

XIV SEMINÁRIO NACIONAL DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

CONTINUIDADE DA DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA: DESAFIOS A ENFRENTAR

**MIGUEL ÂNGELO HENLEY G. SILVA / EDUARDO SORMANTI HASSIN
AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL**

**Palavras – chave: indicadores de continuidade
regulamentos
minimização de interrupções
novas tecnologias**

Foz do Iguaçu, 19 a 23 de novembro de 2000

I - INTRODUÇÃO

Esta contribuição técnica tem por objetivo orientar os agentes distribuidores, principalmente os de pequeno porte, sobre o impacto das interrupções de energia elétrica nos valores finais dos indicadores de continuidade referendados pela Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL cuja implantação, em sua plenitude, se estenderá até 2005. As duas décadas de vigência da Portaria 046/DNAEE/78 que estabelecia limites bastante flexíveis e uniformes em todo o país para os indicadores de continuidade em contrapartida aos parcos investimentos praticados pelas empresas de distribuição, nos anos que antecederam à privatização, fizeram com que, de um modo geral, houvesse um desaquecimento da busca pela melhoria da qualidade do serviço prestado aos clientes. Tal fato é ilustrado por tabelas que comparam o quantitativo de interrupções, por causa, apropriado em meados da década de 80 com um recente mostrando que, entre outros aspectos, o percentual de interrupções acidentais atribuído a causas classificadas como “desconhecidas” é significativo e estável. Apresenta, inicialmente, uma abordagem teórica sobre as mudanças institucionais e redefinições regulatórias, um histórico sobre a legislação desde o Código de Águas de 1934 até a recém promulgada Resolução nº 024/2000 – ANEEL, enfocando principalmente os novos indicadores de continuidade introduzidos. São apresentadas, também, simulações relativas a aplicação de penalidades e os efeitos do percentual de transgressão dos índices no cálculo do valor a ser aplicado. Aspectos técnico - operacionais logicamente ordenados como a apropriação adequada e tratamento estatístico das faltas, análise de Pareto, diagramas de causa e efeito culminando com a adoção de soluções específicas para minimizar as interrupções em função das causas mais frequentes (fato gerador) são também abordados num enfoque prático, fruto da observação em fiscalização de diversas concessionárias que obtiveram sucesso na implantação de ferramentas de *gerenciamento pelas diretrizes* na operação e manutenção dos sistemas de distribuição em média e baixa tensão.

II - MUDANÇAS INSTITUCIONAIS E REDEFINIÇÕES REGULATÓRIAS

Desde sua criação, a ANEEL tem se incumbido das tarefas de desenvolver a estrutura regulatória que definirá as regras para todos os empreendedores que irão participar da Indústria Brasileira de Eletricidade. Muita coisa já foi realizada, mas muito ainda necessita ser desenvolvido. Entre todas as regras gerais e específicas, a questão maior concentra nos padrões de energia e mais especificamente àqueles relacionados à qualidade de energia elétrica.

A característica de desverticalização implantada no setor elétrico implica grandes desafios, em se tratando de qualidade de energia, pois enquanto propicia uma maior competitividade no setor e, portanto um aumento da eficiência da indústria de energia elétrica como um todo, acarreta a busca de maior eficácia quanto a aplicação dos recursos. Isto pode, caso não se tenha uma regulamentação adequada, implicar numa tendência de deterioração da qualidade de energia.

O setor elétrico brasileiro vive um momento de redefinições de novos papéis entre os agentes públicos e privados e, acompanhando a tendência mundial, implementam-se políticas de promoção de maior concorrência e remoção das barreiras à entrada em um mercado tradicionalmente dominado por monopólios públicos estatais.

O Brasil, a exemplo de outros países em desenvolvimento, pressionado por uma crise fiscal e pela necessidade de grande volume de investimentos para acompanhar o crescimento econômico, encurta o período das mudanças e privatiza empresas de serviços públicos, concomitantemente com a discussão sobre os novos marcos regulatórios que irão definir as relações entre os agentes deste novo mercado.

Entre as principais tendências de remodelação regulatória do setor elétrico brasileiro, referenciado nas experiências internacionais em curso, destaca-se os indicadores de qualidade dos serviços no que se refere à continuidade e conformidade.

A indústria de eletricidade está atravessando um processo de transição de caráter mundial. Na década de setenta surgiram os primeiros sinais de crise do padrão de intervenção estatal. Como resultado da interação de um série de fatores sociais, econômicos, tecnológicos e institucionais, este setor iniciou um processo de deterioração de seus desempenhos econômicos, gerando fortes críticas e pressões dos consumidores pela privatização desses serviços, inicialmente nos países industrializados, e, posteriormente, nos países em desenvolvimento.

A difusão de novas tecnologias mais eficientes, ambientalmente aceitáveis e de menor risco financeiro, trazem simultaneamente maior padronização, menor tempo de construção e menor escala de produção.

O novo contexto do setor elétrico requer novos marcos regulatórios que disciplinem as relações dos novos agentes e promova concorrência e busca de eficiência econômica.

Os movimentos de reforma do setor elétrico brasileiro, em particular, vêm acompanhados de proposições legais visando substituir o modelo centralizado estatal por outro calcado numa maior descentralização e competição entre agentes privados. Ainda há algumas indefinições sobre a nova configuração setorial e mesmo os defensores da retirada total do Estado da exploração dos serviços de energia elétrica destacam a necessidade de regras regulatórias claras a serem definidas durante este período de transição.

III - HISTÓRICO LEGAL

O Código de Águas de 1934 foi o primeiro documento a mencionar que “o serviço adequado é reconhecido como exigência fundamental, do ponto de vista das necessidades públicas”. Em 1957, o Decreto 41.019, estabelecia a necessidade das empresas se organizarem de forma a “assegurar um serviço técnico adequado e a continuidade e a eficiência dos fornecimentos”.

Legislação mais recente a destacar esta importância foi o Código de Proteção e Defesa do Consumidor, Lei nº 8.078, de 11/09/1990, que, em seu Art. 22, estabelece: “os órgãos públicos, por si ou suas empresas, concessionárias, permissionárias ou sob qualquer forma de empreendimento, são obrigadas a fornecer serviços adequados, eficientes e seguros e, quanto aos essenciais, contínuos”.

A Lei nº 8987, de 13/02/1995, 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, conforme estabelecido nesta Lei, nas normas pertinentes e no respectivo contrato”. Define, ainda, no § 1º, deste mesmo Art., *serviço adequado* como sendo “o que satisfaz as condições de regularidade, continuidade, eficiência, segurança, atualidade, generalidade, cortesia na sua prestação e modicidade das tarifas”.

A Lei nº 9.074, de 07/07/95, que estabelece normas para outorga e prorrogação das concessões e permissões de serviços públicos, estabelece no § 1º, do Art.25: “Os contratos de concessão e permissão conterão, além do estabelecido na legislação em vigor, cláusulas relativas a requisitos mínimos de desempenho técnico da concessionária ou permissionária, bem assim, sua aferição pela fiscalização através de índices apropriados. O § 2º do mesmo artigo cita: “No contrato de concessão ou permissão, as cláusulas relativas à qualidade técnica, referidas no parágrafo anterior, serão vinculadas a penalidades progressivas, que guardarão proporcionalidade com o prejuízo efetivo ou potencial causado ao mercado.”

Como se observa, estas leis apontam para a necessidade da prestação de serviços adequados e, em contrapartida, evocam a criação de mecanismos de verificação desses serviços adequados (serviços com qualidade) como forma de proteção dos consumidores.

Bem antes da promulgação das Leis supracitadas, a fim de regulamentar as condições técnicas e a continuidade do serviço de energia elétrica, o extinto DNAEE editou a Portaria nº 046, de 17/04/78, considerando imprescindível à conceituação de serviço adequado de energia elétrica, o estabelecimento de indicadores de continuidade a serem observados pelas concessionárias de serviços públicos. Daí o surgimento dos índices relativos à continuidade de serviço, denominados DEC (Duração Equivalente de Interrupção por Consumidor) e FEC (Frequência Equivalente de Interrupção por Consumidor), definidos na Portaria 046/78.

Os padrões de DEC e FEC estabelecidos na Portaria DNAEE nº 046/78 são uniformes para todas as concessionárias, não levando em consideração as especificidades regionais.

Passados 22 anos da vigência desta Portaria, os padrões técnicos de continuidade do fornecimento de energia elétrica estabelecidos como referências para a qualidade dos serviços de energia elétrica, ficaram incompatíveis com o

processo de reestruturação do setor elétrico, com as novas exigências dos próprios consumidores e, com o avanço tecnológico dos equipamentos e dos processos de produção.

IV – NOVAS AÇÕES DO ÓRGÃO REGULADOR

Entre várias e importantes mudanças, a ANEEL editou a Resolução nº 024, de 27/01/2000, criando novos indicadores para aferição da continuidade, para os quais estabelece padrões e metas a serem cumpridos pelas concessionárias, obrigando as concessionárias a informar claramente os consumidores sobre os valores verificados no mês anterior e, ainda, estabelecendo multas, pelo não cumprimento dos padrões, além de várias outras obrigações.

Trata-se de uma evolução considerável em relação à regulamentação anterior, a Portaria nº 046/78 do extinto DNAEE - Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica. Esta previa apenas os chamados indicadores de continuidade de conjunto (DEC e FEC) e não estipulava penalidades para a concessionária que violasse seus padrões.

A Resolução 24, mantém os indicadores de conjunto DEC e FEC, mas cria outros três indicadores *individuais* de duração e de frequência de interrupção (DIC e FIC, respectivamente) e de duração máxima de interrupção contínua (DMIC), por unidade consumidora.

O DMIC é um indicador totalmente novo. Este impede que uma concessionária deixe o usuário sem energia elétrica durante um período muito longo — por exemplo, se o valor limite do DMIC for de seis horas e a empresa prevê um desligamento programado de oito horas, ela terá que realizar o serviço em duas etapas (digamos, de quatro horas cada), pois não pode ultrapassar seu DMIC.

Com a Resolução 024, passa a ser obrigatório que todos os indicadores, constem na fatura do consumidor “de forma clara e auto-explicativa”. Para permitir a adaptação das concessionárias a essa exigência, a implantação deverá ser gradual. A partir de 2001, todos os consumidores disporão, no mínimo, dos valores de DEC e FEC verificados no mês anterior, suas metas anuais e os padrões e metas de DIC e FIC publicados na Resolução. Mas somente as unidades conectadas em média e alta tensão ($1\text{kV} < V < 230\text{ kV}$) terão rotineiramente na fatura a informação sobre o DIC e FIC verificados.

Estes valores só passam a constar na fatura dos consumidores de BT (até 1 kV) a partir de 2005.

Um caso à parte é o do DMIC. Como nem todas as concessionárias têm condições de apurá-lo e de evitar uma eventual violação de padrão, o indicador só começa a vigorar em janeiro de 2003. Portanto, apenas a partir daquela data o valor verificado do DMIC passará a constar nas faturas dos consumidores de AT ou poderá ser solicitado pelos de BT.

Durante todo esse período até 2003 as concessionárias deverão estruturar suas equipes de emergência e de manutenção, de forma a evitar uma possível penalidade pela violação do DMIC.

O novo regulamento obriga as concessionárias a avisar com antecedência seus consumidores sobre interrupções programadas. Os consumidores conectados em alta tensão e com demanda contratada superior a 500 kW serão avisados, diretamente e por escrito, no mínimo 5 (cinco) dias antes do desligamento. O mesmo deve ocorrer com os consumidores que prestem serviços essenciais (como controle de tráfego aéreo, hospitais, etc.), ainda que conectados em baixa tensão, e com consumidores residenciais que utilizem equipamentos eletromédicos domésticos — estes últimos, no entanto, devem cadastrar-se nas concessionárias. Para os que não se enquadram nos casos acima, será suficiente o aviso por meio de comunicação de massa, com no mínimo 72 horas de antecedência, informando abrangência geográfica, horário de início e término da interrupção.

Também os mecanismos de reclamação quanto a problemas no serviço foram facilitados. A Resolução exige que todas as concessionárias do País instalem, até o final do ano 2000, serviço de atendimento emergencial telefônico gratuito, disponível 24 horas, adequadamente dimensionado para sua área de concessão.

Na prática, para o consumidor, a principal mudança refere-se ao direito de ser ressarcido caso haja violação dos padrões de continuidade individuais. Sempre que o seu DIC, FIC ou DMIC apurado estiver fora de padrão, o

consumidor poderá reclamar o recebimento de uma multa, calculada por meio de fórmulas definidas na Resolução, que lhe será creditada na fatura do mês subsequente à solicitação.

Os valores dessas multas estão limitados a 1% do faturamento da concessionária nos últimos 12 meses. Além disso, não poderão ultrapassar a:

- 10 (dez) vezes a média da fatura da unidade consumidora nos últimos três meses, para unidades conectadas em até 1 kV;
- 5 (cinco) vezes essa média, para unidades consumidoras atendidas entre 1 kV e 69 kV;
- 3 (três) vezes a média, para os atendidos em tensão maior que 69 kV.

Em relação aos indicadores individuais, a multa é paga diretamente aos consumidores. Já pela violação de metas dos indicadores de conjunto (DEC e FEC), a multa será paga diretamente à União. Nesses casos, os valores e limites aplicados obedecem ao disposto na Resolução 318/98 da ANEEL, a qual, em seu artigo 6º, diz expressamente que “não cumprir as determinações legais e contratuais relativas aos níveis de qualidade dos serviços” sujeita a concessionária à multa de até 1% de seu faturamento. A reincidência no prazo de um ano implicará acréscimo de 50%, até o limite de 2% do faturamento.

Vale ressaltar que a mesma Resolução 318/98 sujeita ainda as empresas que violarem padrões de qualidade dos serviços a outras punições, como a “suspensão temporária de participação em licitações para obtenção de novas concessões, permissões ou autorizações ...” (artigos 2º e 13).

Para os indicadores de conjuntos (DEC e FEC), as metas para os anos de 2001 em diante serão estabelecidas pela Aneel e em conjunto com as concessionárias. Elas entrarão em vigor em janeiro de 2001 e serão reavaliadas a cada revisão ordinária das tarifas estabelecida em contrato de concessão.

Os padrões para os indicadores individuais já estão estabelecidos na Resolução com metas de DIC e FIC para os anos de 2000, 2001 e 2002. Os valores são dados em função da tensão e do sistema de atendimento. A partir de 2003, os padrões de DIC, FIC e mais os de DMIC serão dados em função das faixas de tensão, da localização da unidade consumidora (urbana ou rural) e da potência disponibilizada à unidade consumidora, mas considerando também faixas de variação das metas de DEC e FEC que estão sendo definidas.

Em resumo, as principais modificações inseridas no novo regulamento relativo à continuidade do fornecimento são:

- ◆ limitação de duração de cada interrupção ocorrida no sistema;
- ◆ padrões de continuidade diferenciados para cada concessionária, considerando-se as especificidades regionais;
- ◆ obrigatoriedade da concessionária informar na fatura de energia elétrica os índices de continuidade das unidades consumidoras;
- ◆ critérios e procedimentos para aviso das interrupções programadas aos consumidores;
- ◆ penalidades a favor do órgão regulador ou consumidor individual, no caso de violação dos padrões de continuidade.

V – ENFRENTANDO O DESAFIO

As observações quanto aos aspectos técnicos operacionais que a seguir serão abordados, cujo entendimento está amplamente difundido no dia a dia da Engenharia de Distribuição, foram objeto de análise e reflexão durante quase 3 (três) anos de fiscalização nas concessionárias, de pequeno, médio e grande porte nas diversas regiões do País.

Quando do advento da Portaria nº 046, as concessionárias implantaram seus sistemas computacionais objetivando o cálculo preciso dos indicadores de continuidade. Evidentemente, para apoio à manutenção e à adequada escolha dos dispositivos de proteção, esses sistemas incorporaram também as causas (fato gerador) das interrupções baseadas na experiência das equipes de atendimento e, às peculiaridades de cada área/região. A Tabela 1 representa a estatística de faltas em uma regional de uma concessionária de energia elétrica do Sudeste, aproximadamente nos 10 (dez) primeiros anos de vigência da Portaria

Tabela – 1 – Estatística de faltas em Redes de Distribuição

Causa / ano	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	Media
Programadas p/ manutenção de Rede	636	791	650	605	650	521	436	613
Programada Ampliação/Melhoria	252	90	71	169	87	79	49	114
Programada Serv. Público	15	27	39	48	16	16	13	25
Programada RD outros	19	20	25	25	39	13	16	22
Descarga Atmosférica	273	330	364	414	389	578	528	411
Arvores	753	1087	762	1036	889	1283	1089	986
Animais	37	20	22	15	7	14	19	19
Poluição	1	0	0	1	1	0	0	0
Serviços Públicos	4	1	3	1	2	3	1	2
Veículos	102	97	113	94	115	99	97	102
Instalação Particular	109	148	118	111	104	114	91	114
Objetos estranhos à rede	137	148	151	167	250	233	219	186
Erro de operação	2	3	3	0	3	4	3	3
Sobrecarga	47	127	85	37	45	72	87	71
Deterioração/Envelhecimento	129	146	141	153	139	243	211	166
Aplicação imprópria	8	9	1	9	7	4	4	6
Outras	148	191	210	285	272	402	471	283
Desconhecidas	245	256	312	221	219	270	263	255
Total Geral	2917	3491	3070	3391	3234	3948	3597	3378
Total Acidentais Distribuição	1995	2563	2285	2544	2442	3319	3083	2604

A análise superficial dos valores da tabela reflete apenas o comportamento do sistema de distribuição, mostrando a falta de preocupação com a minimização das interrupções uma vez que, conforme abordado no item IV, a referida portaria não estipulava penalidades para quem violasse os padrões preestabelecidos. Mesmo assim, com os números de interrupções acima apresentados, raramente aquela concessionária violava os indicadores de continuidade para ela definidos. Dos dados apresentados pode-se concluir que:

- As interrupções programadas correspondem à 30% do total das acidentais;
- As interrupções vinculadas ao isolamento da rede (árvores, animais e objetos estranhos) correspondem à 46%;
- As causas “outras” e “desconhecidas” merecem atenção especial uma vez que juntas correspondem à 21%;
- A causa “descarga atmosférica” corresponde à 16% .

Apesar de, na década de 80 os procedimentos de Manutenção encontrarem-se já na terceira geração, segundo Kardec & Nascif pode-se concluir que não havia preocupação com as interrupções programadas. Neste período, já

se dispunha de ferramental e equipes para formação e treinamento de turmas para manutenção em rede energizada (linha viva).

As redes compactas “Spacer Cable” com comprovada eficácia contra “objetos estranhos à rede” e “descargas atmosféricas”, uma vez que o mensageiro funciona como pára-raios, já existiam há mais de 30 anos em particular na costa leste dos EUA . Foram também sedimentados e amplamente divulgados os estudos quanto à melhoria das condições de aterramento (estratificação do solo, processos exotérmicos, hastes prolongáveis).

A década de 80 se caracterizou como a década da qualidade total (ISO 9000) e a grande maioria de publicações sobre o assunto notadamente pelos doutores Demin e Juran. Mesmo assim as causas “outras” e “desconhecidas” representavam mais de 20% das interrupções acidentais.

Por fim, algumas concessionárias amargavam índices anuais de avarias de transformadores de distribuição (IAT) da ordem de 9 %.

Dez anos depois (1998) mesmo com o processo de privatização das empresas bem avançado, a efetiva fiscalização da ANEEL encontrou, quanto aos índices de continuidade, um cenário não muito diferente (com algumas exceções). Assim:

- As interrupções programadas representam aproximadamente 30% do total das interrupções acidentais;
- Poda sistemática de árvores ao invés de utilização de novas tecnologias;
- Elevado número de interrupções devido a descargas atmosféricas e grande quantidade de pára-raios danificados;
- As causas classificadas como “outras” e “desconhecidas” mantinham-se no mesmo patamar (superior a 20%).
- Algumas empresas continuavam com elevado índice de avarias de transformadores de distribuição (IAT);
- Foram também observados valores de TMA (Tempo médio de atendimento) superiores a 4 (quatro) horas.

Conforme citado no item IV, já está em processo de implantação (gradual), a Resolução 24 que estabelece padrões diferenciados para cada concessionária e penalidades no caso de violação desses valores. A nova tecnologia “hardware” está disponível a todas as empresas agora com mais facilidade para aquisição. Os estudos de alternativas de investimentos tornaram-se mais rápidos e realistas face a disponibilidade de dados e a grande variedade de programas de computadores disponíveis “software”. O grande desafio está no “humanware”, isto é, o fator humano que deverá ser treinado adequadamente para esse processo de mudança que já está em andamento, pois de nada adiantam equipamentos sofisticados, relatórios rápidos e bem formatados se a qualidade do dado de entrada é duvidosa.

Os comentários que seguem visam mostrar aos agentes distribuidores, principalmente os de pequeno porte como aqueles que conseguiram antever a necessidade de mudança em seus procedimentos operacionais atuaram para obter a melhoria dos índices de desempenho.

- **Índice de avarias em transformadores de distribuição**

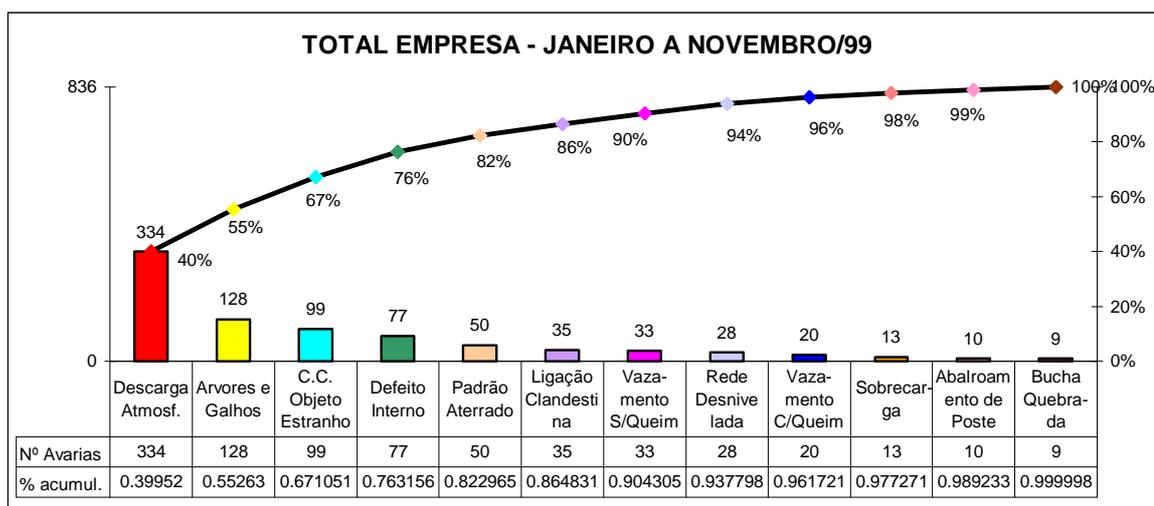
Atualmente praticar a Engenharia de Manutenção significa deixar de ficar consertando continuamente, para procurar as causas básicas, modificar situações permanentes de mau desempenho, melhorar padrões e sistemáticas de trabalho, fornecer *feedback* aos órgãos de planejamento e projeto. Significa pois perseguir *benchmarks*, aplicar técnicas modernas e estar nivelado com a manutenção de Primeiro Mundo. As interrupções devido à queima de transformadores de distribuição normalmente apresentam elevada duração, podendo, certamente, levar à violação dos indicadores e conseqüente aplicação de penalidade. Consultores que implantam programas de melhoria de confiabilidade mostram que a adoção de ferramentas extremamente simples oferecem elevados ganhos em curto

espaço de tempo. Em *Manutenção – Função Estratégica* (Kardec & Nascif) apresentam um elenco de sugestões, das quais citamos entre outras :

1. Inicie o programa de melhoria da confiabilidade com formulários simples e operações aritméticas. Quantifique custos importantes e número de falhas.
2. Utilize ferramentas para resolver problemas de modo eficaz tais como MASP – Mapa de Evolução e Solução de Problemas .
3. Estimule programas de melhoria pelo uso de estatística para quantificar e compreender os resultados.
4. Forneça todos os resultados de confiabilidade em moeda corrente (faturamento, lucro, redução de custos, etc.).

A Figura 1 representa uma etapa do MASP – Mapa da Evolução de Solução de Problemas relativo à identificação das causas de avarias em transformadores de distribuição, elaborado por uma concessionária da região centro-oeste que vem obtendo excelentes resultados na redução do IAT, com a adoção desta ferramenta.

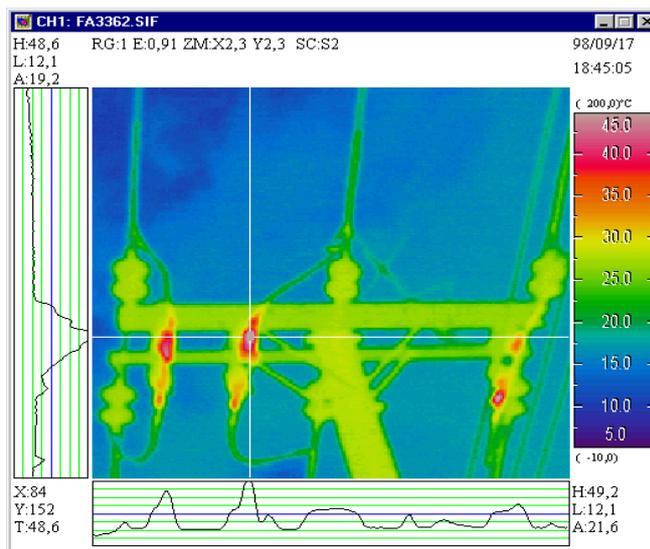
Figura 1 – Identificação das causas (IAT)



- **Interrupções programadas para manutenção**

Além da implementação de equipes para manutenção em rede energizada (linha viva), a utilização do Termovisor inicialmente restrita à subestações de grande porte, tem hoje ampla utilização na manutenção da distribuição. O princípio de funcionamento se baseia na propriedade que tem os corpos de emitir radiação ultravioleta. A energia irradiada é proporcional à temperatura do objeto. Torna-se assim possível monitorar chaves, conexões e até mesmo carregamento de transformadores de distribuição efetuando a manutenção preditiva sem a necessidade de interrupção. Pequenas concessionárias têm contornado o problema do elevado custo do equipamento através da locação do mesmo através das grandes empresas circunvizinhas. A figura 2 foi extraída de um relatório de inspeção com termovisor onde se observa a identificação de pontos quentes em chaves seccionadoras.

Figura 2 – Relatório de inspeção com termovisor



- **Interrupções acidentais – Tempo médio de atendimento (TMA)**

Novos equipamentos vêm sendo disponibilizados às concessionárias de distribuição objetivando a melhoria dos indicadores de continuidade. A Engenharia de Distribuição necessita entretanto receber dos órgãos de operação e manutenção o *feedback* relativo ao desempenho das redes, principalmente das causas (fato gerador) das interrupções. A experiência tem mostrado que de 80 a 90% das faltas que incidem sobre as redes aéreas de distribuição são de natureza transitória. Sabe-se também que aproximadamente 80% das mesmas são do tipo fase-terra, de alta impedância, que quando ocorrem em pontos distantes das subestações dificilmente são detectadas e conseqüentemente interrompidas pelos dispositivos de proteção. Pode-se estabelecer uma correlação entre os indicadores de continuidade (DEC, FEC, DIC, FIC, DMIC e TMA) com as características construtivas e operativas da rede de distribuição. Os indicadores relativos à frequência das interrupções refletem o estado físico da rede, grau de agressividade e eficiência da manutenção enquanto que, os relativos à duração estão intimamente ligados à fatores como o dimensionamento e posicionamento das equipes de atendimento de emergência, a coordenação da proteção, a facilidade de localização da falha, etc. Foram observados, durante as fiscalizações realizadas em 1998/1999, valores de TMA (Tempo médio de atendimento) superiores à 4 (quatro) horas em empresa de médio e pequeno porte. Em se persistindo essa situação, quando do efetivo monitoramento do DIC e DMIC, tais empresas fatalmente violarão esses indicadores e conseqüentemente estarão sujeitas à aplicação de penalidades.

Interrupções acidentais de natureza transitória (80% dos casos) em redes aéreas radiais exigem que as equipes de atendimento de emergência patrulhem todo o alimentador/ramais até que se encontre o possível ponto do defeito. Tal procedimento geralmente acarreta dificuldades para o pronto restabelecimento do sistema, gerando em conseqüência elevados custos operacionais. Esta situação torna-se mais crítica em redes rurais onde extensões consideráveis e dificuldade de acesso aumentam sobremaneira o tempo total de interrupção.

Para minimizar este tipo de interrupção, dois aspectos são fundamentais:

1. Melhoria do isolamento das redes
2. Utilização de equipamentos para facilitar a localização da falha

Para as redes aéreas, a experiência tem consagrado a utilização da Rede Compacta (Spacer Cable) assim como dispositivos para religamento automático (chaves fusíveis religadoras) e indicadores de corrente de falta.

No XIII Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica (1997) foram apresentados alguns trabalhos relatando a experiência positiva de concessionárias com a utilização destas novas tecnologias. Urge que empresas que apresentam desempenho operacional não-conformes se beneficiem das contribuições técnicas disponibilizadas nesse importante fórum nacional (SENDI).

MACEDO, Fernando Ferro et alli em *Análise Técnico-Econômica entre Redes Aéreas Convencionais e a Nova Tecnologia de Redes Compactas*, apresentaram, com muita propriedade, estudos de Engenharia Econômica, com bases sólidas e realistas, tendo em vista a implementação desta rede quer em substituição de outros padrões existentes, quer em novas ampliações.

Kamia, H.S. et alli, em *Utilização de Indicadores de Corrente de falta em Redes de Distribuição Aérea*, apresentaram resultados altamente positivos quanto à utilização de indicadores de falta, ao longo de 2 (dois) anos proporcionando uma redução de 2h 07min para 33 minutos em uma linha rural com 787 km.

VI - SIMULAÇÃO DE MULTAS POR VIOLAÇÃO DOS INDICADORES

A Resolução ANEEL nº 024/2000 estabelece as seguintes fórmulas para o cálculo das penalidades relativas à duração da interrupção:

a) Para o DIC:

$$\text{Penalidade} = \left(\frac{DIC_v}{DIC_p} - 1 \right) DIC_p \times \frac{CM}{730} \times kei \quad (1)$$

b) Para o DMIC:

$$\text{Penalidade} = \left(\frac{DMIC_v}{DMIC_p} - 1 \right) DMIC_p \times \frac{CM}{730} \times kei \quad (2)$$

Onde:

DIC_v – Duração de Interrupção por unidade consumidora verificada

DIC_p - Duração de Interrupção por unidade consumidora padrão

$DMIC_v$ – Duração Máxima de Interrupção Contínua verificada

$DMIC_p$ – Duração Máxima de Interrupção Contínua padrão

CM – Média da fatura da unidade consumidora nos últimos 03 (três) meses

Kei – fator de majoração

730 – número de horas médio no mês

Simplificando as fórmulas acima, considerando $kei=10$, teremos:

$$a) \text{ Penalidade} = (DIC_v - DIC_p) \times \frac{CM}{73} \quad (3)$$

$$b) \text{ Penalidade} = (DMIC_v - DMIC_p) \times \frac{CM}{73} \quad (4)$$

Analisando as fórmulas, observa-se que a multa a ser paga ao consumidor afetado quando da violação dos indicadores DIC e DMIC são diretamente proporcionais à violação (em horas) do indicador e à média do importe líquido da fatura paga pelo consumidor nos três meses anteriores à ocorrência.

Considerando-se as faixas de violação em horas do indicador, obtém-se o percentual a ser pago ao consumidor, conforme estabelecido na tabela seguinte:

Violação(horas)	Penalidade (% CM)
1h	1,37%
2h	2,74%
5h	6,85%
10h	13,70%
20h	27,40%
30h	41,10%
50h	68,50%
73h	100%

Analisando a Tabela, verifica-se que um consumidor terá direito de ser ressarcido em sua próxima fatura de energia elétrica, o equivalente a 1,37% do valor pago pela mesma por hora violada do seu respectivo padrão.

Como exemplo, um consumidor residencial urbano que paga em média a importância de R\$ 100,00/mês pela energia consumida e que teve um DIC apurado de 40 horas no mês, terá o direito de ser ressarcido no montante de R\$ 13,70 em sua próxima fatura.

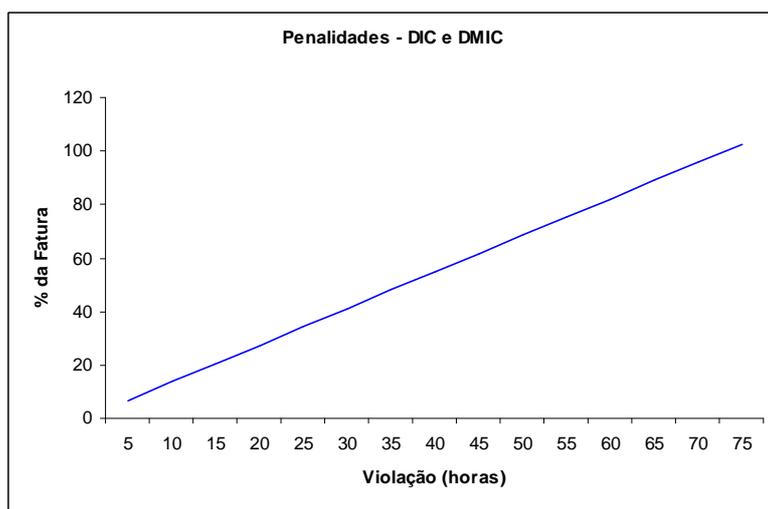
No ano 2000, uma unidade consumidora situada em área urbana tem um padrão mensal fixado de DIC igual a 30 horas. Caso o consumidor suspeite que sua unidade consumidora teve desligamentos que superaram o limite de 30 horas, o mesmo poderá vir a solicitar que a concessionária apure o seu DIC e o informe no prazo máximo de 30 (trinta) dias. A partir de 2005, as informações de desempenho da unidade consumidora serão explicitadas diretamente na fatura de todos os clientes da concessionária.

As equações das penalidades de DIC e DMIC representam uma reta cuja equação é:

$$y = (x - DIC_p) \frac{CM}{73} \quad (5)$$

A equação acima se torna real para todo $x > DIC_p$ e possui coeficiente angular igual a $0,0137 CM$.

O gráfico abaixo representa a equação (5):



VII – CONCLUSÃO

Conforme dispõe a Lei de concessões, o serviço deve ser adequado, pressupondo regularidade, continuidade, eficiência, segurança, atualidade, generalidade, cortesia na sua prestação e modicidade das tarifas. A falta de adequação pode levar até a caducidade da concessão.

Inicialmente é conveniente estabelecer alguns conceitos. É essencial que os diversos pressupostos de adequação tenham uma avaliação objetiva, isto é, índices que possam ser medidos e quantificados.

De outra parte, as empresas brasileiras encontram-se em estágios e situações diferenciadas. Isso leva a uma variação grande nos valores dos índices. Torna-se conveniente, portanto, o estabelecimento para cada concessionária, de um

retrato da situação atual e um programa mínimo de evolução de qualidade, com revisões periódicas negociadas com o poder concedente.

A necessidade de se estabelecer uma forma de medir objetivamente o desempenho no “negócio” distribuição está se tornando crítica em função da crescente reprivatização do setor. Na medida em que as empresas particulares detiverem o monopólio natural da distribuição é essencial a criação de mecanismos de defesa do consumidor e da sociedade em geral para assegurar uma constante melhoria no serviço, evitando-se, no futuro, uma reestatização decorrente de uma eventual má gestão do negócio.

No novo ambiente competitivo o processo de aperfeiçoamento dos instrumentos de proteção aos consumidores e de fiscalização por parte do Órgão Regulador deve ser contínuo, adaptando-se aos tempos e, buscando, sempre que possível, novas tecnologias para sua implementação.

A qualidade dos serviços neste novo ambiente é tão importante para a empresa que luta pela manutenção dos seus clientes e busca maior eficiência empresarial, quanto para o Órgão Regulador, que deve estar sempre atento às exigências tecnológicas do mercado e às necessidades de proteção aos consumidores.

As revisões dos regulamentos de qualidade vigentes, torna-se cada vez mais de caráter essencial, de forma a enquadrar todos os agentes do setor dentro de um mesmo contexto, garantindo, assim, a todos os consumidores de energia elétrica, um atendimento adequado.

As concessionárias de distribuição e os órgãos reguladores devem cada vez mais se preocupar com o consumidor visto de forma individual, deixando os indicadores de caráter coletivo mais como referências orientativas de gestão.

Os esforços da ANEEL, nesse pouco tempo de existência, estão direcionados na melhora da qualidade do fornecimento de energia elétrica pelas concessionárias a seus consumidores, introduzindo um sistema de penalização correspondente para punir aquelas concessionárias que não alcançarem o nível mínimo dos padrões de qualidade estabelecidos, inclusive com multas a favor do consumidor afetado.

Há de se observar que estudos sobre qualidade de energia elétrica deverão ser sempre realizados pela ANEEL, de forma conjunta com entidades especializadas, a fim de atender às necessidades do consumidor com o avanço tecnológico dos equipamentos eletroeletrônicos cada vez mais sensíveis.

A fiscalização das concessionárias de serviço público de energia elétrica não se dá apenas pela atuação direta das equipes de fiscalização. Decorre também, do contínuo monitoramento dos indicadores de qualidade dos serviços prestados.

Neste novo ambiente, o próprio consumidor de energia elétrica deve ser o grande fiscal de seus direitos.

VIII – REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

[1] Contratos de Concessão – ANEEL.

[2] Manual Sistema de Estatística CIER para Distribuição – SECD – 1987.

[3] Programa Brasileiro da Qualidade e Produtividade – MEFP/IPEA – Novembro/1991.

[4] Recopilação de Marcos Regulatórios – Projeto Qualidade de Serviços de Distribuição - CIER

[5] Legislação Correlata do Setor Elétrico Brasileiro

[6] KARDEC, Alan, NASCIF, Júlio. *Manutenção - Função Estratégica* . Rio de Janeiro: Qualitymark, 1998

[7] Macedo, Fernando Ferro et alli. *Análise Técnico-Econômica entre redes Aéreas Convencionais e a nova Tecnologia de Redes Compactas*. XIII Sendi, 1997

[8] Kamia, H.S. et alli, *Utilização de Indicadores de Corrente de falta em Redes de Distribuição Aérea*. XIII Sendi, 1997

[9] INCOTE, Carlos Alberto, DE FRANCO, Jorge Luiz, *Melhoria da Qualidade de Energia Em Redes de Distribuição Através da Utilização de Indicadores de falta e de Seccionalizadores Eletrônicos*. Inepar-Hubbel, Curitiba, 1999.

ANEXO I



Foto nº 1 Rede Compacta



Foto nº 2 Rede Compacta



Foto nº 3 - Indicadores de falta



Foto nº 4 - Chave Fusível Religadora