



Operador Nacional do Sistema Elétrico

PLANO DE AMPLIAÇÕES E REFORÇOS NA REDE BÁSICA – PERÍODO 2005 A 2007

SUMÁRIO EXECUTIVO

© 2004/ONS
Todos os direitos reservados.
Qualquer alteração é proibida sem autorização.

ONS 2.1.129/2004

PLANO DE AMPLIAÇÕES E REFORÇOS NA REDE BÁSICA – PERÍODO 2005 A 2007

SUMÁRIO EXECUTIVO

Julho de 2004

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 2005-2007.

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 10.571 km e de 18.753 MVA na capacidade de transformação, até o ano de 2007. Desse conjunto, cerca de 45% das linhas, da extensão total em km proposta, e 47% 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 2007, estima-se que será necessário executar um investimento da ordem de 9,2 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 3.1.1-1 – 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
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
MAE	Mercado Atacadista de Energia
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
UF	unidade da federação

SIGLA	DESCRIÇÃO
UHE	usina hidrelétrica
UNE	usina nuclear
UTE	usina termelétrica

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

Tabela 3.1.1-2 – Regiões Geoeletricas

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	Introdução	9
2	Síntese das Condições de Operação do SIN – 2005 a 2007	11
3	Providências Necessárias	17
3.1	Equacionamento da Concessão das Obras Propostas para a Rede Básica	17
3.1.1	Pontos críticos do SIN	17
3.1.2	Empreendimentos integrantes do próximo edital de licitação	19
3.2	Acompanhamento da Implantação das Obras já Autorizadas ou Licitadas	21
3.3	Desenvolvimento de Ações Complementares	23
4	Evolução dos limites de transmissão entre Regiões	25
5	Análise da Confiabilidade da Rede Básica	28
6	Sumário dos problemas visualizados na operação dos Transformadores de Fronteira Rede Básica – Rede de Distribuição	32
7	Sistemas Radiais	34
8	Adequações de subestações em derivação (“tapes”)	36
9	Resumo da Proposta de Ampliações e Reforços na Rede Básica Necessários até 2007	37
10	ANEXO 1 – Condições de Atendimento da Rede Básica	40
10.1	Gravidade 2 – corte de carga em contingência simples	42

10.2	Gravidade 3 – Necessidade de desligamento de circuito para controle de tensão e vulnerabilidade frente a contingências múltiplas	54
10.3	Gravidade 4 – Necessidade de geração térmica	56
10.4	Gravidade 5 – Restrição a despacho de usinas ou a intercâmbios	59
11	ANEXO 2 – Ampliações e Reforços na Rede Básica cuja concessão ainda não foi equacionada	72
11.1.1	Interligações Inter-regionais	74
11.1.2	Região Sul	75
11.1.3	Regiões Sudeste/Centro-Oeste	83
11.1.4	Regiões Norte/Nordeste	94
12	ANEXO 3 – Ampliações e Reforços na Rede Básica cuja concessão já foi equacionada	98
12.1.1	Interligações Inter-regionais	100
12.1.2	Região Sul	101
12.1.3	Regiões Sudeste e Centro/Oeste	107
12.1.4	Regiões Norte/Nordeste	120
13	ANEXO 4 – Ações Complementares	127
13.1	Gerais	128
13.2	Realização de estudos de planejamento para caracterização de solução estrutural	129
13.3	Detalhamento de compensação reativa	131
13.4	Avaliação da viabilidade da implantação de reforços – análise de engenharia	133
13.5	Estudos de curto circuito	134
13.6	Análise de solicitações de acesso e estudos de integração	135
13.7	Equacionamento dos reforços na fronteira da Rede Básica com a rede de Distribuição	135

13.8	Troca de relação de TC	137
13.9	Óbices à implantação de instalações de transmissão	Erro! Indicador não definido.

1 Introdução

Este documento apresenta uma síntese dos resultados obtidos na elaboração do PAR - Plano de Ampliações e Reforços na Rede Básica - Período 2005 a 2007.

Também integra este documento, um panorama do desempenho elétrico do SIN no período, no qual são destacados os problemas antevistos e as ações necessárias para evitar que esses venham a ocorrer. Ressalta-se que as condições esperadas para a operação no primeiro semestre de 2005 estão detalhadas no Planejamento da Operação Elétrica do Sistema Interligado Nacional - Período janeiro/2004 a abril/2005.

No item 2 é apresentada uma síntese das condições gerais de desempenho da Rede Básica, no período 2005 a 2007. São apresentados os principais problemas visualizados para a operação do SIN.

No item 3 deste documento são relacionadas as providências necessárias para assegurar adequadas condições de operação no período 2005 a 2007. São abordados, nesse item:

- os empreendimentos de transmissão que requerem o equacionamento da concessão (subitem 3.1);
- as obras, já autorizadas ou licitadas, que estão em construção e que devem ter o seu desenvolvimento acompanhado (subitem 3.2); e
- as ações complementares necessárias para a solução dos problemas observados nos estudos (subitem 3.3).

Um resumo da evolução dos limites de intercâmbio nas interligações inter-regionais é o objeto do item 4. Já no item 5 são mostradas as principais constatações resultantes da análise da confiabilidade da Rede Básica. No item 6, são apresentadas breves descrições das situações observadas para os transformadores de fronteira Rede Básica – rede de distribuição.

Os itens 7 e 8 contêm descrições sucintas do tratamento dado neste PAR aos sistemas radiais e às subestações ligadas em derivação (“tapes”), respectivamente.

Finalmente, o item 9 resume os acréscimos de linhas de transmissão e de capacidade de transformação resultantes da proposta de ampliações e reforços apresentada neste PAR 2005-2007.

Ressalta-se que, à medida que forem se consolidando os diversos temas que se encontram em andamento, relacionados a seguir, serão emitidas revisões deste documento de tal forma a contemplar as soluções estruturais necessárias.

- DITs e instalações de distribuição (Resoluções Aneel 067/04 e 068/04).
- Integração das centrais geradoras vinculadas ao PROINFA (chamada pública).
- Estudos de planejamento de longo prazo para a Integração de Sistemas Isolados.
 - Manaus – Macapá; e
 - Acre – Rondônia.
- Estudos de planejamento de longo prazo para a expansão da Interligação Norte/Sul.
 - interligação Norte/Sul III; e
 - reforços no Sudeste.
- Tratamento dos sistemas radiais.
- Atualização da capacidade operativa das instalações (aditivos do CPST, Resolução Aneel para curta duração e revisão CCT).

Saliente-se ainda que será sistematizada a elaboração de relatórios de acompanhamento da implantação das obras propostas neste PAR, incluindo o acompanhamento das outorgas de concessão, da execução das obras já contratadas e do atendimento das datas de necessidade.

2 Síntese das Condições de Operação do SIN – 2005 a 2007

Neste item é apresentada uma síntese das condições operativas do Sistema Interligado Nacional, em regime normal e de emergência, visualizadas no período 2005 a 2007. Uma descrição detalhada das condições de atendimento pode ser encontrada no Anexo 1 (item 10).

Compondo o painel sobre o desempenho esperado do sistema, são explicitadas as possíveis restrições de transmissão antevistas, organizadas de acordo com o seguinte critério:

- **Gravidade 1** - neste grupo são relacionadas as situações onde são visualizados cortes de carga em condição normal de operação, devido à falta de recursos para o controle de tensão ou a sobrecarga em linhas de transmissão e equipamentos.
- **Gravidade 2** – este grupo compreende as situações nas quais são previstos cortes de carga, devido a subtensão ou a sobrecarga, quando são consideradas contingências simples.
- **Gravidade 3** – este grupo compreende as situações em que há redução de confiabilidade, ou seja, são eventos em que é necessária a alteração da topologia da rede, como por exemplo, a abertura de linhas de transmissão para controle de tensão, o que fragiliza a confiabilidade do SIN para emergências múltiplas.
- **Gravidade 4** – as situações que implicam em geração térmica para controle de tensão ou alívio de sobrecarga em instalações são reunidas neste conjunto.
- **Gravidade 5** – são indicadas neste grupo, aquelas situações que resultam na desotimização da operação do SIN, seja por restrições aos intercâmbios entre Regiões ou devido a limitações ao despacho de usinas.

Nessa classificação, os três primeiros dizem mais respeito à segurança da rede, enquanto os demais tratam mais diretamente da otimização energética, com possível consequência na modicidade tarifária.

As situações são também caracterizadas por um código de cores, mostrado a seguir:

Tabela 2-1 – Organização por Gravidades

G1	Corte de carga em condição normal de operação	Segurança Elétrica Operacional
G2	Corte de carga em contingências simples	
G3	Degradação da confiabilidade	
G4	Necessidade de geração térmica devido a restrições elétricas	Otimização Energética - Custo de Operação
G5	Restrição de intercâmbio ou de despacho de usinas	

Nota: a classificação em Gravidade 1 a 5 foi efetuada por facilidade de apresentação, não implicando em priorização das situações referentes a Segurança Elétrica Operacional frente àquelas em que há comprometimento da Otimização Energética.

Os gráficos mostrados nas figuras 2-1 a 2-3 apresentam o número de situações em que foram identificados problemas (não atendimento aos critérios estabelecidos nos Procedimentos de Rede) quando da simulação de aproximadamente 950 contingências simples na Rede Básica.

Figura 2-1 Número de problemas identificados na Rede Básica para o ano de 2005 –por Gravidade

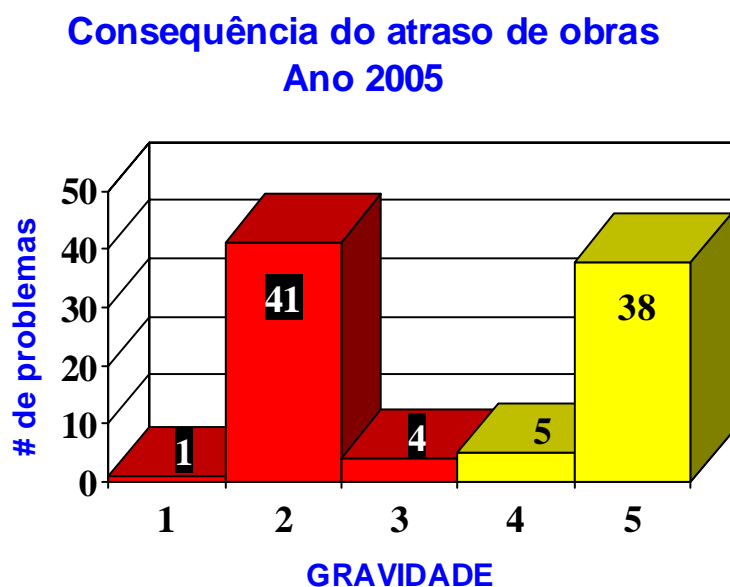


Figura 2-2 Número de problemas identificados na Rede Básica para o ano de 2006 –por Gravidade

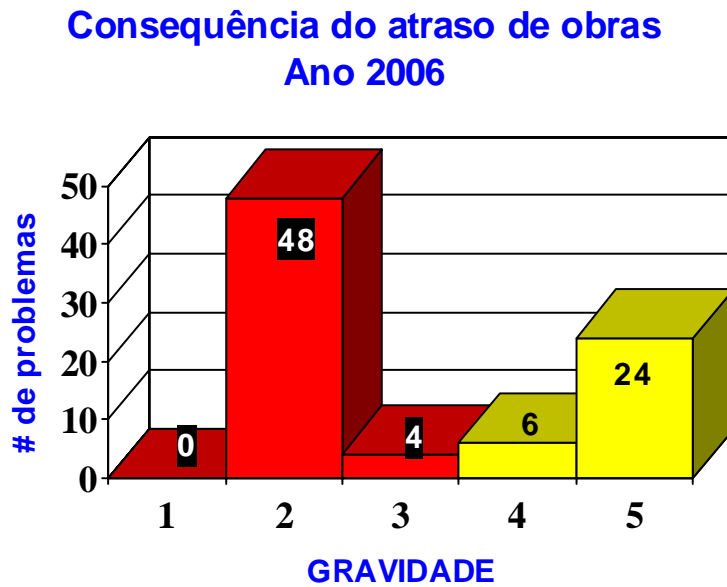
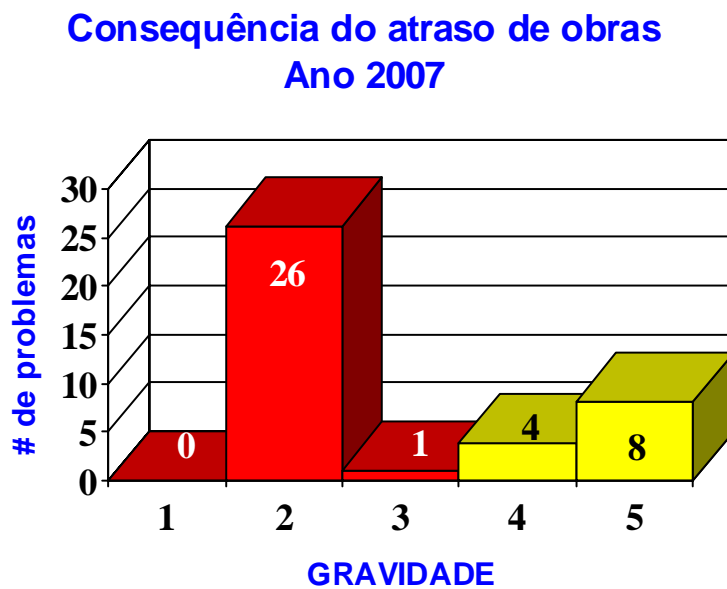


Figura 2-3 Número de problemas identificados na Rede Básica para o ano de 2007 –por Gravidade



A) Condições de atendimento em regime normal de operação

- a) A partir de junho/2005 e até a entrada em operação da UHE Irapé e da LT 345 kV Montes Claros – Irapé (dezembro/2005), prevê-se dificuldade para o controle de tensão na carga média. Nos estudos foram registradas tensões em Montes Claros 345 kV e Várzea da Palma 345 kV próximas a 0,90 pu, em condições normais de operação. Para contornar essa situação, a Cemig realizará administração da carga e está prevendo a instalação de 40 Mvar de bancos de capacitores na distribuição, transferidos de outras áreas.
- b) O sistema em 230 kV na área do Vale do Paraíba apresenta, a partir de 2005, carregamentos acima dos nominais em condição normal de operação e para emergência simples nas LTs 230 kV Mogi – São José C1, Taubaté – Aparecida, Mogi – São José C2 e Mogi – Mogi (Cteep). Mantidas as capacidades operativas atuais, aberturas de linhas de transmissão em 230 kV permitem que o sistema opere sem superação de limites em condição normal de operação. Contudo, reduzem a confiabilidade do sistema, implicando em cortes temporários de cargas em contingência simples e não eliminam carregamentos acima das capacidades operativas de linhas de transmissão de 230 kV em emergências. A solução estrutural para esse problema depende de estudo de planejamento de longo prazo, que está sendo desenvolvido no âmbito do CCPE.

B) Detalhamento dos casos de gravidade 2 – corte de carga em contingências simples

Os casos de **gravidade 2** – corte de carga no caso de contingência simples – são desagregados nas figuras 2-4 a 2-6.

Figura 2-4 Detalhamento dos casos de Gravidade 2 – ano 2005

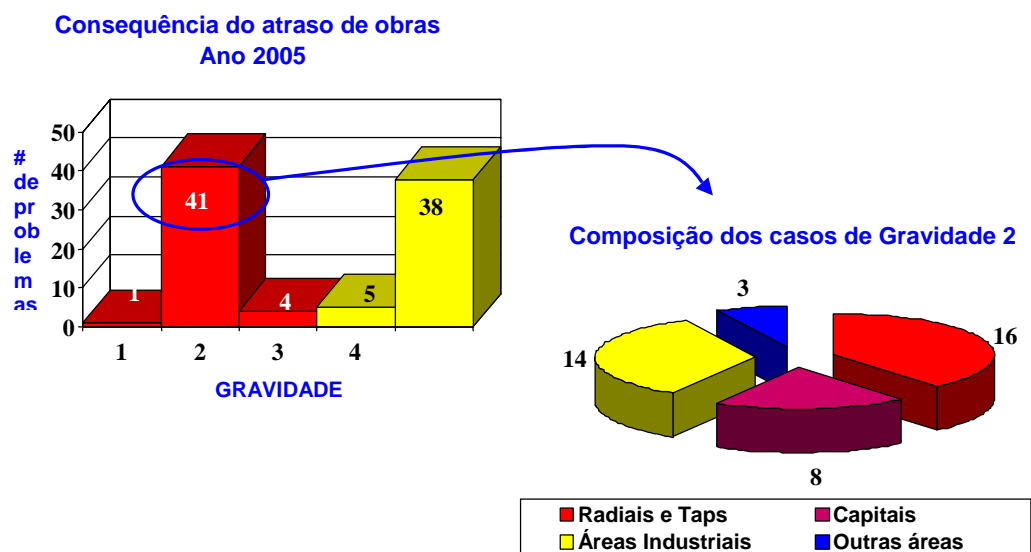


Figura 2-5 Detalhamento dos casos de Gravidade 2 – ano 2006

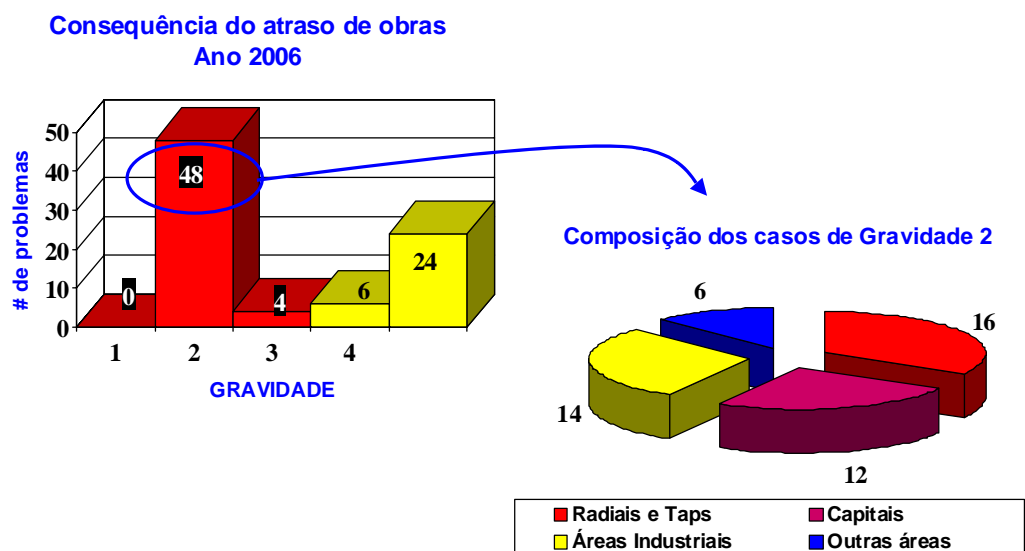
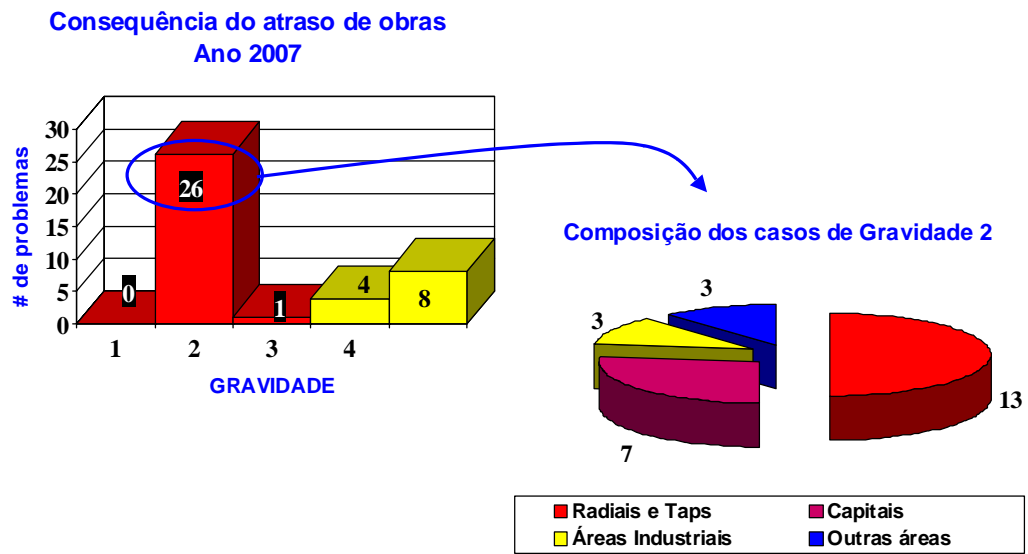


Figura 2-6 Detalhamento dos casos de Gravidade 2 – ano 2007



3 Providências Necessárias

3.1 Equacionamento da Concessão das Obras Propostas para a Rede Básica

A relação completa das ampliações e dos reforços ainda sem concessão necessários para garantir condições adequadas de operação até 2007, dentro das premissas e de acordo com os critérios adotados ao longo dos estudos desenvolvidos, é apresentada no Anexo 2 (item 11).

Do conjunto de obras mostrado no Anexo 2, são destacados a seguir os empreendimentos necessários para resolver problemas relacionados à segurança do sistema (evitam corte de carga decorrente de contingências simples) e à otimização energética (eliminam restrições de despacho de usinas e reduzem a necessidade de geração térmica por razões elétricas). Além desses, também são apresentados os empreendimentos que devem integrar o próximo edital de licitação.

3.1.1 Pontos críticos do SIN

Com base na classificação descrita no item 2, são destacados a seguir os casos de ampliações e de reforços propostos para solucionar os problemas visualizados de **gravidade 2**, nos casos relacionados com o atendimento a capitais e áreas industriais/estratégicas, bem como os de **gravidade 4 e 5**.

As obras ainda pendentes de outorga de concessão, para as quais deve-se verificar a possibilidade de acelerar esse ato, de tal modo a viabilizar sua implantação o mais rapidamente possível, com impacto sobre os problemas de **gravidade 2** (envolvendo capitais e áreas industriais), **4 e 5**, são mostradas na Tabela 3.1.1-1:

Tabela 3.1.1-1 – Obras que solucionam problemas de Gravidade 2 (nos casos envolvendo capitais e áreas industriais), 4 e 5

OBRA	DATA DE NECESSIDADE	GRAVIDADE
3º banco de autotransformadores 500/230 kV da SE Fortaleza	Necessária atualmente	G2
3º link Fortaleza – Fortaleza II 230 kV	Necessária atualmente	G2

OBRA	DATA DE NECESSIDADE	GRAVIDADE
adequação das subestações Fortaleza e Fortaleza II para transferir suprimento da SE Delmiro Gouveia para a SE Fortaleza II	Necessária atualmente	G2
LT 230 kV Caxias – Caxias 5	Necessária atualmente	G2
SE Ananguera 345/230 kV, SE Ananguera 345/88 kV e LT 345 kV Guarulhos – Ananguera circuito duplo	Necessária atualmente	G2
LT 345 kV Itapeti – Nordeste, circuito duplo, lançamento do 1º circuito	DEZ/2004	G2
3º banco de autotransformadores 525/230 kV da SE Caxias	JAN/2005	G2
LT 525 kV Campos Novos – Pólo	JAN/2006	G2
SE Pólo 525/230 kV e obras de integração à rede de 230 kV associadas	JAN/2006	G2
LT 230 kV Lages – Rio do Sul C1/C2 (nova conexão da Celesc)	JAN/2006 (1)	G2
LT 230 kV UHE Barra Grande – Lages C1/C2 (nova conexão da Celesc)	JAN/2006 (1)	G2
LT 230 kV D. I. São José dos Pinhais – Santa Mônica, circuito duplo, lançamento do 1º circuito	JUN/2005	G2
seccionamento da LT 230 kV Pilarzinho – Governador Parigot de Souza na nova SE Santa Mônica (nova conexão da Copel)	MAR/2005 (1)	G2
LT 230 kV Palhoça – Florianópolis Ilha e SE Florianópolis Ilha (nova conexão da Celesc)	NOV/2006 (1)	G2
SE Biguaçu 525/230 kV e obras de integração à rede de 230 kV associadas	JAN/2007	G4

OBRA	DATA DE NECESSIDADE	GRAVIDADE
3º banco de autotransformadores 500/345 kV da SE Samambaia	Necessária atualmente	G5
4º banco de autotransformadores 750/345/20 kV da SE Tijuco Preto (transformador já se encontra na subestação, aguardando autorização desde 2003)	Necessária atualmente	G5
adequação de equipamentos terminais com a troca de bobina de bloqueio na SE Assis e troca de TC, chave seccionadora, bobina de bloqueio e disjuntor na SE Capivara da LT 440 kV Capivara – Assis	Necessária atualmente	G5
compensação série nas LTs 230 kV Itumbiara – Rio Verde C1, Rio Verde – Barra do Peixe	Necessária atualmente	G5
LT 345 kV Tijuco Preto – Itapeti, circuito duplo	DEZ/2004	G5
LT 500 kV Colinas – Ribeiro Gonçalves – São João do Piauí – Sobradinho.	SET/2006	G5

(1) DATA INFORMADA NA SOLICITAÇÃO DE ACESSO

3.1.2 Empreendimentos integrantes do próximo edital de licitação

A Tabela 3.1.2-1 apresenta as obras previstas para integrar o próximo edital de licitação da concessão de linhas de transmissão, para as quais deve ser avaliada a possibilidade de agilizar a sua implantação: Essa tabela inclui também a data de necessidade de cada empreendimento, conforme conclusão dos estudos. Observa-se que, com o lançamento do edital de licitação em julho de 2004, e considerando os tempos médios verificados nos últimos processos de licitação, essas obras deverão estar disponíveis para operação no início de 2007.

Tabela 3.1.2-1 – Obras previstas para integrar o próximo edital de licitação

OBRA	DATA DE NECESSIDADE	GRAVIDADE
LT 230 kV Milagres – Coremas C2	Necessária atualmente	G2
LT 230 kV Porto Primavera – Imbirussú, LT 230 kV Porto Primavera – Dourados, SE Porto Primavera 440/230 kV e SE Imbirussú 230/138 kV	Necessária atualmente	G2
LT 345 kV Itutinga – Juiz de Fora	Necessária atualmente	G2
LT 525 kV Campos Novos – Blumenau C2	Necessária atualmente	G2
LT 525 kV Ivaiporã – Londrina C2	Necessária atualmente	G2
LT 230 kV Cascavel Oeste – Foz do Iguaçu Norte (nova conexão da Copel)	DEZ/2005 (1)	G2
LT 230 kV Milagres – Tauá e SE Tauá 230/69 kV. (nova conexão da Coelce)	DEZ/2005 (1)	G2
LT 500 kV Tucuruí – Vila do Conde C3	DEZ/2007	G2
LT 345 kV Furnas – Pimenta C2	Necessária atualmente	G5
LT 345 kV Macaé – Campos C3	DEZ/2004	G5
LT 500 kV Cuiabá – Ribeirãozinho – Intermediária – Itumbiara, SE Cuiabá 500/230 kV, SE Ribeirãozinho 500/230 kV, SE Intermediária 500 kV e LT 230 kV Ribeirãozinho – Barra do Peixe	JUN/2005	G5

(1) DATA INFORMADA NA SOLICITAÇÃO DE ACESSO

3.2 Acompanhamento da Implantação das Obras já Autorizadas ou Licitadas

No Anexo 3, item 12, são relacionadas as obras já autorizadas ou licitadas, que se encontram em andamento. A adequada operação do SIN depende da disponibilidade das instalações aqui incluídas. É essencial, portanto, acompanhar o desenvolvimento desses empreendimentos e desenvolver todas as ações necessárias para garantir o cumprimento dos prazos mostrados no Anexo 3, se possível, antecipando-os.

Na tabela 3.2-1, a seguir, são ressaltados os empreendimentos já licitados ou autorizados, que tem impacto sobre os problemas de **gravidade 1, 2** (envolvendo capitais e áreas industriais), **4 e 5**. Para esses casos, deve-se verificar a possibilidade de reduzir, através de discussão com as respectivas empresas responsáveis, o tempo para sua implantação

Deve ser dispensada especial atenção à implantação dos empreendimentos UHE Irapé, LT 345 kV Montes Claros – Irapé e SE Irapé 345 kV que evitam a necessidade de corte de carga em condições normais de operação. É essencial antecipar a entrada em operação dessas obras, sincronizando os cronogramas de construção da usina e das instalações de transmissão.

Tabela 3.2-1 – Obras que têm impacto sobre problemas de Gravidade 2 (nos casos que envolvem capitais e áreas industriais), 4 e 5

OBRA	PRAZO CONTRATUAL	GRAVIDADE
LT 345 kV Montes Claros – Irapé e SE Irapé 345 kV (COMPANHIA TRANSLESTE DE TRANSMISSÃO);	DEZ/2005	G1
UHE Irapé (CEMIG);	AGO/2005	G1
LT 345 kV Ouro Preto – Vitória (FURNAS);	MAI/2003	G2
LT 230 kV Chavantes – Botucatu, C2 (CTEEP);	JUN/2003	G5
compensador estático (-100, 150) Mvar na SE São Luís (ELETRONORTE);	AGO/2004	G2
LT 230 kV Vila do Conde – Santa Maria (EMPRESA REGIONAL DE TRANSMISSÃO)	AGO/2004	G2

OBRA	PRAZO CONTRATUAL	GRAVIDADE
substituição dos equipamentos terminais da LT 345 kV Adrianópolis – Macaé Circuito 2 (FURNAS);	SET/2004	G4
obras na rede de distribuição que permitirão a transferência de cargas da CEB e CELG da SE Brasília Sul para a SE Samambaia (CEB e CELG);	OUT/2004	G2
recapitação e adequação da LT 230 kV Bateias – Campo Comprido (COPEL);	OUT/2004	G2
LT 230 kV Londrina – Ibiporã C2 (COPEL);	NOV/2004	G2
LT 500 kV Tijuco Preto – Cachoeira Paulista C2 (CACHOEIRA PAULISTA);	DEZ/2004	G5
compensação série nas LTs 230 kV, Barra do Peixe – Rio Verde e Barra do Peixe – Rondonópolis e seccionamento da LT 230 kV Rondonópolis – Rio Verde – Itumbiara C1, em Barra do Peixe. (ELETRONORTE);	JAN/2005	G5
recapitação da LT 230 kV Cascavel Oeste – Guaíra – Dourados (ELETROSUL);	JAN/2005	G5
LT 230 kV Dona Francisca – Itaúba (CEEE);	FEV/2005	G5
1º banco de autotransformadores 500/230 kV – 600 MVA da SE Sobral III e LT 230 kV Sobral II – Sobral III C1/C2 (CHESF);	MAR/2005	G2
2o banco de autotransformadores 525/230 kV da SE Bateias (COPEL);	MAR/2005	G5
2º TR 525/230 kV na SE Cascavel Oeste (COPEL);	MAR/2005	G5
seccionamento da LT 230 kV Maringá – Assis na SE Londrina (ELETROSUL);	ABR/2005	G2
LT 230 kV Aimorés – Mascarenhas C2 (CEMIG);	MAI/2005	G5

OBRA	PRAZO CONTRATUAL	GRAVIDADE
LT 500 kV Camaçari – Sapeaçu (MUNIRAH);	AGO/2005	G5
LT 525kV Machadinho -Campos Novos C2 (LUMITRANS);	AGO/2005	G5
SE Cuiabá e as LT 230 kV Coxipó – Cuiabá C1/C2, LT 230 kV Cuiabá – Rondonópolis, com compensação série (60%) no trecho Cuiabá – Rondonópolis (AMAZÔNIA ELETRONORTE);	AGO/2005	G5
2º banco de autotransformadores 500/230 kV da SE Serra da Mesa (FURNAS);	OUT/2005	G5
LT 500 kV Teresina – Sobral – Fortaleza C2 (STN);	FEV/2006	G2
2o banco de autotransformadores 440/230 kV – 336 MVA na SE Assis (CTEEP);	FEV/2006	G5
LT 500 kV Londrina – Assis – Araraquara e banco de autotransformadores da SE Assis 500/440 kV (ATE TRANSMISSORA DE ENERGIA);	FEV/2006	G5
LT 525 kV Cascavel Oeste – Ivaiporã (ARTEMIS);	FEV/2006	G5
LT 525 kV Salto Santiago – Ivaiporã (ARTEMIS);	FEV/2006	G5

3.3 Desenvolvimento de Ações Complementares

Além da implementação das ampliações e reforços propostos neste PAR 2005-2007, as análises desenvolvidas identificaram a necessidade de que sejam empreendidas ações complementares, de modo que as condições desejadas de desempenho da Rede Básica sejam alcançadas no período até 2007. Essas ações envolvem, principalmente, a execução de estudos complementares para a definição de soluções de natureza conjuntural e/ou estrutural, que, na visão do ONS, devem ser conduzidas por diversos Agentes. As ações complementares estão relacionadas no Anexo 4 (item 13).

Aqui são destacadas as linhas de ação a serem desenvolvidas, algumas delas em conjunto com o CCPE, com o objetivo de identificar soluções conjunturais e/ou estruturais para os problemas apontados.

Tabela 3.3-1 – Resumo das ações complementares

AÇÕES	AGENTES ENVOLVIDOS
Agilizar estudos visando a eliminação dos casos em que há subestações conectadas à Rede Básica em derivação–15 casos	ONS/ CCPE/ Transmissoras/ Distribuidoras
Consolidar o processo de atualização das capacidades operativas de longa duração das linhas de transmissão	ONS/ Transmissoras
Realizar estudos de planejamento para solucionar o atendimento aos sistemas radiais integrantes da Rede Básica, em condição de contingência - 10 casos	GT - Sistemas Radiais
Realização de estudos de longo prazo para a definição de soluções estruturais para a Rede Básica – 16 casos	CCPE com participação do ONS
Realização de estudos de engenharia para verificar da viabilidade de implantação de adequações e reforços na Rede Básica – 19 casos	Transmissoras com participação do ONS
Realização de estudos para programação da implantação de compensação reativa nos sistema de distribuição para correção de fator de potencia– 18 casos	Distribuidoras
Realização de estudos para integração de novas instalações e emissão de pareceres de acesso– 15 casos	ONS/ Acessantes/ Transmissoras

4 Evolução dos limites de transmissão entre Regiões

A) Interligação entre as Regiões Sul e Sudeste

Até o início do ano 2003, a interligação entre as regiões Sul e Sudeste era composta, principalmente, pelo sistema de transmissão em 750 kV que escoava a energia da usina de Itaipu 60 Hz. Os pontos desse sistema onde são efetuadas as conexões são as subestações de Ivaiporã 750/500 kV, localizada no estado do Paraná e Tijuco Preto 750/500-345 kV, localizada no estado de São Paulo.

Além dessa rede de transmissão em 750 kV existem outras redes de menor capacidade que conectam o sistema de transmissão do estado de São Paulo à área norte do estado do Paraná (em 230 kV e 88 kV) e ao estado do Mato Grosso do Sul (em 138 kV).

No início de 2003, entrou em operação a LT 500 kV Bateias - Ibiúna, circuito duplo, com 50% de compensação série, que proporcionou um aumento na capacidade de intercâmbio entre estas regiões.

A expansão da interligação Sul/Sudeste, após a entrada em operação da LT 500 kV Bateias - Ibiúna, será realizada através da LT 500 kV Londrina – Assis – Araraquara. Faz parte desse empreendimento a instalação de transformação 500/440 kV em Assis, estabelecendo uma outra ligação entre as redes de 500 kV e de 400 kV. Assim, essa linha, além de possibilitar o aumento da capacidade de transmissão entre as Regiões Sul e Sudeste, também aumenta a segurança do sistema frente a contingências múltiplas.

B) Interligação entre as Regiões Norte, Nordeste e Sudeste

Atualmente, a interligação entre as regiões Norte e Nordeste é feita, principalmente, pelo sistema de transmissão em 500 kV, que conecta a subestação de Presidente Dutra, localizada no estado do Maranhão, às subestações de Teresina II e Boa Esperança, localizadas no estado do Piauí.

Além dessa rede de transmissão em 500 kV existe uma outra de pequena capacidade em 230 kV, que interliga a subestação de Peritoró, no Maranhão, à subestação de Teresina, no Piauí.

A interligação Norte/Nordeste foi bastante reforçada ao longo de 2003, com a entrada em operação das LT 500 kV, Açailândia - Presidente Dutra C1 e Presidente Dutra – Teresina II C2. No futuro, a essa interligação serão agregadas as LT 500 kV Tucuruí – Marabá C4 e Marabá – Açailândia C2, além da LT 500 kV Teresina II – Sobral III – Fortaleza II C2, já licitados pela Aneel.

A interligação entre as regiões Norte e Sudeste é feita, na configuração atual, pela linha de transmissão em 500 kV que conecta a subestação de Imperatriz, no estado do Maranhão, à subestação de Serra da Mesa, no estado de Goiás. Esta linha possui três subestações intermediárias: Colinas, Miracema e Gurupi, todas localizadas no estado do Tocantins.

Este sistema de transmissão, que interliga as subestações de Imperatriz e Serra da Mesa, em 500 kV, é denominado de Interligação Norte – Sul. Atualmente, a interligação entre as regiões Norte e Sudeste é feita, pelas LT de 500 kV Imperatriz – Colinas – Miracema – Gurupi – Serra da Mesa C1 e C2 além de um conjunto de reforços no sistema receptor Sudeste.

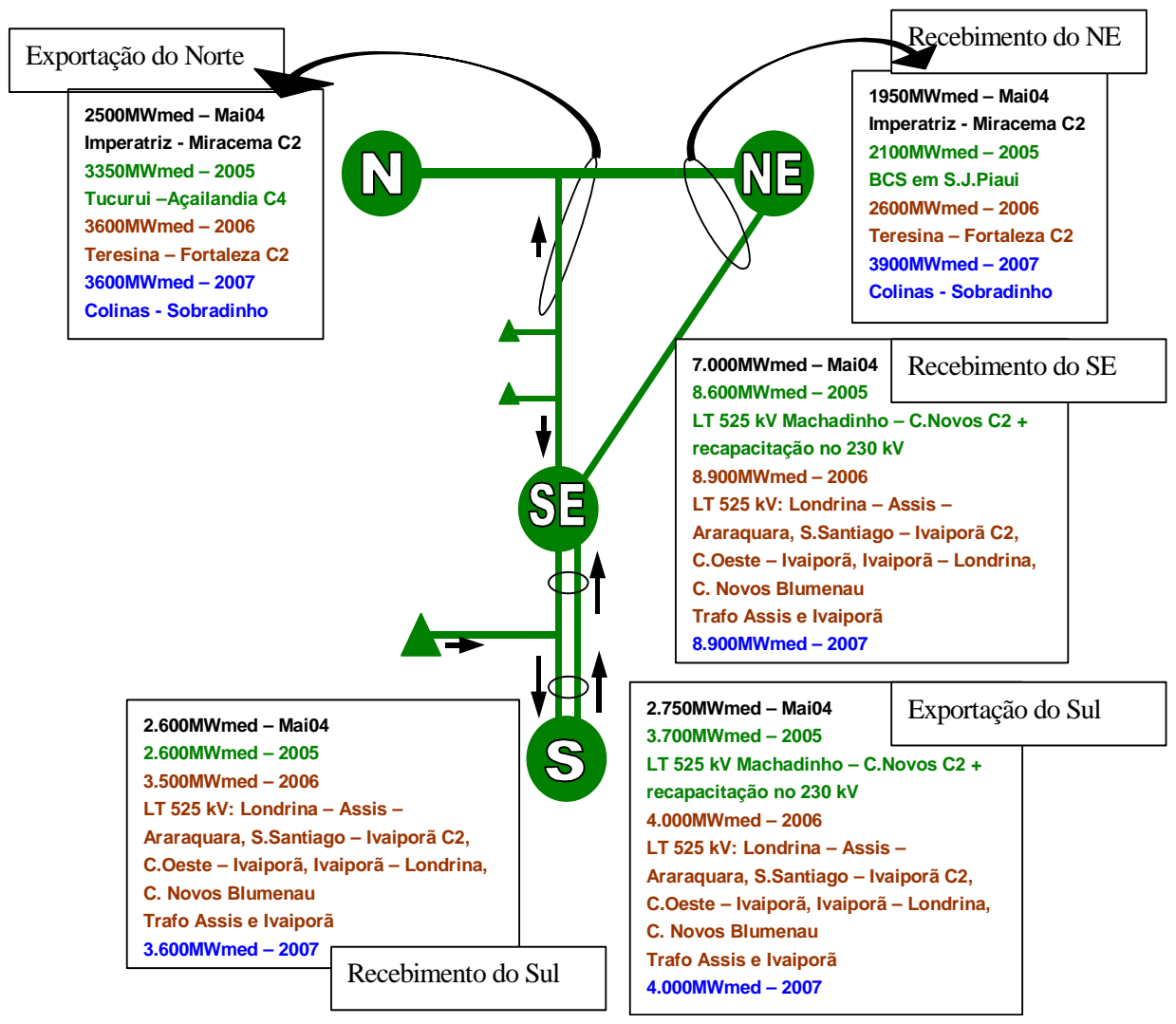
Em junho de 2004, o sistema receptor Sudeste foi reforçado com a entrada em operação da LT 500 kV Itumbiara – Marimbondo, interligando a região do rio Paranaíba à região do rio Grande.

Os subsistemas Sudeste e Nordeste estão interligados diretamente pela LT 500 kV Serra da Mesa - Rio das Éguas – Bom Jesus da Lapa II- Ibicoara – Sapeaçu.

A Capacidade de transferência “De” e “Para” o Nordeste será ampliada com a construção da LT 500 kV Colinas – Ribeiro Gonçalves – Sobradinho, prevista para 2007.

A figura 0-1 resume a evolução da capacidade de transmissão nas interligações inter-regionais, destacando as principais obras previstas.

Figura 4-1 Síntese da evolução dos limites de transmissão entre Regiões



5 Análise da Confiabilidade da Rede Básica

Neste item são enumeradas as principais conclusões extraídas das investigações realizadas sobre a confiabilidade da Rede Básica. As constatações aqui registradas são baseadas no conceito de severidade, descrito a seguir.

A) Conceito de Severidade

Severidade - é um dos mais importantes indicadores de risco probabilístico. A severidade é um índice normalizado, dado pela divisão de um valor estimado da energia interrompida (em MWh) por uma base de potência em MW (geralmente a ponta de carga do sistema, região, área ou barramento). O valor numérico é multiplicado por 60 para a conversão em minutos. A severidade é então expressa em sistema-minuto ou simplesmente minuto.

Quando calculado sob o ponto de vista *pretérito*, o indicador severidade associado a uma dada perturbação qualquer, exprime um tempo fictício de um distúrbio imaginário, que seria necessário para acumular uma energia não suprida exatamente equivalente àquela associada à perturbação, se a carga afetada fosse idêntica à ponta do próprio sistema.

Quando calculado sob o ponto de vista *preditivo*, trata-se de um índice que captura não apenas a habitualidade prevista para as falhas do sistema, mas também o impacto das mesmas.

Pelo fato de ser um indicador normalizado, permite a comparação de sistemas de portes e naturezas distintas, advindo daí a sua importância. É também um indicador bastante flexível, pois pode ser avaliado para diferentes agregações espaciais e temporais. A severidade é um dos poucos indicadores probabilísticos de curso internacional e que já dispõe de uma escala de valoração classificatória, com base logarítmica. O conceito que o embasa é o da classificação dos eventos de forma semelhante àquele empregado no tratamento de terremotos, onde cada escala é diferenciada da antecedente por uma ordem de grandeza.

A Tabela 5-1. mostra a hierarquia usada na classificação da confiabilidade do sistema via severidades. Cabe ainda ressaltar que entre dois sistemas, o mais confiável é o que apresenta menor valor numérico de severidade.

Tabela 5-1 – Classificação do Risco pela Severidade [6]

Classificação	Severidade S (sistema-minuto)	Interpretação	Comentário
Grau 0	$S < 1$	aceitável	condição normal
Grau 1	$1 \leq S < 10$	não grave	significativa p/ poucos agentes / consumidores
Grau 2	$10 \leq S < 100$	grave	sério impacto p/ todos os agentes / consumidores
Grau 3	$100 \leq S < 1000$	muito grave	muito sério impacto p/ todos os agentes / consumidores, blecaute
Grau 4	$1000 \leq S$	catastrófica	extremo impacto p/ todos: colapso do sistema, blecaute total

B) Principais constatações

- a) Foi constatado que a rede elétrica básica brasileira planejada, consoante o PAR 2004/2006, tem um risco de referência expresso, aproximadamente, por um valor de severidade inferior a 18 (dezoito) sistema-minutos, para contingências simples e regime de carga pesada (vide Figura 5-1).
- b) Observando-se o horizonte inicial (dezembro 2004) e o final (dezembro 2006), também se constatou que os reforços agregados pelo PAR foram capazes de provocar uma redução (- 7.33%) de risco (avaliado via severidade), associado a um crescimento de (+ 7.93%) da carga, referido ao patamar de dezembro de 2004.
- c) Como já foi constatado no PAR anterior, o SIN planejado novamente não atendeu ao critério n-1, sob o ponto de vista global. Todavia, constatou-se, que existe uma tendência de crescimento no grau de aderência ao critério "n-1", ao longo do horizonte de estudo analisado, chegando a 89.3% em dezembro de 2006.
- d) Em todo o período estudado, a maior contribuição para a formação dos indicadores de severidade foi dada pelos transformadores de fronteira entre a Rede Básica e a rede de distribuição, entre 60% e 70%. Linhas de transmissão e os chamados transformadores de malha completam 100% (vide Figura 5-2).

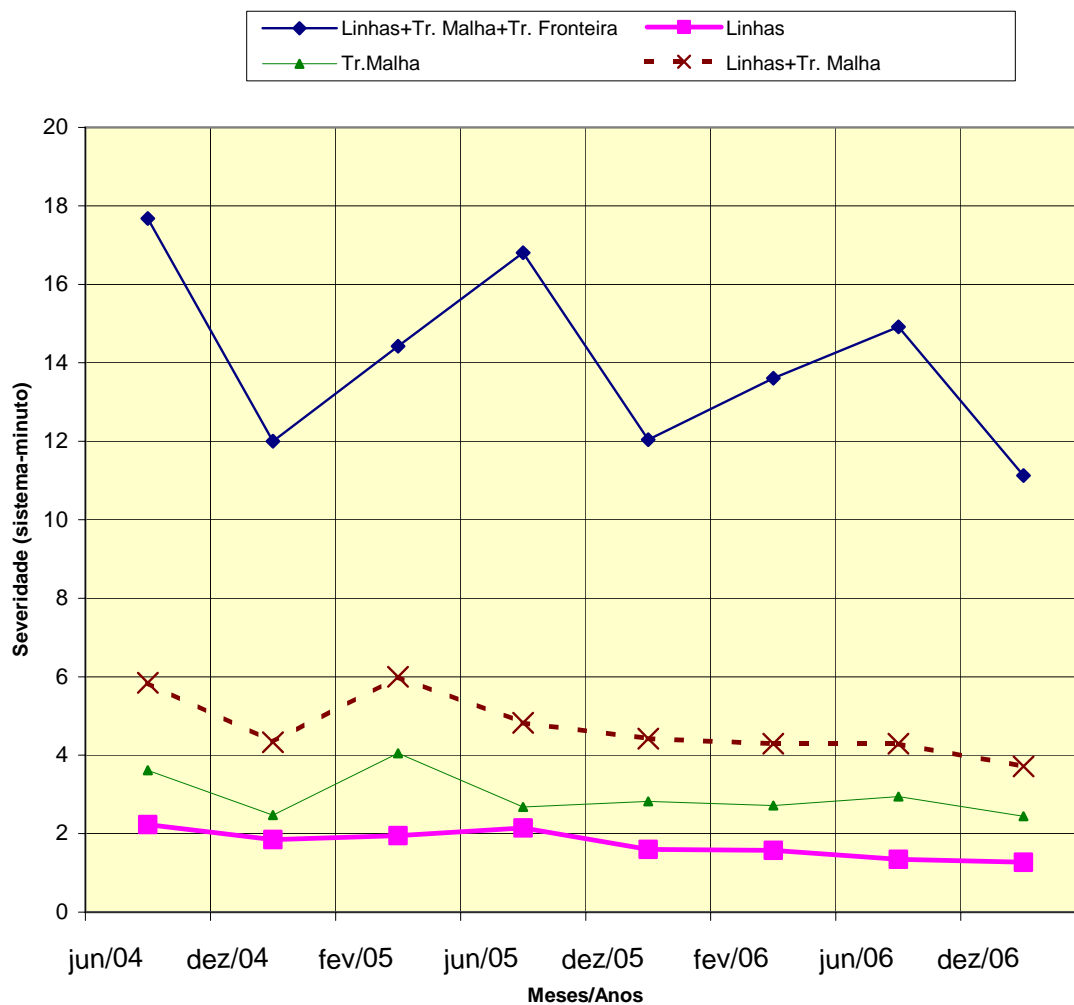
Figura 5-1 – Evolução do Risco de Referência da Rede Básica Brasileira através da Severidade

SEV GLOBAL	2004		2005			2006		
Caso	jun/04	dez/04	fev/05	jun/05	dez/05	fev/06	jun/06	dez/06
Linhas + Tr. Malha + Tr. Fronteira	17,68	12,00	14,42	16,80	12,04	13,61	14,92	11,12
Carga Global (MW)	54351,54	52755,56	53770,91	56461,34	54757,58	56119,43	58627,94	56940,03



Figura 5-2 –Identificação das Origens dos Riscos da Rede Elétrica

Mês/Ano	jun/04	dez/04	fev/05	jun/05	dez/05	fev/06	jun/06	dez/06
Linhas+Tr. Malha+Tr. Fronteira	17,68	12,00	14,42	16,80	12,04	13,61	14,92	11,12
Linhas	2,23	1,85	1,95	2,15	1,60	1,57	1,35	1,27
Tr.Malha	3,61	2,48	4,05	2,68	2,83	2,72	2,94	2,44
Linhas+Tr. Malha	5,84	4,33	6,00	4,83	4,42	4,29	4,29	3,72



6 Sumário dos problemas visualizados na operação dos Transformadores de Fronteira Rede Básica - Rede de Distribuição

Foram identificadas 28 subestações, cerca de 11% das SEs integrantes da Rede Básica atualmente, onde já ocorre, ou está prevista para ocorrer, sobrecarga em condições normais de operação, relacionados na Tabela 6-1. Para solucionar esses problemas devem ser tomadas medidas urgentes..

Tabela 6-1 – Locais onde é prevista sobrecarga em condições normais de operação

SUBESTAÇÃO	UF	1º ANO COM SOBRECARGA
SE BANABUIÚ – 230/69 kV – 2x33 MVA	CE	Dez/2006
SE PICI – 230/69 kV – 2x100 MVA	CE	Jun/2005 ⁽¹⁾
SE VITÓRIA 345/138 kV – 4X225 MVA	ES	Jun/2007 ⁽¹⁾
SE XAVANTES 230/138 kV – 3X150 MVA	GO	Jun/2007 ⁽¹⁾
SE POÇOS DE CALDAS 345/138 kV – 4X150 MVA	MG	Jun/2005 ⁽¹⁾
SE ANASTÁCIO - 230/138 kV – 1X75 MVA	MS	Jun/2005 ⁽¹⁾
SE BOM NOME – 230/69 kV – 2x100 MVA	PE	Dez/2006
SE BONGI – 230/13,8 kV – 2x40 MVA	PE	Dez/2005
SE TERESINA – 230/69 kV – 3x100 MVA	PI	Dez/2007
SE CAMPO BOM – 230/23 kV – 50 MVA	RS	Fev/2006
SE CHARQUEADAS - 230/69 kV – 86 MVA	RS	Jun/2005 ⁽¹⁾
SE CIDADE INDUSTRIAL - 230/23 kV – 2X50 MVA	RS	Fev/2006
SE PORTO ALEGRE 8 – 230/69 kV – 83 MVA	RS	Fev/2007
SE PORTO ALEGRE 9 – 230/13 kV – 60 MVA	RS	Fev/2006
SE PORTO ALEGRE 9 – 230/69/13 kV – 165 MVA	RS	Fev/2006
SE SÃO BORJA – 230/69 kV – 1x50 MVA	RS	Fev/2007
SE MASCARENHAS DE MORAES - 345/138 kV – 150 MVA	SP	Jun/2005 ⁽¹⁾
SE AGUA VERMELHA 440/138 kV – 300 MVA	SP	Jun/2007
SE BAIXADA SANTISTA – 345/88 kV – 2x400 MVA	SP	Dez/2007
SE BOM JARDIM – 440/138 kV – 1x150 MVA	SP	Jun/2005 ⁽¹⁾
SE BOTUCATU – 230/138 kV – 3x75 MVA	SP	Jun/2005 ⁽¹⁾

SUBESTAÇÃO	UF	1º ANO COM SOBRECARGA
SE CABREÚVA – 440/138 kV – 1x150 MVA	SP	Jun/2007
SE CAMPINAS – 345/138 kV – 4x150 MVA	SP	Jun /2005 ⁽¹⁾
SE CAPIVARA – 440/138 kV – 1x150 MVA	SP	Jun /2005 ⁽¹⁾
SE JUPIÁ – 440/138 kV – 1x150 MVA	SP	Jun /2005 ⁽¹⁾
SE JURUMIRIM – 230/138 kV – 2x75 MVA	SP	Jun /2005 ⁽¹⁾
SE PIRITUBA – 230/88 kV – 4x150MVA	SP	Jun /2006
SE SANTA BÁRBARA – 440/138 kV – 3x300 MVA	SP	Jun/2005 ⁽¹⁾

Obs.: (1) Indicada a data mais cedo analisada neste PAR. O problema pode acontecer atualmente.

Em 96 SEs (38% das subestações), a perda de um transformador provocou carregamentos acima da capacidade nominal dos trafos remanescentes. Ressalta-se, ainda, o caso de 48 subestações (19% do total) que contam com apenas um transformador, cuja indisponibilidade implica em, no mínimo, corte temporário de toda a carga atendida.

Para os casos em que foram identificadas sobrecargas em condições de contingência, deverá ser estudada a implantação de esquema especiais de alívio de carga ou geração para preservar os equipamentos remanescentes, até a viabilização de reforço no sistema.

Conforme determinam as Resoluções 067/04 e 068/04, o ONS deverá revisar o presente documento, incorporando a proposta de ampliações e reforços para os transformadores de fronteira e para as Demais Instalações de Transmissão – DITs

7 Sistemas Radiais

Foi criado em 2003 um grupo de trabalho, do qual participam o ONS, o CCPE e as Transmissoras e as Distribuidoras das regiões Norte, Nordeste e Centro-Oeste, com o objetivo de avaliar alternativas de evolução para os sistemas radiais. Esse grupo, chamado GT – Sistemas Radiais, desenvolveu as seguintes linhas de trabalho:

- a) avaliação da regra de decisão para indicação de reforços em sistemas radiais estabelecida nos Procedimentos de Rede;
- b) questões institucionais: impacto dos radiais nos indicadores da distribuição e na tarifa de uso do sistema de transmissão; e
- c) alternativas de expansão dos sistemas radiais.

O GT – Sistemas Radiais elaborou o Documento “Expansão dos Sistemas Radiais Existentes na Rede Básica”, cujas principais recomendações são apresentadas a seguir:

- a) Revisar o Módulo 4 dos Procedimentos de Rede, considerando uma nova proposta de critérios e procedimentos para a caracterização da necessidade de expansão de sistemas radiais, substituindo a viabilidade econômica como regra de decisão vigente. Essa proposta levará em conta o desempenho dos pontos de controle localizados nos sistemas radiais da Rede Básica, através dos Indicadores de continuidade e de valores preditivos de índices de confiabilidade;
- b) Dar continuidade aos estudos de planejamento de longo prazo para determinar as alternativas estruturais de expansão dos sistemas radiais tratados pelo grupo de trabalho, a saber:

Tabela 7-1 – Sistemas Radiais a serem considerados nas análises

SISTEMAS RADIAIS	UF
Tramoeste (LT 230 kV Tucuruí – Altamira – Transamazônica – Rurópolis)	PA
Carajás (LT 230 kV Marabá – Carajás) – (*)	PA
Porto Franco (LT 230 kV Imperatriz – Porto Franco)	MA
Picos (LT 230 kV São João do Piauí – Picos)	PI
Penedo (LT 230 kV Rio Largo II – Penedo)	AL
Brumado II (LT 230 kV Funil – Brumado II)	BA
Barreiras (LT 230 kV Bom Jesus da Lapa – Barreiras)	BA

SISTEMAS RADIAIS	UF
Sinop, Sorriso, Lucas do Rio Verde e Nova Mutum. (LT 230 kV Nobres – Nova Mutum – Lucas do Rio Verde – Sorriso – Sinop)	MT

- c) Contemplar no PAR 2005-2007 medidas que resultem em melhor desempenho das instalações da Rede Básica que atendem a Rurópolis e Sinop. Especificamente, devem ser consideradas adequações no barramento de 500 kV SE Tucuruí e de melhorias na LT 230 kV Coxipó – Nobres – Nova Mutum – Lucas do Rio Verde – Sorriso – Sinop. *Observa-se que esta recomendação foi atendida, tendo os reforços citados sido incluídos neste Par 2005-2007.*

8 Adequações de subestações em derivação (“tapes”)

Com base na experiência adquirida na apuração de indicadores de continuidade, atendendo ao determinado pela resolução Aneel 24/2000, e no Grupo de Trabalho sobre Sistemas Radiais, foi proposto um procedimento para priorizar a adequação de subestações que atualmente são ligadas em derivação (“tape”), situação não conforme com os Procedimentos de Rede vigentes. Com base nesta metodologia, foram selecionadas aquelas consideradas mais críticas do ponto de vista de desempenho da continuidade, sendo recomendada a sua implantação.

9 Resumo da Proposta de Ampliações e Reforços na Rede Básica Necessários até 2007

As figuras deste item resumem os acréscimos de linhas de transmissão e de capacidade de transformação resultante da proposta de ampliações e reforços apresentada neste PAR 2005/2007. Nesse resumo, são contempladas também as instalações cuja concessão já foi equacionada, por meio de autorização ou de licitação, e que estão relacionadas no item 3.2 deste documento.

Em função de seu objetivo, as tabelas aqui apresentadas distinguem-se daquelas dos itens anteriores por considerarem como referência de data não mais a “data de necessidade”, mas a data limite de entrada em operação constante do ato autorizativo, do CPST, dos editais de licitação ou, no caso de nenhum destes existir, a data considerada como passível da obra ser concluída. Para os empreendimentos relacionados no Programa de Licitação da Concessão de Linhas de Transmissão da Aneel, o prazo para implantação de uma linha de transmissão foi estimado em 31 meses, para instalações em 500 kV, e 27 meses, nos casos de 230 kV, a partir da publicação do edital de licitação. Esses prazos são derivados da experiência obtida com os processos licitatórios já realizados pela Aneel.

Para as instalações ainda não contempladas no Programa de Licitação da Concessão de Linhas de Transmissão da Aneel, na avaliação da data provável de entrada em operação, além desses prazos, foi acrescentado ainda o intervalo correspondente à preparação do edital de licitação, aqui estimado em 6 meses.

No caso de reforços em transformação ainda não autorizados, supôs-se um prazo de 18 meses para a entrada em operação após o ato autorizativo.

As figuras a seguir resumem as ampliações e os reforços propostos para o período 2005 a 2007, na forma de acréscimos de quilômetros de linha de transmissão e de MVA de transformadores.

Observa-se da Figura 9-1 que, do total de 10.571 km propostos neste PAR, 4.752 km (45%) já têm a concessão equacionada, enquanto que 5.769 km (55%) ainda não foram objeto de licitação ou de autorização.

Quanto à capacidade de transformação, a Figura 9-2 mostra que 8.841 MVA, 47% do total de 18.753 MVA incluídos neste, contam com a concessão equacionada, restando 9.937 MVA (53%) para autorizar ou licitar.

Figura 9-1 Acréscimo de linhas de transmissão (km)

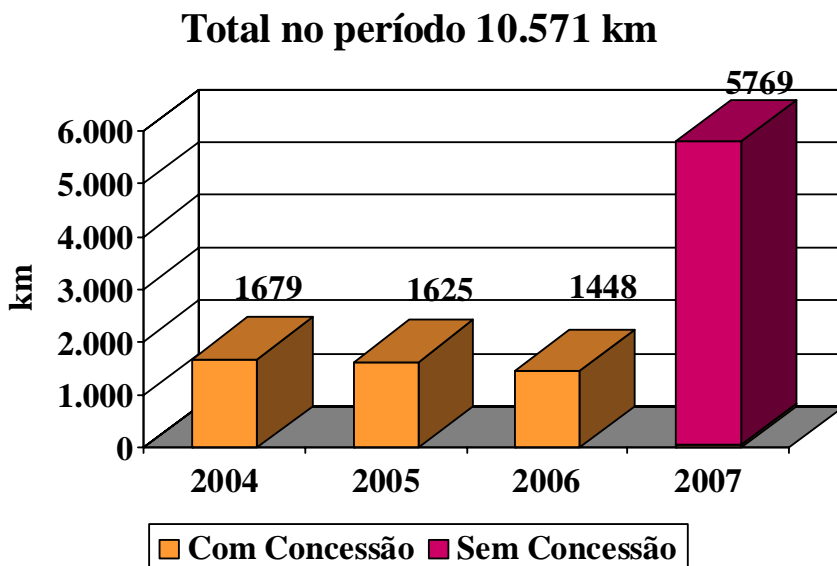
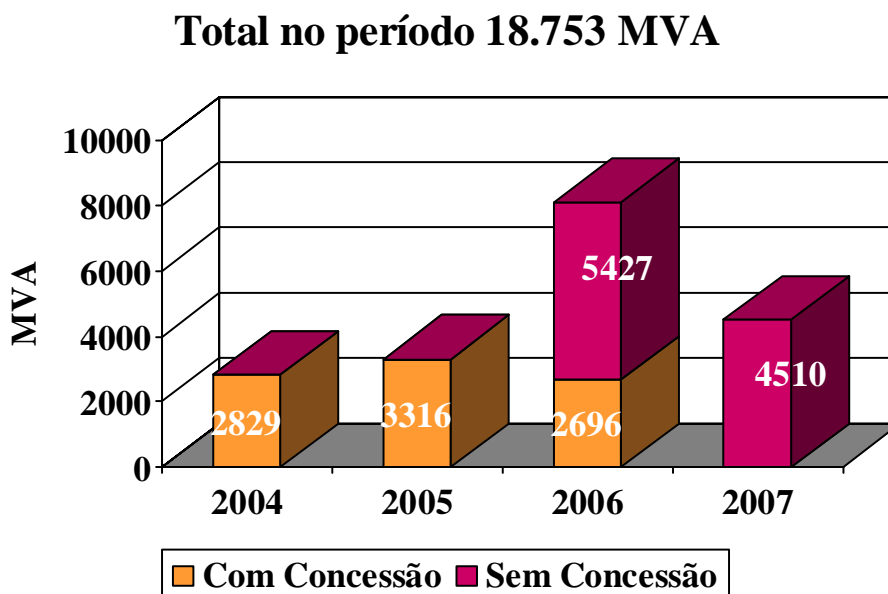


Figura 9-2 Acréscimo de capacidade de transformação (MVA)



A) Estimativa de Investimento Associado às Ampliações e aos Reforços Propostos

A implantação das obras propostas neste PAR representa um investimento estimado: em cerca de R\$ 6,6 bilhões, sendo R\$ 4,5 bilhões em linhas de transmissão e R\$ 2,1 bilhões em subestações, em valores de junho de 2002. Valores calculados tendo por base o documento “Referência de Custos – LTs e SEs de AT e EAT”, emitido pela ELETROBRAS, em Junho de 2002

Atualizando para junho de 2004 pela variação do IGP-M, a necessidade de investimento fica em R\$ 9,2 bilhões (R\$ 6,3 bi em linhas de transmissão e R\$ 2,9 bilhões em reforços de subestações).

10 ANEXO 1 – Condições de Atendimento da Rede Básica

A avaliação do desempenho elétrico do SIN neste PAR 2005-2007 foi realizada com base nos seguintes parâmetros de controle:

- a) estabilidade;
- b) controle de tensão;
- c) carregamento de linhas de transmissão, transformadores e outros equipamentos;
- d) circuitos ou equipamentos singelos;
- e) superação da capacidade de interrupção de disjuntores; e
- f) geração térmica.

A partir da análise de cada um desses parâmetros de controle foram identificadas as situações de não conformidade com os procedimentos e critérios estabelecidos nos Procedimentos de Rede. Essas situações são descritas neste Anexo 1, organizadas por gravidade, de acordo com os conceitos apresentados no item 2.

Observa-se que, salvo casos específicos, a data indicada nas tabelas deste Anexo, a partir da qual se verifica o problema, corresponde à primeira ocorrência no horizonte deste PAR: junho de 2005 a dezembro de 2007.

10.1 Gravidade 2 – corte de carga em contingência simples

Tabela 10.1-1 – PAR 2005 – 2007: Problemas de Gravidade 2

PROBLEMA	SOLUÇÃO / PROVIDÊNCIA
<p>Local: RS, áreas atendidas pela SE Caxias e pela SE Gravataí</p> <p>Subtensão, a partir de fev/06, na carga média (verão), na perda de uma das LTs 525 kV Itá - Gravataí, Itá - Caxias ou Campos Novos – Caxias.</p>	<p>Agilizar a outorga da concessão e a implantação de:</p> <ul style="list-style-type: none"> – SE Pólo 525/230 kV e obras de integração à rede de 230 kV – LT 525 kV Campos Novos – Pólo – BC 230 kV – 100 Mvar na SE Campo Bom
<p>Local: Norte do PR, atendido pela SE Londrina 525/230 kV</p> <p>Subtensão, a partir de jun/05, na carga pesada, na perda da LT 525 kV Ivaiporã - Londrina C1</p>	<p>Agilizar a outorga da concessão e a implantação de:</p> <ul style="list-style-type: none"> – LT 525 kV Ivaiporã - Londrina C2
<p>Local: Área Leste de SC</p> <p>Subtensão, a partir de fev/06, na carga média (verão), quando da perda da LT 525 kV Campos Novos – Blumenau.</p> <p>Com despacho mínimo na UTE Jorge Lacerda</p>	<p>Agilizar a outorga da concessão e a implantação de:</p> <ul style="list-style-type: none"> – LT 525 kV Campos Novos - Blumenau C2
<p>Local: Região Metropolitana de Porto Alegre</p> <p>Sobrecarga (28%) nos transformadores 525/230 kV da SE Gravataí remanescentes , a partir de fev/06, nas condições de carga média (verão) e pesada (inverno), quando da perda do TR-1 525/230 kV de Gravataí</p>	<p>Agilizar a outorga da concessão e a implantação de:</p> <ul style="list-style-type: none"> – SE Pólo 525/230 kV - 3X672 MVA e obras de integração à rede de 230 kV

Tabela 10.1-1 – PAR 2005 – 2007: Problemas de Gravidade 2 (continuação)

PROBLEMA	SOLUÇÃO / PROVIDÊNCIA
<p>Local: Norte do PR, atendido pela SE Londrina 525/230 kV</p> <p>Sobrecarga (até 17%) no transformador 525/230 kV da SE Londrina remanescente, a partir de jun/05, na carga pesada, quando da perda de um dos AT dessa subestação</p>	<p>Agilizar a outorga da concessão e a implantação de:</p> <ul style="list-style-type: none"> – 3º AT 525/230 kV Londrina
<p>Local: RS, área atendida a partir da SE Santa Maria 3</p> <p>Subtensão, a partir de fev/06, na carga média (verão), na perda da LT 230 kV Santa Maria 3 - D. Francisca.</p> <p>Com geração reduzida nas UHEs do RS. A ausência da UTE Uruguaiana agrava o problema</p>	<p>Agilizar a outorga da concessão e a implantação de:</p> <ul style="list-style-type: none"> – LT 230 kV D. Francisca - Santa Maria 3 C2
<p>Local: Oeste do RS, área atendida a partir da SE Uruguaiana 5</p> <p>Subtensão, a partir de fev/06, na carga média (verão), na perda da LT 230 kV UTE Uruguaiana - Uruguaiana 5. O despacho da UTE Uruguaiana agrava o problema</p>	<p>Implantar compensação reativa na distribuição e na Rede Básica (a dimensionar)</p>
<p>Local: RS, SE Santa Cruz 1</p> <p>Subestação atualmente atendida em derivação (tape)</p>	<p>Agilizar a outorga da concessão e a implantação de:</p> <ul style="list-style-type: none"> – adequação do setor de 230 kV da SE Santa Cruz 1 – seccionamento da LT 230 kV Itaúba – Charqueadas em Santa Cruz 1 – Banco de capacitores de 40 Mvar no 230 kV de Santa Cruz 1 <p>Implantar compensação reativa na distribuição - 10 Mvar</p>

Tabela 10.1-1 – PAR 2005 – 2007: Problemas de Gravidade 2 (continuação)

PROBLEMA	SOLUÇÃO / PROVIDÊNCIA
<p>Local: RS, SE Lajeado 2</p> <p>Subestação atualmente atendida em derivação (tape)</p>	<p>Agilizar a outorga da concessão e a implantação de:</p> <ul style="list-style-type: none"> – adequação do setor de 230 kV da SE Lajeado 2 – seccionamento da LT 230 kV Passo Real – Cidade Industrial em Lajeado 2 <p>Implantar compensação reativa na distribuição - 7 Mvar</p>
<p>Local: RS, SEs Eldorado, Guaíba 2 e Camaquã</p> <p>As subestações Eldorado e Guaíba 2 são atualmente atendidas em derivação (tapes)</p> <p>A partir de fev/06, na condição de carga média (verão), a perda da LT 230 kV Porto Alegre 9 - Eldorado ou da LT 230 kV Eldorado - Guaíba 2 provoca subtensão</p>	<p>Agilizar a outorga da concessão e a implantação de:</p> <ul style="list-style-type: none"> – LT 230 kV Porto Alegre 9 - Camaquã <p>Implantar compensação reativa na distribuição - 6 Mvar</p>
<p>Local: Região Metropolitana de Porto Alegre</p> <p>Sobrecarga (até 64%) nas LTs 230 kV Cidade Industrial - Porto Alegre 9 e Cidade Industrial - Canoas - Porto Alegre 9, a partir de fev/06, na carga média (verão), quando da perda das LTs 230 kV Cidade industrial - Canoas - Porto Alegre 9 ou Cidade industrial - Porto Alegre 9</p>	<p>Agilizar a outorga da concessão e a implantação de:</p> <ul style="list-style-type: none"> – LTs 230 kV Pólo - Porto Alegre 9 e Porto Alegre 9 - Porto Alegre 8
<p>Local: Região Metropolitana de Porto Alegre</p> <p>Sobrecarga (até 10%) nas LTs 230 kV Gravataí 2 - Porto Alegre 10 e Porto Alegre 6 - Porto Alegre 4, a partir de fev/06, na carga média (verão), quando da perda das LTs 230 kV Cidade industrial - Canoas - Porto Alegre 9 ou Cidade industrial - Porto Alegre 9</p>	<p>Agilizar a outorga da concessão e a implantação de:</p> <ul style="list-style-type: none"> – LT 230 kV Porto Alegre 9 - Porto Alegre 4 (associada à SE Pólo)

Tabela 10.1-1 – PAR 2005 – 2007: Problemas de Gravidade 2 (continuação)

PROBLEMA	SOLUÇÃO / PROVIDÊNCIA
<p>Local: Região Metropolitana de Porto Alegre</p> <p>Sobrecarga (até 45%) nas LTs 230 kV Gravataí 2 - Cidade Industrial e UTE Canoas - Cidade Industrial, a partir de fev/06, na condição de carga média (verão), quando da perda de circuitos entre Gravataí 2 e Cidade Industrial.</p> <p>Esse problema também ocorre na condição de geração reduzida no RS, sem importação da Argentina na perda de LT 525 kV Itá - Santo Ângelo, LTs 230 kV Alegrete 2 - Livramento, Livramento - Bagé, Bagé - P. Médici, Alegrete - Santa Maria 3, Santo Ângelo - Santo Ângelo 2, Pelotas 3 - Cidade Industrial, Scharlau - Charqueadas ou Scharlau – Farroupilha.</p> <p>Geração reduzida no RS, na UTE Canoas e baixa importação por Garabi agravam o problema</p>	<p>Agilizar a outorga da concessão e a implantação de:</p> <p>– SE Pólo 525/230 kV e sistema de integração ao 230 kV associado.</p>
<p>Local: RS, área de influência da LT 230 kV Itaúba – Santa Cruz 1 - Charqueadas</p> <p>Sobrecarga (até 3%) na LT 230 kV Itaúba - Santa Cruz 1, a partir de fev/07, na carga média (verão), na perda da LT 230 kV Itaúba - Pólo Petroquímico e com geração elevada no RS</p>	<p>Agilizar a outorga da concessão e a implantação de:</p> <p>– SE Pólo 525/230 kV e sistema de integração ao 230 kV associado.</p>
<p>Local: RS, área de influência da LT 230 kV Passo Real - Venâncio Aires</p> <p>Sobrecarga (até 7%) na LT 230 kV Passo Real - Venâncio Aires, a partir de fev/06, na carga média (verão), quando da perda das LTs 230 kV Itaúba - Santa Cruz 1, Itaúba - Pólo Petroquímico ou Passo real - Lajeado 2 - Cidade Industrial, com geração elevada no RS</p>	<p>Agilizar a outorga da concessão e a implantação de:</p> <p>– SE Pólo 525/230 kV e sistema de integração ao 230 kV associado.</p>
<p>Local: Região Metropolitana de Porto Alegre e Serra Gaúcha</p> <p>Sobrecarga (até 73%) na LT 230 kV Caxias - Campo Bom, a partir de fev/06, na carga média (verão), quando da perda da LT 525 kV Caxias – Gravataí.</p> <p>A geração reduzida no RS agrava o problema</p>	<p>Agilizar a outorga da concessão e a implantação de:</p> <p>– SE Pólo 525 /230 kV</p> <p>– recapacitação dos circuitos 230 kV Caxias - Campo Bom</p>

Tabela 10.1-1 – PAR 2005 – 2007: Problemas de Gravidade 2 (continuação)

PROBLEMA	SOLUÇÃO / PROVIDÊNCIA
<p>Local: Serra Gaúcha</p> <p>Sobrecarga (até 16%) na LT 230 kV Caxias – Farroupilha, a partir de jun/05, nas condições de carga média e pesada (inverno), quando da perda da LT 525 kV Caxias – Gravata, com geração elevada no RS</p>	<p>Agilizar a outorga da concessão e a implantação de:</p> <ul style="list-style-type: none"> – LT 230 kV Caxias - Caxias 5
<p>Local: Serra Gaúcha</p> <p>Sobrecarga (até 53%) na LT 230 kV Farroupilha - Caxias 5, a partir de jun/06, nas condições de carga média e pesada (inverno), na perda da LT 525 kV Campos Novos - Blumenau C1</p>	<p>Agilizar a outorga da concessão e a implantação de:</p> <ul style="list-style-type: none"> – LT 525 kV Campos Novos - Blumenau C2 – LT 230 kV Caxias - Caxias 5
<p>Local: Norte de SC, área atendida a partir da SE Canoinhas</p> <p>Subtensão, a partir de fev/06, na carga média (verão), quando da perda da LT 230 kV São Mateus - Canoinhas</p>	<p>Agilizar a outorga da concessão e a implantação de:</p> <ul style="list-style-type: none"> – LT 230 kV São Mateus - Canoinhas C2
<p>Local: Leste de SC</p> <p>Sobrecarga (até 42%) na LT 230 kV Blumenau – Itajaí, a partir de jun/05, nas condições de carga média e pesada, quando da perda de um dos dois circuitos da LT 230 kV Blumenau – Itajaí, com intercâmbio Sul - Sudeste superior a 3.500 MW</p>	<p>Agilizar a outorga da concessão e a implantação de:</p> <ul style="list-style-type: none"> – recapacitação da LT 230 kV Blumenau - Itajaí C1/C2 para 350 MVA
<p>Local: Rede de 230 kV do norte do Paraná (Apucarana, Maringá, Sarandi e Campo Mourão)</p> <p>Subtensão, a partir de jun/06, na carga pesada (inverno), na perda da LT 230 kV Apucarana – Londrina. O intercâmbio Sudeste - Sul agrava o problema</p>	<p>Requer solução estrutural</p>
<p>Local: Norte do PR</p> <p>Sobrecarga (até 45%) na LT 230 kV Apucarana – Londrina, a partir de jun/05, nas condições de carga pesada e média (inverno e verão), quando da perda da LT 230 kV Maringá - Londrina ou da LT 230 kV Londrina (Eletrosul) - Londrina (Copel). O intercâmbio Sudeste - Sul agrava o problema</p>	<p>Requer solução estrutural</p>

Tabela 10.1-1 – PAR 2005 – 2007: Problemas de Gravidade 2 (continuação)

PROBLEMA	SOLUÇÃO / PROVIDÊNCIA
<p>Local: Norte do PR</p> <p>Sobrecarga (até 24%) na LT 230 kV Maringá – Londrina, a partir de jun/05, nas condições de carga pesada e média (inverno e verão), quando da perda da LT 230 kV Apucarana - Londrina (Eletrosul). O intercâmbio Sudeste - Sul agrava o problema</p>	<p>Requer solução estrutural</p>
<p>Local: Vale do Paraíba do Sul, áreas atendidas a partir das SEs Aparecida e Santa Cabeça</p> <p>Subtensão, a partir de jun/05, na carga pesada, quando da perda da LT 230 kV Taubaté - Aparecida</p>	<p>Requer solução estrutural</p>
<p>Local: Grande São Paulo, área atendida a partir de Embu – Sul</p> <p>Sobrecarga (até 17%), a partir de jun/05, nas condições de carga pesada e média, quando da perda da LT 345 kV Baixada - Sul</p>	<p>Requer solução estrutural</p>
<p>Local: SP, áreas atendidas a partir da SE Nordeste</p> <p>Sobrecarga (até 6%) na LT 345 kV Guarulhos - Nordeste ou na LT 345 kV Mogi – Nordeste, a partir de jun/05, na carga pesada, quando da perda da LT 345 kV Mogi - Nordeste ou da LT 345 kV Guarulhos – Nordeste, respectivamente</p>	<p>Agilizar a outorga da concessão e a implantação de: – LT 345 kV Itapeti – Nordeste C1</p>
<p>Local: Vale do Paraíba do Sul</p> <p>Sobrecarga (até 71%) nas LTs 230 kV Mogi – São José C1, Mogi – São José C2, Mogi – Mogi (Cteep) e Taubaté – Aparecida, a partir de jun/05, nas condições de carga pesada e média, quando da perda da LT 230 kV Mogi – São José C1, LT 230 kV Mogi – São José C2, transformador 440/230 kV da SE Taubaté, transformador 345/230 kV da SE Itapeti ou LT 500 kV Taubaté – Cachoeira Paulista</p>	<p>Requer solução estrutural</p>

Tabela 10.1-1 – PAR 2005 – 2007: Problemas de Gravidade 2 (continuação)

PROBLEMA	SOLUÇÃO / PROVIDÊNCIA
<p>Local: São Paulo</p> <p>Sobrecarga (até 42%) no circuito remanescente, a partir de jun/05, nas condições de carga pesada e média, quando da perda de um dos circuitos da LT 230 kV Edgard de Souza – Pirituba</p>	<p>Agilizar a implantação da</p> <p>– SE Anhangüera (nova) 345/230/88 kV</p>
<p>Local: Áreas atendidas a partir das SEs Capão Bonito e Jurumirim</p> <p>Sobrecarga (até 39%) na transformação 230/138 kV da SE Jurumirim, a partir de jun/05, nas condições de carga pesada e média, na perda da LT 230 kV Botucatu - Capão Bonito, LT 230 kV Jurumirim – Avaré, LT 230 kV Avaré – Botucatu ou da LT 230 kV Chavantes – Botucatu (C1 ou C2)</p>	<p>Agilizar a implantação da</p> <p>– troca dos ATs 230/138 kV de 75 MVA por 150 MVA na SE Jurumirim</p>
<p>Local: SP, área atendida a partir da SE Salto Grande</p> <p>Subestação atendida em derivação (tape)</p>	<p>Adequação da SE será tratada nos próximos ciclos do PAR</p>
<p>Local: SP, área atendida a partir da SE Oeste</p> <p>Subestação atendida em derivação (tape)</p>	<p>Agilizar a implantação da</p> <p>– adequação da SE Oeste e seccionamento da linha Bauru - Embu Guaçu</p>
<p>Local: Área Norte de MG</p> <p>Subtensão e sobrecarga na rede de 138 kV, a partir de jun/05, na condição de carga média (horário de máxima carga na região), na perda da LT 345 kV Três Marias - Várzea da Palma, independente do despacho das usinas externas à área</p>	<p>Agilizar a implantação da</p> <p>– UHE Irapé e Montes Claros - Irapé</p>
<p>Local: MG, área atendida a partir das SE Juiz de Fora, Itutinga e Barbacena</p> <p>Sobrecarga na rede de 138 kV, a partir de jun/05, na condição de carga pesada, na perda da LT 345 kV Barbacena - Juiz de Fora ou da LT 345 kV Furnas - Pimenta</p>	<p>Agilizar a outorga da concessão e a implantação de:</p> <p>– LT 345 kV Itutinga - Juiz de Fora</p>

Tabela 10.1-1 – PAR 2005 – 2007: Problemas de Gravidade 2 (continuação)

PROBLEMA	SOLUÇÃO / PROVIDÊNCIA
<p>Local: Área Leste de MG</p> <p>Subtensão e sobrecarga (até 6%) nas linhas 230 kV Taquaril - Itabira C1/C2 e 230 kV Taquaril - Barão de Cocais, a partir de jun/05, na carga pesada, quando da perda da LT 500 kV Neves 1 - Vespasiano 2 ou da LT 500 kV Vespasiano 2 – Mesquita.</p> <p>Esse problema ocorre na condição de fluxos elevados na interligação Norte/Sul (do Norte para o Sudeste acima de 2.000 MW), baixa geração térmica no RJ e baixa geração na área leste</p> <p>A mudança de defasagem de -30° para zero no transformador 230/138 kV da SE Mascarenhas agrava o problema (sobrecarga até 29%)</p>	<p>Agilizar a implantação de :</p> <ul style="list-style-type: none"> – UHE Aimorés, – LT 230 kV UHE Aimorés – Mascarenhas C2 <p>Agilizar a outorga da concessão e a implantação de:</p> <ul style="list-style-type: none"> – SE Araçuaí 345/138 kV – LT 345 kV Araçuaí – Irapé – AT 345/230 kV na SE Irapé
<p>Local: MG, área atendida a partir da SE Timóteo</p> <p>Subestação atendida em derivação (tape)</p>	<p>Adequação da SE será tratada nos próximos ciclos do PAR</p>
<p>Local: Distrito Federal</p> <p>Sobrecarga no circuito remanescente, pode ocorrer atualmente, na perda de um dos circuitos entre Brasília Sul - Samambaia</p>	<p>Implantar obras da CEB e CELG (remanejamento de carga de Brasília Sul para Samambaia) e UHE Corumbá IV</p>
<p>Local: Rede de 230 kV de GO</p> <p>Sobrecarga (até 22%) na LT 230 kV Anhanguera – Bandeirantes, pode ocorrer atualmente, na carga pesada, quando da perda de um dos circuitos Anhanguera – Bandeirantes. Fluxos elevados do Norte para o Sul agravam o problema</p>	<p>A capacidade operativa da linha está sendo reavaliada na revisão do CPST. A definição da necessidade de reforços estruturais deverá ser feita após conclusão desse processo.</p>
<p>Local: Rede de 230 kV de GO</p> <p>Sobrecarga (até 29%) na LT 230 kV Bandeirantes – Xavantes, pode ocorrer atualmente, na perda da LT 230 kV Anhanguera - Goiânia Leste ou de um dos circuitos 230 kV Bandeirantes – Xavantes. Fluxos elevados do Norte para o Sul agravam o problema</p>	<p>A capacidade operativa da linha está sendo reavaliada na revisão do CPST. A definição da necessidade de reforços estruturais deverá ser feita após conclusão desse processo.</p>

Tabela 10.1-1 – PAR 2005 – 2007: Problemas de Gravidade 2 (continuação)

PROBLEMA	SOLUÇÃO / PROVIDÊNCIA
<p>Local: Rede de 230 kV de GO</p> <p>Sobrecarga (até 28%) na LT 230 kV Anhanguera - Goiânia Leste, pode ocorrer atualmente, na perda da LT 230 kV Bandeirantes – Xavantes. Fluxos elevados do Norte para o Sul agravam o problema</p>	<p>A capacidade operativa da linha está sendo reavaliada na revisão do CPST. A definição da necessidade de reforços estruturais deverá ser feita após conclusão desse processo.</p>
<p>Local: : Rede de 230 kV de GO</p> <p>Sobrecarga (até 24%) na LT 230 kV Anhanguera - Goiânia Leste, pode ocorrer atualmente, na perda da LT 230 kV Brasília Sul - Brasília Geral. Fluxos elevados do Norte para o Sul agravam o problema</p>	<p>Agilizar a outorga da concessão e a implantação de:</p> <p>– Seccionamento da LT 230 kV Xavantes – Brasília Geral na SE Brasília Sul</p>
<p>Local: Rede de 230 kV de GO</p> <p>Sobrecarga (até 29%) na LT 230 kV Xavantes – Pirineus, a partir da entrada em operação da SE Pirineus, quando da perda da LT 345 kV Brasília Sul - Brasília Geral</p>	<p>Agilizar a outorga da concessão e a implantação de:</p> <p>– Seccionamento da LT 230 kV Xavantes – Brasília Geral na SE Brasília Sul</p>
<p>Local: GO, área atendida a partir da SE Águas Lindas</p> <p>Subestação atendida em derivação (tape)</p>	<p>Adequação da SE será tratada nos próximos ciclos do PAR</p>
<p>Local: GO, área atendida a partir da SE Palmeiras</p> <p>Subestação atendida em derivação (tape)</p>	<p>Adequação da SE será tratada nos próximos ciclos do PAR</p>
<p>Local: GO, área atendida a partir da SE Planalto</p> <p>Subestação atendida em derivação (tape)</p>	<p>Adequação da SE será tratada nos próximos ciclos do PAR</p>
<p>Local: Norte do MT</p> <p>Sistema radial: verifica-se corte de carga na perda de qualquer trecho da linha 230 kV Nobres - Sinop</p>	<p>A ser definido no âmbito do GT Sistemas radiais.</p>
<p>Local: MT, área atendida a partir da SE Nova Mutum</p> <p>Subestação atendida em derivação (tape)</p>	<p>Adequação da SE será tratada nos próximos ciclos do PAR</p>

Tabela 10.1-1 – PAR 2005 – 2007: Problemas de Gravidade 2 (continuação)

PROBLEMA	SOLUÇÃO / PROVIDÊNCIA
<p>Local: MT, área atendida a partir da SE Sorriso</p> <p>Subestação atendida em derivação (tape)</p>	<p>Adequação da SE será tratada nos próximos ciclos do PAR</p>
<p>Local: Belém e Nordeste do PA</p> <p>Carregamentos elevados na LT 500 kV Tucuruí - Vila do Conde C1, a partir de dez/07, na carga média, quando da perda da LT 500 kV Tucuruí - Vila do Conde C2</p>	<p>Equacionar a outorga da concessão de:</p> <p>– Tucuruí- Vila do Conde C3</p>
<p>Local: PA, Tramoeste</p> <p>Sistema radial: verifica-se corte de carga na perda do AT 500/230 kV de Tucuruí ou de qualquer trecho da linha 230 kV Tucuruí - Altamira - Transamazônica - Rurópolis</p>	<p>A ser definido no âmbito do GT Sistemas radiais.</p>
<p>Local: PA, área atendida a partir da SE Transamazônica</p> <p>Subestação atendida em derivação (tape)</p>	<p>Adequação da SE será tratada nos próximos ciclos do PAR</p>
<p>Local: MA, área de São Luís</p> <p>Subtensão, pode ocorrer atualmente, na perda de um dos circuitos 500 kV Pres. Dutra - São Luís</p>	<p>Agilizar a implantação da</p> <p>– CE (-100,150) Mvar 230 kV em São Luís II</p>
<p>Local: MA, área atendida a partir da SE Miranda II</p> <p>Subtensão, pode ocorrer atualmente, na perda da LT 230 kV São Luís II – Miranda II</p>	<p>Agilizar a outorga da concessão e a implantação de:</p> <p>– BC 20 Mvar 230 kV na SE Miranda II e compensação reativa na distribuição</p>
<p>Local: MA, área atendida a partir das SE Imperatriz e Porto Franco</p> <p>Sistema radial: verifica-se corte de carga na perda do AT 500/230 kV de Imperatriz ou de qualquer trecho da linha 230 kV Imperatriz -Porto Franco</p>	<p>A ser definido no âmbito do GT Sistemas radiais.</p>
<p>Local: MA, área atendida a partir da SE Coelho Neto</p> <p>Subestação atendida em derivação (tape)</p>	<p>Agilizar a implantação da</p> <p>– Seccionamento da LT 230 kV Teresina - Peritoró em Coelho Neto</p>

Tabela 10.1-1 – PAR 2005 – 2007: Problemas de Gravidade 2 (continuação)

PROBLEMA	SOLUÇÃO / PROVIDÊNCIA
<p>Local: PI, área atendida a partir da SE Picos</p> <p>Sistema radial: verifica-se corte de carga na perda do AT 500/230 kV da SE Picos ou da LT 230 kV São João do Piauí - Picos</p>	<p>A ser definido no âmbito do GT Sistemas radiais.</p>
<p>Local: Região Metropolitana de Fortaleza</p> <p>Sobrecarga (até 68%) no circuito remanescente , na perda de um dos circuitos Fortaleza - Fortaleza II (pode ocorrer atualmente)</p>	<p>Agilizar a outorga da concessão e a implantação de:</p> <p>– 3º circuito Fortaleza – Fortaleza II</p>
<p>Local: Região Metropolitana de Fortaleza</p> <p>Sobrecarga (até 33%) no trafo 230/69 kV de Fortaleza e na LT 69 kV Fortaleza – Delmiro, pode ocorrer atualmente, na perda de um dos circuitos 230 kV Fortaleza – Delmiro Gouveia</p>	<p>Agilizar a outorga da concessão e a implantação de:</p> <p>– transferência do suprimento de Delmiro para Fortaleza I</p>
<p>Local: Leste do CE e oeste do RN</p> <p>Sobrecarga (até 7%) na LT 230 kV Banabuiú – Russas, a partir de dez/06, na perda da LT 230 kV Banabuiú - Mossoró II</p>	<p>Agilizar a outorga da concessão e a implantação de:</p> <p>– Banabuiú - Mossoró II C2</p>
<p>Local: Área atendida a partir da SE Coremas</p> <p>Sistema radial: verifica-se corte de carga na perda da LT 230 kV Milagres - Coremas</p>	<p>Agilizar a outorga da concessão e a implantação de:</p> <p>– Milagres - Coremas C2</p>
<p>Local: CE, área atendida a partir da SE Icó</p> <p>Subestação atendida em derivação (tape) de um circuito 230 kV Milagres - Banabuiú</p>	<p>Agilizar a outorga da concessão e a implantação de:</p> <p>– adequação SE Icó e seccionamento de outro circuito 230 kV Milagres - Banabuiú</p>
<p>Local: Rede de 230 kV de AL</p> <p>Sobrecarga na LT 230 kV Messias - Rio Largo, a partir de dez/07, nas condições de carga média e pesada, na perda de um dos circuitos Messias - Rio Largo</p>	<p>Requer solução estrutural</p> <p>Avaliar a viabilidade de recapacitar a LT 230 kV Messias - Rio Largo</p>

Tabela 10.1-1 – PAR 2005 – 2007: Problemas de Gravidade 2 (continuação)

PROBLEMA	SOLUÇÃO / PROVIDÊNCIA
<p>Local: Rede de 500 kV da área leste do Nordeste</p> <p>Sobrecarga na LT 500 kV Angelim – Messias, a partir de dez/07, nas condições de carga média e pesada, na perda da LT 500 kV Xingó - Messias</p>	<p>Requer solução estrutural</p> <p>Avaliar a viabilidade de recapacitar a LT 500 kV Angelim - Messias</p>
<p>Local: Recôncavo baiano</p> <p>Sobrecarga (até 14%) na LT 230 kV Camaçari – Cotegipe, a partir de dez/05dez/05, na perda de um dos circuitos 230 kV Camaçari - Cotegipe</p>	<p>Requer solução estrutural</p> <p>Avaliar a viabilidade de recapacitar a LT 230 kV Camaçari - Cotegipe</p>
<p>Local: Sul da BA</p> <p>Sobrecarga na LT 230 kV Funil – Eunápolis, após a integração do Consumidor Veracel, prevista para mai/05, na perda de um dos circuitos Funil - Eunápolis</p>	<p>Agilizar a outorga da concessão e a implantação de:</p> <p>– LT 230 kV Funil - Veracel</p>
<p>Local: Sul da BA</p> <p>Sobrecarga na LT 230 kV Sapeçu - Santo Antonio de Jesus, após a integração do Consumidor Veracel, prevista para mai/05, na perda de um dos circuitos Sapeçu - Funil</p>	<p>Agilizar a outorga da concessão e a implantação de:</p> <p>– seccionamento de 2ª linha 230 kV Sapeçu - Funil em Santo Antônio de Jesus e recapacitação dos dois circuitos 230 kV Sapeçu - Santo Antonio de Jesus</p>
<p>Local: BA, área atendida a partir da SE Olindina</p> <p>Subestação atendida em derivação (tape)</p>	<p>Adequação da SE será tratada nos próximos ciclos do PAR</p>
<p>Local: BA, área atendida a partir da SE Brumado</p> <p>Sistema radial: verifica-se corte de carga na perda da LT 230 kV Funil - Brumado</p>	<p>A ser definido no âmbito do GT Sistemas radiais.</p>

10.2 Gravidade 3 – Degradação da confiabilidade

Tabela 10.2-1 – PAR 2005 – 2007: Problemas de Gravidade 3

PROBLEMA	SOLUÇÃO / PROVIDÊNCIA
<p>Local: Rede de 525 kV do Sul</p> <p>Sobretensão, a partir de fev/06 (após entrada das novas LTs 525 kV na Região), nas condições de carga leve e mínima, em regime normal de operação, com intercâmbio Sul-Sudeste baixo</p>	<p>Agilizar a outorga da concessão e a implantação de:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Reatores 525 kV em Biguaçu, Campos Novos, Pólo e Santo Ângelo
<p>Local: Oeste do RS</p> <p>Sobretensão, a partir de jun/05, nas condições de carga leve e mínima, em regime normal de operação, sem UTE Uruguaiana</p>	<p>Agilizar a implantação de:</p> <ul style="list-style-type: none"> – 2 reatores manobráveis 230 kV, 30 Mvar, na SE UTE Uruguaiana – 1 reator manobrável 525 kV, 150 Mvar, na SE Santo Ângelo
<p>Local: Redes de 500 kV e 345 kV que atendem o Rio de Janeiro/Espírito Santo</p> <p>Sobretensão, a partir de jun/05, nas condições de carga leve e mínima, em regime normal de operação, com despacho elevado das térmicas da área RJ/ES</p>	<p>Agilizar a implantação de:</p> <ul style="list-style-type: none"> – reatores manobráveis de 136 Mvar/500 kV nas SE Campinas, Angra, Adrianópolis e Cachoeira Paulista
<p>Local: Rede de 440 kV de 440 kV</p> <p>Sobretensão, a partir de jun/05, nas condições e carga leve e mínima, em regime normal de operação, com despacho reduzido nas usinas ligadas ao 440 kV</p>	<p>Agilizar a implantação de:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Reator manobrável 440 kV - 180 Mvar em Araraquara e 440 kV - 90 Mvar em Sumaré
<p>Local: SP, área de influência de Ibiúna</p> <p>Sobrecarga no transformador remanescente, podendo ocorrer atualmente, nas condições de carga leve e mínima, na perda de um dos AT 500/345 de Ibiúna, com baixos intercâmbios entre os sistemas S e SE</p>	<p>Agilizar a outorga da concessão e a implantação de:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Reator manobrável 500 kV - 136 Mvar em Ibiúna

Tabela 10.2-1 – PAR 2005 – 2007: Problemas de Gravidade 3 (continuação)

PROBLEMA	SOLUÇÃO / PROVIDÊNCIA
<p>Local: Região central da cidade de São Paulo</p> <p>A indisponibilidade dos dois circuitos da LT 345 kV, circuito duplo, Interlagos – Xavantes provoca o desligamento total das SEs 345/88 kV Bandeirantes e Milton Fornasaro, que atendem cerca de 1.700 MW de carga na área da Grande São Paulo, responsáveis, inclusive, pelo centro da cidade de São Paulo. Há o risco de propagação do defeito para a rede de 230 kV, através da SE Anhangüera Provisória 345/230 kV, levando ao desligamento também das SEs Centro, Edgard de Souza e Pirituba e do consumidor CBA, em um total aproximado de 3.500 MW.</p>	<p>Agilizar a outorga da concessão e a implantação de:</p> <p>– SE Anhangüera (nova) 345/230/88 kV</p>
<p>Local: Rede de 500 kV de GO/DF</p> <p>Sobretensão, pode ocorrer atualmente, em regime normal de operação, com baixos fluxos na interligação Norte/Sul</p>	<p>Solução a ser definida junto com a interligação N/S III cujo estudo acha-se em andamento no CCPE</p>
<p>Local: Tronco de 500 kV Tucuruí – Presidente Dutra</p> <p>Sobretensão, pode ocorrer atualmente, em regime normal de operação, com baixos intercâmbios nas interligações Norte/Sul e Norte/Nordeste</p>	<p>Agilizar a outorga da concessão e a implantação de:</p> <p>– reator manobrável 180 Mvar/525 kV na SE Imperatriz</p>

10.3 Gravidade 4 – Necessidade de geração térmica devido a restrições elétricas

Tabela 10.3-1 – PAR 2005 – 2007: Problemas de Gravidade 4

PROBLEMA	SOLUÇÃO / PROVIDÊNCIA
<p>Local: Sul do RS (Pelotas e Quintas)</p> <p>Subtensão, a partir de jun/05, nas condições de carga média e pesada, quando da perda da LT 230 kV Pres. Médici – Camaquã com despacho nulo na UTE Presidente Médici</p>	<p>Agilizar a outorga da concessão e a implantação de:</p> <ul style="list-style-type: none"> – BC 230 kV - 25 Mvar na SE Quinta <p>Instalar 12 Mvar na distribuição</p>
<p>Local: Leste de SC</p> <p>Subtensão, a partir de fev/06, na carga média (verão), quando da perda da LT 230 kV Jorge Lacerda A - Jorge Lacerda B ou na indisponibilidade da máquina GG da UTE Jorge Lacerda, com despacho mínimo na UTE Jorge Lacerda</p>	<p>Agilizar a outorga da concessão e a implantação de:</p> <ul style="list-style-type: none"> – LT 230 kV Jorge Lacerda A - Jorge Lacerda B C2, – SE Biguaçu 525/230 kV – SE Biguaçu 230/138 kV – LT 230 kV Biguaçu - Palhoça
<p>Local: Região Central de MG</p> <p>Subtensão, a partir de jun/05, nas condições de carga pesada e média, na perda da LT 500 kV Emborcação - São Gotardo, LT 500 kV São Gotardo - B.Despacho ou LT 500 kV São Simão – Água Vermelha.</p> <p>Esse problema ocorre para fluxos na interligação Norte/Sul acima de 2.000 MW chegando em Serra da Mesa, despachos elevados nas usinas do Paranaíba e do Grande e despachos reduzidos nas usinas térmicas do Rio.</p> <p>Obs.: a elevação da exportação do MT. bem como as novas usinas em GO agravam o problema</p>	<p>Requer solução estrutural a ser definido junto com a expansão da Norte/Sul III cujo estudo acha-se em andamento no CCPE</p>

Tabela 10.3-1 – PAR 2005 – 2007: Problemas de Gravidade 4 (continuação)

PROBLEMA	SOLUÇÃO / PROVIDÊNCIA
<p>Local: Rio de Janeiro / Espírito Santo</p> <p>Sobrecarga (até 10%) no AT 500/345 kV as SE Adrianópolis, podendo ocorrer atualmente, na condição de carga pesada, quando da perda da LT 500 kV Adrianópolis - São José.</p> <p>Esse problema ocorre para elevado recebimento pelo Sudeste e com despacho nulo em Angra 2 e nas térmicas da área Rio</p>	<p>Agilizar a implantação de:</p> <p>– LT 345 kV Ouro Preto - Vitória</p>
<p>Local: Rio de Janeiro / Espírito Santo</p> <p>Sobrecarga (até 5%) na LT 500 kV Adrianópolis - São José, a partir de fev/06, na carga pesada, quando da perda da LT 500 kV Cachoeira Paulista – Angra.</p> <p>Esse problema ocorre com importação elevada na Norte - Sul e despacho nulo em Angra 2 e nas térmicas da área</p>	<p>Avaliar a viabilidade de recapacitar a LT 500 kV Adrianópolis – São José</p>
<p>Local: Rio de Janeiro / Espírito Santo</p> <p>Sobrecarga (até 11%) na LT 500 kV Adrianópolis - São José, a partir de fev/06, na carga pesada, quando da perda da LT 500 kV Angra - São José.</p> <p>Esse problema ocorre com despacho nulo em Angra 2 e nas térmicas da área Rio</p>	<p>Avaliar a viabilidade de recapacitar a LT 500 kV Adrianópolis – São José</p>
<p>Local: Norte Fluminense e Espírito Santo</p> <p>Subtensão no trecho em 345 kV Campos – Vitória, na carga pesada, após a entrada em operação da LT 345 kV Ouro Preto – Vitória quando da saída desta e com as térmicas ligadas à SE Macaé fora de operação</p>	<p>Agilizar a implantação de:</p> <p>– Lógica de controle de reativos do CE de Campos</p>
<p>Local: Rio de Janeiro / Espírito Santo</p> <p>Sobrecarga (até 20%) na LT 345 kV Adrianópolis - Itutinga ou na LT 345 kV Furnas – Itutinga, a partir de jun/05, na carga pesada, quando da perda de um desses circuitos.</p> <p>Esse problema ocorre para FRJ elevado, com despacho nulo em Angra 2 e nas térmicas da área</p>	<p>Avaliar a viabilidade de recapacitar as LTs 345 kV Adrianópolis – Itutinga e Furnas - Itutinga</p>

Tabela 10.3-1 – PAR 2005 – 2007: Problemas de Gravidade 4 (continuação)

PROBLEMA	SOLUÇÃO / PROVIDÊNCIA
<p>Local: Mato Grosso do Sul</p> <p>Subtensão nas redes de 230 kV e de 138 kV do estado, podendo ocorrer atualmente, nas condições de carga pesada e média, quando da perda da LT 230 kV Guaíra – Dourados, com intercâmbio Sul-Sudeste acima de 3500 MW e UTE W. Arjona com despacho inferior a 128 MW (4 unidades)</p>	<p>Agilizar a outorga da concessão e a implantação de:</p> <ul style="list-style-type: none"> – SE Porto Primavera 440/230 kV e LTs 230 kV Porto Primavera - Dourados, Porto primavera - Imbirussu
<p>Local: Região Metropolitana de Fortaleza</p> <p>Sobrecarga no AT 500/230 kV de Fortaleza II, podendo ocorrer atualmente, na perda de um dos AT 500/230 kV Fortaleza II, com recebimento pelo Nordeste acima de 1.600 MW e sem térmica no Ceará</p>	<p>Agilizar a outorga da concessão e a implantação de:</p> <ul style="list-style-type: none"> – 3º AT 500/230 kV de Fortaleza II
<p>Local: Recôncavo baiano</p> <p>Sobrecarga (até 22%) na LT 230 kV Camaçari - Jacaracanga, a partir de dez/05, quando da perda de um dos circuitos Camaçari – Jacaracanga e sem a UTE Termobahia</p>	<p>Avaliar a viabilidade de recapacitar a LT 230 kV Camaçari - Jacaracanga</p>

10.4 Gravidade 5 – Restrição de intercâmbio ou de despacho de usinas

Tabela 10.4-1 – PAR 2005 – 2007: Problemas de Gravidade 5

PROBLEMA	SOLUÇÃO / PROVIDÊNCIA
<p>Local: Área Leste de SC</p> <p>Subtensão, a partir de fev/06, na carga média (verão), quando da perda da LT 525 kV Campos Novos – Blumenau, com intercâmbio Sul-Sudeste acima de 4.000 MW</p>	<p>Agilizar a outorga da concessão e a implantação de:</p> <p>– LT 525 kV Campos Novos - Blumenau C2</p>
<p>Local: Rede de 525 kV da Região Sul</p> <p>Sobrecarga na LT 525 kV Machadinho - Campos Novos, a partir de jun/05, nas condições de carga média e pesada, quando da perda da LT 525 kV Gravataí - Itá ou da LT 525 kV Itá – Caxias, com intercâmbio Sul-Sudeste acima de 3.500 MW</p>	<p>Agilizar a implantação de:</p> <p>– LT 525 kV Machadinho - Campos Novos C2</p>
<p>Local: Rede de 525 kV da Região Sul</p> <p>Sobrecarga (até 25%) na LT 525 kV Areia-Campos Novos, a partir de jun/05, nas condições de carga média e pesada, quando da perda da LT 525 kV Itá - Salto Santiago, com intercâmbio Sudeste - Sul superior a 4.000 MW</p>	<p>Mudança da relação de TC dos terminais</p>
<p>Local: Rede de 525 kV da Região Sul</p> <p>Sobrecarga (até 14%) na LT 525 kV Curitiba – Blumenau, a partir de jun/05, nas condições de carga média e pesada, quando da perda da LT 525 kV Areia - Campos Novos ou da LT 525 kV Itá - Salto Santiago, com intercâmbio Sudeste - Sul superior a 4.000 MW</p>	<p>Mudança da relação de TC dos terminais</p>

PROBLEMA	SOLUÇÃO / PROVIDÊNCIA
<p>Local: Rede de 525 kV da Região Sul</p> <p>Sobrecarga (até 34%) na LT 525 kV Areia - Salto Segredo, a partir de jun/05, nas condições de carga média e pesada, quando da perda da LT 525 kV Ivaiporã - Salto Santiago ou da LT 525 kV Campos Novos – Machadinho, com intercâmbio Sul - Sudeste acima de 3.500 MW</p>	<p>Agilizar a implantação de:</p> <ul style="list-style-type: none"> – LTs 525 kV Machadinho - Campos Novos C2 e Ivaiporã - Salto Santiago C2
<p>Local: Rede de 525 kV da Região Sul</p> <p>Sobrecarga (até 28%) na LT 525 kV Salto Santiago – Ivaiporã, a partir de jun/05, nas condições e carga média e pesada, quando da perda da LT 525 kV Areia - Salto Segredo ou LT 525 kV Areia – Ivaiporã, com intercâmbio Sul - Sudeste acima de 4.000 MW</p>	<p>Agilizar a implantação de:</p> <ul style="list-style-type: none"> – LT 525 kV Ivaiporã - Salto Santiago C2
<p>Local: Rede de 525 kV da Região Sul</p> <p>Sobrecarga (8%) no AT 525/230 kV da SE Caxias, a partir de fev/06, na carga média, quando da perda do TR-1 525/230 kV de Caxias ou da LT 525 kV Caxias – Gravataí, com intercâmbio Sudeste - Sul acima de 4.000 MW</p>	<p>Agilizar a outorga da concessão e a implantação de:</p> <ul style="list-style-type: none"> – 3º AT 525/230 kV Caxias
<p>Local: Rede de 525 kV da Região Sul</p> <p>Sobrecarga (até 30%) no AT 525/230 kV – 336 MVA da SE Campos Novos, a partir de jun/06, nas condições de carga média e pesada, quando da perda do AT 525/230 kV - 672 MVA da SE Campos Novos, associado ao despacho das UHEs Barra Grande e Campos Novos</p>	<p>Agilizar a outorga da concessão e a implantação na SE Campos Novos de:</p> <ul style="list-style-type: none"> – novo AT 525/230 kV - 672 MVA (jun/06) – substituição do AT 336 MVA por outro de 672 MVA (jan/07)
<p>Local: Rede de 525 kV da Região Sul</p> <p>Sobrecarga (até 30%) no AT 525/230 kV remanescente da SE Curitiba, a partir de jun/06, na carga pesada, quando da perda de um dos AT 525/230 kV dessa subestação, com intercâmbio Sul - Sudeste acima de 4.000 MW e despacho mínimo na UHE GPS e nulo na UTE Araucária</p>	<p>Agilizar a outorga da concessão e a implantação de:</p> <ul style="list-style-type: none"> – 3º AT 525/230 kV Curitiba

Tabela 10.4-1 – PAR 2005 – 2007: Problemas de Gravidade 5 (continuação)

PROBLEMA	SOLUÇÃO / PROVIDÊNCIA
<p>Local: Rede de 525 kV da Região Sul</p> <p>Sobrecarga no AT 525/230 kV da SE Bateias, a partir de jun/05, na carga pesada, quando da perda da LT 525 kV Bateias – Curitiba, com intercâmbio Sudeste - Sul acima de 4.000 MW</p>	<p>Requer solução estrutural</p>
<p>Local: Oeste do RS</p> <p>Sobrecarga nas LTs 230 kV UTE Uruguaiiana - Uruguaiiana 5 e Uruguaiiana 5 - Alegrete 2, a partir de jun/05, quando da perda da LT 230 kV UTE Uruguaiiana - Alegrete 2 (circuito duplo geminado), com despacho na UTE Uruguaiiana acima de 545 MW</p>	<p>Agilizar a outorga da concessão e a implantação de:</p> <ul style="list-style-type: none"> – individualização dos circuitos da LT 230 kV UTE Uruguaiiana - Alegrete 2
<p>Local: RS, escoamento da UHE Dona Francisca</p> <p>Perda de estabilidade da UHE D. Francisca, a partir de jun/05, na perda da LT 230 kV Dona Francisca - Itaúba</p>	<p>Agilizar a implantação de:</p> <ul style="list-style-type: none"> – LT 230 kV D. Francisca - Itaúba C2
<p>Local: Nordeste do RS</p> <p>Sobrecarga (até 21%) na LT 230 kV Caxias 5 - Lageado Grande – Siderópolis, a partir de jun/06, na carga pesada (inverno), quando da perda da LT 525 kV Campos Novos – Blumenau, com geração no estado do RS elevada (intercâmbio Sul - Sudeste acima de 3.500 MW)</p>	<p>Agilizar a outorga da concessão e a implantação de:</p> <ul style="list-style-type: none"> – LT 525 kV Campos Novos - Blumenau C2
<p>Local: RS, escoamento das usinas da Ceran</p> <p>Sobrecarga (até 18%) na LT 230 kV Monte Claro – Farroupilha, a partir da entrada da 2ª usina da Ceran, a UHE Castro Alves (fev/07), na perda de um dos dois circuitos entre Monte Claro e Farroupilha</p>	<p>Agilizar a outorga da concessão e a implantação de:</p> <ul style="list-style-type: none"> – LT 230 kV Monte Claro - Garibaldi – adequação SE Garibaldi

Tabela 10.4-1 – PAR 2005 – 2007: Problemas de Gravidade 5 (continuação)

PROBLEMA	SOLUÇÃO / PROVIDÊNCIA
<p>Local: Região da Grande Porto Alegre e Serra Gaúcha</p> <p>Sobrecarga (até 24%) na LT 230 kV Farroupilha – Scharlau, a partir de fev/06, na carga média (verão), quando da perda da LT 525 kV Caxias – Gravataí, com geração reduzida no RS</p>	<p>Agilizar a outorga da concessão e a implantação de:</p> <ul style="list-style-type: none"> – SE Pólo 525/230 kV e sistema de integração associado
<p>Local: Norte do RS</p> <p>Sobrecarga na LT 230 kV Passo Real - Tapera 2, a partir de jul/07, na carga pesada (inverno), na perda da LT 230 kV Barra Grande - Lagoa Vermelha (mesmo considerando a entrada da SE Pólo), com geração elevada no RS (intercâmbio Sul - Sudeste de 4.500 MW) e importação de 2.000 MW por Garabi</p>	<p>Agilizar a outorga da concessão e a implantação de:</p> <ul style="list-style-type: none"> – recapitação da LT 230 kV Passo Real - Tapera 2
<p>Local: RS e SC, escoamento da UHE Barra Grande</p> <p>Subtensão na rede que atende o norte do RS (área da RGE), a partir da 2ª máquina da UHE Barra Grande (jan/06), na perda da LT 230 kV Barra Grande - Campos Novos</p>	<p>Agilizar a outorga da concessão e a implantação de:</p> <ul style="list-style-type: none"> – LT 230 kV UHE Barra Grande – Lages – LT 230 kV Lages - Rio do Sul
<p>Local:Oeste do PR e oeste de SC</p> <p>Sobrecarga (até 19%) nas Linhas 230 kV entre Salto Osório e Xanxerê, a partir de jun/05, na perda da LT 230 kV Salto Osório - Pato Branco ou da LT 230 kV Salto Osório – Xanxerê, com recebimento pelo Sul de 4.000 MW e importação nula da Argentina.</p> <p>Geração reduzida no RS agrava o problema.</p>	<p>Requer solução estrutural</p>
<p>Local: Oeste do PR e MS</p> <p>Subtensão na área atendida a partir de Guaíra, a partir de jun/05, na perda da LT 230 kV Cascavel Oeste – Guaíra, com intercâmbio do Sul para o Sudeste</p>	<p>Agilizar a outorga da concessão e a implantação de:</p> <ul style="list-style-type: none"> – LT 230 kV Porto Primavera – Dourados – SE Porto Primavera 440/230 kV

Tabela 10.4-1 – PAR 2005 – 2007: Problemas de Gravidade 5 (continuação)

PROBLEMA	SOLUÇÃO / PROVIDÊNCIA
<p>Local: Oeste do PR</p> <p>Sobrecarga (até 23%) na LT 230 kV Cascavel - Cascavel Oeste, a partir de jun/05, nas condições de carga pesada e média, quando da perda da LT 525 kV Salto Santiago - Salto Caxias, com intercâmbio Sul - Sudeste acima de 3.500 MW</p>	<p>Agilizar a outorga da concessão e a implantação de:</p> <ul style="list-style-type: none"> - LT 230 kV Cascavel Oeste - Cascavel C3 <p>Agilizar a implantação de:</p> <ul style="list-style-type: none"> - LT 500 kV Cascavel Oeste - Ivaiporã
<p>Local: Oeste do PR</p> <p>Sobrecarga (até 47%) na LT 230 kV Cascavel - Salto Osório, a partir de jun/05, nas condições de carga pesada e média, quando da perda da LT 230 kV Cascavel Oeste - Salto Caxias ou da LT 230 kV Foz do Chopim - Salto Osório, com intercâmbio Sul - Sudeste acima de 3.500 MW</p>	<p>Agilizar a implantação de:</p> <ul style="list-style-type: none"> - 2º AT 525/230 kV Cascavel Oeste <p>Agilizar a outorga da concessão e a implantação de:</p> <ul style="list-style-type: none"> - LT 525 kV Cascavel Oeste - Ivaiporã e recapitação da LT 230 kV Salto Osório - Cascavel
<p>Local: Oeste do PR</p> <p>Sobrecarga (até 17%) na LT 230 kV Foz do Chopim – Cascavel, a partir de jun/05, na carga pesada (inverno), quando da perda da LT 230 kV Cascavel Oeste - Salto Caxias, com intercâmbio Sul - Sudeste acima de 3.500 MW</p>	<p>Agilizar a implantação de:</p> <ul style="list-style-type: none"> - 2º AT 525/230 kV Cascavel Oeste <p>Agilizar a outorga da concessão e a implantação de:</p> <ul style="list-style-type: none"> - LT 525 kV Cascavel Oeste - Ivaiporã
<p>Local: Região Metropolitana de Curitiba</p> <p>Sobrecarga (até 23%) na LT 230 kV Campo Comprido – Pilarzinho, a partir de jun/05, nas condições de carga pesada e média, na perda de LT 230 kV Umbará – Uberaba, com despacho reduzido na UHE Governador Parigot de Souza e despacho pleno na UTE Araucária</p>	<p>Agilizar a outorga da concessão e a implantação de:</p> <ul style="list-style-type: none"> - LTs 230 kV Gralha Azul - D. I. S. J. Pinhais - D. I. S. J. Pinhais - Santa Mônica - recondutoramento da Campo Comprido - Pilarzinho
<p>Local: Região Metropolitana de Curitiba</p> <p>Sobrecarga (até 12%) na LT 230 kV Umbará - Campo do Assobio, a partir de jun/05, na carga pesada, quando da perda da LT 230 kV Umbará – Uberaba, com despacho reduzido na UHE Governador Parigot de Souza e elevado na UTE Araucária</p>	<p>Agilizar a outorga da concessão e a implantação de:</p> <ul style="list-style-type: none"> - LT 230 kV Gralha Azul - Distrito Industrial de São José dos Pinhais

Tabela 10.4-1 – PAR 2005 – 2007: Problemas de Gravidade 5 (continuação)

PROBLEMA	SOLUÇÃO / PROVIDÊNCIA
<p>Local: Região Metropolitana de Curitiba</p> <p>Sobrecarga (até 25%) na LT 230 kV Gov. Parigot de Souza - Santa Mônica, a partir de jun/05, nas condições de carga pesada e média, na perda da LT 230 kV Campo Comprido – Pilarzinho, com despacho elevado na UHE Gov. Parigot de Souza</p>	<p>Agilizar a outorga da concessão e a implantação de:</p> <ul style="list-style-type: none"> – LT 230 kV Distrito Industrial de São José dos Pinhais - Santa Mônica
<p>Local: Região Metropolitana de Curitiba</p> <p>Sobrecarga (até 7%) na LT 230 kV Galha Azul – Umbará, a partir de jun/05, nas condições de carga pesada e média, quando da perda da LT 525 kV Curitiba – Bateias, com despacho pleno da UTE Araucária</p>	<p>Agilizar a outorga da concessão e a implantação de:</p> <ul style="list-style-type: none"> – LT 230 kV Galha Azul - Distrito Industrial de São José dos Pinhais
<p>Local: Região Metropolitana de Curitiba</p> <p>Sobrecarga (até 24%) na LT 230 kV Galha Azul – Umbará, a partir de jun/05, nas condições de carga pesada, média e leve, quando da perda da LT 230 kV Galha Azul - Cidade Industrial, com despacho pleno da UTE Araucária</p>	<p>Agilizar a outorga da concessão e a implantação de:</p> <ul style="list-style-type: none"> – LT 230 kV Galha Azul - Distrito Industrial de São José dos Pinhais
<p>Local: Região Metropolitana de Curitiba</p> <p>Sobrecarga (até 36%) no AT 525/230 kV – Curitiba, a partir de jun/05, nas condições de carga pesada e média, na perda de um dos AT 525/230 kV dessa subestação, com despacho nulo na UTE Araucária e reduzido na UHE Parigot de Souza. O Intercâmbio do Sul para o Sudeste agrava o problema.</p>	<p>Agilizar a outorga da concessão e a implantação de:</p> <ul style="list-style-type: none"> – 3º AT 525/230 kV Curitiba
<p>Local: Rede de 440 kV de São Paulo</p> <p>Subtensão nas áreas atendidas pelas SEs Ribeirão Preto, Santa Bárbara, Sumaré e Mogi Mirim 3, a partir de jun/05, nas condições de carga pesada e média, na perda de uma das linhas 440 kV Água Vermelha - Araraquara, Água Vermelha -Ribeirão Preto, Ilha Solteira - Araraquara, Assis - Sumaré ou Araraquara - Santa Bárbara, com despacho elevado nas usinas ligadas à rede de 440 kV (88%)</p>	<p>Agilizar a outorga da concessão e a implantação de:</p> <ul style="list-style-type: none"> – BC 138 kV - 100 Mvar em Ribeirão Preto – BC 138 kV - 150 Mvar em Santa Bárbara

Tabela 10.4-1 – PAR 2005 – 2007: Problemas de Gravidade 5 (continuação)

PROBLEMA	SOLUÇÃO / PROVIDÊNCIA
<p>Local: Transformação 500/440 kV de Água Vermelha</p> <p>Sobrecarga (até 50%) no AT 500/440 kV da SE Água Vermelha, a partir de jun/05, nas condições de carga pesada e média, na perda de um dos AT 500/440 kV dessa subestação, com fluxo do Norte/Nordeste para o Sudeste (2.000 MW) e do Sudeste para o Sul (4.000 MW). Esse problema ocorre também com fluxo do Sul para o Sudeste (3.000 MW) e do Sudeste para o Norte/Nordeste (2.000 MW)</p>	<p>Requer solução estrutural a ser definido junto com a expansão da Norte/Sul III cujo estudo acha-se em andamento no CCPE</p>
<p>Local: Rede de 500 kV de SP</p> <p>Sobrecarga (até 40%) na LT 500 kV Marimbondo – Araraquara, a partir de jun/05, nas condições de carga pesada e média, na perda de um dos dois circuitos dessa linha de transmissão, com despachos elevados no Paranaíba, Grande, Paraná e Paranapanema, fluxo de 2.000 MW do Norte/Nordeste para o Sudeste e fluxo do Sudeste para o Sul (2.000 MW)</p>	<p>Requer solução estrutural a ser definido junto com a expansão da Norte/Sul III cujo estudo acha-se em andamento no CCPE</p>
<p>Local: SP, transformação 440/230 kV na SE Assis</p> <p>Sobrecarga no AT 440/230 kV da SE Assis, podendo ocorrer atualmente, nas condições de carga pesada e média, em regime normal de operação, com despachos plenos das UHEs Porto Primavera, Capivara, Taquaruçu e Rosana e fluxo do Sudeste para o Sul</p>	<p>Agilizar a implantação de: – 2º AT 440/230 kV Assis</p>
<p>Local: SP, Pontal do Paranapanema</p> <p>Sobrecarga na LT 440 kV Taquaruçu – Assis, a partir de jun/05, nas condições de carga pesada e média, na perda da LT 440 kV Taquaruçu - Capivara ou da LT 440 kV Capivara – Assis, com despacho pleno das UHEs Porto Primavera, Capivara, Taquaruçu e Rosana</p>	<p>Troca da relação dos TCs na LT Taquaruçu - Assis</p>

Tabela 10.4-1 – PAR 2005 – 2007: Problemas de Gravidade 5 (continuação)

PROBLEMA	SOLUÇÃO / PROVIDÊNCIA
<p>Local: Rede de 440 kV de SP</p> <p>Sobrecarga na LT 440 kV Assis – Sumaré, a partir de jun/05, nas condições de carga pesada e média, na perda da LT 440 kV Assis – Bauru, com despacho pleno das UHEs Porto Primavera, Capivara, Taquaruçu e Rosana</p>	<p>Troca da relação dos TCs nos terminais da LT Assis - Sumaré</p>
<p>Local: SP, Pontal do Paranapanema</p> <p>Sobrecarga na LT 440 kV Capivara – Assis, a partir de jun/05, nas condições de carga pesada e média, na perda da LT 440 kV Taquaruçu – Assis, com despacho pleno das UHEs Porto Primavera, Capivara, Taquaruçu e Rosana</p>	<p>Agilizar a outorga da concessão e a implantação de:</p> <p>– troca de equipamentos terminais na LT 440 kV Capivara - Assis</p>
<p>Local: SP, Pontal do Paranapanema</p> <p>Sobrecarga na LT 138 kV Rosana – Loanda, a partir de jun/05, na carga pesada, em regime normal de operação, com despacho pleno da UHE Rosana e fluxo do Sudeste para o Sul</p>	<p>Solução estrutural a ser proposta pelo CCPE para o sistema de distribuição</p>
<p>Local: SP, SE Tijuco Preto</p> <p>Sobrecarga (superior a 30%) na LT 345 kV Tijuco Preto – Itapeti, a partir de jun/05, nas condições de carga pesada e média, na perda de um dos dois circuitos dessa linha, com fluxo do sistema Sul para o Sudeste (Recebimento pelo Sudeste = 9.000MW)</p>	<p>Agilizar a outorga da concessão e a implantação de:</p> <p>– LT 345 kV Tijuco Preto - Itapeti C3/C4</p>
<p>Local: SP, Região do Paranapanema</p> <p>Sobrecarga no AT 230/138 kV da SE Jurumirim, a partir de jun/05, na carga pesada, em regime normal de operação, com despacho pleno das UHE Jurumirim, Piraju e Chavantes e fluxo do sistema Sul para o Sudeste</p>	<p>Agilizar a implantação de:</p> <p>– troca dos ATs 230/138 kV de 75 MVA por 150 MVA na SE Jurumirim</p>

Tabela 10.4-1 – PAR 2005 – 2007: Problemas de Gravidade 5 (continuação)

PROBLEMA	SOLUÇÃO / PROVIDÊNCIA
<p>Local: SP, Região do Paranapanema</p> <p>Sobrecarga na LT 230 kV Chavantes - Botucatu C1, a partir de jun/05, nas condições de carga pesada e média, na perda da LT 230 kV Chavantes - Botucatu C2, LT 230 kV Chavantes - Piraju, LT 230 kV Piraju - Jurumirim ou da LT 230 kV Jurumirim – Avaré, com despacho pleno das UHE Jurumirim, Piraju e Chavantes e fluxo do sistema Sul para o Sudeste</p>	<p>Avaliar a viabilidade de recapacitar a LT 230 kV Chavantes - Botucatu C1</p>
<p>Local: SP, Região do Paranapanema</p> <p>Sobrecarga na LT 230 kV Piraju – Jurumirim, a partir de jun/05, nas condições de carga pesada e média, quando da perda da LT 230 kV Chavantes - Botucatu C2, com despacho pleno das UHE Jurumirim, Piraju e Chavantes e fluxo do sistema Sul para o Sudeste</p>	<p>Avaliar a viabilidade de recapacitar a LT 230 kV Piraju - Jurumirim</p>
<p>Local: SP, Baixada Santista</p> <p>Sobrecarga (até 5%) no AT 345/230 kV da SE Interlagos e na LT 230 kV Interlagos – Piratininga, a partir de jun/05, na carga leve, quando da perda da LT 230 kV Interlagos - Piratininga ou do AT 345/230 kV Interlagos, com despacho pleno da UHE Henry Borden e das UTEs Piratininga e Nova Piratininga</p>	<p>Considerando a baixa probabilidade de ocorrência desse cenário, inclusive as restrições ao despacho pleno da UHE Henry Borden verificadas atualmente, não está sendo proposta nenhuma ação para esse problema.</p>
<p>Local: Grande São Paulo</p> <p>Sobrecarga no AT 345/230 kV - Anhangüera Provisória, a partir de jun/05, na carga pesada, em regime normal de operação, com fluxos elevados do sistema Sul para o Sudeste e despacho pleno na UHE Henry Borden e nas UTEs Piratininga e Nova Piratininga</p>	<p>Agilizar a outorga da concessão e a implantação de:</p> <p>– SE Anhangüera (nova) 345/230/88 kV</p>

Tabela 10.4-1 – PAR 2005 – 2007: Problemas de Gravidade 5 (continuação)

PROBLEMA	SOLUÇÃO / PROVIDÊNCIA
<p>Local: MG, transformação 500/345 kV de Jaguara</p> <p>Sobrecarga na transformação 500/345 kV da SE Jaguara, a partir de jun/06, nas condições de carga pesada e média, quando da perda da LT 500 kV São Simão - Água Vermelha, com fluxo acima de 2.000 MW chegando em Serra da Mesa, despacho elevado nas usinas do Paranaíba e do Grande e exportação máxima do MT.(após 500 kV)</p>	<p>Requer solução estrutural a ser definido junto com a expansão da Norte/Sul III cujo estudo acha-se em andamento no CCPE</p>
<p>Local: Área de influência da usinas do Grande e do Paranaíba</p> <p>Sobrecarga na LT 345 kV Furnas – Pimenta, a partir de jun/05, na carga pesada, quando de contingências em linhas que interligam as usinas do rio Grande ou de 500 kV do Paranaíba</p>	<p>Agilizar a outorga da concessão e a implantação de:</p> <p>– LT 345 kV Furnas - Pimenta C2</p>
<p>Local: Área de influência das usinas do Grande e do Paranaíba</p> <p>Sobrecarga no sistema em 345 kV do Grande, a partir de jun/05, na carga pesada, quando da perda da LT 345 kV L.C.Barreto - Jaguara ou da LT 345 kV Furnas – Pimenta, com fluxo do Sudeste para o Norte acima de 2.000 MW, despacho elevado no Grande (principalmente Furnas e L.C.Barreto) e na área RJ</p>	<p>Agilizar a outorga da concessão e a implantação de:</p> <p>– LT 345 kV Furnas - Pimenta C2</p>
<p>Local: MG, UHE Aimorés</p> <p>Sobrecarga na LT 230 kV Aimorés – Mascarenhas, a partir de set/04, na perda de qualquer trecho da linha 230 kV Mascarenhas - Aimorés - Conselheiro Pena - Governador Valadares, com despacho elevado na UHE Aimorés</p>	<p>Agilizar a implantação de:</p> <p>– LT 230 kV Aimorés - Mascarenhas C2</p>

Tabela 10.4-1 – PAR 2005 – 2007: Problemas de Gravidade 5 (continuação)

PROBLEMA	SOLUÇÃO / PROVIDÊNCIA
<p>Local: RJ, Norte Fluminense</p> <p>Sobrecarga (até 22%) na LT 345 kV Macaé – Campos, a partir de jun/05, na carga pesada, na perda de um dos dois circuitos dessa linha, agravado com despacho nas usinas ligadas a SE Macaé</p>	<p>Agilizar a outorga da concessão e a implantação de:</p> <ul style="list-style-type: none"> – LT 345 kV Macaé - Campos C3
<p>Local: GO, escoamento da UHE Cana Brava</p> <p>Perda de estabilidade da UHE Cana Brava, podendo ocorrer atualmente, na perda do único AT 500/230 kV de Serra da Mesa</p>	<p>Agilizar a implantação de:</p> <ul style="list-style-type: none"> – 2º AT 500/230 kV Serra da Mesa
<p>Local: Rede de 500 kV DF e GO</p> <p>Sobrecarga na LT 500 kV Serra da Mesa - Samambaia C2, podendo ocorrer atualmente, na perda da LT 500 kV Serra da Mesa - Samambaia C1 ou C3, com fluxo chegando em Serra da Mesa acima de 3.000 MW</p>	<p>Requer solução estrutural a ser definido junto com a expansão da Norte/Sul III cujo estudo acha-se em andamento no CCPE</p>
<p>Local: DF, transformação 500/345 kV de Samambaia</p> <p>Sobrecarga (até 40%) no AT 500/345 kV da SE Samambaia, podendo ocorrer atualmente, na perda de um dos AT 500/345 kV dessa subestação, com fluxo no sentido Norte para o Sul</p>	<p>Agilizar a outorga da concessão e a implantação de:</p> <ul style="list-style-type: none"> – 3º AT 500/345 kV Samambaia
<p>Local: Mato Grosso</p> <p>Subtensão e sobrecarga no eixo 230 kV Rondonópolis - Barra do Peixe - Rio Verde, podendo ocorrer atualmente, na perda da LT 230 kV Rondonópolis - Rio Verde, para fluxo exportado pelo MT acima de 290MW</p>	<p>Agilizar a implantação de:</p> <ul style="list-style-type: none"> – LT 230 kV Coxipó - Cuiabá - Rondonópolis <p>Agilizar a outorga da concessão e a implantação de:</p> <ul style="list-style-type: none"> – compensação série no tronco 230 kV Coxipó - Itumbiara, – LT 500 kV Cuiabá - Itumbiara

Tabela 10.4-1 – PAR 2005 – 2007: Problemas de Gravidade 5 (continuação)

PROBLEMA	SOLUÇÃO / PROVIDÊNCIA
<p>Local: Mato Grosso do Sul</p> <p>Sobrecarga (até 33%) na LT 230 kV Cascavel - Guaíra e LT 230 kV Guaíra – Dourados, a partir de jun/05, em regime normal de operação, para intercâmbio Sul -Sudeste superior a 3.500 MW e despacho da UTE William Arjona abaixo de 100 MW</p>	<p>Agilizar a implantação de:</p> <ul style="list-style-type: none"> – recapacitação das LTs 230 kV Cascavel - Guaíra e Guaíra - Dourados, <p>Agilizar a outorga da concessão e a implantação de:</p> <ul style="list-style-type: none"> – LT 230 kV Cascavel Oeste – Guaíra: troca de bobina de bloqueio (ambos terminais) e de TC em Guaíra; – LT 230 kV Guaíra - Dourados, troca de TC e proteção em ambos terminais
<p>Local: Estados do PI, CE e oeste do RN e PB</p> <p>Subtensão, podendo ocorrer atualmente, quando de contingências no eixo 500 kV Boa Esperança – Sobradinho, com recebimento pelo Nordeste acima de 2.300 MW</p>	<p>Agilizar a outorga da concessão e a implantação de:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Colinas - Ribeiro Gonçalves - São João do Piauí - Sobradinho
<p>Local: PI, transformação 500/230 kV de Boa Esperança</p> <p>Sobrecarga (até 26%) no AT 500/230 kV da SE Boa Esperança, podendo ocorrer atualmente, na perda da LT 500 kV Presidente Dutra - Boa Esperança, com fluxo do Norte para o Nordeste acima de 1.830 MW e despacho pleno nas UTE C. Jereissati e Fortaleza</p>	<p>Agilizar a outorga da concessão e a implantação de:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Colinas - Ribeiro Gonçalves - São João do Piauí - Sobradinho
<p>Local: PI, transformação 500/230 kV de Teresina II</p> <p>Sobrecarga (até 7%) no AT 500/230 kV da SE Teresina II, podendo ocorrer atualmente, na carga pesada, na perda de um dos AT 500/230 kV dessa subestação, com fluxo do Norte para o Nordeste acima de 2.300 MW e despacho pleno nas UTE C. Jereissati e Fortaleza</p>	<p>Agilizar a outorga da concessão e a implantação de:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Colinas - Ribeiro Gonçalves - São João do Piauí - Sobradinho

Tabela 10.4-1 – PAR 2005 – 2007: Problemas de Gravidade 5 (continuação)

PROBLEMA	SOLUÇÃO / PROVIDÊNCIA
<p>Local: Estados do PI, CE e oeste do RN e PB</p> <p>Subtensão, podendo ocorrer atualmente, na perda da LT 500 kV Teresina II - Sobral III, com recebimento pelo Nordeste acima de 1.600 MW</p>	<p>Agilizar a implantação de:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Teresina II - Sobral III - Fortaleza II C2
<p>Local: Sul da Bahia</p> <p>Sobrecarga (até 14%) nas linhas de transmissão em 230 kV Catu - Gov. Mangabeira, Gov. Mangabeira - Sapeaçu e Camaçari - Gov. Mangabeira, a partir de ago/05, na perda da LT 500 kV Camaçari – Sapeaçu, com fluxo elevado na interligação Sudeste/Nordeste, despacho pleno na UHE Itapebi e 50% na UHE Pedra do Cavalo</p>	<p>Avaliar a viabilidade de recapacitar os circuitos 230 kV:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Camaçari - Gov. Mangabeira – Catu - Gov. Mangabeira – Gov. Mangabeira - Sapeaçu C1/C2/C3

- 11 ANEXO 2 - Ampliações e Reforços na Rede Básica cuja concessão ainda não foi equacionada

As Tabelas 11.1.1-1, 11.1.2-1, 11.1.3-1 e 11.1.4-1 a seguir resumem a proposta de ampliações e reforços na Rede Básica resultante das análises realizadas para o período 2005 a 2007, incluindo as instalações da Rede Básica:

- cuja necessidade foi identificada no PAR 2004-2006, para as quais ainda não foi emitida outorga de concessão pela Aneel, e que na presente edição estão sendo ratificadas como necessárias até 2007. Nesta situação se incluem aquelas já contempladas no Programa de Licitação de Concessão de Linhas Transmissão da Aneel, bem como as que se encontram em análise pela Agência;
- que não introduzem alterações na topologia da rede, mas cuja ausência impõe restrições à operação do sistema; e
- indicadas pela primeira vez neste PAR 2005-2007.

Nas tabelas, as obras estão apresentadas para as Interligações Inter-regionais e por Região, sendo indicadas as “Novas Instalações” e a transmissora proprietária, no caso de propostas de reforços em instalações existentes. Para cada transmissora proprietária, as instalações estão ordenadas alfabeticamente.

Para as instalações da Rede Básica cuja concessão ainda não foi equacionada pelo poder concedente, através de autorização ou de licitação, estão indicadas nas tabelas as **DATAS DE NECESSIDADE**, ou seja, as datas a partir das quais os critérios estabelecidos nos Procedimentos de Rede não são atendidos, tanto para condições normais quanto de emergência. As datas físicas serão determinadas nos editais de licitação e nos atos autorizativos, conforme processos conduzidos pelo poder concedente.

Como destacado nas tabelas deste item, as datas indicadas para as obras associadas a novas conexões à Rede Básica, de concessionárias de distribuição e de algumas novas usinas, são aquelas informadas pelos agentes responsáveis nas respectivas solicitações de acesso.

Ressalta-se que, considerando os prazos médios observados na expansão da Rede Básica, relacionados a seguir, estima-se que, mantidos os procedimentos atuais, todas as obras propostas estarão em operação após a sua data de necessidade identificada nos estudos.

As conexões associadas às instalações propostas nas tabelas deste item - entrada de linha, conexão de transformadores, etc – não foram explicitadas por simplicidade de apresentação, devendo ser entendidas como parte integrante dos empreendimentos.

11.1.1 Interligações Inter-regionais

Tabela 11.1.1-1 – Proposta de Ampliações e Reforços na Rede Básica nas interligações inter-regionais sem a concessão equacionada

LINHAS DE TRANSMISSÃO ou SUBESTAÇÃO	SITUAÇÃO	DATA DE NECESSIDADE	PROPRIETÁRIA DA INSTALAÇÃO	GRAVIDADE
LT 500 kV COLINAS – RIBEIRO GONÇALVES (390 km) circuito simples com reatores de linha (180 Mvar em Colinas e 180 Mvar em Ribeiro Gonçalves) e compensação série (675 Mvar em Ribeiro Gonçalves)	Proposta neste PAR	SET/2006	Nova instalação	G5
LT 500 kV RIBEIRO GONÇALVES – SÃO JOÃO DO PIAUÍ (360 km) circuito simples com reatores de linha (180 Mvar em Ribeiro Gonçalves e 180 Mvar em São João do Piauí) e compensação série (675 Mvar em Ribeiro Gonçalves)	Proposta neste PAR	SET/2006	Nova instalação	G5
LT 500 kV SÃO JOÃO DO PIAUÍ – SOBRADINHO C2 (210 km) circuito simples com reatores de linha (100 Mvar em São João do Piauí, 2x100 Mvar em Sobradinho, sendo um manobrável) e compensação série (556 Mvar em São João do Piauí)	Proposta neste PAR	SET/2006	Nova instalação	G5
SE IVAIPORÃ 750/525/69 kV instalação de sistema de transferência para substituição da fase reserva dos bancos de autotransformadores AT 01 e AT 02 – 1.650 MVA	Em análise pela Aneel	Necessária atualmente	FURNAS	G3

11.1.2 Região Sul

Tabela 11.1.2-1 – Proposta de Ampliações e Reforços na Rede Básica na Região Sul sem a concessão equacionada

LINHAS DE TRANSMISSÃO ou SUBESTAÇÃO	SITUAÇÃO	DATA DE NECESSIDADE	PROPRIETÁRIA DA INSTALAÇÃO	GRAVIDADE
LT 230 kV BIGUAÇU – PALHOÇA C1 (22 km) circuito duplo, lançamento do 1º circuito	Proposta neste PAR	NOV/2006 (1)	Nova instalação	G2
SE BIGUAÇU 525/230 kV (NOVA) 1º banco de autotransformadores 525/230 kV – 4x224 MVA	Proposta neste PAR	JAN/2007	Nova instalação	G4
SE BIGUAÇU 525 kV (NOVA) reator manobrável de barra – 4x50 Mvar	Proposta neste PAR	JAN/2007	Nova instalação	G3
LT 525 kV CAMPOS NOVOS – BLUMENAU C2 (375 km) circuito simples, com reator de linha 525 kV – 150 Mvar na SE Campos Novos e dois reatores de linha 525 kV de 75 Mvar, sendo um manobrável, na SE Blumenau (quando do seccionamento da LT Campos Novos – Blumenau C2, o reator fixo 525 kV – 75 Mvar, localizado em Blumenau, deverá ser remanejado para a SE Biguaçu 525/230 kV, na linha para Campos Novos)	Em licitação	Necessária atualmente	Nova instalação	G2
LT 525 kV CAMPOS NOVOS – BLUMENAU C2 (2x0,1 km) seccionamento na SE Biguaçu 525/230 kV, circuito simples	Proposta neste PAR	JAN/2007	Nova instalação	G4
LT 525 kV CAMPOS NOVOS – PÓLO (272 km) circuito simples	Proposta neste PAR	JAN/2006	Nova instalação	G2

Tabela 11.1.2-1 – Proposta de Ampliações e Reforços na Rede Básica na Região Sul sem a concessão equacionada (continuação)

LINHAS DE TRANSMISSÃO ou SUBESTAÇÃO	SITUAÇÃO	DATA DE NECESSIDADE	PROPRIETÁRIA DA INSTALAÇÃO	GRAVIDADE
LT 230 kV CASCAVEL OESTE – FOZ DO IGUAÇU NORTE (120 km) circuito simples (associada à nova conexão da Copel na SE Foz do Iguaçu Norte)	Em análise pela Aneel	DEZ/2005 (1)	Nova instalação	G2
LT 230 kV CAXIAS – CAXIAS 5 (25 km) circuito simples	Em análise pela Aneel	Necessária atualmente	Nova instalação	G2
LT 230 kV D.I. SÃO JOSÉ DOS PINHAIS – SANTA MÔNICA (25 km) circuito duplo, lançamento do 1o circuito	Em análise pela Aneel	JUN/2005	Nova instalação	G2
SE FLORIANÓPOLIS ILHA 230/138 kV (NOVA) Setor de 230 kV (nova conexão da Celesc)	Proposta neste PAR	NOV/2006 (1)	Nova instalação	G2
SE FOZ DO IGUAÇU NORTE 230/138 kV (NOVA) setor de 230 kV (nova conexão da Copel)	Em análise pela Aneel	DEZ/2005 (1)	Nova instalação	G2
LT 230 kV GARIBALDI – UHE MONTE CLARO (25 km) circuito simples	Proposta neste PAR	SET/2006 (1)	Nova instalação	G5
LT 230 kV GRALHA AZUL – D. I. SÃO JOSÉ DOS PINHAIS (31 km) circuito duplo, lançamento do 1o circuito	Em análise pela Aneel	Necessária atualmente	Nova instalação	G2
LT 525 kV IVAIPORÃ – LONDRINA C2 (120 km) circuito simples	Em licitação	Necessária atualmente	Nova instalação	G2
LT 230 kV LAGES – RIO DO SUL C1/C2 (99 km) circuito duplo (associada à nova conexão da Celesc na SE Rio do Sul)	Proposta neste PAR	JAN/2006 (1)	Nova instalação	G2

Tabela 11.1.2-1 – Proposta de Ampliações e Reforços na Rede Básica na Região Sul sem a concessão equacionada (continuação)

LINHAS DE TRANSMISSÃO ou SUBESTAÇÃO	SITUAÇÃO	DATA DE NECESSIDADE	PROPRIETÁRIA DA INSTALAÇÃO	GRAVIDADE
SE LAGES 230/138 kV (NOVA) setor de 230 kV (nova conexão da Celesc)	Proposta neste PAR	JAN/2006 (1)	Nova Instalação	G2
LT 230 kV PALHOÇA – FLORIANÓPOLIS ILHA (40 km) circuito simples (associada à nova conexão da Celesc na SE Florianópolis Ilha)	Proposta neste PAR	NOV/2006 (1)	Nova instalação	G2
LT 230 kV PÓLO – PORTO ALEGRE 9 (29 km) circuito simples	Proposta neste PAR	JAN/2006	Nova instalação	G2
SE PÓLO 525/230 kV (NOVA) 3 bancos de autotransformadores 525/230 kV – 10x224 MVA	Proposta neste PAR	JAN/2006	Nova instalação	G2
LT 230 kV PORTO ALEGRE 9 – PORTO CAMAQUÃ (128 km) circuito simples	Proposta neste PAR	JAN/2007	Nova instalação	G2
LT 230 kV PORTO ALEGRE 9 – PORTO ALEGRE 4 (15 km) circuito simples	Proposta neste PAR	JAN/2006	Nova instalação	G2
LT 230 kV PORTO ALEGRE 9 – PORTO ALEGRE 8 (12 km) circuito simples	Proposta neste PAR	JAN/2007	Nova instalação	G2
SE RIO DO SUL 230/138 kV (NOVA) setor de 230 kV (nova conexão da Celesc)	Proposta neste PAR	JAN/2006 (1)	Nova Instalação	G2
LT 230 kV SANTA MARIA 3 – DONA FRANCISCA C2 (70 km) circuito simples	Proposta neste PAR	Necessária atualmente	Nova instalação	G4

Tabela 11.1.2-1 – Proposta de Ampliações e Reforços na Rede Básica na Região Sul sem a concessão equacionada (continuação)

LINHAS DE TRANSMISSÃO ou SUBESTAÇÃO	SITUAÇÃO	DATA DE NECESSIDADE	PROPRIETÁRIA DA INSTALAÇÃO	GRAVIDADE
LT 230 kV SÃO MATEUS – CANOINHAS C2 (48 km) circuito simples	Proposta neste PAR	JAN/2005	Nova instalação	G2
LT 230 kV UHE BARRA GRANDE – LAGES C1/C2 (96 km) circuito duplo (associada à nova conexão da Celesc na SE Lages)	Proposta neste PAR	JAN/2006 (1)	Nova instalação	G2
SE BIGUAÇU 230/138 kV (NOVA) setor de 230 kV (nova conexão da Celesc)	Proposta neste PAR	NOV/2006 (1)	ELETROSUL	G2
LT 230 kV BLUMENAU – ITAJAÍ (2x36,6 km) recapacitação de 223 MVA (560 A) para 350 MVA (879 A), circuito duplo	Proposta neste PAR	JAN/2005	ELETROSUL	G2
LT 230 kV BLUMENAU – JORGE LACERDA B (2x25 km) seccionamento na SE Biguaçu, circuito duplo	Proposta neste PAR	NOV/2006 (1)	ELETROSUL	G4
SE CAMPOS NOVOS 525/230 kV 3o banco de autotransformadores de 525/230 kV – 672 MVA	Proposta neste PAR	JUN/2005	ELETROSUL	G2
SE CAMPOS NOVOS 525/230 kV substituição do banco de autotransformadores de 336 MVA por outro de 672 MVA	Em análise pela Aneel	JAN/2007	ELETROSUL	G5
SE CAXIAS 525/230 kV 3o banco de autotransformadores 525/230 kV – 672 MVA	Em análise pela Aneel	JAN/2005	ELETROSUL	G2
SE CURITIBA 525 kV conexão para o reator 2 – 150 Mvar (na linha para Bateias)	Em análise pela Aneel	Necessária atualmente	ELETROSUL	G5

Tabela 11.1.2-1 – Proposta de Ampliações e Reforços na Rede Básica na Região Sul sem a concessão equacionada (continuação)

LINHAS DE TRANSMISSÃO ou SUBESTAÇÃO	SITUAÇÃO	DATA DE NECESSIDADE	PROPRIETÁRIA DA INSTALAÇÃO	GRAVIDADE
SE CURITIBA 525/230 kV 3º banco de autotransformadores 525/230 kV – 672 MVA	Em análise pela Aneel	Necessária atualmente	ELETROSUL	G2
LT 230 kV CURITIBA – JOINVILLE C1 e C2 (2x102 km) recapacitação de 240 MVA (602 A) para 350 MVA (879 A), circuito simples	Proposta neste PAR	JUN/2005	ELETROSUL	G5
SE DOURADOS 230 kV substituição de equipamentos terminais da LT 230 kV Guaira – Dourados	Proposta neste PAR	Necessária atualmente	ELETROSUL	G5
LT 230 kV ITÁ – GRAVATAÍ (2x3 km) seccionamento na SE Pólo 525/230 kV, circuito simples	Proposta neste PAR	JAN/2006	ELETROSUL	G2
LT 230 kV JORGE LACERDA A – JORGE LACERDA B C2 (1 km) circuito simples	Proposta neste PAR	OUT/2005	ELETROSUL	G4
SE LONDRINA 525/230 kV 3º banco de autotransformadores 525/230 kV – 672 MVA	Em análise pela Aneel	JUN/2005	ELETROSUL	G5
SE MONTE CLARO 230 kV setor de 230 kV (conexão das usinas da CERAN)	Proposta neste PAR	OUT/2004 (1)	ELETROSUL	G5
SE PALHOÇA 230 kV adequação da SE	Proposta neste PAR	Necessária atualmente	ELETROSUL	G3
SE SANTO ÂNGELO 525 kV reator manobrável de barra– 3x50 Mvar	Proposta neste PAR	JAN/2006	ELETROSUL	G3
LT 230 kV CASCAVEL – SALTO OSÓRIO (80 km) recapacitação, circuito simples	Proposta neste PAR	JUN/2005	COPEL	G5

Tabela 11.1.2-1 – Proposta de Ampliações e Reforços na Rede Básica na Região Sul sem a concessão equacionada (continuação)

LINHAS DE TRANSMISSÃO ou SUBESTAÇÃO	SITUAÇÃO	DATA DE NECESSIDADE	PROPRIETÁRIA DA INSTALAÇÃO	GRAVIDADE
SE CASCAVEL OESTE 230 kV substituição de equipamentos terminais da LT 230 kV Cascavel Oeste – Guaíra	Proposta neste PAR	Necessária atualmente	COPEL	G5
LT 230 kV CASCAVEL–CASCAVEL OESTE C3 (11,3 km) circuito duplo, lançamento do 2o circuito	Em análise pela Aneel	Necessária atualmente	COPEL	G5
SE GUAÍRA 230 kV substituição de equipamentos terminais da LT 230 kV Cascavel Oeste – Guaíra e da LT 230 kV Guaíra – Dourados	Proposta neste PAR	Necessária atualmente	COPEL	G5
LT 230 kV MARINGÁ – APUCARANA (2x0,8 km) seccionamento na SE Sarandi (associada à nova conexão da Copel na SE Sarandi)	Em análise pela Aneel	MAR/2005 (1)	COPEL	G2
LT 230 kV PILARZINHO –GOV PARIGOT DE SOUZA (2x9 km) seccionamento na SE Santa Mônica (associada à nova conexão da Copel na SE Santa Mônica)	Em análise pela Aneel	MAR/2005 (1)	COPEL	G2
LT 230 kV PILARZINHO-CAMPO COMPRIDO (17,7 km) recondutoramento	Em análise pela Aneel	MAI/2005	COPEL	G2
SE POSTO FISCAL 230/138 kV (NOVA) setor de 230 kV (nova conexão da Copel)	Proposta neste PAR	MAI/2005 (1)	COPEL	G2
SE SANTA MÔNICA 230/69 kV (NOVA) setor de 230 kV (nova conexão da Copel)	Em análise pela Aneel	MAR/2005 (1)	COPEL	G2
SE SARANDI 230/138 kV (NOVA) setor de 230 kV (nova conexão da Copel)	Em análise pela Aneel	MAR/2005 (1)	COPEL	G2

Tabela 11.1.2-1 – Proposta de Ampliações e Reforços na Rede Básica na Região Sul sem a concessão equacionada (continuação)

LINHAS DE TRANSMISSÃO ou SUBESTAÇÃO	SITUAÇÃO	DATA DE NECESSIDADE	PROPRIETÁRIA DA INSTALAÇÃO	GRAVIDADE
LT 230 kV UBERABA – GOV PARIGOT DE SOUZA (2x9 km) seccionamento na SE Posto Fiscal (associada à nova conexão da Copel na SE Posto Fiscal)	Proposta neste PAR	MAI/2005 (1)	COPEL	G2
SE ALEGRETE 2 230 kV entrada de linha (para UTE Uruguaiana)	Em análise pela Aneel	Necessária atualmente	CEEE	G5
SE CAMPO BOM 230 kV banco de capacitores 100 Mvar	Proposta neste PAR	JAN/2005	CEEE	G2
LT 230 kV CAXIAS – CAMPO BOM (2x60 km) recapacitação para 350 MVA, circuito simples	Proposta neste PAR	JAN/2006	CEEE	G2
LT 230 kV CIDADE INDUSTRIAL – ITAÚBA (2x3 km) seccionamento na SE Pólo 525/230 kV, circuito simples	Proposta neste PAR	JAN/2006	CEEE	G2
LT 230 kV CIDADE INDUSTRIAL – PASSO REAL (LAJEADO 2) (2x3 km) seccionamento na SE Pólo 525/230 kV, circuito simples	Proposta neste PAR	JAN/2006	CEEE	G2
LT 230 kV CIDADE INDUSTRIAL C1 – PÓLO PETROQUÍMICO (2x6 km) seccionamento na SE Pólo 525/230 kV, circuito simples	Proposta neste PAR	JAN/2006	CEEE	G2
SE GARIBALDI 230 kV adequação do setor de 230 kV	Proposta neste PAR	DEZ/2005 (1)	CEEE	G2
SE GUAÍBA 2 230 kV adequação do setor de 230 kV	Proposta neste PAR	JAN/2006	CEEE	G2

Tabela 11.1.2-1 – Proposta de Ampliações e Reforços na Rede Básica na Região Sul sem a concessão equacionada (continuação)

LINHAS DE TRANSMISSÃO ou SUBESTAÇÃO	SITUAÇÃO	DATA DE NECESSIDADE	PROPRIETÁRIA DA INSTALAÇÃO	GRAVIDADE
LT 230 kV ITAÚBA – CHARQUEADAS (18 km) seccionamento na SE Santa Cruz, circuito simples (associada à adequação do setor de 230 kV da SE Santa Cruz)	Proposta neste PAR	Necessária atualmente	CEEE	G2
SE LAJEADO 2 230 kV setor de 230 kV (adequação)	Proposta neste PAR	Necessária atualmente	CEEE	G2
LT 230 kV PASSO REAL – CIDADE INDUSTRIAL (13,5 km) seccionamento na SE Lajeado 2, circuito simples (associada à adequação do setor de 230 kV da SE Lajeado 2)	Proposta neste PAR	Necessária atualmente	CEEE	G2
LT 230 kV PASSO REAL – TAPERA 2 (58 km) recapitação para 300 MVA, circuito simples	Proposta neste PAR	JUN/2005	CEEE	G2
SE QUINTA 230 kV banco de capacitores 25 Mvar	Proposta neste PAR	JAN/2005	CEEE	G4
SE SANTA CRUZ 230 kV setor de 230 kV (adequação)	Proposta neste PAR	Necessária atualmente	CEEE	G2
SE UTE URUGUAIANA 230 kV entrada de linha (para Alegrete 2).	Em análise pela Aneel	Necessária atualmente	(2)	G5
SE UTE URUGUAIANA 230 kV reatores manobráveis de barra 2x30 Mvar	Proposta neste PAR	JAN/2005	(2)	G3

Notas: (1) Data informada na solicitação de acesso.

(2) Em andamento tratativas para cessão de uso ou doação desta subestação da AES Uruguaiana para a CEEE Transmissão conforme Ofício Aneel SRT nº 006/2002.

11.1.3 Regiões Sudeste/Centro-Oeste

Tabela 11.1.3-1 – Proposta de Ampliações e Reforços na Rede Básica nas Regiões Sudeste e Centro-Oeste sem a concessão equacionada

LINHAS DE TRANSMISSÃO ou SUBESTAÇÃO	SITUAÇÃO	DATA DE NECESSIDADE	PROPRIETÁRIA DA INSTALAÇÃO	GRAVIDADE
LT 230 kV ARAÇUAÍ 2 – IRAPÉ (65 km) circuito simples	Proposta neste PAR	DEZ/2005 (1)	Nova instalação	G2
SE ARAÇUAÍ 2 230/138 kV (NOVA) setor de 230 kV (nova conexão no sistema Cemig)	Proposta neste PAR	DEZ/2005 (1)	Nova instalação	G2
LT 500 kV CUIABÁ – RIBEIRÃOZINHO (364 km) circuito simples (3x954 kcmil), com reatores fixos 500 kV – 136 Mvar nas SEs Cuiabá e Ribeirãozinho	Em licitação	JUN/2005	Nova instalação	G5
SE CUIABÁ 500/230 kV (NOVA) Instalação de SE com 1º banco de autotransformadores 500/230 kV – 750 MVA e unidade reserva e reator manobrável de barra de 136 Mvar / 500 kV (associada à LT 500 kV Cuiabá – Ribeirãozinho – Intermediária – Itumbiara)	Em licitação	JUN/2005	Nova instalação	G5
LT 345 kV FURNAS – PIMENTA C2 (66 km) circuito simples	Em licitação	Necessária atualmente	Nova instalação	G5
SE IMBIRUSSÚ 230/138 kV (NOVA) setor de 230 kV (nova conexão da Enersul)	Em licitação	Necessária atualmente	Nova instalação	G2

Tabela 11.1.3-1 – Proposta de Ampliações e Reforços na Rede Básica nas Regiões Sudeste e Centro-Oeste sem a concessão equacionada (continuação)

LINHAS DE TRANSMISSÃO ou SUBESTAÇÃO	SITUAÇÃO	DATA DE NECESSIDADE	PROPRIETÁRIA DA INSTALAÇÃO	GRAVIDADE
LT 500 kV INTERMEDIÁRIA – Em licitação ITUMBIARA (202 km) circuito simples (3x954 kcmil), com reatores fixos 500 kV – 95 Mvar nas SEs Intermediária e Itumbiara	Em licitação	JUN/2005	Nova instalação	G5
SE INTERMEDIÁRIA 500 kV (NOVA) SE nova, para seccionamento da LT 500 kV Cuiabá – Itumbiara, com reator manobrável de barra de 95 Mvar / 500 kV (associada à LT 500 kV Cuiabá – Ribeirãozinho – Intermediária – Itumbiara)	Em licitação	JUN/2005	Nova instalação	G5
SE IRAPÉ 345/230 kV novo pátio de 230 kV, incluindo banco de autotransformadores 345/230 kV – 225 MVA, sem LTC (associada à nova conexão da Cemig em Araçuaí)	Proposta neste PAR	DEZ/2005 (1)	Nova instalação	G2
LT 345 kV ITAPETI – NORDESTE C1 (30 km) circuito duplo, lançamento de um circuito	Em análise pela Aneel	DEZ/2004	Nova instalação	G2
LT 345 kV ITUTINGA – JUIZ DE FORA (140 km) circuito simples	Em licitação	Necessária atualmente	Nova instalação	G2
LT 345 kV MACAÉ – CAMPOS C3 (90 km) circuito simples	Em licitação	DEZ/2004	Nova instalação	G5
SE PORTO PRIMAVERA 440/230 kV 1º e 2º bancos de autotransformadores e unidade reserva 440/230 kV – 2x450 MVA (associada à LT 230 kV Porto Primavera – Dourados)	Em licitação	Necessária atualmente	Nova instalação	G2

Tabela 11.1.3-1 – Proposta de Ampliações e Reforços na Rede Básica nas Regiões Sudeste e Centro-Oeste sem a concessão equacionada (continuação)

LINHAS DE TRANSMISSÃO ou SUBESTAÇÃO	SITUAÇÃO	DATA DE NECESSIDADE	PROPRIETÁRIA DA INSTALAÇÃO	GRAVIDADE
LT 230 kV PORTO PRIMAVERA – DOURADOS (190 km) circuito simples	Em licitação	Necessária atualmente	Nova instalação	G2
LT 230 kV PORTO PRIMAVERA – IMBIRUSSÚ (300 km) circuito simples	Em licitação	Necessária atualmente	Nova instalação	G2
LT 230 kV RIBEIRÃOZINHO – BARRA DO PEIXE C1/C2 (2x3 km) circuito duplo	Em licitação	JUN/2005	Nova instalação	G5
LT 500 kV RIBEIRÃOZINHO – INTERMEDIÁRIA (242 km) circuito simples (3x954 kcmil), com reatores fixos 500 kV – 95 Mvar nas SEs Ribeirãozinho e Intermediária	Em licitação	JUN/2005	Nova instalação	G5
SE RIBEIRÃOZINHO 500/230 kV (NOVA) SE nova com 1º banco de autotransformadores 500/230 kV – 400 MVA e reator manobrável de barra de 136 Mvar / 500 kV (associada à LT 500 kV Cuiabá – Ribeirãozinho – Intermediária – Itumbiara)	Em licitação	JUN/2005	Nova instalação	G5
LT 345 kV TIJUCO PRETO – ITAPETI C3/C4 (2x23 km) circuito duplo	Em análise pela Aneel	DEZ/2004	Nova instalação	G5
SE BARRA DO PEIXE 230 kV banco de compensação série de 30% na LT 230 kV Rio Verde – Barra do Peixe C1 (37,2 Mvar)	Em licitação	Necessária atualmente	FURNAS/ELETRONORTE	G5

Tabela 11.1.3-1 – Proposta de Ampliações e Reforços na Rede Básica nas Regiões Sudeste e Centro-Oeste sem a concessão equacionada (continuação)

LINHAS DE TRANSMISSÃO ou SUBESTAÇÃO	SITUAÇÃO	DATA DE NECESSIDADE	PROPRIETÁRIA DA INSTALAÇÃO	GRAVIDADE
SE ADRIANÓPOLIS 500 kV Instalação de disjuntores no barramento de 500 kV para aumentar a confiabilidade do arranjo em anel	Em análise pela Aneel	Necessária atualmente	FURNAS	G3
SE ADRIANÓPOLIS 345 kV seccionar a barra A e instalar um novo vão de disjuntor completo	Em análise pela Aneel	Necessária atualmente	FURNAS	G3
SE ADRIANÓPOLIS 345 kV seccionar a barra B através de instalação de chave seccionadora e proteção de barras adaptativas	Em análise pela Aneel	Necessária atualmente	FURNAS	G3
SE ADRIANÓPOLIS 345 kV Substituição de 2 chaves seccionadoras (1250 A) e TC associados (1200 A) no vão de interligação por superação de corrente de carga.	Proposta neste PAR	Necessária atualmente	FURNAS	(2)
SE ADRIANÓPOLIS 345 kV Substituição de 9 km de cabos pára-raios da LT 345 kV Adrianópolis – Macaé circuitos 1 e 2 por superação de curto-circuito.	Proposta neste PAR	Necessária atualmente	FURNAS	(2)
LT 230 kV BRASÍLIA GERAL – BRASÍLIA SUL C2 Seccionamento da LT 230 kV Xavantes – Pirineus – Brasília Geral na SE Brasília Sul (associado à nova conexão da Celg na SE Pirineus)	Proposta nesse PAR	SET/2004 (1)	FURNAS	G2
SE FURNAS 345 kV substituição de quatro (4) disjuntores nas saídas das linhas para Poços de Caldas C1, C2, Pimenta e amarre de trinta e cinco (35) chaves seccionadoras	Proposta neste PAR	Necessária atualmente	FURNAS	(2)

Tabela 11.1.3-1 – Proposta de Ampliações e Reforços na Rede Básica nas Regiões Sudeste e Centro-Oeste sem a concessão equacionada (continuação)

LINHAS DE TRANSMISSÃO ou SUBESTAÇÃO	SITUAÇÃO	DATA DE NECESSIDADE	PROPRIETÁRIA DA INSTALAÇÃO	GRAVIDADE
<p>SE GUARULHOS 345 kV</p> <p>substituição de cinco (5) disjuntores nas saídas de linha para Nordeste, Poços de Caldas C1 e C2 e na saída para Ibiúna e amarre de dezoito (18) chaves seccionadoras</p>	Em análise pela Aneel	Necessária atualmente	FURNAS	(2)
<p>SE IBIÚNA 500 kV</p> <p>banco de reatores manobrável de barra de 180 Mvar com fase reserva</p>	Proposta neste PAR	Necessária atualmente	FURNAS	G3
<p>SE ITUMBIARA 230 kV</p> <p>substituição de cinco (5) disjuntores nas saídas para Rio Verde C1, para Cachoeira Dourada e de interligação por superação de curto-circuito para os TR01 e TR02 (345/230 kV) por TRT</p>	Em análise pela Aneel	Necessária atualmente	FURNAS	(2)
<p>SE ITUMBIARA 230 kV</p> <p>bancos de compensação série na LT 230 kV Rio Verde – Itumbiara: C1 – 30% (33,9 Mvar)</p>	Em análise pela Aneel	Necessária atualmente	FURNAS	G5
<p>SE ITUMBIARA 345 kV</p> <p>seccionamento do barramento de 345 kV e instalação de vão de disjuntor completo e troca de proteção por outra do tipo adaptativa</p>	Em análise pela Aneel	Necessária atualmente	FURNAS	G3
<p>SE L. C. BARRETO 345 kV</p> <p>substituição de equipamentos terminais (TCs, filtros de onda, chaves seccionadoras e disjuntores) na saída para Volta Grande e vão de interligação</p>	Em análise pela Aneel	Necessária atualmente	FURNAS	(2)

Tabela 11.1.3-1 – Proposta de Ampliações e Reforços na Rede Básica nas Regiões Sudeste e Centro-Oeste sem a concessão equacionada (continuação)

LINHAS DE TRANSMISSÃO ou SUBESTAÇÃO	SITUAÇÃO	DATA DE NECESSIDADE	PROPRIETÁRIA DA INSTALAÇÃO	GRAVIDADE
SE L.C.BARRETO 345 kV substituição de cinco (5) disjuntores (Mascarenhas de Moraes, Poços de Caldas C1 e C2, Furnas, Jaguará) e de 40 chaves seccionadoras	Proposta neste PAR	Necessária atualmente	FURNAS	(2)
SE L.C.BARRETO 345 kV substituição de equipamentos terminais (filtro de ondas e TC de 1200 A e chaves seccionadoras) na saída para Jaguará	Proposta neste PAR	Necessária atualmente	FURNAS	(2)
SE L.C.BARRETO 345 kV troca de proteção por outra do tipo adaptativa (associada à Instalação de chave seccionadora no vão do disjuntor de interligação de barras autorizada pela resolução Aneel 242/04)	Proposta neste PAR	MAR/2005	FURNAS	(2)
SE MACAÉ 345 kV substituição de 9 km de cabos pára-raios dos Circuitos 1 e 2 das LT 345 kV Adrianópolis – Macaé e Campos – Macaé por superação de curto-circuito.	Proposta neste PAR	Necessária atualmente	FURNAS	(2)
SE MOGI 345 kV substituição do disjuntor de amarre e de 26 chaves seccionadoras – nas saídas para Itapeti circuitos 1 e 2, Poços de Caldas, Nordeste e amarre	Proposta neste PAR	Necessária atualmente	FURNAS	(2)
LT 345 kV MOGI – ITAPETI adequação de equipamento terminal na SE Mogi	Em análise pela Aneel	Necessária atualmente	FURNAS	(2)
SE PIRINEUS 230/138 kV (NOVA) setor de 230 kV da nova SE Pirineus 230/138 kV que secciona a LT 230 kV Xavantes – Brasília Geral (nova conexão da Celg)	Proposta neste PAR	SET/2004 (1)	FURNAS	G2

Tabela 11.1.3-1 – Proposta de Ampliações e Reforços na Rede Básica nas Regiões Sudeste e Centro-Oeste sem a concessão equacionada (continuação)

LINHAS DE TRANSMISSÃO ou SUBESTAÇÃO	SITUAÇÃO	DATA DE NECESSIDADE	PROPRIETÁRIA DA INSTALAÇÃO	GRAVIDADE
<p>SE POÇOS DE CALDAS 345 kV</p> <p>substituição de disjuntor de amarre por TRT e de 55 chaves seccionadoras – nas saídas para Furnas circuitos 1 e 2, Guarulhos circuitos 1 e 2, Campinas, Luiz Carlos Barreto circuitos 1 e 2, Mogi da Cruzes, TR-51 (500/345 kV) e vão de amarre - por superação de curto-circuito</p>	Proposta neste PAR	Necessária atualmente	FURNAS	(2)
<p>SE PORTO COLÔMBIA 345 kV</p> <p>substituição de equipamentos terminais (TCs, filtros de onda, chaves seccionadoras e disjuntores) nas saídas para Itumbiara e Volta Grande e vão de interligação</p>	Em análise pela Aneel	Necessária atualmente	FURNAS	(2)
<p>SE RIO VERDE 230 kV</p> <p>bancos de compensação série na LT 230 kV Barra do Peixe – Rio Verde:</p> <ul style="list-style-type: none"> - 30% no C1 (37,2 Mvar) - 70% no C2 (216,4 Mvar) <p>na LT 230 kV Itumbiara – Rio Verde:</p> <ul style="list-style-type: none"> - 30% no C1 (34 Mvar) 	Em análise pela Aneel	Necessária atualmente	FURNAS	G5
<p>SE SAMAMBAIA 500/345 kV</p> <p>3º banco de autotransformadores 500/345 kV – 1.050 MVA</p>	Em análise pela Aneel	Necessária atualmente	FURNAS	G5
<p>SE TIJUCO PRETO 750/345/20 kV</p> <p>4º banco de autotransformadores (transformador 750/345/20 kV – 1.500 MVA já se encontra na subestação, aguardando autorização)</p>	Em análise pela Aneel	Necessária atualmente	FURNAS	G5

Tabela 11.1.3-1 – Proposta de Ampliações e Reforços na Rede Básica nas Regiões Sudeste e Centro-Oeste sem a concessão equacionada (continuação)

LINHAS DE TRANSMISSÃO ou SUBESTAÇÃO	SITUAÇÃO	DATA DE NECESSIDADE	PROPRIETÁRIA DA INSTALAÇÃO	GRAVIDADE
SE TIJUCO PRETO 750/345/20 kV Inclusão de alimentação para o compensador síncrono da SE Tijuco Preto através do terciário dos autotransformadores AT5 e/ou AT6	Em análise pela Aneel	Necessária atualmente	FURNAS	G3
SE TIJUCO PRETO 750/500/69 kV Inclusão de alimentação para os bancos de reatores shunt de terciário 2x180 Mvar – 69 kV através do terciário do autotransformador AT2	Em análise pela Aneel	Necessária atualmente	FURNAS	G3
SE TIJUCO PRETO 750/500/69 kV Instalação de sistema de transferência para substituição da fase reserva dos bancos de transformadores AT2 e AT3 – 1.650 MVA, incluindo enrolamento terciário (banco de reatores shunt)	Em análise pela Aneel	Necessária atualmente	FURNAS	G3
SE TIJUCO PRETO 750/345/20 kV Instalação de sistema de transferência para substituição da fase reserva dos bancos de transformadores AT4, AT5 e AT6 – 1.500 MVA, incluindo enrolamento terciário (compensador síncrono)	Em análise pela Aneel	Necessária atualmente	FURNAS	G3
SE COXIPÓ 230 kV substituir disjuntores das entradas de linha para Nobres por outros com capacidade de operação monopolar	Proposta neste PAR	Necessária atualmente	ELETRONORTE	G2
SE SINOP 230 kV Disjuntor com sincronizador para manobra de reator reserva de 20 Mvar	Proposta neste PAR	Necessária atualmente	ELETRONORTE	G3

Tabela 11.1.3-1 – Proposta de Ampliações e Reforços na Rede Básica nas Regiões Sudeste e Centro-Oeste sem a concessão equacionada (continuação)

LINHAS DE TRANSMISSÃO ou SUBESTAÇÃO	SITUAÇÃO	DATA DE NECESSIDADE	PROPRIETÁRIA DA INSTALAÇÃO	GRAVIDADE
<p>SE ANHANGÜERA 345/230 kV (NOVA) desativação da atual Anhangüera Provisória com instalação de novo transformador 345/230 kV – 500 MVA na nova SE Anhangüera, conexões 345 kV para Milton Fornasaro, circuito duplo, e conexões em 230 kV para seccionamento da LT 230 kV Edgard de Souza – Centro C1/C2</p>	Em análise pela Aneel	Necessária atualmente	CTEEP	G2
<p>SE APARECIDA 230 kV substituir 3 seccionadoras de 600 A para maior capacidade no bay para Taubaté</p>	Em análise pela Aneel	Necessária atualmente	CTEEP	(2)
<p>SE ASSIS 440 kV conexões para o reator RE-2 3x33,33 Mvar</p>	Em análise pela Aneel	Necessária atualmente	CTEEP	G5
<p>SE ASSIS 440 kV Substituição de equipamentos terminais (bobinas de bloqueio) na saída para Capivara</p>	Proposta neste PAR	Necessária atualmente	CTEEP	(2)
<p>SE BAURU 440 kV substituição das seccionadoras (de 2.000 A para 3.000 A) dos travessões dos disjuntores 10524-1 (74, 76, 78, 80, 82 e 84) e 10524-3 (238, 240, 242, 244, 246 e 248)</p>	Em análise pela Aneel	Necessária atualmente	CTEEP	(2)
<p>SE BAURU 440 kV instalação de medição de corrente nos travessões 10524-1 e 10524-3</p>	Em análise pela Aneel	Necessária atualmente	CTEEP	G3
<p>SE BAURU 440 kV substituição das seccionadoras de barra 10529-66 e 10529-68 (de 2.000 A para 3.000 A)</p>	Em análise pela Aneel	Necessária atualmente	CTEEP	(2)

Tabela 11.1.3-1 – Proposta de Ampliações e Reforços na Rede Básica nas Regiões Sudeste e Centro-Oeste sem a concessão equacionada (continuação)

LINHAS DE TRANSMISSÃO ou SUBESTAÇÃO	SITUAÇÃO	DATA DE NECESSIDADE	PROPRIETÁRIA DA INSTALAÇÃO	GRAVIDADE
SE CABREÚVA 440 kV instalação de bay de interligação de barra (Obra associada à instalação do 2º banco de autotransformadores 440/138 kV)	Proposta neste PAR	Necessária atualmente	CTEEP	G3
SE CABREÚVA 440 kV substituição do disjuntor nº 5	Proposta neste PAR	JAN/2007	CTEEP	(2)
SE CAPIVARA 440 kV Substituição de equipamentos terminais (TC, chaves seccionadoras, bobinas de bloqueio e disjuntores) na saída para Assis	Em análise pela Aneel	Necessária atualmente	CTEEP	(2)
SE EDGARD DE SOUZA 230 kV instalar by-pass nos bays das linhas e dos trafos	Em análise pela Aneel	Necessária atualmente	CTEEP	G3
SE ILHA SOLTEIRA 440 kV Instalação do terceiro disjuntor de interligações de barras	Em análise pela Aneel	Necessária atualmente	CTEEP	G3
SE ITAPETI 345 kV substituição de disjuntores e equipamentos de 8 bays (associada às LTs Tijuco Preto – Itapeti C3/C4 e Itapeti/Nordeste C1)	Em análise pela Aneel	DEZ/2004	CTEEP	(2)
SE NORTE substituição de 4 disjuntores (NIO 1,2,4 e 5)	Proposta neste PAR	JAN/2007	CTEEP	(2)
SE RIBEIRÃO PRETO 138 kV banco de capacitores 100 Mvar	Proposta neste PAR	Necessária atualmente	CTEEP	G5
SE SANTA BÁRBARA 138 kV banco de capacitores 150 Mvar	Proposta neste PAR	Necessária atualmente	CTEEP	G5

Tabela 11.1.3-1 – Proposta de Ampliações e Reforços na Rede Básica nas Regiões Sudeste e Centro-Oeste sem a concessão equacionada (continuação)

LINHAS DE TRANSMISSÃO ou SUBESTAÇÃO	SITUAÇÃO	DATA DE NECESSIDADE	PROPRIETÁRIA DA INSTALAÇÃO	GRAVIDADE
SE SANTO ÂNGELO 345 kV substituição de disjuntores e equipamentos de 8 bays (associada às LTs Tijuco Preto – Itapeti C3/C4 e Itapeti/Nordeste C1)	Em análise pela Aneel	DEZ/2004	CTEEP	(2)
SE SÃO JOSÉ DOS CAMPOS 230 kV substituição de 1 disjuntor	Em análise pela Aneel	Necessária atualmente	CTEEP	(2)
SE XAVANTES 345 kV Instalação do segundo disjuntor nos bays da LT 345 kV Xavantes – Interlagos	Em análise pela Aneel	Necessária atualmente	CTEEP	G3
SE BARBACENA 345 kV substituição de equipamentos terminais (TCs e filtros de onda) na saída para Pimenta	Em análise pela Aneel	Necessária atualmente	CEMIG	(2)
SE JAGUARA 345 kV substituição de equipamentos terminais (TCs e filtros de ondas) nas saídas para Volta Grande, Luiz Carlos Barreto e Pimenta	Em análise pela Aneel	Necessária atualmente	CEMIG	(2)
SE PIMENTA 345 kV substituição de equipamentos terminais (TCs e filtros de onda) nas saídas para Barreiro, Barbacena	Em análise pela Aneel	Necessária atualmente	CEMIG	(2)
SE VOLTA GRANDE 345 kV substituição de equipamentos terminais (TCs e filtros de onda) nas saídas para Jaguará, L C Barreto e Porto Colômbia	Em análise pela Aneel	Necessária atualmente	CEMIG	(2)

Notas:

(1)Data informada na solicitação de acesso.

(2)Equipamentos superados

11.1.4 Regiões Norte/Nordeste

Tabela 11.1.4-1 – Proposta de Ampliações e Reforços na Rede Básica nas Regiões Norte e Nordeste sem a concessão equacionada

LINHAS DE TRANSMISSÃO ou SUBESTAÇÃO	SITUAÇÃO	DATA DE NECESSIDADE	PROPRIETÁRIA DA INSTALAÇÃO	GRAVIDADE
LT 230 kV BANABUIÚ – MOSSORÓ C2 (175 km) circuito simples	Proposta neste PAR	DEZ/2006	Nova instalação	G2
LT 230 kV FUNIL – VERACEL – C1 (220 km) circuito simples	Proposta neste PAR	MAI/2005 (1)	Nova instalação	G2
LT 230 kV MILAGRES – COREMAS C2 (120 km) circuito simples	Em licitação	Necessária atualmente	Nova instalação	G2
LT 230 kV MILAGRES – TAUÁ (200 km) circuito simples (associada à conexão da Coelce na SE Tauá)	Em licitação	DEZ/2005 (1)	Nova instalação	G2
SE TAUÁ 230/69 kV (NOVA) setor de 230 kV, arranjo barra dupla, (associado à nova conexão da Coelce)	Em licitação	DEZ/2005 (1)	Nova instalação	G2
LT 500 kV TUCURUÍ – VILA DO CONDE C3 (329 km) circuito simples, com reator 180 Mvar	Em licitação	DEZ/2007	Nova instalação	G2
SE IMPERATRIZ 500 kV reator de barra manobrável 180 Mvar – 525 kV na SE Imperatriz	Proposta neste PAR	Necessária atualmente	ELETRONORTE	G3
SE MIRANDA II 230 kV Banco de capacitores manobrável – 20 Mvar	Proposta neste PAR	Necessária atualmente	ELETRONORTE	G2

Tabela 11.1.4--1 – Proposta de Ampliações e Reforços na Rede Básica nas Regiões Norte e Nordeste sem a concessão equacionada (continuação)

LINHAS DE TRANSMISSÃO ou SUBESTAÇÃO	SITUAÇÃO	DATA DE NECESSIDADE	PROPRIETÁRIA DA INSTALAÇÃO	GRAVIDADE
SE TUCURUÍ 500 kV entrada de linha para o autotransformador 500/69 kV	Proposta neste PAR	Necessária atualmente	ELETRONORTE	G2
SE CAMPINA GRANDE II 230 kV substituição dos pára-raios das linhas 04V1, 04V2, 04L3, 04F6 e 04F7	Em análise pela Aneel	Necessária atualmente	CHESF	(2)
SE FORTALEZA 230 kV substituição de um disjuntor na posição 14H1 de manobra de banco de capacitores de 50 Mvar	Em análise pela Aneel	Necessária atualmente	CHESF	(2)
SE FORTALEZA II 500/230 kV 3º banco de autotransformadores 500/230 kV – 600 MVA	Em análise pela Aneel	Necessária atualmente	CHESF	G2
SE FORTALEZA II 230 kV duas entradas de linha para SE Delmiro Gouveia	Proposta neste PAR	Necessária atualmente	CHESF	G2
SE FORTALEZA II 500 kV complementar bay 500 kV – AT 1	Em análise pela Aneel	Necessária atualmente	CHESF	G3
LT 230 kV FORTALEZA II – FORTALEZA C3 (0,3 km) circuito simples	Em análise pela Aneel	Necessária atualmente	CHESF	G2
SE ICÓ 230 kV complementação do seccionamento da LT Milagres – Banabuiú (04M3): (barramentos 230 kV, uma entrada de linha, uma interligação de barras e uma conexão para transformador)	Proposta neste PAR	Necessária atualmente	CHESF	G2

Tabela 11.1.4--1 – Proposta de Ampliações e Reforços na Rede Básica nas Regiões Norte e Nordeste sem a concessão equacionada (continuação)

LINHAS DE TRANSMISSÃO ou SUBESTAÇÃO	SITUAÇÃO	DATA DE NECESSIDADE	PROPRIETÁRIA DA INSTALAÇÃO	GRAVIDADE
SE MESSIAS 500/230/13,8 kV fechamento do “delta” do banco de autotransformadores 05T3 500/230/13,8 kV	Em análise pela Aneel	Necessária atualmente	CHESF	G3
SE MESSIAS 500 kV complementar bays 500 kV ATs 2 e 3	Em análise pela Aneel	Necessária atualmente	CHESF	G3
SE NARANDIBA 230/69 kV (NOVA) setor de 230 kV com 2 entradas de linha para Pituaçu (associado à nova conexão da Coelba)	Proposta neste PAR	DEZ/2005 (1)	CHESF	G2
SE NATAL II 230 kV substituição dos pára-raios dos transformadores 04T1, 04T2 e 04T3 e das LTs 04V2 e 04V3	Em análise pela Aneel	Necessária atualmente	CHESF	(2)
SE NATAL II 230 kV relocação do reator de barra – 10 Mvar para uma das linhas para Campina Grande (04V3 ou 04V4)	Em análise pela Aneel	Necessária atualmente	CHESF	G3
PITUAÇU 2 entradas de linha em 230 kV para Narandiba (associadas à nova conexão da Coelba)	Proposta neste PAR	DEZ/2005 (1)	CHESF	G2
PITUAÇU – NARANDIBA C2 lançamento do 2º circuito (e operação do circuito existente na tensão nominal)	Proposta neste PAR	DEZ/2005 (1)	CHESF	G2
SE RECIFE II 230 kV instalar TP, TC, e proteção própria para disjuntores de acoplamento de Barras.	Em análise pela Aneel	Necessária atualmente	CHESF	G3
LT 230 kV RECIFE II – VÁRZEA recapacitação dos três circuitos 230 kV de 226 MVA para 350 MVA	Proposta neste PAR	DEZ/2007	CHESF	G2

Tabela 11.1.4--1 – Proposta de Ampliações e Reforços na Rede Básica nas Regiões Norte e Nordeste sem a concessão equacionada (continuação)

LINHAS DE TRANSMISSÃO ou SUBESTAÇÃO	SITUAÇÃO	DATA DE NECESSIDADE	PROPRIETÁRIA DA INSTALAÇÃO	GRAVIDADE
SE SANTO ANTÔNIO DE JESUS 230 kV 2 entradas de linha em 230 kV para Sapeaçu e Funil (associadas ao seccionamento da LT Sapeaçu – Funil – 04F3)	Proposta neste PAR	MAI/2005 (1)	CHESF	G2
LT 230 kV SAPEAÇU – SANTO ANTÔNIO DE JESUS (04F2 e 04F3) (29 km) recapacitação de 235 MVA para 350 MVA	Proposta neste PAR	MAI/2005 (1)	CHESF	G2
SE SOBRAL III 500 kV complementar bay 500 kV da LT Sobral III/ Teresina II	Em análise pela Aneel	MAR/2005	CHESF	G3

(1)Data informada na solicitação de acesso

(2)Equipamentos superados

- 12 ANEXO 3 - Ampliações e Reforços na Rede Básica cuja concessão já foi equacionada

Neste item é apresentado o programa de obras de transmissão adotado como premissa nos estudos que resultaram neste PAR 2005-2007. Os empreendimentos, que estão relacionados nas tabelas a seguir (Tabela 12.1.1-1 a Tabela 12.1.4-1), estão em construção, tendo sido já objeto de licitação ou de autorização pela Aneel. Destaca-se a importância de que o cronograma de implantação dessas obras seja mantido e, se possível, antecipado

.

12.1.1 Interligações Inter-regionais

Tabela 12.1.1-1 – Programa de Obras na Rede Básica Considerado para as Interligações Inter-regionais

LINHAS DE TRANSMISSÃO ou SUBESTAÇÃO	kV	km ou MVA	UF	SITUAÇÃO	CONCESSIONÁRIA	ENTRADA EM OPERAÇÃO	
						PRAZO CONTRATUAL	PREVISÃO
TUCURUÍ – MARABÁ C4 E MARABÁ – AÇAILÂNDIA C2 circuito simples, com compensação série em Marabá e Açailândia (interligação Norte/Nordeste)	500	464	PA/ MA	Licitada	EMPRESA NORTE DE TRANSMISSÃO DE ENERGIA S.A.	DEZ/2004	JUN/2005
IVAIPORÃ 3o banco de autotransformadores	750/ 525/ 69	1.650	PR	Autorizado (Resolução Aneel 799/02)	FURNAS	JUN/2004	FEV/2005
LONDRINA – ASSIS – ARARAQUARA circuito simples,	500	370	PR/ SP	Licitada	ATE TRANSMISSORA DE ENERGIA	FEV/2006	FEV/2006
ASSIS 1º banco de autotransformadores 500/440 kV	500/ 440	1.500	SP	Licitada	ATE TRANSMISSORA DE ENERGIA	FEV/2006	FEV/2006

12.1.2 Região Sul

Tabela 12.1.2-1 – Programa de Obras na Rede Básica Considerado para a Região Sul

LINHAS DE TRANSMISSÃO ou SUBESTAÇÃO	kV	km ou MVA	UF	SITUAÇÃO	CONCESSIONÁRIA	ENTRADA EM OPERAÇÃO	
						PRAZO CONTRATUAL	PREVISÃO
CASCADEL OESTE – IVAIPORÃ circuito simples	525	209	PR	Licitada	ARTEMIS TRANSMISSORA DE ENERGIA	FEV/2006	FEV/2006
SALTO SANTIAGO – IVAIPORÃ C2 circuito simples	525	167	PR	Licitada	ARTEMIS TRANSMISSORA DE ENERGIA	FEV/2006	FEV/2006
DONA FRANCISCA – ITAÚBA circuito simples	230	23	RS	Autorizada (Resolução 186/03)	CEEE	FEV/2005	FEV/2005
GRAVATAÍ 2 – PORTO ALEGRE 8 circuito simples	230	16,5	RS	Autorizada (Resolução 497/01)	CEEE	OUT/2002	JUL/2005
PASSO REAL – SANTA MARTA seccionamento na SE Tapera 2 (associada à nova conexão da RGE na SE Tapera 2)	230	2x0,2	RS	Autorizada (Resolução 475//03)	CEEE	MAR/2005	MAR/2005

Tabela 12.1.2-1 – Programa de Obras na Rede Básica Considerado para a Região Sul (continuação)

LINHAS DE TRANSMISSÃO ou SUBESTAÇÃO	kV	km ou MVA	UF	SITUAÇÃO	CONCESSIONÁRIA	ENTRADA EM OPERAÇÃO	
						PRAZO CONTRATUAL	PREVISÃO
PORTO ALEGRE 8 SE nova (setor de 230 kV)	230	--	RS	Autorizada (Resolução 497/01)	CEEE	OUT/2002	JUI/2005
PRESIDENTE MÉDICI – PELOTAS 3 circuito simples	230	130	RS	Licitada	CEEE	JUL/2004	NOV/2004
TAPERA 2 (NOVA) Setor de 230 kV (nova conexão da RGE)	230	2x83	RS	Autorizada (Resolução 475//03)	CEEE	MAR/2005	MAR/2005
BATEIAS entrada de linha (para Campo Comprido)	230	---	PR	Autorizada (Resolução 492//03)	COPEL	OUT/2004	JUN/2005
BATEIAS 2o banco de autotransformadores	525/ 230	600	PR	Autorizada (Resolução 492//03)	COPEL	MAR/2005	JUN/2005
BATEIAS – CAMPO COMPRIDO circuito simples, recapitação	230	17,8	PR	Autorizada (Resolução 492//03)	COPEL	OUT/2004	JUN/2005

Tabela 12.1.2-1 – Programa de Obras na Rede Básica Considerado para a Região Sul (continuação)

LINHAS DE TRANSMISSÃO ou SUBESTAÇÃO	kV	km ou MVA	UF	SITUAÇÃO	CONCESSIONÁRIA	ENTRADA EM OPERAÇÃO	
						PRAZO CONTRATUAL	PREVISÃO
CAMPO COMPRIDO entrada de linha (para Bateias)	230	---	PR	Autorizada (Resolução 492//03)	COPEL	OUT/2004	JUN/2005
CASCADEL OESTE 2o banco de autotransformadores	525/ 230	600	PR	Autorizada (Resolução 492//03)	COPEL	MAR/2005	MAR/2005
LONDRINA – IBIPORÃ C2 circuito duplo, lançamento do 2o circuito	230	20,3	PR	Autorizada (Resolução 492//03)	COPEL	NOV/2004	JUN/2005
AREIA Unidade reserva do banco de autotransformadores existente	525	---	PR	Autorizado (Resolução Aneel 033/03)	ELETROSUL	MAI/2004	JUL/2004
CASCADEL OESTE-GUAÍRA recapitação de trechos em 636 MCM	230	0,1	PR	Autorizada (Res. 003//04)	ELETROSUL	JAN/2005	JAN/2005
CAXIAS 5 setor de 230 kV (nova conexão da RGE)	230	---	RS	Autorizada (Resolução 147//04)	ELETROSUL	OUT/2005	OUT/2005

Tabela 12.1.2-1 – Programa de Obras na Rede Básica Considerado para a Região Sul (continuação)

LINHAS DE TRANSMISSÃO ou SUBESTAÇÃO	kV	km ou MVA	UF	SITUAÇÃO	CONCESSIONÁRIA	ENTRADA EM OPERAÇÃO	
						PRAZO CONTRATUAL	PREVISÃO
CURITIBA conexões para o reator 1 – 150 Mvar (na barra)	525	---	PR	Autorizada (Resolução 003//04)	ELETROSUL	ABR/2005	ABR/2005
GUAÍRA-DOURADOS recapacitação de trechos em 636 MCM	230	17,1	MS	Autorizada (Resolução 003//04)	ELETROSUL	JAN/2005	JAN/2005
JORGE LACERDA B relocação do terminal da LT 230 kV Palhoça – Jorge Lacerda A e implantação de trecho de linha de 230 kV circuito simples, 0,8 km	230	0,8	SC	Autorizada (Resolução 003//04)	ELETROSUL	OUT/2005	OUT/2005
MARINGÁ – ASSIS circuito duplo, seccionamento na SE Londrina (Eletrosul)	230	2x23	PR/ SP	Autorizada (Res. 003//04)	ELETROSUL	ABR/2005	ABR/2005
PALHOÇA substituição de equipamento terminal (TC) da linha para Jorge Lacerda B	230	---	SC	Autorizada (Resolução 003//04)	ELETROSUL	OUT/2005	OUT/2005

Tabela 12.1.2-1 – Programa de Obras na Rede Básica Considerado para a Região Sul (continuação)

LINHAS DE TRANSMISSÃO ou SUBESTAÇÃO	kV	km ou MVA	UF	SITUAÇÃO	CONCESSIONÁRIA	ENTRADA EM OPERAÇÃO	
						PRAZO CONTRATUAL	PREVISÃO
LAGOA VERMELHA SE nova (setor de 230 kV) (associada à nova conexão da RGE e às LTs 230 kV Campos Novos – Lagoa Vermelha e Lagoa Vermelha – Santa Marta)	230	--	RS	Licitada	ETAU	AGO/2004	NOV/2004
LAGOA VERMELHA – CAMPOS NOVOS circuito simples (associada à SE Lagoa Vermelha)	230	84	RS/SC	Licitada	ETAU	AGO/2004	NOV/2004
LAGOA VERMELHA – SANTA MARTA circuito simples (associada à SE Lagoa Vermelha)	230	96	RS	Licitada	ETAU	AGO/2004	NOV/2004
MACHADINHO – CAMPOS NOVOS C2 circuito simples	525	50,6	SC	Licitada	LUMITRANS	AGO/2005	AGO/2005

Tabela 1.1.1-1 – Programa de Obras na Rede Básica Considerado para a Região Sul (continuação)

LINHAS DE TRANSMISSÃO ou SUBESTAÇÃO	kV	km ou MVA	UF	SITUAÇÃO	CONCESSIONÁRIA	ENTRADA EM OPERAÇÃO	
						PRAZO CONTRATUAL	PREVISÃO
MAÇAMBARÁ reator manobrável – 30 Mvar	230	--	RS	Licitada	STE – SUL TRANSMISSORA DE ENERGIA LTDA.	AGO/2004	JUL/2004
MAÇAMBARÁ – SANTO ÂNGELO circuito simples	230	205	RS	Licitada	STE – SUL TRANSMISSORA DE ENERGIA LTDA.	AGO/2004	JUL/2004
UTE URUGUAIANA – MAÇAMBARÁ circuito simples	230	130	RS	Licitada	STE – SUL TRANSMISSORA DE ENERGIA LTDA.	AGO/2004	JUL/2004

12.1.3 Regiões Sudeste e Centro/Oeste

Tabela 12.1.3-1 – Programa de Obras na Rede Básica Considerado para as Regiões Sudeste e Centro-Oeste

LINHAS DE TRANSMISSÃO ou SUBESTAÇÃO	kV	km ou MVA	UF	SITUAÇÃO	CONCESSIONÁRIA	ENTRADA EM OPERAÇÃO	
						PRAZO CONTRATUAL	PREVISÃO
COXIPÓ – CUIABÁ C1/C2 circuito duplo	230	2x25	MT	Licitada	AMAZÔNIA- ELETRONORTE	AGO/2005	AGO/2005
CUIABÁ – RONDONÓPOLIS circuito simples, com compensação série de 60% em Rondonópolis (91 Mvar)	230	168	MT	Licitada	AMAZÔNIA- ELETRONORTE	AGO/2005	AGO/2005
TIJUCO PRETO – CACHOEIRA PAULISTA C2 circuito simples	500	180	SP	Licitada	CACHOEIRA PAULISTA TRANSMISSORA DE ENERGIA LTDA.	DEZ/2004	DEZ/2004
AIMORÉS – MASCARENHAS C2 circuito simples (associada à conexão da UHE Aimorés)	230	20	MG	Autorizado (Resolução Aneel 735/03)	CEMIG	MAI/2005	MAI/2005

Tabela 12.1.3-1 – Programa de Obras na Rede Básica Considerado para as Regiões Sudeste e Centro-Oeste (continuação)

LINHAS DE TRANSMISSÃO ou SUBESTAÇÃO	kV	km ou MVA	UF	SITUAÇÃO	CONCESSIONÁRIA	ENTRADA EM OPERAÇÃO	
						PRAZO CONTRATUAL	PREVISÃO
EMBORCAÇÃO conexão para reator da LT 500 kV Emborcação – São Gotardo 2 – 91 Mvar	500	---	MG	Autorizado (Resolução Aneel 547/03)	CEMIG	SET/2005	SET/2005
JAGUARA Instalação de vão de disjuntor de barra	345	---	MG	Autorizado (Resolução Aneel 547/03)	CEMIG	AGO/2004	AGO/2004
JAGUARA conexões para os reatores das LTs 500 kV Jaguara – Neves e Jaguara – São Gonçalo do Pará – 2x91 Mvar	500	---	MG	Autorizado (Resolução Aneel 547/03)	CEMIG	AGO/2005	AGO/2005
JAGUARA instalação de três disjuntores para conexão dos trafos T11 e T12 – 500/345 kV às barras 1 e 2 (instalação de uma seção – configuração disjuntor e meio)	500	---	MG	Autorizado (Resolução Aneel 547/03)	CEMIG	SET/2005	SET/2005

Tabela 12.1.3-1 – Programa de Obras na Rede Básica Considerado para as Regiões Sudeste e Centro-Oeste (continuação)

LINHAS DE TRANSMISSÃO ou SUBESTAÇÃO	kV	km ou MVA	UF	SITUAÇÃO	CONCESSIONÁRIA	ENTRADA EM OPERAÇÃO	
						PRAZO CONTRATUAL	PREVISÃO
OURO PRETO 2 conexão para reator da LT 500 kV Ouro Preto 2 – São Gonçalo do Pará – 91 Mvar	500	---	MG	Autorizado (Resolução Aneel 547/03)	CEMIG	JUL/2005	JUL/2005
PIMENTA Instalação de vão de disjuntor de barra	345	---	MG	Autorizado (Resolução Aneel 547/03)	CEMIG	JUL/2005	JUL/2005
SÃO GOTARDO 2 reator manobrável de barra – 91 Mvar	500	---	MG	Autorizado (Resolução Aneel 547/03)	CEMIG	NOV/2005	NOV/2005
ANHANGUERA SE nova (setor de 345 kV) (associada à LT 345 kV Guarulhos – Anhanguera)	345	---	SP	Autorizada à (Resolução Aneel 230/01)	CTEEP	DEZ/2003	JUN/2007
ARARAQUARA conexão para o reator RE-2 – 180 Mvar	440	---	SP	Autorizado (Resolução Aneel 591/02)	CTEEP	ABR/2004	DEZ/2004

Tabela 12.1.3-1 – Programa de Obras na Rede Básica Considerado para as Regiões Sudeste e Centro-Oeste (continuação)

LINHAS DE TRANSMISSÃO ou SUBESTAÇÃO	kV	km ou MVA	UF	SITUAÇÃO	CONCESSIONÁRIA	ENTRADA EM OPERAÇÃO	
						PRAZO CONTRATUAL	PREVISÃO
ARARAQUARA reator manobrável de barra – 180 Mvar	440	---	SP	Autorizado (Resolução Aneel 545/03)	CTEEP	AGO/2005	AGO/2005
ASSIS 2º banco de autotransformadores 440/230 kV	440/ 230	336	SP	Autorizado (Resolução Aneel 545/03)	CTEEP	FEV/2006	FEV/2006
ASSIS adequação do arranjo da SE de barra principal e transferência para barra dupla a cinco chaves	230	---	SP	Autorizado (Resolução Aneel 545/03)	CTEEP	FEV/2006	FEV/2006
BOTUCATU 2 transformadores (substituição dos transformadores existentes – 2X75 MVA)	230/ 138	2X150		Autorizado (Resolução Aneel 197/04)	CTEEP	FEV/2006	FEV/2006
CABREÚVA banco de autotransformadores (remanejado da SE Jupia)	440/ 138	150		Autorizado (Resolução Aneel 197/04)	CTEEP	OUT/2007	OUT/2007

Tabela 12.1.3-1 – Programa de Obras na Rede Básica Considerado para as Regiões Sudeste e Centro-Oeste (continuação)

LINHAS DE TRANSMISSÃO ou SUBESTAÇÃO	kV	km ou MVA	UF	SITUAÇÃO	CONCESSIONÁRIA	ENTRADA EM OPERAÇÃO	
						PRAZO CONTRATUAL	PREVISÃO
CABREÚVA substituição de disjuntores e equipamentos de 7 bays (Obra associada ao 3º banco de autotransformadores 440/230 kV)	230	---		Autorizado (Resolução Aneel 503/02)	CTEEP	JUL/2004	JUL/2004
CHAVANTES – BOTUCATU C2 circuito simples	230	137	SP	Licitada	CTEEP	JUN/2003	SET/2004
EDGARD DE SOUZA substituição de 14 disjuntores (Obra associada à instalação do 3º banco de autotransformadores 440/230 kV – 750 MVA da SE Cabreúva)	230	---	SP	Autorizado (Resolução Aneel 545/03)	CTEEP	AGO/2005	AGO/2005
EMBU GUAÇU – BAURU C1/C2 (SECCIONAMENTO SE OESTE) construção de dois trechos (4x636 MCM) para efetuar o seccionamento dos dois circuitos da LT Bauru – Embu Guaçu na SE Oeste (incluindo dois bays em 440 kV na SE Oeste)	440	2x1,6	SP	Autorizado (Resolução Aneel 545/03)	CTEEP	FEV/2006	FEV/2006

Tabela 12.1.3-1 – Programa de Obras na Rede Básica Considerado para as Regiões Sudeste e Centro-Oeste (continuação)

LINHAS DE TRANSMISSÃO ou SUBESTAÇÃO	kV	km ou MVA	UF	SITUAÇÃO	CONCESSIONÁRIA	ENTRADA EM OPERAÇÃO	
						PRAZO CONTRATUAL	PREVISÃO
GUARULHOS – ANHANGUERA circuito duplo (associada à SE Anhanguera)	345	2x25	SP	Autorizada (Resolução Aneel 542/00)	CTEEP	DEZ/2003	JUL/2007
INTERLAGOS substituição de disjuntores e equipamentos de 2 bays (Obra associada à 2ª fase da UTE Piratininga)	230	---	SP	Autorizado (Resolução Aneel 545/03)	CTEEP	FEV/2005	FEV/2005
JUPIÁ instalação de disjuntor na interligação de barras 440 kV	440	---	SP	Autorizado (Resolução Aneel 591/02)	CTEEP	ABR/2004	DEZ/2004
JUPIÁ banco de autotransformadores (substituição do banco de autotransformadores existentes – 150 MVA)	440/ 138	300		Autorizado (Resolução Aneel 197/04)	CTEEP	FEV/2006	FEV/2006

Tabela 12.1.3-1 – Programa de Obras na Rede Básica Considerado para as Regiões Sudeste e Centro-Oeste (continuação)

LINHAS DE TRANSMISSÃO ou SUBESTAÇÃO	kV	km ou MVA	UF	SITUAÇÃO	CONCESSIONÁRIA	ENTRADA EM OPERAÇÃO	
						PRAZO CONTRATUAL	PREVISÃO
JURUMIRIM 2 transformadores (substituição dos transformadores existentes – 2X75 MVA)	230/ 138	2X150		Autorizado (Resolução Aneel 197/04)	CTEEP	ABR/2006	ABR/2006
MOGI MIRIM 3 banco de autotransformadores	440/ 138	300		Autorizado (Resolução Aneel 197/04)	CTEEP	ABR/2006	ABR/2006
SUMARÉ reator manobrável de barra de 90 Mvar	440	---	SP	Autorizado (Resolução Aneel 545/03)	CTEEP	AGO/2005	AGO/2005
TIJUCO PRETO – BAIXADA C3 circuito duplo, lançamento do 2º circuito	345	26	SP	Autorizada (Resolução Aneel 319/01 e 139/03)	CTEEP	OUT/2003	JUL/2004
BARRA DO PEIXE ampliação de dois vãos de linha adicionais para a conexão da LT 230 kV Rondonópolis – Rio Verde C1 a ser seccionada em Barra do Peixe	230	---	MT	Autorizado (Resolução Aneel 004/04)	ELETRONORTE	JAN/2005	JAN/2005

Tabela 12.1.3-1 – Programa de Obras na Rede Básica Considerado para as Regiões Sudeste e Centro-Oeste (continuação)

LINHAS DE TRANSMISSÃO ou SUBESTAÇÃO	kV	km ou MVA	UF	SITUAÇÃO	CONCESSIONÁRIA	ENTRADA EM OPERAÇÃO	
						PRAZO CONTRATUAL	PREVISÃO
BARRA DO PEIXE bancos de compensação série na LT 230 kV Rondonópolis – Barra do Peixe: 30% no C1 (35,1Mvar) 50% no C2 (119,8 Mvar)	230	---	MT	Autorizado (Resolução Aneel 004/04)	ELETRONORTE	JAN/2005	JAN/2005
SINOP compensador estático – (-30,70) Mvar	230	---	MT	Autorizada (Resolução 569/02 da Aneel)	ELETRONORTE	JUN/2004	JUN/2006
ITUMBIARA reator manobrável na LT 500 kV Itumbiara – Samambaia – 136 Mvar	500	---	GO/MG	Autorizado (Resolução Aneel 733/03)	EXPANSION	DEZ/2004	DEZ/2004
ADRIANÓPOLIS “bypass” em Adrianópolis de um dos circuitos da LT Cachoeira Paulista – Adrianópolis para engate na LT Adrianópolis – Grajaú, formando a LT Cachoeira Paulista – Grajaú	500	---	RJ	Autorizado (Resolução Aneel 546/03)	FURNAS	MAR/2005	MAR/2005

Tabela 12.1.3-1 – Programa de Obras na Rede Básica Considerado para as Regiões Sudeste e Centro-Oeste (continuação)

LINHAS DE TRANSMISSÃO ou SUBESTAÇÃO	kV	km ou MVA	UF	SITUAÇÃO	CONCESSIONÁRIA	ENTRADA EM OPERAÇÃO	
						PRAZO CONTRATUAL	PREVISÃO
ADRIANÓPOLIS reator manobrável na LT Cachoeira Paulista – Grajaú – 136 Mvar (associada ao by-pass em Adrianópolis para formar a LT Cachoeira Paulista – Grajaú)	500	---	RJ	Autorizado (Resolução Aneel 546/03)	FURNAS	MAR/2005	MAR/2005
ADRIANÓPOLIS – CAMPOS troca de TC, filtro de ondas e chaves seccionadoras na SE Adrianópolis	345	---	RJ	Autorizado (Resoluções Aneel 340/03 e 491/03)	FURNAS	SET/2004 (C2)	SET/2004 (C2)
ANGRA reator manobrável na LT Angra – Grajaú – 136 Mvar	500	---	RJ	Autorizado (Resolução Aneel 546/03)	FURNAS	MAR/2005	MAR/2005
CACHOEIRA PAULISTA reator manobrável na linha para Adrianópolis (Grajaú) e chaveável na linha para Angra – 136 Mvar (associada ao by-pass em Adrianópolis para formar a LT Cachoeira Paulista – Grajaú)	500	---	SP	Autorizado (Resolução Aneel 546/03)	FURNAS	MAR/2005	MAR/2005

Tabela 12.1.3-1 – Programa de Obras na Rede Básica Considerado para as Regiões Sudeste e Centro-Oeste (continuação)

LINHAS DE TRANSMISSÃO ou SUBESTAÇÃO	kV	km ou MVA	UF	SITUAÇÃO	CONCESSIONÁRIA	ENTRADA EM OPERAÇÃO	
						PRAZO CONTRATUAL	PREVISÃO
CAMPINAS 2º banco de autotransformadores (associada à LT Londrina – Assis – Araraquara)	500 / 345	560	SP	Autorizado (Resolução Aneel 242/04)	FURNAS	DEZ/2005	DEZ/2005
CAMPINAS reator manobrável de linha e uma unidade reserva – 136 Mvar (em substituição ao reator de 73 Mvar existente na LT Campinas – Cachoeira Paulista)	500	---		Autorizada (Resolução 641/02 da Aneel)	FURNAS	MAI/2004	ABR/2005
IBIÚNA instalação de disjuntor e mais uma chave seccionadora de 345 kV nos vãos dos transformadores ZA900, ZA901 e ZA902	345	---	SP	Autorizado (Resolução Aneel 739/03)	FURNAS	FEV/2005	FEV/2005
IBIÚNA instalação de dois filtros (3º/5º harmônicos) para o elo de corrente contínua	345	---	SP	Autorizado (Resolução Aneel 739/03)	FURNAS	JUN/2005	JUN/2005

Tabela 12.1.3-1 – Programa de Obras na Rede Básica Considerado para as Regiões Sudeste e Centro-Oeste (continuação)

LINHAS DE TRANSMISSÃO ou SUBESTAÇÃO	kV	km ou MVA	UF	SITUAÇÃO	CONCESSIONÁRIA	ENTRADA EM OPERAÇÃO	
						PRAZO CONTRATUAL	PREVISÃO
ITUMBIARA bancos de compensação série na LT 230 kV Rio Verde – Itumbiara: - 70% no C2 (183 Mvar)	230	---	GO/M G	Autorizado (Resolução Aneel 242/04).	FURNAS	OUT/2005	OUT/2005
ITUTINGA reator manobrável de barra e uma unidade reserva– 60 Mvar	345	---	MG	Autorizada (Resolução 641/02 da Aneel)	FURNAS	MAI/04	JUN/2005
L. C. BARRETO Instalação de chave seccionadora no vão do disjuntor de interligação de barras	345	---	MG	Autorizado (Resolução Aneel 242/04)	FURNAS	FEV/2005	FEV/2005
MARIMBONDO reator manobrável de barra – 100 Mvar	500	---	MG	Autorizado (Resolução Aneel 546/03)	FURNAS	MAR/2005	MAR/2005
OURO PRETO 2 reator manobrável na LT 345 kV Ouro Preto 2 – Vitória – 60 Mvar	345	---	MG	Autorizado (Resolução Aneel 546/03)	FURNAS	MAR/2005	MAR/2005

Tabela 12.1.3-1 – Programa de Obras na Rede Básica Considerado para as Regiões Sudeste e Centro-Oeste (continuação)

LINHAS DE TRANSMISSÃO ou SUBESTAÇÃO	kV	km ou MVA	UF	SITUAÇÃO	CONCESSIONÁRIA	ENTRADA EM OPERAÇÃO	
						PRAZO CONTRATUAL	PREVISÃO
OURO PRETO 2 3º banco de autotransformadores (associado à LT 345 kV Ouro Preto 2-Vitória)	500/ 345	400	MG	Autorizado (Resolução Aneel 335/01)	FURNAS	MAI/2003	MAR/2005
OURO PRETO 2 – VITÓRIA circuito simples	345	370	MG/ ES	Autorizada (Resolução Aneel 335/01)	FURNAS	MAI/2003	MAR/2005
SAMAMBAIA banco de compensação série – 1 x 252 Mvar (na LT para Serra da Mesa – no 3º circuito compacto)	500			Autorizado (Resolução Aneel 335/01)	FURNAS	ABR/2003	Comissionado. Pendente de regularização
SERRA DA MESA 2º banco de autotransformadores	500 / 230	400	GO	Autorizado (Resolução Aneel 242/04)	FURNAS	OUT/2005	OUT/2005
VITÓRIA reator manobrável na LT 345 kV Ouro Preto 2 – Vitória – 60 Mvar	345	---	ES	Autorizado (Resolução Aneel 546/03)	FURNAS	MAR/2005	MAR/2005

Tabela 12.1.3-1 – Programa de Obras na Rede Básica Considerado para as Regiões Sudeste e Centro-Oeste (continuação)

LINHAS DE TRANSMISSÃO ou SUBESTAÇÃO	kV	km ou MVA	UF	SITUAÇÃO	CONCESSIONÁRIA	ENTRADA EM OPERAÇÃO	
						PRAZO CONTRATUAL	PREVISÃO
IRAPÉ – MONTES CLAROS circuito simples (associada à conexão da UHE Irapé)	345	158	MG	Licitada	TRANSLESTE	DEZ/2005	DEZ/2005

12.1.4 Regiões Norte/Nordeste

Tabela 12.1.4-1 – Programa de Obras na Rede Básica Considerado para as Regiões Norte e Nordeste

LINHAS DE TRANSMISSÃO ou SUBESTAÇÃO	kV	km ou MV A	UF	SITUAÇÃO	CONCESSIONÁRIA	ENTRADA EM OPERAÇÃO	
						PRAZO CONTRATUAL	PREVISÃO
ANGELIM II reator de barra manobrável – 150 Mvar	500	---	PE	Autorizado (Resolução Aneel 375/03)	CHESF	JAN/2005	JAN/2005
BARREIRAS complementação do setor 230 kV, uma entrada de linha e uma interligação de barras	230	---	BA	Autorizado (Resolução Aneel 48/04)	CHESF	NOV/2004	NOV/2004
BOA ESPERANÇA 3º transformador (apenas as conexões de 230 kV e 69 kV)	230/ 69	39	PI	Autorizado (Resolução Aneel 640/03)	CHESF	AGO/2004	AGO/2004
BOA ESPERANÇA instalação de uma interligação de barras sem disjuntor	500	---	PI	Autorizado (Resolução Aneel 640/03)	CHESF	JAN/2005	JAN/2005

LINHAS DE TRANSMISSÃO ou SUBESTAÇÃO	kV	km ou MVA	UF	SITUAÇÃO	CONCESSIONÁRIA	ENTRADA EM OPERAÇÃO	
						PRAZO CONTRATUAL	PREVISÃO
BOM NOME 2º transformador	230/138	100	PE	Autorizado (Resolução Aneel 640/03)	CHESF	MAR/2004	AGO/2004
CAMPINA GRANDE II reator de barra manobrável – 30 Mvar	230	---	PB	Autorizado (Resolução Aneel 375/03)	CHESF	JAN/2005	JAN/2005
ELISEU MARTINS (NOVA) setor 230 kV, barra dupla, uma entrada de linha	230	---	PI	Autorizado (Resolução Aneel 640/03)	CHESF	MAI/2005	MAI/2005
1º e 2º transformadores	230/69	50	PI	Autorizado (Resolução Aneel 148/04)	CHESF	MAI/2005	MAI/2005
ELISEU MARTINS – SÃO JOÃO DO PIAUÍ adequação para operar na tensão nominal	230	170	PI	Autorizado (Resolução Aneel 640/03)	CHESF	MAI/2005	MAI/2005

LINHAS DE TRANSMISSÃO ou SUBESTAÇÃO	kV	km ou MVA	UF	SITUAÇÃO	CONCESSIONÁRIA	ENTRADA EM OPERAÇÃO	
						PRAZO CONTRATUAL	PREVISÃO
FORTALEZA II – PICI C1/C2 circuito duplo (associada à implantação da SE Pici)	230	2x25	CE	Autorizada (Resolução Aneel 166/00)	CHESF	DEZ/2000	LT 230 kV Fortaleza – Pici paralisada em função de sentenças judiciais.
JARDIM instalação de uma entrada de linha na saída para Camaçari II	500	---	SE	Autorizado (Resolução Aneel 166/00)	CHESF	DEZ/2000	
MIRUEIRA instalação de uma entrada de linha na saída para Pau Ferro	230	---	PE	Autorizado (Resolução Aneel 640/03)	CHESF	OUT/2004	OUT/2004
MOSSORÓ II – AÇU II recapitação (de 235 MVA para 300 MVA) (Associada a UTE Termoçu)	230	75	RN	Autorizada (Resolução Aneel 640/03)	CHESF	JUL/2005	JUL/2005

LINHAS DE TRANSMISSÃO ou SUBESTAÇÃO	kV	km ou MVA	UF	SITUAÇÃO	CONCESSIONÁRIA	ENTRADA EM OPERAÇÃO	
						PRAZO CONTRATUAL	PREVISÃO
NATAL II reator de barra manobrável – 30 Mvar	230	---	RN	Autorizado (Resolução Aneel 375/03)	CHESF	JAN/2005	JAN/2005
PICI (NOVA) setor de 230 kV com duas entradas de linha e dois transformadores	230/ 69	2x100	CE	Autorizada (Resolução Aneel 166/00)	CHESF	DEZ/2000	LT 230 kV Fortaleza – Pici paralisada em função de sentenças judiciais.
RECIFE II – PAU FERRO C1/C2 circuito duplo	230	2x32	PE	Autorizada (Resolução Aneel 166/00)	CHESF	DEZ/2000	AGO/2004
RUSSAS instalar disjuntor de interligação de Barras instalar proteção para disjuntor 14C1	230	---	CE	Autorizada (Resolução Aneel 166/00)	CHESF	DEZ/2000	DEZ/2004

LINHAS DE TRANSMISSÃO ou SUBESTAÇÃO	kV	km ou MVA	UF	SITUAÇÃO	CONCESSIONÁRIA	ENTRADA EM OPERAÇÃO	
						PRAZO CONTRATUAL	PREVISÃO
SÃO JOÃO DO PIAUÍ bancos de compensação série – 484 Mvar (Boa Esperança) e 436,7 Mvar (Sobradinho)	500	--	PI	Autorizada (Resolução Aneel 717/02 da)	CHESF	NOV/2004	AGO/2004
VÁRZEA (NOVA) setor de 230 kV, arranjo barra dupla, com três entradas de linha para a SE Recife II, três entradas de linha para a SE Bongi e dois transformadores (associada à nova conexão da Celpe).	230/ 69	2x150	PE	Autorizada (Resolução Aneel 148/04)	CHESF	DEZ/2005	DEZ/2005
SOBRAL II – SOBRAL III circuito duplo (associada ao 1º banco de autotransformadores 500/230 kV da SE Sobral III)	230	2x15	CE	Autorizada (Resolução 257/03 da Aneel)	CHESF	MAR/2005	MAR/2005
SOBRAL III 1º banco de autotransformadores (associada à LT 230 kV Sobral II – Sobral III)	500/ 230	600	CE	Autorizada (Resolução 257/03 da Aneel)	CHESF	MAR/2005	MAR/2005

LINHAS DE TRANSMISSÃO ou SUBESTAÇÃO	kV	km ou MVA	UF	SITUAÇÃO	CONCESSIONÁRIA	ENTRADA EM OPERAÇÃO	
						PRAZO CONTRATUAL	PREVISÃO
MARABÁ 2º banco de autotransformador	500/ 230	450	PA	Autorizado (Resolução Aneel 004/ 2004)	ELETRONORTE	DEZ/2004	DEZ/2004
SÃO LUÍS II compensador estático (- 100,150) Mvar	230	--	MA	Autorizada (Resolução Aneel 569/02)	ELETRONORTE	AGO/2004	OUT/2005
TERESINA – PERITORÓ circuito simples seccionamento na SE Coelho Neto (construção de 80 km de LT 230 kV)	230	80	MA	Autorizado (Resolução Aneel 004/ 2004)	ELETRONORTE	JAN/2005	JAN/2005
VILA DO CONDE – SANTA MARIA circuito simples	230	179	PA	Licitada	REGIONAL DE TRANSMISSÃO DE ENERGIA S.A.	AGO/2004	NOV/2004
SAPEAÇU – CAMAÇARI II circuito simples	500	106	BA	Licitada	MUNIRAH	AGO/2005	AGO/2005
PARAÍSO – AÇU II circuito simples	230	135	RN	Licitada	PARAÍSO-AÇU TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A.	MAR/2004	AGO/2004

LINHAS DE TRANSMISSÃO ou SUBESTAÇÃO	kV	km ou MVA	UF	SITUAÇÃO	CONCESSIONÁRIA	ENTRADA EM OPERAÇÃO	
						PRAZO CONTRATUAL	PREVISÃO
TERESINA II – SOBRAL III C2	500	322	PI/CE	Licitada	STN – SISTEMA DE TRANSMISSÃO NORDESTE	FEV/2006	FEV/2006
SOBRAL III – FORTALEZA II C2	500	219	CE	Licitada	STN – SISTEMA DE TRANSMISSÃO NORDESTE	FEV/2006	FEV/2006

13 ANEXO 4 – Ações Complementares

.

13.1 Gerais

- Adotar medidas para correção do fator de potência das cargas na fronteira Rede Básica – rede de distribuição (concessionárias de distribuição).
- Realizar estudos de planejamento para solucionar o atendimento aos sistemas radiais integrantes da Rede Básica, em condição de contingência (GT-Sistemas Radiais)
- Agilizar estudos visando a eliminação dos casos em que há subestações conectadas à Rede Básica em derivação (Transmissores/Distribuidores/ONS)
- Consolidar o processo de atualização das capacidades operativas de longa duração dos circuitos de transmissão (ONS/Transmissores).
- Intensificar ações junto à Aneel no sentido de viabilizar alternativas para o equacionamento da implantação dos reforços vinculados às resoluções 433/00 e 489/02, em especial na área São Paulo (Agentes/ONS).
- Reavaliar os limites de transmissão e o desempenho das interligações inter-regionais considerando a conclusão dos seguintes eventos: (ONS).
 - a) estudo de planejamento de longo prazo para expansão da interligação Norte/Sul e reforços associados (CCPE);
 - b) estudo de integração dos sistemas isolados Manaus e Macapá (CCPE);
 - c) estudo de integração do sistema isolado Acre-Rondônia (CCPE); e
 - d) emissão dos pareceres conclusivos de acesso das centrais eólicas integrantes do PROINFA (ONS/Distribuidoras)

13.2 Realização de estudos de planejamento para caracterização de solução estrutural

- Realizar estudos de planejamento de longo prazo para solucionar problemas operativos decorrentes da contingência da LT 525 kV Bateias – Curitiba, inclusive restrições de intercâmbio inter-regionais. (CCPE/ONS).
- Realizar estudo de planejamento visando o atendimento da carga da região de Santa Maria, na Rede Básica e na rede de distribuição (CCPE/ONS).
- Realizar estudo de planejamento visando eliminar sobrecargas na LT 230 kV Passo Real – Venâncio Aires (CCPE/ONS).
- Realizar estudos de planejamento de longo prazo para solucionar problemas operativos decorrentes de contingências na rede de 230 kV do oeste de Santa Catarina, inclusive restrições de intercâmbio inter-regionais. (Salto Osório – Xanxerê) (CCPE/ONS).
- Realizar estudo de planejamento visando equacionar as restrições de desempenho operativo da rede de 230 kV do Norte do Paraná, na região de Apucarana e Maringá, inclusive aquelas referentes aos intercâmbios inter-regionais. (CCPE/ONS).
- Realizar estudo de planejamento visando equacionar as restrições de desempenho operativo da rede de 230 kV da Região Metropolitana de Curitiba, associadas à indisponibilidade da LT 525 kV Bateias – Curitiba, inclusive aquelas referentes aos intercâmbios inter-regionais. (CCPE/ONS).
- Reavaliar o estudo de planejamento para a área do Vale do Paraíba do Sul (CCPE/ONS).
- Avaliar as soluções para os problemas de sobrecarga na LT 345 kV Embu – Sul em condições de contingência na LT 345 kV Baixada – Sul (CCPE/ONS).
- Avaliar as soluções para os problemas de sobrecargas na transformação 500/440 kV de Água Vermelha, na transformação 500/345 kV da SE Poços de Caldas e na LT 500 kV Marimbondo – Araraquara quando de emergências (CCPE/ONS).
- Desenvolver estudos de planejamento de longo prazo com o objetivo de indicar a solução estrutural para a rede em 345 kV da

área norte da região central de Minas Gerais, de modo a evitar esquemas de ECG e de corte de carga em caso de contingência simples. (CCPE/ONS/CEMIG).

- Desenvolver estudos de planejamento de longo prazo com o objetivo de indicar a solução estrutural para a rede em 500 kV que interliga as bacias do Paranaíba e Grande, de modo a possibilitar o escoamento pleno da geração dessas bacias à qual deverão se somar, a partir de 2006, os excedentes de geração do Mato Grosso e a geração proveniente das usinas do sudeste de Goiás conectadas na SE coletora de Cachoeira Alta 2, a ser interligada à SE S.Simão 500 kV (CCPE/ONS).
- Realizar estudo de planejamento de longo prazo visando solucionar os problemas verificados na rede de 138 kV de conexão/distribuição de atendimento à área Rio de Janeiro e Espírito Santo, decorrentes, por exemplo, da:
(CCPE/Furnas/Cerj/Light/Escelsa/ONS)
 - e) contingência de uma unidade transformadora das SEs Adrianópolis 345/138 kV e Campos 345/138 kV.
 - f) sobrecarga de linhas de 138 kV no tronco C. Paulista – Funil – Saudade;
 - g) sobrecarga de linhas de 138 kV nos eixos Adrianópolis – Magé, São José – Magé e Adrianópolis – Alcântara
 - h) sobrecarga na conexão Campos – UTEC 138 kV
- Reavaliar o estudo de expansão CCPE/CTET.031.2001 “Estudo de Alternativas de Atendimento às Cidades de Miranda II, Peritoró e Coelho Neto no Maranhão” considerando a perspectiva de crescimento da carga industrial da área superior àquela representada neste PAR (CCPE/ONS).
- Realizar estudo de planejamento de longo prazo visando definir uma solução estrutural para expansão do sistema de transmissão da Rede Básica que atende a região metropolitana de São Luís (CCPE/ONS/Cemar)
- Realizar estudo de planejamento para solucionar o atendimento ao sistema radial Tramoeste, integrante da Rede Básica, em condição de contingência (GT-Sistemas Radiais)

- Realizar estudo de planejamento para solucionar o atendimento ao sistema radial Picos, integrante da Rede Básica, em condição de contingência (CCPE/ONS/Cepisa)
- Realizar estudo de planejamento para solucionar o atendimento ao sistema radial Porto Franco, integrante da Rede Básica, em condição de contingência (CCPE/ONS/Cemar/Celtins)
- Realizar estudos de planejamento de longo prazo visando definir a solução estrutural para a expansão do sistema de transmissão da Rede Básica que atende à região metropolitana de Maceió (CCPE/ONS).
- Realizar estudo de planejamento para solucionar o atendimento ao sistema radial Penedo, integrante da Rede Básica, em condição de contingência (CCPE/ONS/Energipe/Ceal)
- Realizar estudos de planejamento de longo prazo visando definir a solução estrutural para a expansão do sistema que atende a região metropolitana de Salvador (CCPE/ONS/Coelba).
- Realizar estudo de planejamento para solucionar o atendimento ao sistema radial Brumado, integrante da Rede Básica, em condição de contingência (CCPE/ONS/Coelba)
- Realizar estudos de planejamento de longo prazo visando definir a solução estrutural para a expansão do sistema de transmissão da Rede Básica que atende às regiões sudoeste da Bahia e sertão de Pernambuco (CCPE/ONS).
- Realizar estudo de planejamento para solucionar o atendimento ao sistema radial Barreiras, integrante da Rede Básica, em condição de contingência (CCPE/ONS/Coelba)

13.3 Detalhamento de compensação reativa

- Compatibilizar o dimensionamento dos reatores manobráveis para controle de tensão na SE Campos Novos e na SE Pólo com a compensação fixa associada à LT 525 kV Campos Novos – Pólo, quando da definição das características básicas desta linha (CCPE/ONS)
- Definir um programa de compensação reativa na distribuição, para correção do fator de potência nas áreas de influência das

subestações de fronteira com a Rede Básica, no Leste (Porto Alegre e Caxias), no Sul e no Oeste do Rio Grande do Sul (Ceee – D, AES Sul, RGE).

- Definir um programa de compensação reativa na distribuição, para correção do fator de potência nas áreas de influência das subestações de fronteira com a Rede Básica, no Leste de Santa Catarina (Celesc).
- Continuar os estudos de avaliação da necessidade de compensação reativa capacitiva a ser instalada nas demais subestações de fronteira (Agentes/ONS).
- Transferir o compensador síncrono (-30/+60 Mvar) e transformador associado de 345/13,8 kV - 60 MVA, atualmente instalados na SE Brasília Sul, para a SE Vitória 345 kV. (Furnas).
- Providenciar a instalação de 25 Mvar de bancos de capacitores no sistema de 138 kV atendido pela SE Pirineus 230/138 kV 25 Mvar/138 kV, conforme indicado na análise de desempenho do sistema a partir da entrada em operação da SE Pirineus (Celg)
- Viabilizar junto à Eletronorte a antecipação do CE de São Luís (Aneel/ONS).
- Instalar banco de capacitores 4 x 3,6 Mvar / 13,8 kV, que se encontram disponíveis na SE Rondonópolis, no terciário do transformador de Sinop 230/138 kV, proposto neste PAR, no menor prazo possível. (Eletronorte).
- Instalar o compensador estático na SE Sinop, com faixa operativa especificada na autorização 569/2002 da Aneel de – 30 a +70 Mvar, o quanto antes tendo em vista os problemas decorrentes de seu atraso e as medidas necessárias para minimizar esse problema. (Eletronorte)
- Os Agentes de distribuição do estado de São Paulo devem, sempre que possível, desligar uma parcela dos capacitores instalados na sub transmissão nos períodos de carga leve e mínima, de forma a minimizar a necessidade de desligamentos de linhas de transmissão para controle de reativos (Agentes de distribuição)

13.4 Avaliação da viabilidade da implantação de reforços – análise de engenharia

- Definir viabilidade física da implantação de um módulo de 230 kV na SE Porto Alegre 9 para a LT 230 kV Porto Alegre 9 – Camaquã (Ceee – T).
- Efetuar o detalhamento técnico da recapitação da LT 230 kV Passo Real – Tapera 2 e forma de execução da obra, tendo em vista a programação de desligamentos (Ceee – T / ONS).
- Definir as características técnicas e a forma de execução da recapitação da LT 230 kV Blumenau – Itajaí, tendo em vista a programação de desligamentos (Eletrosul/ONS).
- Definir as características técnicas e a forma de execução da recapitação das linhas de 230 kV Curitiba – Joinville, tendo em vista a programação de desligamentos (Eletrosul /ONS).
- Analisar a viabilidade de recapitar a LT 230 kV Chavantes – Botucatu C1 e a LT 230 kV Piraju – Jurumirim (Cteep).
- Implantar e disponibilizar para operação imediata o controle conjunto do compensador estático da SE Campos previsto em seu projeto original que além da atuação do próprio CE permitirá manobrar reatores e capacitores existentes nessa subestação nas tensões 345, 138 e 13.8 kV. (Furnas/ONS)
- Avaliar os fatores limitantes das LTs 345 kV Adrianópolis - Itutinga e LT 345 kV Furnas – Itutinga, tendo em vista a possibilidade de superação das capacidades operativas atuais na condição de despacho nulo na UNE Angra 2 e nas usinas térmicas da área, quando de contingência simples em um dos circuitos dessas linhas.(Furnas/ONS):
- Complementar estudo efetuado sobre TRT dos disjuntores de 345 kV da SE Itumbiara (Furnas - DPT.T.E.003.2004), bem como concluir estudo adicional sobre alternativas de solução para esse problema tais como a instalação de reator limitador. (Furnas)
- Avaliar necessidade de otimização/compatibilização do dimensionamento dos bancos de capacitores série localizados nos trechos de linhas de 230 kV mencionados no item anterior, ainda não autorizados, com os efetivos limites de carregamento, depois

de eliminadas as restrições de carregamento mencionadas no texto de análise referentes às linhas de 230 kV no trecho Rio Verde – Barra do Peixe e Rio Verde – Couto Magalhães. (CCPE/Furnas).

- Realizar o detalhamento das adequações necessárias nos equipamentos terminais e sistemas de proteção associados à LT 230 kV Guáira – Dourados e Cascavel Oeste – Guáira (Eletrosul/Copel / ONS).
- Como solução conjuntural para atendimento à região metropolitana de Maceió, verificar a possibilidade de recapacitação dos seguintes circuitos de 230 kV: Messias - Rio Largo 04S4 (de 156 MVA para 350 MVA) e 04S5 (de 151 MVA para 350 MVA); e Angelim – Messias 04M7 e 04M8 (de 156 MVA para 350 MVA). (Chesf).
- Como solução conjuntural para atendimento às cargas do estado da Bahia verificar viabilidade de recapacitação dos seguintes circuitos 230 kV (Chesf):
 - i) Catu – Governador Mangabeira, circuito simples, 77,2 km (de 226 MVA para 350 MVA);
 - j) Camaçari – Jacaracanga, 19,2 km (de 226 MVA para 350 MVA);
 - k) Camaçari II – Cotegipe, circuito C1, 22,9 km (de 226 MVA para 350 MVA);
 - l) Sapeaçu – Governador Mangabeira, C1, C2 e C3, 24,6 km (C1 de 226 MVA para 350 MVA, C2 e C3 de 235 MVA para 350 MVA); e
 - m) Camaçari II – Governador Mangabeira, 83,7 km (de 264 MVA para 350 MVA).
- Verificar a possibilidade de recapacitação das LTs Sobradinho – Juazeiro II, de 226 MVA para 350 MVA, para o ano de 2007, como solução conjuntural para atendimento às regiões sudoeste da Bahia e sertão de Pernambuco (Chesf).

13.5 Estudos de curto circuito

- Confirmar a necessidade de substituição dos disjuntores de 230 kV da SE Cidade Industrial e programar sua forma de execução, em consonância com a previsão de entrada em operação da SE Pólo 525/230 kV (CEEE – T, ONS).

- Finalizar os estudos referentes à superação de disjuntores na SE Tijuco Preto 345 kV (Furnas/ONS)

13.6 Análise de solicitações de acesso e estudos de integração

- Consolidar a análise das condições de atendimento e da expansão da Rede Básica proposta para a Região Metropolitana de Florianópolis nos pareceres de acesso da SE Florianópolis Ilha e da SE Biguaçu (ONS).
- Detalhar o atendimento à região de Ponta Grossa quando da elaboração do Parecer de Acesso relativo à expansão da SE Ponta Grossa Sul (ONS/Copel-D).
- Desenvolver estudos para a integração da UHE Santa Clara e da UHE Fundão à operação do SIN (ELE-JOR, Copel-D, ONS)
- Finalizar estudo para atendimento à demanda adicional de carga solicitada pelo consumidor CNT- Companhia Níquel Tocantins para avaliação de reforços necessários que deverão constar do Parecer de Acesso a ser emitido pelo ONS. (ONS/Furnas); e
- Detalhar os impactos da implantação da integração do sistema Acre/Rondônia ao SIN (ONS/Eletronorte/Cemat)

13.7 Equacionamento dos reforços na fronteira da Rede Básica com a rede de Distribuição

- Agilizar a implantação da SE Piratininga II 230/88 kV – 3 x 150 MVA (Eletropaulo/Cteep).
- Analisar a possibilidade de transferência de cargas através da rede de 138 kV derivada da SE Poços de Caldas, de modo a atenuar o carregamento dos autotransformadores 345/138 kV – 4x150 MVA de Poços de Caldas e minimizar as sobrecargas em condições de emergências, avaliando em conjunto, os reflexos no restante do sistema, particularmente na área de influência da SE 440/138 kV de Mogi Mirim 3. (ONS/Furnas/Cteep/Elektro)
- Viabilizar a implantação da SE Areinha 345/138 kV. (Escelsa)

- Iniciar gestões visando a implantação da SE Carajás 230/138 kV para solução dos problemas de sobrecarga de unidades transformadoras na área de Goiânia (Celg)
- Providenciar a instalação, até setembro de 2004, do transformador 69/13.8 kV – 20 MVA na SE Nova Mutum. (Cemat)
- Providenciar a instalação, até meados de 2005, do bay de 69 kV e equipamentos associados na SE Sorriso, para propiciar a operação definitiva do 2º transformador 230/69 kV que se encontra disponível nessa subestação. (Cemat)
- Providenciar a instalação de barramento de 138 kV, bay e demais equipamentos associados na SE Sinop, preferencialmente quando da implantação do compensador estático e adequação dessa subestação autorizados à Eletronorte, visando melhores condições e flexibilidade operativas da SE Sinop, inclusive dotando-a de condições adequadas para a operação futura do 2º transformador 230/138 kV – 100 MVA, que se encontra disponível nessa subestação. (Cemat)
- Desenvolver estudos para a Integração da UTE Termopantanal à operação no SIN (MPX/Enersul/ ONS)..
- Equacionar o atendimento às cargas derivadas das SEs Guamá, Utinga e Santa Maria, no caso de contingência nos transformadores existentes (Celpa).
- Equacionar o atendimento às cargas derivadas das SEs Imperatriz, Porto Franco, Coelho Neto, Peritoró, Presidente Dutra, São Luís I e Miranda II em caso de contingência nos transformadores existentes (Cemar).
- Equacionar o atendimento às cargas derivadas das SEs Boa Esperança, Teresina, São João do Piauí e Piripiri, em caso de contingência nos transformadores existentes (Cepisa).
- Equacionar o atendimento às cargas derivadas das SEs Russas, Banabuiú, Icó, Cauípe, Pici e Coremas em caso de contingência nos transformadores existentes (Coelce/Saelpa/Cosern).
- Encaminhar ao ONS solicitação de acesso na futura SE Zebu 230/69 kV (Ceal/Energipe/Coelba/Celpe/Chesf)

13.8 Troca de relação de TC

- Ajuste dos equipamentos terminais (relação de TC) da LT 525 kV Curitiba – Blumenau e da LT 525 kV Areia – Campos Novos (ELETROSUL).

Lista de figuras, quadros e tabelas

Figuras

Figura 2-1	Número de problemas identificados na Rede Básica para o ano de 2005 –por Gravidade	12
Figura 2-2	Número de problemas identificados na Rede Básica para o ano de 2006 –por Gravidade	13
Figura 2-3	Número de problemas identificados na Rede Básica para o ano de 2007 –por Gravidade	13
Figura 2-4	Detalhamento dos casos de Gravidade 2 – ano 2005	15
Figura 2-5	Detalhamento dos casos de Gravidade 2 – ano 2006	15
Figura 2-6	Detalhamento dos casos de Gravidade 2 – ano 2007	16
Figura 4-1	Síntese da evolução dos limites de transmissão entre Regiões	27
Figura 5-1	– Evolução do Risco de Referência da Rede Básica Brasileira através da Severidade	30
Figura 5-2	–Identificação das Origens dos Riscos da Rede Elétrica	31
Figura 7-1	Acréscimo de linhas de transmissão (km)	38
Figura 7-2	Acréscimo de capacidade de transformação (MVA)	38

Tabelas

Tabela 3.1.1-1	– Siglas usadas no Texto e nas Tabelas	4
Tabela 3.1.1-2	– Regiões Geoeletricas	5
Tabela 2-1	– Organização por Gravidades	12
Tabela 3.1.1-1	– Obras que solucionam problemas de Gravidade 2 (nos casos envolvendo capitais e áreas industriais), 4 e 5	17
Tabela 3.1.2-1	– Obras previstas para integrar o próximo edital de licitação	20
Tabela 3.2-1	– Obras que têm impacto sobre problemas de Gravidade 2 (nos casos que envolvem capitais e áreas industriais), 4 e 5	21
Tabela 3.3-1	– Resumo das ações complementares	24
Tabela 5-1	– Classificação do Risco pela Severidade [6]	29
Tabela 6-1	– Locais onde é prevista sobrecarga em condições normais de operação	32

Tabela 7-1 – Sistemas Radiais a serem considerados nas análises	34
Tabela 10.1-1 – PAR 2005 – 2007: Problemas de Gravidade 2	42
Tabela 10.2-1 – PAR 2005 – 2007: Problemas de Gravidade 3	54
Tabela 10.3-1 – PAR 2005 – 2007: Problemas de Gravidade 4	56
Tabela 10.4-1 – PAR 2005 – 2007: Problemas de Gravidade 5	59
Tabela 11.1.1-1 – Proposta de Ampliações e Reforços na Rede Básica nas interligações inter-regionais sem a concessão equacionada	74
Tabela 11.1.2-1 – Proposta de Ampliações e Reforços na Rede Básica na Região Sul sem a concessão equacionada	75
Tabela 9.1.3-1 – Proposta de Ampliações e Reforços na Rede Básica nas Regiões Sudeste e Centro-Oeste sem a concessão equacionada	83
Tabela 9.1.4-1 – Proposta de Ampliações e Reforços na Rede Básica nas Regiões Norte e Nordeste sem a concessão equacionada	94
Tabela 12.1.1-1 – Programa de Obras na Rede Básica Considerado para as Interligações Inter-regionais	100
Tabela 12.1.2-1 – Programa de Obras na Rede Básica Considerado para a Região Sul	101
Tabela 12.1.3-1 – Programa de Obras na Rede Básica Considerado para as Regiões Sudeste e Centro-Oeste	107
Tabela 12.1.4-1 – Programa de Obras na Rede Básica Considerado para as Regiões Norte e Nordeste	120