



**XXIII SNPTTE
SEMINÁRIO NACIONAL
DE PRODUÇÃO E
TRANSMISSÃO DE
ENERGIA ELÉTRICA**

F1/GMI/20
18 a 21 de Outubro de 2015
Foz do Iguaçu - PR

GRUPO –XII

GRUPO DE ESTUDO DE ASPECTOS TÉCNICOS E GERENCIAIS DE MANUTENÇÃO - GMI

INOVAÇÃO E EFICIÊNCIA NA MANUTENÇÃO DA SUBESTAÇÃO BLINDADA RAMON REBERTE FILHO

**Marcelo Aparecido Carrapato (*) Cássio Corazza da Silva
CTEEP – CIA DE TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA PAULISTA**

RESUMO

Este trabalho foi idealizado para demonstrar inovação e eficiência na solução adotada para a recuperação após uma falha de grandes proporções em uma subestação isolada a gás (GIS). O objetivo é evidenciar que o formato de gestão possibilitou de forma eficiente, a padronização dos procedimentos, dos tempos de execução, do quantitativo e qualificação das pessoas envolvidas nas atividades de recuperação da subestação.

A recuperação proporcionou uma oportunidade ímpar para o aprendizado e capacitação das pessoas. A gestão do conhecimento em grandes reparos é de grande valia para a empresa, pois envolve o processo de contratação, fornecimento, execução do reparo, remontagem e testes.

PALAVRAS-CHAVE

Subestação isolada a gás (GIS), Hexafluoreto de enxofre (SF-6), Gestão da manutenção e do conhecimento.

1.0 - INTRODUÇÃO

Após falha catastrófica com grande área afetada em Subestação blindada na cidade de São Paulo, profissionais CTEEP e ABB recuperam a SE em tempo recorde através da implantação de formato inovador da realização da atividade.

Segundo o fabricante, mundialmente ainda não havia sido feito o trabalho da maneira proposta.

O desafio era recuperar a Barra 3 A e os demais equipamentos sinistrados de maneira a causar a menor indisponibilidade para as funções transmissão (equipamentos) que estavam operando pela outra Barra.

A CTEEP havia criado a partir do Plano de Ação em Janeiro de 2013 uma Força Tarefa em Subestações Blindadas inicialmente com o objetivo de atualizar a manutenção dos seccionadores e disjuntores da SE Centro e acima de tudo garantir a confiabilidade das blindadas CTEEP em relação a sua atualização da manutenção necessária.

Com a necessidade da recuperação da Barra 3 A da SE RRF surgiu a oportunidade de utilizar os trabalhos necessários como uma forma de transmitir os conhecimentos dos colaboradores mais experientes para os demais de forma a repassar e firmar conhecimento.

A estrutura e a organização deste trabalho foram divididas entre descrever as características gerais da SE Ramon Reberte Filho, mostrar detalhes da falha operativa como causa raiz e área afetada, demonstrar a forma utilizada para a recuperação, tempos, custos, cuidados relatando o aprendizado adquirido pelas equipes de manutenção, gestão do conhecimento e principalmente a motivação de todos para a obtenção dos resultados obtidos.

(*) Rod. Comandante João Ribeiro de Barros, Km 348 – Distrito Industrial III - OMMB – CEP 17.015-970, Bauru, SP – Brasil, Tel: (+55 14)3109-2268 – Fax: (+55 14) 3109-2331 – Email: mcarrapato@ctEEP.com.br

2.0 - CARACTERÍSTICAS SA SUBESTAÇÃO

A subestação Ramon Reberte Filho está localizada na Zona Leste da Cidade de São Paulo em área com alta densidade populacional.

De fabricação BBC, tipo EBK possui barramento duplo com capacidade de Curto: 40 KA – 1 segundo, foi fabricada em 1978 entrando em operação em 1990.

A Subestação é composta por dois conjuntos isolados a hexafluoreto de enxofre (SF6), um de 345 kV e outro de 145 kV operando em 88 kV.

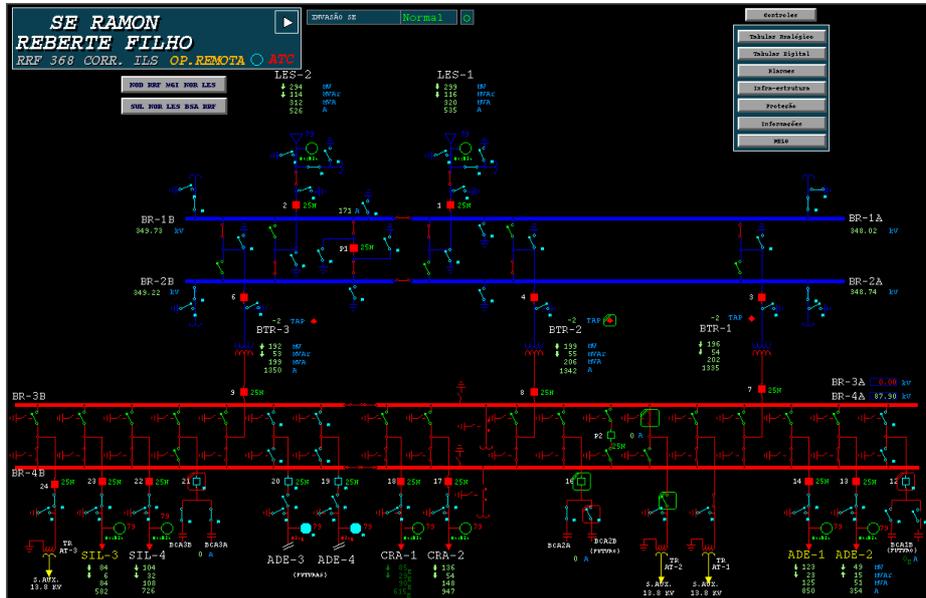


Figura 1 – Tela diagrama unifilar de manobras SAGE.

No setor de 345 kV existem seis bays. As Linhas de transmissão LES/RRF C-1 e C-2, um bay paralelo e três bancos de transformadores de 400 MVA cada, totalizando 1200 MVA de capacidade de transformação.

No setor de 88 kV temos dezoito bays sendo um paralelo, um interligação de barras, dois de TP's de medição, dois banco de capacitores, três transformadores de aterramento, três secundários de transformadores e seis 06 bays de linhas de transmissão.

Os seis bays de linhas de transmissão em 88 kV alimentam o sistema de subtransmissão da empresa AES Eletropaulo, abrangendo parte da Região Leste da cidade de São Paulo e do ABC paulista.

A SE RRF recebe tensão da SE LESTE pelas LTs LES/RRF C-1 e C-2 de 345 kV e fornece 88kV para a AES Eletropaulo através das LTs RRF-ADE C-1 e C-2, RRF/SIL C-3 e C-4 e RRF/CRA C-1 e C-2 de 88 kV.

O conjunto blindado de 345 kV é isolado independentemente fase por fase, ou seja, existe um duto ou módulo para cada fase, tanto no barramento como para os demais equipamentos. O de 88 kV, possui apenas um único duto para as três fases no barramento e para os demais equipamentos, dutos (módulos) separados fase por fase.

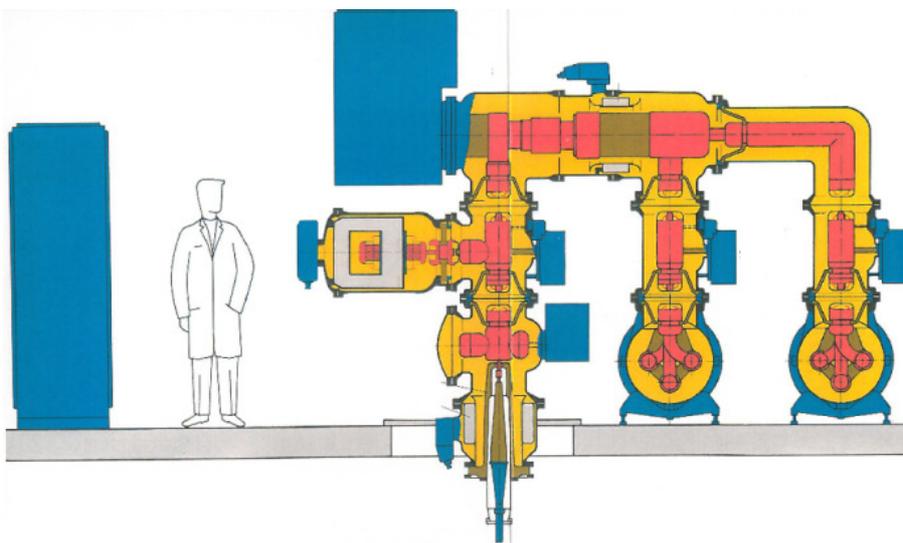


Figura 2 – Desenho em corte de um bay típico da subestação RRF.

2.1 Falha Operativa

A perturbação teve início com a ocorrência de falha operativa nas manobras de normalização das barras 4A/4B de 88 kV e TR-AT-2 que se encontravam desligados para execução de serviços programados no TRAT-2. Um dos serviços programados previa a abertura do link de trip do TR-AT-2, provocando o bloqueio total de suas proteções, inclusive as de sobrecorrente.

A falha teve origem na indevida avaliação da inconsistência de estado indicada para o seccionador de aterramento do vão do transformador de aterramento TRAT-2, número de operação 36829-93.

Este seccionador deveria estar aberto, e com confirmação no local, junto ao equipamento, conforme Manual Unificado de Operação e Manutenção da CTEEP.

No entanto, sua abertura não foi efetivamente confirmada, mesmo com todos os indícios de que, após comando de abertura, continuava fechado.

Tal falha fez com que a tentativa de energização do transformador de aterramento TR-AT-2 ocorresse sobre falta trifásica, no momento em que o seccionador 36829-352 foi fechado na Barra 3 A.



Figura 3 – Sinalização do seccionador de aterramento rápido 36829-93 do bay TRAT-2.

O intertravamento entre a chave 36829-352 e a 36829-93 não permitiria que o fechamento ocorresse. A ação tomada pelo Técnico foi à retirada do intertravamento entre os citados seccionadores, ocorrido no painel de comando local, dando origem ao referido curto-circuito. De outra forma, não haveria possibilidade de que o curto-circuito se estabelecesse.

O curto-circuito trifásico foi de 23 kA, e pelo fato de a sua localização ser externa à zona da proteção diferencial de barras, era esperada a atuação das proteções de sobrecorrente de fase instantâneas do transformador de aterramento TR-AT-2, porém, houve recusa de atuação desse sistema de proteção em razão do mesmo se encontrar bloqueado através do “link” (corta-trip), o que caracteriza outra falha.

Assim, a falta permaneceu sustentada por 533,4 ms pelo arco elétrico entre os contatos móveis e fixos do seccionador 36829-352, sendo esta eliminada pelas atuações corretas das proteções diferenciais de barras, somente após a sua evolução para dentro da zona de atuação destas proteções, ou seja, após o curto circuito ter evoluído para a carcaça deste seccionador.

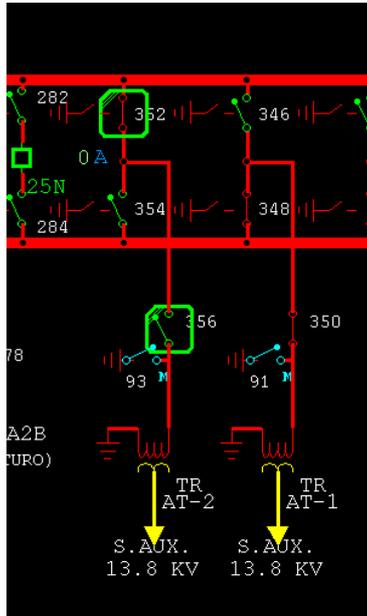


Figura 4 – Tela unifilar manobras



Figura 4 – Tela unifilar manobras. Figura 5 – foto do contato móvel do secc. 36829-352 após ocorrência.

2.2 Equipamentos Envolvidos

Com esta falha foi estabelecido um curto circuito no bay do TR-AT-2 tendo como consequência a danificação completa do seccionador 36829-352 e contaminação total da Barra 3A.

A barra 3 A possui treze trechos conectados e todos esses trechos foram afetados pelo SO₂ dióxido de enxofre gerado e outros produtos de decomposição, provenientes do arco elétrico de alta corrente.

Podemos enfatizar que neste modelo de equipamento o gás isolante SF₆ de toda a Barra 3 A é o mesmo formando um único compartimento e estes invólucros não possuem válvula de sobre pressão.

Este fato possibilitou que, durante a ocorrência a sobre pressão gerada no compartimento da Barra afetasse alguns compartimentos adjacentes a Barra 3 A em maior ou menor grau de contaminação. Os disjuntores dos bays paralelo, TR-AT-2 e do TR-1 foram afetados.



Figura 6 – Foto conexões do 36829-352 a Barra 3 A.



Figura 7 – Foto Trecho da Barra 3 A contaminado.

3.0 - FORMATO PARA RECUPERAÇÃO

Foi constatado que apesar da intensidade do curto circuito e danos provocados o gás SF₆ não vazou dos compartimentos para a atmosfera. Caso o gás SF₆ tivesse vazado poderia ter causado sérios danos às pessoas pelos gases quentes e venenosos que poderiam ser inalados.

Para a identificação do que foi afetado foi utilizado um instrumento analisador da qualidade do gás SF₆ e através das medições deste gás SF₆ em todos os compartimentos da SE foi possível identificar e promover as ações necessárias para mitigar o impacto negativo que a contaminação do gás SF₆ poderia causar nos equipamentos adjacentes.

Após conhecermos a dimensão e equipamentos envolvidos foi executado o planejamento para recuperação da falha.

O maior problema era a necessidade da desmontagem de toda a Barra 3 A afetada e que devido à sua forma construtiva possibilita sua desmontagem lateralmente.

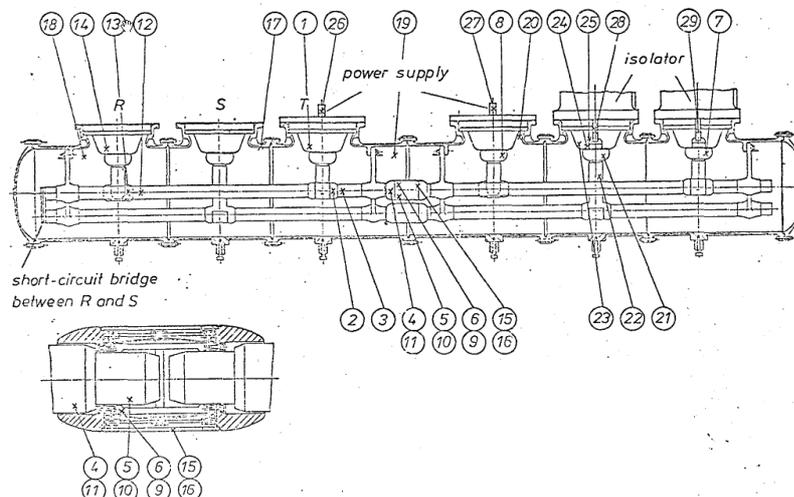


Figura 8 – Desenho em corte ilustrando trecho da Barra 3 A.

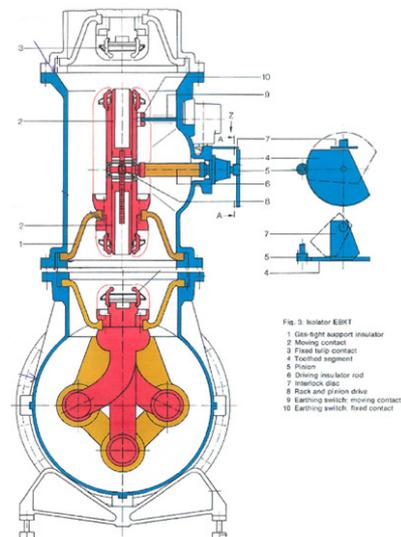


Figura 9 – Corte Barra e seccionador.

➤ Ideia Inicial

Considerávamos a hipótese de desmontarmos um bay por vez e com o equipamento desenergizado faríamos a remoção do disjuntor e seccionador possibilitando a retirada do trecho de barra afetado referente a este circuito e então retornaríamos com o disjuntor e seccionador retirados disponibilizando o circuito para energização. Isto seria feito para todos os treze trechos de barra afetados. Após esta etapa os trechos de barra seriam reformados e seria necessário novamente repetir todo o processo de impedimento com a desenergização de todos os bays um por vez para remontagem dos trechos de barra recuperados.

➤ Ideia Inovadora

Através de prisioneiros existentes nos trechos de barra seria possível abaixá-la alguns centímetros, possibilitando a vedação dos seccionadores adjacentes utilizando-se de flanges previamente confeccionados. Com os seccionadores vedados tornou-se possível com segurança a retirada axial dos trechos de barra sem que fosse necessário qualquer impedimento. Um dispositivo foi desenvolvido para possibilitar o arrasto dos trechos de barra, sendo que algumas barreiras físicas dificultaram um pouco esta atividade (eletro-calha e mão francesa de sustentação do disjuntor). Os treze trechos de barra tiveram que ser abaixados concomitantemente para não ocasionar a quebra dos cones e suportes isolantes internos, sendo exigido este mesmo formato na montagem.

3.1 Tempos e custos

Manutenção, disponibilidade e confiabilidade são conceitos estreitamente relacionados e o gestor de manutenção deve maximizar a disponibilidade e confiabilidade dos ativos a um custo adequado.

Subestações blindadas não são produtos seriados, disponíveis em estoques de fabricantes ou distribuidores e sim construídos mediante projetos especiais. As políticas de sobressalentes, as manutenções preventivas e corretivas envolvem inúmeros aspectos específicos.

Manutenções nestes equipamentos envolvem tempos e custos consideráveis, que passam pelas etapas de planejamento, contratação, fornecimento de materiais, reparo e testes.

Subestações blindadas são equipamentos que apresentam uma taxa de falhas reduzida se comparado a subestações convencionais ao tempo. Por este motivo o número de especialistas também é reduzido. Percebe-se que os fabricantes trabalham com um pequeno contingente de pessoas especializadas. Nesta recuperação o fabricante foi envolvido no processo desde o início.

Um fator decisivo para atingir a recuperação em um menor tempo foi à recuperação de alguns materiais em empresas no Brasil visto que os tempos para o fornecimento do material original, importado eram de seis meses. Exemplo disto foi à recuperação dos dedos de contato e anéis guias das vedações que perderam seu tratamento superficial devido a ação do dióxido de enxofre (SO₂).

Algumas vedações utilizadas também foram confeccionadas por fornecedores nacionais pelo mesmo motivo. Testes laboratoriais foram realizados para comprovação da qualidade do material.

Considerando que fosse utilizada a ideia inicial teríamos a princípio um impedimento de 24 horas de desligamento dos Bancos de Transformadores 1 e 2 (R\$ 47.550,00) para desmontagem e retirada do trecho de barra e mais 36 horas de indisponibilidade dos Bancos de Transformadores 1 e 2 (R\$ 71.325,00) para a montagem definitiva, perfazendo um total de R\$ 118.875,00.

Simulador Parcela Variável - Programado

Local	Equipamento	
RRF	TR 1 345/88 kV RRF	
Pagamento base mensal:	R\$ 73,703.14	

Programada (KP):	Urgência (KO):	Emergência/Perturbação(KO):
10	50	150

Período Programado	Data	Horario
Início	08/08/2014	08:00
Término	08/08/2014	16:00

Antecedencia para solicitação:	IP - Programada - fora do PMI
Motivo do Serviço:	MP - Manutenções preventivas

Indisp. prevista (minutos)	480	
Valor calculado:	R\$7.925,07	Percentual Receita: 10,75%

Observação: Desconto de Parcela Variável sujeito às limitações determinadas pelo Art. 12 da ReN 270/2007.

Figura 10 – Tela do simulador de Parcela Variável do programa PIO - CTEEP.

3.2 Cuidados na execução

Dentre os diversos riscos envolvendo grandes reparos em equipamentos, pode-se considerar que um dos principais é a contaminação do isolamento, seja por umidade, partículas ou outros contaminantes.

Para o controle deste risco, dentre outros, foram implementadas as seguintes medidas preventivas:

- As ferramentas e materiais utilizados nos trabalhos internos foram listados e controlados para conferência, evitando esquecimento no interior do equipamento quando encerrados os trabalhos;
- Foi criada uma área específica para armazenamento e outra para descarte de materiais;
- Para o manuseio do gás SF₆ contaminado foi utilizado uma estação de tratamento, mangueiras e conexões exclusivas além de todo o gás contaminado foi alocado em cilindros apropriados e tudo foi identificado, visando a não contaminação dos compartimentos após montagem.
- Durante todo o processo de montagem foi injetado ar super seco no interior dos invólucros.

Outro fator importante a ser considerado é que em todas as etapas da montagem foi executado o ensaio de resistência de contato para garantir que a montagem fora executada corretamente.

Cabe ressaltar que durante toda a atividade de desmontagem e montagem dos trechos de barra havia equipamentos adjacentes com a pressão nominal e em alguns casos energizados. Este fator exigiu que sempre um colaborador estivesse incumbido de fiscalizar e alertar todas as ações. Houve o cuidado de manter o controle de pressão em todos os seccionadores de barra.

3.3 Planejamento e Organização

Na etapa de Organização foi aplicado o planejamento definido, gerenciando os recursos existentes.

A padronização dos procedimentos, dos tempos de execução, do quantitativo e qualificação das pessoas envolvidas foram fatores levados em consideração no restabelecimento deste sistema.

Para o planejamento as seguintes perguntas foram respondidas:

- Qual atividade de manutenção terá que ser realizada?
- Onde será realizada?
- Quantas pessoas serão necessárias?
- Qual a qualificação requerida das pessoas envolvidas?
- Qual o cronograma de execução?
- O equipamento será disponibilizado?
- Qual impacto financeiro desta indisponibilidade?
- Quais recursos materiais (ferramentas, instrumentos de ensaios, consumíveis, equipamentos de elevação) serão necessários?
- Existem procedimentos definidos para execução das atividades da manutenção e de segurança?

Para a padronização dos processos envolvidos foi estabelecido níveis distintos de atividades classificados pela complexidade envolvida na execução e foi dividida em quatro níveis com exemplos conforme relacionado abaixo:

- Nível 1: Atividades de baixa complexidade em determinados componentes, sem necessidade de desligamento do equipamento e ao nível do solo.
- Nível 2: Atividades de média complexidade executadas a partir de procedimentos.
- Nível 3: Atividades de alta complexidade executadas a partir de procedimentos, com a necessidade de equipamento de apoio, instrumentos de ensaio ou de pessoal com capacitação em tecnologias específicas.
- Nível 4: Atividades não rotineiras (em sua maioria sem procedimento estabelecido) com a necessidade de especialista ou de apoio de processos industriais.

Tabela 1 – Atividades x nível complexidade.

Atividade	Nível
Inspeção visual (Pressão)	1
Medição Qualidade do gás SF6	1
Tratamento e Limpeza de componentes	1
Preparação de componentes para montagem	1
Ensaio de Resistência de contato	2
Ensaio para avaliação nos isoladores e suportes isolantes	2
Desconexão e conexão de fiação de TC's, disjuntor e seccionadores	2
Manuseio do gás SF6 através Carros de serviço	3
Ensaio de Descargas Parciais Método Acústico	3
Ensaio de Tensão Aplicada	3
Desmontagem dos trechos de Barra	4
Reparo na parte ativa	4
Regulagem e inspeção	4

Frequentemente, as atividades rotineiras de manutenção na subestação blindada são realizadas pelas equipes formadas pelos funcionários da própria regional devido à confiabilidade, complexidade e frequência.

Algumas tarefas necessitam de maior especialização e sua frequência de realização dificulta uma capacitação adequada dos funcionários próprios e às vezes podem ser realizadas pelo fabricante ou empresas terceirizadas. As tarefas de maior complexidade, executadas pela Força Tarefa visam manter o conhecimento e suas competências técnicas.

4.0 - APRENDIZADO / CAPACITAÇÃO DAS PESSOAS

Os conhecimentos envolvidos com a manutenção desses equipamentos podem ser considerados como estratégicos, estando normalmente ligada a missão das empresas de energia. Esses conhecimentos, devido ao seu alinhamento com os objetivos estratégicos, constituem fatores críticos de sucesso do negócio, e devem ser preservados e gerenciados como ativos da empresa, sendo que o gerenciamento do conhecimento consolidar-se-á como um sistema de apoio a decisão.

Às vezes, conhecimento e informação são difíceis de distinguir um do outro, mas ambos são mais valiosos e tem uma participação humana maior do que dados brutos de sistemas computacionais.

O conhecimento pode ser tácito ou explícito. O conhecimento tácito é aquele que se refere ao conhecimento pessoal como experiências, habilidade pessoal, conhecimento implícito, conhecimento não compartilhado, de maneira geral, podemos dizer que é o conhecimento que “esta na cabeça das pessoas”. Já o conhecimento explícito é aquele que esta em manuais, instruções, planilhas, intranet, apostilas, sequencias de fotos, filmes.

Grande parte do trabalho da Gestão do Conhecimento implica em converter conhecimento tácito em explícito.

Essa situação frequentemente tem a colaboração de pessoas que podem resistir a compartilhar seu conhecimento. Converter conhecimento tácito em explícito, pode-se dizer que significa o trabalho conjunto entre profissionais de diferentes maturidades, como por exemplo, a convivência de um técnico sênior com um técnico Junior.

No caso abordado neste trabalho, o gerenciamento da gestão do conhecimento foi aplicado, aproveitando a oportunidade para aprender e treinar as pessoas, registrando as etapas para divulgar os conhecimentos envolvidos nessa atividade.

Para obtermos o histórico do equipamento em nosso caso foram registrados quais e como as atividades de manutenção foram executadas e utilizadas no processo de Gestão do Conhecimento, onde houve a preocupação de transmitir o conhecimento entre as equipes de manutenção.

5.0 - CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

A gestão do conhecimento aplicada em reparos em campo é uma oportunidade para aprender e treinar as pessoas, registrando as etapas para divulgar os conhecimentos envolvidos nessa atividade.

Sendo a intervenção executada pela primeira vez, é conveniente elaborar um projeto e para isso há necessidade

de planejamento, definição do escopo de serviço, avaliação de reforço de pessoal, insumos e muitas vezes a necessidade de contratação de fabricante.

A gestão do conhecimento em grandes reparos e de grande valia para a empresa, pois envolve todo o processo de contratação, fornecimento, execução do reparo, remontagem e testes, tudo isso fará com que a empresa tenha ganhos expressivos na transferência de conhecimentos e o resultado pode ser aplicado em reparos similares.

Podemos citar outras vantagens com a gestão do conhecimento como a identificação de falhas e as soluções adotadas para corrigir, a definição de alertas para evitar surpresas desagradáveis, a elaboração de check-list feitos durante as etapas de execução e testes.

Todo o processo foi registrado e documentado, mostrando todos os detalhes importantes e esse acervo será utilizado quando da necessidade de se executar reparos semelhantes.

Com relação à falha deve-se fazer um reexame para que as causas da falha não aconteçam novamente, além de identificar todas as falhas que podem ocorrer e se programar para a correção e treinamento das pessoas.

6.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- (1) CIGRÉ GT A2.05, "Guia de Manutenção para Transformadores de Potência" - 2013.
- (2) CTEEP, Relatório de Análise de Erros de Operação e Manutenção, N.º: CIPEO OPO-004/2013 – Outubro/2013
- (3) ABB, Manual de Manutenção da Blindada ABB, modelo EBK - 1990.

7.0 - DADOS BIOGRÁFICOS

➤ **Marcelo Aparecido Carrapato**

Nascido em Bauru, SP em 28 de junho de 1971.
Técnico em Mecânica e Eletrotécnica (1990).
Graduado em Administração de Empresas – ITE – Bauru.
Graduado em Engenharia Elétrica - UNIP – Bauru.
Pós-Graduado em Engenharia de Produção – UNESP – Bauru.
Cursando Mestrado em Engenharia Elétrica – USP – São Carlos.
Empresas: 1990 a 2015 - CESP / CTEEP

Iniciou sua carreira na CESP como eletricitista de manutenção, atuando como técnico da regional Bauru durante vários anos, atualmente é Engenheiro Pleno de manutenção e desenvolvimento no Centro de Manutenções Especiais que é ligado a Gestão da Manutenção da CTEEP.



➤ **Cássio Corazza da Silva**

Nascido em São Paulo em 04/09/1960.
Graduado em Engenharia Elétrica – Fundação Armando Álvares Penteado – São Paulo – 1984
Especialização em MBA do setor Elétrico - USP 2002
Empresas: 1985 a 2015 - CESP/CTEEP

Sempre na área de manutenção, iniciei minhas atividades em 1985 na área de elaboração de normas e procedimentos de manutenção, passando em 1988 para a área de estudos, onde tive a oportunidade de conviver com diversos companheiros com grande experiência na área. Já por volta de 1994 passei a elaborar os indicadores de desempenho das instalações da CTEEP, e em 1997, coordenei a Comissão de Desempenho de Equipamentos do então GCOI – Grupo Coordenador da Operação Interligada, sucedido pelo ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico. A partir de 2004 assumi a coordenação de equipe voltada a manutenção de blindadas, baterias e retificadores, em 2007 a coordenação de análise da manutenção e em jan/2015 assumi a gerencia da OMM.

MBA voltado ao setor Elétrico realizado na USP além de outros cursos de especialização.
Representante da CTEEP na ABRATE nos assuntos ligados a manutenção.

