



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

GOP - 34
16 a 21 Outubro de 2005
Curitiba - Paraná

**GRUPO IX
GRUPO DE ESTUDO DE OPERAÇÃO DE SISTEMAS ELÉTRICOS - GOP**

EMPRESA PADRÃO DE TRANSMISSÃO – UMA PROPOSTA PARA A OPERAÇÃO

Ana Rita Xavier Haj Mussi * Arai de Oliveira

COPEL TRANSMISSÃO

RESUMO

A operação das subestações de transmissão tem passado por grandes transformações nos últimos anos, tanto nos aspectos de sua execução, como nas habilidades necessárias para executá-la. A forte redução do quadro de operadores, que aconteceu no setor, tem sido analisada e revista para evitar a degradação do serviço público prestado pelas concessionárias. O presente trabalho apresenta uma metodologia de quantificação do quadro de operadores de uma empresa transmissora de forma a atender certos parâmetros internamente estabelecidos. Vislumbra-se que a divulgação desse trabalho, elaborado a partir das constatações de uma transmissora, possibilite o início de discussões mais amplas que resultem no aperfeiçoamento do modelo ora apresentado, visto que o momento atual também está voltado para o estabelecimento de padrões de referência com vistas à revisão tarifária das empresas de transmissão.

PALAVRAS-CHAVE

Transmissão, Operação, Empresa Referência, Confiabilidade, Custo

1.0 - INTRODUÇÃO

Dentro da estruturação do atual modelo para o setor elétrico, as empresas transmissoras e as empresas distribuidoras de energia elétrica passaram a ter uma regulação mais forte sobre a condução dos seus negócios relativamente às empresas geradoras e as comercializadoras de energia elétrica.

O desafio da regulação é remunerar adequadamente os investimentos realizados e que o ressarcimento pelos serviços prestados seja justo, de forma que, tanto quanto possível, se possa atender, simultaneamente, os interesses do cliente e os da empresa prestadora dos serviços: qualidade, confiabilidade e preço justo para os clientes e eficiência, rentabilidade e prudência para o prestador dos serviços.

No estabelecimento de um nível mais forte de regulação sobre as empresas buscam-se padrões para estabelecer a parcela da tarifa que representa os custos operacionais das mesmas. Para as empresas distribuidoras muito já se fez na busca de tais padrões de referência representativos da eficácia do serviço prestado. Diferentemente, para as empresas transmissoras de energia elétrica, a busca de padrões de referência ainda é incipiente e, face ao aparecimento de novas tecnologias em equipamentos, supervisão, manutenção e automação de subestações, que aos poucos vêm modificando as características do quadro de pessoal de uma empresa de transmissão, há muito a ser estudado para a implementação dos padrões para a remuneração dos serviços.

A situação torna-se um pouco mais confusa e complexa na medida em que o novo, necessariamente, convive também na presença de equipamentos e padrões de instalações e tecnologias mais antigas.

Em 2005 terá início o processo de revisão tarifária das empresas de transmissão, ditas tradicionais, que já vinham operando no setor elétrico brasileiro antes da implantação do atual modelo. Para essas empresas foram estabelecidas receitas anuais de transmissão baseadas nos ativos disponibilizados pelas mesmas. Essas receitas, estabelecidas pelo Regulador, deverão ser analisadas com base na demonstração dos custos e de outras informações de cada uma das empresas, que estarão sujeitas à revisão tarifária. De forma similar à tarifa de distribuição, haverá componentes gerenciáveis e não gerenciáveis pelas concessionárias na composição final da tarifa.

Um dos componentes considerados gerenciáveis é o custo operacional da concessionária, cuja verificação de eficiência do serviço prestado se dá por comparação com um padrão de referência estabelecido. O que se pretende é que no estabelecimento de padrões para a operação de uma Transmissora seja considerada a necessidade da existência de pessoal que resulte em eficiente gestão dos recursos existentes.

A operação de subestações passou por profundas transformações nos últimos anos. A grande evolução tecnológica dos processos de automação, associada às mudanças de leis previdenciárias, dentre outros, provocou uma redução generalizada no quadro de operadores das empresas.

Como exemplo, cita-se o caso da Copel, ver FIGURA 1, em que o número de operadores reduziu de 508 em 1992 para os atuais 180, mesmo com um acréscimo superior a 30% no número de subestações.

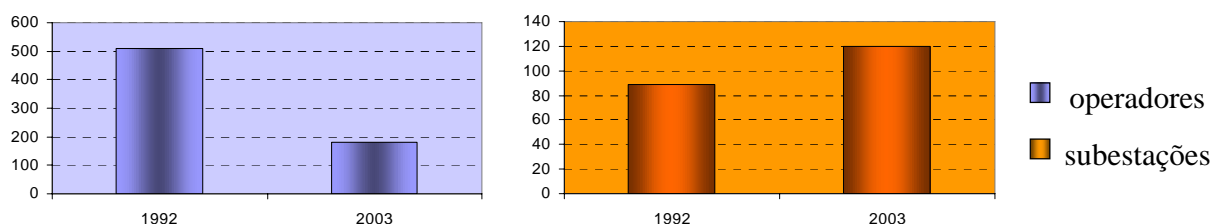


FIGURA 1 – Quadro de Operadores e Quantidade de Subestações de Transmissão da Copel

Paralelamente tornaram-se muito mais rígidas as normas que regulamentam o setor elétrico, houve aumento do grau de exigência dos consumidores, bem como os sistemas de transmissão passaram a operar mais próximos dos limites máximos, face ao baixo investimento nesse segmento, o que resultou em aumento na importância relativa da maioria das instalações existentes.

As limitações existentes nos processos de automação das subestações, somadas aos fatores anteriormente citados, requerem uma análise mais profunda para quantificação dos riscos decorrentes dos tempos de desligamentos nas instalações de transmissão. Uma subestação de transmissão desligada pode implicar em desabastecimento de grande número de consumidores, afetando desde pequenas cidades ou regiões ou até mesmo envolvendo o próprio Sistema Interligado Nacional.

O presente trabalho apresenta uma proposta de quantificação do quadro de operadores de uma empresa transmissora, a partir do estabelecimento de premissas de atendimento às instalações, conforme requisitos de tempo de atendimento aos consumidores. A metodologia foi aplicada em trabalho interno a Copel, abrangendo o sistema de transmissão em tensão desde 69kV até 525 kV. A partir dessa quantificação é apresentado o incremento dos custos médios operacionais para a Empresa, bem como é apresentada uma análise econômica de custos & ganhos para a Empresa, consumidores e sociedade decorrentes da implantação dessa estratégia.

Não serão abordados aspectos referentes à qualificação de pessoal, necessidades de treinamento, aplicação de legislação trabalhista e perspectivas futuras da carreira operacional. Entretanto, espera-se que este trabalho possa ser utilizado pelo Regulador como subsídio para o estabelecimento da Empresa Padrão de Transmissão relativamente à operação de instalações.

2.0 - SISTEMA DE TRANSMISSÃO DA COPEL

A hierarquia operacional da Copel na área de Transmissão pode ser entendida conforme FIGURA 2; ou seja, somente um (1) Centro de Operação (COS), subestações convencionais com operação 24 horas (em regime de turno de revezamento), Centro de Operação de Estações (COE) e subestações automatizadas.

Com a automatização das subestações, foram criados os Centros de Operação de Estações – COE, localizados em uma subestação importante na região, cuja operação local efetua, além da operação da subestação sede, o telecomando das subestações automatizadas sob sua área de responsabilidade, acionando, quando necessário, as equipes de manutenção ou operadores do Posto de Atendimento.

Denomina-se Posto de Atendimento – PA ao local que abriga os operadores que prestam serviços em subestações automatizadas, normalmente situando-se em uma subestação automatizada de importância estratégica para o atendimento das demais subestações.

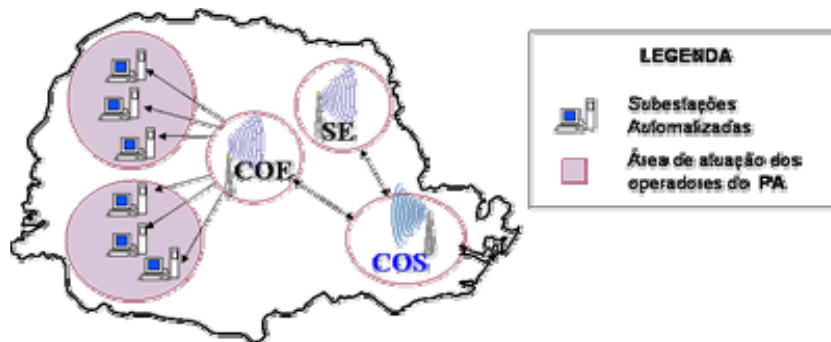


FIGURA 2 – Hierarquia Operacional da Copel

3.0 - OPERAÇÃO DAS INSTALAÇÕES DA COPEL

As mudanças de tecnologia e procedimentos na área de operação da transmissão levaram a um esvaziamento de seu quadro de pessoal. Isso ocorreu devido à análise de perspectivas futuras, onde se previu que haveria maior grau de automatização das funções nas subestações, sem a necessidade de pessoas para executar a operação local das subestações em regime normal de operação. Criou-se então uma situação em que a área de operação das subestações foi, gradativamente, se adaptando à escassez dos seus recursos humanos e logísticos existentes e, hoje em dia, apresentam quadros bem mais reduzidos que os desejados.

3.1 Um Pouco da História da Operação das Instalações da Copel

Até alguns anos atrás, a operação das subestações era executada localmente e isto obrigava a presença de operadores 24 horas em todas as subestações, resultando em quadro de cinco a até doze operadores por subestação. Com a melhoria da qualidade e redução nos preços dos microprocessadores e melhoria dos sistemas de comunicação partiu-se para o projeto de automação das subestações, que vislumbrava a substituição do elemento humano pela tecnologia na operação local das subestações. A idéia que se tinha é que a automação permitiria a retirada total dos operadores das subestações e realizaria todas as atividades com melhor qualidade. Assim, como no caso dos demais funcionários da Empresa, o quadro de operadores foi “incentivado” a se reduzir através de programas especiais, PDI e PDV. Esse fato aliado à divulgação dos direitos trabalhistas, para o pessoal envolvido com trabalho em área de risco, permitiu que tais empregados obtivessem direito à aposentadoria especial, resultando em expressiva redução do quadro de operadores. Paralelamente, algumas regiões do Estado do Paraná tiveram grande aumento da quantidade de subestações, enquanto que em outras o aumento ocorrido foi na carga das subestações, que ficaram mais difíceis de serem operadas sob contingência. Em ambas as situações os equipamentos sofreram envelhecimento natural e, portanto, estão, atualmente, mais sujeitos a falhas.

3.2 O Sistema de Automação da Copel

Toda a hierarquia do sistema foi concebida e direcionada para ser descentralizada ao máximo, devendo as funções ser realizadas no nível mais baixo da hierarquia. Devido à grande concentração de subestações em um centro de operação e da necessidade de não haver perda na qualidade dos serviços decidiu-se por implantar a automação nas subestações, com diversas funções de ação operativa, ao invés de simplesmente de supervisão e telecomando. Na automação das subestações Copel são executadas as funções de controle de tensão das barras de carga, imagem térmica de transformadores, e esquema regional de alívio e religamento de carga, dentre outras.

3.3 Operadores nas Instalações: Por quê?

Para quantificar a necessidade de operadores nas subestações e determinar as razões dessa necessidade faz-se necessário ouvir os gestores envolvidos diretamente na operação de subestações. Algumas dessas razões e porque operadores são importantes para a concessionária e seus consumidores são listados a seguir.

3.3.1 Requisitos das Instalações

Uma subestação para não necessitar de um operador local deve atender certos requisitos, quais sejam:

- As barras devem ser duplas, com TP em ambas as barras e não somente permitir transferência;
- Todas as chaves seccionadoras devem ser motorizadas e onde se possa confiar adequadamente nesta motorização (ou seja, se mandar fechar realmente fecha, e se mandar abrir realmente abre);

- As chaves de bloqueio devem ter rearme à distância, não devendo haver chave de aterramento rápido;
- A confiabilidade da comunicação entre a subestação e o ponto de controle deve ser maior que 99,98%;
- Deve haver transferência automática de serviço auxiliar e pelo menos duas fontes de alimentação de CA;
- A automação deve ser extremamente confiável em valores que sejam iguais ou maiores que a comunicação;
- O controle automático de tensão deve ser confiável e atender integralmente aos consumidores;
- As contingências simples devem ser suportadas sem dificuldades;
- Deve haver sistema de monitoramento e segurança física por sistema de circuito fechado de TV.

3.3.2 Confiabilidade da Automação

A automação possui em seus equipamentos individualmente uma alta confiabilidade, mas fica sujeita a valores bem menores de confiabilidade quando se considera uma cadeia de componentes, pois os mesmos são conectados em série, onde os valores de taxa de falha se agregam probabilisticamente. Têm-se taxas altas de disponibilidade, na faixa de 99,8%. Somando-se a isso as falhas de comunicação, entre a subestação automatizada e a sua controladora, os valores obtidos de disponibilidade do processo passam para a faixa de 99,4%, o que representa quase três dias por ano sem supervisão e controle pela automação de cada subestação.

3.3.3 Falhas em Equipamentos Convencionais

Todos os equipamentos da subestação estão sujeitos a falhas e, quando falham, normalmente provocam ocorrências, que exigem a presença de pessoal para reduzir o tempo de interrupção de energia, através de baipasse, transferências de circuitos e manobras que minimizem os danos aos equipamentos, ou os tempos de interrupção aos consumidores, além da identificação do defeito e diagnóstico da situação.

3.3.4 Manobras em Serviços Programados.

Quando da execução de serviços programados, há necessidade de operadores nas instalações para realizar manobras de liberação dos equipamentos, transferência de circuitos, aterramento de linhas, transferência de proteções, desativação de religamentos de circuitos, entre outros.

3.3.5 Segurança Patrimonial das Instalações.

A segurança patrimonial era tida como atividade secundária quando os operadores permaneciam em tempo integral nas subestações. Com a retirada dos mesmos das subestações percebeu-se que essa atividade era importante e difícil de ser substituída. Quando há um operador no local, percebe-se que há mais respeito pela instalação e invasões e roubos são menos freqüentes ou de menores proporções.

3.3.6 Manutenções Tipo "O"

A manutenção tipo "O" é a inspeção visual detalhada da subestação, visando encontrar problemas incipientes na mesma, (pequenos vazamentos de óleo, conexões com problemas, troca de filtros dos equipamentos de automação, etc). Essa manutenção produz diminuição e mesmo extinção de muitas tarefas feitas pelas equipes de manutenção, mas exige que haja periodicamente a visita do operador à subestação para realizá-la.

3.3.7 Obras em Subestações Existentes

Quando há obras nas subestações, tem-se a necessidade de acompanhamento por operadores locais, com fins de segurança das instalações, segurança do trabalho dos empregados de empreiteiras e da Copel, manobras necessárias para execução dos serviços que se fazem necessários.

4.0 - PROPOSIÇÕES PARA ATENDIMENTO ÀS SUBESTAÇÕES DE TRANSMISSÃO

Os fatos anteriormente apresentados mostraram, internamente a Copel, a necessidade de revisão da logística para a execução da operação da transmissão: inicialmente, com a adequação dos quadros operacionais, para o atendimento às necessidades emergenciais, e em médio e longo prazo, medidas de ajuste para possibilitarem atender às subestações de maneira adequada.

Entretanto, como em tudo há riscos e custos associados, paralelamente ao se levantar os riscos da forma atual de execução da operação, foram verificadas formas para justificar financeiramente a reposição do quadro de pessoal da operação, visto que, o processo de automação foi alavancado a partir da redução do quadro operacional da Empresa e isso não poderia ser simplesmente descartado.

4.1 Quantificação do Quadro de Operadores das Instalações de Transmissão

Para a quantificação do quadro de operadores foram consideradas algumas premissas iniciais como forma de levantar as necessidades e identificar para a Empresa os riscos a serem corridos na operação, pelo tempo de deslocamento dos operadores às instalações automatizadas. Pode haver situações peculiares, que eventualmente não atenderão o critério considerado.

Ressalta-se que para a quantificação dos operadores, a seguir explicitadas, **não** foram consideradas as regras previstas na Norma Regulamentadora do Ministério do Trabalho - NR 10, que fixa as condições mínimas exigíveis para garantir a segurança dos empregados que trabalham em instalações elétricas, em suas diversas etapas, incluindo a operação e manutenção de instalações.

4.1.1 Subestações da Rede Básica

Atendimento imediato: para as subestações consideradas essenciais ao sistema, em que há necessidade de atendimento no menor tempo possível, pressupõe-se que a operação se dará de forma assistida na subestação em turno de revezamento, 24 horas. Enquadram-se nesse caso as subestações que fazem parte dos corredores de recomposição do SIN, as que são sede de COE e subestações críticas segundo os Procedimentos de Rede vigentes.

Outros casos: ver item 4.1.2, a seguir. Neste caso, o Sistema suporta que as subestações permaneçam desligadas por um curto período de tempo.

Para a composição do quadro de operadores das subestações assistidas foram definidos os seguintes números:

- Doze operadores (dois operadores por turno), quando a subestação é sede de COE ou de maior complexidade para a operação (longas distâncias entre barramentos, vários níveis de tensão, etc.)
- Seis operadores (um operador por turno), nos demais casos.

4.1.2 Subestações da Rede de Conexão

Os critérios propostos consideram a importância das subestações para a recomposição de áreas regionais.

Atendimento imediato: para as subestações que são sedes de COE, ou estratégicas para o atendimento à carga. Nesse caso a operação se dará de forma assistida na subestação, em turno de revezamento, 24 horas.

Até 20 minutos: para as demais subestações que, em tese, o Sistema pode conviver com as mesmas desligadas por um curto espaço de tempo, sem riscos de causar graves problemas, até o deslocamento de um operador de PA até a subestação.

Para a composição do quadro de operadores das subestações assistidas foram definidos os seis operadores (um operador por turno), quando a subestação é sede de COE ou estratégica.

4.2 Aplicação do Critério Proposto às Instalações de Transmissão da Copel

A partir dos critérios propostos, foi mapeado todo o sistema de transmissão da Copel, que consta de 23 subestações de Rede Básica e 101 subestações não incluídas na Rede Básica.

Para fins de apresentação deste trabalho, serão mostrados os resultados obtidos para uma das áreas da Copel. Trata-se da região Noroeste do Estado do Paraná, composta por 21 subestações, uma das quais pertencente à Rede Básica.

Atualmente há nove operadores nessa região para realizar atendimento às 20 subestações automatizadas e desassistidas. Para cumprir o critério de tempo máximo de atendimento de até 20 minutos a tais subestações, será necessária a contratação de mais 11 operadores. Para recompor o quadro do COE, que também opera localmente a única SE da Rede Básica nessa região, será necessária a contratação de mais um operador. Ao todo, será necessário o acréscimo de 12 operadores, que resulta em aumento dos custos operacionais de aproximadamente R\$ 26.184,00/mês ou R\$ 340.392,00/ano.

A TABELA 1, a seguir, exemplifica a aplicação dos critérios para algumas subestações 138kV do sistema de transmissão da região. Por exemplo, para a subestação Altônia o tempo atual de atendimento é 95 minutos, sem operador na instalação. Para atendê-la em até 20 minutos é necessária a contratação de um operador.

TABELA 1 – Aplicação dos Critérios para Algumas Subestações da Região Noroeste

SUBESTAÇÃO	QUADRO ATUAL		QUADRO PROPOSTO		AUMENTO DO QUADRO
	Nº operador	TA [min]	Nº operador	TA [min]	
ALTO PARANÁ	0	45	1	20	1
ALTÔNIA	0	95	1	20	1
BARBOSA FERRAZ	0	80	1	20	1
JARDIM ALVORADA, UMUARAMA	2	20	2	20	0
TA = tempo de atendimento					

A FIGURA 3, a seguir, apresenta as subestações da região, em análise, em relação à localização dos respectivos Postos de Atendimento (PA). A contratação dos novos operadores possibilitará mudanças na logística atual para que as subestações possam ser atendidas em até 20 minutos.

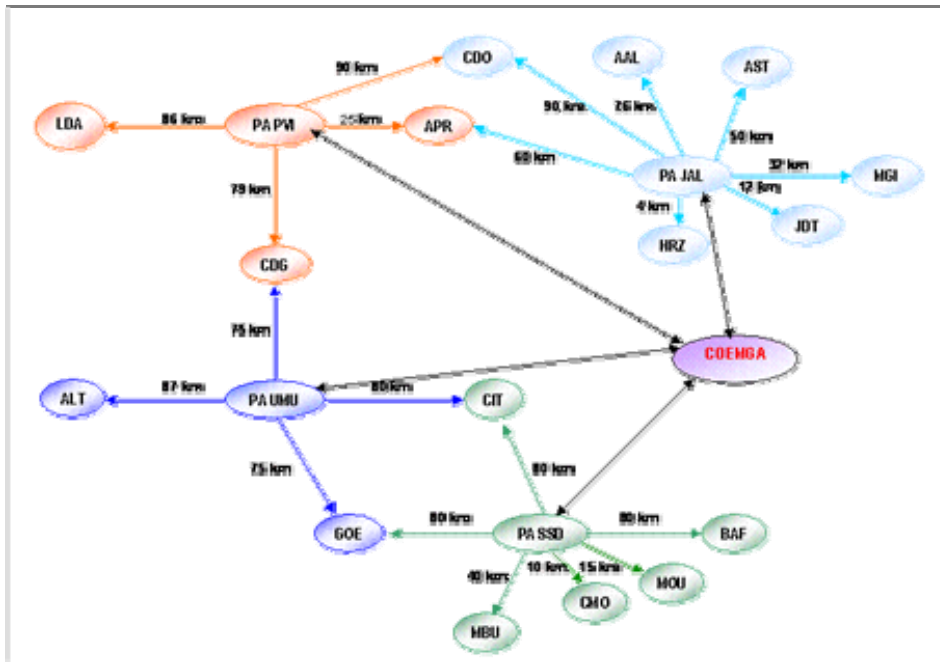


FIGURA 3 – Logística da Operação Local de Instalações da Região Noroeste

4.3 Análise Financeira de Redução dos Custos Gerados pelo Incremento do Quadro de Operadores

Quando se propõem aumentar o quadro de pessoal, um dos primeiros questionamentos é: "quanto custa isso para a Empresa?". A análise financeira da redução dos custos, gerados pelo incremento do quadro de operadores, na área de transmissão, considerou a redução dos tempos de interrupção, decorrente da contratação de novos operadores. Para isso foram considerados quatro fatores: recuperação de receita, redução das penalidades que podem ser aplicadas pelo Regulador, minimização dos efeitos do prolongamento da interrupção sobre a imagem da Empresa e a redução do custo de interrupção para o consumidor.

Em função da complexidade para estimar o custo de interrupção das subestações da Rede Básica, cujos desligamentos podem implicar em desabastecimento de regiões ou grandes blocos de carga, foram considerados, nesta análise, somente os efeitos nas subestações da Rede de Conexão, cuja contratação de operadores implicaria em redução dos tempos de interrupção atuais. Para cada uma das subestações, em que é esperada a redução do tempo atual de atendimento pela contratação de novos operadores, foi estabelecida uma hipótese razoável de uma emergência ao ano, em que é necessário o deslocamento do operador. Dessa forma, há ganhos a serem calculados pela correspondente redução do tempo atual para os 20 minutos propostos pelo critério.

Como as subestações apresentam diferentes graus de importância, em função da composição das cargas a serem supridas pelas mesmas, foi estipulada a existência de um coeficiente "k" para efetuar a análise financeira.

Esse coeficiente, cujo valor atribuído pode variar de 1 (um) a 3 (três), busca refletir os efeitos provocados pelas interrupções nas subestações para a sociedade e consumidores. Coeficiente de valor unitário é dado para subestação cuja carga é predominantemente residencial e coeficiente de valor 3 (três), quando a subestação tem predominância de atendimento a centros políticos, conglomerados industriais ou comerciais, ou ainda áreas de grande influência na imagem da Empresa e danos sociais elevados. O valor intermediário 2 (dois) é dado quando não se tem predominância das condições anteriormente citadas.

O coeficiente multiplica a parcela resultante da somatória dos ganhos para a Empresa (4.3.1 e 4.3.2).

A maioria das subestações cujo valor atribuído ao coeficiente "k" é 3 (três) já possui atendimento menor ou igual a 20 minutos.

4.3.1 Ganho para a Empresa pela Redução do Tempo de Energia Não Suprida

Resultante do produto de um valor de tarifa média aos consumidores da Copel pelo valor médio da potência consumida na subestação, com fator de carga 0,7 (ref. estudos de expansão), e a redução do tempo de interrupção.

4.3.2 Ganho para a Empresa Decorrente da Redução do Tempo de Interrupção

Resultante do produto de um valor de R\$ 1,00 por consumidor interrompido e pela redução do tempo de interrupção.

Para esta consideração levou-se em conta a aplicação de multa pelo Regulador, utilizando-se como referência o valor de multa aplicada a Celesc, pelo desligamento de Florianópolis, por 53 horas. O valor de multa aplicada foi R\$ 7.917.000,00, pelos 135.000 consumidores que ficaram desligados, uma relação de R\$ 1,10/consumidor/hora.

4.3.3 Ganho para o Consumidor Decorrente da Redução do Tempo de Interrupção

Resultante do produto de um valor de US\$ 2,12 por kWh pelo valor médio da potência consumida na subestação, com fator de carga 0,7 (ref. estudos de expansão), e a redução do tempo de interrupção.

Buscou-se atribuir um valor ao prejuízo que o consumidor teria com a falta de energia. O parâmetro utilizado em US\$/kWh é recomendado pelo GTEC – Grupo de Trabalho para Estabelecimento de Critérios de Planejamento da Copel, e foi determinado com base em estudos nacionais e estrangeiros para determinação de custos de interrupção.

4.3.4 Exemplo de Aplicação da Metodologia na Região Noroeste do Estado do Paraná

Para as mesmas subestações da TABELA 2 são apresentados, na TABELA 3, a seguir, os resultados da aplicação da metodologia. As subestações Jardim Alvorada e Umuarama não fizeram parte dessa tabela por já atenderem ao critério proposto, de atendimento em até 20 minutos, não apresentando correspondentes ganhos.

TABELA 3 – Aplicação da Metodologia para Algumas Subestações da Região Noroeste

$$a = (P \times 0,7) \times T_m \times T_g$$

$$b = 1,00 \times C \times T_g$$

Subestação	Potência [MW] P	Consumidores C	Tempo ganho [h] T_g	k	Parcelas de Ganho para Empresa [R\$ / MWh]			Ganho para Consumidor [R\$/MWh]
					(a)	(b)	(a + b)*k	
ALTO PARAMÁ	16	24736	0,42 (25min)	1	746,67	10.306,67	11.053,33	29.680,00
ALTÔNIA	12	19224	1,25 (75min)	1	1.680,00	24.030,00	25.710,00	68.780,00
BARBOSA FERRAZ	8	16890	1 (60min)	1	896,00	16.890,00	17.786,00	35.616,00
...								
Total dos ganhos propostos para as subestações da região Noroeste							360.296,47	509.568,50

A FIGURA 4, a seguir, ilustra a relação incremento de custo operacional & ganhos relativos, compreendendo todas as subestações da região Noroeste, conforme estudo efetuado, entendendo-se que os ganhos para o consumidor se refletem para toda sociedade envolvida pelas instalações.

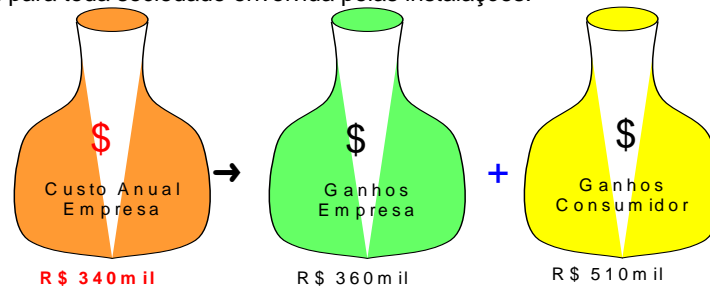


FIGURA 4 – Custos e Ganhos para a Reposição do Quadro de Operadores da Região Noroeste

4.4 Quadro de Operadores para o Centro de Operação do Sistema

“Apesar das mudanças com diferentes estruturas, regras de mercado e incertezas, um centro de controle deve sempre ser o lugar para manter a segurança, confiabilidade e qualidade do serviço elétrico”.(1)

O quadro de operadores do sistema do Centro de Operação do Sistema normalmente é formado por operadores oriundos de instalações de Transmissão e de Geração da Empresa. O operador, após passar por período de treinamento, assume as funções de operador do sistema. Um operador de sistema necessita em média três anos de experiência na função para trabalhar com certa autonomia. É importante registrar que é necessário, para a gestão interna da empresa de transmissão, formar a equipe de operadores de sistema para a supervisão e controle do sistema 24 horas por dia. O êxito da operação do sistema está baseado na incessante monitoração seguida de providências, com o objetivo de se conduzir, com segurança, o sistema a ser operado. Em situações de emergências é de fundamental importância para o sucesso das ações planejadas que haja supervisão e coordenação adequada baseadas na aplicação de conhecimentos e tranquilidade para a resolução de problemas.

5.0 - CONCLUSÃO

Embora a operação de subestações tenha passado por transformações com conseqüente redução generalizada nos quadros operacionais é possível explorar positivamente o fato, fazendo-se uma reavaliação da função operação nos dias atuais.

O trabalho apresenta razões para a manutenção dessa função dentro da hierarquia da operação, propondo critérios para composição do quadro de operadores frente a um sistema de transmissão existente.

Através de critérios definidos internamente a Copel e utilizando dados próprios, é mostrada uma metodologia que possibilita apresentar ganhos, tanto para a Empresa, como para os consumidores, decorrentes da redução do tempo de atendimento a uma subestação desassistida. O correspondente acréscimo de operadores gera aumento dos custos operacionais; logo gerenciáveis, no segmento de transmissão da Empresa.

A gestão dos recursos humanos e técnicos na operação local e sistêmica na empresa de transmissão traduz-se em benefícios a serem auferidos pelos usuários do sistema de transmissão (empresas de distribuição, consumidores livres, produtores independentes, etc.); portanto, os custos correspondentes devem ser reconhecidos na tarifa de transmissão, por serem justificáveis e traduzirem ganhos para a sociedade.

Os centros de operação das empresas de transmissão são unidades necessárias ao desempenho adequado da operação de responsabilidade das transmissoras, na medida em que concentram a estratégia de gestão operacional dessas empresas, tanto na aplicação de conhecimentos, como na tranqüilidade para a resolução das demandas normais e excepcionais da prestação do serviço público de energia elétrica.

As exigências da Norma Regulamentadora do Ministério do Trabalho – NR 10, recentemente publicada, exigirão o refinamento dos critérios propostos neste trabalho, uma vez que altera exigências na forma de executar os trabalhos em áreas energizadas.

A missão essencial do Regulador de um serviço, com características de monopólio natural, é garantir que sejam respeitados os direitos dos clientes, que não têm possibilidade de escolher o prestador de serviço, e dos prestadores de serviço, que atuam com eficiência e prudência. O prestador de serviço que atua com eficiência e prudência tem o direito de cobertura dos custos operacionais e adequado retorno sobre o capital investido, dado as características do negócio regulado.

Sendo assim, com a divulgação deste trabalho espera-se estar contribuindo para o estabelecimento de uma referência, no âmbito da operação, para a Empresa Padrão de Transmissão, que necessita ter quadro próprio de operadores tanto na execução e comando das instalações, como na coordenação e supervisão das instalações, através de um centro de operação de sistema.

Entende-se que a regulação estará cumprindo com suas atribuições e obrigações essenciais na medida em que as tarifas contemplem **custos operacionais** que atendam critérios de eficiência e **remuneração de ativos** efetivamente necessários para prestar os serviços com a qualidade exigida e com retorno adequado.

6.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- (1) Dy-Liacco, T.E., Control Centers Are Here To Stay, IEEE Computer Applications in Power, outubro/2002.
- (2) SRE/ANEEL, Nota Técnica nº 095/2004 - Revisão Tarifária Periódica da Concessionária de Distribuição de Energia Elétrica Copel.
- (3) MUSSI, A.R.X.H., OLIVEIRA, A., Operação de Subestações no Sistema de Transmissão da Copel – Curitiba 23/04/2004.
- (4) Melek, A., Avaliação Econômica em Sistemas Elétricos de Potência, Curitiba, setembro/1995.
- (5) Marquez, D.C., Krauss, C.C., Frisch, A.C., Parolin, E.L., A Experiência da Copel na Integração de Proteções Digitais ao Sistema de Automação de Subestações; SNPTEE, Uberlândia – Brasil.

7.0 - DADOS BIOGRÁFICOS

Ana Rita Xavier Haj Mussi, nascida em Curitiba, em 1960, graduou-se em engenharia elétrica pela Universidade Federal do Paraná em 1983, tem especialização em Redes e Sistemas Distribuídos pela PUC-PR, em 1994, especialização Gestão Empresarial, pela Fundação Dom Cabral e PUC-MG, em 1995, aperfeiçoamento em Gestão Técnica de Concessionária de Energia, em 1996, especialização em Sistema Elétrico de Potência, pela Universidade Federal de Itajubá, em 2003. Trabalha na Copel desde 1986, sendo no Departamento de Operação do Sistema desde 1988, onde possui vários trabalhos publicados. Atualmente responde pela gerência do Centro de Operação do Sistema da Copel.

Arai de Oliveira, nascido em Curitiba, em 1961, graduou-se em engenharia elétrica pela Universidade Federal do Paraná em 1984, tem Especialização em Análise de Sistemas de Energia Elétrica pela Universidade Federal de Santa Catarina em 2004. Trabalha na Copel desde 1990, tendo trabalhado com operação e manutenção de usinas hidroelétricas de grande porte, pequenas centrais hidroelétricas e usina termoeletrica entre 1990 e 1996 e com operação de subestações de transmissão e subtransmissão entre 1996 e 1999 e operação somente de subestações de Transmissão a partir de 1999 até os dias atuais.