

XVI SEMINÁRIO NACIONAL DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA**Regulação e Monitoração da Qualidade da Rede Básica - Indicadores de Continuidade de Serviço**

D. Brasil *	B. Gerbassi	F. Martins	J. R. Medeiros	M. P. Pereira
	ONS		JRMED	Marcopolo
	Operador Nacional do Sistema Elétrico		Consultoria	Consultoria

* e-mail: docb@ons.org.br

RESUMO

A qualidade de suprimento da energia elétrica tem sua importância cada vez mais acentuada entre os diferentes tipos de consumidores. O ONS (Operador Nacional do Sistema Elétrico), que é o operador independente exclusivo no Brasil, tem entre suas funções a responsabilidade pelo estabelecimento das ações para que a qualidade da energia elétrica suprida atenda aos padrões necessários.

Neste contexto a Resolução nº 24 da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), de janeiro de 2000, estabelece indicadores e metas de qualidade relativas à continuidade de fornecimento de energia elétrica que devem ser observados pelos agentes distribuidores. Esta resolução estabelece também indicadores de continuidade para as barras de conexão da Rede Básica do Sistema Elétrico Nacional Brasileiro (Rede Básica) com os agentes distribuidores, que deverão ser apurados e divulgados pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS). Recentemente a Resolução 67, de junho de 2004, alterou a localização de parte dos Pontos de Controle.

Este trabalho tem por objetivo apresentar as ações coordenadas pelo ONS referentes à conceituação, definição de terminologia, critérios associados aos indicadores, implantação do processo de apuração e proposição de padrões de desempenho para os indicadores. Também são apresentados resultados referentes à apuração dos indicadores no período julho de 2000 a março de 2004.

PALAVRAS-CHAVE

Qualidade de energia. Indicadores de Qualidade. Indicadores de Continuidade. Pontos de Controle. Monitoração.

1. INTRODUÇÃO

Conforme estabelecido na Resolução 024/2000 da ANEEL, o desempenho dos agentes distribuidores é acompanhado, dentre outros, por indicadores de continuidade (DEC, FEC, DIC, FIC, DMIC). São exigidos padrões de desempenho conforme seus contratos de concessão e resoluções específicas da ANEEL, estando os agentes distribuidores sujeitos a penalidades nos casos de eventuais violações. Desta forma, em função de suas atribuições e responsabilidades, apresentam-se cada vez mais interessados em conhecer e acompanhar o desempenho da Rede Básica.

Por outro lado, os agentes transmissores são responsáveis por disponibilizar as instalações de transmissão integrantes de Rede Básica, conforme descrito em seus Contratos de Prestação de Serviço de Transmissão (CPST), estando sujeitos a penalidades em caso de indisponibilidade das mesmas. Observa-se, portanto, que os agentes transmissores e distribuidores são responsáveis por oferecer diferentes produtos e serviços: os distribuidores caracterizam-se pelo serviço de fornecimento de energia a seus consumidores, enquanto que os transmissores disponibilizam suas instalações ao ONS para o serviço de transporte de energia, sem, entretanto, vinculação com a comercialização da energia. Assim sendo, buscando oferecer aos agentes usuários da Rede Básica indicações de seu desempenho, a ANEEL também estabeleceu na Resolução nº 24/2000 indicadores de duração e frequência de interrupção referentes às barras de conexão dos agentes com a Rede Básica, sendo o ONS o responsável pela apuração e divulgação de tais indicadores, bem como a proposição de padrões de desempenho.

2. REDE BÁSICA

A Rede Básica vem sofrendo alterações na medida em que o modelo para o setor Elétrico se consolida. Considerando a Resolução 67, pode-se afirmar que ela é composta das linhas de transmissão, barramentos, transformadores de potência e equipamentos de subestação em tensão igual ou superior a 230 kV e transformadores de potência com tensão primária igual ou superior a 230 kV e tensões secundária e terciária inferiores a 230 kV, bem como as respectivas conexões e demais equipamentos ligados ao terciário. Não fazem parte da Rede Básica linhas de transmissão, transformadores de potência e equipamentos de subestação, em qualquer tensão, quando de uso de centrais geradoras ou consumidores livres, em caráter exclusivo, interligações internacionais e equipamentos associados, em qualquer tensão, quando de uso exclusivo para importação e/ou exportação de energia elétrica e linhas de transmissão, barramentos, transformadores de potência e equipamentos de subestação, em tensão inferior a 230 kV, localizados ou não em subestações integrantes da Rede Básica.

Atualmente o Sistema Elétrico Brasileiro é praticamente todo interligado, com exceção de pequenos sistemas isolados, sendo os dados principais os indicados na TABELA 1, tomando como base o ano de 2002.

TABELA 1 – Características da Rede Básica (2002)

Nível de Tensão (kV)	Comprimento Total das Linhas de Transmissão (km)	Capacidade Instalada nas Subestações (MVA)
230	32.609	36.195
345	9.023	34.705
440	6.667	15.837
500	17.739	55.482
± 600 HVDC	1.612	----
750	2.693	16.50

3. CONCEITUAÇÃO E TERMINOLOGIA

Os indicadores de desempenho estabelecidos na Resolução 024/2000 da ANEEL referem-se a continuidade do serviço de transporte da Rede Básica, sem relação direta com interrupções de fornecimento a consumidores. Visando um melhor entendimento em relação à aplicação dos indicadores da Rede Básica, bem como a operacionalização dos procedimentos de apuração dos mesmos, foram desenvolvidos os seguintes conceitos:

Ponto de Controle:

Instalação, ou conjunto de instalações, localizada na fronteira da Rede Básica com os ativos de conexão dos demais agentes, independentemente do nível de tensão.

Interrupção de Serviço da Rede Básica no Ponto de Controle:

Sempre que o mesmo permanecer fora de serviço por um período igual ou superior a 1 (um) minuto, devido a problemas internos ou externos à Rede Básica, considerando quaisquer eventos locais ou remotos, inclusive os programados, caracterizando-se pela ausência de tensão no ponto de controle.

Os indicadores de continuidade têm a seguinte definição:

DIPC – Duração da Interrupção do Serviço da fronteira da Rede Básica no Ponto de Controle

FIPC – Frequência da Interrupção do Serviço da fronteira da Rede Básica no Ponto de Controle

DMIPC – Duração Máxima da Interrupção do Serviço da fronteira da Rede Básica no Ponto de Controle

Estes conceitos estão registados no Módulo 2 dos Procedimentos de Rede do ONS que trata do desempenho da Rede Básica, relacionando também outros indicadores de desempenho como variação de frequência e tensão, flutuação de tensão, desequilíbrios de tensão, distorção harmônica e variação de tensão de curta duração

As FIGURAS 1, 2 e 3 mostram exemplos de pontos de controle para as configurações de arranjo de barra principal e transferência, barra dupla e disjuntor e meio. No primeiro caso há apenas um ponto de controle (PC), correspondente a barra principal. No segundo e no terceiro casos há dois pontos de controle (PC1 e PC2), correspondendo a cada uma das barras ou conexões com os agentes na fronteira da Rede Básica.

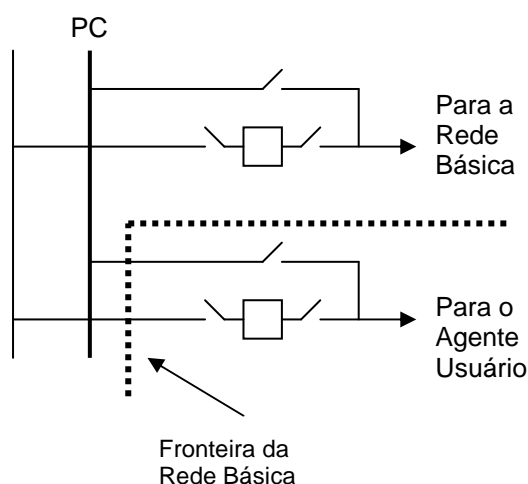


FIGURA 1 – Configuração barra principal e transferência

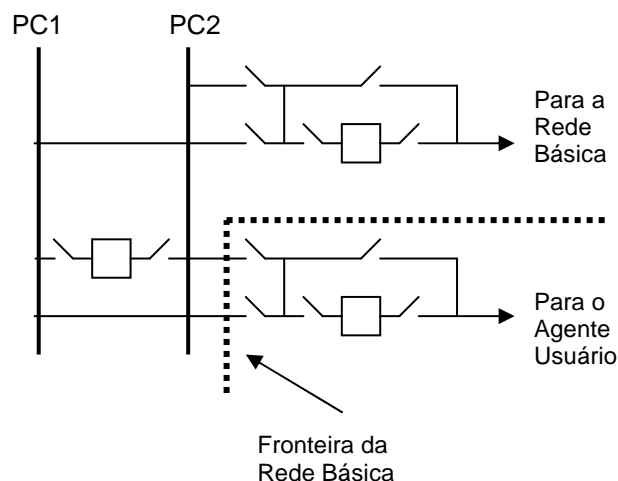


FIGURA 2 – Configuração barra dupla

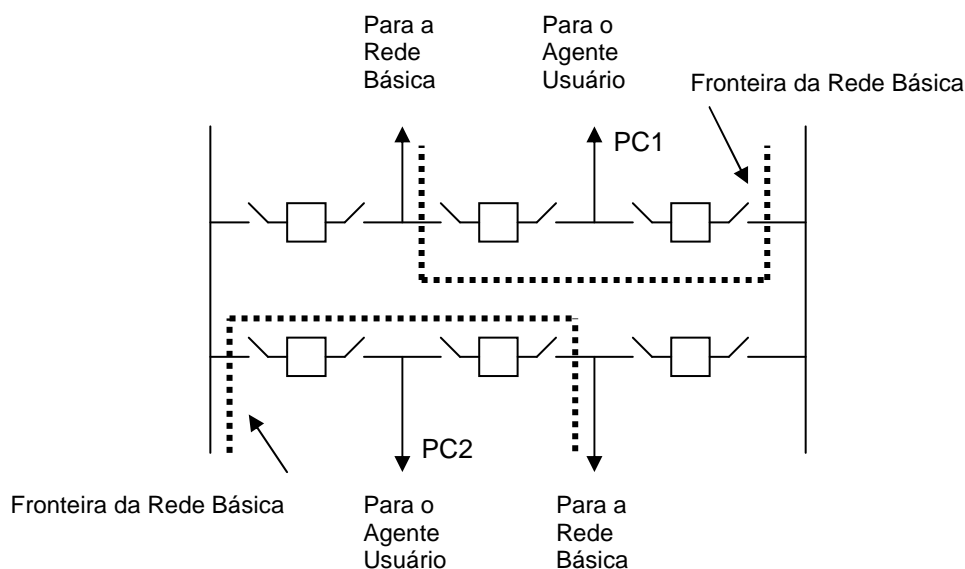


FIGURA 3 – Configuração disjuntor e meio

4. ESTRUTURA DO PROCESSO DE APURAÇÃO

A primeira etapa do processo de apuração caracterizou-se pelo cadastramento dos pontos de controle da Rede Básica.

Foram estabelecidos todos os pontos de controle na fronteira da Rede Básica com tensões variando de 13,8 kV a 765 kV. Quando da elaboração do presente artigo existiam 702 Pontos de Controle na Rede Básica. Com a implementação da Resolução 67 os Pontos de Controle deverão sofrer alterações, sendo prevista uma redução da ordem de 11 % em virtude da saída de muitos Pontos de Controle em tensões inferiores a 230 kV, das instalações que deixam de fazer parte da Rede Básica.

As FIGURAS 4 a 6 mostram a distribuição dos 702 Pontos de Controle por região, nível de tensão e configuração de barra, respectivamente.

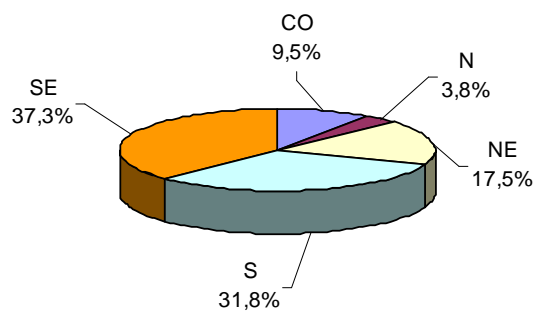


FIGURA 4 – Distribuição dos pontos de controle por região

Observa-se que 68% dos pontos de controle encontram-se nas regiões Sul e Sudeste, que são as regiões mais industrializadas do Brasil e onde há a maior densidade de consumo de energia elétrica.

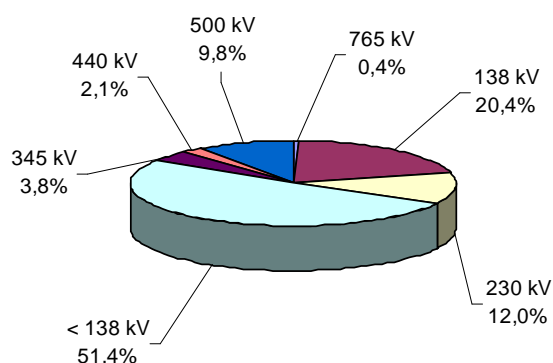


FIGURA 5 – Distribuição dos pontos de controle por nível de tensão

Com relação ao nível de tensão, o gráfico da FIGURA 5 mostra a grande quantidade de pontos com tensão igual ou inferior a 138 kV, representando cerca de 52% do total.

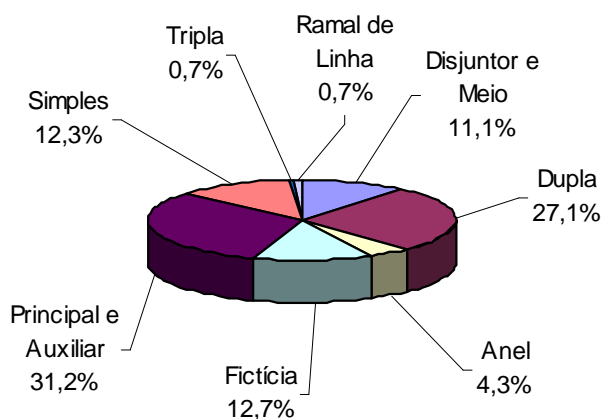


FIGURA 6 – Distribuição dos pontos de controle por configuração de barra

A FIGURA 6 mostra a distribuição dos pontos por configuração de barra, observando-se que 60,8% dos pontos são de barra dupla ou principal e transferência, normalmente associados aos níveis de tensão mais baixos.

A segunda etapa do processo de apuração caracterizou-se pela definição dos procedimentos a serem seguidos pelos operadores dos centros de controle, registrados em documento denominado “*Apuração das Interrupções do Serviço da Rede Básica nos Pontos de Controle*”, integrante do Módulo 10 dos Procedimentos de Rede do ONS.

Para o processo de apuração foram definidas as informações a serem coletadas pelos centros de operação e armazenadas em uma base de dados. Estas informações são utilizadas no cálculo dos indicadores, bem como na gerência dos mesmos, uma vez que é de responsabilidade do ONS manter o desempenho do sistema em níveis adequados, tomando as ações necessárias para tal. Quando da ocorrência de interrupção de serviço em um ponto de controle, são coletadas as seguintes informações:

1. Classificação quanto ao tipo de evento: interrupções programadas ou outras interrupções;
2. Classificação quanto a origem: interna ou externa à Rede Básica;
3. Classificação quanto ao equipamento associado a origem da ocorrência;
4. Data e hora de início e fim da ocorrência.

A apuração dos indicadores teve início em julho de 2000. Foi emitido um relatório contendo indicadores referentes ao período julho de 2000 a março de 2003, além de um processo de gestão para a seleção dos Pontos de Controle com desempenho histórico crítico e a análise destes Pontos de Controle com desempenho considerado insatisfatório. Um outro relatório deverá ser emitido em 2004, contendo a atualização dos indicadores e do processo de gestão. Relatórios mensais de apuração devem ser regularmente emitidos e encontram-se disponíveis através da *Internet* na web-page do ONS.

Os registros das interrupções são armazenados na Base de Dados Técnica, seguindo-se as orientações constantes do documento já citado neste item. Atualmente estes registros contém informações sobre mais de 4.300 interrupções. Quando da manipulação destes registros da Base de Dados Técnica, com a finalidade de apuração dos indicadores de continuidade, eventualmente se verifica alguma possível discrepância na consistência dos registros. É prática usual a verificação dos registros das interrupções que se encontram nesta situação. Eventualmente alguma inconsistência é confirmada e os registros têm que ser alterados.

A depuração das interrupções da Base de Dados vem sendo realizada já há algum tempo, tendo sido efetuada em vários níveis de crítica. As críticas mais recentes foram realizadas com base na condição operativa para a configuração “barra dupla” e na revisão conceitual da configuração de barra “disjuntor e meio”. No primeiro caso, apesar da configuração da subestação estar classificada como sendo “barra dupla”, na prática a condição operacional é de “barra principal e transferência”, por falta da instalação da proteção. Assim, existia apenas um em vez de dois Pontos de Controle nestas subestações e a quantidade de Pontos de Controle foi alterada de forma a evitar o lançamento de interrupções duplicadas. No segundo caso o problema era de natureza conceitual porque a instalação do tipo “disjuntor e meio” é muito flexível, fazendo com que a interrupção no Ponto de Controle dependa de ocorrências múltiplas para que a ausência de tensão na barra da Rede Básica seja caracterizada, o que não estava ocorrendo em função dos lançamentos.

Os problemas acima relatados geralmente são observados quando os resultados da apuração são analisados aplicando-se alguma condição específica para definir o tipo de análise.

5. APURAÇÃO DOS INDICADORES

A apuração dos indicadores teve início em julho de 2000, tendo sido divulgados os resultados obtidos através da Web-page do ONS. A TABELA 2 mostra os valores anuais médios globais dos indicadores referentes aos resultados da apuração para o período de julho de 2000 a março de 2004. Observou-se para este período uma duração média de interrupção por ponto de controle de 1,77 horas, com

freqüência associada de 1,57 interrupções. É importante ressaltar que os indicadores de 2000 (julho a dezembro) e de 2004 (janeiro a março), principalmente este último, podem conter distorções porque foram anualizados.

TABELA 2 – Valores anuais médios globais (julho 2000 a março 2004)

Ano	DIPC (horas)	FIPC (ocorrências)
2000	2,74	1,60
2001	1,72	1,63
2002	2,26	2,02
2003	1,53	1,41
2004	0,61	1,19

A TABELA 3 apresenta os valores anuais médios dos indicadores calculados para todos os níveis de tensão. Observa-se que os pontos de maior tensão apresentam melhor desempenho, se comparados aos níveis mais baixos.

TABELA 3 – Valores médios por nível de tensão (julho 2000 a março 2004)

Tensão (kV)	DIPC (horas)	FIPC (ocorrências)
< 138	2,33	2,32
138	2,33	1,44
230	0,73	0,56
345	0,25	0,19
440	0,00	0,01
500	0,04	0,07
765	0,00	0,00

Os resultados da apuração segundo uma agregação por tipo de configuração de barra, conforme mostrados na TABELA 4, mostram que as configurações de barra simples e principal e transferência apresentam desempenho inferior.

TABELA 4 – Valores médios por configuração de barra (julho 2000 a março 2004)

Configuração de Barra	DIPC (horas)	FIPC (ocorrências)
Simple	4,75	3,25
Principal e Transferência	1,81	1,72
Dupla	0,74	0,49
Tripla	0,00	0,04
Anel	0,41	0,35
Disjuntor e Meio	0,13	0,12

6. INFLUÊNCIA DO TIPO DE OCORRÊNCIA

As interrupções são caracterizadas como sendo de vários tipos, os quais podem ser agrupados em dois grupos maiores. Um deles abrange as interrupções programadas, onde encontram-se as interrupções para manutenções e melhorias no sistema elétrico e o outro as interrupções não programadas, sendo estas associadas a causas acidentais, emergências, urgências, à atuação da proteção, falhas em equipamentos, fenômenos naturais, etc..

De um modo geral pode-se afirmar que as interrupções programadas se caracterizam por durações elevadas e baixa ocorrência quando comparadas às interrupções não programadas.

De forma a ilustrar a diferença entre os indicadores associados às interrupções para os diferentes tipos (programados e não programados) são apresentados as FIGURAS 7 e 8, onde as somas dos valores parciais correspondem às taxas médias anuais já apresentados na TABELA 2.

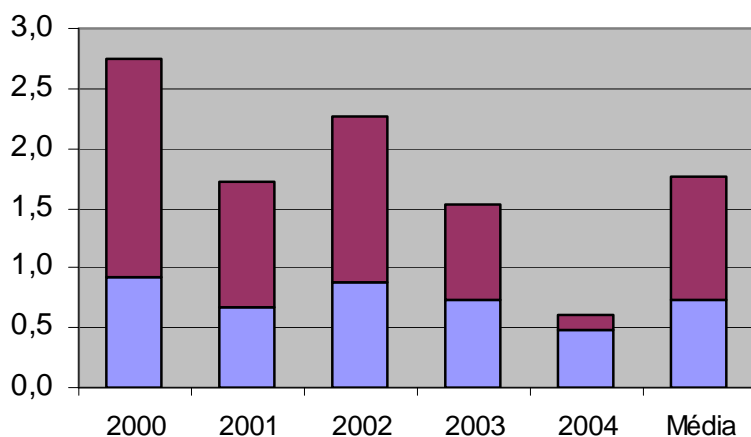


FIGURA 7 – Valores Anuais Médios para DIPC no período julho 2000 a março 2004

A TABELA 5 mostra os valores de DIPC utilizados para o gráfico da FIGURA 7.

TABELA 5 – Valores médios globais de DIPC (julho 2000 a março 2004)

Ano	DIPC (programadas)	DIPC (outras)
2000	1,82	0,93
2001	1,05	0,67
2002	1,37	0,88
2003	0,79	0,74
2004	0,13	0,49

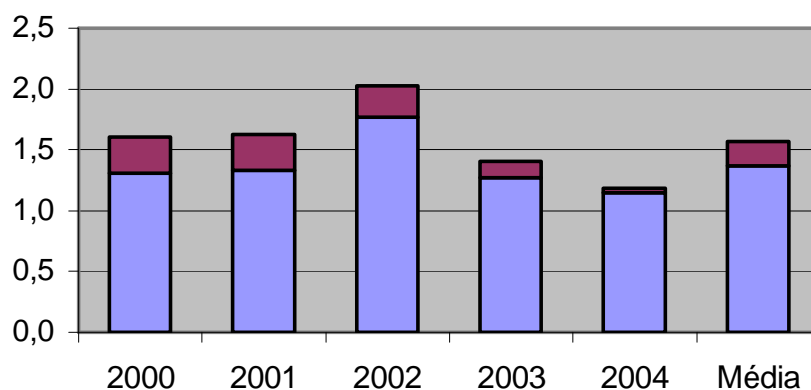


FIGURA 8 – Valores Anuais Médios para FIPC no período julho 2000 a março 2004

A TABELA 6 mostra os valores de FIPC utilizados para o gráfico da FIGURA 8.

TABELA 6 – Valores médios globais de FIPC (julho 2000 a março 2004)

Ano	FIPC (programadas)	FIPC (outras)
2000	0,30	1,31
2001	0,30	1,33
2002	0,26	1,77
2003	0,13	1,27
2004	0,04	1,15

7. PROSSEGUIMENTO DAS ATIVIDADES

Tendo o ONS a responsabilidade de garantir os padrões de desempenho da Rede Básica a todos os seus usuários, torna-se necessário não apenas apurar indicadores de desempenho, confrontando-os com padrões preestabelecidos, mas também desenvolver um sistema de gestão que permita acompanhar a evolução desses indicadores e subsidiar as ações para investimentos na Rede Básica, melhorando o seu desempenho.

Dando prosseguimento às atividades até então desenvolvidas, e como parte deste sistema de gestão, estudos têm sido desenvolvidos com a finalidade de estabelecer valores de referência para os indicadores de duração e frequência. Estes valores são obtidos utilizando-se os dados históricos, depurados através de análise dos registros das ocorrências, e os valores calculados para cada Ponto de Controle a partir de análises de probabilidade de ocorrência de falha dos componentes (valores preditivos), com base em taxas médias de falhas e de durações das falhas para os equipamentos e linhas de transmissão associados às configurações específicas dos Pontos de Controle.

Estes estudos buscam estabelecer famílias de pontos de controle que possuam comportamento similar, considerando-se atributos como nível de tensão, configuração de barra, ou ainda outras características que se mostrem relevantes. Os resultados obtidos das avaliações de agrupamento, em conjunto com os valores apurados dos indicadores, possibilitará o estabelecimento de padrões de desempenho que viabilizem o acompanhamento do desempenho dos pontos de controle.

8. IMPACTOS DAS ALTERAÇÕES REGULATÓRIAS E DA EXPANSÃO DA REDE

Desde a implantação dos Pontos de Controle foram publicadas algumas resoluções a ANEEL que tratam de novos critérios para a composição da Rede Básica, eventualmente alterando as fronteiras com os agentes usuários da mesma. Tal fato demanda novo cadastramento para os pontos de controle, alterando significativamente a estrutura hoje existente. Além de possíveis alterações regulatórias, também as expansões da Rede Básica, podem afetar o contorno da rede, alterando o conjunto de pontos.

Estes aspectos tem impacto significativo na gestão do desempenho dos Pontos de Controle porque a ausência de informações destes pontos na base histórica disponível dificulta o estabelecimento de valores de referência. Atualmente, tendo em vista a publicação da Resolução 67, de junho de 2004, que altera a composição da Rede Básica, o ONS está empenhado em estabelecer a revisão do cadastro com os novos Pontos de Controle.

Observa-se portanto a necessidade de uma ação contínua no sentido de atualizar a relação de pontos de controle, bem como as informações a eles associadas.

9. CONCLUSÕES

A monitoração da qualidade de sistemas elétricos sempre foi alvo de interesse, intensificando-se com a reestruturação do setor elétrico. O desempenho dos agentes é continuamente acompanhado por

órgãos reguladores, estando estes sujeitos a penalidades em caso de descumprimento ou violações de metas estabelecidas.

Para garantir o acompanhamento adequado do desempenho dos diversos setores, de geração, transmissão e distribuição, é necessária a definição de indicadores de qualidade, para cada um destes segmentos. Nesta direção, os indicadores de continuidade de serviço fornecem aos usuários da Rede Básica uma medida de qualidade da mesma, agregando informação importante aos distribuidores, por exemplo, para o planejamento de suas redes próprias. Para uma avaliação mais abrangente e completa do desempenho da rede, são necessários também indicadores de qualidade como os de variações de tensão e distorção harmônica, dentre outros.

A avaliação e depuração dos registros das interrupções nos Pontos de Controle, juntamente com os resultados obtidos do processo de apuração dos indicadores de continuidade, possibilitará ao ONS a obtenção de subsídios para acompanhar o desempenho da Rede Básica e estabelecer ações necessárias à manutenção da qualidade do serviço do sistema de transmissão.

Os resultados apurados para os indicadores de continuidade no período entre 2000 e 2004, permitem enumerar as seguintes conclusões:

- a) os indicadores anuais são uniformes e podem ser considerados satisfatórios para o período examinado. A frequência de interrupções encontra-se situada na faixa entre 1,2 e 2,0 ocorrências por ano, com média geral igual a 1,6 ocorrências.
- b) o tipo de ocorrência tem um impacto significativo nos resultados quanto à duração das interrupções. Por exemplo, considerando-se somente as interrupções não programadas a média global para o indicador DIPC no período examinado é reduzida de 1,8 para 0,7 horas.
- c) o desempenho dos Pontos de Controle é melhor para os níveis de tensão mais elevados e as configurações de barra com maior flexibilidade operativa.
- d) a dinâmica de evolução do sistema, bem como as possíveis alterações regulatórias, demandam esforços permanentes quanto ao acompanhamento e aperfeiçoamento do processo de gestão dos indicadores de continuidade dos Pontos de Controle.

10. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] ANEEL. Resolução nº 24, de 27 de janeiro de 2000.
- [2] ONS. Procedimentos de Rede, Módulo 2.
- [3] ONS. Procedimentos de Rede, Módulo 10.
- [4] ONS. Indicadores de Continuidade de Serviço da Rede Básica - Padrões de Desempenho. Relatório Técnico ONS-2.1/010/2000.
- [5] R. Gomes, D. Brasil, J.R.. Medeiros. Gerenciamento da Qualidade de Energia Elétrica – Visão do ONS. IX ERLAC, Brasil, Maio de 2001.
- [6] Roberto J. R. Gomes, Dalton O. C. Brasil, José Roberto de Medeiros - Power Quality Management as a Goal of ONS (Operador Nacional do Sistema Elétrico) - The Brazilian Transmission ISO, ICHQP 2000.
- [7] Roberto J. R. Gomes Dalton O. C. Brasil José Roberto de Medeiros, Power Quality Management Issues over the Brazilian Transmission System, ICHQP 2002.
- [8] ANEEL. Resolução nº 67, de 12 de junho de 2000.