiva de 2,5 Mvar na rede de distribuição atendida pela SE Guaíba 2, cuja responsabilidade é da distribuidora local (CEEE-D).

CUSTOS DE REFERÊNCIA: (R\$ mil), custos de referência da ELETROBRAS, junho/2004, Taxa de câmbio: R\$/US\$= 3,14.

Banco de capacitores, 30 Mvar (230 kV):	R\$ 1.881 mil.
CT 230 kV:	R\$ 2.748 mil
Total:	R\$ 4.629 mil

CARACTERÍSTICAS BÁSICAS:

Serão informadas posteriormente

OBSERVAÇÕES GERAIS:

DOCUMENTOS DE REFERÊNCIA:

- [1] ONS, Plano de Ampliações e Reforços na Rede Básica - Período 2006 a 2008.
 - [2] ELETROBRÁS, Referência de Custos, junho/2004
-

3 *Pareceres Técnicos das Instalações Propostas para as Regiões Sudeste e Centro-Oeste*



3.1 SE Água Vermelha: transformação 500/440 kV



Operador Nacional
do Sistema Elétrico

Reforços na Rede Básica

SE: Água Vermelha 500/440 kV	PROPRIETÁRIO: Cteep
DESCRIÇÃO: instalação do 3º banco de autotransformadores 500/440 kV Água Vermelha – 4X250 MVA	DATA NECESSIDADE: Dezembro/2007
ÁREA ATENDIDA: São Paulo e Minas Gerais	

JUSTIFICATIVA TÉCNICA

Com a previsão de entrada em operação da interligação Norte-Sul III verifica-se o aumento no fluxo pelo transformador 500/440 kV de Água Vermelha (2X750 MVA). Assim, dependendo dos cenários de despacho de geração, do intercâmbio entre as Regiões Sudeste e Sul e do fluxo pelas interligações Norte-Sul, podem surgir sérios problemas de carregamento nessa transformação.

Em situações de fluxos dos sistemas Norte / Nordeste para o Sudeste (superior a 2000 MW) e do Sudeste para o Sul (em torno de 4000 MW), observa-se que os carregamentos nominais dos autotransformadores de Água Vermelha 500/440 kV são excedidos em até 6%, na carga pesada de 2008, quando da perda de uma das duas unidades. Em casos mais severos de intercâmbio Norte - Sul, com maiores desequilíbrios entre as gerações do sistema de 440 kV e do sistema de 500 kV, poderá haver a atuação do ECE de Água Vermelha, para fluxos no sentido do sistema em 440 kV para o 500 kV e carregamentos superiores a 150% na transformação 440/500 kV, desligando até quatro máquinas da UHE Água Vermelha.

SOLUÇÃO PROPOSTA:

Nos estudos de planejamento para a expansão da interligação Norte – Sul III e sistemas receptores associados, há indicação do 3º banco de transformadores de Água Vermelha 500/440 kV.

CUSTOS DE REFERÊNCIA: (R\$ mil), custos de referência da ELETROBRÁS, junho/2004

ATF 500/440 kV – 4x250 MVA: R\$ 24.000 mil

CT 500 kV: R\$ 6.715 mil

CT 440 kV: R\$ 6.715 mil

Total: R\$ 37.430 mil

CARACTERÍSTICAS BÁSICAS:

Serão informados posteriormente

OBSERVAÇÕES GERAIS:

DOCUMENTOS DE REFERÊNCIA:

- [1]. ONS - Operador Nacional do Sistema Elétrico, Plano de Ampliações e Reforços na Rede Básica (PAR) - Período 2006-2008.
 - [2]. Referência de Custos – Eletrobrás, junho de 2004
-

3.2 LT Embu Guaçu – Sul - Baixada, 345 kV



Operador Nacional
do Sistema Elétrico

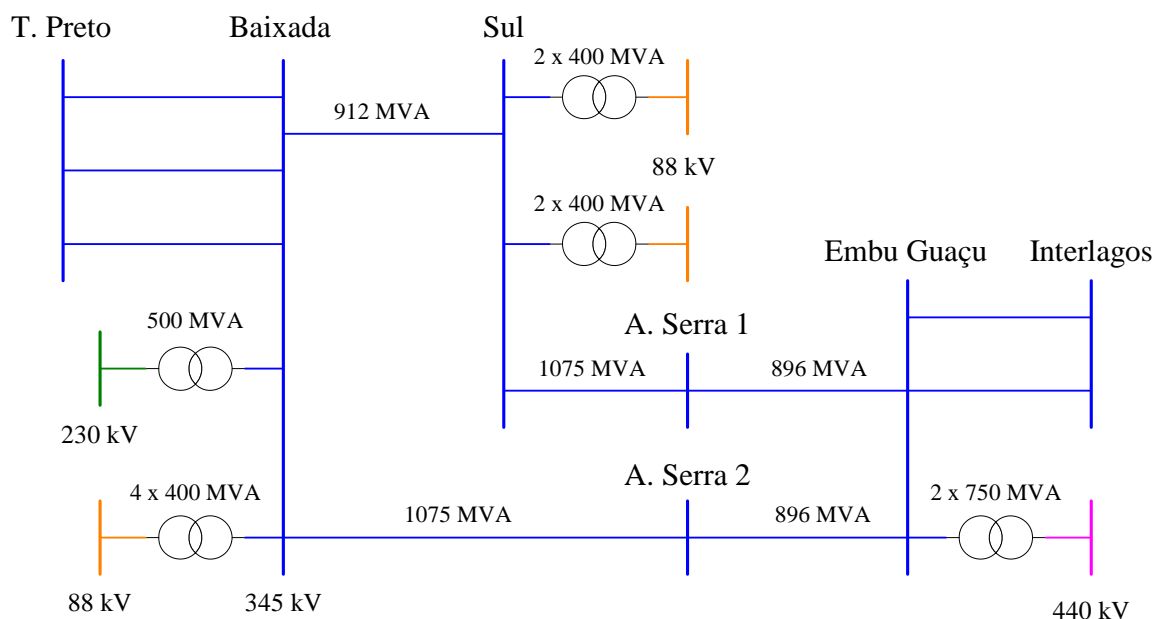
Reforços na Rede Básica

LT: Embu Guaçu – Sul - Baixada, 345 kV	PROPRIETÁRIO:
DESCRIÇÃO: <ul style="list-style-type: none">▪ Construção de LT 345 kV Alto da Serra (derivação para Embu Guaçu) – Sul, circuito duplo, 2x(2x954 MCM, 2200 A), 75°/90°C, 15 km▪ Recondutoramento de LT 345 kV Alto da Serra – Baixada circuito duplo para 2x(2x954 MCM, 2200 A), 75°/90°C, 6,3 km▪ Construção de 2 bays em Sul 345 kV▪ Substituição de 4 disjuntores de 345 kV, associados à solução de construção da LT Alto da Serra - Sul	DATA NECESSIDADE: Necessário atualmente
ÁREA ATENDIDA: São Paulo	

JUSTIFICATIVA TÉCNICA

A subestação Sul 345/88 kV – 4 x 400 MVA é atendida por um anel em 345 kV, circuito duplo, derivado de um dos dois circuitos da LT 345 kV Embu Guaçu – Baixada, constituindo os circuitos Embu Guaçu – Sul e Baixada – Sul, conforme mostrado na figura que se segue:

Figura 3.2-1 -- Sistema de 345 kV Embu Guaçu – Sul – Baixada Santista



Através de ofício nº. 066-SRT/ANEEL homologado pela ANEEL em 04/05/2005 a capacidade operativa da LT 345 kV Baixada – Sul foi alterada para o valor de 1526 A / 912 MVA, em substituição ao antigo valor constante do CPST de 1800 A / 1075 MVA. Este documento ainda apresenta valores sazonais para os limites operativos desta LT: 1736 A / 1037 MVA (verão noite) e 1766 A / 1055 MVA (inverno noite), que podem ser utilizados pela operação do sistema interligado.

Neste contexto, na carga pesada de 2006, a perda da LT 345 kV Embu Guaçu – Sul C1 provoca carregamento de 109% na LT 345 kV Baixada – Sul, ao passo que na perda da LT 345 kV Baixada – Sul ocorrem tensões da ordem de 0,89 p.u. no barramento de 345 kV da SE Sul e fluxo de 120% na LT 345 kV Embu Guaçu – Sul (896 MVA). Observa-se que estes valores evoluem respectivamente para 114% e 128%, no ano de 2008.

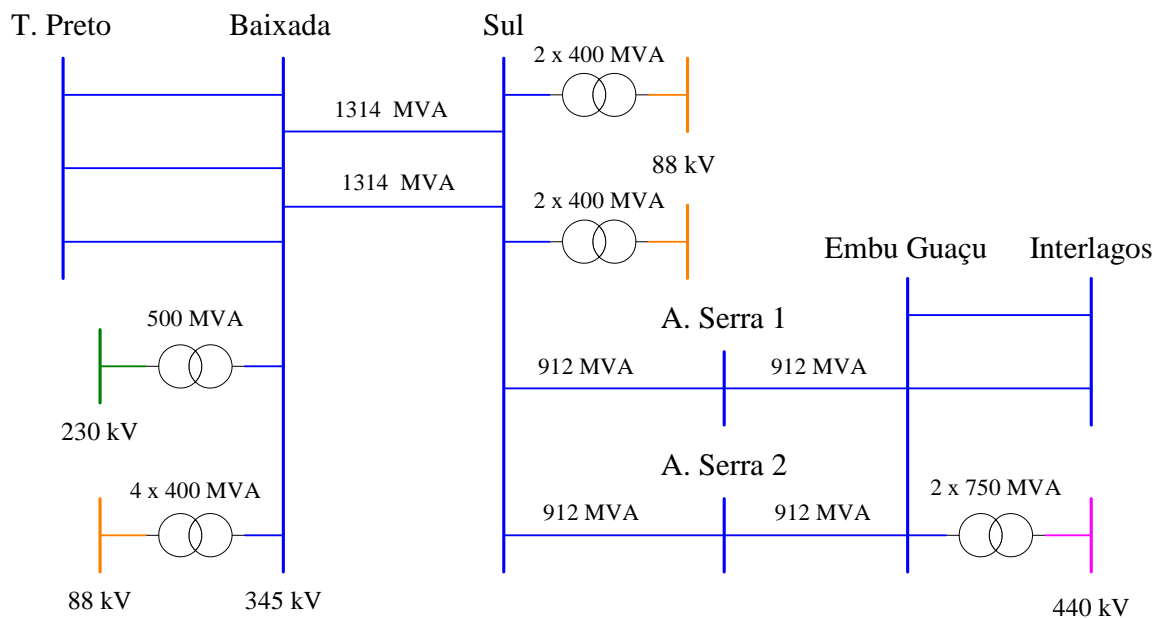
SOLUÇÃO PROPOSTA:

A alternativa proposta pelos estudos do CCPE/EPE (RT CCPE/CTET/NSP 002/2004) para solucionar o problema de sobrecarga na LT 345 kV Embu Guaçu – Sul e de subtensão na rede de 345 kV desta área, em condições de emergência, refere-se ao seccionamento da LT 345 kV Baixada – Embu Guaçu, na subestação terminal Sul, passando esta SE a ser atendida por dois circuitos provenientes da SE Baixada.

a) As obras que compõem esta alternativa são:

- Construção de 2 bays (BD) de 345 kV, na SE Sul;
- Construção de LT 345 kV, CD, em 2X(2X954 MCM), 2200 A, entre a SE Sul e Alto da Serra (derivação para a SE Embu Guaçu), com aproximadamente 15 km;
- Recondutoramento da LT 345 kV Alto da Serra – BSA, CD, para 2X(2X954 MCM), 2200 A, 75/90°C, aproximadamente 6,3 km;
- Substituição de 4 disjuntores 345 kV na SE Sul;
- Substituição de seccionadores e TC's de 345 kV na SE Embu Guaçu;
- Adequação das proteções e demais sistemas.

Figura 3.2-2 – Nova Configuração para o Sistema de 345 kV Embu Guaçu – Sul – Baixada Santista



CONCLUSÕES:

Pôde-se observar que a alternativa proposta resolve os problemas da área, uma vez que na perda de um circuito da LT 345 kV Baixada – Sul, não são mais verificados problemas de subtensão e de carregamento no circuito remanescente ou na LT 345 kV Embu Guaçu – Sul.

CUSTOS DE REFERÊNCIA: (R\$ mil), custos de referência da ELETROBRAS, junho/2004.

LT 345 kV, 15 km, 2x(2X954 MCM), circuito duplo: R\$ 10.626 mil

EL 345 kV, 2X4.993 = R\$ 9.986 mil

Recondutoramento LT 345 kV, 6,3 km, 2x(2x954 MCM), circuito duplo: R\$ 1.785 mil

Total: R\$ 22.397 mil

CARACTERÍSTICAS BÁSICAS:

Serão informados posteriormente

OBSERVAÇÕES GERAIS:

DOCUMENTOS DE REFERÊNCIA:

- [1]. ONS - Operador Nacional do Sistema Elétrico, Plano de Ampliações e Reforços na Rede Básica (PAR) - Período 2006-2008.
 - [2]. Referência de Custos – Eletrobrás, junho de 2004
-

3.3 SE Itararé II 230/138 kV e LT Itararé II - Jaguariaíva, 230 kV



Operador Nacional
do Sistema Elétrico

Reforços na Rede Básica

SE: Itararé II 230/138 kV LT: Itararé II - Jaguariaíva, 230 kV	PROPRIETÁRIO:
DESCRIÇÃO: <ul style="list-style-type: none">▪ Nova SE Itararé II com um autotransformador 230/138 kV – 300 MVA e unidade reserva -▪ Construção de LT 230 kV Itararé II - Jaguariaíva, circuito simples, 636 kcmil, 40 km.	DATA NECESSIDADE: Setembro/2006
ÁREA ATENDIDA: São Paulo	

JUSTIFICATIVA TÉCNICA

A implantação da SE Itararé II 230/138 kV – 300 MVA, vislumbrada pelos estudos de planejamento realizados pelo CCPE/EPE como melhor alternativa para um novo ponto de suprimento para atendimento à área de Capão Bonito. Associada a essa obra há a construção de uma nova linha de transmissão em 230 kV, circuito simples, entre Jaguariaíva e Itararé II, formando a LT 230 kV Itararé II - Jaguariaíva.

Nas análises realizadas no PAR 2006-2008, considerando-se despachos de geração de 88% nas usinas do Alto Paranapanema conectadas em 230 kV e de 70% nas usinas conectadas em 88 kV, despacho nulo de geração térmica na região e o atraso na implantação das obras citadas, observam-se sobrecargas no transformador 230/138 kV de Capão Bonito (2X75 MVA) variando de 21% (2007) a 28% (2008), quando da perda de uma de suas unidades, mesmo admitindo-se já implantados os reforços previstos nas SE Botucatu 230/138 kV (substituição de dois transformadores de 75 MVA por outros dois de 150 MVA) e Jurumirim 230/138 kV (substituição dos transformadores de 75 MVA por outros de 150 MVA).

Em situações semelhantes, porém considerando-se a presença da SE Itararé II e da LT 230 kV Itararé II – Jaguariaíva nota-se significativa redução no carregamento da transformação 230/138 kV de Capão Bonito, no entanto, dependendo do fluxo entre os sistemas Sul e Sudeste poderá ainda permanecer pequena superação do limite desta transformação quando da perda de uma unidade transformadora, conforme apresentado na tabela 1.1: são verificados carregamentos de 102% em 2007 e de 104% em 2008.

Tabela 3.3-1 -- Carregamento no TR 230/138 kV de Capão Bonito

Ano	Carga	RSUL ⁽¹⁾ (MW)	TR 230/138 kV Capão Bonito			
			Sem SE Itararé II e LT 230 kV Itararé II - Jaguariaíva		Com SE Itararé II e LT 230 kV Itararé II - Jaguariaíva	
			Regime Normal (%)	Emergência do 2º TR (%)	Regime Normal (%)	Emergência do 2º TR (%)
2007	Pesada	4.000	74	121	63	102
		-4.000	76	124	50	80
2008	Pesada	4.000	76	124	64	104
		-4.000	78	128	52	84

(1) o Sinal de "-" (negativo), significa que o sistema Sul exporta energia para o sistema Sudeste. Neste caso, este fluxo passa a ser conhecido como FSUL.

CUSTOS DE REFERÊNCIA: (R\$ mil), custos de referência da ELETROBRÁS, junho/2004

LT 230 kV, 40 km, 4x636 kcmil, circuito simples: R\$ 10.112mil
 EL 230 kV, 2X3.297: R\$ 6.594 mil
 SE Itararé (Nova) = R\$ 20.087 mil
 ATF 230/138 kV – 1X300 MVA +unidade reserva: R\$ 13.680mil
 CT 230 kV: R\$ 2.748 mil
 CT 138 kV: R\$ 1.477 mil

Total: R\$ 54.698 mil

CARACTERÍSTICAS BÁSICAS:

Serão informadas posteriormente

OBSERVAÇÕES GERAIS:

DOCUMENTOS DE REFERÊNCIA:

- [1]. ONS - Operador Nacional do Sistema Elétrico, Plano de Ampliações e Reforços na Rede Básica (PAR) - Período 2006-2008.
- [2]. Referência de Custos – Eletrobrás, junho de 2004

3.4 SE Macaé 345 kV: banco de reatores de barra manobrável de 60 Mvar



Operador Nacional
do Sistema Elétrico

Reforços na Rede Básica

SE: Macaé 345 kV	PROPRIETÁRIO: Furnas
DESCRIÇÃO: instalação de banco de reatores manobrável de barra 60 Mvar com fase reserva	DATA NECESSIDADE: Necessária atualmente
ÁREA ATENDIDA: Rio de Janeiro	

JUSTIFICATIVA TÉCNICA

Com a instalação da SE Macaé verifica-se que a energização da LT 345 kV Adrianópolis – Macaé viola os critérios de tensão definidos no Procedimento de Rede – Módulo 23, acarretando a necessidade de redução da tensão de partida em Adrianópolis 345 kV, o que ocasiona o retardo da energização dessa LT.

Estudo de recomposição de sistema de 345 kV Adrianópolis – Macaé – Campos, aponta para a necessidade de reator de 60 Mvar em Macaé.

CUSTOS DE REFERÊNCIA: (R\$ mil), custos de referência da ELETROBRÁS, junho/2004.

Banco de reatores monofásicos na barra de 345 kV, 4x20 Mvar = R\$ 5.320 mil
CT 345 kV = R\$ 4.362 mil

Total: R\$ 9.682 mil

CARACTERÍSTICAS BÁSICAS:

Serão informados posteriormente

OBSERVAÇÕES GERAIS:

DOCUMENTOS DE REFERÊNCIA:

- [1]. ONS - Operador Nacional do Sistema Elétrico, Plano de Ampliações e Reforços na Rede Básica (PAR) - Período 2006-2008.
 - [2]. Referência de Custos – Eletrobrás, junho de 2004
-

3.5 LT Brasília Geral – Brasília Sul C2, 230 kV



Operador Nacional
do Sistema Elétrico

Reforços na Rede Básica

LT: Brasília Geral – Brasília Sul C2, 230 kV	PROPRIETÁRIO: Furnas
DESCRIÇÃO: Seccionamento da LT 230 kV Xavantes – Pirineus – Brasília Geral na SE Brasília Sul (associada à nova conexão da Celg na SE Pirineus)	DATA NECESSIDADE: Agosto/2005
ÁREA ATENDIDA: Brasília e Goiânia	

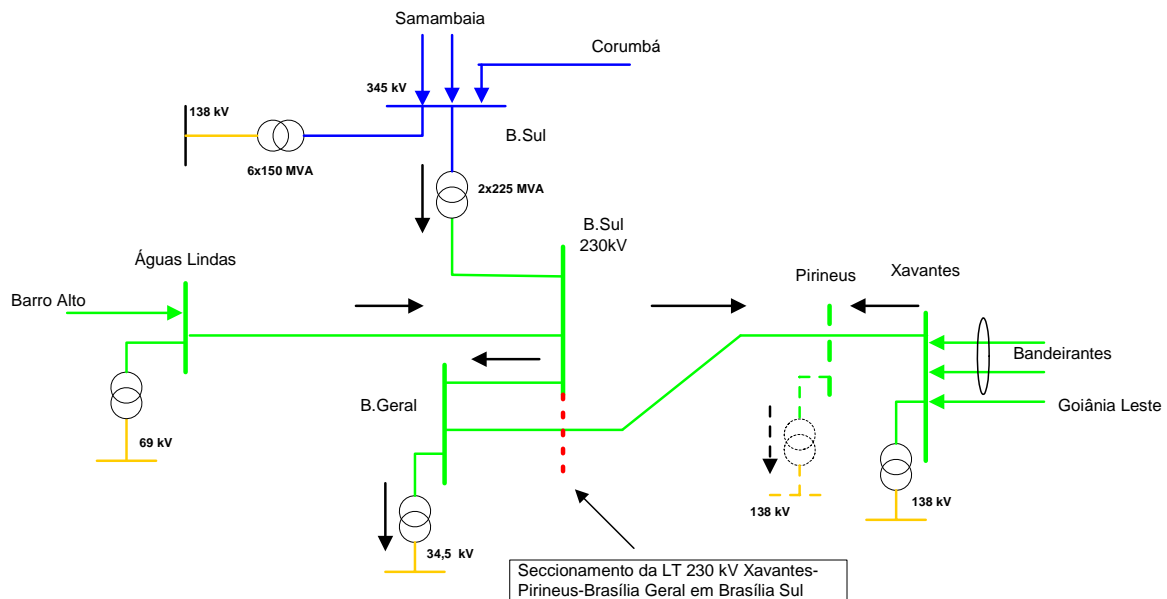
JUSTIFICATIVA TÉCNICA

A subestação de Pirineus irá suprir a carga da região de Anápolis e com isso aliviará significativamente as subestações de Xavantes e Anhanguera. A integração da SE Pirineus à rede básica, prevista para outubro de 2005, através do seccionamento da LT 230 kV Xavantes – Brasília Geral. A contingência das LTs 230 kV Brasília Sul – Brasília Geral e Xavantes – Pirineus apresentam problemas de subtensão, podendo acarretar corte de carga em Brasília Geral.

SOLUÇÃO PROPOSTA:

Para solucionar os problemas ocasionados pela contingência da LT 230 kV Brasília Sul – Brasília Geral, associados à integração da SE Pirineus ao SIN, foi proposto o seccionamento da LT 230 kV Brasília Geral – Pirineus em Brasília Sul, formando assim a LT 230 kV Brasília Geral – Brasília Sul C2 (figura 3.4.1-4). Este seccionamento já foi proposto no ciclo do PAR 2005 - 2007.

Figura 3.5-1- Diagrama Unifilar com seccionamento da LT 230 kV Pirineus – Brasília Geral em Brasília Sul.



CUSTOS DE REFERÊNCIA: (R\$ mil), custos de referência da ELETROBRAS, junho/2004.

2 EL 230 kV = R\$ 6.595 mil (na SE Brasília Sul)

Total: R\$ 6.595 mil

CARACTERÍSTICAS BÁSICAS:

Serão fornecidas posteriormente

OBSERVAÇÕES GERAIS:

DOCUMENTOS DE REFERÊNCIA:

- [1]. ONS - Operador Nacional do Sistema Elétrico, Plano de Ampliações e Reforços na Rede Básica (PAR) - Período 2006-2008.
- [2]. Referência de Custos – Eletrobrás, junho de 2004.

3.6 SE Cachoeira Alta 500/138 kV e LT Cachoeira Alta – São Simão, 500 kV



Operador Nacional
do Sistema Elétrico

Reforços na Rede Básica

SE: Cachoeira Alta 500/138 kV LT: Cachoeira Alta – São Simão, 500 kV	PROPRIETÁRIO:
DESCRIÇÃO: <ul style="list-style-type: none">▪ Nova SE Cachoeira Alta com banco de autotransformadores 500/138 kV e unidade reserva – 4X225 MVA▪ Construção de LT 500 kV Cachoeira Alta – São Simão, circuito simples, 3x954 MCM, 55 km. (obras associadas à integração das UHE Olho D'Água, Itaguaçu, Salto do Rio Verdinho, Caçu, Barra do Coqueiro e Salto)	DATA NECESSIDADE: 2008 (obs.: usinas com severas restrições ambientais)
ÁREA ATENDIDA: Goiás	

JUSTIFICATIVA TÉCNICA

Solução de estudos de planejamento (CCPE) para integração das usinas do sudeste de Goiás - UHE Olho D'Água, Itaguaçu, Salto do Rio Verdinho, Caçu, Barra do Coqueiro e Salto.

CUSTOS DE REFERÊNCIA: (R\$ mil), custos de referência da ELETROBRÁS, junho/2004

LT 500 kV, 55 km, 3x954 MCM, circuito simples: R\$ 56.595 mil

2 EL 500 kV: R\$ 14.850 mil

SE Cachoeira Alta (Nova) = R\$ 50.921 mil

ATF 500/138 kV – 4X225 MVA +unidade reserva: R\$ 29.250 mil

CT 500 kV: R\$ 6.715 mil

CT 138 kV: R\$ 1.477 mil

Total: R\$ 159.808 mil

CARACTERÍSTICAS BÁSICAS:

Serão informadas posteriormente

OBSERVAÇÕES GERAIS:

DOCUMENTOS DE REFERÊNCIA:

- [1]. ONS - Operador Nacional do Sistema Elétrico, Plano de Ampliações e Reforços na Rede Básica (PAR) - Período 2006-2008.
 - [2]. Referência de Custos – Eletrobrás, junho de 2004.
-

3.7 SE Ibiúna 500 kV: banco de reatores de barra de 180 Mvar



Operador Nacional
do Sistema Elétrico

Reforços na Rede Básica

SE: Ibiúna 500 kV	PROPRIETÁRIO: Furnas
DESCRIÇÃO: banco de reatores manobrável de barra de 180 Mvar com fase reserva	DATA NECESSIDADE: Necessária atualmente
ÁREA ATENDIDA: São Paulo	

JUSTIFICATIVA TÉCNICA

Em condições de carga leve e mínima, com baixos intercâmbios entre as Regiões Sul e Sudeste (inferiores a 2.000 MW), a perda de um dos autotransformadores 500/345 kV de Ibiúna poderá provocar fluxos acima do nominal na unidade restante devido a elevado fluxo de reativos nessa transformação. Verifica-se que a operação do sistema com um reator adicional em Ibiúna 500 kV - da ordem de 180 Mvar - em conjunto com o reator de 136 Mvar na SE Campinas 500 kV propicia o controle da tensão em qualquer condição de carga, além de reduzir significativamente o carregamento nessa transformação, através da redução dos fluxos de potência reativa em 120 Mvar. Com isso reduz-se em mais de 11% o fluxo através do AT de Ibiúna, redução que pode chegar a 15%, considerando os demais reatores a serem instalados próximos a essa área e já autorizados, com previsão para início de operação em dezembro de 2005. Adicionalmente, a presença do reator em Ibiúna irá agilizar a recomposição do sistema após distúrbios, tendo em conta a possibilidade de novo corredor de energização do sistema.

SOLUÇÃO PROPOSTA

Assim, este PAR reforça a inserção de reator adicional em Ibiúna como solução para os problemas de elevadas tensões na interligação Ibiúna – Bateias e alívio no fluxo de reativos através dos AT da subestação de Ibiúna, que restringe a operação e a otimização do sistema na condição de baixos intercâmbios entre as Regiões Sul e Sudeste.

CUSTOS DE REFERÊNCIA: (R\$ mil), custos de referência da ELETROBRAS, junho/2004.

Banco de reatores manobráveis na barra de 500 kV (3X60 Mvar) + fase reserva =
R\$ 14.714 mil

CT 500 kV = R\$ 6.715 mil

Total: R\$ 21.499 mil

CARACTERÍSTICAS BÁSICAS:

Serão informadas posteriormente

OBSERVAÇÕES GERAIS:

DOCUMENTOS DE REFERÊNCIA:

- [1]. ONS - Operador Nacional do Sistema Elétrico, Plano de Ampliações e Reforços na Rede Básica (PAR) - Período 2006-2008.
 - [2]. Referência de Custos – Eletrobrás, junho de 2004
-

3.8 LT Neves - Mesquita, 500 kV



Operador Nacional
do Sistema Elétrico

Reforços na Rede Básica

LT: Neves - Mesquita, 500 kV	PROPRIETÁRIO:
DESCRIÇÃO: construção de LT 500 kV Neves – Mesquita, circuito simples, 172 km	DATA NECESSIDADE: Agosto/2007
ÁREA ATENDIDA: Minas Gerais	

JUSTIFICATIVA TÉCNICA

A região Leste apresenta problemas de controle de tensão na perda de um dos trechos do tronco em 500 kV Neves 1 – Vespasiano 2 – Mesquita, sendo mais severa a contingência do trecho Vespasiano 2 – Mesquita. Os piores cenários para essa região ocorrem para fluxos elevados na interligação Norte/Sul direcionados para o Sudeste (da ordem de 2.000 MW chegando em Serra da Mesa 500 kV), geração baixa de usinas térmicas na área RJ/ES e, principalmente, quando de despachos de geração inferiores a 50% nas usinas dessa região em condições de carga pesada. O impacto dessa contingência será atenuado, a curto prazo, pelas seguintes obras, possibilitando ainda maior flexibilidade operativa durante a citada contingência:

- *entrada em operação da usina de Aimorés (3x110 MW) em fins de 2005;*
- *implantação, a partir de 2006, da SE Araçuaí 230/138 kV derivada da SE Irapé 345/230 kV;*
- *recapitação de dois circuitos de 230 kV derivados da SE Taquaril para Itabira 2 e das LTs 230 kV Itabira 2 – Porto Estrela – Ipatinga 1; cujo limite atual é de 239 MVA e deverão ser recapitada para 300 MVA;*
- *e posteriormente, de forma definitiva, através da implantação da LT 500 kV Neves-Mesquita, indicada neste PAR conforme estudo de planejamento CCPE/CTET, que indica para a construção dessa LT como solução estrutural para atendimento a região Leste, que permitirá atender a contingências no trecho Neves – Vespasiano – Mesquita 500 kV eliminando os problemas da região mencionada.*

CUSTOS DE REFERÊNCIA: (R\$ mil), custos de referência da ELETROBRAS, junho de 2004,

LT 500 kV, 172 km, 4X636 MCM, circuito simples = R\$ 110.888,40 mil

EL 500 kV, 2X7.425= R\$ 14.850 mil

Total: R\$ 125.738,40 mil

CARACTERÍSTICAS BÁSICAS:

Serão informados posteriormente

OBSERVAÇÕES GERAIS:

DOCUMENTOS DE REFERÊNCIA:

- [1]. ONS - Operador Nacional do Sistema Elétrico, Plano de Ampliações e Reforços na Rede Básica (PAR) - Período 2006-2008.
 - [2]. Referência de Custos – Eletrobrás, junho de 2004.
-

3.9 SE Ouro Preto 345 kV: banco de capacitores shunt



Operador Nacional
do Sistema Elétrico

Reforços na Rede Básica

SE: Ouro Preto 345 kV	PROPRIETÁRIO: Cemig
DESCRIÇÃO: instalação de banco de capacitores shunt 200 Mvar / 345 kV (poderá ser transferido da SE Itutinga)	DATA NECESSIDADE: Abril/2006
ÁREA ATENDIDA: Minas Gerais	

JUSTIFICATIVA TÉCNICA

Tendo em conta as condições atuais de desempenho da área Minas Gerais, que requer o despacho de geração térmica para atendimento à contingências, com proposta de reforço deste PAR de compensação reativa adicional em Ouro Preto, está sendo analisada a viabilidade de transferência, a curto prazo, do banco de capacitores da SE Itutinga 345 kV para a SE Ouro Preto 345 kV, como forma de atenuar esse problema e reduzir custos com geração térmica. Caso essa transferência seja viabilizada, a área Rio de Janeiro poderá operar sem esse banco de capacitores. A partir de 2007 e após a entrada da interligação Norte - Sul III, estando o capacitor de Itutinga instalado em Ouro Preto e para cenários que contemplam a ausência de geração térmica na área Rio de Janeiro e a usina de Angra 2 paralisada (pior condição), verifica-se um baixo perfil de tensão no sistema de 345 kV quando de contingência, na carga pesada, da LT 345 kV Ouro Preto 2 – Vitória, principalmente no eixo Itutinga – Adrianópolis - Macaé, devido ao elevado consumo de reativos, que deverá ser melhor analisada, não sendo, entretanto, um empecilho para sua transferência. Caso essa transferência não seja viável, deverá ser instalado um banco de capacitores novo.

CUSTOS DE REFERÊNCIA: (R\$ mil), custos de referência da ELETROBRAS, junho/2004.

Banco de capacitores, 200 Mvar (345 kV): R\$ 9.825 mil

CT 345 kV: R\$ 4.362 mil

Total = R\$ 14.187 mil

CARACTERÍSTICAS BÁSICAS:

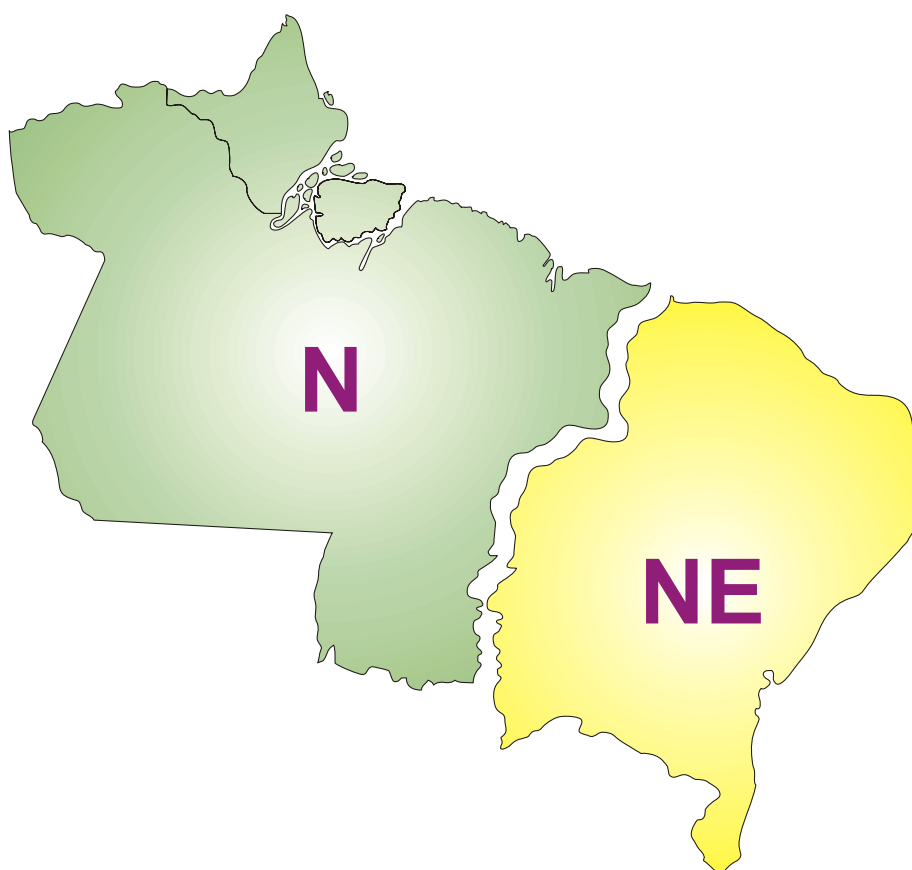
Serão informadas posteriormente

OBSERVAÇÕES GERAIS:

DOCUMENTOS DE REFERÊNCIA:

- [1]. ONS - Operador Nacional do Sistema Elétrico, Plano de Ampliações e Reforços na Rede Básica (PAR) - Período 2006-2008.
 - [2]. Referência de Custos – Eletrobrás, junho de 2004
-

4 *Pareceres Técnicos das Instalações Propostas para as Regiões Norte e Nordeste*



4.1 SE Vila do Conde: 1 reator de barra manobrável – 500 kV – 165 Mvar



Operador Nacional
do Sistema Elétrico

REFORÇOS NA REDE BÁSICA

SE: Vila do Conde 500/230 kV

PROPRIETÁRIO DA SE:
Eletronorte

EQUIPAMENTOS:

1 reator de barra manobrável – 500 kV – 3x55 Mvar,
monofásico.

DATA NECESSIDADE:

Junho/2006

ÁREA ATENDIDA:

Área Pará – Região Nordeste do Estado do Pará, onde se destaca, principalmente, o atendimento a área metropolitana de Belém.

JUSTIFICATIVA TÉCNICA:

Para determinadas condições de operação do SIN onde ocorre baixo carregamento nas linhas de 500 kV associadas à UHE Tucuruí, na ocorrência de perda de um dos síncronos (-90; 150) Mvar – 13,8 kV da SE Vila do Conde, as tensões no eixo 230 kV que deriva desta subestação atingem valores elevados. Para solucionar este problema de controle de tensão, no PAR/PDET 2004 – 2007, foi recomendada a implantação de um reator de barra manobrável de 165 Mvar – 500 kV na SE Vila do Conde.

CUSTOS DE REFERÊNCIA:

Os valores dos investimentos associados ao ano 2006, referentes à implantação de um reator de barra manobrável – 500 kV - 165 Mvar na SE Vila do Conde, são da ordem de R\$ 16.269 x 10³. Estes valores encontram-se discriminados no Anexo I.

CARACTERÍSTICAS BÁSICAS:

A serem enviadas posteriormente.

OBSERVAÇÕES GERAIS:

DOCUMENTOS DE REFERÊNCIA:

- [1]. Referências de Custos LTs e SEs de AT e EAT, Junho 2004; ELETROBRÁS;
- [2]. ONS - Operador Nacional do Sistema Elétrico, Plano de Ampliações e Reforços na Rede Básica (PAR) - Período 2006-2008;
- [3]. PAR/PDET – OBRAS CONSOLIDADAS - Período 2004-2007; dezembro de 2004; ONS /CCPE.
-

ANEXO I
CUSTOS DE REFERÊNCIA

ANO	DESCRIÇÃO	QUANT.	CUSTO TOTAL (R\$x10³)
2006	Reator 500 kV – 55 Mvar	3	9554
	Conexão de Reator	1	6715
TOTAL			16269

Nota: Referências de Custos ELETROBRÁS Junho/2004

4.2 SE Marabá: 2 reatores de barra manobráveis – 500 kV – 165 Mvar



Operador Nacional
do Sistema Elétrico

REFORÇOS NA REDE BÁSICA

SE: Marabá 500/230 kV	PROPRIETÁRIO DA SE: Eletronorte
EQUIPAMENTOS: 2 reatores de barra manobráveis– 500 kV – 3 x 55 Mvar, monofásico.	DATA NECESSIDADE: Junho/2007 e Junho/2008

ÁREA ATENDIDA:

Área Pará - Interligação Norte/Nordeste

JUSTIFICATIVA TÉCNICA:

Para determinadas condições de intercâmbio, em que as linhas de 500 kV das interligações Norte/Nordeste e Norte/Sul operam com um baixo carregamento, observa-se elevado perfil de tensão no tronco Tucuruí – Presidente Dutra, sendo necessário nas condições atuais desligar linhas para possibilitar o controle de tensão. Para minimizar este problema, no PAR 2005-2007 e no PAR/PDET 2004 – 2007, foi recomendada a implantação de dois reatores de barra manobráveis de 165 Mvar – 500 kV, sendo um na SE Imperatriz e o outro na SE Marabá, ambos já autorizados pela Resolução Autorizativa ANEEL nº 128/2005, de 04.04.2005, para operação comercial até 31/03/2006 e 30/06/2007, respectivamente. Além dos reatores já autorizados as análises realizadas neste PAR 2006-2008 indicaram a necessidade adicional de dois reatores de 180 Mvar em 2006, na SE Açailândia 500 kV. Com a entrada em operação da interligação 500 kV Colinas – Sobradinho, em **2007**, foi verificada a necessidade adicional de um reator de **165 Mvar em Marabá 500 kV** e em **2008** com a entrada em operação da interligação 500 kV Norte-Sul III a dificuldade de controle de tensão é agravada ainda mais, sendo necessário a adição de mais um reator de **165 Mvar em Marabá 500 kV**.

Em síntese, para evitar o desligamento de circuitos como recurso de controle de tensão, após a expansão das interligações, além dos reatores já autorizados pela Resolução nº 128/2005, recomenda-se a implantação de dois reatores de 180 Mvar – 500 kV na SE Açailândia (em 2006) e dois reatores de 165 Mvar – 500 kV na SE Marabá (um em 2007 e o outro em 2008).

CUSTOS DE REFERÊNCIA:

Os valores dos investimentos associados ao ano 2007, referentes à implantação de um reator de barra manobrável – 500 kV - 165 Mvar na SE Marabá, são da ordem de R\$ 16.269 x 10³. Para o ano de 2008, os valores dos investimentos, referentes à implantação de mais um reator de barra manobrável – 500 kV - 165 Mvar na SE Marabá, são da mesma ordem, ou seja, R\$ 16.269 x 10³. Estes valores encontram-se discriminados no Anexo I.

CARACTERÍSTICAS BÁSICAS:

A serem enviadas posteriormente.

OBSERVAÇÕES GERAIS:

DOCUMENTOS DE REFERÊNCIA:

- [1]. Referências de Custos LTs e SEs de AT e EAT, Junho 2004; ELETROBRÁS;
- [2]. ONS - Operador Nacional do Sistema Elétrico, Plano de Ampliações e Reforços na Rede Básica (PAR) - Período 2006-2008;
- [3]. Avaliação da Necessidade de Compensação Reativa Adicional no Eixo Tucuruí/Presidente Dutra -RE 2.1-227/2004-2004;ONS.
-

ANEXO I**CUSTOS DE REFERÊNCIA**

ANO	DESCRIÇÃO	QUANT.	CUSTO TOTAL (R\$ x 10 ³)
2007	Reator 500 kV – 55 Mvar	3	9554
	Conexão de Reator	1	6715
TOTAL			16269
2008	Reator 500 kV – 55 Mvar	3	9554
	Conexão de Reator	1	6715
TOTAL			16269

Nota: Referências de Custos ELETROBRÁS Junho/2004.

4.3 SE Açailândia: 2 reatores de barra manobráveis – 500 kV – 180 Mvar



Operador Nacional
do Sistema Elétrico

REFORÇOS NA REDE BÁSICA

SE: Açailândia 500/230 kV	PROPRIETÁRIO DA SE: EATE
EQUIPAMENTOS: 2 reatores de barra manobráveis – 500 kV - 3 x 60 Mvar, monofásico.	DATA NECESSIDADE: Junho/2006

ÁREA ATENDIDA:

Área Pará - Área Maranhão - Interligação Norte/Nordeste

JUSTIFICATIVA TÉCNICA:

Para determinadas condições de intercâmbio, em que as linhas de 500 kV das interligações Norte/Nordeste e Norte/Sul operam com um baixo carregamento, observa-se elevado perfil de tensão no tronco Tucuruí – Presidente Dutra, sendo necessário nas condições atuais desligar linhas para possibilitar o controle de tensão. Para minimizar este problema, no PAR 2005-2007 e no PAR/PDET 2004 – 2007, foi recomendada a implantação de dois reatores de barra manobráveis de 165 Mvar – 500 kV, sendo um na SE Imperatriz e o outro na SE Marabá, ambos já autorizados pela Resolução Autorizativa ANEEL nº 128/2005, de 04.04.2005, para operação comercial até 31/03/2006 e 30/06/2007, respectivamente. Além dos reatores já autorizados as análises realizadas neste PAR 2006-2008 indicaram a necessidade adicional de **dois reatores de 180 Mvar em 2006, na SE Açailândia 500 kV**. Com a entrada em operação da interligação 500 kV Colinas – Sobradinho, em 2007, foi verificada a necessidade adicional de um reator de 165 Mvar em Marabá 500 kV e em 2008 com a entrada em operação da interligação 500 kV Norte-Sul III a dificuldade de controle de tensão é agravada ainda mais, sendo necessário a adição de mais um reator de 165 Mvar em Marabá 500 kV.

Em síntese, para evitar o desligamento de circuitos como recurso de controle de tensão, após a expansão das interligações, além dos reatores já autorizados pela Resolução nº 128/2005, recomenda-se a implantação de dois reatores de 180 Mvar – 500 kV na SE Açailândia (em 2006) e dois reatores de 165 Mvar – 500 kV na SE Marabá (um em 2007 e o outro em 2008).

CUSTOS DE REFERÊNCIA:

Os valores dos investimentos associados ao ano 2006, referentes à implantação de dois reatores de barra manobrável – 500 kV - 180 Mvar na SE Açailândia, são da ordem de R\$ 34.274 x 10³. Estes valores encontram-se discriminados no Anexo I.

CARACTERÍSTICAS BÁSICAS:

A serem enviadas posteriormente.

OBSERVAÇÕES GERAIS:

DOCUMENTOS DE REFERÊNCIA:

- [1]. Referências de Custos LTs e SEs de AT e EAT, Junho 2004; ELETROBRÁS;
- [2]. ONS - Operador Nacional do Sistema Elétrico, Plano de Ampliações e Reforços na Rede Básica (PAR) - Período 2006-2008;
- [3]. Avaliação da Necessidade de Compensação Reativa Adicional no Eixo Tucuruí/Presidente Dutra -RE 2.1-227/2004-2004;ONS.

ANEXO I**CUSTOS DE REFERÊNCIA**

ANO	DESCRIÇÃO	QUANT.	CUSTO TOTAL (R\$ x 10³)
2006	Reator 500 kV – 60 Mvar	6	20844
	Conexão de Reator	2	13430
TOTAL			34274

Nota: Referências de Custos ELETROBRÁS Junho/2004.

4.4 SE Itacaiúnas 500/230 kV e LT Itacaiúnas – Marabá, 230 Mvar



Operador Nacional
do Sistema Elétrico

REFORÇOS NA REDE BÁSICA

SE: Itacaiúnas 500/230 kV (Nova) LT: Itacaiúnas – Carajás, 230 kV, circuito duplo, 110 km de extensão.	PROPRIETÁRIO DA SE: A ser licitada
EQUIPAMENTOS: 2 autotransformadores – 500/230/13,8 kV – 3x150 MVA, monofásico e equipamentos associados. LT 230 kV, circuito duplo, com dois condutores por fase, 2x954 MCM/fase, com 110 km de extensão e equipamentos associados.	DATA NECESSIDADE: (1)

ÁREA ATENDIDA:

Parte da Área Pará polarizada pelas subestações Marabá e Carajás, localizadas no Sudeste do Pará.

JUSTIFICATIVA TÉCNICA:

O atendimento às cargas localizadas ao sudeste do Estado do Pará é realizado atualmente em 230 kV por meio de uma única linha de transmissão, em circuito simples, partindo da SE Marabá até SE seccionadora Carajás. , Ocorre que este circuito opera atualmente com um carregamento bem próximo ao seu limite de capacidade, atingindo 100% de sua capacidade de transmissão, em condição normal de operação, na condição de carga máxima, em dezembro de 2007, indicando a possibilidade de corte de carga em condição normal de operação, além de um corte de carga da ordem de 170 MVA quando da perda deste circuito. Para solucionar este problema o CCPE desenvolveu um estudo de planejamento, reportado no relatório técnico CCPE/CTET, RT-CCPE/CTET- 002.2005 “Alternativas de Transmissão para Atendimento a Região Sudeste do Pará Associado à Interligação Norte-Sul III” - maio/2005 [3], onde a solução indicada é a implantação da SE Itacaiúnas 500/230 kV com dois autotransformadores de 450 MVA e a LT 230 kV Itacaiúnas – Carajás, circuito duplo, com 110 km de extensão. Ressalta-se ainda que a implantação dessas obras é imprescindível para possibilitar o atendimento ao critério N-1, bem como evitar sobrecarga em condição normal de operação.

CUSTOS DE REFERÊNCIA:

Os valores dos investimentos associados, referentes à implantação da SE Itacaiúnas, são da ordem de R\$ 92.905 x 10³.

Os valores dos investimentos associados, referentes à implantação da LT 230 kV Itacaiúnas – Carajás, circuito duplo, 110 km de extensão são da ordem de R\$ 59.390 x 10³. Estes valores encontram-se discriminados no Anexo I.

CARACTERÍSTICAS BÁSICAS:

A serem enviadas posteriormente.

OBSERVAÇÕES GERAIS:

É importante destacar que a SE Itacaiúnas 500/230 kV será atendida por meio de um seccionamento no terceiro circuito da Interligação Norte/Sul, devendo o trecho da Norte/Sul III entre a SE Marabá e a SE Itacaiúnas (futura), entrar em operação até a implantação dessas ampliações. Destaca-se que os custos associados a esse trecho de linha não foram considerados neste Parecer.

Caso as obras acima descritas não entrem em operação até 2007, poderá haver corte de carga em condição normal, a partir de 2008.

DOCUMENTOS DE REFERÊNCIA:

Referências de Custos LTs e SEs de AT e EAT, Junho 2004; ELETROBRÁS;

ONS - Operador Nacional do Sistema Elétrico, Plano de Ampliações e Reforços na Rede Básica (PAR) - Período 2006-2008;

CCPE/CTET, RT-CCPE/CTET- 002.2005 “Alternativas de Transmissão para Atendimento a Região Sudeste do Pará Associado à Interligação Norte-Sul III” - maio/2005.

(1) Obra indicada deverá ser implantada no prazo mais curto possível, para solucionar os problemas apontados nestes estudos.

ANEXO I

CUSTOS DE REFERÊNCIA

ANO	DESCRIÇÃO	QUANT.	CUSTO TOTAL (R\$x10 ³)
(1)	LT 230 kV Itacaiúnas – Carajás, circuito duplo, 2x954 MCM/fase	110 km	46200
	Módulo Geral 500 kV		25992
	CT 500 kV	2	13430
	IB 500 kV	2	6136
	CT 230 kV	2	5496
	IB 230 Kv	1	1801
	EL 230 kV (SE Itacaiúnas)	2	6595
	EL 230 kV (SE Carajás)	2	6595
	Autotransformador 500/230/13,8 kV – 3x150 MVA	6	40050
TOTAL			152295

Nota: Referências de Custos ELETROBRÁS Junho/2004.

(1) Obra indicada deverá ser implantada no prazo mais curto possível, para solucionar os problemas apontados nestes estudos.

(2) Cabo Rail 2x954 MCM/fase – 345 kV

4.5 SE Miranda II: 1 banco de capacitor manobrável – 230 kV – 20 Mvar



Operador Nacional
do Sistema Elétrico

REFORÇOS NA REDE BÁSICA

SE: Miranda II 230/138/69/13,8 kV	PROPRIETÁRIO DA SE: Eletronorte
EQUIPAMENTOS: 1 banco de capacitor manobrável – 230 kV - 20 Mvar	DATA NECESSIDADE: (1)

ÁREA ATENDIDA:

A SE Miranda II é responsável pelo atendimento a parte das cargas localizadas no norte e centro norte do Estado do Maranhão.

JUSTIFICATIVA TÉCNICA:

Os estudos elétricos desenvolvidos para o PAR 2006-2008 indicam que na perda da LT 230 kV São Luís II – Miranda II verificam-se tensões abaixo de 0,9 p.u. na SE Miranda II. Como solução para este problema, no PAR 2005-2007 e no PAR/PDET 2004-2007 foi recomendada a implantação de um banco de capacitores de 20 Mvar – 230 kV na SE Miranda II. Com o crescimento de mercado verificado na área atendida pelas subestações de Miranda II e Peritoró, no atual ciclo do PAR, a implantação do referido banco além da compensação reativa capacitiva prevista pela Cemar, para ser instalada ainda em 2005, nos regionais de Miranda (10,2 Mvar – 13,8 kV) e Peritoró (2,4 Mvar – 13,8 kV), não são suficientes para solucionar os problemas de tensão. Neste contexto, além do banco de capacitor 20 Mvar – 230 kV já recomendado no PAR 2005-2007 e no PAR/PDET 2004-2008 para a SE Miranda II, neste ciclo do PAR recomendamos a implantação de mais dois bancos de capacitores de 20 Mvar – 230 kV, sendo um na SE Peritoró e o outro na SE Miranda II.

CUSTOS DE REFERÊNCIA:

Os valores dos investimentos associados ao ano 2005, referentes à implantação do conjunto de obras supra citadas, são da ordem de R\$ 4002 x 10³, conforme discriminado no Anexo I.

OBSERVAÇÕES GERAIS:

DOCUMENTOS DE REFERÊNCIA:

- [1]. Referências de Custos LTs e SEs de AT e EAT, Junho 2004; ELETROBRÁS;
[2]. ONS - Operador Nacional do Sistema Elétrico, Plano de Ampliações e Reforços na Rede Básica (PAR) - Período 2006-2008.
-

(1) Obra indicada deverá ser implantada no prazo mais curto possível, para solucionar os problemas apontados nestes estudos.

ANEXO I
CUSTOS DE REFERÊNCIA

ANO	DESCRIÇÃO	QUANT.	CUSTO TOTAL (R\$x10³)
2005	Capacitor shunt trifásico 230 kV – 20 Mvar	1	1254
	Conexão de capacitor shunt	1	2748
	TOTAL		4002

Nota: Referências de Custos ELETROBRÁS Junho/2004.

4.6 SE Peritoró: 1 banco de capacitor manobrável – 230 kV – 20 Mvar



Operador Nacional
do Sistema Elétrico

REFORÇOS NA REDE BÁSICA

SE: Peritoró 230/69/13,8 kV	PROPRIETÁRIO DA SE: Eletronorte
EQUIPAMENTOS: 1 banco de capacitor manobrável – 230 kV – 20 Mvar	DATA NECESSIDADE: (1)

ÁREA ATENDIDA:

A SE Peritoró é responsável pelo atendimento a parte das cargas localizadas na região central do Estado do Maranhão.

JUSTIFICATIVA TÉCNICA:

Os estudos elétricos desenvolvidos para o PAR 2006-2008 indicam que, na perda da LT 230 kV São Luís II – Miranda II, verificam-se tensões abaixo de 0,9 p.u. na SE Miranda II. Como solução para este problema, no PAR 2005-2007 e no PAR/PDET 2004-2007 foi recomendada a implantação de um banco de capacitores de 20 Mvar – 230 kV na SE Miranda II. Com o crescimento de mercado verificado na área atendida pelas subestações de Miranda II e Peritoró, no atual ciclo do PAR, a implantação do referido banco além da compensação reativa capacitiva prevista pela Cemar, para ser instalada ainda em 2005, nos regionais de Miranda (10,2 Mvar – 13,8 kV) e Peritoró (2,4 Mvar – 13,8 kV), não são suficientes para solucionar os problemas de tensão. Neste contexto, além do banco de capacitor 20 Mvar – 230 kV já recomendado no PAR 2005-2007 e no PAR/PDET 2004-2008 para a SE Miranda II, neste ciclo do PAR recomendamos a implantação de mais dois bancos de capacitores de 20 Mvar – 230 kV, sendo um na SE Peritoró e o outro na SE Miranda II.

CUSTOS DE REFERÊNCIA:

Os valores dos investimentos associados ao ano 2005, referentes à implantação do conjunto de obras supra citadas, são da ordem de R\$ 4002 x 10³, conforme discriminado no Anexo I.

CARACTERÍSTICAS BÁSICAS:

Serão fornecidas posteriormente.

OBSERVAÇÕES GERAIS:

DOCUMENTOS DE REFERÊNCIA:

- [1]. Referências de Custos LTs e SEs de AT e EAT, Junho 2004; ELETROBRÁS;
- [2]. ONS - Operador Nacional do Sistema Elétrico, Plano de Ampliações e Reforços na Rede Básica (PAR) - Período 2006-2008.

(1) Obra indicada deverá ser implantada no prazo mais curto possível, para solucionar os problemas apontados nestes estudos.

ANEXO I**CUSTOS DE REFERÊNCIA**

ANO	DESCRIÇÃO	QUANT.	CUSTO TOTAL (R\$x10³)
2005	Capacitor shunt trifásico 230 kV – 20 Mvar	1	1254
	Conexão de capacitor shunt	1	2748
TOTAL			4002

Nota: Referências de Custos ELETROBRÁS Junho/2004.

4.7 SE Fortaleza II: 1 reator de barra manobrável - 500 kV – 150 Mvar



Operador Nacional
do Sistema Elétrico

REFORÇOS NA REDE BÁSICA

SE: Fortaleza II 500/230 kV	PROPRIETÁRIO DA SE: Chesf
EQUIPAMENTOS: 1 reator de barra manobrável – 500 kV – 3 x 50 Mvar, monofásico.	DATA NECESSIDADE: Junho/2006

ÁREA ATENDIDA:

Área norte da Região Nordeste, onde se destaca, principalmente, o atendimento a área metropolitana de Fortaleza - Interligações Norte – Nordeste.

JUSTIFICATIVA TÉCNICA:

Nas condições de baixos intercâmbios na interligação 500 kV Norte-Nordeste e nos patamares de carga leve e mínima é verificada a necessidade de desligamento de circuitos para o controle de tensão na área norte do sistema Nordeste. Nas análises realizadas para o PAR 2006-2008, também foram verificadas tensões elevadas nesta área, com déficits de reativos da ordem de 100 Mvar em 2006, 120 Mvar em 2007 e 150 Mvar em 2008. A solução para este problema é a implantação de um reator manobrável de 150 Mvar – 500 kV na SE Fortaleza II.

CUSTOS DE REFERÊNCIA:

Os valores dos investimentos associados ao ano 2006, referentes à implantação de um reator de barra manobrável – 500 kV - 150 Mvar na SE Fortaleza II, são da ordem de R\$ 15.955 x 10³. Estes valores encontram-se discriminados no Anexo I.

CARACTERÍSTICAS BÁSICAS:

A serem enviadas posteriormente.

OBSERVAÇÕES GERAIS:

DOCUMENTOS DE REFERÊNCIA:

- [1]. Referências de Custos LTs e SEs de AT e EAT, Junho 2004; ELETROBRÁS;
[2]. ONS - Operador Nacional do Sistema Elétrico, Plano de Ampliações e Reforços na Rede Básica (PAR) - Período 2006-2008.
-

ANEXO I
CUSTOS DE REFERÊNCIA

ANO	DESCRIÇÃO	QUANT.	CUSTO TOTAL (R\$x10³)
2006	Reator 500 kV – 50 Mvar	3	9240
	Conexão de Reator	1	6715
TOTAL			15955

Nota: Referências de Custos ELETROBRÁS Junho/2004.

4.8 LT Paraíso – Açú II, 230 kV



Operador Nacional
do Sistema Elétrico

AMPLIAÇÕES NA REDE BÁSICA

<p>LT: Açú II – Paraíso C2, 230 kV, circuito simples, 135 km de extensão.</p> <p>Seccionamento da LT 230 kV Campina Grande II – Natal II – (04V1), na SE Paraíso.</p>	<p>PROPRIETÁRIO DA LT: A ser licitada ou autorizada</p>
<p>EQUIPAMENTOS:</p> <p>LT 230 kV, circuito simples, 1 x 636 MCM/fase, 135 km de extensão e equipamentos associados.</p> <p>2 Entradas de Linhas na SE Paraíso para viabilizar o seccionamento da LT Campina Grande II – Natal II – (04V1)</p>	<p>DATA NECESSIDADE:</p> <p>Dezembro/2006</p>

ÁREA ATENDIDA:

Parte das cargas do oeste e norte do Estado do Rio Grande do Norte, polarizadas pelas SE Mossoró II 230/69kV e SE Açú II 230/138/69 kV, respectivamente.

JUSTIFICATIVA TÉCNICA:

Quando da contingência da LT 230 kV Açú II – Mossoró II, na condição de carga leve, considerando despacho máximo da UTE Termoaçú e das centrais geradoras do Proinfa, conectadas à SE Açú II, CGEs Alegria I e Alegria II, verifica-se sobrecarga na LT 230 kV Açú II – Paraíso da ordem de 20%, em 2006. Também na contingência da LT 230 kV Açú II – Paraíso, verifica-se sobrecarga na LT 230 kV Açú II – Mossoró II, da ordem de 20%, também em 2006. A solução para esse problema, indicada nos estudos de planejamento da EPE-CCPE, é a implantação do 2º circuito 230 kV Açú II – Paraíso, com 135 km de extensão, além do seccionamento do circuito 230 kV Campina Grande II – Natal II – C2, na SE Paraíso, necessários em dezembro de 2006. Ressalta-se que o seccionamento da LT em 230 kV Campina Grande II - Natal II (04V1), na SE Paraíso, é necessário para evitar sobrecarga no circuito em 230 kV Paraíso - Natal II, quando da perda da LT em 230 kV Paraíso - Campina Grande II.

CUSTOS DE REFERÊNCIA:

Os valores dos investimentos associados ao ano 2006, referentes à implantação do conjunto de obras supra citadas, são da ordem de R\$ 60.508 x 10³, conforme discriminado no Anexo I. Estes custos não contemplam a expansão do barramento da SE Paraíso.

CARACTERÍSTICAS BÁSICAS:

Serão fornecidas posteriormente.

OBSERVAÇÕES GERAIS:

DOCUMENTOS DE REFERÊNCIA:

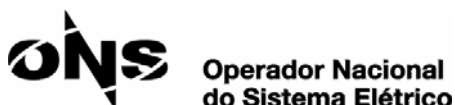
- [1]. Referências de Custos LTs e SEs de AT e EAT, Junho 2004; ELETROBRÁS;
- [2]. ONS - Operador Nacional do Sistema Elétrico, Plano de Ampliações e Reforços na Rede Básica (PAR) - Período 2005-2007;
- [3]. Análise da Expansão da Rede Básica no Estado do Rio Grande do Norte Considerando a Integração de Geração Eólica na Região Nordeste” – EPE, Agosto de 2005.

ANEXO I**CUSTOS DE REFERÊNCIA**

ANO	DESCRIÇÃO	QUANT.	CUSTO TOTAL (R\$x10³)
2006	LT 230 kV Açú II- Paraíso, circuito simples, 1 x 636 MCM/fase	135 km	34128
	EL 230 kV (SE Paraíso)	3	19785
	EL 230 kV (SE Açú)	1	6595
TOTAL			60508

Nota: Referências de Custos ELETROBRÁS Junho/2004.

4.9 SE Natal Sul 230/69 kV



AMPLIAÇÕES NA REDE BÁSICA

SE: Natal Sul 230/69 kV (Nova)	PROPRIETÁRIO DA SE: A ser licitada
EQUIPAMENTOS: 2 transformadores 230/69 kV - 100 MVA, e equipamentos associados. Seccionamento de dois circuitos 230kV da LT Campina Grande II – Natal 04V3 e 04V4.	DATA NECESSIDADE: Dezembro de 2006

ÁREA ATENDIDA:

Parte do mercado de energia elétrica da área metropolitana de Natal.

JUSTIFICATIVA TÉCNICA:

Na contingência simples de transformadores 230/69 kV da subestação Natal II, em dezembro de 2006, na condição de máximo carregamento da subestação, os transformadores remanescentes atingem carregamentos da ordem de 115%. Para solucionar este problema, o ONS recomenda a implantação de um novo ponto de suprimento, SE Natal Sul 230/69 kV, no Estado do Rio Grande do Norte, com dois transformadores de 100 MVA, reportado no relatório RT 9.11.54.0009.00 GCPS/CTST/GTPN-NE "Estudo de Suprimento de energia Elétrica à área da Grande Natal – Período 1987-2005".

Ressalta-se que a Cosern já solicitou ao ONS acesso no setor de 69 kV da futura SE Natal Sul 230/69 kV, com data de operação prevista para dezembro de 2006.

CUSTOS DE REFERÊNCIA:

Os valores dos investimentos associados, referentes à implantação do conjunto de obras supra citadas, são da ordem de R\$ 44.885 x 10³, conforme discriminado no Anexo I.

CARACTERÍSTICAS BÁSICAS:

Serão fornecidas posteriormente.

OBSERVAÇÕES GERAIS:

DOCUMENTOS DE REFERÊNCIA:

- [1]. RT 9.11.54.0009.00 GCPS/CTST/GTPN-NE "Estudo de Suprimento de energia Elétrica à área da Grande Natal – Período 1987-2005", 1987;
- [2]. Carta de Solicitação de Acesso Cosern CA/SEN 010/2005, de 22 de abril de 2005;
- [3]. Referências de Custos LTs e SEs de AT e EAT, Junho 2004; ELETROBRÁS;
- [4]. ONS - Operador Nacional do Sistema Elétrico, Plano de Ampliações e Reforços na Rede Básica (PAR) - Período 2006-2008.
-

ANEXO I**CUSTOS DE REFERÊNCIA**

ANO	DESCRIÇÃO	QUANT.	CUSTO TOTAL (US\$x103)
2006	Módulo geral 230 kV	1	11692
	Transformador 230/69 kV – 100 MVA	2	8820
	Conexão de transformador 230 kV	2	5496
	Conexão de transformador 69 kV	2	1250
	Entrada de linha 230 kV	4	13188
	Interligação de barra 230 kV	1	1801
	Entradas de linha 69 kV	4	2324
	Interligação de barra 69 kV	1	314
TOTAL			44885

Nota: Referências de Custos ELETROBRÁS Junho/2004.

- (1) Obra indicada deverá ser implantada no prazo mais curto possível, para solucionar os problemas apontados nestes estudos.

4.10 LT Angelim – Messias, 230 kV



REFORÇOS NA REDE BÁSICA

LT: Angelim – Messias, 230 kV	PROPRIETÁRIO DA LT: Chesf
EQUIPAMENTOS: Recapacitação do circuito duplo 230 kV Angelim – Messias (04M7 e 04M8), 78,8 km de extensão, de 156 MVA para 350 MVA.	DATA NECESSIDADE: Dezembro/2007

ÁREA ATENDIDA:

Parte da área Leste do sistema Nordeste, polarizada pela subestação Messias 500/230 kV, responsável pelo atendimento a todo o mercado de energia elétrica do estado de Alagoas.

JUSTIFICATIVA TÉCNICA:

Conforme estudos realizados no PAR ciclo 2006-2008, na contingência da LT 500 kV Xingó – Messias, na condição de carga pesada de dezembro, as LTs 230 kV Angelim – Messias (04M7 e 04M8) atingem carregamentos da ordem de 108%, em 2007, chegando a 111%, em 2008. A solução conjuntural para o problema de carregamento é a recapacitação das LTs 230 kV Angelim – Messias (04M7 e 04M8), de 156 MVA para 350 MVA.

CUSTOS DE REFERÊNCIA:

Os valores dos investimentos associados ao ano 2006, referentes à implantação das obras supra citadas, são da ordem de R\$ 5500 x 10³, conforme discriminado no Anexo I.

CARACTERÍSTICAS BÁSICAS:

Serão fornecidas posteriormente.

OBSERVAÇÕES GERAIS:

A Chesf, através da correspondência eletrônica “Recapacitação de Linhas de Transmissão da Chesf”, de 22 de março de 2005, informou ser viável tecnicamente recapacitar de 156 MVA para 350 MVA os circuitos de 230 kV mencionados na CARTA ONS-309/100/2004 “Estudos Complementares ao Plano de Ampliações e Reforços na Rede Básica PAR 2005-2007”, de 29 de setembro de 2004, enviada por este Operador.

DOCUMENTOS DE REFERÊNCIA:

- [1]. Estudos Complementares ao Plano de Ampliações e Reforços na Rede Básica PAR 2005-2007 – CARTA ONS-309/100/2004, 29.09.2004;
- [2]. Recapacitação de Linhas de Transmissão da Chesf – Correspondência Eletrônica Chesf, 22.03.2005 ;
- [3]. ONS - Operador Nacional do Sistema Elétrico, Plano de Ampliações e Reforços na Rede Básica (PAR) - Período 2006-2008.
-

ANEXO I**CUSTOS DE REFERÊNCIA**

ANO	DESCRIÇÃO	QUANT.	CUSTO TOTAL (R\$x10³)
2007	Recapacitação do circuito duplo 230 kV Angelim – Messias (04M7 e 04M8), de 156 MVA para 350 MVA.	78,8 km	5500
TOTAL			5500

Fonte: “Recapacitação de Linhas de Transmissão da Chesf” - correspondência eletrônica Chesf - 22.03.2005

4.11 LT Messias – Rio Largo, 230 kV



Operador Nacional
do Sistema Elétrico

REFORÇOS NA REDE BÁSICA

LT: Messias – Rio Largo II, 230 kV	PROPRIETÁRIO DA LT: Chesf
EQUIPAMENTOS: Recapacitação do circuito duplo 230 kV Messias – Rio Largo II (04S4 e 04S5), 11,6 km de extensão, de 156 MVA para 350 MVA.	DATA NECESSIDADE: Dezembro/2006

ÁREA ATENDIDA:

Parte da área leste do sistema Nordeste, polarizada pela subestação Rio Largo II 230/69 kV, responsável pelo atendimento a parte do mercado de energia elétrica da região metropolitana de Maceió e a área do litoral sul do estado de Alagoas.

JUSTIFICATIVA TÉCNICA:

Conforme estudos realizados no PAR ciclo 2006-2008, na contingência da LT 230 kV Messias – Rio Largo II (04S3), na condição de carga pesada de dezembro, sem a presença da geração do Proinfa (15 MW) os circuitos remanescentes ficam submetidos a carregamentos que variam de 110%, em 2006 a 115%, em 2008. A solução conjuntural para o problema de carregamento é a recapacitação das LTs 230 kV Messias – Rio Largo II (04S4 e 04S5) para 350 MVA.

CUSTOS DE REFERÊNCIA:

Os valores dos investimentos associados ao ano 2006, referentes à implantação das obras supra citadas, são da ordem de R\$ 1200 x 10³, conforme discriminado no Anexo I.

CARACTERÍSTICAS BÁSICAS:

Serão fornecidas posteriormente.

OBSERVAÇÕES GERAIS:

A Chesf, através da correspondência eletrônica “Recapacitação de Linhas de Transmissão da Chesf”, de 22 de março de 2005, informou ser viável tecnicamente recapacitar de 156 MVA para 350 MVA os circuitos de 230 kV mencionados na CARTA ONS-309/100/2004 “Estudos Complementares ao Plano de Ampliações e Reforços na Rede Básica PAR 2005-2007”, de 29 de setembro de 2004, enviada por este Operador.

DOCUMENTOS DE REFERÊNCIA:

- [1]. Estudos Complementares ao Plano de Ampliações e Reforços na Rede Básica PAR 2005-2007 – CARTA ONS-309/100/2004, 29.09.2004;
- [2]. Recapacitação de Linhas de Transmissão da Chesf – Correspondência Eletrônica Chesf, 22.03.2005;
- [3]. ONS - Operador Nacional do Sistema Elétrico, Plano de Ampliações e Reforços na Rede Básica (PAR) - Período 2006-2008.
-

ANEXO I**CUSTOS DE REFERÊNCIA**

ANO	DESCRIÇÃO	QUANT.	CUSTO TOTAL (R\$$\times$10³)
2006	Recapacitação do circuito duplo 230 kV Messias – Rio Largo II (04S4 e 04S5), de 156 MVA para 350 MVA.	11,6 km	1200
TOTAL			1200

Fonte: “Recapacitação de Linhas de Transmissão da Chesf” - correspondência eletrônica Chesf - 22.03.2005

4.12 LT Camaçari II – Jacaracanga, 230 kV



Operador Nacional
do Sistema Elétrico

REFORÇOS NA REDE BÁSICA

LT: Camaçari II – Jacaracanga, 230 kV

PROPRIETÁRIO DA LT: Chesf

EQUIPAMENTOS:

Recapacitação do circuito duplo 230 kV Camaçari II – Jacaracanga (04C3 e 04C4), 19,2 km de extensão, de 226 MVA para 350 MVA.

DATA NECESSIDADE: (1)

ÁREA ATENDIDA:

Parte do mercado de energia elétrica da área metropolitana de Salvador, polarizado pela subestação Jacaracanga 230/69 kV.

JUSTIFICATIVA TÉCNICA:

Conforme estudos realizados no PAR ciclo 2006-2008, na contingência de uma das LTs 230 kV Camaçari II – Jacaracanga, na condição de carga média, sem a presença da UTE Termobahia, verificam-se sobrecargas no circuito remanescente que variam de 28% em dezembro/2006 a 34% em dezembro/2008. A solução conjuntural para o problema de carregamento é a recapacitação das LTs 230 kV Camaçari II – Jacaracanga (04C3 e 04C4), de 226 MVA para 350 MVA.

CUSTOS DE REFERÊNCIA:

Os valores dos investimentos associados, referentes à implantação do conjunto de obras supra citadas, são da ordem de R\$ 2300 x 10³, conforme discriminado no Anexo I.

CARACTERÍSTICAS BÁSICAS:

Serão fornecidas posteriormente.

OBSERVAÇÕES GERAIS:

A Chesf, através da correspondência eletrônica “Recapacitação de Linhas de Transmissão da Chesf”, de 22 de março de 2005, informou ser viável tecnicamente recapacitar de 226 MVA para 350 MVA os circuitos de 230 kV mencionados na CARTA ONS-309/100/2004 “Estudos Complementares ao Plano de Ampliações e Reforços na Rede Básica PAR 2005-2007”, de 29 de setembro de 2004, enviada por este Operador.

DOCUMENTOS DE REFERÊNCIA:

- [4]. Estudos Complementares ao Plano de Ampliações e Reforços na Rede Básica PAR 2005-2007 – CARTA ONS-309/100/2004, 29.09.2004;
- [5]. Recapacitação de Linhas de Transmissão da Chesf – Correspondência Eletrônica Chesf, 22.03.2005;
- [6]. ONS - Operador Nacional do Sistema Elétrico, Plano de Ampliações e Reforços na Rede Básica (PAR) - Período 2006-2008.

(1) Obra indicada deverá ser implantada no prazo mais curto possível, para solucionar os problemas apontados nestes estudos.

ANEXO I**CUSTOS DE REFERÊNCIA**

ANO	DESCRIÇÃO	QUANT.	CUSTO TOTAL (R\$$\times 10^3$)
(1)	Recapacitação do circuito duplo 230 kV Camaçari II – Jacaracanga (04C3 e 04C4), km de extensão, de 226 MVA para 350 MVA.	19,2 km	2300
TOTAL			2300

Fonte: "Recapacitação de Linhas de Transmissão da Chesf" - correspondência eletrônica Chesf - 22.03.2005

(1) Obra indicada deverá ser implantada no prazo mais curto possível, para solucionar os problemas apontados nestes estudos.

4.13 LT Camaçari II – Cotegipe, 230 kV



Operador Nacional
do Sistema Elétrico

REFORÇOS NA REDE BÁSICA

LT: Camaçari II – Cotegipe, 230 kV

PROPRIETÁRIO DA LT: Chesf

EQUIPAMENTOS:

Recapacitação do circuito simples 230 kV Camaçari II – Cotegipe (04M6), 22,9 km de extensão, de 226 MVA para 350 MVA.

DATA NECESSIDADE: (1)

ÁREA ATENDIDA:

Parte do mercado de energia elétrica da área metropolitana de Salvador, polarizado pela subestação Cotegipe 230/69 kV.

JUSTIFICATIVA TÉCNICA:

Conforme estudos realizados no PAR ciclo 2006-2008, na contingência de uma das LT 230 kV Camaçari II – Cotegipe (04M5), na condição de carga média, sem a presença da UTE Termobahia, verificam-se sobrecargas no circuito remanescente (04M6) que variam de 12% em dezembro/2006 a 21% em dezembro/2008. Mesmo com o despacho pleno da UTE Termobahia, ainda se verifica sobrecarga da ordem de 15% em dezembro de 2008. A solução conjuntural para o problema de carregamento é a recapacitação das LTs 230 kV Camaçari II – Cotegipe (04M6) de 226 MVA para 350 MVA.

CUSTOS DE REFERÊNCIA:

Os valores dos investimentos associados, referentes à implantação do conjunto de obras supra citadas, são da ordem de R\$ 2400 x 10³, conforme discriminado no Anexo I.

CARACTERÍSTICAS BÁSICAS:

Serão fornecidas posteriormente.

OBSERVAÇÕES GERAIS:

A Chesf, através da correspondência eletrônica “Recapacitação de Linhas de Transmissão da Chesf”, de 22 de março de 2005, informou ser viável tecnicamente recapacitar para 350 MVA os circuitos de 230 kV mencionados na CARTA ONS-309/100/2004 “Estudos Complementares ao Plano de Ampliações e Reforços na Rede Básica PAR 2005-2007”, de 29 de setembro de 2004, enviada por este Operador.

DOCUMENTOS DE REFERÊNCIA:

- [7]. Estudos Complementares ao Plano de Ampliações e Reforços na Rede Básica PAR 2005-2007 – CARTA ONS-309/100/2004, 29.09.2004;
- [8]. Recapacitação de Linhas de Transmissão da Chesf – Correspondência Eletrônica Chesf, 22.03.2005;
- [9]. ONS - Operador Nacional do Sistema Elétrico, Plano de Ampliações e Reforços na Rede Básica (PAR) - Período 2006-2008.

(1) Obra indicada deverá ser implantada no prazo mais curto possível, para solucionar os problemas apontados nestes estudos.

ANEXO I**CUSTOS DE REFERÊNCIA**

ANO	DESCRIÇÃO	QUANT.	CUSTO TOTAL (R\$$\times 10^3$)
(1)	Recapacitação do circuito simples 230 kV Camaçari II – Cotegipe (04M6), de 226 MVA para 350 MVA	22,9 km	2400
TOTAL			2400

Fonte: “Recapacitação de Linhas de Transmissão da Chesf” - correspondência eletrônica Chesf - 22.03.2005

- (1) Obra indicada deverá ser implantada no prazo mais curto possível, para solucionar os problemas apontados nestes estudos.

4.14 LT Sobradinho – Juazeiro II, 230 Kv



Operador Nacional
do Sistema Elétrico

REFORÇOS NA REDE BÁSICA

<p>SE: Ibicoara 500/230 kV (Implantação do Setor de 230 kV – Nova instalação)</p> <p>LT: Ibicoara – Brumado II, 230 kV, circuito simples, 105 km de extensão, 400 MVA.</p>	<p>PROPRIETÁRIO DA SE: A ser licitada</p>
<p>EQUIPAMENTOS:</p> <p>1 banco de autotransformador – 500/230/13,8 kV – 3x100 MVA, monofásico, e equipamentos associados.</p> <p>Implantação do Setor de 230 kV</p> <p>LT 230 kV, circuito simples, 1x636 MCM/fase, 105 km de extensão e equipamentos associados.</p>	<p>DATA NECESSIDADE: (1)</p>

ÁREA ATENDIDA:

A zona de influência da SE Brumado II abrange a região Sudoeste do Estado da Bahia, atendendo a cerca de 34 municípios, destacando-se Brumado, Rio do Antônio, Licínio de Almeida, Livramento do Brumado, Paramirim, Tanhaçu, Barra da Estiva, Presidente Jânio Quadros entre outros, o que representa um universo de cerca de 84.433 clientes da Coelba.

JUSTIFICATIVA TÉCNICA:

A SE Brumado II atualmente é atendida em 230 kV por um circuito radial simples proveniente da SE Funil. Na contingência deste circuito ocorre perda temporária de toda a carga suprida pela SE Brumado II. A solução para este problema, conforme apontada no relatório EPE-CCPE/CTET "Estudo de suprimento às cargas do Sul da Bahia considerando o atendimento a Brumado", é a implantação do setor de 230 kV e de um banco de autotransformadores 500/230 kV – 300 MVA na SE Ibicoara e da LT 230 kV Ibicoara – Brumado II, 400 MVA, com 105 km de extensão.

CUSTOS DE REFERÊNCIA:

Os valores dos investimentos associados ao ano 2005, referentes à implantação do banco de autotransformador 500/230/13,8 kV – 3x100 MVA na SE Ibicoara, são da ordem de R\$ 31.582 x 10³. Os valores dos investimentos associados ao ano 2005, referentes à implantação da LT 230 kV Ibicoara – Brumado II, 400 MVA, circuito simples, 105 km de extensão são da ordem de R\$ 33.140 x 10³. Estes valores encontram-se discriminado no Anexo I.

CARACTERÍSTICAS BÁSICAS:

Serão fornecidas posteriormente.

OBSERVAÇÕES GERAIS:

DOCUMENTOS DE REFERÊNCIA:

- [4]. Referências de Custos LTs e SEs de AT e EAT, Junho 2004; ELETROBRÁS;
- [5]. ONS - Operador Nacional do Sistema Elétrico, Plano de Ampliações e Reforços na Rede Básica (PAR) - Período 2006-2008;
- [6]. CCPE/CTET/NAR-NE.01.2005 "Estudo de Suprimento as cargas do Sul da Bahia considerando o atendimento a Brumado" - junho/2005.
-

(1) Obra indicada deverá ser implantada no prazo mais curto possível, para solucionar os problemas apontados nestes estudos.

ANEXO I**CUSTOS DE REFERÊNCIA**

ANO	DESCRIÇÃO	QUANT.	CUSTO TOTAL (US\$ x 10³)
2005	LT 230 kV Ibicoara – Brumado II, circuito simples, 1x636 MCM/fase	105 km	26544
	EL 230 kV (SE Ibicoara)	1	3298
	EL 230 kV (SE Brumado II)	1	3298
	Setor 230 kV da SE Ibicoara		9728
	Autotransformador 500/230/13,8 kV – 100 MVA	3	10590
	CT 500 kV	1	6715
	CT 230 kV	1	2748
	IB 230 kV	1	1801
TOTAL			64722

Nota: Referências de Custos ELETROBRÁS Junho/2004.

4.15 LT Sobradinho – Juazeiro II, 230 kV



Operador Nacional
do Sistema Elétrico

REFORÇOS NA REDE BÁSICA

LT: Sobradinho – Juazeiro II, 230 kV	PROPRIETÁRIO DA LT: Chesf
EQUIPAMENTOS: Recapacitação do circuito duplo 230 kV Sobradinho – Juazeiro II (04S1 e 04S2), 42,5 km de extensão, de 226 MVA para 350 MVA.	DATA NECESSIDADE: Dezembro/2006

ÁREA ATENDIDA:

Cargas da Coelba, no sudoeste da Bahia, e da Celpe, no alto sertão de Pernambuco, atendidas a partir da subestação Juazeiro II 230/69 kV, localizada na área sudoeste do sistema Nordeste.

JUSTIFICATIVA TÉCNICA:

Conforme estudos realizados no PAR ciclo 2006-2008, na contingência de uma das LTs 230 kV Sobradinho – Juazeiro II, na condição de carga média de outubro, mesmo com a presença da geração do Proinfa, com reflexo na SE Barreiras, o circuito remanescente fica submetido a uma sobrecarga que varia de 8%, em 2006 a 12%, em 2008. Sem a presença dessa geração, essas sobrecargas variam de 12%, em 2006 a 19%, em 2008. Como solução conjuntural recomenda-se a recapacitação das LTs 230 kV Sobradinho – Juazeiro II (04S1 e 04S2), de 232 MVA para 350 MVA.

CUSTOS DE REFERÊNCIA:

Os valores dos investimentos associados ao ano 2006, referentes à implantação das obras supra citadas, são da ordem de R\$ 3800 x 10³, conforme discriminado no Anexo I.

CARACTERÍSTICAS BÁSICAS:

Serão fornecidas posteriormente.

OBSERVAÇÕES GERAIS:

A Chesf, através da correspondência eletrônica “Recapacitação de Linhas de Transmissão da Chesf”, de 22 de março de 2005, informou ser viável tecnicamente, recapacitar de 226 MVA para 350 MVA os circuitos de 230 kV mencionados na CARTA ONS-309/100/2004 “Estudos Complementares ao Plano de Ampliações e Reforços na Rede Básica PAR 2005-2007”, de 29 de setembro de 2004, enviada por este Operador.

DOCUMENTOS DE REFERÊNCIA:

- [10]. Estudos Complementares ao Plano de Ampliações e Reforços na Rede Básica PAR 2005-2007 – CARTA ONS-309/100/2004, 29.09.2004;
- [11]. Recapacitação de Linhas de Transmissão da Chesf – Correspondência Eletrônica Chesf, 22.03.2005;
- [12]. ONS - Operador Nacional do Sistema Elétrico, Plano de Ampliações e Reforços na Rede Básica (PAR) - Período 2006-2008.
-

ANEXO I**CUSTOS DE REFERÊNCIA**

ANO	DESCRIÇÃO	QUANT.	CUSTO TOTAL (R\$x10³)
2006	Recapacitação do circuito duplo 230 kV Sobradinho – Juazeiro II, de 232 MVA para 350 MVA.	42,5 km	3800
TOTAL			3800

Fonte: “Recapacitação de Linhas de Transmissão da Chesf” - correspondência eletrônica Chesf - 22.03.2005

4.16 SE Bom Jesus da Lapa II: 1 reator de barra manobrável – 500 kV – 150 Mvar



Operador Nacional
do Sistema Elétrico

REFORÇOS NA REDE BÁSICA

SE: Bom Jesus da Lapa II 500/230 kV	PROPRIETÁRIO DA SE: TSN
EQUIPAMENTOS: 1 reator de barra manobrável – 500 kV – 3 x 50 Mvar, monofásico.	DATA NECESSIDADE: (1)

ÁREA ATENDIDA:

Área Sudoeste da Bahia – Interligação Sudeste – Nordeste.

JUSTIFICATIVA TÉCNICA:

No processo de recomposição da interligação SE/NE, tem-se observado atualmente dificuldades em se obter a tensão pré-manobra necessária na SE Serra da Mesa, de maneira a evitar tensão pós-manobra superior a 550 kV no terminal da SE Bom Jesus da Lapa II, sendo este valor o máximo permitido para estes circuitos. Para condições de intercâmbio Norte/Sudeste reduzido, patamar de carga leve, o valor de tensão pré-manobra não tem sido obtido, mesmo com desligamento de circuitos 500 kV nos eixos Serra da Mesa – Samambaia e Tucuruí – Presidente Dutra e absorção máxima de potência reativa nos geradores da UHE Serra da Mesa, impondo um número mínimo de máquinas em operação. Neste caso, tem sido necessário autorização da TSN, em tempo real, para aplicação de tensão pós-manobra na SE Bom Jesus da Lapa II superior a 550 kV. A solução para este problema é a instalação de um reator manobrável de 150Mvar - 500kV, na SE Bom Jesus da Lapa II.

CUSTOS DE REFERÊNCIA:

Os valores dos investimentos associados ao ano 2005, referentes à implantação de um reator de barra manobrável – 500 kV - 150 Mvar na SE Bom Jesus da Lapa II, são da ordem de R\$ 15.955 x 10³. Estes valores encontram-se discriminado no Anexo I.

CARACTERÍSTICAS BÁSICAS:

A serem enviadas posteriormente.

OBSERVAÇÕES GERAIS:

DOCUMENTOS DE REFERÊNCIA:

- [1]. Referências de Custos LTs e SEs de AT e EAT, Junho 2004; ELETROBRÁS;
- [2]. ONS - Operador Nacional do Sistema Elétrico, Plano de Ampliações e Reforços na Rede Básica (PAR) - Período 2006-2008

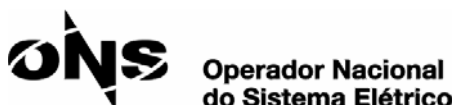
(1) Obra indicada deverá ser implantada no prazo mais curto possível, para solucionar os problemas apontados nestes estudos.

ANEXO I
CUSTOS DE REFERÊNCIA

ANO	DESCRIÇÃO	QUANT.	CUSTO TOTAL (R\$$\times 10^3$)
2005	Reator 500 kV – 50 Mvar	3	9240
	Conexão de Reator	1	6715
TOTAL			15955

Nota: Referências de Custos ELETROBRÁS Junho/2004.

4.17 SE Zebu 230/69 kV



AMPLIAÇÕES NA REDE BÁSICA

SE: Zebu 230/69 kV (Nova)	PROPRIETÁRIO DA SE: A ser licitada ou autorizada
EQUIPAMENTOS: 2 transformadores 230/69 kV - 100 MVA, e equipamentos associados. Seccionamento de um dos circuitos 230kV da LT Paulo Afonso III – Apolônio Sales C1/C2.	DATA NECESSIDADE: (1)

ÁREA ATENDIDA:

Parte da área Centro do sistema Nordeste. É importante destacar que a SE Zebu 230/69 kV será responsável por atendimento a grande parte do mercado do sertão de Alagoas e cargas nos estados de Pernambuco, Sergipe e Bahia, atendidas pelas concessionárias de distribuição Ceal, Celpe, Energipe, Bahia, além de cargas da transmissora Chesf.

JUSTIFICATIVA TÉCNICA:

Conforme estudos realizados no PAR ciclo 2006-2008, na perda do único transformador 230/69 kV – 100 MVA na SE Abaixadora provoca corte temporário de toda a carga das empresas Celpe, Ceal, Energipe, Coelba e Chesf atendida por essa subestação. Também ocorre problema de sobrecarga em condição normal de operação no transformador existente na SE Zebu 69/138 kV (Demais Instalações de Transmissão – DIT), além de limitação de espaço físico na SE Abaixadora para permitir a expansão da transformação 230/69 kV e a implantação de novas saídas de linhas em 69 kV. Para solucionar estes problemas, o CCPE desenvolveu estudo de planejamento, reportado no relatório CCPE/CTET-047.2003, “Estudo de Suprimento ao Sertão de Alagoas”, onde recomenda a implantação de um novo ponto de suprimento, SE Zebu 230/69 kV, no Estado de Alagoas, com dois transformadores de 100 MVA.

CUSTOS DE REFERÊNCIA:

Os valores dos investimentos associados, referentes à implantação do conjunto de obras supra citadas, são da ordem de R\$ 37.710 x 10³, conforme discriminado no Anexo I.

CARACTERÍSTICAS BÁSICAS:

Serão fornecidas posteriormente.

OBSERVAÇÕES GERAIS:

DOCUMENTOS DE REFERÊNCIA:

[5]. Estudo de Suprimento ao Sertão de Alagoas - CCPE/CTET-047.2003 - Novembro/2003;

[6]. Referências de Custos LTs e SEs de AT e EAT, Junho 2004; ELETROBRÁS;

[7]. ONS - Operador Nacional do Sistema Elétrico, Plano de Ampliações e Reforços na Rede Básica (PAR) - Período 2006-2008.

(1) Obra indicada deverá ser implantada no prazo mais curto possível, para solucionar os problemas apontados nestes estudos.

ANEXO I**CUSTOS DE REFERÊNCIA**

ANO	DESCRIÇÃO	QUANT.	CUSTO TOTAL (R\$ $\times 10^3$)
(1)	Módulo geral 230 kV	1	11692
	Transformador 230/69 kV – 100 MVA com LTC sem terciário	2	8820
	Conexão de transformador 230 kV	2	5496
	Conexão de transformador 69 kV	2	1250
	Entrada de linha 230 kV (SE Paulo Afonso III)	1	3297
	Entrada de linha 230 kV (SE Apolônio Sales)	1	3297
	Interligação de barra 230 kV	1	1801
	Entradas de linha 69 kV	2	1162
	Interligação de barra 69 kV	1	314
2006	Entradas de linha 69 kV	1	581
TOTAL			37710

Nota: Referências de Custos ELETROBRÁS Junho/2004.

(1) Obra indicada deverá ser implantada no prazo mais curto possível, para solucionar os problemas apontados nestes estudos.

Lista de figuras, quadros e tabelas

Figuras

Figura 1	Configuração final da compensação reativa indutiva no Sistema de 525 kV da Região Sul	21
Figura 1 -	configuração atual da SE Xanxerê	43
Figura 2 -	adequação do arranjo da SE Xanxerê	45
Figura 1	Reatores no Sistema de 230 kV do oeste do Rio Grande do Sul	50
Figura 3.2-1 --	Sistema de 345 kV Embu Guaçu – Sul – Baixada Santista	58
Figura 3.2-2 –	Nova Configuração para o Sistema de 345 kV Embu Guaçu – Sul – Baixada Santista	59
Figura 3.5-1-	Diagrama Unifilar com seccionamento da LT 230 kV Pirineus – Brasília Geral em Brasília Sul.	65

Tabelas

Tabela 1 –	Siglas usadas no Texto e nas Tabelas	5
Tabela 2 –	Regiões Geométricas	6
Tabela 2.1-1 –	Carregamento na SE Bateias 525/230 kV na indisponibilidade da LT 525 kV Curitiba – Bateias 13	
Tabela 2.2-1	– Carregamentos na SE Pólo 525/230 kV na indisponibilidade de um transformador	15
Tabela 2.4-1 –	Carregamento na LT 230 kV Apucarana – Londrina (Eletrosul) em contingências, intercâmbio Sudeste – Sul de 4.000 MW	22
Tabela 2 -	Carregamento na Rede de 230 kV do norte do Paraná em condição normal e contingências - carga pesada de inverno de 2008 - intercâmbio Sudeste – Sul de 4.000 MW	24
Tabela 3 -	Tensões na Rede de 230 kV do norte do Paraná em contingências - carga pesada de inverno de 2008, intercâmbio Sudeste – Sul de 4.000 MW	25
Tabela 1 -	Carregamento na LT 230 kV Apucarana – Londrina (Eletrosul) em contingências, intercâmbio Sudeste – Sul de 4.000 MW	28
Tabela 2 -	Carregamento na Rede de 230 kV do norte do Paraná em condição normal e contingências -	

carga pesada de inverno de 2008 - intercâmbio Sudeste – Sul de 4.000 MW	29
Tabela 3 Tensões na Rede de 230 kV do norte do Paraná em contingências - carga pesada de inverno de 2008, intercâmbio Sudeste – Sul de 4.000 MW	30
Tabela 1 - Carregamento na LT 230 kV Cascavel – Foz do Chopim (capacidade operativa de 189 MVA), na perda da LT 525kV Cascavel Oeste – Salto Caxias, intercâmbio Sul – Sudeste de 4.000 MW	32
Tabela 1 - Carregamento na linha de 230 kV Salto Osório - Xanxerê (capacidade operativa de 240 MVA) em contingências e intercâmbio Sudeste – Sul de 4.000 MW	35
Tabela 1 - Carregamento na linha de 230 kV Salto Osório – Pato Branco (capacidade operativa de 240 MVA) em contingências e intercâmbio Sudeste – Sul de 4.000 MW	38
Tabela 1 - Carregamento na linha de 230 kV Pato Branco - Xanxerê (capacidade operativa de 240 MVA) em contingências e intercâmbio Sudeste – Sul de 4.000 MW	41
Tabela 1 Tensões no oeste do Rs com a UTE Uruguaiana fora de operação na carga leve(%)	47
Tabela 2 – Alocação de reatores de 30 Mvar nas SEs Uruguaiana e Livramento 2 -Tensões (%)	48
Tabela 1 Tensão na barra de 230 kV da subestação Guaiba 2, na carga média de verão	52
Tabela 3.3-1 -- Carregamento no TR 230/138 kV de Capão Bonito 62	