



Operador Nacional do Sistema Elétrico

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

## **Volume IV**

### **Avaliação da confiabilidade da rede básica**

Operador Nacional do Sistema Elétrico

Diretor-Geral

Rua da Quitanda 196/24º andar, Centro

© 2005/ONS

Todos os direitos reservados.

Qualquer alteração é proibida sem autorização.

ONS 2.1.071/2005

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

## **Volume IV**

### **Avaliação da confiabilidade da rede básica**

**Agosto de 2005**

## APRESENTAÇÃO

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

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

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

Deve ser ainda observado que, em complementação ao conjunto de documentos acima indicados, o ONS irá emitir um documento específico referente às ampliações e reforços para as Demais Instalações de Transmissão – DIT, denominado “Proposta de Ampliações e Reforços das Instalações de Transmissão Não Integrantes da Rede Básica”.

Com este Plano, o ONS cumpre as suas responsabilidades legais, elaborando a proposta anual de ampliações e reforços das instalações da rede básica de

transmissão do Sistema Interligado Nacional – SIN, da qual resultarão acréscimos de linhas de transmissão totalizando 11.047 km e de 36.005 MVA na capacidade de transformação, até o ano de 2008. Desse conjunto, cerca de 55% das linhas, da extensão total em km proposta e 43% dos empreendimentos em subestações, em termos de capacidade de transformação em MVA, já tiveram a concessão equacionada pela ANEEL.

Para implantação de todas as obras necessárias até 2008, estima-se que será necessário executar um investimento da ordem de 13,7 bilhões de reais, tendo por base os custos de referência disponíveis no setor, referidos a junho de 2004 e atualizados pelo IGP-M para junho de 2005.

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

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

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

Mário Fernando de Melo Santos

Diretor-Geral

Roberto Gomes

Diretor

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

**Tabela 1 – Siglas usadas no Texto e nas Tabelas**

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

<b>SIGLA</b>	<b>DESCRIÇÃO</b>
UHE	usina hidrelétrica
UNE	usina nuclear
UTE	usina termelétrica

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

**Tabela 2 – Regiões Geoelétricas**

<b>REGIÃO</b>	<b>ESTADOS</b>
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

<b>1</b>	<b>Introdução</b>	<b>9</b>
1.1	CONTEXTO	9
1.2	OBJETIVO	11
1.3	ESTRUTURA DO DOCUMENTO	11
1.4	OBSERVAÇÃO RELEVANTE	11
<b>2</b>	<b>PRINCIPAIS CONCLUSÕES PARA O CICLO 2005-2007</b>	<b>12</b>
2.1	EVOLUÇÃO DO NÍVEL DE CONFIABILIDADE PROBABILÍSTICA DE REFERÊNCIA DA REDE BÁSICA (2005 - 2007)	12
2.2	NÍVEIS DE CONFIABILIDADE PROBABILÍSTICA DA REDE BÁSICA POR CLASSES DE ELEMENTOS	12
2.3	NÍVEIS DE CONFIABILIDADE PROBABILÍSTICA DA REDE BÁSICA POR CLASSES DE TENSÃO E REGIÃO	13
2.4	MELHORIA DO NÍVEL DE CONFIABILIDADE PROBABILÍSTICA OPERATIVO VIA COORDENAÇÃO SISTÊMICA	14
2.5	GRAU DE ADERÊNCIA DO SIN AO CRITÉRIO "N-1"	14
2.6	IMPACTO DO PLANO DE AMPLIAÇÕES E REFORÇOS NA CONFIABILIDADE DO SIN	14
<b>3</b>	<b>PRINCIPAIS CONCLUSÕES PARA O CICLO 2006-2008</b>	<b>16</b>
3.1	EVOLUÇÃO DO NÍVEL DE CONFIABILIDADE PROBABILÍSTICA DE REFERÊNCIA DA REDE BÁSICA (2006 - 2008)	16
3.2	NÍVEIS DE CONFIABILIDADE PROBABILÍSTICA DA REDE BÁSICA POR CLASSES DE ELEMENTOS	16
3.3	NÍVEIS DE CONFIABILIDADE PROBABILÍSTICA DA REDE BÁSICA POR CLASSES DE TENSÃO E REGIÃO	17
3.4	MELHORIA DO NÍVEL DE CONFIABILIDADE PROBABILÍSTICA OPERATIVO VIA COORDENAÇÃO SISTÊMICA	18
3.5	GRAU DE ADERÊNCIA DO SIN AO CRITÉRIO "N-1"	18
3.6	IMPACTO DO PLANO DE AMPLIAÇÕES E REFORÇOS NA CONFIABILIDADE DO SIN	18
<b>4</b>	<b>CONFIABILIDADE DA REDE BÁSICA: RESULTADOS 2005-2007</b>	<b>20</b>
4.1	EVOLUÇÃO DO NÍVEL DE CONFIABILIDADE PROBABILÍSTICA DE REFERÊNCIA DA REDE BÁSICA	20
4.2	AVALIAÇÃO DOS NÍVEIS DE CONFIABILIDADE PROBABILÍSTICA DA REDE BÁSICA POR CLASSES DE ELEMENTOS	25
4.3	AVALIAÇÃO DOS NÍVEIS DE CONFIABILIDADE PROBABILÍSTICA DA REDE BÁSICA POR CLASSES REGIONAIS DE TENSÃO	28
4.4	MELHORIA DO NÍVEL DE CONFIABILIDADE PROBABILÍSTICA VIA COORDENAÇÃO SISTÊMICA	36
4.5	GRAU DE ADERÊNCIA DO SIN AO CRITÉRIO "N-1"	39
4.6	IMPACTO DO PLANO DE AMPLIAÇÕES E REFORÇOS NA CONFIABILIDADE DO SIN	41
<b>5</b>	<b>CONFIABILIDADE DA REDE BÁSICA: RESULTADOS 2006-2008</b>	<b>42</b>
5.1	EVOLUÇÃO DO NÍVEL DE CONFIABILIDADE PROBABILÍSTICA DE REFERÊNCIA DA REDE BÁSICA	42
5.2	AVALIAÇÃO DOS NÍVEIS DE CONFIABILIDADE PROBABILÍSTICA DA REDE BÁSICA POR CLASSES DE ELEMENTOS	46

<b>5.3</b>	<b>AVALIAÇÃO DOS NÍVEIS DE CONFIABILIDADE PROBABILÍSTICA DA REDE BÁSICA POR CLASSES REGIONAIS DE TENSÃO</b>	<b>48</b>
<b>5.4</b>	<b>MELHORIA DO NÍVEL DE CONFIABILIDADE PROBABILÍSTICA VIA COORDENAÇÃO SISTÊMICA</b>	<b>54</b>
<b>5.5</b>	<b>GRAU DE ADERÊNCIA DO SIN AO CRITÉRIO "N-1"</b>	<b>57</b>
<b>5.6</b>	<b>IMPACTO DO PLANO DE AMPLIAÇÕES E REFORÇOS NA CONFIABILIDADE DO SIN</b>	<b>59</b>
<b>6</b>	<b>REFERÊNCIAS</b>	<b>60</b>
	<b>ANEXO A: DIRETRIZES E CRITÉRIOS PARA ESTUDOS DE CONFIABILIDADE</b>	<b>61</b>
	<b>A.6 BIBLIOGRAFIA</b>	<b>76</b>
	<b>ANEXO B: GLOSSÁRIO E CONCEITOS</b>	<b>80</b>

## 1 Introdução

Este volume apresenta os principais resultados comentados e respectivas premissas, da avaliação *probabilística preditiva* dos níveis de confiabilidade sistêmica, *em regime estacionário (i.e adequação)*, da Rede Básica brasileira (vide Figura 1.1), nos horizontes 2005 - 2007 e 2006 - 2008, consoante os Planos de Ampliações e Reforços - PAR destes dois períodos.

Tradicionalmente, os resultados da análise de confiabilidade sempre estiveram defasados em relação ao período corrente de análise do próprio PAR. Isso ocorria devido ao grande esforço computacional demandado pela análise probabilística dos riscos do sistema, que dificultava a obtenção da simultaneidade imediata de resultados. Graças a esforços de desenvolvimento interno no ONS, neste ciclo de análise foi pioneiramente viabilizada a análise de confiabilidade de forma quase concomitante com o presente ciclo 2006 - 2008 do próprio PAR. Assim, este volume incorpora os resultados tanto do ciclo anterior 2005 - 2007, como do ciclo atual 2006 - 2008. Isso permite uma comparação acurada da evolução dos níveis de confiabilidade probabilística do sistema de transmissão brasileiro, perante a agregação de ampliações e reforços, *vis-à-vis* o crescimento natural do mercado de energia elétrica.

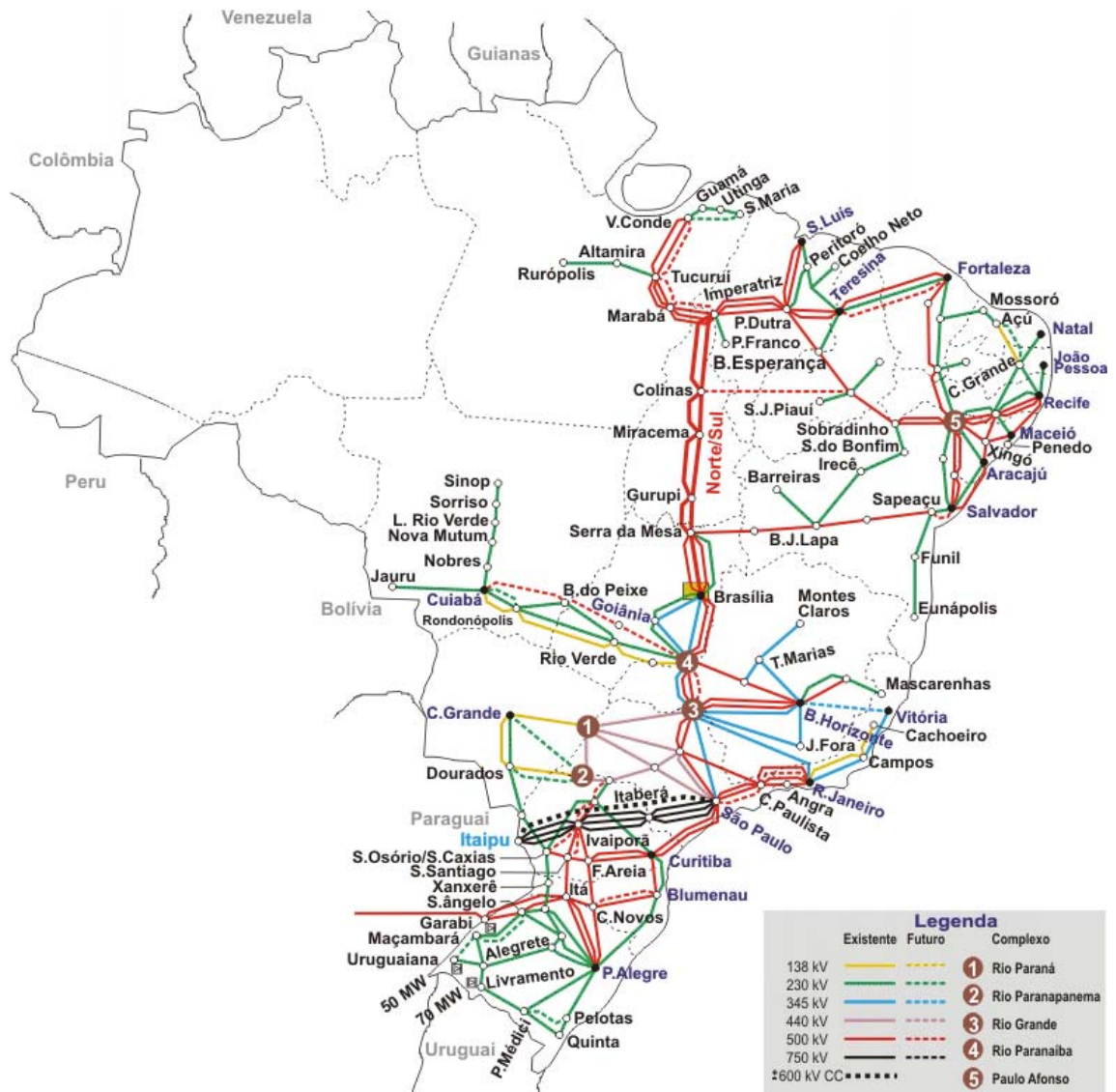
Tais resultados constituem subsídio relevante para as ações de operação / planejamento, pois complementam a análise tradicionalmente efetuada, em bases essencialmente determinísticas. As informações aqui apresentadas auxiliam a gradativa evolução do clássico critério "n-1" para o uso de *critérios que reconheçam as incertezas intrínsecas aos sistemas elétricos de potência*.

Nessa perspectiva, o uso rotineiro e freqüente da análise aqui apresentada possibilitará, futuramente, a caracterização de paradigmas de nível de confiabilidade probabilísticas admissíveis na gestão da operação e planejamento do sistema brasileiro.

### 1.1 Contexto

Deve aqui ser ressaltado que todos os resultados apresentados são estritamente condicionados ao conjunto de premissas detalhadas no Anexo A. Em particular, alerta-se o leitor que, no estudo aqui discutido, foi permitido apenas um uso restrito de medidas corretivas para a eliminação de violações operativas (e.g. o redespacho de potência ativa para a eliminação de violações não foi empregado). Também deve ser lembrado que todos os índices de confiabilidade são muito sensíveis aos intercâmbios do sistema. No estudo em pauta, foram apenas analisados os pontos de operação tratados nos casos de referência do Plano de Ampliações e Reforços - PAR.

**Figura 1-1 Sistema Interligado Brasileiro, Principais Troncos de Transmissão**



## 1.2 Objetivo

A análise probabilística de confiabilidade é um mero tratamento eficiente de um conjunto combinatorialmente vasto de alternativas possíveis, com chances de ocorrência reduzidas e diferenciadas, cujas análises individualizadas não seriam factíveis, pelo próprio caráter essencialmente combinatorial do problema.

De forma sucinta, o objetivo básico da aplicação dos métodos probabilísticos nos estudos do PAR, consiste em realizar uma predição dos níveis de confiabilidade do sistema. *Porém, deve ser enfatizado que essa avaliação é uma simples suposição matemática, não necessariamente caracterizando a certeza de uma futura ocorrência de problemas no sistema.*

## 1.3 Estrutura do Documento

Estruturalmente, este volume está organizado da seguinte forma: Nos **Capítulos 2 e 3**, registram-se resumos das principais conclusões de todo o trabalho, separadamente para os ciclos 2005-2007 e 2006-2008 do PAR. Nos **Capítulo 4 e 5** apresentam-se os detalhamentos, interpretações e comentários de todos os resultados obtidos na análise de confiabilidade do Sistema Interligado Brasileiro - SIN, enfocando os horizontes de 2005-2007 e 2006-2008 do PAR. No **Anexo A** são descritas todas as premissas que embasaram as análises efetuadas e no **Anexo B** são explicitadas algumas definições e conceitos, visando facilitar o entendimento do assunto tratado.

## 1.4 Observação Relevante

Os resultados específicos relativos ao ciclo 2006-2008 apresentados neste volume foram baseados nos arquivos históricos relacionados a seguir. Eventuais alterações posteriores introduzidas nestes arquivos podem causar alterações nos níveis de risco do sistema.

*2006.sav de 01/04/2005 19:00*

*2007.sav de 01/04/2005 19:24*

*2008.sav de 01/04/2005 19:06*

\* \* \*

## 2 PRINCIPAIS CONCLUSÕES PARA O CICLO 2005-2007

Neste capítulo são apresentadas as principais constatações extraídas das investigações realizadas, para o ciclo 2005-2007 do PAR. Todos os critérios e procedimentos que condicionam os resultados encontrados e as respectivas conseqüências, encontram-se minuciosamente descritos no **Anexo A**. Para maior conveniência do leitor, o **Anexo B** também esclarece um conjunto de conceitos de confiabilidade.

### 2.1 Evolução do Nível de Confiabilidade Probabilística de Referência da Rede Básica (2005 - 2007)

Foi constatado que a rede elétrica básica brasileira planejada, consoante o PAR 2005/2007, tem um *nível de confiabilidade probabilística intrínseca expressa, aproximadamente, por um valor de severidade igual ou inferior a 20 (vinte) sistema-minutos*, para contingências simples e regime de carga pesada (vide Figura 4.1.1).

Observando-se o horizonte inicial (Dezembro 2005) e o final (Dezembro 2007), também constatou-se que os reforços agregados pelo PAR foram capazes de provocar uma *melhoria* do nível de confiabilidade probabilística previsto, avaliado via severidade, que foi reduzida de **21%**, para um *crescimento* de **(+ 7.3%)** da carga, referido ao patamar de Dezembro de 2005.

Como já vem sendo sistematicamente constatado em avaliações anteriores, o SIN planejado não vem atendendo, *stricto sensu*, ao critério n-1, sob o ponto de vista global da malha do SIN, fato esse justificado, principalmente, pelo critério de expansão para os radiais, constantes nos Procedimentos de Rede e também pela influência dos transformadores de fronteira.

Sob o ponto de vista da classificação dos níveis de confiabilidade previstos para o SIN, de acordo com a Tabela B.1 do Anexo B, *o sistema situa-se globalmente no grau 2 para o regime de carga pesada*.

### 2.2 Níveis de Confiabilidade Probabilística da Rede Básica por Classes de Elementos

Conforme já foi constatado em análises anteriores, observa-se novamente que as maiores contribuições para os níveis de confiabilidade probabilística de referência advêm das linhas de transmissão da rede básica, seguidas das contribuições dos níveis de confiabilidade probabilística oriundos dos transformadores de malha da rede básica. O nível de confiabilidade probabilística associado às linhas tem um perfil aproximadamente constante, enquanto o nível de confiabilidade probabilística relacionado aos trafos de *malha apresenta uma leve tendência de crescimento* (vide Figura 4.2.1).

Evidencia-se que a grande contribuição para reduzir o nível de confiabilidade probabilística global de referência permanece originando-se nos transformadores de fronteira, conforme constatações de ciclos anteriores. *Esse resultado é significativo porque reitera que a confiabilidade do grande conjunto de consumidores é mais afetado pelas interfaces da rede básica com as demais instalações de transmissão e as redes de distribuição (também aqui denominada como função transformação de fronteira - vide Anexo B) do que pelos elementos da malha de alta tensão.* Não obstante, fica evidente uma nítida tendência de melhoria de níveis de confiabilidade probabilística ao longo do horizonte de estudos.

Confirma-se que o não atendimento do critério n-1 ocorre em todas as classes de elementos estudados (i.e. linhas, trafos de malha e trafos de fronteira).

### **2.3 Níveis de Confiabilidade Probabilística da Rede Básica por Classes de Tensão e Região**

Constatou-se que a malha de 765 kV atende ao critério n-1 em todo o horizonte de estudo, ou seja, apresenta severidade nula em todos os casos (vide Figura 4.3.1).

Constatou-se que o desempenho da malha de 440 kV situa-se integralmente num patamar inferior a 1 minuto de severidade e com nítida tendência de melhoria ao longo do horizonte, até Fevereiro de 2007. Entretanto, as duas últimas configurações apresentam uma leve reversão dessa tendência (vide Figura 4.3.1).

Constatou-se um desempenho robusto para a malha nos níveis de 525 e 500 kV. Excetuando-se a parcela dessa malha na região Norte, todas as outras quatro (Sul, Sudeste, Nordeste e Centro-Oeste) apresentam uma previsão de severidade inferior a 1 minuto, salvo a topologia do Sudeste associada a Abril/Setembro 2007 (vide Figura 4.3.2).

Foi evidenciada a boa robustez do sistema em 345 kV da região Centro-Oeste, que praticamente atende ao critério n-1. Por outro lado, o sistema em 345 kV do Sudeste mostra-se portador de uma previsão de severidade superior aos demais níveis de tensão, embora com tendência decrescente e de forma oscilatória (vide Figura 4.3.3).

Não é possível evidenciar uma definição clara de melhoria ou degradação para a malha em 230 kV. O aspecto mais peculiar dessa malha é a separação aproximadamente em dois níveis de confiabilidade (vide Figura 4.3.5).

As malhas em 230 kV das regiões Sul e Nordeste situam-se num patamar de nível de confiabilidade probabilística inferior, em torno de 2 minutos de severidade. A malha da região Sul tem uma tendência de melhoria, enquanto a malha do Nordeste apresenta uma leve tendência de deterioração (vide Figura 4.3.5).

As malhas em 230 kV das regiões Sudeste, Centro-Oeste e Norte situam-se num patamar de nível de confiabilidade probabilística superior, em torno de 1 minuto de

severidade. A malha do Sudeste apresenta tendência de melhoria e as outras duas evoluem sem tendência definida (vide Figura 4.3.5).

Em geral, foram novamente evidenciados os efeitos deletérios oriundos dos transformadores de fronteira, quando os resultados do presente ciclo são cotejados com os resultados do ciclo anterior (comparação das Figuras 4.3.3 e 4.3.4. e também das Figuras 4.3.5 e 4.3.6). Nota-se ainda que esses efeitos são particularmente proeminentes para os sistemas em 230 kV do Nordeste e Sul.

## **2.4 Melhoria do Nível de Confiabilidade Probabilística Operativo via Coordenação Sistêmica**

Verificou-se que, no caso do sistema brasileiro planejado, para o período Dezembro de 2005 a Dezembro de 2007, a margem de flexibilidade oriunda da operação sistêmica coordenada situa-se em média em torno de **87 %** (vide Equação 4.4.1). Esse valor demonstra a vantagem da operação coordenada do sistema.

## **2.5 Grau de Aderência do SIN ao Critério "n-1"**

Constatou-se que o sistema planejado no horizonte 2005/2007 apresenta uma tendência de crescimento no grau de aderência ao critério "n-1", chegando a **86 %** em Dezembro de 2007. A aderência mínima em todo o horizonte estudado situou-se em **83 %**.

## **2.6 Impacto do Plano de Ampliações e Reforços na Confiabilidade do SIN**

*Constatou-se uma evidente melhoria de todos os indicadores de nível de confiabilidade probabilística do SIN, o que reflete a adequação dos reforços agregados pelo PAR ao sistema, a despeito do crescimento de **+ 7,3 %** da carga. A melhoria do sistema é caracterizada pela redução do valor numérico dos índices, que se reflete numa variação percentual negativa dos indicadores. Esse resultado demonstra o impacto positivo do PAR ao SIN (vide Tabela 4.7.1, aqui repetida para a conveniência do leitor).*

**Tabela 4.7.1 – Indicadores de Confiabilidade do SIN no Horizonte do PAR**

<b>Mês/Ano</b>	<b>Dezembro 2005</b>	<b>Dezembro 2007</b>	<b>Diagóstico</b>
<b>PPC - probabilidade de perda de carga (%)</b>	3,63	3,45	<b>- 5 %</b>
<b>EPNS - potência não suprida (MW)</b>	1,98	1,68	<b>- 15 %</b>
<b>EENS - energia não suprida (MWh)</b>	17 325	14 730	<b>- 15 %</b>
<b>NHD - duração anual acumulada (horas)</b>	318	302	<b>- 5 %</b>
<b>FPC - frequência de perda de carga (ocor / ano)</b>	30	28	<b>- 7 %</b>
<b>SEV - severidade (minutos)</b>	18,87	14,96	<b>- 21 %</b>
<b>Carga (MW)</b>	55 077	59 090	<b>+ 7,3 %</b>

\* \* \*

### 3 PRINCIPAIS CONCLUSÕES PARA O CICLO 2006-2008

Neste capítulo são apresentadas as principais constatações extraídas das investigações realizadas para o ciclo 2006-2008 do PAR, consoante a observação da seção (1.3). Todos os critérios e procedimentos que condicionam os resultados encontrados e as respectivas conseqüências, encontram-se minuciosamente descritos no **Anexo A**. Para maior conveniência do leitor, o **Anexo B** também esclarece um conjunto de conceitos de confiabilidade.

#### 3.1 Evolução do Nível de Confiabilidade Probabilística de Referência da Rede Básica (2006 - 2008)

Foi constatado que a rede elétrica básica brasileira planejada, consoante o PAR 2006/2008, tem um *nível de confiabilidade probabilística intrínseca expressa, aproximadamente, por um valor de severidade igual ou inferior a 15 sistema-minutos*, para contingências simples e regime de carga pesada (vide Figura 5.1.1), salvo o período de Abril/Setembro de 2006.

Observando-se o horizonte inicial (Dezembro 2006) e o final (Dezembro 2008), também constatou-se que os reforços agregados pelo PAR foram capazes de provocar uma *melhoria* do nível de confiabilidade probabilística previsto, avaliado via severidade, que foi reduzida de **0,74%**, para um *crescimento* de **(+ 7,5%)** da carga, referido ao patamar de Dezembro de 2006.

Como já vem sendo sistematicamente constatado em avaliações anteriores, o SIN planejado não vem atendendo, *stricto sensu*, ao critério n-1, sob o ponto de vista global da malha do SIN, fato esse justificado, principalmente, pelo critério de expansão para os radiais, constantes nos Procedimentos de Rede e também pela influência dos transformadores de fronteira.

Sob o ponto de vista da classificação dos níveis de confiabilidade previstos para o SIN, de acordo com a Tabela B.1 do Anexo B, *o sistema situa-se globalmente no grau 2 para o regime de carga pesada*.

Na análise de confiabilidade do atual ciclo 2006-2008 do PAR, foi constatada a melhoria do nível de confiabilidade global do SIN, mensurado pela severidade, relativo ao ciclo anterior de 2005-2007 do PAR (vide Figura 5.1.1).

#### 3.2 Níveis de Confiabilidade Probabilística da Rede Básica por Classes de Elementos

Conforme já foi constatado em análises anteriores, observa-se novamente que as maiores contribuições para os níveis de confiabilidade probabilística de referência advêm das linhas de transmissão da rede básica, seguidas das contribuições dos níveis de confiabilidade probabilística oriundos dos transformadores de malha da

rede básica. O nível de confiabilidade probabilística associado às linhas tem um perfil aproximadamente constante, o mesmo ocorrendo com os níveis de confiabilidade probabilística relacionados aos transformadores de malha.

Novamente evidencia-se que a grande contribuição para a redução do nível de confiabilidade probabilística global de referência permanece originando-se nos transformadores de fronteira, confirmando inclusive constatações de ciclos anteriores.

*Esse resultado é significativo porque reitera que a confiabilidade do grande conjunto de consumidores é mais afetado pelas interfaces da rede básica com as demais instalações de transmissão e as redes de distribuição (também aqui denominada como função transformação de fronteira - vide Anexo B) do que pelos elementos da malha de alta tensão.*

Confirma-se que o não atendimento do critério n-1 ocorre em todas as classes de elementos estudados (i.e. linhas, trafos de malha e trafos de fronteira).

### **3.3 Níveis de Confiabilidade Probabilística da Rede Básica por Classes de Tensão e Região**

Constatou-se que a malha de 765 kV atende ao critério n-1 em quase todo o horizonte de estudo, ou seja, apresenta severidade nula em quase todos os casos (vide Figura 5.3.1).

Observa-se ainda que o desempenho da malha de 440 kV situa-se integralmente num patamar bem inferior a 1 minuto de severidade e com um comportamento aproximadamente estacionário num patamar de severidade muito reduzido.

No que concerne a malha nas tensões em 525 e 500 kV, excetuando-se a malha da região Norte, todas as outras quatro (Sul, Sudeste, Nordeste e Centro-Oeste) apresentam uma previsão de severidade inferior a 1 minuto. Cabe notar que o patamar de severidade da malha de 500 kV da região Centro-Oeste, no período Abril-Setembro de 2006, situado em torno de 3,73 minutos, é significativamente reduzido com a entrada do terceiro transformador 500/345 kV da SE Samambaia e também por efeito de remanejamentos de cargas.

A severidade da malha de 500 kV da região Norte situa-se num valor médio em torno de 2,3 minutos, enquanto a da região Nordeste apresenta um desempenho bastante uniforme, num patamar em torno de 0,6 minutos.

A malha de 525 kV da região Sul atende ao critério n-1, o mesmo praticamente acontecendo com a malha de 500 kV da região Sudeste, a menos da topologia do período Abril/Setembro 2008.

Em relação ao nível de confiabilidade probabilística da malha de 345 kV das regiões Sudeste e Centro-Oeste, fica evidenciada a boa robustez do sistema Centro-Oeste, que praticamente atende ao critério n-1. Por outro lado, o sistema Sudeste mostra-

se portador de um nível de severidade maior, provocado principalmente pelos transformadores de fronteira das áreas São Paulo e Minas Gerais.

Não é possível evidenciar uma definição clara de melhoria ou piora para a malha em 230 kV. O aspecto mais peculiar dessa malha é a separação aproximadamente em dois níveis de risco (vide Figura 5.3.4). Essa característica já foi verificada nas avaliações precedentes.

No patamar de nível de confiabilidade probabilística inferior, situam-se as malhas do Sul e do Nordeste, observando-se para a primeira uma tendência de nítida melhoria.

No patamar de nível de confiabilidade probabilística superior, abaixo de 1 minuto de severidade, situam-se as malhas em 230 kV do Sudeste, Centro-Oeste e Norte. A malha do Sudeste apresenta tendência de melhoria e as outras duas evoluem de forma aproximadamente estacionária.

### **3.4 Melhoria do Nível de Confiabilidade Probabilística Operativo via Coordenação Sistemática**

Verificou-se que, no caso do sistema brasileiro planejado, para o período Dezembro de 2006 a Dezembro de 2008, a margem de flexibilidade oriunda da operação sistêmica coordenada situa-se em média em torno de **88 %** (vide Equação 5.4.1). Esse valor demonstra a vantagem da operação coordenada do sistema.

### **3.5 Grau de Aderência do SIN ao Critério "n-1"**

Constatou-se que o sistema planejado no horizonte 2006/2008 apresenta uma tendência de crescimento no grau de aderência ao critério "n-1", chegando a **87 %** em Dezembro de 2008. A aderência mínima em todo o horizonte estudado situou-se em **83 %**.

### **3.6 Impacto do Plano de Ampliações e Reforços na Confiabilidade do SIN**

*Constatou-se uma melhoria do nível de confiabilidade probabilística do SIN, mensurado pela severidade, o que reflete a adequação dos reforços agregados pelo PAR ao sistema, a despeito do crescimento de **+ 7,5 %** da carga. A melhoria do sistema é caracterizada pela redução do valor numérico dos índices, que se reflete numa variação percentual negativa dos indicadores. Esse resultado demonstra o impacto positivo do PAR ao SIN (vide Tabela 3.7.1).*

*Os impactos das obras do PAR no SIN, ficam ainda mais significativos quando se comparam os valores de dezembro de 2005 com aqueles referentes aos de dezembro de 2008.*

Os indicadores EPNS e EENS são diretamente relacionados ao crescimento da carga, podendo ser observado que o crescimento desses índices é inferior ao crescimento da própria carga.

**Tabela 3.7.1 – Indicadores de Confiabilidade do SIN no Horizonte 2005-2008**

<b>Mês/Ano</b>	<b>Dezembro 2005</b>	<b>Dezembro 2006</b>	<b>Dezembro 2008</b>	<b>Diagóstico 06-08</b>
<b>PPC - probabilidade de perda de carga (%)</b>	3,63	3,18	2,95	<b>- 7, %</b>
<b>EPNS - potência não suprida (MW)</b>	1,98	1,33	1,42	<b>+ 6,7 %</b>
<b>EENS - energia não suprida (MWh)</b>	17 325	11 647	12 435	<b>+ 6,7 %</b>
<b>NHD - duração anual acumulada (horas)</b>	318	279	258	<b>- 7,5 %</b>
<b>FPC - frequência de perda de carga (ocor /ano)</b>	30	29	25	<b>- 13,8 %</b>
<b>SEV - severidade (minutos)</b>	18,87	12,15	12,06	<b>- 0,74 %</b>
<b>Carga (MW)</b>	55 077	57 530	61 854	<b>+ 7,5 %</b>

\* \* \*

## 4 CONFIABILIDADE DA REDE BÁSICA: RESULTADOS 2005-2007

### 4.1 Evolução do Nível de Confiabilidade Probabilística de Referência da Rede Básica

As simulações realizadas geram um grande volume de indicadores probabilísticos diferenciados, representativos dos níveis de confiabilidade probabilística do sistema elétrico. Entre eles destaca-se a denominada **Severidade**, expressa em minutos (também usa-se a expressão "*sistema-minuto*"), e que será aqui utilizada para ilustrar a evolução temporal do nível de confiabilidade probabilística de referência da Rede Básica no horizonte de análise, cobrindo *oito configurações topológicas* para o sistema elétrico brasileiro, ao longo do horizonte 2005-2007, retiradas do Plano de Ampliações e Reforços -PAR.

*As oito (8) configurações analisadas e os respectivos regimes de carga tratados são as seguintes: abril-setembro 2005 (carga pesada), dezembro 2005 (carga pesada), fevereiro 2006 (cargas pesada e média), abril-setembro 2006 (carga pesada), dezembro 2006 (carga pesada), fevereiro 2007 (cargas pesada e média), abril-setembro 2007 (carga pesada), dezembro 2007 (carga pesada).*

A avaliação numérica do denominado **nível de confiabilidade probabilística de referência** contempla todas as contingências simples de todas as linhas de transmissão e transformadores de malha da Rede Básica e também os transformadores de fronteira (vide conceitos de malha e fronteira no Anexo B). *Nessa seção discute-se apenas o regime de carga pesada, dado que é a situação mais desfavorável, sob o ponto de vista do índice de severidade.*

Toda a análise de referência é realizada inibindo-se o redespacho de potência ativa como medida corretiva e monitorando-se os limites de carregamento de emergência das linhas e transformadores do sistema, quando em situação de contingência. Nota-se entretanto, que em sua grande maioria, os limites de carregamento normais e de emergência são registrados como sendo idênticos, com algumas poucas exceções (principalmente nas regiões Norte e Nordeste). As demais premissas de análise podem ser vistas no Anexo A.

## Principais Resultados e Interpretação

A Figura 4.1.1 ilustra (vide a linha cheia) a evolução temporal prevista para o nível de confiabilidade probabilística do sistema de transmissão brasileiro, expresso pela severidade, no horizonte 2005-2007. A linha pontilhada mostra a evolução prevista para a carga. Embora tenham sido analisadas apenas oito topologias, representando configurações estáticas, em regime de carga pesada, os gráficos são apresentados de forma contínua, no intuito de facilitar a visualização das variações das severidades associadas a cada topologia, através dos coeficientes angulares de cada trecho. Como já foi comentado, toda a análise reflete a aplicação de *contingências simples* em todos os elementos com incertezas representadas.

No que concerne o universo de incertezas estudado (*i.e.* o espaço probabilístico de estados, vide Anexo B), deve ser ressaltado que na Figura 4.1.1 observa-se a evolução da severidade (em minutos) do sistema considerando as incertezas da totalidade de linhas (LT), transformadores de malha (TM) e transformadores de fronteira (TF) da rede básica brasileira.

A evolução da ponta de carga (MW) de todo o sistema (carga global), também mostrada nessa figura, tem a função de possibilitar uma comparação do crescimento da carga com os recursos agregados ao sistema. (Para a conveniência do leitor: trafos de fronteira ou acesso são os que conectam a rede básica à rede não básica, trafos de malha são os que conectam ao menos dois elementos da rede básica, vide Anexo B).

Na Figura 4.1.1, a comparação dos coeficientes angulares da curva de carga com os coeficientes angulares da severidade informa se o percentual de variação da carga foi ou não, acompanhado de uma degradação ou melhoria percentual compatível do nível de confiabilidade probabilística expresso pela severidade.

Observa-se, em geral, total compatibilidade entre as tendências de variação da carga e a evolução do nível de confiabilidade probabilística de referência, com exceções em apenas dois períodos: entre Dez 2005 / Fev 2006 e Dez 2006 / Fev 2007.

Nesses dois casos observa-se que os coeficientes angulares têm sinais opostos, indicando porém uma sensível melhoria no desempenho da confiabilidade, refletindo então o efeito das ampliações e reforços agregados ao sistema.

Observando-se ainda os níveis de severidade das topologias de *Dezembro 2005* e *Dezembro 2007* também constata-se que os reforços agregados pelo PAR foram capazes de provocar uma *redução de* ( $[18,87-14,96] / 18,87 = + 21\%$ ) do índice de severidade previsto para o SIN, associado a um crescimento de ( $[59089,75-55077,20] / 55077,20 = + 7,3 \%$ ) da carga, referido ao patamar de Dezembro de 2005.

Esse resultado quantifica o grau de segurança estática agregada ao SIN como consequência do elenco de obras incorporadas ao sistema. Observa-se entretanto, que o SIN planejado continua não atendendo, *stricto sensu*, ao critério n-1, sob o ponto de vista global, conforme razões já apontadas.

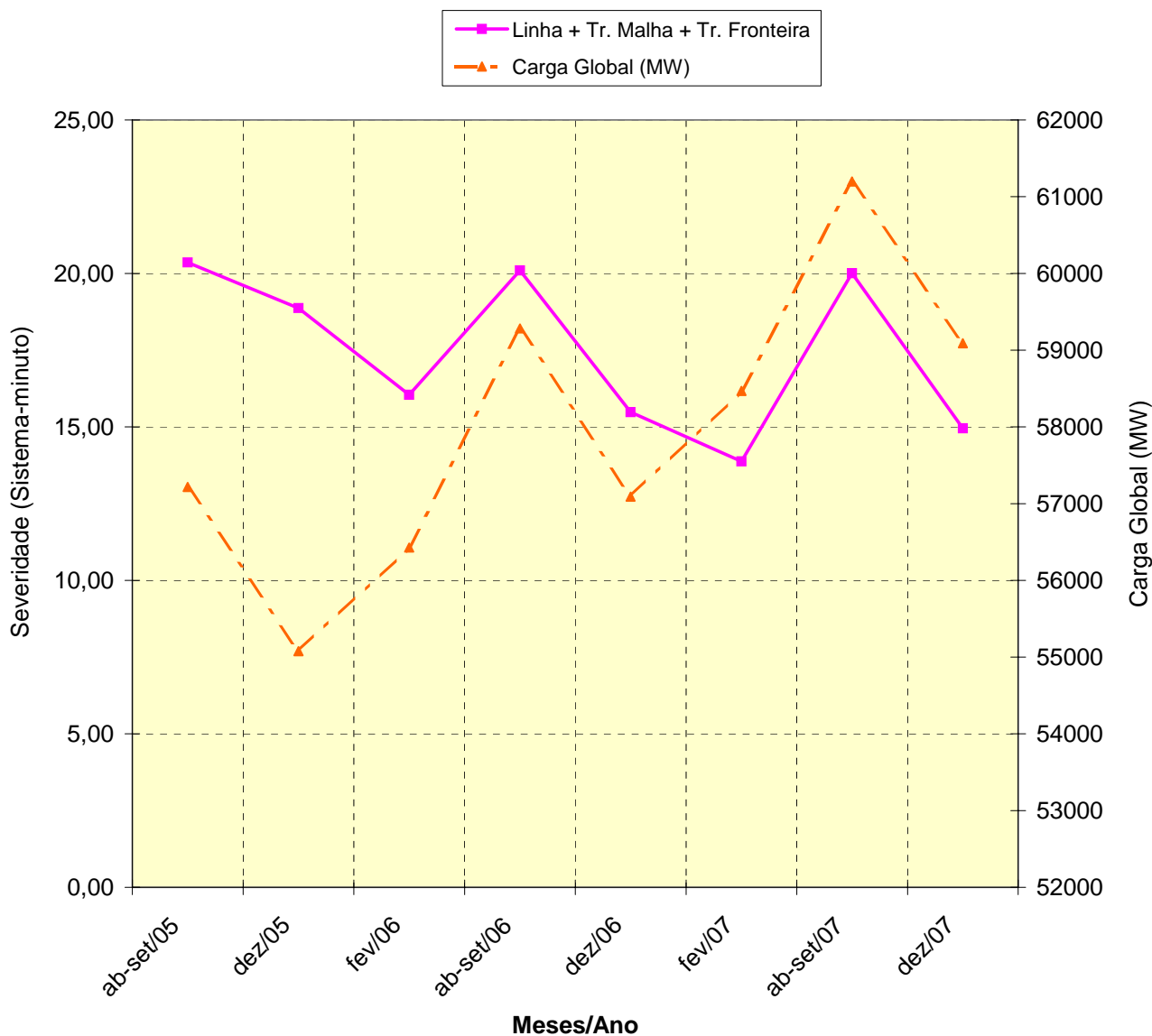
Sob o ponto de vista da classificação dos níveis de risco incorridos pelo SIN, de acordo com a Tabela B.1 do Anexo B, o sistema situou-se globalmente no *grau 2* para o regime de carga pesada.

Finalmente, para fins de comparação, a Figura 4.1.2 mostra os resultados obtidos para o ciclo de análise anterior (2004-2006), de acordo com os mesmos critérios e procedimentos utilizados no ciclo corrente. Para os anos de 2005 e 2006 do ciclo atual, pode-se constatar uma tendência de redução no nível de confiabilidade previsto para o SIN, em relação àquele previsto no ciclo anterior, explicado em parte pela inclusão de um maior número de elementos no SIN.

\* \* \*

**Figura 4.1.1 - Evolução da Severidade da Rede Básica (ciclo 05/07)**

SEV GLOBAL	2005		2006			2007		
Caso	ab-set/05	dez/05	fev/06	ab-set/06	dez/06	fev/07	ab-set/07	dez/07
Linha + Tr. Malha + Tr. Fronteira	20,36	18,87	16,04	20,10	15,48	13,88	20,01	14,96
Carga Global (MW)	57218,00	55077,20	56427,73	59284,68	57093,63	58469,98	61199,70	59089,75



**Figura 4.1.2 - Evolução da Severidade da Rede Básica (ciclo 04/06)**

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



## 4.2 Avaliação dos Níveis de Confiabilidade Probabilística da Rede Básica por Classes de Elementos

A malha de transmissão pode ser partilhada em conjuntos distintos englobando exclusivamente linhas de transmissão (LT) da rede básica, transformadores de malha (TM), transformadores de fronteira (TF) e demais elementos de transmissão da rede não básica. A identificação dos níveis de risco associados a cada um desses segmentos é de grande interesse porque permite caracterizar as ações mais efetivas para a melhoria da confiabilidade do SIN.

A análise partilhada contempla todas as contingências simples de todas as linhas de transmissão e transformadores de malha da Rede Básica e também os transformadores de fronteira (vide conceitos de malha e fronteira no Anexo B) para o regime de carga pesada. Toda a análise foi realizada inibindo-se o redespacho de potência ativa como medida corretiva. As demais premissas de análise podem ser vistas no Anexo A.

### Resultados e Interpretação

A Figura 4.2.1 mostra o partilhamento do nível de confiabilidade probabilística de referência (vide Figura 4.1.1) do SIN através dos seguintes segmentos: (i) somente transformadores de malha (TM); (ii) somente linhas de transmissão (LT); (iii) somente transformadores de fronteira (TF).

Conforme já foi constatado em análises anteriores, observa-se novamente que as maiores contribuições para os níveis de confiabilidade probabilística de referência advêm das linhas de transmissão da rede básica, seguidas das contribuições dos níveis de confiabilidade probabilística oriundos dos transformadores de malha da rede básica. O nível de confiabilidade probabilística associado às linhas tem um perfil aproximadamente constante, enquanto o nível de confiabilidade probabilística relacionado aos trafos de malha apresenta uma leve tendência de redução.

Novamente evidencia-se que a grande contribuição para a redução do nível de confiabilidade probabilística global de referência permanece originando-se nos transformadores de fronteira, confirmando inclusive constatações de ciclos anteriores.

Esse resultado é significativo porque reitera que a confiabilidade do grande conjunto de consumidores é mais afetado pelas interfaces da rede básica com as demais instalações de transmissão e as redes de distribuição (também aqui

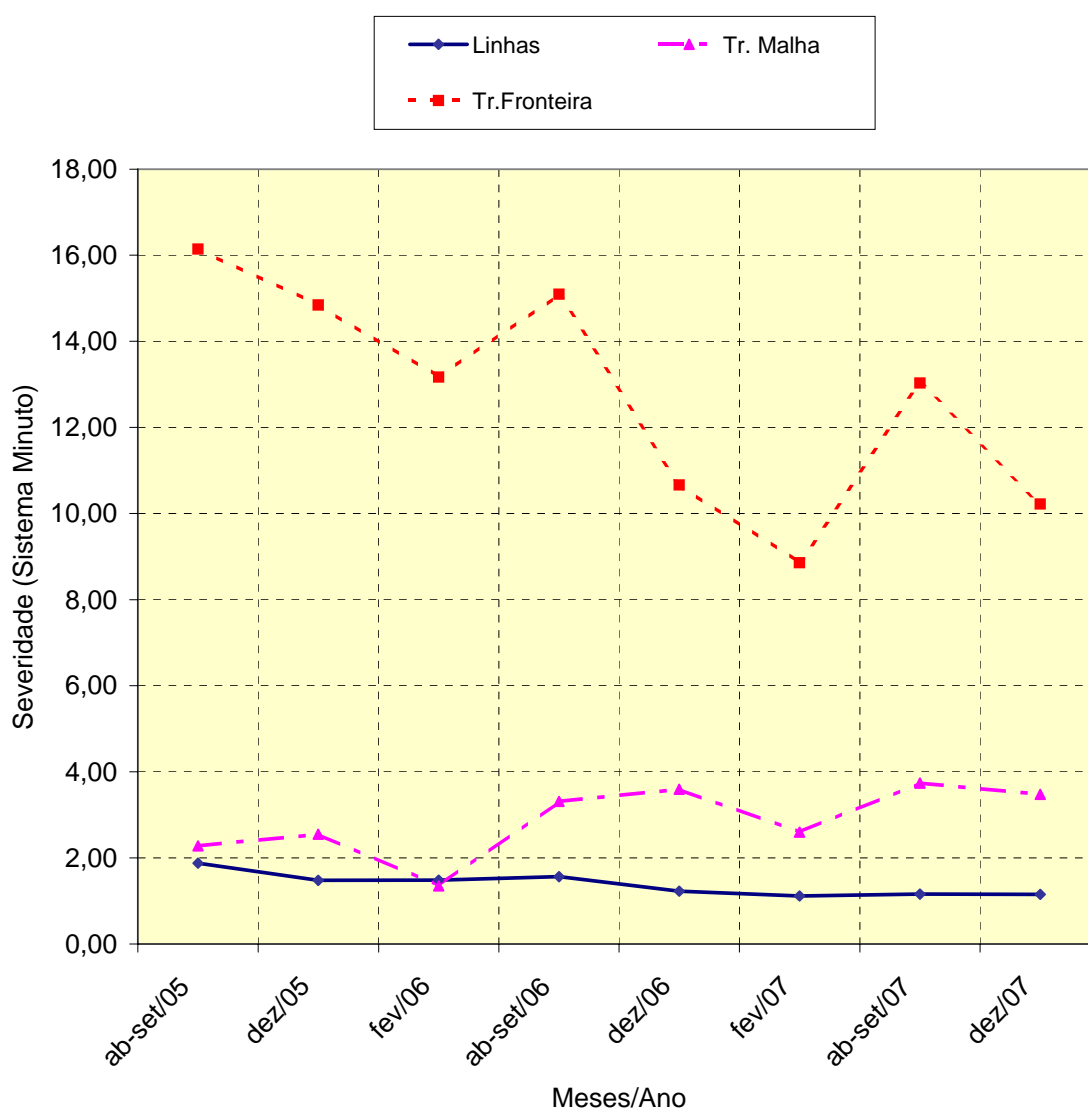
denominada como função transformação de fronteira - vide Anexo B) do que pelos elementos da malha de alta tensão.

Finalmente observa-se que o não atendimento do critério n-1 ocorre em todas as classes de elementos estudados.

\* \* \*

**Figura 4.2.1 - Responsabilidades Relativas de Linhas e Transformadores na Composição da Severidade do SIN**

SEV GLOBAL	2005			2006		2007		
Caso	ab-set/05	dez/05	fev/06	ab-set/06	dez/06	fev/07	ab-set/07	dez/07
Linhas	1,88	1,48	1,48	1,56	1,23	1,11	1,16	1,15
Tr. Malha	2,28	2,55	1,35	3,31	3,59	2,60	3,74	3,48
Tr.Fronteira	16,14	14,84	13,17	15,09	10,66	8,86	13,03	10,22



### 4.3 Avaliação dos Níveis de Confiabilidade Probabilística da Rede Básica por Classes Regionais de Tensão

Os elementos de transmissão de cada nível de tensão provocam, sabidamente, impactos distintos no desempenho global da malha sistêmica. A identificação da responsabilidade de cada nível é importante porque facilita a indicação de ações gerenciais de planejamento mais direcionadas. Tal argumento justifica a análise realizada nesta seção.

A análise por nível de tensão contempla para o regime de carga pesada, todas as contingências simples de todas as linhas de transmissão (LT), transformadores de malha (TM) e transformadores de fronteira (TF). As tensões tratadas são: 230 kV, 345 kV, 440 kV, 500 kV, 525 kV, 765 kV. Toda a análise foi realizada inibindo-se o redespacho de potência ativa como medida corretiva. As demais premissas de análise podem ser vistas no Anexo A.

#### Resultados e Interpretação

Inicialmente, na Figura 4.3.1 nota-se que a malha de 765 kV atende ao critério n-1 em todo o horizonte de estudo, ou seja, apresenta severidade nula em todos os casos.

Na mesma Figura 4.3.1, observa-se ainda que o desempenho da malha de 440 kV situa-se integralmente num patamar inferior a 1 minuto de severidade e com nítida tendência de melhoria ao longo do horizonte, até Fevereiro de 2007. Entretanto, as duas últimas configurações apresentam uma leve evolução no sentido de aumento do índice de severidade.

Já na Figura 4.3.2 registra-se o desempenho da malha nos níveis de 525 e 500 kV. Excetuando-se a malha da região Norte, todas as outras quatro (Sul, Sudeste, Nordeste e Centro-Oeste) apresentam uma previsão de severidade inferior a 1 minuto, salvo a topologia do Sudeste associada a Abril/Setembro 2007. Nesse caso particular, a severidade ascende a 2,13 minutos, associado a violações de carregamentos em unidades da transformação de fronteira..

A severidade da malha de 500 kV da região Norte situa-se num valor médio em torno de 2 minutos, enquanto a da região Nordeste apresenta um desempenho bastante uniforme, num patamar em torno de 0,6 minutos.

A malha de 525 kV da região Sul praticamente atende ao critério n-1, o mesmo acontecendo com a malha de 500 kV da região Sudeste, a menos de duas topologias: o caso já anteriormente mencionado em Abril/Setembro 2007 e também no caso de Abril/Setembro 2006, atingindo uma severidade de 0,52 minutos.

Na Figura 4.3.3 registram-se os resultados da avaliação de nível de confiabilidade probabilística da malha de 345 kV. Fica inicialmente evidenciada a boa robustez do sistema Centro-Oeste, que praticamente atende ao critério n-1.

Por outro lado, o sistema Sudeste mostra-se portador de um índice de severidade maior, embora com tendência decrescente e de forma oscilatória.

A Figura 4.3.4 mostra os resultados obtidos para o ciclo de avaliação precedente (2004-2006). Comparando-se então os níveis de risco da região Sudeste nos dois ciclos de avaliação, observa-se um incremento para o ciclo atual (2005-2007), explicado pela *influência dos transformadores de fronteira*. Esse resultado, embora já intuído, revelou-se de forma mais acentuada na malha de 345 kV.

Na Figura 4.3.5 pode-se ver a evolução dos níveis de risco da malha de 230 kV. O aspecto mais peculiar dessa malha é a separação aproximadamente em dois níveis de risco.

No patamar de nível de confiabilidade probabilística inferior, em torno de 2 minutos de severidade, situam-se as malhas do Sul e do Nordeste. A primeira tem uma tendência de melhoria, enquanto a do Nordeste apresenta uma leve tendência de aumento desse índice.

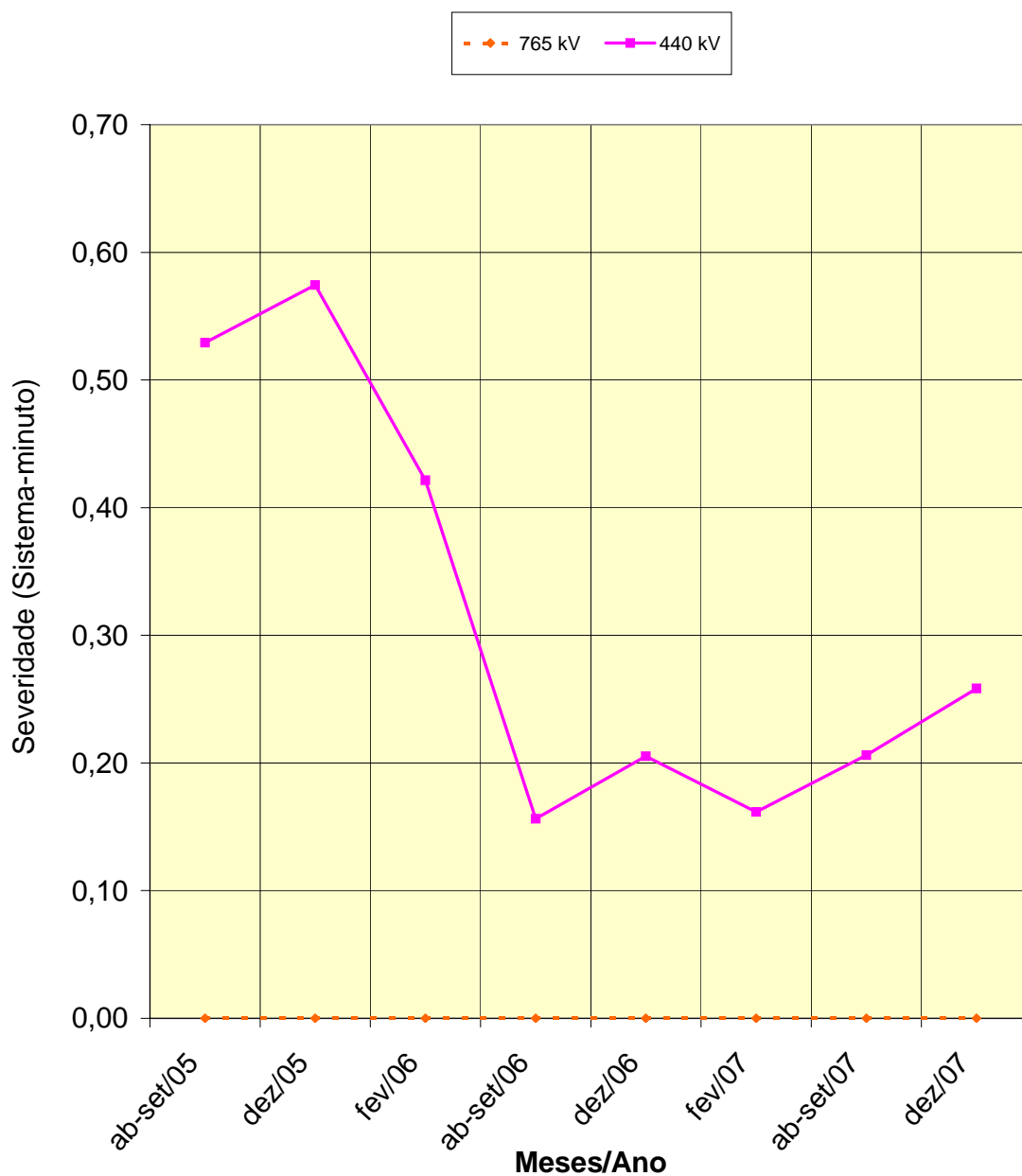
No patamar de nível de confiabilidade probabilística superior, no entorno de 1 minuto de severidade, situam-se as malhas em 230 kV do Sudeste, Centro-Oeste e Norte. A malha do Sudeste apresenta tendência de melhoria e outras duas evoluem de forma aproximadamente sem tendência bem definida.

A exemplo do que foi constatado no ciclo anterior, os trafos de fronteira são os principais elementos que influenciam negativamente os resultados.

\* \* \*

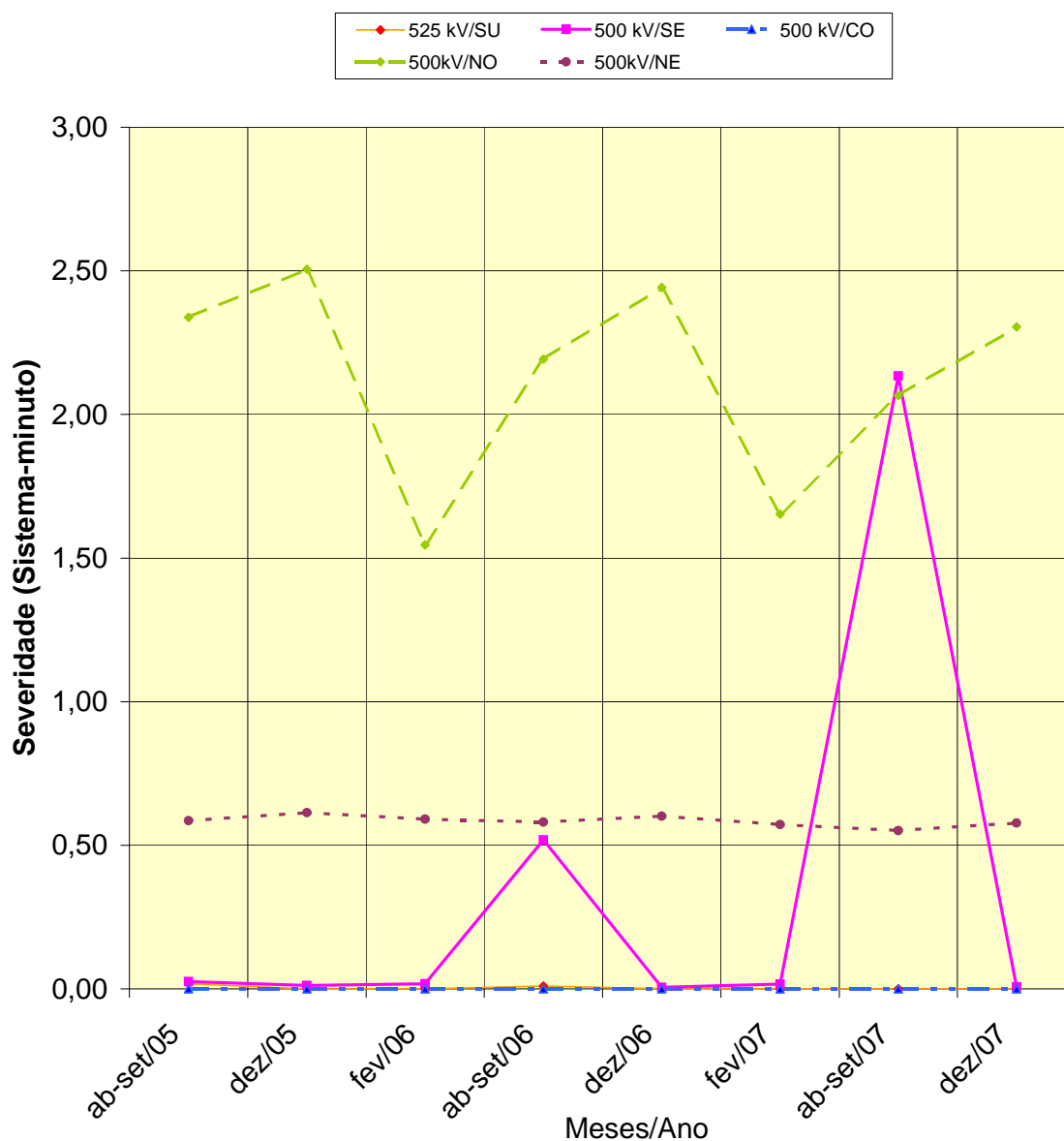
**Figura 4.3.1 - Evolução da Severidade da Rede Básica por Nivel de Tensão (765 e 440 kV)**

SEV por Nivel de Tensão		2005		2006		2007			
<i>Caso</i>		ab-set/05	dez/05	fev/06	ab-set/06	dez/06	fev/07	ab-set/07	dez/07
Linhas + Tr. Malha + Tr. Fronteira	765 kV	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	440 kV	0,53	0,57	0,42	0,16	0,21	0,16	0,21	0,26



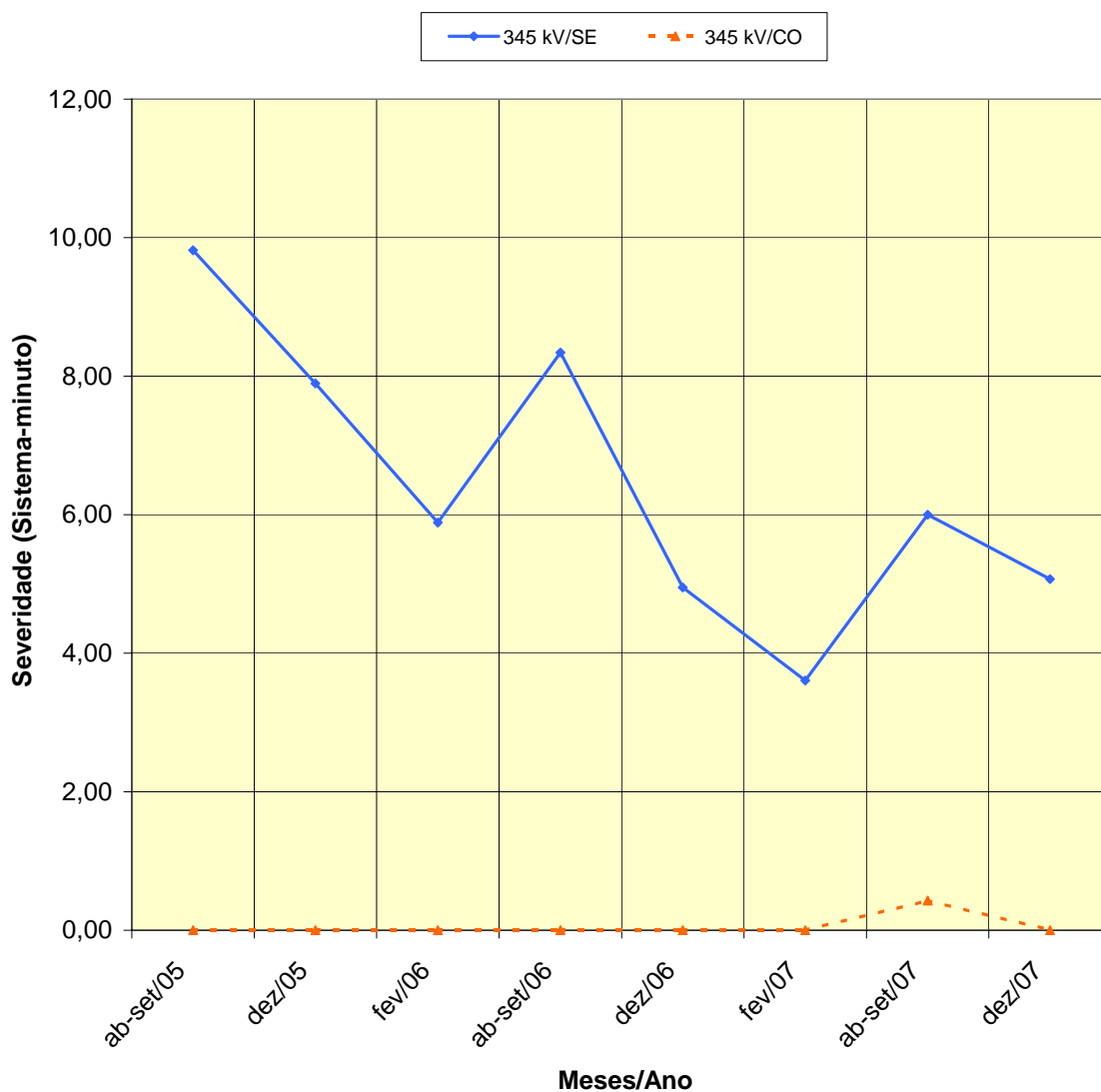
**Figura 4.3.2 - Evolução da Severidade da Rede Básica por Nivel de Tensão (525 e 500 kV)**

SEV por Nivel de Tensão		2005			2006			2007	
Caso		ab-set/05	dez/05	fev/06	ab-set/06	dez/06	fev/07	ab-set/07	dez/07
Linhas + Tr. Malha + Tr. Fronteira	525 kV/SU	0,02	0,00	0,00	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00
	500 kV/SE	0,03	0,01	0,02	0,52	0,01	0,02	2,13	0,01
	500 kV/CO	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	500kV/NO	2,34	2,51	1,55	2,19	2,44	1,65	2,07	2,31
	500kV/NE	0,59	0,61	0,59	0,58	0,60	0,57	0,55	0,58



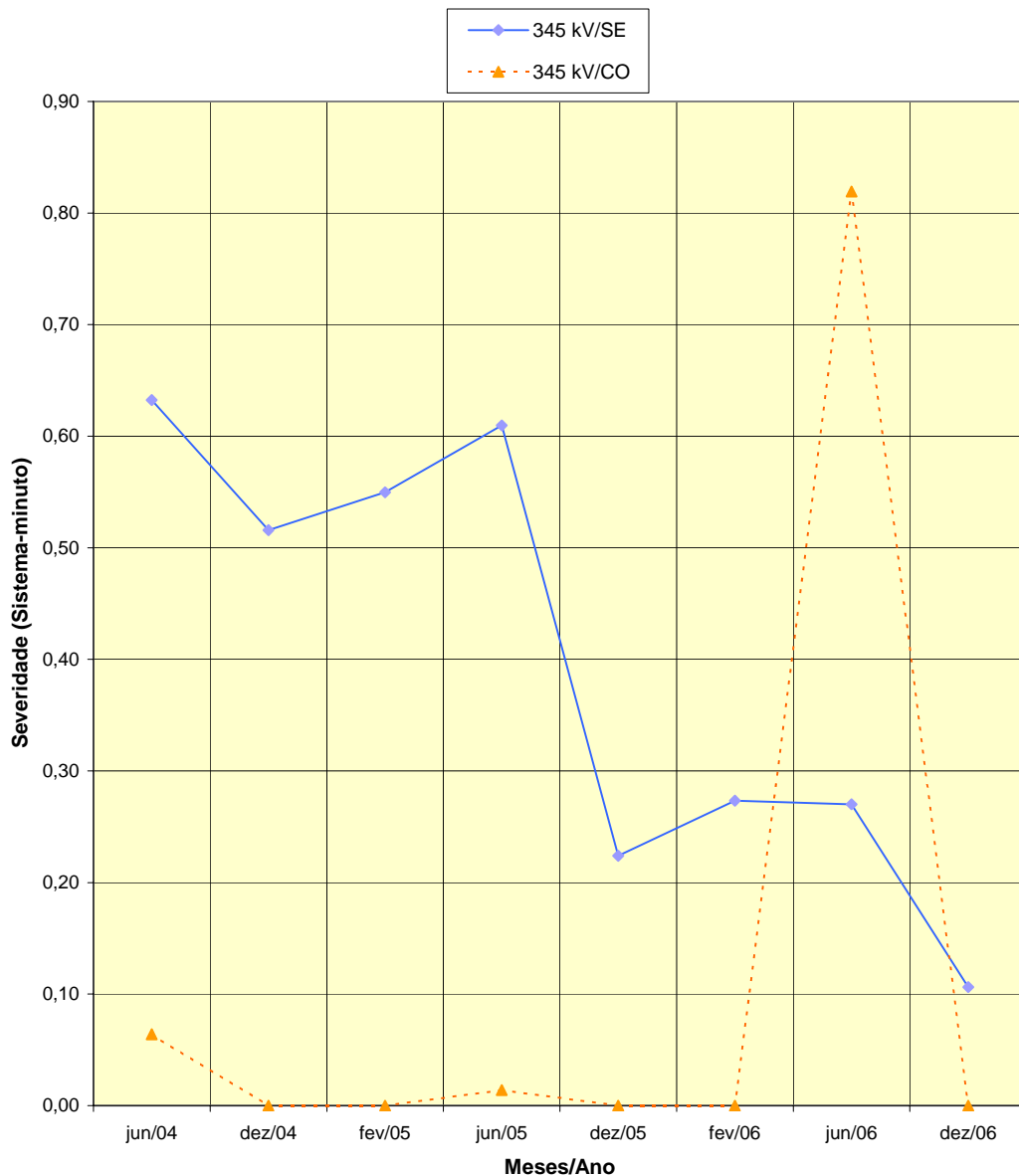
**Figura 4.3.3 - Evolução da Severidade da Rede Básica por Nível de Tensão (345 kV),  
Ciclo 2005-2007**

SEV por Nível de Tensão		2005		2006			2007		
<i>Caso</i>		ab-set/05	dez/05	fev/06	ab-set/06	dez/06	fev/07	ab-set/07	dez/07
Linhas + Tr. Malha + Tr. Fronteira	345 kV/SE	9,82	7,90	5,89	8,34	4,95	3,61	6,00	5,07
	345 kV/CO	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,43	0,00



**Figura 4.3.4 -Evolução da Severidade da Rede Básica por Nível de Tensão (345 kV), Ciclo 2004-2006**

SEV por Nível de Tensão		2004		2005			2006		
Caso		jun/04	dez/04	fev/05	jun/05	dez/05	fev/06	jun/06	dez/06
Linhas + Tr. Malha	345 kV/SE	0,63	0,52	0,55	0,61	0,22	0,27	0,27	0,11
	345 kV/CO	0,06	0,00	0,00	0,01	0,00	0,00	0,82	0,00



**Figura 4.3.5 - Evolução da Severidade da Rede Básica por Nivel de Tensão (230 kV), Ciclo 2005-2007**

SEV por Nivel de Tensão		2005		2006		2007			
Caso		ab-set/05	dez/05	fev/06	ab-set/06	dez/06	fev/07	ab-set/07	dez/07
Linhas + Tr. Malha + Tr. Fronteira	230 kV/SE	1,33	0,94	1,04	1,59	0,94	0,92	0,61	0,44
	230 kV/CO	0,94	0,89	0,98	1,33	0,95	0,82	1,36	1,00
	230 kV/NO	0,87	1,04	0,88	0,84	0,99	0,88	0,68	1,00
	230 kV/NE	1,72	2,22	2,14	2,05	2,35	2,06	1,93	2,36
	230 kV/SU	2,19	2,22	2,53	2,38	2,08	1,88	1,98	1,86

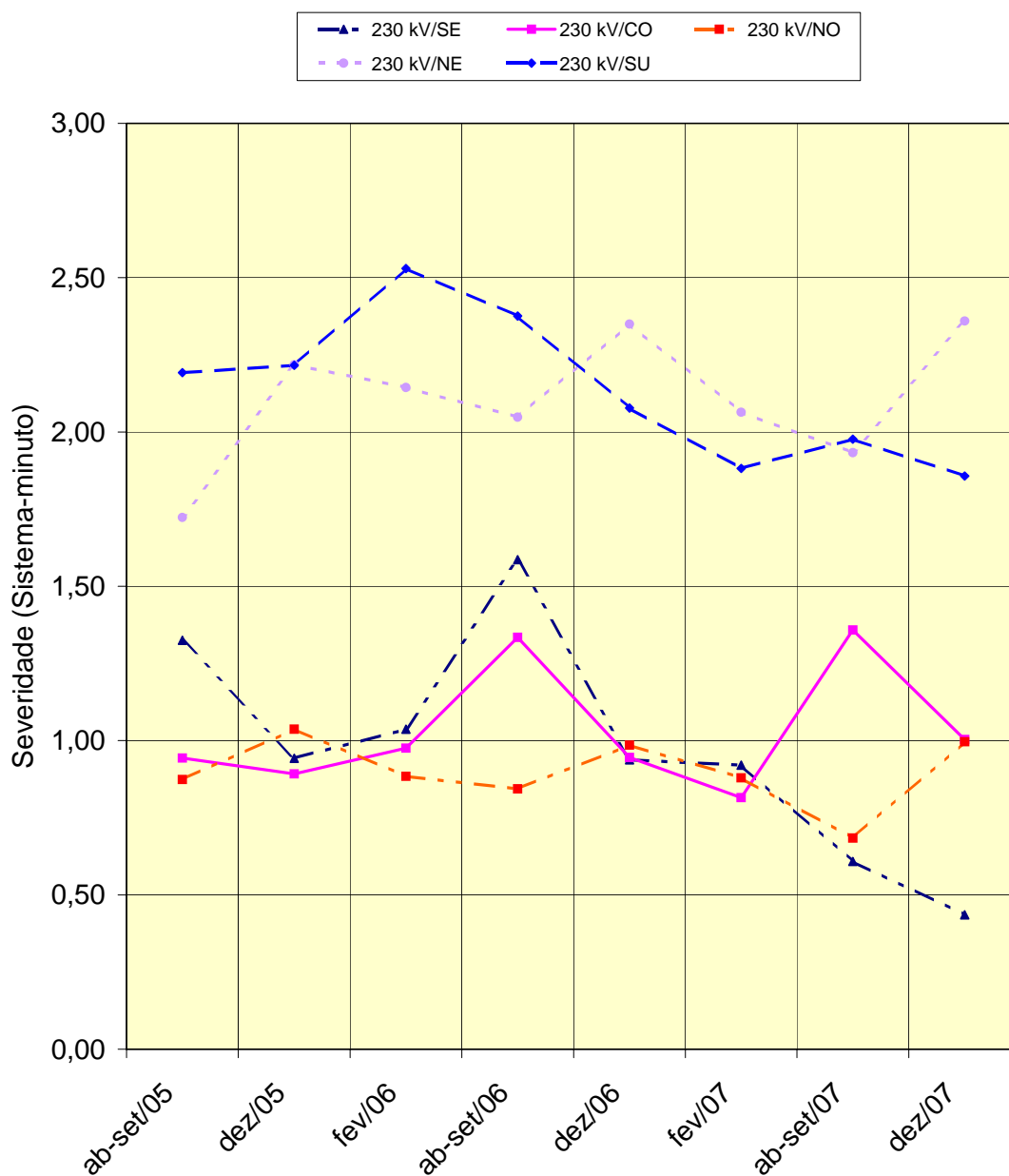
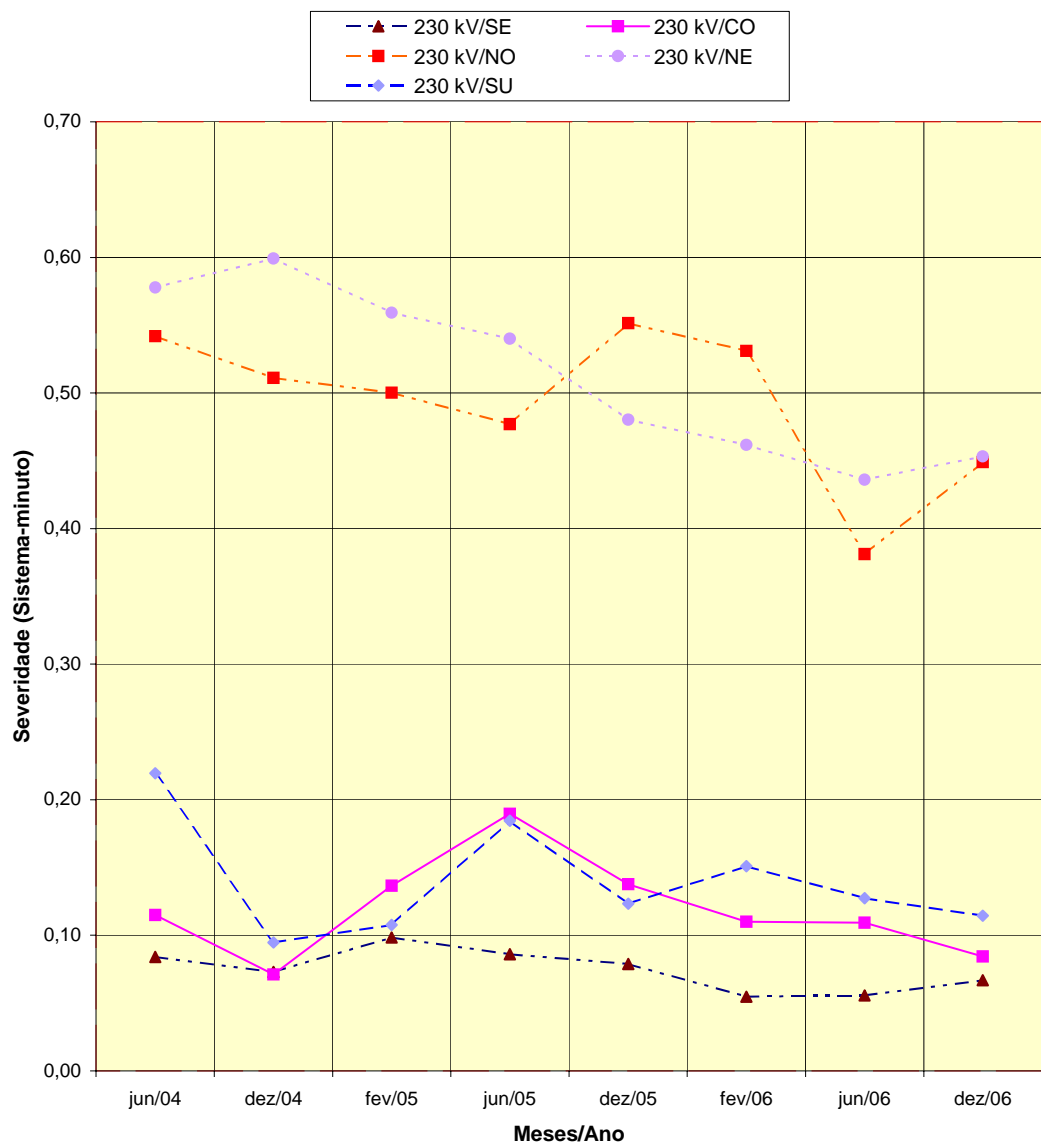


Figura 4.3.6 - Evolução da Severidade da Rede Básica por Nível de Tensão (230 kV), Ciclo 2004-2006

SEV por Nível de Tensão		2004		2005			2006		
Caso		jun/04	dez/04	fev/05	jun/05	dez/05	fev/06	jun/06	dez/06
Linhas + Tr. Malha	230 kV/SE	0,08	0,07	0,10	0,09	0,08	0,05	0,06	0,07
	230 kV/CO	0,12	0,07	0,14	0,19	0,14	0,11	0,11	0,08
	230 kV/NO	0,54	0,51	0,50	0,48	0,55	0,53	0,38	0,45
	230 kV/NE	0,58	0,60	0,56	0,54	0,48	0,46	0,44	0,45
	230 kV/SU	0,22	0,09	0,11	0,18	0,12	0,15	0,13	0,11



#### 4.4 Melhoria do Nível de Confiabilidade Probabilística via Coordenação Sistêmica

A operação de um sistema de potência pode ocorrer tanto de forma descentralizada, onde cada agente se preocupa tão-somente com a otimização dos seus objetivos, como em vários níveis de coordenação condominial, quando se busca a otimização dos recursos disponíveis globalmente. Esses dois estilos de gestão do sistema têm impactos bastante distintos na confiabilidade global do sistema. Comparando as duas estratégias pode-se aquilatar o grau de flexibilidade operacional do sistema, também referida como margem operacional de manobras (vide Anexo B).

Os resultados a seguir se referem apenas a contingências simples de linhas, trafos de malha e trafos de fronteira, em regime de carga pesada, sob o ponto de vista da adequação (regime estático). Inibiu-se o redespacho de potência ativa como medida corretiva. As demais premissas podem ser vistas no Anexo A.

##### Resultados e Interpretação

A Figura 4.4.1 mostra a evolução temporal do indicador *probabilidade de problema no sistema* - **PPS**, comparando-o com a evolução do indicador *probabilidade de perda de carga* - **PPC** (vide Anexo B).

O indicador **PPS**, expresso em %, aponta a probabilidade de problemas ou violações no sistema, *imediatamente após a ocorrência de qualquer tipo de contingência, sem o recurso a qualquer medida corretiva*. Esse indicador reflete a presença de qualquer tipo de modo de falha, incluindo ilhamentos, sobrecargas, sobre e subtensões e défices de geração.

Já o tradicional indicador **PPC**, *probabilidade de perda de carga*, também expresso em %, reflete a possibilidade de perda de carga, após o esgotamento de todas as medidas operacionais corretivas disponibilizadas, em regime permanente, tais como redespacho de potências ativa e reativa e ajustes de derivações de transformadores (no estudo em questão, o *redespacho de potência ativa foi inibido*). Cumpre lembrar que, caso ainda persistam violações após a atuação de todos os controles, ativados segundo um algoritmo de otimização, é então efetuado o mínimo corte de carga ainda necessário para eliminar todas as violações ainda persistentes. Assim o indicador PPC espelha a probabilidade de ocorrência daqueles estados onde a ausência de violações só é conseguida mediante um corte de carga.

*A comparação dos indicadores PPS e PPC dá então uma medida da flexibilidade e eficácia dos recursos operacionais disponíveis no sistema. Quanto maior a diferença entre ambos, maior a eficácia dos recursos corretivos utilizados. A eventual existência de uma diferença significativa entre PPS e PPC pode, portanto, denotar uma grande vantagem na operação condominial coordenada.*

No caso da Rede Básica brasileira, isso vem sendo reiteradamente confirmado, corroborando um conjunto de estudos anteriores.

Na Figura 4.4.1, por exemplo, observa-se uma diferença acentuada entre os dois índices PPS e PPC, durante a totalidade do período de estudo, comprovando a vantagem da operação coordenada do sistema brasileiro. Pode-se ver que o valor da PPS é praticamente dez vezes o valor da PPC, na situação na qual o redespacho de potência ativa é inibido.

Uma avaliação da eficiência, folga ou margem de recursos de manobra operacional do sistema pode ser dada pela Eq. (4.4.1):

$$[ 1 - ( PPC / PPS ) ] \times 100 \quad (4.4.1)$$

Assim, no caso do sistema brasileiro planejado, para o período Dezembro de 2005 a Dezembro de 2007, essa margem operativa situa-se, em média, em torno de  $[ 1 - ( 3,7 / 29,4 ) ] \times 100 = 87 \%$ .

Na Figura 4.4.1 foram inseridos, para fins de comparação, dois balizadores tradicionais de confiabilidade. O primeiro revela um desempenho de 1 (um) dia de interrupção a cada 10 (dez) anos ( $1 / 3650 = 0,027 \%$ ) e encontra larga citação na literatura internacional do tema, relacionada à confiabilidade de sistemas de geração. O segundo balizador também tem origem em estudos relacionados com a área energética e tem ampla citação na literatura oriunda do Brasil. Nesse caso, o valor numérico reflete 5 horas de interrupção por mês, ou seja ( $5 / 730 = 0,68 \%$ ).

Essas referências são úteis como reflexão sobre a coordenação adequada dos patamares de níveis de confiabilidade probabilística que devem ser passíveis de aceitação em sistemas de geração (estudos de níveis de confiabilidade probabilística energéticos e de geração) e sistemas de transmissão. Não seria, em princípio, recomendada a fixação de patamares de nível de confiabilidade probabilística muito diferenciados para os dois sistemas, dado que a confiabilidade final conjunta do sistema integrado geração/transmissão será necessariamente mais débil que o mais fraco entre os dois subsistemas.

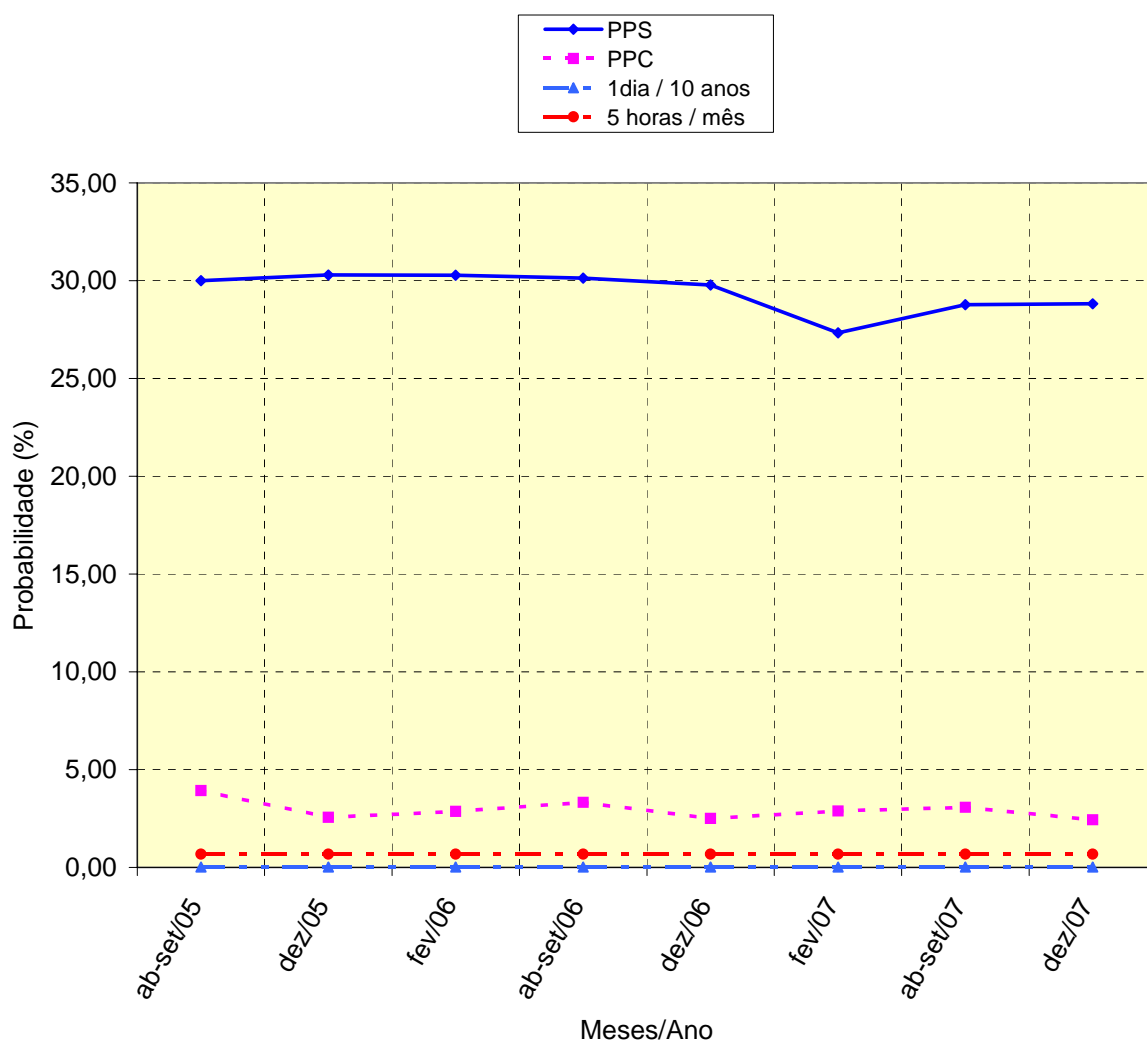
Por outro lado, há que se considerar que a dinâmica das incertezas dos sistemas de geração e transmissão têm constantes de tempo muito diferenciadas. Enquanto as primeiras (*dinâmica lenta*) têm forte impacto sobre uma eventual insuficiência de oferta (*acionamento*) de energia para atendimento ao mercado, as incertezas da transmissão (*dinâmica rápida*) têm grande influência sobre as interrupções intempestivas (*blecautes, perturbações*), com reflexos no horizonte de curto prazo.

\* \* \*

Figura 4.4.1 - Evolução da Probabilidade de Níveis de confiabilidade probabilística: Problemas no Sistema (PPS) vs. Perda

de Carga (PPC)

PPS	2005		2006			2007		
Caso	ab-set/05	dez/05	fev/06	ab-set/06	dez/06	fev/07	ab-set/07	dez/07
Linhas + Tr. Malha + Tr. Fronteira	30,00	30,29	30,28	30,13	29,78	27,33	28,76	28,82
PPC	2005		2006			2007		
Caso	ab-set/05	dez/05	fev/06	ab-set/06	dez/06	fev/07	ab-set/07	dez/07
Linhas + Tr. Malha + Tr. Fronteira	3,80	3,63	3,74	4,11	3,47	3,44	3,93	3,45



## 4.5 Grau de Aderência do SIN ao Critério "n-1"

O tradicional critério "n-1" (genericamente denominado critério " $n-\alpha$ ") é uma das estratégias de planejamento mais difundidas e tradicionais no Brasil e em diversos países. Usualmente o parâmetro  $\alpha$  é tomado como igual a *um*, embora também ocorram citações na literatura mencionando valores de alfa iguais a *dois* e até mesmo *três*. Ocorre que esse critério tem um caráter essencialmente determinístico, ou seja, não explora as incertezas intrínsecas aos sistemas reais. A mensuração do grau de atendimento do critério "n-1", no sentido estrito, é então uma informação que interessa ao analista. Essa mensuração pode ser efetuada de várias formas, porém neste trabalho, apenas a alternativa linear é explorada.

A análise mostrada contempla a carga pesada das oito configurações englobando linhas, trafos de malha e trafos de fronteira. O redespacho da potência ativa foi inibido. As demais premissas podem ser vistas no Anexo A.

### Resultados e Interpretação

Na Figura 4.5.1, o atendimento pleno ao critério "n-1" seria, nesse caso hipotético, indicado por uma barra que atingiria o nível 1 (um), que está fora da escala da Figura. O nível zero indica uma situação onde todas as contingências causam algum tipo de violação, denotando uma situação de grande debilidade topológica.

O parâmetro alfa representativo do grau de atendimento linear ou determinístico do critério "n-1" é dado pela Eq (4.5.1). Uma formulação simplificada (otimista), que será aqui utilizada, pode desconsiderar os casos retirados da estatística.

$$\alpha = 1 - [ ( \text{casos com corte de carga} + \text{casos retirados da estatística} ) / ( \text{casos propostos} ) ]$$

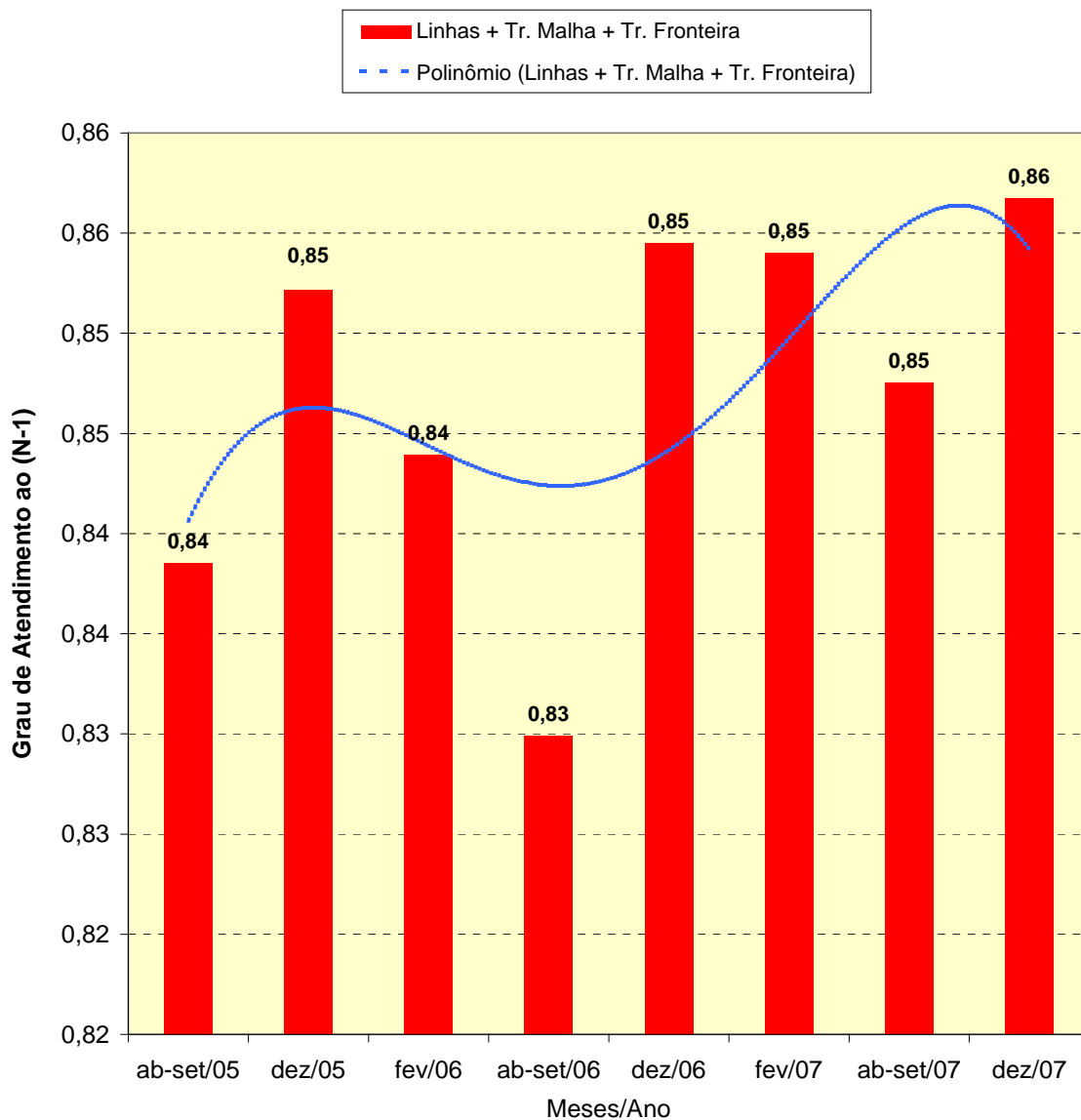
**(4.5.1)**

Na Figura 4.5.1 pode-se constatar, através de um ajuste polinomial, que existe uma tendência de crescimento no grau de aderência ao critério "n-1", ao longo do horizonte de estudo analisado, chegando a **86 %** em Dezembro de 2007. A aderência mínima em todo o horizonte estudado situa-se em **83 %**.

\* \* \*

**Figura 4.5.1 - Grau de Aderência da Rede Básica Planejada ao Critério "n-1"**

Grau de Atendimento ao N-1	ab-set/05	dez/05	fev/06	ab-set/06	dez/06	fev/07	ab-set/07	dez/07
<b>Linhas + Tr. Malha + Tr. Fronteira</b>	0,84	0,85	0,84	0,83	0,85	0,85	0,85	0,86



#### 4.6 Impacto do Plano de Ampliações e Reforços na Confiabilidade do SIN

As oito configurações analisadas no período entre o ano de 2005 e o ano de 2007 contemplam a conjugação do crescimento vegetativo do mercado *vis-à-vis* a expansão da transmissão. Cabe, portanto, a questão primordial: *Como variaram os índices de confiabilidade no horizonte coberto?, Houve melhoria ou piora ?*

A variação do nível de confiabilidade probabilística pode ser avaliada através de vários indicadores. Ocorre, porém, que vários deles apresentam uma correlação intrínseca e dependendo dos objetivos do analista, um conjunto mais seletivo pode ser utilizado. Entretanto, quando o objetivo é apresentar um panorama abrangente da variação temporal do nível de confiabilidade probabilística entre dois instantes de tempo, cabe a apresentação de um espectro amplo de índices, como será aqui o caso. Na Tabela 4.7.1 são apresentados seis indicadores de nível de confiabilidade probabilística, cada um deles calculado para as configurações de dezembro de 2005 e dezembro de 2007. Os índices são tratados em bases anuais (vide Anexo B).

**Tabela 4.7.1 – Indicadores de Confiabilidade do SIN no Horizonte de Planejamento do PAR**

Mês/Ano	Dezembro 2005	Dezembro 2007	Diagóstico
<b>PPC</b> - probabilidade de perda de carga (%)	3,63	3,45	- 5 %
<b>EPNS</b> - potência não suprida (MW)	1,98	1,68	- 15 %
<b>EENS</b> - energia não suprida (MWh)	17 325	14 730	- 15 %
<b>NHD</b> - duração anual acumulada (horas)	318	302	- 5 %
<b>FPC</b> - freqüência de perda de carga (ocor / ano)	30	28	- 7 %
<b>SEV</b> - severidade (minutos)	18,87	14,96	- 21 %
<b>Carga</b> (MW)	55 077	59 090	+ 7,3 %

A constatação imediata é a evidente melhoria de todos os indicadores, o que reflete a adequação dos reforços agregados pelo PAR ao sistema, a despeito do crescimento de **+ 7,3 %** da carga. A melhoria do sistema é caracterizada pela redução do valor numérico dos índices, que se reflete numa variação percentual negativa dos indicadores. Esse resultado demonstra o impacto positivo do PAR ao SIN.

\* \* \*

## 5 CONFIABILIDADE DA REDE BÁSICA: RESULTADOS 2006-2008

### 5.1 Evolução do Nível de Confiabilidade Probabilística de Referência da Rede Básica

As simulações realizadas geram um grande volume de indicadores probabilísticos diferenciados, representativos dos níveis de confiabilidade probabilística do sistema elétrico. Entre eles destaca-se a denominada **Severidade**, expressa em minutos (também usa-se a expressão "*sistema-minuto*"), e que será aqui utilizada para ilustrar a evolução temporal do nível de confiabilidade probabilística de referência da Rede Básica no horizonte de análise, cobrindo *oito configurações topológicas* para o sistema elétrico brasileiro, ao longo do horizonte 2006-2008, retiradas do Plano de Ampliações e Reforços -PAR.

*As oito (8) configurações analisadas e os respectivos regimes de carga tratados são as seguintes: abril-setembro 2006 (carga pesada), dezembro 2006 (carga pesada), fevereiro 2007 (cargas pesada e média), abril-setembro 2007 (carga pesada), dezembro 2007 (carga pesada), fevereiro 2008 (cargas pesada e média), abril-setembro 2008 (carga pesada), dezembro 2008 (carga pesada).*

A avaliação numérica do denominado **nível de confiabilidade probabilística de referência** contempla todas as contingências simples de todas as linhas de transmissão e transformadores de malha da Rede Básica e também os transformadores de fronteira (vide conceitos de malha e fronteira no Anexo B). *Nessa seção discute-se apenas o regime de carga pesada, dado que é a situação mais desfavorável, sob o ponto de vista do índice de severidade.*

Toda a análise de referência é realizada inibindo-se o redespacho de potência ativa como medida corretiva e monitorando-se os limites de carregamento de emergência das linhas e transformadores do sistema, quando em situação de contingência. Nota-se, entretanto, que em sua grande maioria, os limites de carregamento normais e de emergência são registrados como sendo idênticos, com algumas poucas exceções (principalmente nas regiões Norte e Nordeste). As demais premissas de análise podem ser vistas no Anexo A.

## Principais Resultados e Interpretação

A Figura 5.1.1 ilustra (vide a linha cheia) a evolução temporal prevista para o nível de confiabilidade probabilística do sistema de transmissão brasileiro, expresso pela severidade, no horizonte 2006-2008. A linha pontilhada mostra a evolução prevista para a carga. Embora tenham sido analisadas apenas oito topologias, representando configurações estáticas, em regime de carga pesada, os gráficos são apresentados de forma contínua, no intuito de facilitar a visualização das variações das severidades associadas a cada topologia, através dos coeficientes angulares de cada trecho. Como já foi comentado, toda a análise reflete a aplicação de *contingências simples* em todos os elementos com incertezas representadas.

No que concerne o universo de incertezas estudado (*i.e.* o espaço probabilístico de estados, vide Anexo B), deve ser ressaltado que na Figura 5.1.1 observa-se a evolução da severidade (em minutos) do sistema considerando as incertezas da totalidade de linhas (LT), transformadores de malha (TM) e transformadores de fronteira (TF) da rede básica brasileira.

A evolução da ponta de carga (MW) de todo o sistema (carga global), também mostrada nessa figura, tem a função de possibilitar uma comparação do crescimento da carga com os recursos agregados ao sistema. (Para a conveniência do leitor: transformadores de fronteira ou acesso são os que conectam a rede básica à rede não básica, transformadores de malha são os que conectam ao menos dois elementos da rede básica, vide Anexo B).

Na Figura 5.1.1, a comparação dos coeficientes angulares da curva de carga com os coeficientes angulares da severidade informa se o percentual de variação da carga foi ou não, acompanhado de uma degradação ou melhoria percentual compatível do nível de confiabilidade probabilística expresso pela severidade.

Observa-se, durante grande parcela do período analisado uma total compatibilidade entre as tendências de variação da carga e a evolução do nível de confiabilidade probabilística de referência. Foram observadas exceções em apenas dois períodos: entre Dez 2006 / Fev 2007 e Dez 2007 / Fev 2008.

Nesses dois casos, nota-se uma redução da severidade, a despeito do crescimento da carga. Esse comportamento sugere que as ampliações e reforços agregados ao sistema surtiram efeito eficaz.

Observando-se ainda os níveis de severidade das topologias de *Dezembro 2006* e *Dezembro 2008* também constata-se que os reforços agregados pelo PAR foram capazes de provocar uma *redução de* ( $[12,15-12,06] / 12,15 = + 0,74\%$ ) do nível de confiabilidade probabilística global previsto para o SIN, associado a um crescimento de ( $[61853,71-57529,90] / 57529,90 = + 7,5 \%$ ) da carga, referido ao patamar de Dezembro de 2006.

Esse resultado quantifica o grau de segurança estática agregada ao SIN como consequência do elenco de obras incorporadas ao sistema.

Porém, a despeito da evolução favorável do nível de risco do sistema, o SIN planejado continua não atendendo, *stricto sensu*, ao critério n-1, sob o ponto de vista global (o atendimento ao critério n-1 se refletiria em valores de severidade nula), pelas razões anteriormente indicadas.

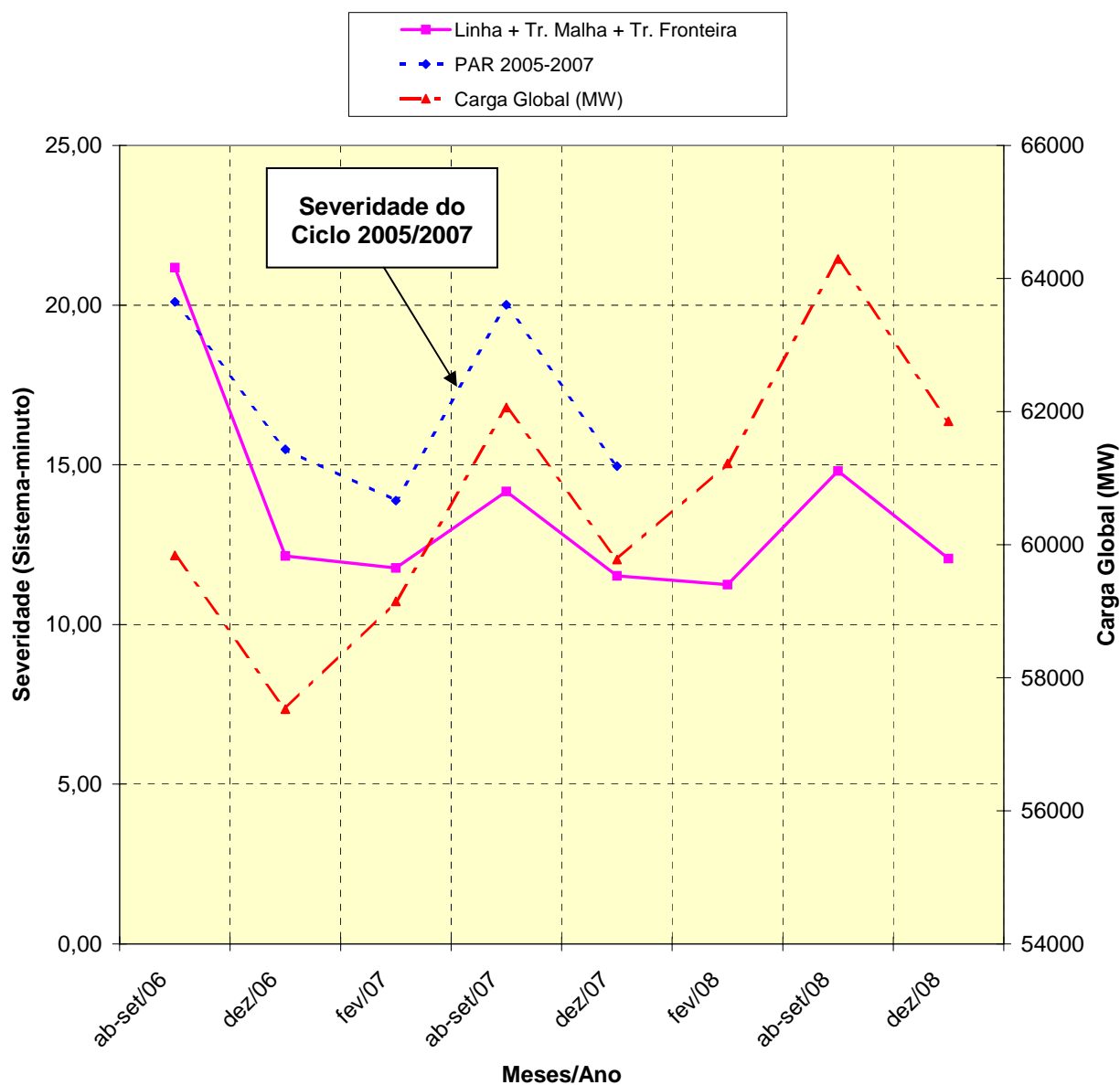
Sob o ponto de vista da classificação dos níveis de risco incorridos pelo SIN, de acordo com a Tabela B.1 do Anexo B, o sistema continua permanecendo globalmente no *grau 2* para o regime de carga pesada.

Finalmente, para fins de comparação, a Figura 5.1.1 também apresenta uma parcela da evolução da severidade obtida para o ciclo de análise anterior (2005-2007). Comparando os resultados dos dois ciclos evidencia-se que ocorreu uma melhoria do nível de confiabilidade, sugerindo a melhoria do desempenho do sistema.

\* \* \*

**Figura 5.1.1 - Evolução da Severidade da Rede Básica (ciclo 06/08)**

SEV GLOBAL	2006		2007			2008		
	ab-set/06	dez/06	fev/07	ab-set/07	dez/07	fev/08	ab-set/08	dez/08
<i>Linha + Tr. Malha + Tr. Fronteira</i>	21,17	12,15	11,77	14,17	11,53	11,25	14,80	12,06
<i>PAR 2005-2007</i>	20,10	15,48	13,88	20,01	14,96			
<i>Carga Global (MW)</i>	59839,26	57529,90	59148,85	62062,74	59776,96	61221,14	64292,45	61853,71



## 5.2 Avaliação dos Níveis de Confiabilidade Probabilística da Rede Básica por Classes de Elementos

A malha de transmissão pode ser partilhada em conjuntos distintos englobando exclusivamente linhas de transmissão (LT) da rede básica, transformadores de malha (TM), transformadores de fronteira (TF) e demais elementos de transmissão da rede não básica. A identificação dos níveis de risco associados a cada um desses segmentos é de grande interesse porque permite caracterizar as ações mais efetivas para a melhoria da confiabilidade do SIN.

A análise partilhada contempla todas as contingências simples de todas as linhas de transmissão e transformadores de malha da Rede Básica e também os transformadores de fronteira (vide conceitos de malha e fronteira no Anexo B) para o regime de carga pesada. Toda a análise foi realizada inibindo-se o redespacho de potência ativa como medida corretiva. As demais premissas de análise podem ser vistas no Anexo A.

### Resultados e Interpretação

A Figura 3.2.1 mostra o partilhamento do nível de confiabilidade probabilística de referência (vide Figura 5.1.1) do SIN através dos seguintes segmentos: (i) somente transformadores de malha (TM); (ii) somente linhas de transmissão (LT); (iii) somente transformadores de fronteira (TF).

Conforme já foi constatado em análises anteriores, observa-se novamente que as maiores contribuições para os níveis de confiabilidade probabilística de referência advêm das linhas de transmissão da rede básica, seguidas das contribuições oriundas dos transformadores de malha da rede básica. O nível de confiabilidade probabilística associado às linhas tem um perfil aproximadamente constante, o mesmo ocorrendo com os níveis de confiabilidade probabilística relacionados aos transformadores de malha.

Por outro lado, novamente evidencia-se que a grande contribuição para índice de severidade está associada aos transformadores de fronteira, confirmando constatações de estudos anteriores.

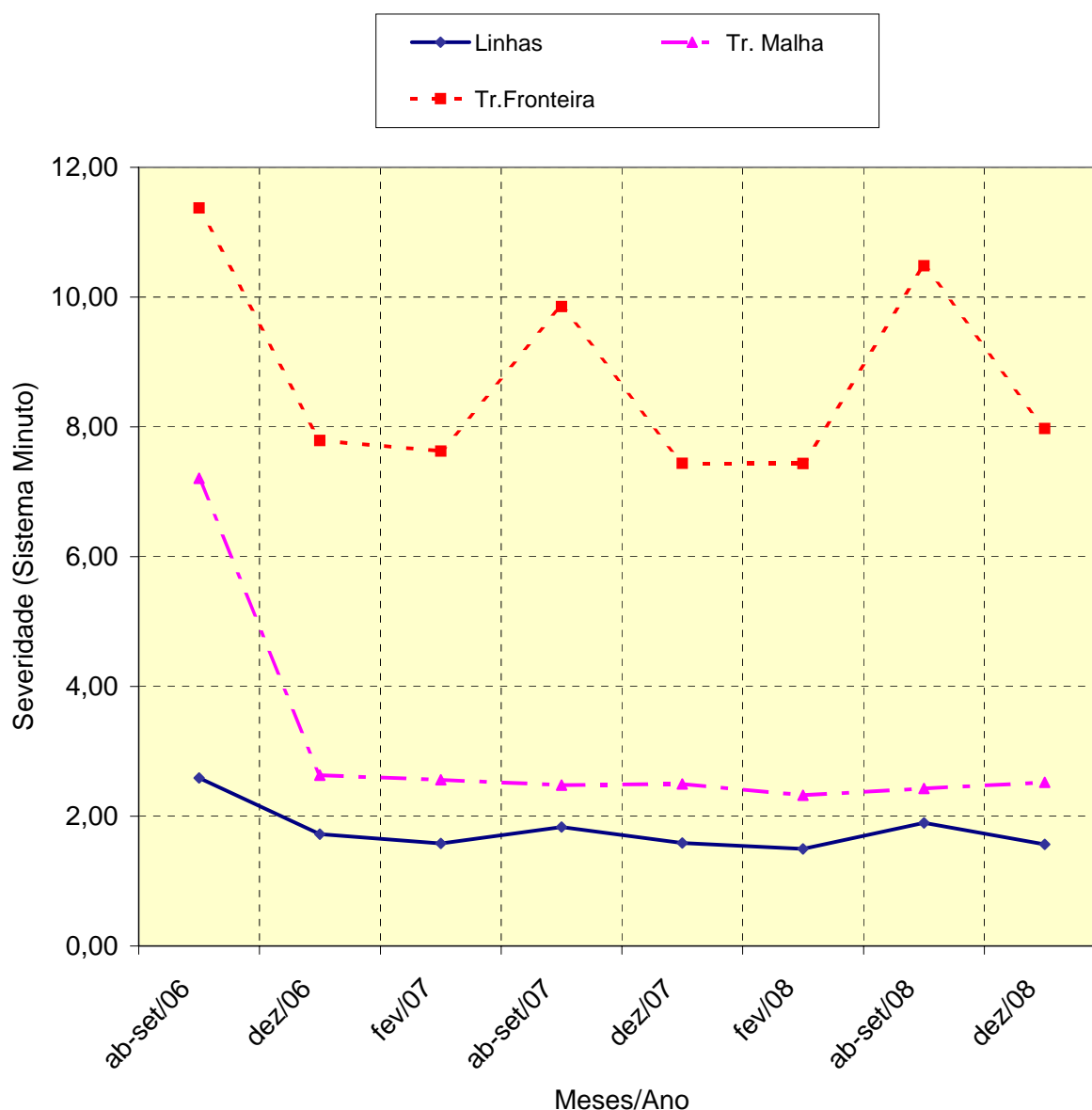
*Esse resultado é significativo porque reitera que a confiabilidade do grande conjunto de consumidores é mais afetado pelas interfaces da rede básica com as demais instalações de transmissão e as redes de distribuição (também aqui denominada como função transformação de fronteira - vide Anexo B) do que pelos elementos da malha de alta tensão.*

Finalmente observa-se que o não atendimento do critério n-1 também ocorre em todas as classes de elementos estudados.

\* \* \*

**Figura 5.2.1 - Responsabilidades Relativas de Linhas e Transformadores na Composição da Severidade do SIN (ciclo 06-08)**

SEV GLOBAL	2006		2007			2008		
Caso	ab-set/06	dez/06	fev/07	ab-set/07	dez/07	fev/08	ab-set/08	dez/08
Linhas	2,59	1,72	1,58	1,83	1,59	1,49	1,90	1,57
Tr. Malha	7,21	2,63	2,56	2,48	2,50	2,32	2,43	2,52
Tr.Fronteira	11,38	7,79	7,63	9,86	7,44	7,44	10,48	7,97



### 5.3 Avaliação dos Níveis de Confiabilidade Probabilística da Rede Básica por Classes Regionais de Tensão

Os elementos de transmissão de cada nível de tensão provocam, sabidamente, impactos distintos no desempenho global da malha sistêmica. A identificação da responsabilidade de cada nível é importante porque facilita a procura de ações gerenciais de planejamento mais direcionadas. Tal argumento justifica a análise realizada nesta seção.

A análise por nível de tensão contempla para o regime de carga pesada, todas as contingências simples de todas as linhas de transmissão (LT), transformadores de malha (TM) e transformadores de fronteira. As tensões tratadas são: 230 kV, 345 kV, 440 kV, 500 kV, 525 kV, 765 kV. Toda a análise foi realizada inibindo-se o redespacho de potência ativa como medida corretiva. As demais premissas de análise podem ser vistas no Anexo A.

#### Resultados e Interpretação

Inicialmente, na Figura 5.3.1 nota-se que a malha de 765 kV atende ao critério n-1 em praticamente todo o horizonte de estudo.

Na mesma Figura 5.3.1, observa-se ainda que o desempenho da malha de 440 kV situa-se integralmente num patamar bem inferior a 1 minuto de severidade e com um comportamento aproximadamente estacionário num patamar de nível de confiabilidade probabilística muito reduzido. Nota-se que em dezembro de 2006 o índice de confiabilidade da malha de 400 kV apresenta-se mais elevado em relação aos meses dos anos seguintes. Entretanto, observa-se que o nível de risco é reduzido a partir de entrada em operação do novo transformador de Embaguaçu 440/138 kV, considerado somente a partir de fevereiro de 2007.

Já na Figura 5.3.2 registra-se o desempenho da malha nos níveis de 525 kV, da região Sul e 500 kV, das regiões Norte, Nordeste, Sudeste e Centro-Oeste.

Excetuando-se a malha da região Norte, todas as outras quatro (Sul, Sudeste, Nordeste e Centro-Oeste) apresentam uma previsão de severidade inferior a 1 minuto. Cabe notar que o patamar de nível de confiabilidade probabilística da malha de 500 kV da região Centro-Oeste, no período Abril-Setembro de 2006, situado em torno de 3,73 minutos, é significativamente reduzido com a entrada do terceiro transformador 500/345 kV da SE Samambaia e também por efeito de remanejamentos de cargas.

A severidade da malha de 500 kV da região Norte situa-se num valor médio em torno de 2,3 minutos, enquanto a da região Nordeste apresenta um desempenho bastante uniforme, num patamar em torno de 0,6 minutos.

A malha de 525 kV da região Sul atende ao critério n-1, o mesmo praticamente acontecendo com a malha de 500 kV da região Sudeste, a menos da topologia do período Abril/Setembro 2008.

Na Figura 5.3.3 registram-se os resultados da avaliação de nível de confiabilidade probabilística da malha de 345 kV das regiões Sudeste e Centro-Oeste. Fica inicialmente evidenciada a boa robustez do sistema Centro-Oeste, que praticamente atende ao critério n-1. Por outro lado, o sistema Sudeste mostra-se portador de um nível de confiabilidade mais reduzido, provocado principalmente pelos transformadores de fronteira das áreas São Paulo e Minas Gerais.

Na Figura 5.3.4 pode-se ver a evolução dos níveis de risco da malha de 230 kV, sem uma definição inequívoca de tendências de melhoria ou piora. O aspecto mais peculiar dessa malha é a separação aproximadamente em dois níveis de confiabilidade, tendo essa característica já sido verificada em avaliações precedentes.

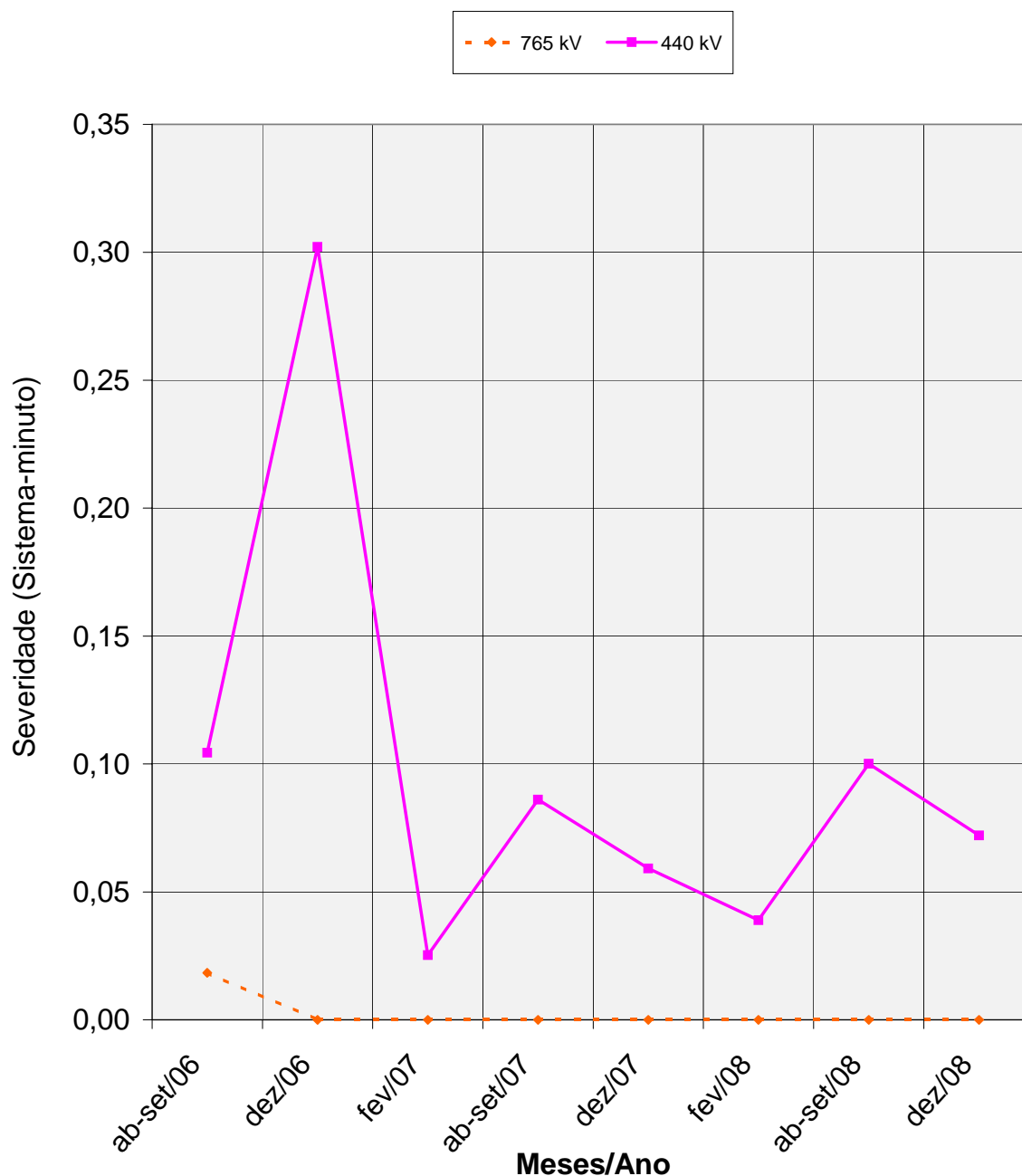
No patamar de nível de confiabilidade probabilística inferior, com maiores índices de severidade, situam-se as malhas do Sul e do Nordeste. A primeira tem uma tendência de nítida melhoria, enquanto a do Nordeste apresenta uma leve tendência de piora provocada principalmente pelos radiais.

No patamar de nível de confiabilidade probabilística inferior, abaixo de 1 minuto de severidade, situam-se as malhas em 230 kV do Sudeste, Centro-Oeste e Norte. A malha do Sudeste apresenta forte tendência de melhoria e as outras duas evoluem de forma aproximadamente estacionária.

\* \* \*

**Figura 5.3.1 - Evolução da Severidade da Rede Básica por Nivel de Tensão (765 e 440 kV)**

SEV por Nivel de Tensão		2006		2007		2008			
<i>Caso</i>		ab-set/06	dez/06	fev/07	ab-set/07	dez/07	fev/08	ab-set/08	dez/08
Linhas + Tr. Malha + Tr. Fronteira	765 kV	0,02	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	440 kV	0,10	0,30	0,03	0,09	0,06	0,04	0,10	0,07



**Figura 5.3.2 - Evolução da Severidade da Rede Básica por Nível de Tensão (525 e 500 kV)**

SEV por Nível de Tensão		2006			2007			2008		
Caso		ab-set/06	dez/06	fev/07	ab-set/07	dez/07	fev/08	ab-set/08	dez/08	
Linhas + Tr. Malha + Tr. Fronteira	525 kV/SU	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
	500 kV/SE	0,03	0,01	0,02	0,06	0,02	0,02	0,28	0,02	
	500 kV/CO	3,73	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
	500kV/NO	2,44	2,49	2,38	2,20	2,47	2,26	2,11	2,42	
	500kV/NE	0,56	0,56	0,54	0,53	0,53	0,50	0,51	0,52	

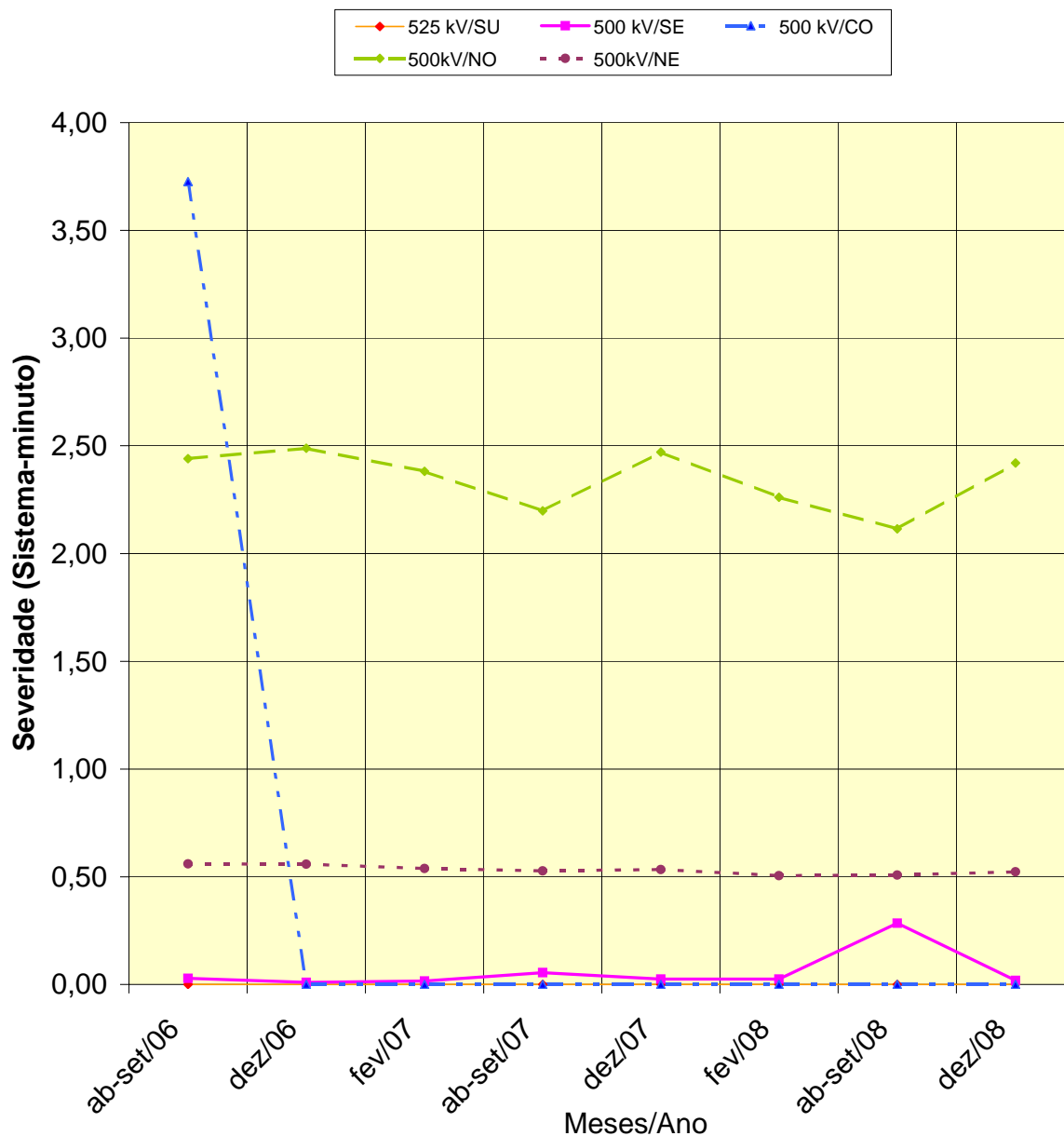
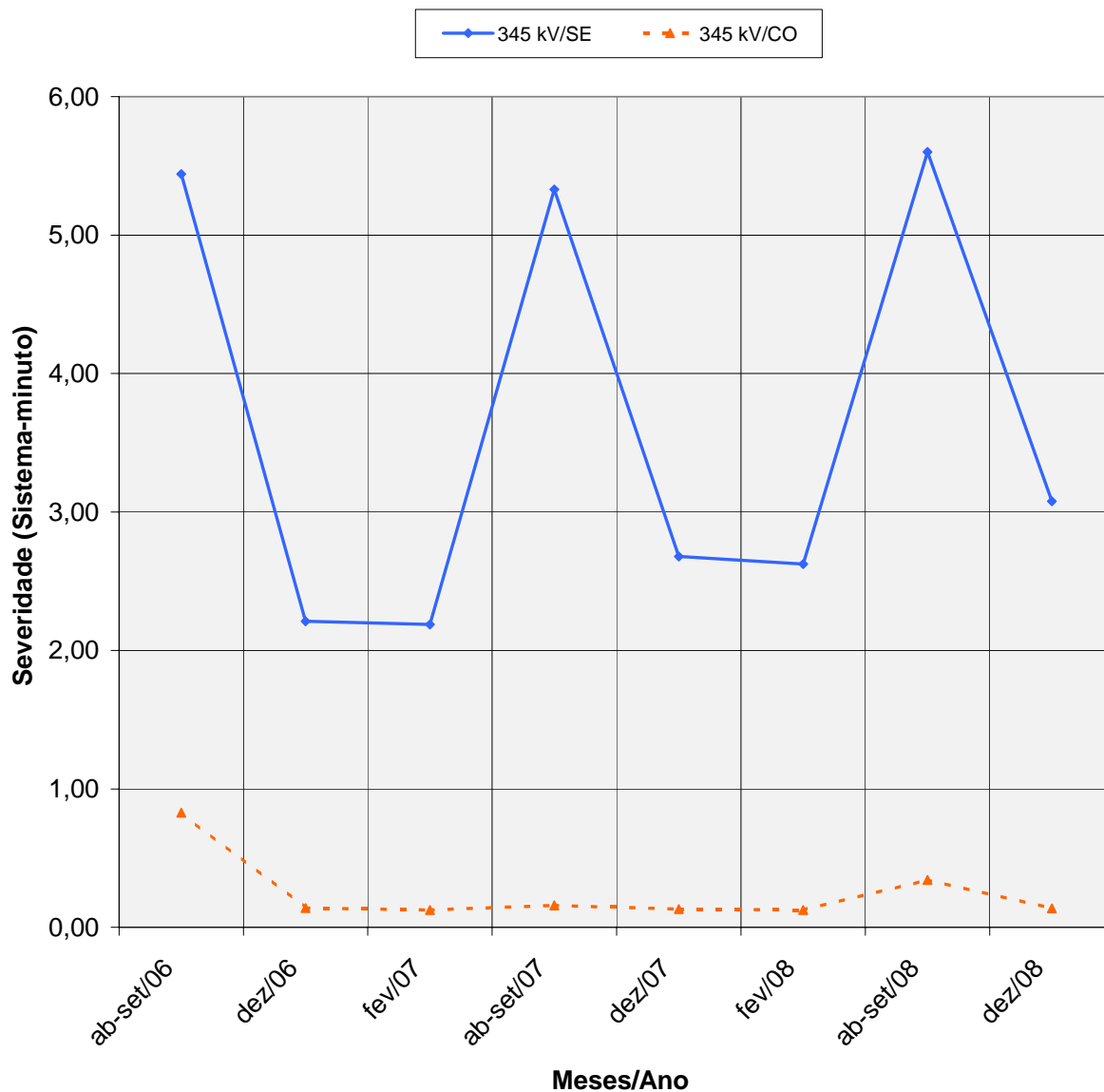


Figura 5.3.3 - Evolução da Severidade da Rede Básica por Nivel de Tensão (345 kV),

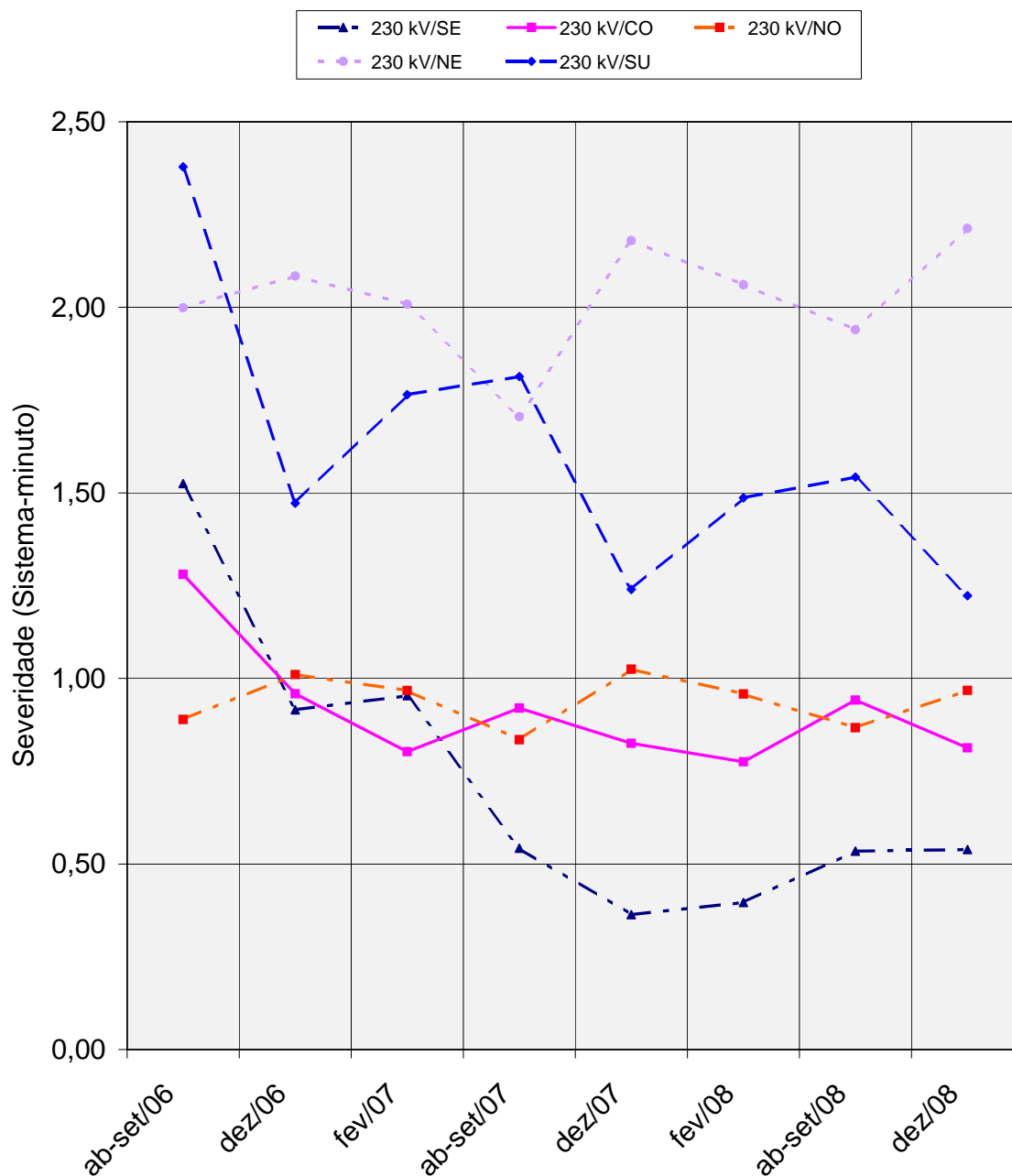
Ciclo 2006-2008

SEV por Nivel de Tensão		2006		2007		2008			
<i>Caso</i>		ab-set/06	dez/06	fev/07	ab-set/07	dez/07	fev/08	ab-set/08	dez/08
Linhas + Tr. Malha + Tr. Fronteira	345 kV/SE	5,44	2,21	2,19	5,33	2,68	2,62	5,60	3,08
	345 kV/CO	0,83	0,14	0,12	0,16	0,13	0,13	0,34	0,14



**Figura 5.3.4 - Evolução da Severidade da Rede Básica por Nível de Tensão (230 kV), Ciclo 2006-2008**

SEV por Nível de Tensão		2006			2007		2008		
Caso		ab-set/06	dez/06	fev/07	ab-set/07	dez/07	fev/08	ab-set/08	dez/08
Linhas + Tr. Malha + Tr. Fronteira	230 kV/SE	1,52	0,92	0,95	0,54	0,36	0,40	0,53	0,54
	230 kV/CO	1,28	0,96	0,80	0,92	0,82	0,78	0,94	0,81
	230 kV/NO	0,89	1,01	0,97	0,83	1,02	0,96	0,87	0,97
	230 kV/NE	2,00	2,08	2,01	1,71	2,18	2,06	1,94	2,21
	230 kV/SU	2,38	1,47	1,76	1,81	1,24	1,49	1,54	1,22



## 5.4 Melhoria do Nível de Confiabilidade Probabilística via Coordenação Sistêmica

A operação de um sistema de potência pode ocorrer tanto de forma descentralizada, onde cada agente se preocupa tão-somente com a otimização dos seus objetivos, como em vários níveis de coordenação condominial, quando se busca a otimização dos recursos disponíveis globalmente. Esses dois estilos de gestão do sistema têm impactos bastante distintos na confiabilidade global do sistema. Comparando as duas estratégias pode-se aquilatar o grau de flexibilidade operacional do sistema, também referida como margem operacional de manobras (vide Anexo B).

Os resultados a seguir se referem apenas a contingências simples de linhas, trafos de malha e trafos de fronteira, em regime de carga pesada, sob o ponto de vista da adequação (regime estático). Inibiu-se o redespacho de potência ativa como medida corretiva. As demais premissas podem ser vistas no Anexo A.

### Resultados e Interpretação

A Figura 5.4.1 mostra a evolução temporal do indicador *probabilidade de problema no sistema* - **PPS**, comparando-o com a evolução do indicador *probabilidade de perda de carga* - **PPC** (vide Anexo B).

O indicador **PPS**, expresso em %, aponta a probabilidade de problemas ou violações no sistema, *imediatamente após a ocorrência de qualquer tipo de contingência, sem o recurso a qualquer medida corretiva*. Esse indicador reflete a presença de qualquer tipo de modo de falha, incluindo ilhamentos, sobrecargas, sobre e subtensões e défices de geração.

Já o tradicional indicador **PPC**, *probabilidade de perda de carga*, também expresso em %, reflete a possibilidade de perda de carga, após o esgotamento de todas as medidas operacionais corretivas disponibilizadas, em regime permanente, tais como redespacho de potências ativa e reativa e ajustes de derivações de transformadores (no estudo em questão, o *redespacho de potência ativa foi inibido*). Cumpre lembrar que, caso ainda persistam violações após a atuação de todos os controles, ativados segundo um algoritmo de otimização, é então efetuado o mínimo corte de carga ainda necessário para eliminar todas as violações ainda persistentes. Assim o indicador PPC espelha a probabilidade de ocorrência daqueles estados onde a ausência de violações só é conseguida mediante um corte de carga.

*A comparação dos indicadores PPS e PPC dá então uma medida da flexibilidade e eficácia dos recursos operacionais disponíveis no sistema. Quanto maior a diferença entre ambos, maior a eficácia dos recursos corretivos utilizados. A eventual existência de uma diferença significativa entre PPS e PPC pode, portanto, denotar uma grande vantagem na operação condominial coordenada.*

No caso da Rede Básica brasileira, isso vem sendo reiteradamente confirmado, corroborando um conjunto de estudos anteriores.

Na Figura 5.4.1, por exemplo, observa-se novamente uma diferença acentuada entre os dois índices PPS e PPC, durante a totalidade do período de estudo, comprovando a vantagem da operação coordenada do sistema brasileiro. Pode-se ver que *o valor da PPS é praticamente dez vezes o valor da PPC, na situação na qual o redespacho de potência ativa é inibido.*

Uma avaliação da eficiência, folga ou margem de recursos de manobra operacional do sistema pode ser dada pela Eq. (5.4.1):

$$[ 1 - ( PPC / PPS ) ] \times 100 \quad (5.4.1)$$

Assim, no caso do sistema brasileiro planejado, para o período Dezembro de 2006 a Dezembro de 2008, essa margem operativa situa-se, *em média*, em torno de  $[ 1 - ( 3,3 / 28,1 ) ] \times 100 = 88 \%$ .

Na Figura 5.4.1 foram inseridos, para fins de comparação, dois balizadores tradicionais de confiabilidade. O primeiro revela um desempenho de 1 (um) dia de interrupção a cada 10 (dez) anos ( $1 / 3650 = 0,027 \%$ ) e encontra larga citação na literatura internacional do tema, relacionada à confiabilidade de *sistemas de geração*. O segundo balizador também tem origem em estudos relacionados com a *área energética* e tem ampla citação na literatura oriunda do Brasil. Nesse caso, o valor numérico reflete 5 horas de interrupção por mês, ou seja ( $5 / 730 = 0,68 \%$ ).

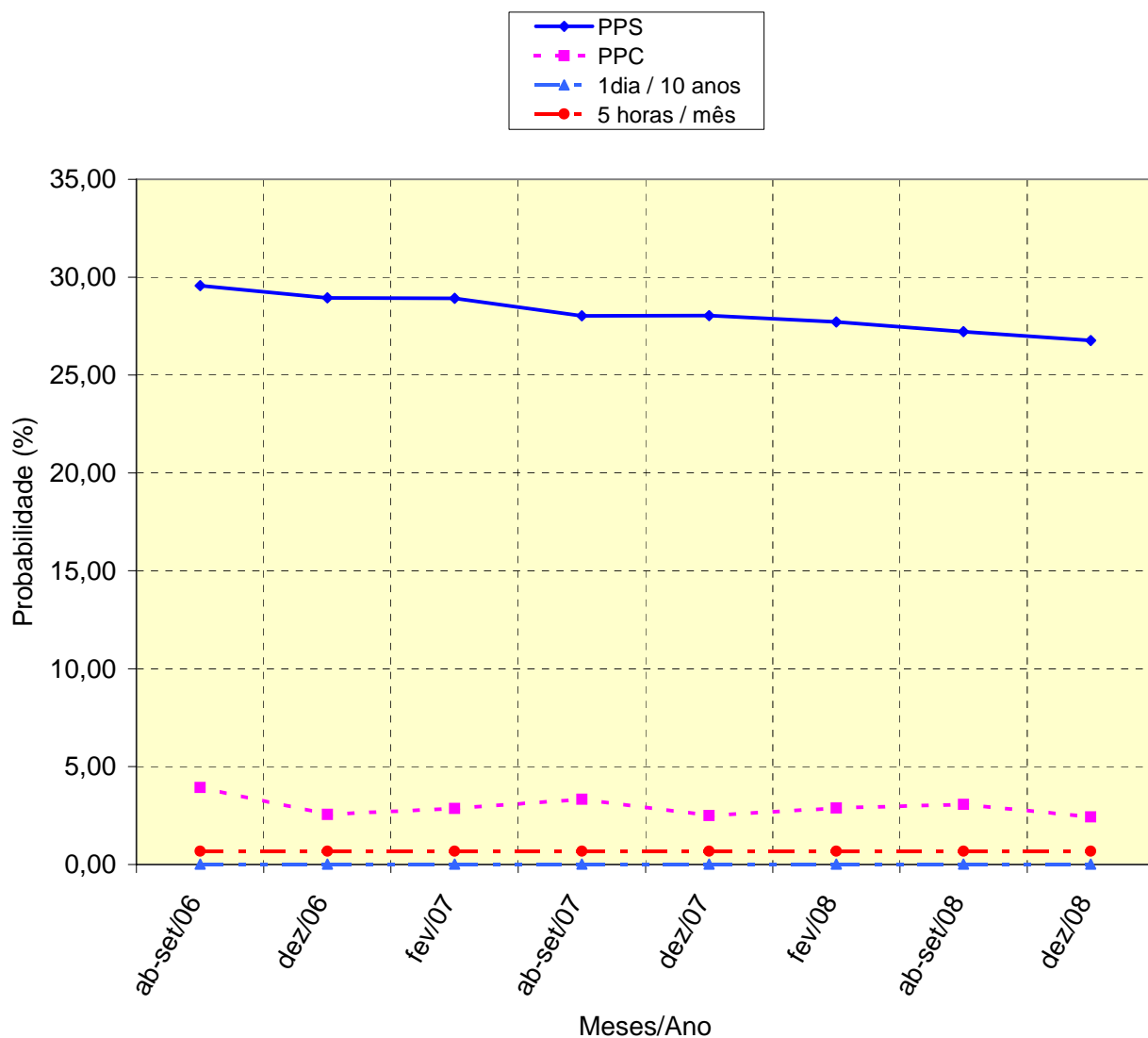
Esse resultado é útil para uma reflexão sobre a revisão e coordenação adequada dos patamares de níveis de confiabilidade probabilística que devem ser passíveis de aceitação em sistemas de geração (estudos de riscos energéticos e de geração) e sistemas de transmissão. Não seria, em princípio, recomendada a fixação de patamares de nível de confiabilidade probabilística muito diferenciados para os dois sistemas, dado que a confiabilidade final conjunta do sistema integrado geração/transmissão será necessariamente mais débil que o mais fraco entre os dois subsistemas.

Por outro lado, há que se considerar que a dinâmica das incertezas dos sistemas de geração e transmissão têm constantes de tempo muito diferenciadas. Enquanto as primeiras (*dinâmica lenta*) têm forte impacto sobre uma eventual insuficiência de oferta (*acionamento*) de energia para atendimento ao mercado, as *incertezas da transmissão (dinâmica rápida)* têm grande influência sobre as *interrupções intempestivas (blecautes, perturbações)*, com reflexos no horizonte de curto prazo.

\* \* \*

**Figura 5.4.1 - Evolução da Probabilidade de Problemas no Sistema (PPS) vs. Probabilidade de Perda de Carga (PPC)**

PPS	2006		2007			2008		
	ab-set/06	dez/06	fev/07	ab-set/07	dez/07	fev/08	ab-set/08	dez/08
Caso								
Linhas + Tr. Malha + Tr. Fronteira	29,56	28,95	28,91	28,02	28,04	27,72	27,21	26,76
PPC	2006		2007			2008		
	ab-set/06	dez/06	fev/07	ab-set/07	dez/07	fev/08	ab-set/08	dez/08
Linhas + Tr. Malha + Tr. Fronteira	4,08	3,18	3,15	3,55	2,99	3,07	3,69	2,95



## 5.5 Grau de Aderência do SIN ao Critério "n-1"

O tradicional critério "n-1" (genericamente denominado critério " $n-\alpha$ ") é uma das estratégias de planejamento mais difundidas e tradicionais no Brasil e em diversos países. Usualmente o parâmetro  $\alpha$  é tomado como igual a *um*, embora também ocorram citações na literatura mencionando valores de alfa iguais a *dois* e até mesmo *três*. Ocorre que esse critério tem um caráter essencialmente determinístico, ou seja, não explora as incertezas intrínsecas aos sistemas reais.

A mensuração do grau de atendimento do critério "n-1", no sentido estrito, é então uma informação que interessa ao analista. Essa mensuração pode ser efetuada de várias formas, porém neste trabalho, apenas a alternativa linear é explorada.

A análise mostrada contempla a carga pesada das oito configurações englobando linhas, trafos de malha e trafos de fronteira. O redespacho da potência ativa foi inibido. As demais premissas podem ser vistas no Anexo A.

### Resultados e Interpretação

Na Figura 5.5.1, o atendimento pleno ao critério "n-1" seria, nesse caso hipotético, indicado por uma barra que atingiria o nível 1 (um), que está fora da escala da Figura. O nível zero indica uma situação onde todas as contingências causam algum tipo de violação, denotando uma situação de grande debilidade topológica.

O parâmetro alfa representativo do grau de atendimento linear ou determinístico do critério "n-1" é dado pela Eq (5.5.1). Uma formulação simplificada (otimista), que será aqui utilizada, pode desconsiderar os casos retirados da estatística.

$$\alpha = 1 - [ ( \text{casos com corte de carga} + \text{casos retirados da estatística} ) / ( \text{casos propostos} ) ]$$

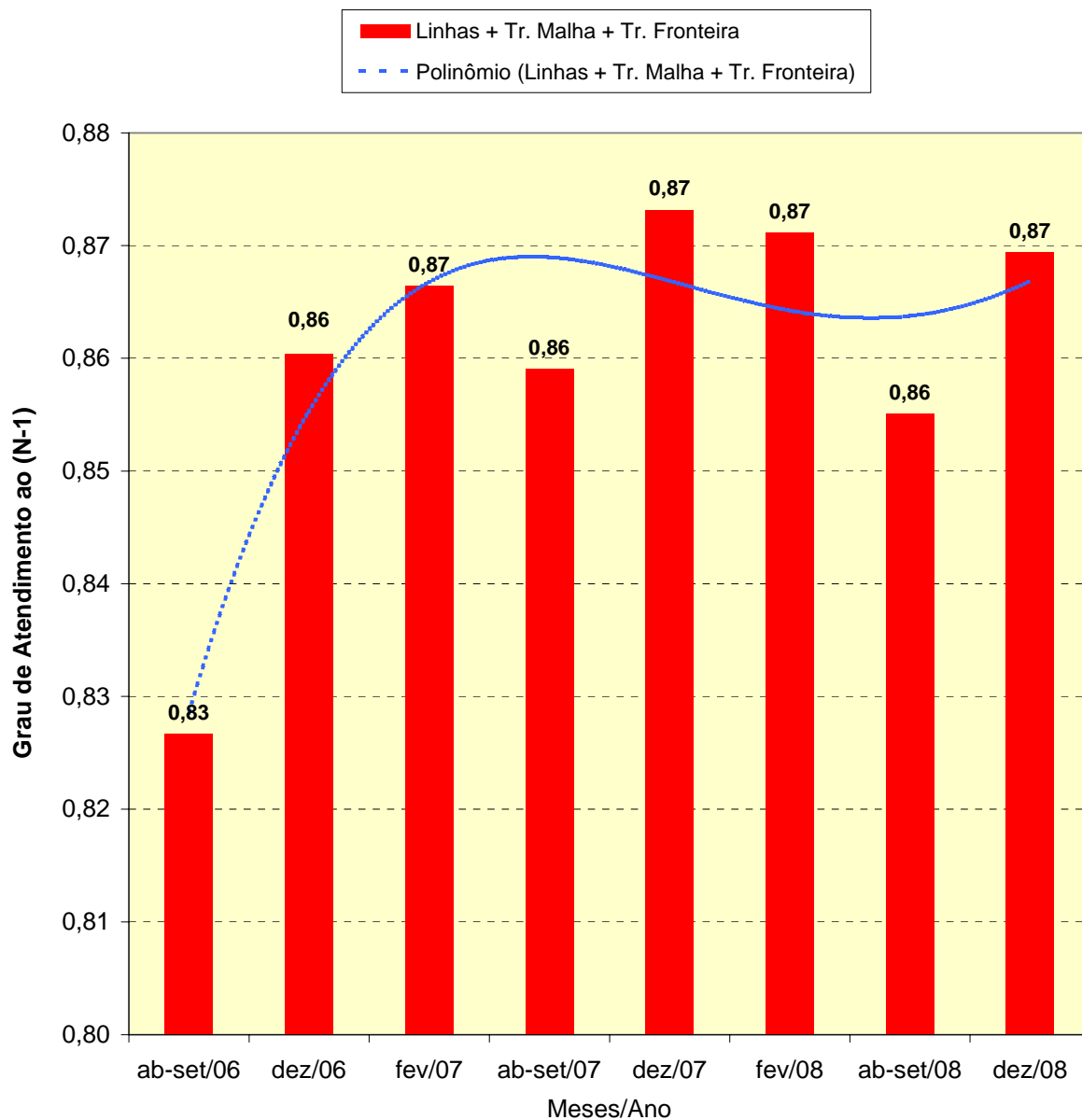
**(5.5.1)**

Na Figura 5.5.1 pode-se constatar, através de um ajuste polinomial, que existe uma leve tendência de crescimento no grau de aderência ao critério "n-1", ao longo do horizonte de estudo analisado, chegando a **87 %** em Dezembro de 2008. A aderência mínima em todo o horizonte estudado situa-se em **83 %**.

\* \* \*

**Figura 5.5.1 - Grau de Aderência da Rede Básica Planejada ao Critério "n-1"**

Grau de Atendimento ao N-1	ab-set/06	dez/06	fev/07	ab-set/07	dez/07	fev/08	ab-set/08	dez/08
<b>Linhas + Tr. Malha + Tr. Fronteira</b>	0,83	0,86	0,87	0,86	0,87	0,87	0,86	0,87



## 5.6 Impacto do Plano de Ampliações e Reforços na Confiabilidade do SIN

As oito configurações analisadas no período entre o ano de 2006 e o ano de 2008 contemplam a conjugação do crescimento vegetativo do mercado *vis-à-vis* a expansão da transmissão. Cabe portanto a questão primordial: *Como variaram os índices de confiabilidade no horizonte coberto?, Houve melhoria ou degradação ?*

A variação do nível de confiabilidade probabilística pode ser avaliada através de vários indicadores. Ocorre, porém, que vários deles apresentam uma correlação intrínseca e dependendo dos objetivos do analista, um conjunto mais seletivo pode ser utilizado. Entretanto, quando o objetivo é apresentar um panorama abrangente da variação temporal do nível de confiabilidade probabilística entre dois instantes de tempo, cabe a apresentação de um espectro amplo de índices, como será aqui o caso.

Na Tabela 5.7.1 são apresentados seis indicadores de nível de confiabilidade probabilística, cada um deles calculado para as configurações de dezembro de 2006 e dezembro de 2008. Os índices são tratados em bases anuais (vide Anexo B).

**Tabela 5.7.1 – Indicadores de Confiabilidade do SIN no Horizonte de Planejamento do PAR**

Mês/Ano	Dezembro 2006	Dezembro 2008	Diagóstico
PPC - probabilidade de perda de carga (%)	3,18	2,95	- 7,3 %
EPNS - potência não suprida (MW)	1,33	1,42	+ 7 %
EENS - energia não suprida (MWh)	11 647	12 435	+ 7 %
NHD - duração anual acumulada (horas)	279	258	- 7,3 %
FPC - frequência de perda de carga (ocor / ano)	29	25	- 3 %
SEV - severidade (minutos)	12,15	12,06	- 0,74 %
Carga (MW)	57 530	61 854	+ 7,5 %

A melhoria do sistema é caracterizada quando ocorre a redução do valor numérico dos índices, que se reflete numa variação percentual negativa dos indicadores. Essa melhoria pode ser constatada para a severidade e também para os indicadores PPC, FPC e NHD.

Nota-se que a carga sofreu um acréscimo de + 7,5 % mas os reforços agregados ao sistema foram suficientes para causar a redução do nível de confiabilidade probabilística mensurado pela severidade.

Os indicadores EPNS e EENS são diretamente relacionados ao crescimento da carga, podendo ser observado que o crescimento desses índices é inferior ao crescimento da própria carga.

\* \* \*

## 6 REFERÊNCIAS

[1] ONS, **Plano de Ampliações e Reforços na Rede Básica**, Período 2005 a 2007, Vols. 1/2, ONS-2.1-127/2004, Rio de Janeiro, Julho, 2004.

[2] ONS, **Plano de Ampliações e Reforços na Rede Básica**, Período 2004 a 2006, Vol. 1/2, ONS-2.1-036/2003, Aprovado p/ Conselho de Administração em 26/05/2003, Rio de Janeiro, Maio, 2003.

[3] ONS, **Confiabilidade da Rede Básica no Período 2003 a 2005**, RE-ONS-2.1-025/2003v3.0, Rio de Janeiro, Março, 2003.

[4] ONS, **Confiabilidade da Rede Básica no Período 2004 a 2006**, RE-ONS-2.1-005/2004v20.05, Rio de Janeiro, Fevereiro, 2004.

[5] ONS, **Procedimentos e Critérios para a Análise de Confiabilidade**, RE-ONS-2.1-131/2004v15.07, Rio de Janeiro, Julho, 2004.

[6] Schilling M.Th., Do Coutto Filho M.B., Leite da Silva A.M., Billinton R., Allan R.N., **An Integrated Approach to Power System Reliability Assessment**, Int J of Electrical Power and Energy Sys, Vol. 17, no. 6, pp. 381-390, 1995.

\* \* \*

- M. Th. Schilling

- A.Y. Takahata

## ANEXO A: DIRETRIZES E CRITÉRIOS PARA ESTUDOS DE CONFIABILIDADE

### A.1 Premissas Gerais

#### A.1.1 Caracterização das Tipologias das Análises

Esta caracterização estabelece qual a natureza dos estudos que serão encetados regularmente, de forma rotineira ou sob demanda especial. Essa taxionomia é necessária porque o universo de possibilidades é muito vasto e essa caracterização auxilia a compreensão dos resultados obtidos. As atividades relacionadas à monitoração da confiabilidade do SIN, sob o ponto de vista preditivo probabilístico, são classificadas em três categorias, a saber:

- (i) *Análise de confiabilidade composta;*
- (ii) *Análise de confiabilidade multiárea;*
- (iii) *Análise de confiabilidade da reserva girante.*

Estas diretrizes tratam com minúcias apenas a análise composta e fornecem subsídios gerais conceituais para os dois outros tipos de análise (ii e iii).

#### A.1.2 Estudos Regulares Associados à Confiabilidade Composta

Os seguintes estudos têm natureza regular (i.e rotineiros ou periódicos):

**A.1.2.1 Avaliações Referenciais:** Concernem a aferição dos níveis de confiabilidade preditiva probabilística sob contingências simples para o sistema de transmissão, representativo da Rede Básica brasileira, incluindo conjuntamente linhas de transmissão, transformadores de malha e transformadores de fronteira (vide glossário, Anexo B), todos sujeitos às incertezas usuais inerentes aos sistemas de transmissão, para os regimes de carga pesada previstos para um conjunto seqüencial no tempo de topologias estabelecidas no Plano de Ampliações e Reforços (PAR). Esses estudos são doravante denominados como avaliações referenciais (ou casos de referência, ou ainda estudos de referência). O objetivo dos mesmos é a análise da evolução temporal dos riscos estáticos globais da Rede Básica nacional, e os resultados obtidos caracterizam os denominados **riscos de referência** ou **avaliações referenciais (níveis de confiabilidade probabilística)**.

**A.1.2.2 Avaliações Regionais por Tensão:** Referem-se à aferição, em separado, dos níveis de confiabilidade preditiva probabilística sob contingências simples para os subsistemas de transmissão das regiões Norte, Nordeste, Sudeste, Centro-Oeste e Sul, representativos das tensões de 230 kV, 345 kV, 440 kV, 500 kV, 525 kV e 765 kV, incluindo conjuntamente linhas de transmissão, transformadores de malha e de fronteira, todos sujeitos às incertezas usuais inerentes aos sistemas de transmissão, para os regimes de carga pesada previstos para um conjunto seqüencial no tempo de topologias estabelecidas no Plano de Ampliações e Reforços (PAR). Esses estudos são doravante denominados como avaliações regionais discriminadas por níveis de tensão. O objetivo dos mesmos é a análise da evolução temporal dos riscos

estáticos regionais, em separado, dos subsistemas da Rede Básica, discriminados por nível de tensão.

**A.1.2.3 Avaliações por Classes de Elementos:** Referem-se à avaliação idêntica à avaliações referenciais, porém agora discriminando e processando separadamente conjuntos de elementos envolvendo somente contingências simples em linhas de transmissão, somente contingências simples em transformadores de malha e somente contingências simples em transformadores de fronteira. O objetivo dos mesmos é a identificação das parcelas de responsabilidades das diferentes classes de elementos no montante de risco estático global.

**A.1.2.4 Avaliações Referenciais por Estado:** Referem-se ao cálculo dos níveis de confiabilidade preditiva probabilística sob contingências simples selecionadas para os subsistemas de transmissão da Rede Básica, representativos das malhas estaduais, incluindo conjuntamente linhas de transmissão, transformadores de malha e transformadores de fronteira, todos sujeitos às incertezas usuais inerentes aos sistemas de transmissão, para os regimes de carga pesada previstos para conjuntos selecionados de topologias estabelecidas no Plano de Ampliações e Reforços (PAR). A lista de contingências contempla todos os ramos que tenham pelo menos um terminal em cada estado tratado (ou seja, são simuladas as contingências de todos os elementos interestaduais e intraestaduais). Esses estudos são denominados como avaliações referenciais regionais por estado da federação. O objetivo dos mesmos é a análise dos riscos estáticos regionais relacionados com a parcela da Rede Básica sobreposta a cada estado da federação.

### **A.1.3 Estudos Especiais**

A qualquer tempo, os denominados estudos especiais podem passar a ter um caráter regular, por motivos de conveniência. Cada estudo identificado como especial tem suas especificidades particulares que, quando da sua execução, devem ser citadas. Os seguintes estudos são classificados como especiais:

**(i) Confiabilidade Composta Operacional:** Trata-se da avaliação dos riscos operacionais do SIN para diversos perfis de intercâmbios nas interligações;

**(ii) Identificação das Influência de Subsistemas:** Trata-se da avaliação, em relação aos casos de referência, da responsabilidade de subsistemas especiais sobre a confiabilidade do sistema global. Entre os subsistemas de interesse situam-se os subsistemas radiais, os subsistemas em derivação (também referidos como "tapes" ou "pingos") e os subsistemas de uso exclusivo;

**(iii) Determinação das Sensibilidades em Relação à Níveis de Carga:** Compreende a avaliação da variação dos níveis de confiabilidade do sistema no entorno do ponto de operação dos casos de referência, através da sensibilidade à variação da carga;

**(iv) Identificação da Influência da Rede não Básica sobre a Rede Básica:** Refere-se à avaliação da responsabilidade de contingências da rede não básica sobre a confiabilidade de um espaço probabilístico aumentado, onde considera-se a Rede Básica com incertezas, porém sem a ocorrência de contingências na mesma. Observa-se que essa análise demanda a avaliação inicial de um novo caso de referência representativo de um espaço probabilístico aumentado, onde as incertezas, tanto da Rede Básica como da rede não básica, são contabilizadas;

**(v) Confiabilidade Estrita do Parque Gerador:** Trata-se da avaliação da confiabilidade considerando apenas as incertezas do parque gerador, porém modelando as restrições de

transmissão e intercâmbios. Essa é uma forma de análise de confiabilidade composta, onde a modelagem das fontes primárias de energia é realizada indiretamente pela especificação das capacidades de geração máxima de cada uma das máquinas do sistema. Esse tipo de análise deve contemplar interfaces com a análise de confiabilidade multiárea.

**(vi) Confiabilidade Composta Tradicional:** Trata-se da avaliação da confiabilidade composta clássica, envolvendo o tratamento conjunto de incertezas e contingências tanto no parque gerador como na malha de transmissão;

**(vii) Influência das Margens de Reserva:** Refere-se à avaliação dos riscos considerando vários tipos de modelagem das reservas estáticas e girantes do sistema de potência (e.g. capacidade de carregamento em regime normal vs emergência, influência da reserva de transformação, etc). Esse tipo de análise deve contemplar interfaces com a análise de confiabilidade da reserva girante.

**(viii) Outros estudos:** diversos outros tipos de estudos especiais poderão ser contemplados, podendo os mesmos galgarem o status de regular.

#### **A.1.4 Abrangências Espaciais**

São reconhecidas duas categorias de abrangência espacial, quais sejam:

**A.1.4.1 Tratamento Global do SIN:** Inclui todo o sistema de geração-transmissão relacionado à Rede Básica do SIN, associada às tensões nos níveis de 765, 525, 500, 440, 345, 230 kV. São também representadas algumas partes e elementos do sistema que operam em níveis de tensão não integrantes daqueles anteriormente citados, tais como alguns segmentos do subsistema de Itaipu. As denominadas avaliações referenciais, citadas no item (A.1.2.1), enquadram-se nesta categoria.

**A.1.4.2 Tratamentos Regionais:** Enfocam parcelas do sistema elétrico, tais como estados da federação, áreas elétricas pré-definidas, subestações.

#### **A.1.5 Abrangências Temporais**

Para um dado período de tempo pré-definido, a perspectiva temporal da análise de confiabilidade via adequação (regime permanente) é apreendida, separada ou conjuntamente, através de variações topológicas, variações na carga e variações nas fontes primárias de energia ocorridas no período de interesse. A rigor, pode-se ainda considerar os fenômenos de solicitação ambiental atuantes sobre um dado sistema (e.g. a evolução de tormentas ou ventanias).

As variações temporais topológicas representam alterações no sistema ao longo do tempo decorrentes de ampliações, reforços ou expansões, ou ainda, devido a mudanças de estratégias operativas (manutenções, reconfigurações, etc).

As variações temporais da curva de carga tratada na análise de adequação podem ser relacionadas a horizontes de tempo distintos, tais como a curva de carga diária, a curva mensal, a curva anual, etc. A representação de um único patamar de carga constante, durante todo o horizonte temporal da análise, constitui uma situação limite aproximada, usualmente de caráter conservativo. Na análise de confiabilidade de curtíssimo prazo, voltada à aplicações da operação, o horizonte temporal de interesse pode situar-se nas 24 horas de cada dia. Na

análise de confiabilidade voltada aos aspectos energéticos, um horizonte temporal usual é o ano, com uma discriminação mensal.

As variações temporais relacionadas às fontes primárias de energia refletem, ao longo do tempo, as diferentes hidrologias do sistema, a sazonalidade do regime eólico, a variabilidade de preços dos combustíveis fósseis. Essas variações são relevantes na análise de confiabilidade em função dos impactos nas políticas de despacho de geração e política de manutenção. Nos casos dos estudos multi-área, a abrangência temporal de interesse situa-se geralmente nas 52 semanas do ano ou no cenário mensal.

As denominadas avaliações referenciais, citadas no item A.1.2.1), acatam a evolução temporal topológica ano a ano do SIN descrita nos casos elaborados no PAR - Plano de Ampliações e Reforços, para o regime de carga pesada e para o cenário de despacho utilizado na obtenção de cada um dos casos de referência do próprio PAR. A caracterização de um dado cenário de despacho será feita pela descrição dos fluxos nas interligações adrede definidas. O aperfeiçoamento futuro desse tipo de análise deverá contemplar representações mais apuradas das curvas de carga anuais, combinadas com múltiplos cenários de despacho.

#### **A.1.6 Modos de Falha**

No âmbito deste documento, os modos de falha relevantes são as seguintes:

**(i) Continuidade, integridade ou conectividade:** Quando são avaliados índices que refletem, por exemplo, a existência ou não, de tensão em pontos de medição, a continuidade de suprimento, a ocorrência de ilhamentos, a presença de déficits de geração, etc. São indicadores eminentemente topológicos e estacionários.

**(ii) Qualidade, adequação ou conformidade:** Quando são avaliados índices relacionados à ocorrência de sobrecargas em circuitos, violações de tensão, distorções senoidais, violações térmicas, violações de geração de potência reativa nas barras de geração e de potência ativa nas barras de referência, violações de intercâmbios entre áreas, etc. São indicadores que refletem o regime estático do sistema, tanto do ponto de vista físico, quando do ponto de vista da evolução temporal das incertezas.

**(iii) Segurança:** Quando são calculados índices associados a probabilidades de ocorrências de perdas de sincronismos, baixos níveis de amortecimentos, posicionamento de polos no semi-plano da direita, violações de faixas de frequência, oscilações subsíncronas, etc ou ainda quando são calculadas expectâncias das “folgas”, “distâncias” ou “margens” de um ponto de operação em relação à fronteira operacional a partir da qual ocorre a perda de estabilidade angular, freqüencial ou de tensão. São indicadores que refletem eminentemente o regime dinâmico do sistema físico, porém considerando as incertezas de forma estacionária (probabilidades). Uma extensão conceitual desses indicadores pode também refletir o regime dinâmico das incertezas, via um tratamento baseado em processos estocásticos.

As denominadas avaliações referenciais, citadas no item (A.1.2.1), restringem-se aos modos de falha de continuidade e adequação, em regime permanente. A continuidade é estritamente associada à possibilidade de ilhamento de cargas e/ou défices de geração, enquanto a adequação é enfocada apenas sob a perspectiva de ocorrências e subsequente tentativa de eliminação de sobrecargas em ramos da rede, violações de limites inferiores ou superiores de tensões em barramentos, violações de limites de geração ativa e reativa e violações de limites de excursão permitida para derivações de transformadores. Enfatiza-se que os modos de falha

tradicionalmente relacionados com a denominada qualidade do sistema fogem ao escopo deste documento. O modo de falha de segurança poderá ser futuramente incorporado nas avaliações referenciais.

### **A.1.7 Índices de Confiabilidade Selecionados**

A mensuração de referência dos níveis de risco do sistema eletro-energético será realizada através dos indicadores convenientes para cada tipo de análise. Para a monitoração preditiva da confiabilidade da rede básica, a mensuração de referência dos níveis de risco do sistema eletro-energético será, ao menos, realizada através do indicador de severidade expresso em minutos (vide glossário). Este indicador poderá ser avaliado para diversas agregações espaciais e temporais, que deverão ser necessariamente explicitadas. Registros adicionais de outros indicadores tradicionais da análise de confiabilidade também poderão ser apresentados em caráter complementar ou quando a natureza específica da análise indicar essa conveniência.

## **A.2 Procedimentos de Modelagem**

### **A.2.1 Modelagem das Fontes Primárias de Energia**

A modelagem das fontes primárias de energia nos estudos de confiabilidade composta será considerada pela atribuição de probabilidades convenientes aos diferentes cenários de despacho possíveis. Nos estudos de referência permite-se a livre variabilidade de despacho de certas unidades geradoras, dentro dos limites inferiores e superiores de placa permitidos a cada uma delas, para fins de eliminação de violações dos casos base de confiabilidade (vide glossário). Assim o despacho do caso base de confiabilidade é, em princípio, tratado com probabilidade unitária, ou seja, o respectivo panorama energético que o origina também o é. Nessa perspectiva as fontes primárias não contribuem para o espaço probabilístico de estados (vide glossário) usados nos estudos de referência. O tratamento das incertezas das fontes primárias de energia, representadas por distintos perfis de despachos das unidades geradoras e suas respectivas probabilidades de ocorrências (séries históricas ou sintéticas), poderá futuramente ser incorporado aos estudos de referência.

### **A.2.2 Modelagem dos Fenômenos de Solicitação Ambiental**

Nos estudos de referência não serão modeladas solicitações ambientais de qualquer natureza, e por conseguinte esses fenômenos não contribuem para a composição do espaço de estados (vide glossário).

### **A.2.3 Modelagem do Parque Gerador**

No estudo de referência as unidades geradoras são representadas de forma individualizada e deterministicamente, ou seja, não são permitidas falhas nas unidades geradoras. Nessa hipótese, o parque gerador, embora representado em sua plenitude, não contribui para a formação do espaço probabilístico de estados. Os compensadores estáticos são convertidos em síncronos equivalentes e também tratados de forma determinística. O tratamento das incertezas das unidades geradoras individualizadas poderá ser futuramente incorporado nos estudos de referência.

### **A.2.4 Modelagem da Transmissão**

A modelagem estocástica da topologia compreende a representação de nós e ramos. A modelagem dos nós visa refletir os riscos oriundos das falhas em subestações. A modelagem

dos ramos permite representar o impacto das falhas nos elementos longitudinais e transversais da rede.

Na avaliação de referência são representadas todas as linhas e transformadores incluídos nos casos base de fluxo de potência de referência do PAR. Entretanto, são atribuídas incertezas apenas aos elementos da Rede Básica. O tratamento dessas incertezas baseia-se na modelagem clássica de cadeias de Markov a dois estados, com todos os condicionantes tradicionais (i.e intensidades de transições constantes, ausência de fenômenos de envelhecimento, regeneração, tendências e correlações). Os elementos da transmissão são classificados em três categorias: linhas (LT), transformadores de malha (TM) e transformadores de fronteira (TF). Todas as categorias são discriminadas por níveis de tensão. A classe dos trafos de fronteira engloba aqueles trafos onde a maior tensão é igual ou maior a 230 kV e a segunda menor tensão é inferior a 230 kV. À toda malha de 765 kV são atribuídas incertezas, dado o impacto resultante das falhas nesse nível de tensão.

A modelagem estocástica dos ramos longitudinais no que concerne linhas de corrente alternada, capacitores série, capacitores série controlados a tiristores (TCSC), reatores série, elos de corrente contínua e transformadores é, quando necessário, viabilizada por cadeias de Markov a múltiplos estados, permitindo a modelagem de contingências simples, duplas ou de ordem superior e também quedas de torres com vários circuitos ou acidentes com circuitos distintos na mesma faixa de passagem.

No estudo de referência as linhas de corrente alternada são tratadas através de modelos Markovianos a dois estados representando as situações de sucesso e falha da linha, associados a parâmetros numéricos indicadores das taxas de falha, em ocorrências por ano, e tempos médios de reparo, em horas. Nesse contexto todas as linhas da Rede Básica contribuem para a formação do espaço de estados, enquanto todas as demais são tratadas de forma determinística.

No estudo de referência os elos de corrente contínua do SIN (Itaipu, Garabi) são representados de forma determinística por injeções de potência equivalentes associadas a gerações fictícias. Assim, nenhum componente ou fenômeno associado aos elos contribui na composição do espaço de estados ou na composição dos recursos de controle do sistema. A carga da Alumar também é modelada como elo de corrente contínua.

A modelagem estocástica de transformadores de dois enrolamentos não apresenta particularidades, mas a modelagem de transformadores de três enrolamentos exige, em princípio, um tratamento adequado dos dados de desempenho do equipamento já que há necessidade da representação de barramento e ramo fictícios. Assim, eventos associados a defeitos ocorrendo no terciário podem ou não, dependendo dos objetivos do analista, demandar a representação de seus efeitos no espaço de estados.

No estudo de referência os transformadores de dois enrolamentos de malha e de fronteira também são tratados através de modelos Markovianos a dois estados representando as situações de sucesso e falha do equipamento, associados a parâmetros numéricos indicadores das taxas de falha, em ocorrências por ano, e tempos médios de reparo, em horas. Embora as unidades geradoras sejam individualizadas, os trafos elevadores, quando presentes, não sofrem o mesmo tratamento dado aos demais transformadores. Tais transformadores e os transformadores fora da Rede Básica são tratados deterministicamente.

No caso dos trafos elevadores, a atribuição de incertezas ocorre somente nas raras situações nas quais tal trafo é enquadrado como sendo de fronteira. Os transformadores defasadores são convertidos em elementos série fictícios aos quais são atribuídos os parâmetros estocásticos convenientes.

Os transformadores de três enrolamentos de malha e de fronteira também são tratados através de modelos Markovianos a dois estados representando as situações de sucesso e falha do equipamento, associados a parâmetros numéricos indicadores das taxas de falha, em ocorrências por ano, e tempos médios de reparo, em horas. Entretanto, nesse caso a incerteza é atribuída somente ao ramo conectado à maior tensão do equipamento. Em resumo: no contexto do estudo de referência, todos os transformadores de malha e de fronteira do SIN contribuem na formação do espaço de estados probabilísticos.

A modelagem de interligações é como um caso particular da modelagem de ramos longitudinais e admite níveis variados de detalhamento, em função dos objetivos da análise, que devem ser descritos em cada situação. No caso particular dos estudos multi-área é usual atribuir incertezas apenas aos elementos (linhas e transformadores) que definem as interligações. Nos estudos de referência as interligações são tratadas sem diferenciação das demais linhas e transformadores com incertezas associadas. Nesses estudos, os intercâmbios não são tratados como variáveis de controle.

Para a avaliação de referência devem ser especificados todos os limites de carregamento para operação normal de todos os elementos (linhas CA e transformadores) componentes da Rede Básica, que serão monitorados para fins de detecção de violações no caso base de confiabilidade. Quando em regime de contingências, a monitoração também será realizada tomando como referência os limites normais de carregamento. A monitoração, sob contingências, dos limites de emergência, quando tais limites forem informados, enquadra-se na categoria de estudo especial.

Finalmente, no que concerne os demais elementos longitudinais da topologia (capacitores série, TCSC, reatores série fictícios), os mesmos são tratados de forma determinística. Em particular, o TCSC é convertido num capacitor fictício equivalente.

A modelagem estocástica de ramos transversais (capacitores e reatores) também é relevante para estudos de confiabilidade. Porém nos estudos de referência, nenhum desses elementos contribui na composição do espaço probabilístico de estados. Quando necessário, a influência das falhas desses elementos no nível de risco do sistema também pode ser avaliada indiretamente por manipulações adequadas de vinculações e uma seqüência de procedimentos especialmente estruturada.

Nos estudos de referência a topologia nodal (i.e a modelagem dos arranjos de subestações) não é explicitamente tratada. Entretanto, a influência das falhas das subestações é parcialmente refletida nos parâmetros das linhas de transmissão, em virtude da própria metodologia de coleta desses parâmetros.

Para as avaliações de referência devem ser especificados os limites superiores e inferiores permissíveis para as excursões dos níveis de tensão dos barramentos, tanto em regime normal como sob emergência. Os valores em regime normal serão monitorados para fim de

detecção de violações para fins de ajustes do caso base de confiabilidade. Os valores em regime de emergência serão monitorados para fim de detecção de violações, sob regime de contingências.

No estudo de referência não são consideradas as falhas de modo comum da transmissão, as falhas simultâneas dependentes da transmissão e nem as vinculações oriundas de esquemas de controle de emergência, proteção e instruções de operação (e.g. transferências de cargas, desligamento de cargas, reconfiguração da rede tais como desligamentos de linhas, reatores, capacitores, desligamento ou acionamento de geradores, seccionamento de barras, etc).

### **A.2.5 Modelagem da Subtransmissão / Distribuição**

Nos estudos de referência, essa parcela de rede, quando representada, é tratada de forma determinística. Sob demanda especial, as denominadas "demais instalações de transmissão - DIT's" poderão ser tratadas de forma estocástica.

### **A.2.6 Modelagem da Carga**

**A.2.6.1 Tratamento conceitual:** A carga admite três formas de representação: composição de componentes de potência ativa (MW) e reativa (MVar), representação através de valor de potência aparente e fator de potência, modelagem através de um montante de energia associada (MWh). Nos estudos de referência a carga é tratada através do par de valores de potência ativa e reativa.

**A.2.6.2 Correlações espaciais:** São reconhecidas correlações estatísticas entre cargas envolvendo conjuntos de barramentos, áreas, submercados. Entretanto, nas avaliações de referência, o fenômeno da diversidade não é considerado, ou seja, todas as cargas têm comportamento conforme.

**A.2.6.3 Correlações climáticas, ambientais e temporais:** A previsão do valor da carga é viabilizado através do tratamentos conveniente de medidas barométricas, eólicas, pluviométricas, térmicas, ceráunicas, de humidade, de luminosidade, levando em conta aspectos sazonais de curto (horas, dias), médio (semanas, meses) e longo (ano) prazos. Nos estudos de referência, as influências ambientais não são modeladas e o horizonte de previsão é o ano. Sob demanda especial, outros horizontes de previsão poderão ser tratados.

**A.2.6.4 Evolução temporal:** A evolução da carga ao longo do tempo é afetada por fatores de natureza sócio-econômica (e.g. tarifação, jogos, greves, eventos, pagamento de salário, hábitos sociais de dias úteis e fins de semana, fraudes, perturbações, blecautes) e também pelo natural crescimento vegetativo ou retração (tendências). Assim, a previsão da carga pode ser realizada através de diversas técnicas envolvendo metodologias baseadas em séries temporais, redes neurais, modelos híbrido-heurísticos, processos estocásticos, etc. As perdas de natureza técnica (ôhmicas) podem ser estimadas diretamente a partir da análise convencional de fluxos na malha. O conhecimento ou a previsão do histórico cronológico da evolução da carga é essencial quando se deseja realizar estimativas dos custos de interrupção de energia. A curva de evolução temporal da carga também pode ser discretizada em intervalos horários, diários, semanais, mensais, anuais, etc. Essas discretizações podem, por sua vez, ser agregadas em patamares (e.g. regimes de carga pesada, média, leve, mínima),

ordenados cronologicamente, viabilizando-se então a contagem das freqüências e durações de residência em cada patamar. Esse tratamento permite a adaptação de modelos Markovianos para o comportamento temporal da carga.

Nas avaliações de referência não são modelados aspectos particulares de cunho sócio-econômico e a carga prevista é considerada estacionária (i.e. tendência nula), modelada por um único patamar global. Modelagens mais apuradas, com vários patamares, poderão ser incorporadas futuramente.

**A.2.6.5 Agregação:** Para fins de análise de desempenho estático ou dinâmico, a carga pode ser agregada englobando pontos de consumo abrangendo vários barramentos em diferentes níveis de tensão, relacionados às malhas de subtransmissão e distribuição. O valor global da carga também pode ser particionado por estados, empresas e regiões.

Nos estudos de referência, a agregação da carga é a mesma usada nos estudos convencionais de fluxo de potência, usualmente em barramentos de 13.8, 34.5, 69 e 138 kV. A partir dessa informação pode-se contabilizar ou montantes de carga por estado, empresa ou região, ou vice-versa, se for o caso. Embora mais raramente, outros níveis de tensão mais elevados também comportam a conexão de cargas, geralmente representativas de grandes consumidores, ou cargas especiais.

**A.2.6.6 Segmentos de consumo:** A tipologia tradicional reconhece a presença de consumidores residenciais, comerciais, industriais, iluminação pública, agro-negócio, tração elétrica, etc. O tratamento desses segmentos é fundamental quando há necessidade da avaliação das estimativas de custos de interrupção intempestiva de fornecimento de energia elétrica. Nas avaliações de referência não é realizada uma discriminação entre os diversos segmentos.

**A.2.6.7 Administração de cargas:** Em várias situações é conveniente tratar a carga como variável de controle induzido através de caracterização de parcelas contratualmente interruptíveis, incentivo público via apelo pela mídia, redução controlada de tensão, modulação tarifária ou cortes regulatórios. Nos estudos de referência a administração da carga não é modelada.

**A.2.6.8 Modelagem do fenômeno físico:** Duas categorias de interesse auxiliam na caracterização do fenômeno físico, os chamados elementos ativos (e.g. fontes, células combustíveis, baterias, cargas negativas, etc) e os elementos passivos. Os primeiros são elementos que eventualmente podem injetar potência na rede, enquanto as cargas passivas representam o consumo propriamente dito. A evolução dinâmica do fenômeno físico pode ser tratada via equações diferenciais (e.g. modelos dinâmicos de motores de indução vistos como cargas), enquanto o regime estático admite o tratamento algébrico via ajustes polinomiais (e.g. combinações de parcelas de potências, correntes e impedâncias constantes).

Nas avaliações de referência o fenômeno físico é modelado na perspectiva estática, admitindo-se quando necessário, o uso de cargas modeladas como funcionais da tensão. Assim, a grande maioria das cargas é modelada como potência constante. No sistema N/NE algumas cargas são modeladas funcionalmente, representando-se suas dependências com

relação às variações de tensão. No estudo de referência, todas as cargas modeladas funcionalmente devem ser identificadas.

**A.2.6.9 Modelagem de incertezas:** As cargas podem ser tratadas com ou sem a consideração das incertezas. Nos estudos de referência, a carga é modelada deterministicamente e de modo idêntico àquele utilizado nos casos de fluxo de potência do PAR para todas as configurações que são estudadas. Os regimes de carga pesada, média e leve, oriundos do PAR, quando processados, o são de forma independente. Todos os três regimes são tratados de forma determinística (sem incertezas no patamar). Assim, em nenhum dos estudos de referência a carga contribui para a formação do espaço probabilístico de estados. Não obstante, quando necessário, a composição de indicadores de risco levando em conta a importância relativa de todos os patamares de forma proporcional (composição probabilisticamente ponderada de cenários) pode ser estimada usando as indicações da Tabela A.2.6.9.1. Quando da realização de estudos especiais considerando as incertezas nos patamares de carga, recomendam-se processamentos com valores de incertezas (i.e. desvios padrões) no intervalo 0.3 % até 2.0 %.

**Tabela A.2.6.9.1 - Intervalos Horários dos Patamares de Carga de Energia**

*(Horário de Brasília)*

Patamar de Carga	Sem Horário de Verão		Com Horário de Verão	
	2ª feira a sábado	Domingo/Feriado	2ª feira a sábado	Domingo/Feriado
PESADA	18 às 21 h	-	19 às 22 h	-
MÉDIA	07 às 18 h 21 às 24 h	17 às 22 h	07 às 19 h 22 às 24 h	18 às 23 h
LEVE	00 às 07 h	00 às 17 h 22 às 24 h	00 às 07 h	00 às 18 h 23 às 24 h

Fonte: SM 5.6, item 6

## A.2.7 Modelagem de Práticas Operativas

Diversas práticas operativas são passíveis de interesse na análise de confiabilidade. Essas práticas ou estratégias são a seguir enumeradas e comentadas sob a perspectiva dos estudos de referência.

**A.2.7.1 Modelagem da Manutenção:** Na análise de confiabilidade convencional tanto o parque gerador, quanto a malha de transmissão podem ser modelados considerando o efeito da manutenção preventiva. Porém, nos estudos de referência tais efeitos não são tratados.

**A.2.7.2 Modelagem da Estratégia de Reserva Estática:** Classificam-se nessa categoria tanto a denominada reserva de *transformação* como a chamada reserva de *ampacidade*. A primeira está relacionada com a disponibilidade de bancos de transformação monofásica ou trifásica, em reserva, nas subestações do sistema. A reserva de ampacidade está associada à definição de carregamentos de linhas e transformadores para um regime de operação em *emergência*,

contraposto a um regime de operação denominado como *normal*. É usual considerar-se que a operação em regime de emergência seja permitida durante curtos períodos de tempo.

A reserva de transformação não é modelada nos estudos de referência. A reserva de ampacidade também não é modelada nos estudos de referência, ou seja, em toda a análise não se permite a violação dos limites normais de carregamento de linhas e transformadores.

**A.2.7.3 Modelagem da Estratégia de Reserva Girante:** Nos estudos de referência os efeitos oriundos dessa política não são tratados.

**A.2.7.4 Modelagem de Esquemas Especiais de Proteção e Vinculações:** Nos estudos de referência esse aspecto não é modelado.

**A.2.7.5 Modelagem de Reconfigurações Topológicas:** Nos estudos de referência esse aspecto não é modelado.

### **A.3 Procedimentos para o Tratamento de Dados Determinísticos e Estocásticos**

#### **A.3.1 Critérios para Representação de Incertezas**

**A.3.1.1 Hierarquia de precisão dos dados estocásticos para linhas de transmissão:** A ordem crescente de precisão dos dados estatísticos associados ao desempenho das linhas é a seguinte:

(i) Estimação dos parâmetros de desempenho estocástico a partir de um único par de valores típicos de indisponibilidade e frequência de falhas;

(ii) Estimação dos dados estocásticos a partir da estimacão dos comprimentos das linhas, que é realizada usando um valor típico de reatância média das linhas.

(iii) Estimacão dos dados estocásticos, a partir da estimacão dos comprimentos das linhas que é realizada usando as reatâncias e susceptâncias;

(iv) Estimacão dos dados estocásticos a partir dos comprimentos reais de cada linha de transmissão;

(v) Uso dos valores de taxas de falha e tempos médios de reparo representativos de cada linha de transmissão individualizadamente.

**A.3.1.2 Hierarquia de precisão dos dados estocásticos para transformadores:** A ordem crescente de precisão dos dados estatísticos associados ao desempenho dos transformadores é a seguinte:

(i) Estimacão dos parâmetros de desempenho estocástico a partir de um único par de valores típicos de indisponibilidade e frequência de falhas;

(ii) Discriminacão dos parâmetros estatísticos por faixa da tensão mais elevada do equipamento e com enfoque na função transformacão;

(iii) Discriminacão dos parâmetros estatísticos por faixa de potência do equipamento e com enfoque na função transformacão;

(iv) Uso dos parâmetros reais do equipamento individualizado.

**A.3.1.3 Hierarquia de precisão dos dados estocásticos para geradores:** A ordem crescente de precisão dos dados estatísticos associados ao desempenho dos geradores é a seguinte:

(i) Estimação dos parâmetros de desempenho estocástico a partir de um único par de valores típicos de indisponibilidade e frequência de falhas;

(ii) Discriminação dos parâmetros estocásticos por faixa de potência ativa das unidades geradoras;

(iii) Uso dos parâmetros reais da cada unidade geradora individualizada.

Deve ser ressaltada a possibilidade de uso de uma *hierarquia híbrida*, na qual são usados os melhores dados disponíveis para cada equipamento em particular, combinando diferentes enfoques. Se tal for o caso, essa estratégia deve ser explicitada de forma inequívoca.

Nos estudos de referência as técnicas adotadas para linhas e transformadores são as indicadas pelos itens (iii) e (ii) respectivamente. Nesses estudos as incertezas dos geradores não são consideradas. Entretanto, quando as incertezas da geração forem consideradas, a opção preferencial é a citada no item (iii), se possível.

#### **A.4 Procedimentos para Simulação Computacional**

A simulação computacional compreende duas etapas encadeadas seqüencialmente, quais sejam: (i) Pré-processamento para obtenção do denominado *caso base de confiabilidade*; (ii) Cálculo numérico da confiabilidade, propriamente dita.

##### **A.4.1 Procedimentos de para Obtenção do Caso Base de Confiabilidade**

O objetivo da etapa denominada como *pré-processamento* é simplesmente a criação de um registro num arquivo histórico de confiabilidade, contendo o chamado "*caso base de confiabilidade*" (vide glossário). Esse caso base nada mais é do que um arquivo contendo um caso de fluxo de potência *convergado e sem violações*, agregando ainda, dados adicionais específicos para o processamento posterior da etapa de confiabilidade. O pré-processamento está relacionado com a vigência dos seguintes critérios e ações:

###### *(a) Critérios para Agregação e Ajustes de Dados Determinísticos Adicionais*

Estes critérios compreendem apenas ajustes e agregação na massa de dados necessários para o cálculo da confiabilidade (e.g. informações sobre os limites normais e de emergência de tensão e carregamento, eliminação dos eventuais subsistemas isolados resultantes do tratamento dos elos de corrente contínua, ajustes no parque gerador, eventuais relaxamentos preestabelecidos de limites de tensão e carregamento).

###### *(b) Critérios para Obtenção do Caso Base de Confiabilidade*

**Quanto a Conformidade Topológica:** A obtenção do caso base de confiabilidade deve ser realizada individualmente para cada cenário (*i.e.* patamar de carga). O chaveamento

adequado dos equipamentos de controle é uma condição fundamental para a consistência dos índices a serem obtidos. Para os estudos de referência, em carga pesada, essa exigência é, em geral, inócua. Nos estudos envolvendo os regimes de cargas média e leve, a observação das corretas conexões de reatores e capacitores é relevante.

**Quanto aos Modos de Falha:** Para obtenção do caso base de confiabilidade dos estudos de referência, o único modo de falha relevante é a *adequação* (sob o enfoque de violações dos *limites normais* permitidos para as tensões, e as violações dos *limites normais* permitidos para os carregamentos, sob o enfoque de corrente, de linhas e transformadores). O modo de falha de continuidade não é relevante porque no caso base não há contingências de qualquer espécie.

**Quanto ao Elenco de Medidas Operacionais Corretivas Permitidas:** Para fins da obtenção do caso base de confiabilidade dos estudos de referência permitem-se tanto o *redespacho de potência ativa* como o *redespacho de potência reativa*, salvo para as usinas térmicas que têm seu despacho fixo e idêntico àquele do caso de fluxo de potência. Com esse critério, o risco de referência está associado a um ponto de operação distinto do ponto de operação do caso de fluxo de potência original. Visando manter inalterado o fluxo nas interligações, na situação em que se deseja avaliar o risco operacional (vide, no glossário, severidade operacional), o redespacho de potência ativa é inibido. Permite-se também a variação das derivações dos transformadores, respeitados seus limites e, em última instância, o corte de carga mínimo, calculado via algoritmo ótimo de pontos interiores.

**Quanto à Definição dos Recursos Manobráveis do Parque Gerador:** A modelagem das usinas será realizada de forma individualizada por unidade geradora, com um despacho compatível com aquele especificado no caso base de fluxo de potência. Nos estudos de referência a usina nuclear Angra I é despachada normalmente e a usina nuclear Angra II opera com geração nula, de acordo com os critérios de planejamento. Todas as usinas térmicas e as pequenas centrais hidroelétricas, não despachadas centralizadamente, têm as suas gerações de potência ativa fixas. O limite inferior de geração de potência ativa das unidades geradoras é respeitado, caso conhecido, ou tomado como nulo, caso não haja dado específico. A capacidade superior da geração de cada barra é determinada com base no critério da inércia mínima, prioritariamente para um dado montante de *geração ativa*, seguido do montante de *geração reativa*. As usinas julgadas como não despacháveis por razões operativas, devem ser explicitadas. Nas situações nas quais os limites de geração de potência reativa não são especificados nos casos de fluxo de potência, o fator de potência  $\pm 0.85$  deve ser adotado.

**Quanto à Definição da Região de Controle ou Influência:** Por região de controle entende-se o conjunto de regiões ou áreas do sistema cujos recursos disponíveis são utilizados quando da eliminação de violações operativas. Os recursos possivelmente disponíveis incluem redespacho de potência ativa, alterações nas derivações dos transformadores com comutação sob carga e alterações em tensões de barras controladas. Qualquer destes controles localizados fora da região de controle especificada não são utilizados, i.e. os despachos das unidades geradoras, as derivações dos transformadores e as tensões em barras controladas são mantidas conforme o caso de fluxo de potência original. O corte de carga também é considerado como um controle de última instância para eliminação de violações e somente é realizado nos barramentos pertencentes à região de controle. No estudo de referência, todas as áreas elétricas do sistema são tratadas como região de controle.

**Quanto à Definição da Região de Monitoração ou de Interesse:** Por região de monitoração entende-se o conjunto de regiões ou áreas do sistema cujas grandezas especificadas são monitoradas, incluindo fluxos em circuitos de transmissão, tensões em barramentos e geração de potência ativa e reativa. Portanto, grandezas fora desta região não são contabilizadas, podendo assim apresentar violações que não são identificadas e conseqüentemente eliminadas. Os índices de confiabilidade são contabilizados apenas para os cortes de carga em barramentos pertencentes à região de monitoração. É usual que esta região seja sempre um subconjunto da região de controle. Caso a região de monitoração seja menor que a região

de controle, podem ocorrer cortes de carga em barramentos externos à região de monitoração, que não serão contabilizados no cálculo dos índices de confiabilidade. No estudo de referência, todas as áreas elétricas do sistema são tratadas como região de monitoração.

**Quanto à Metodologia de Cálculo Numérico do Ponto de Operação do Caso Base de Confiabilidade:** Quando da avaliação de referência, o sistema sob análise deve ser inicialmente submetido a um processamento do algoritmo de Newton Raphson completo com todos os controles tradicionais ativados. Na hipótese de obtenção de uma solução sem violações, esta será tomada como caso base de confiabilidade. Quando da presença de violações de tensão, carregamento ou de limites de geração, as seguintes ações, em ordem decrescente de preferência, devem ser encetadas:

- Ajustes no caso base de fluxo de potência visando a eliminação *manual* de todas as violações;

- Quando a ação anterior não for factível, as violações devem ser tentativamente eliminadas de forma automática, através de um processamento de algoritmo de fluxo de potência ótimo com função objetivo visando o mínimo corte de carga. A solução eventualmente obtida será submetida a um critério de validação (vide a seguir). Caso ocorra a aceitação do resultado, o mesmo será tomado como caso base de confiabilidade;

- Em situações extremas, quando a ação anterior revelar-se incapaz de prover uma solução adequada, será permitido o relaxamento progressivo das restrições de carregamento e tensão do sistema.

**Quanto à Validação da Solução Obtida via Fluxo Ótimo de Potência:** Para os estudos de referência, na etapa de obtenção do caso base de confiabilidade, a solução oriunda do processamento do algoritmo de fluxo ótimo será considerada válida se o montante de corte de carga em MW não exceder, em princípio, 0.5 % do montante da carga total do sistema.

**Quanto à Fixação dos Fluxos nas Interligações:** Nos estudos de referência essa restrição não é modelada

**Quanto às Grandezas Monitoradas:** Em consonância com os modos de falha selecionados, a monitoração será realizada sobre o valor do *limite normal* dos carregamentos (sob enfoque de corrente) de linhas e transformadores, os limites normais de tensão em barramentos de carga com carga, os limites de geração de potência reativa das unidades geradoras e os limites de geração ativa e reativa das barras de referência do sistema.

#### (c) Critérios para a Composição do Espaço Probabilístico de Estados

A composição do espaço probabilístico de estados tem extrema influência nos valores numéricos dos índices de confiabilidade. Por este motivo, é quase inútil o simples fornecimento de índices de confiabilidade, sem a prévia descrição rigorosa da composição do espaço probabilístico de estados sobre o qual os mesmos índices são gerados. Nos estudos de referência, o espaço probabilístico de estados será composto pelo seguinte conjunto: todas as linhas de transmissão da Rede Básica, as linhas de transmissão em 765 kV do subsistema de Itaipu, todos os transformadores de malha e todos os transformadores de fronteira. Estudos especiais poderão considerar espaços probabilísticos mais abrangente.

#### A.4.2 Procedimentos para o Cálculo Numérico da Confiabilidade

Esta etapa pressupõe a existência de um arquivo contendo um caso base de fluxo de potência, *convergado e sem violações*, doravante denominado como *caso base de confiabilidade*, usualmente obtido na etapa de pré-processamento anterior. Conceitualmente, o cálculo da confiabilidade compreende três etapas, cujos critérios são discutidos a seguir:

#### (d) Critérios de Seleção de Estados Operativos do Sistema

Esta etapa compreende apenas a seleção de um conjunto de estados operativos do sistema, que pode ser realizada por enumeração explícita ou via técnica de Monte Carlo. Nos estudos de referência essa seleção será feita por *enumeração* de uma lista de contingências de linhas de transmissão, transformadores de malha e transformadores de fronteira, exatamente coincidente com o espaço probabilístico de estados, anteriormente definido. Nas avaliações especiais, quando a seleção dos estados for realizada via técnica de Monte Carlo, os seguintes critérios deverão ser observados:

- Número especificado de sorteios: 100000 (um único lote)
- Tolerância (coeficiente de variação) associada à PPC e EPNS: 3 %
- Semente: 1513.

#### (e) Critérios de Análise dos Estados Operativos Selecionados

Em linhas gerais, após cada seleção do estado, deve ser verificado se o mesmo constitui um estado de sucesso ou falha. O primeiro caso ocorre quando o estado selecionado não apresenta nenhum modo de falha. Quando ocorre algum tipo de modo de falha, tenta-se eliminá-la com as chamadas *medidas corretivas* que representam os recursos operacionais do sistema. Os critérios adotados para esta etapa são os seguintes:

**Quanto a Conformidade Topológica:** Devem ser previamente registradas as diferenças topológicas associadas aos diferentes patamares de carga (e.g. pesada, média, leve). Para os estudos de referência essa exigência é inócua.

**Quanto aos Modos de Falha:** Para a avaliação de referência da confiabilidade, os modos de falha relevantes são a continuidade (sob enfoque de ocorrência de ilhamentos e déficits de potência) e a adequação (sob o enfoque de violações dos *limites de emergência* permitidos para as tensões, e as violações dos *limites normais* permitidos para os carregamentos, sob o enfoque de corrente, de linhas e transformadores). A monitoração dos limites normais de carregamento, em situação de contingência, justifica-se por razões de natureza jurídico-legal (consoante os contratos de prestação de serviços de transmissão - CPST).

**Quanto ao Elenco de Medidas Operacionais Corretivas Permitidas:** Para a avaliação de referência da confiabilidade permitem-se apenas o *redespacho de potência reativa*, ou seja o redespacho de potência ativa é inibido. As unidades térmicas mantêm seus despachos fixos. Permite-se também a variação das derivações dos transformadores, respeitados seus limites, alterações em tensões de barras controladas e, em última instância, o corte de carga mínimo, calculado via algoritmo ótimo de pontos interiores.

**Quanto à Definição dos Recursos Manobráveis do Parque Gerador:** A modelagem das usinas será realizada de forma individualizada por unidade geradora, com um despacho compatível com aquele especificado no caso base de fluxo de potência. Nos estudos de referência a usina nuclear Angra I é despachada normalmente e a usina nuclear Angra II opera com geração nula, de acordo com os critérios de planejamento. Todas as usinas térmicas e as pequenas centrais hidroelétricas, não despachadas centralizadamente, têm as suas gerações de potência ativa fixas. O limite inferior de geração de potência ativa das unidades geradoras é respeitado, caso conhecido, ou tomado como nulo, caso não haja dado específico. A capacidade superior da geração de cada barra é determinada com base no critério da inércia mínima, prioritariamente para um dado montante de *geração ativa*, seguido do montante de *geração reativa*. As usinas julgadas como não despacháveis por razões operativas, devem ser explicitadas. Nas situações nas quais os limites de geração de potência reativa não são especificados nos casos de fluxo de potência, o fator de potência  $\pm 0.85$  deve ser adotado.

**Quanto à Definição da Região de Controle ou Influência:** No estudo de referência, todas as áreas elétricas do sistema são tratadas como região de controle.

**Quanto à Definição da Região de Monitoração ou de Interesse:** No estudo de referência, todas as áreas elétricas do sistema são tratadas como região de monitoração.

**Quanto à Metodologia de Cálculo Numérico do Ponto de Operação sob Contingências:** No estudo de referência, o sistema em presença de contingências será avaliado através do processamento de um algoritmo de fluxo ótimo de potências com função objetivo de mínimo corte de carga, usando todos os recursos liberados, incluindo, em última instância, o corte de carga. O fluxo nas interligações não é tratado como variável de controle.

**Quanto à Validação da Análise do Espaço de Estados:** No estudo de referência, a avaliação do espaço de estados será considerada significativa se, em princípio, um máximo de até 3 % de todas as contingências da lista pré-definida não forem passíveis de processamento, com sucesso, pelo algoritmo de pontos interiores.

**Quanto às Grandezas Monitoradas:** Em consonância com os modos de falha selecionados, a monitoração será realizada sobre o valor do limite normal dos carregamentos (sob enfoque de corrente) de linhas e transformadores, os limites em emergência de tensão em barramentos de carga com carga, os limites de geração de potência reativa das unidades geradoras e os limites de geração ativa e reativa das barras de referência do sistema.

#### *(f) Critérios de Cálculo dos Índices de Confiabilidade*

Nesta etapa contabilizam-se todos os estados onde foi necessário o uso de medidas operativas visando a eliminação dos modos de falha detectados. Desta análise resultam os valores dos índices de confiabilidade desejados. Os critérios de interesse são os seguintes:

**Quanto às Premissas e Técnicas de Cálculo Numérico:** Será considerado que o sistema de potência tem comportamento coerente, sob o ponto de vista de confiabilidade, permitindo então o cálculo dos índices primários PPC, EPNS e FPC através de funções-teste (vide glossário) convenientes, previamente definidas. Os demais indicadores (EENS, NHD, DPC, SEV) resultam da manipulação adequada dos indicadores primários. O indicador PPS resulta de uma contabilização direta das incertezas associadas aos estados com modos de falha, antes da aplicação de medidas corretivas.

**Quanto à Tolerância de Cálculo:** Nos estudos de referência, a tolerância (probabilidade) adotada para o processo de enumeração situa-se em  $1.0E-30$  pu.

## **A.5 Procedimentos para Registro de Resultados**

### **A.5.1 Critério de Apresentação dos Índices de Confiabilidade**

Todos os indicadores de confiabilidade serão apresentados, sempre que possível, com pelo menos *dois algarismos significativos* nas casas decimais, sofrendo o processo de arredondamento convencional.

## **A.6 Bibliografia**

Subgrupo de Confiabilidade (SGC), **Termo de Referência**, Eletrobrás, Rio de Janeiro, Abril, 1983.

Subgrupo de Confiabilidade (SGC), **Confiabilidade de Sistemas Elétricos: Índices e Critérios**, Eletrobrás, GCPS/CTST/GTCP/SGC/RF.001/83, Rio de Janeiro, Dez 1983.

GTEE/SCEL/GCOI, **Critérios e Procedimentos a serem Considerados nos Estudos de Planejamento da Operação Elétrica no âmbito do GCOI**, Relatório SCEL-GTEE-01/85, ELETROBRÁS, Rio de Janeiro, Mar 1985.

Subgrupo de Confiabilidade (SGC), **Avaliação da Confiabilidade em Planejamento: Aplicação ao Sistema Elétrico Brasileiro**, Vol.A: Região N/NE, Vol. B: Região SE, Vol.C: Região Sul, Vol.D: Conclusões e Recomendações, ELETROBRÁS, DEST/GDP, GCPS/CTST/GTCP/SGC, Rio de Janeiro, Jun/Jul, 1985.

Subgrupo de Confiabilidade (SGC), **Caso-Base Nacional de Confiabilidade: Consolidação da Experiência**, ELETROBRÁS, DEST/GPD, Rio de Janeiro, Jun 1985.

Subgrupo de Confiabilidade (SGC), **Diretrizes Básicas para Avaliação da Confiabilidade do Sistema Elétrico Brasileiro na Fase de Planejamento**, ELETROBRÁS, Rio de Janeiro, Jan 1986.

Subgrupo de Confiabilidade (SGC), **Avaliação da Confiabilidade em Planejamento: Aplicação ao Sistema Elétrico Brasileiro, VIII SNPTEE**, GPL/08, São Paulo, Mai 1986.

SGC, **Avaliação da Confiabilidade do Sistema de Transmissão Brasileiro Planejado, IX SNPTEE**, GPL/07, Belo Horizonte, Out 1987.

GTEE/SCEL/GCOI, **Metodologia Probabilística para Liberação de Componentes do Sistema Interligado à Manutenção**, Relatório SCEL-GTEE-02/88, ELETROBRÁS, Rio de Janeiro, Mar 1988.

SGC, **Avaliação de Confiabilidade 1989 a 1993**, Vol. 1, Regiões Sul e Sudeste, Vol. 2, Regiões Norte e Nordeste, GCPS/SE/CTST/GTCP/SGC/02.90, Eletrobrás, Rio de Janeiro, Dez 1988.

SGC, **Confiabilidade do Sistema Elétrico Brasileiro, X SNPTEE**, GPL, Curitiba, Out 1989.

SGC/GTCP/CTST/GCPS, **Avaliação de Confiabilidade do Sistema Planejado para 1995**, Eletrobrás, NT GCPS/SGC-002/96, Rio de Janeiro, Dez 1996.

SGCONF/GTMC/SCEN/GCOI, **Análise de Confiabilidade de Geração no Horizonte do Plano de Operação para 1996**, Relatório SCEN-GTMC, 02/96, Eletrobrás, Rio de Janeiro, Dez 1996.

GCPS, **Critérios e Procedimentos para Planejamento de Sistemas de Transmissão, Documento Básico, Regiões N/NE/S/SE**, Eletrobrás, Rio de Janeiro, Dez 1996.

SGCONF/GTMC/SCEN/GCOI, **Análise de Confiabilidade de Geração no Horizonte do Plano de Operação para 1997**, Relatório SCEN-GTMC, Eletrobrás, Rio de Janeiro, 1997.

FT-RISCA/GTAD/SCEL/GCOI, **Previsão do Risco Operativo do Sistema Elétrico Brasileiro, Sistema Sul/Sudeste/Centro-Oeste sem a Interligação Norte/Sul**, Rel FT-Risca 01/99, Eletrobrás, Jan 1999.

CCPE, **CrITÉrios e Procedimentos para o Planejamento da Expansão dos Sistemas de Transmissão**, CCPE/CTET/GTDC/FTCP, MME, Brasília, Jan 2001.

Abdo R., Lima D., Schilling M. Th. Rei A., **Desempenho Probabilístico de Linhas de Transmissão no Brasil**, ONS-2-1-033/2001, Projeto 3.3.2 - Confiabilidade da Rede Básica, Rio de Janeiro, Out 2001.

ONS, **Plano de Ampliações e Reforços na Rede Básica, Período 2003 a 2005**, Vol. 1/3, ONS-2.1-031/2002, Aprovado p/ Conselho de Administração em 13/06/2002, Rio de Janeiro, Jun 2002.

CCPE, **Aperfeiçoamento dos Processos e Metodologias para a Expansão da Transmissão**, Vol. I, Comitê de Revitalização do Modelo do Setor Elétrico, Tema 24, Nov 2002.

CCPE, **CrITÉrios e Procedimentos para Planejamento da Expansão dos Sistemas de Transmissão, CrITÉrios e Procedimentos para Dimensionamento de Interligações entre Submercados**, Vol. II, Comitê de Revitalização do Modelo do Setor Elétrico, Tema 24, Nov 2002.

ONS, **Confiabilidade da Rede Básica no Período 2003 a 2005**, RE-ONS-2.1-025/2003v3.0, Rio de Janeiro, Mar 2003.

ONS, **Confiabilidade da Rede Básica no Período 2003 a 2005**, Sumário Executivo, RE-ONS-2.1-029/2003v2.0, Rio de Janeiro, Abr 2003.

ONS, **Avaliação do Planejamento da Rede Básica do SIN sob o Ponto de Vista dos CrITÉrios Adotados para Contingências**, ONS RE 2.1/030/2003, 2003.

ONS, **Confiabilidade da Rede Básica no Período 2004 a 2006**, RE-ONS-2.1,005/2004 v20.05, Rio de Janeiro, Fev 2004.

Schilling M. Th., Stacchini de Souza J.C., Do Coutto Filho M.B., **Procedimentos e CrITÉrios para Análise de Confiabilidade Preditiva Composta Probabilística de Sistemas Elétricos de Potência de Grande Porte**, Instituto de Computação, Relatório Técnico RT-06/04, Universidade Federal Fluminense, Niterói, Junho, 2004, <http://www.ic.uff.br/PosGrad/RelatTec/reltec04.html>

Noli Silveira M.A., **Avaliação do Impacto de Produtores Independentes na Confiabilidade de Sistemas de Geração e Transmissão**, Dissertação de M.Sc., EFEI, Itajubá, Nov 1998.

Martelotta Soares N.H., **Risco Probabilístico de Referência do Sistema Elétrico Brasileiro**, Dissertação de M.Sc., UNIFEI, Itajubá, Mai 2002.

Arentz D.S., **Confiabilidade Nodal em Sistemas de Potência**, Dissertação de M.Sc., IC/UFF, Niterói, Out 2001, <http://www.ic.uff.br/PosGrad/Dissertacoes/Download/dsarentz.pdf>

Schilling M.Th., **Introdução à Análise de Desempenho de Sistemas de Potência**, Versão 1.0, RT-02/01, IC/UFF, Niterói, Mai 2001, <http://www.ic.uff.br/PosGrad/RelatTec/reltec01.html>

ONS, **Procedimentos de Rede, Módulo 23-3**, Rio de Janeiro, 2005.

Fong C.C., *et al.*, **Bulk System Reliability Measurement and Indices**, IEEE Trans on PWRS, Vol. 4, no 3, pp. 829-835, Aug 1989.

\* \* \*

## ANEXO B: GLOSSÁRIO E CONCEITOS

Visando facilitar a leitura deste documento, este Anexo apresenta um breve glossário combinado a um conjunto resumido de alguns conceitos pertinentes ao tema tratado.

**Adequação** - é um tipo de análise clássica de confiabilidade realizada estritamente sob o ponto de vista do *regime permanente*. Nesse tipo de análise é usual permitir-se o emprego de um conjunto de medidas corretivas visando a eliminação de violações. A análise de adequação pode ser tratada sob enfoque determinístico ou probabilístico. Um subconjunto da análise de adequação é amiúde referida como *análise de qualidade*.

**Análise de confiabilidade composta** - é a análise na qual tanto as incertezas da transmissão, quanto as incertezas da geração são consideradas.

**Área elétrica** - são os conjuntos de barramentos e linhas, geralmente associados a uma empresa ou região geográfica, definidos tradicionalmente nos estudos de fluxos de potência.

**Critério "n-1"** - é, possivelmente, o mais tradicional critério determinístico de planejamento de sistemas elétricos de potência. De forma simplificada, impõe que o sistema planejado deve ser infenso a todas as possíveis contingências simples.

**DPC** - é um indicador tradicional de confiabilidade (em horas) que exprime a *duração de perda de carga* (ou seja, o valor médio da duração prevista de cada evento de modo de falha, cuja eliminação via medidas corretivas, provocaria corte de carga). Pode ser interpretado como o tempo médio de duração de cada falha.

**EENS** - é um indicador tradicional de confiabilidade (em MWh) que exprime a *expectância de energia não suprida* (ou seja, o valor médio previsto da energia interrompida). Esse indicador diferencia a gravidade dos eventos e permite uma valoração econômica através dos custos da energia interrompida.

**Elementos de Malha e Fronteira** - elementos da malha são as linhas de transmissão e transformadores da Rede Básica conectados a outros elementos da própria Rede Básica, em ambas as extremidades. Elementos de fronteira são os transformadores que conectam a Rede Básica à rede não básica.

**Enumeração** - é outra forma de cálculo numérico da confiabilidade na qual o analista especifica rigorosamente todas as linhas de transmissão, transformadores e geradores que serão submetidos a contingências.

**EPNS** - é um indicador tradicional de confiabilidade (em MW) que exprime a *expectância de potência não suprida* (ou seja, o valor médio previsto da potência interrompida). Esse indicador diferencia a gravidade dos eventos e tem correlação unitária com a EENS.

**Estocástico** - o mesmo que probabilístico.

**FPC** - é um indicador tradicional de confiabilidade (em ocorrências/ano) que exprime a *freqüência de perda de carga* (ou seja, o valor médio previsto da freqüência do modo de falha, cuja eliminação via medidas corretivas, provocaria corte de carga).

**Função transformação** - refere-se ao transporte de energia exclusivamente pelos transformadores de malha (**TM**) de rede básica.

**Função transformação de fronteira** - refere-se ao transporte de energia exclusivamente pelos transformadores de fronteira (**TF**) da rede básica.

**Função transmissão principal** - refere-se ao transporte de energia exclusivamente pelas linhas de transmissão (**LT**) da rede básica.

**ICE** - *Índice de confiabilidade de energia* (em %) é dado pelo quociente da EPNS pela carga total da região de interesse em MW.

**Índices ou indicadores de confiabilidade ou desempenho** - são as diversas mensurações de riscos passíveis de cálculo numérico. Usualmente o termo "*confiabilidade*" é usado para avaliações *preditivas considerando as incertezas*

(i.e. em cenários futuros), enquanto o termo "*desempenho*" refere-se ao horizonte *pretérito* (i.e. a pós-operação). Ambos os termos englobam tanto aspectos sistêmicos como aspectos associados a componentes ou equipamentos. Existem muitos outros índices de confiabilidade, entre os quais, podemos citar os seguintes: *severidade*, *PPS*, *PPC*, *EENS*, *EPNS*, *DPC*, *NHD*, *FPC*, *ICE* (vide este glossário).

**Margem operacional de manobras** - reflete os recursos e a flexibilidade de um sistema para a eliminação de eventuais violações operativas. Também é referida como a *capacidade de mitigação do risco operativo através da coordenação sistêmica* do SIN.

**Modos de falha** - são as situações definidas como sendo os "*defeitos*" do sistema, tais como, perda de continuidade de atendimento, ocorrências de subtensões, sobretensões, ilhamentos, sobrecargas, défices de geração (ou potência - este modo de falha indica que numa certa porção do sistema a demanda é superior à capacidade instalada), baixo amortecimento, perda de sincronismo, etc. Segundo a literatura, os modos de falha são enquadrados nas categorias de: *continuidade*, *adequação* (ou conformidade, ou qualidade) e *segurança*.

**NHD** - é um indicador tradicional de confiabilidade (horas por ano) que exprime a fração do ano durante a qual se verificam modos de falha (isto é, trata-se de um valor *cumulativo* de todas as falhas ao longo do ano, ou *número de horas da duração acumulada*). Na literatura do exterior esse índice é referido como *LOLE*.

**Nível de confiabilidade probabilística** – indica a capacidade do sistema de desempenhar suas funções adequadamente, o que significa atender critérios pré definidos, durante um determinado período de tempo, e assumindo um conjunto de condições operativas. Esse nível de confiabilidade pode ser expresso através de índices como *probabilidade de perda de carga (PPC)*, *potência não suprida (EPNS)*, *energia não suprida (EENS)*, *duração anual acumulada (NHD)*, *freqüência de perda de carga (FPC)*, *severidade (SEV)*, dentre outros.

**PPC** - é um indicador tradicional de confiabilidade adimensional (expresso em %) que exprime a *probabilidade de perda de carga*. Esse índice reflete a situação *estacionária* do sistema imediatamente após a ocorrência das contingências, porém *com* a aplicação de todas as medidas corretivas liberadas na análise em questão. Não diferencia a gravidade dos eventos, apenas os contabiliza. É

fundamental enfatizar que a perda de carga só é contabilizada para aqueles estados onde nenhuma medida corretiva foi capaz de eliminar os modos de falha de interesse. Na literatura do exterior esse índice é referido como *LOLP*.

**PPS** - é um indicador de confiabilidade adimensional (expresso em %) que exprime a *probabilidade de problemas no sistema*. Esse índice reflete a situação *estacionária* do sistema *imediatamente após* a ocorrência das contingências, porém *sem* a aplicação de qualquer medida corretiva. Não diferencia a gravidade dos eventos, apenas os contabiliza. A existência de "problema" no sistema significa a presença de algum tipo de modo de falha de interesse (vide o verbete "modos de falha").

**Probabilidade** - reflete o conceito de incerteza. É um valor numérico entre zero e um, que indica a chance de ocorrência de um fato qualquer, associado a um "*espaço probabilístico de estados*". O valor unitário está associado à certeza absoluta, enquanto o valor zero indica a impossibilidade do fato acontecer. O "*espaço probabilístico de estados*" reflete o conjunto de todas as combinações possíveis representando os fenômenos de interesse sob a influência de incertezas.

**Radialidade de uma Malha de Transmissão** - é um indicador do *grau de capilaridade ou fragilidade topológica* de um sistema de transmissão. Um sistema com 100 % de radialidade seria aquele no qual toda contingência simples provocaria corte de carga por ilhamento. Por outro lado, um sistema com zero % de radialidade seria aquele no qual nenhuma contingência simples seria capaz de provocar corte de carga por motivo de ilhamento. Um sistema muito malhado deve apresentar um baixo grau de radialidade. O limite inferior da radialidade de um sistema é dado pela razão de todas as contingências que causam pelo menos o modo de falha por ilhamento, pelo número total de contingências simples possíveis.

**Rede não Básica** - elementos do sistema elétrico brasileiro não pertencentes à Rede Básica, tais como os elementos da rede de distribuição e as demais instalações de transmissão (DIT).

**Risco de referência (Nível de confiabilidade probabilística de referência)** - refere-se à avaliação de risco efetuada com base na enumeração de todas as contingências simples envolvendo todas as linhas de transmissão e transformadores de malha da Rede Básica e os transformadores de fronteira,

para um dado regime de carga, monitorando-se os limites de emergência de tensão e carregamento. Para os *estados da federação* também é definido um risco de referência, associado a um conjunto específico de contingências simples. Para fins de cálculo da severidade, o montante de carga associada ao valor de referência sempre diz respeito ao montante de carga global do SIN, para o regime em questão (e.g. pesada, média ou leve). É também referido *como risco de referência topológico*, pois reflete a confiabilidade da topologia propriamente dita e não a confiabilidade do ponto de operação do sistema (vide severidade operacional).

**Risco probabilístico intrínseco** - refere-se à possibilidade de falha inerente a qualquer sistema físico, por mais robusto que seja. Em outras palavras, reflete o conceito básico da análise probabilística de confiabilidade de que *a única certeza possível é a que afirma que todo sistema algum dia falhará*.

**Segurança** - é outro tipo de análise clássica de confiabilidade de sistemas de potência, porém enfocando o regime dinâmico. Exemplos típicos de modos de falha usuais deste tipo de análise são: *baixo amortecimento de oscilações inter-áreas, perda de sincronismo, colapso de tensão, excursões exageradas de frequência*, etc. Normalmente a análise de segurança é tratada deterministicamente, porém o enfoque probabilístico também é de interesse.

**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 B.1. mostra a hierarquia usada na classificação da confiabilidade do sistema via severidades. Deve ser observado que as duas últimas colunas da direita correspondem a um mero diagnóstico, que deve ser adaptado para cada sistema em particular. Cabe ainda ressaltar que entre dois sistemas, o *mais confiável é o que apresenta menor valor numérico de severidade*.

Outra grande vantagem da severidade como indicador de risco, advém da possibilidade de calculá-lo tanto para eventos *pretéritos*, como de forma *preditiva*. No caso da avaliação pretérita, o indicador é também referido como *gravidade*. O cotejo regular dos índices de severidade pretérita e preditiva pode revelar-se como um importante instrumento de gestão.

A título de exemplo, a avaliação pretérita do blecaute do dia 11.03.1999 ocorrido no Brasil, mostrou que o mesmo alcançou o grau 3 (*grave*), com aproximadamente 117 sistema-minutos.

**Tabela B.1 - Classificação do Risco pela Severidade**

Classificação	Severidade S (sistema-minuto)	Interpretação	Comentário
Grau 0	$S < 1$	Favorável	Condição operativa de baixíssimo risco
Grau 1	$1 \leq S < 10$	Satisfatório	Condição operativa de baixo risco
Grau 2	$10 \leq S < 100$	Limítrofe	Condição operativa de risco médio
Grau 3	$100 \leq S < 1000$	Grave	Sério impacto p/ vários agentes / consumidores,
Grau 4	$1000 \leq S$	Muito Grave	Grande impacto p/ muitos agentes /consumidores:

**Severidade operacional** - trata-se do valor da severidade associada especificamente a um cenário operativo. Reflete então a confiabilidade ou risco de um certo ponto particular de operação do sistema.

**Simulação Monte Carlo** - é uma forma de cálculo numérico da confiabilidade, cuja precisão é passível de controle pelo usuário, através da especificação de um parâmetro chamado "coeficiente de variação" ( $\beta$ ).

**SIN** - Sistema interligado brasileiro

**Violações** - vide "*modos de falha*".

\* \* \*