



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

GMI - 14  
16 a 21 Outubro de 2005  
Curitiba - Paraná

**GRUPO XII  
GRUPO DE ASPECTOS TÉCNICOS E GERENCIAIS DE MANUTENÇÃO - GMI**

**"AVALIAÇÃO DE INDICADORES DE DESEMPENHO PARA  
AMBIENTE COMPETITIVO / COOPERATIVO"**

**Miguel Mitre\*    Paulo Almeida    Sidney Santana Jr    Alberto Vitor    Rosane Dominguez    Allan Cascaes  
CHESF            ELETROBRÁS    ELETRONORTE    ELETROSUL            FURNAS            UERJ**

**RESUMO**

Durante muito tempo o setor elétrico brasileiro contou com alguns fóruns técnicos que realizavam, de forma cooperativa, a avaliação do desempenho dos sistemas elétricos utilizando técnicas uniformizadas de apuração e validação de indicadores. Com a reestruturação do setor, esses fóruns foram extintos, em consequência do ambiente competitivo sobre qual o novo modelo se fundamentou, trazendo perdas significativas para o diagnóstico da qualidade do serviço de energia elétrica.

Isso fez com que as empresas se tornassem bastante reservadas quanto à avaliação de seu desempenho, resultando na prática de diferentes critérios de coleta e tratamento de dados, e conseqüentemente de Indicadores de Desempenho. Essa realidade inviabilizou, pelo comprometimento dos resultados, a avaliação do desempenho do sistema elétrico brasileiro, utilizando os índices apresentados pelas diferentes empresas. Outro aspecto importante que o ambiente cooperativo propiciava, e que no ambiente competitivo dificilmente se obtém é o aprendizado dos técnicos através da troca de experiências e avaliações entre empresas, facilitando o aprimoramento contínuo das técnicas aplicadas.

É objetivo do presente trabalho suscitar a reflexão sobre o estado da arte e as discrepâncias ainda existentes nas metodologias usadas nos ambientes cooperativo vs competitivo, procurando assim contribuir para o aprofundamento do tema.

**PALAVRAS-CHAVE**

Índices ou Indicadores de Desempenho, Qualidade de serviço, Padrões de Desempenho, Parcela Variável, Diagnóstico de Sistemas de Transmissão.

**1. INTRODUÇÃO**

A qualidade dos serviços de energia elétrica, conforme estabelecido nas Leis No. 8987, de 13/02/1995, e No. 9074, de 07/07/95, deve ser avaliada por meio de indicadores:

“A lei No. 8987, que dispõe sobre o regime de concessão e permissão dos serviços públicos, em seu Art. 6º define que “toda a concessão ou permissão pressupõe a prestação de serviço adequado ao pleno

atendimento dos usuários”. Define ainda serviço adequado como sendo “o que satisfaz às condições de regularidade, continuidade, eficiência, segurança, atualidade, generalidade, cortesia na sua prestação e modicidade das tarifas”.

“A Lei No. 9074, que estabelece normas para outorga e prorrogação das concessões e permissões de serviços públicos, estabelece no parágrafo 1º, do Art.25: “Os contratos de concessão e permissão conterão cláusulas relativas a requisitos mínimos de desempenho técnico da concessionária ou permissionária, bem assim, sua aferição pela fiscalização através de índices apropriados”.

Esses índices de interesse público e empresarial, no ambiente cooperativo que apoiava o antigo modelo do setor elétrico, eram de conhecimento compartilhado de todas as empresas e órgãos públicos relacionados ao setor. Os mesmos resultavam de metodologias aprovadas e da apuração e avaliação que se dava no âmbito de comissões de análise dos extintos grupos coordenadores para a operação Interligada – GCOI (regiões S/SE/CO) e CCON (regiões N/NE). Os resultados e experiências de cada empresa eram assim apresentados sistematicamente nesses grupos de análise, promovendo ricos debates e diagnósticos de forma cooperativa. Uma visão integrada dos índices (origem e afetado), das causas e das conseqüências se constituía num produto indispensável para a adoção de medidas empresariais de melhoria contínua de resultados.

Os indicadores de desempenho atualmente propostos para acompanhamento no âmbito nacional estão basicamente estabelecidos no Módulo 2 dos Procedimento de Rede do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), , particularmente nos submódulos 2.2 e 2.7 Padrões de Desempenho da Rede Básica [1]. Estes apresentam enfoques específicos e ainda aguardam consolidação, pelo que dificilmente pode-se ter hoje a avaliação de desempenho desejada. Este estado da arte, aliado às diferentes necessidades e características das empresas, dá margem à produção de diversos indicadores, de acordo com a visão de cada agente, acarretando conflito de interesses entre empresas de geração, transmissão e distribuição.

Podemos identificar, facilmente, alguns desses pontos em que ocorrem interesses divergentes no estabelecimento de critérios, como por exemplo: diagnóstico para fins de manutenção; acompanhamento gerencial como suporte a um plano de ação de melhorias; análise do desempenho sistêmico do ponto de vista do operador, do agente regulador, do consumidor, ou mesmo do mercado de energia elétrica. No caso das empresas proprietárias de ativos de transmissão, os indicadores que têm se mostrado mais importantes estão associados com a disponibilidade operacional destes ativos. Naturalmente, esta preocupação está relacionada com a nova cultura implantada pelos Contratos de Prestação de Serviços de Transmissão (CPST) [2], onde há uma cláusula que estabelece penalidades que estão associadas à indisponibilidade operacional. Outrossim as novas políticas de administração das empresas têm requerido a definição de indicadores que reflitam o desempenho dos empregados na participação dos lucros e resultados empresariais.

Diante da abundância de indicadores e critérios, é nosso propósito, através deste trabalho, promover uma discussão sobre o assunto. O trabalho também transparecerá uma sistemática de acompanhamento e análise de resultados, visando, principalmente, facilitar o diagnóstico e planos de ações que objetivem a melhoria de desempenho do sistema elétrico.

## 2. INDICADORES DE DESEMPENHO

Os indicadores de continuidade de serviço nos pontos de controle da Rede Básica: FIPC – Frequência da Interrupção, DIPC - Duração da Interrupção e DMIPC - Duração Máxima da Interrupção, cujas fórmulas e agregações estão definidas no submódulo 2.2 - Padrões de Desempenho da Rede Básica ONS, não permitem uma avaliação completa de desempenho do sistema, vez que não possibilitam uma correlação com o atendimento da carga. O relatório ONS –2.1/010/2000 Indicadores de Continuidade de Serviço da Rede Básica se refere a duas situações particulares que exemplificam esta limitação desses indicadores: “interrupções de serviço em pontos de controle não causam necessariamente cortes de carga” e “cortes de cargas são necessários mesmo sem interrupções de serviço em pontos de controle”. A definição desses indicadores considera apenas os eventos em que há completa ausência de tensão no ponto de controle, não incluindo, portanto, as perdas parciais na barra do ponto de controle. Outra dificuldade que estes indicadores apresentam é o necessário tratamento diferenciado que deve ser dado para os diversos tipos de arranjos de barramentos e classes de tensões. O submódulo 2.2 dos Procedimentos de Rede ONS apresenta ainda outros indicadores, a exemplo da Variação de Tensão de Curta Duração que tem certa correlação com a carga, entretanto, com aplicação específica e de trabalhosa operacionalização.

Já os indicadores de desempenho apresentados no submódulo 2.7 – Indicadores de Desempenho para Acompanhamento da Manutenção, têm um foco exclusivo de equipamento, não permitindo qualquer correlação com o atendimento da carga. São os seguintes: (a) Disponibilidade [DISP]; (b) Taxa de Desligamento Forçado [TDF] e (c) Tempo Médio de Reparo da Função [TMRF]. Como também podemos observar, nas equações a

seguir, esses indicadores não permitem uma avaliação integrada do sistema, uma vez que suas apurações utilizam expressões diferenciadas. O índice de disponibilidade [%] das linhas de transmissão (LT) é obtido através da média ponderada em relação às suas extensões (km). Para os compensadores síncronos e estáticos (CS/CE), a ponderação dos índices é feita em relação às suas potências (MVar). No caso dos transformadores de potência, reatores e banco de capacitores, não há ponderação. As expressões para o cálculo dos índices de disponibilidade

$$DISP_{LT} = \frac{\sum_{i=1}^N \left( \frac{extLT_i \times HD_i}{100} \right)}{\sum_{i=1}^N \left( \frac{extLT_i \times HP_i}{100} \right)} \times 100 \quad (1), \text{ onde:}$$

$HD_i$  = número de horas disponíveis do circuito  $i$  da linha de transmissão

$HP_i$  = número total de horas de existência do circuito  $i$  da linha de transmissão no período considerado

$extLT_i$  = extensão total do circuito  $i$  da linha de transmissão [km]

$N$  = número de circuitos das LTs, de acordo com a agregação por nível de tensão

$$DISP_{TR} = \frac{\sum_{i=1}^N HD_i}{\sum_{i=1}^N HP_i} \times 100 \quad (2), \text{ onde:}$$

$HD_i$  = número de horas disponíveis do equipamento  $i$

$HP_i$  = número total de horas de existência do equipamento  $i$  no período considerado

$N$  = número total de equipamentos, de acordo com a agregação por nível de tensão

$$DISP_{CS/E} = \frac{\sum_{i=1}^N (P_i \times HD_i)}{\sum_{i=1}^N (P_i \times HP_i)} \times 100 \quad (3), \text{ onde:}$$

$HD_i$  = número de horas disponíveis do CS/E  $i$

$HP_i$  = número total de horas de existência do CS/E  $i$  no período considerado

$P_i$  = potência efetiva do CS/E  $i$  homologada pela ANEEL [MVar]

$N$  = número total de CS/E

São também definidos os seguintes indicadores (a) Indisponibilidade para manutenção programada [INDISPMP]; (b) Indisponibilidade para manutenção forçada [INDISPMF] e (c) Taxa de Falha [TF].

### 3. INTERESSE DO CONSUMIDOR

Não há dúvidas que quanto à qualidade do serviço de energia elétrica, do ponto de vista do consumidor, na sua maioria, as perturbações que causam perda de carga são as que mais preocupam. Sob esta ótica, o montante de perda de carga, a duração e hora da interrupção, e as características do consumidor são fatores fundamentais para o estabelecimento de um índice mais adequado. Senão vejamos o seguinte exemplo:

Uma Empresa A teve apenas uma interrupção de 30 segundos num determinado período de observação, enquanto que a Empresa B teve duas interrupções de 5 minutos cada uma delas, no mesmo período. Se usarmos o índice de indisponibilidade, considerando o tempo efetivo de interrupção, pode-se dizer que a Empresa B teve uma indisponibilidade 20 vezes maior que a Empresa A. E, se ainda, forem usados os indicadores de continuidade acima citados, à Empresa A não será atribuída nenhuma interrupção enquanto que a Empresa B teria somado duas interrupções de 5 minutos no cálculo desses indicadores. Acontece que as interrupções da Empresa B ocorreram nas madrugadas de sábado para domingo, enquanto a única interrupção da Empresa A ocorreu durante a cobrança do pênalti que decidiu a copa do mundo de futebol de um país apaixonado por este esporte. Poderemos dizer que, do ponto de vista do consumidor, a Empresa A teve melhor desempenho que a Empresa B?

Obviamente, não se pretende aqui sugerir uma regra para um caso excepcional como este, mas, sem dúvida há necessidade de se pensar em fatores de ponderação que levem em conta, também, o horário da ocorrência e o tipo de carga. Existem determinados consumidores industriais para os quais apenas uma brusca queda de tensão pode causar enormes prejuízos em seus processos, enquanto que outros consumidores podem permanecer desligados por um período de vários minutos sem que haja prejuízo apreciável.

A intensidade da interrupção pode ser avaliada pelo índice de *Severidade* da ocorrência. Este indicador clássico é dado em minutos, sendo resultado da divisão da energia não suprida [MW × min], pela ponta de carga ocorrida ou prevista para a área do sistema afetada pelo distúrbio [MW]. A Tabela 1 ilustra como são classificados os distúrbios de sistemas elétricos de acordo com este índice de severidade [3]. A vantagem deste indicador é possibilitar a comparação entre os “tamanhos” dos distúrbios. Sua limitação, entretanto, é de não capturar a relevância do horário em que eles ocorreram e nem a importância econômica, política e social que estes distúrbios causaram.

TABELA 1: Mensuração de Distúrbios por Severidade

Classificação	Severidade (minutos)	Interpretação	Comentário
Grau 0	< 1	Aceitável	condição normal
Grau 1	1 a 10	Não grave	significativa para poucos agentes / consumidores
Grau 2	10 a 100	Grave	sério impacto para todos os agentes / consumidores
Grau 3	100 a 1000	Muito grave	muito sério impacto p/ todos os agentes / consumidores
Grau 4	> 1000	Catastrófica	extremo impacto p/ todos: colapso do sistema, blecaute

Um exemplo claro do que se está querendo mostrar pode ser encontrado em [4], onde são calculados os indicadores de severidade para os principais blecautes ocorridos no Brasil desde 1984. Os blecautes de 11/MAR/99 e de 21/JAN/02 foram os piores distúrbios ocorridos no Brasil e praticamente se equivaleram sob o ponto de vista desse indicador – grau 3 (117 e 113 minutos, respectivamente). Entretanto, foram observados alguns aspectos que os diferenciaram: (a) o blecaute de 21/JAN/02 ocorreu durante um período de racionamento, onde a carga máxima prevista para o dia foi inferior a de 11/MAR/99; (b) os dois blecautes ocorreram em dias úteis, porém o de 21/JAN/02 ocorreu no horário comercial, onde as atividades industriais, comerciais, etc, são mais intensas e, conseqüentemente, suas conseqüências têm maiores proporções. Além disso, o blecaute de 21/JAN/02 atingiu de forma mais intensa os estados mais desenvolvidos do país e (c) no blecaute de 21/JAN/02, foram noticiadas perdas de vidas em razão de acidentes de trânsito. Outro aspecto que ainda não está bem definido pelo índice de severidade está relacionado à definição da área do sistema afetada pelo distúrbio. Por exemplo, em 2004 houve um evento que deixou Florianópolis totalmente sem energia por cerca de 2 dias. Se considerarmos somente a capital do estado de Santa Catarina como a área do sistema afetada pela contingência, certamente encontraríamos o maior índice desta escala (grau 4 – catastrófica). Mas, se por outro lado, for considerada a área total atendida pela distribuidora do estado, a severidade deste blecaute seria menor.

#### 4. PENALIDADES

A ANEEL adotou o mecanismo de cálculo de uma Parcela Variável no Contrato de Prestação de Serviços de Transmissão (CPST), visando à maximização da disponibilidade dos equipamentos e instalações. Desse modo, a indisponibilidade programada ou não de ativos de transmissão implica na aplicação de um desconto sobre a receita, na proporção da duração da indisponibilidade. A duração da indisponibilidade, programada ou não, é multiplicada pelos fatores  $K_p$  e  $K_o$ , respectivamente. Segundo a Cláusula do CPST, a Transmissora poderá ter sua receita anual reduzida de uma Parcela Variável (PV), deduzida mensalmente do Pagamento Base (PB), refletindo a efetiva disponibilização das instalações de transmissão, calculada pela metodologia descrita a seguir:

$$PV = \frac{PB}{24 \times 60 \times D} K_p \left( - \sum_{i=1}^{NP} DDP_i \right) + \frac{PB}{24 \times 60 \times D} \left( - \sum_{i=1}^{NO} K_o DOD_i \right) \quad (4)$$

Onde:

D = Número de dias do mês.

DDP = Duração, em minutos, de cada Desligamento Programado que ocorra durante o mês.

DOD = Duração, em minutos, de cada um dos Outros Desligamentos que ocorram durante o mês.

$K_p = K_o / 15 = 10 \Rightarrow$  Fator para desligamentos programados.

NP = Número de desligamentos programados da instalação ao longo do mês.

$K_o = 150 \Rightarrow$  Fator para outros desligamentos de até 300 minutos após o primeiro minuto (o fator será reduzido para  $K_o / 15$ , após o 301º minuto)

NO = Número de outros desligamentos da instalação ao longo do mês.

Inicialmente estimava-se uma perda de receita da ordem de 1 % para o desempenho “adequado”, considerando a metodologia acima. Com o início da operação das primeiras linhas licitadas, as Transmissoras privadas reunidas no âmbito da Associação Brasileira da Infra-estrutura e Indústrias de Base (ABDIB), desenvolveram estudos para avaliar a repercussão da aplicação do mecanismo da PV que indicaram perdas de receita bem superiores às previstas. Utilizando a base de dados estatísticos do setor elétrico, este trabalho indicou a possibilidade de perdas de receita superiores a 10 %. Novos estudos foram feitos por solicitação da ANEEL, desta feita tendo a participação da ABDIB, da Associação Brasileira das Grandes Empresas de transmissão de Energia Elétrica (ABRATE) e do ONS, cujos resultados apontaram perdas de receita da ordem indicada pelos estudos iniciais da ABDIB, isto é, cerca de dez vezes superior à inicialmente estimada. Ressalta-se ainda que este critério de penalidades, a princípio, não contribui para a otimização dos processos de intervenção do ponto de vista do consumidor, vez que não diferencia intervenções realizadas em horários de menor solicitação de carga, a exemplo de feriados, carga leve, etc. Estes casos, que trazem maiores custos para o agente proprietário do ativo (pagamento de hora extra, por exemplo), não apresentam compensação relativamente à penalidade.

## 5. ESTRATIFICAÇÃO DE CAUSAS

Outro ponto que suscita muita discussão diz respeito à estratificação dos desligamentos intempestivos (não programados) segundo suas causas. É visível a preocupação dos agentes diante das premissas ou interpretações que podem equivocadamente atribuir inteira responsabilidade pelas perturbações a um determinado agente, seja de geração, de transmissão ou de distribuição. Acredita-se que esta questão também merece uma análise mais aprofundada. As avaliações dos desligamentos não devem ocorrer sem que haja um correspondente plano de melhorias, com compromisso entre as partes envolvidas. Isto não ocorrendo iremos conviver com infundáveis demandas no campo judicial.

Vejamos o caso de contingências simples de circuitos que não deveriam provocar perdas de carga, uma vez que o sistema é dimensionado para atender ao critério “N-1”. Entretanto, em razão de uma série de circunstâncias conjunturais e econômicas, este critério nem sempre é atendido. Ainda assim, já foram imputadas penalidades às transmissoras quando de indisponibilidades simples, mesmo sabendo-se que a responsabilidade pelo projeto do sistema não é da empresa proprietária do ativo.

## 6. CONSIDERAÇÕES FINAIS

Diante do exposto e pelo muito que ainda se pode considerar, se não houver uma metodologia clara,, uniformidade de apuração e sobretudo indicadores de integração, as avaliações se tornarão inócuas e dependerão dos interesses diversos.

Buscando resgatar condições favoráveis para o diagnóstico desejado, a ELETROBRÁS e as suas subsidiárias detentoras de ativos de transmissão: CHESF, ELETRONORTE, ELETROSUL e FURNAS vêm realizando um trabalho de análise do desempenho dos seus sistemas de transmissão, agregando um diagnóstico com identificação dos pontos críticos e um plano de melhorias para seus sistemas de transmissão. O trabalho deste grupo tem se concentrando nos indicadores que servem para a busca das soluções que melhorem o desempenho dos sistemas de transmissão, além de procurar uma padronização nos critérios de coleta de dados e cálculo de índices [5]. Neste sentido busca-se considerar o disposto nos submódulos 2.2 e 2.7 dos Procedimentos de Rede do ONS, resgatando também experiências e procedimentos anteriormente definidos pelo Comitê de Análise de Desempenho do Sistema Elétrico Brasileiro (CDB) [5].

Um dos indicadores acompanhado pelo Grupo ELETROBRAS diz respeito ao Número de Eventos com Interrupção de Carga (NEIC). A apuração desse indicador permitiu verificar sensível melhora no número de desligamentos não programados com interrupção de carga ocorridos no período de 2002 a 2004, verificando-se um decréscimo de cerca de 60%. Este indicador quando associado às causas dos desligamentos, permite

visualizar onde se devem envidar esforços para melhorias. Por exemplo, observa-se claramente na Tabela 2 que o grupo "Falha em Equipamentos e Acessórios" é responsável por cerca de 40% dos eventos.

TABELA 2 – Causas de Eventos com Interrupção de Carga

Causa	2002	2003	2004
Falha Humana	12%	12%	7%
Fenômenos Naturais	16%	20%	15%
Falha em Equipamentos e Acessórios	40%	39%	41%
Falha em Sistemas de Proteção e Controle	11%	12%	16%
Outras Causas	21%	17%	21%
<b>Total</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>

É compreensível que o desligamento não programado tenha penalidade distinta do desligamento programado, entretanto, não parece ser justificável os valores e as proporções atualmente praticados. É razoável considerar a necessidade de reavaliação dos valores hoje atribuídos aos fatores  $K_p$  e  $K_o$ , bem como os aspectos já mencionados quanto ao montante de carga ocasionalmente interrompido, sua característica e circunstâncias.

Para ilustrar usaremos um exemplo hipotético de uma Transmissora proprietária de linhas de transmissão em 230 kV, com um total de 500 km de extensão. Adotando-se os dados de Taxa de Falha e Tempo Médio de Reparo do histórico do sistema brasileiro [3], resumidos na Tabela 3, pode-se prever a ocorrência de cerca de 10 desligamentos por ano nestas linhas, com uma indisponibilidade média mensal da ordem de 114 minutos. Imaginando-se que apenas 40 minutos (DOD) desse total correspondam a desligamentos não programados (outros desligamentos), a dedução mensal seria de  $15,58\% \times PB$ . Se, por acaso ocorresse o contrário, ou seja, o tempo de desligamentos não programados DOD igual a 74 minutos, a dedução mensal agora seria de  $26,6\% \times PB$ . Sem que pareça exagerado, a soma dos valores da PV, neste exemplo hipotético, seria limitada conforme já previsto no CPST. Portanto, observa-se que a possível aplicação da parcela variável com base nesta metodologia, cujos critérios ainda se encontram em discussão poderá ainda sofrer alterações.

TABELA 3: Dados do Sistema Interligado Brasileiro

Tensão (kV)	Taxa de Falha de LTs (falhas/km.ano)	Tempo Médio de Reparo (horas)
138	0,04092	2,958
230	0,01981	2,286
345	0,01804	3,142
440	0,01057	3,411
500/525	0,01382	1,521
765	0,00978	14,635
Taxa de Falha de Transformadores (falhas/equipamento.ano)		
todas	0,11	40,0

Outro aspecto que não pode deixar de ser considerado é a influência da tecnologia dos equipamentos nos índices de PV. Um exemplo claro é o caso dos compensadores síncronos que, após seu desarme, exige relativo tempo (parada total e esfriamento) para possibilitar o início da intervenção. Esta característica do equipamento merece um tratamento diferenciado quanto ao tempo apurado para a PV. Da mesma forma outros equipamentos exigem certos preparativos até uma condição segura, tanto do ponto de vista patrimonial quanto pessoal, para

intervenção. Outrossim, as intervenções que se caracterizam como aproveitamentos, caso de equipamentos em configuração serie, não recebem tratamento diferenciado no atual critério de apuração das penalidades associadas à indisponibilidade. O aumento do custo da intervenção, face ao necessário reforço das equipes para viabilizar trabalhos simultâneos, em equipamentos distintos, não recebe incentivo quanto à redução das penalidades associadas à indisponibilidade.

Diversas sugestões podem ser analisadas, como simplesmente rever os valores das constantes Kp e Ko, de modo a melhor adequá-los à realidade. Outra idéia seria a criação de um banco de minutos de indisponibilidade. Sabe-se que a média da freqüência e duração das indisponibilidades apresenta fortes oscilações quando se considera a base temporal mensal e, por outro lado, um comportamento mais estável nas bases anuais e trianuais. Desse modo, cada instalação receberia um crédito anual de minutos considerados como indisponibilidade normal e, a medida que os meses fossem passando, seriam debitados os minutos de efetiva indisponibilidade da instalação. Assim, ao final de um período de um ano, por exemplo, seria feita a análise do balanço das indisponibilidades. Neste caso, além das penalizações também poderiam ser previstos créditos, ou mesmo bônus, para os casos em que a indisponibilidade anual ficasse muito aquém do valor previsto como dentro da normalidade. Este enfoque certamente estimularia um melhor desempenho, pois, além de não serem penalizadas, as empresas se esforçariam em também buscarem bônus ou créditos para seus ativos.

## 7. CONCLUSÕES

O presente trabalho salienta as vantagens do modelo cooperativo para o processo de avaliação de desempenho do sistema elétrico brasileiro. É evidente também que o sucesso dessa tarefa num ambiente competitivo exige um esforço muito além do que já se tem empreendido. No demais se pode constatar que:

- ✓ A reestruturação do modelo do setor elétrico brasileiro tem estimulado esforços desassociados de apuração de indicadores, conforme o negócio – geração, transmissão e distribuição – não incentivando a obtenção de um indicador integrador que qualifique o serviço de energia elétrica correlacionado à expectativa do consumidor.
- ✓ Os atuais critérios de penalidade associados aos índices de indisponibilidade operacional, sem agregar determinados aspectos, trazem um comprometimento financeiro para o agente de transmissão acima da expectativa e não diferencia o grau de severidade da indisponibilidade conforme aspectos fundamentais para o consumidor: montante, tipo de carga interrompido, horário, etc.
- ✓ A correta identificação das causas das ocorrências de desligamentos nos sistemas, juntamente com a caracterização da carga afetada e circunstância, permite melhorar o diagnóstico.
- ✓ Em alguns casos de indisponibilidade, os tempos de normalização de equipamentos e linhas de transmissão, conforme suas tecnologias e características operacionais, correspondem à maior contribuição para esse índice.
- ✓ É fundamental reavaliar os atuais critérios de apuração dos indicadores de disponibilidade operacional agregando aspectos compensatórios para a promoção de circunstâncias sistêmicas mais favoráveis.
- ✓ É de grande importância a iniciativa do Grupo ELETROBRAS em reinstalar um fórum de avaliação do desempenho dos seus sistemas de transmissão.

## 8. REFERÊNCIAS

- [1] Submódulos 2.2 e 2.7 – Padrões de Desempenho da Rede Básica e Indicadores de Desempenho para Acompanhamento da Manutenção - Módulo 2 (Padrões de Desempenho da Rede Básica e Requisitos Mínimos para suas Instalações) dos Procedimentos de Rede do ONS;
- [2] Modelo de Contrato de Prestação de Serviços de Transmissão - ONS.
- [3] Marcus Schilling et al., Confiabilidade da Rede Básica, GAT-22, XVII SNPTEE, Uberlândia, OUT 2003
- [4] P.C.Almeida e R.Prada, "Esquemas de Proteção de Sistemas de Energia Elétrica" – Dissertação de Mestrado – PUC Rio - JUL 2002
- [5] Manual de Coleta de Dados, Apuração e Apresentação dos Indicadores de Desempenho do Sistema Interligado, GCOI / CDB - setembro 97.

Autores deste Artigo:

Paulo Almeida  
Miguel Mitre  
Sidney Santana Jr  
Alberto Vitor  
Rosane Dominguez  
Allan Cascaes

ELETROBRÁS  
CHESF  
ELETRONORTE  
ELETROSUL  
FURNAS  
UERJ

almeida@eletrobras.com  
mitre@chesf.gov.br  
sidneysantana@eln.gov.br  
avitor@eletrosul.gov.br  
rosane@furnas.com.br  
allancascaes@terra.com.br