



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

FI/GMI/24  
18 a 21 de Outubro de 2015  
Foz do Iguaçu - PR

**GRUPO – XII**

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

**INSPEÇÃO TÉCNICA NAS INSTALAÇÕES DA OTP, UTILIZANDO AUDITORIA COMO INSTRUMENTO DE OTIMIZAÇÃO DE GESTÃO DA MANUTENÇÃO**

**Eleanor Dias de Sousa(\*)  
ELETRONORTE**

**Mário Alberto Roca Martins Filho  
ELETRONORTE**

**Ana Vera Neves de Souza  
ELETRONORTE**

**RESUMO**

O informe técnico descreve a utilização de auditoria como instrumento de otimização da gestão de manutenção. Para realização do projeto foi montado uma equipe multidisciplinar e estipulado um prazo de três anos para a obtenção de “zero” índice de falhas com potencial de provocar pagamento de parcela variável e multa por fiscalização. As auditorias seguiram protocolo prévio semelhante ao estabelecido no Contrato de Transmissão e Prestação de Serviços da ANEEL, e foram realizadas em todas as instalações da Regional de Transmissão do Pará e os resultados foram satisfatórios para a Regional de Transmissão do Pará.

**PALAVRAS-CHAVE**

Auditoria, Fiscalização, ANEEL, Manutenção, Gestão.

**1.0 - INTRODUÇÃO**

Em 2011, o Superintendente da Regional de Transmissão do Pará, Sr. Airton Hass, propôs um desafio audacioso para a assessoria de gestão da manutenção local, definindo um horizonte de três anos para reduzir a “zero” o índice de falhas e reincidências com potencial de provocar pagamento de parcela variável e multas por fiscalização, com isso, melhorar o atendimento ao contrato de transmissão e prestação de serviços (CTPS) mantido com a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL que regulamenta a operação e manutenção das instalações e equipamentos de transmissão (5).

Em 2010 o Operador Nacional do Sistema - ONS apresentou a Eletronorte como uma das empresas do setor elétrico que mais teve desligamentos que abalaram o Sistema Interligado Nacional - SIN por falha humana. Após este relatório a Diretoria de Operação - DO solicitou a revisão nos procedimentos de elaboração de planejamento das atividades, prazos para tramitação de documentos junto ao ONS e execução dos serviços.

Primeiramente, foi solicitada a revisão da forma de planejamento, que era descrito de forma muito sucinta, implicando em falhas de execução, por não descreverem de forma clara e objetiva as etapas de realização de serviços. A mesma atenção foi replicada aos relatórios de conclusão dos serviços, que por serem relatados de maneira também muito resumida, comprometia a análise dos resultados e adoção de contramedidas por todas as equipes. Partindo desse cenário e visando padronizar o planejamento de intervenções, a superintendência de engenharia da manutenção da transmissão, órgão vinculado à diretoria de operação da empresa, estabeleceu o “Procedimento para Elaboração, Análise e Aprovação do Planejamento de Intervenções” ficando sob a responsabilidade das Regionais fiscalizarem sua execução. Às equipes de assessoria de gestão juntamente com a engenharia local ficou o encargo da elaboração de roteiros de relatórios de encerramentos técnicos das atividades e os respectivos cumprimentos.

Iniciou-se uma rotina de acompanhamento semanal dos documentos relativos ao planejamento, tramitação e execução de serviços que envolvessem desligamentos, riscos de desligamentos e realizados em faixa de linha de transmissão, passado um mês de verificação e análise das ordens de manutenção expedidas pelas subestações, o Superintendente da Regional de Transmissão do Pará – OTP montou juntamente com a equipe de gestão um calendário de auditoria, para “in loco” verificar se os procedimentos de manutenção estavam sendo seguidos pelas equipes.

## 2.0 - PROCESSO DE REALIZAÇÃO

Com estes novos procedimentos houve a necessidade de fiscalizá-los de forma mais ativa, então foi criada uma equipe multidisciplinar composta por: 3 engenheiros eletricitas, sendo um deles o Superintendente da Regional de Transmissão do Pará, 1 técnico de engenharia civil e 1 técnico em manutenção elétrica com especialidade no módulo PM do SAP R3, 1 supervisor de operação, 1 técnico de segurança do trabalho e meio ambiente, para realizarem auditorias periódicas nas instalações da OTP, obedecendo a um protocolo previamente estabelecido. O escopo das auditorias é levantar não conformidades nos equipamentos de potência segundo o contrato de prestação de serviços, abrangendo os circuitos de alta tensão, serviço auxiliar, proteção, comando e controle, aspectos e impactos ambientais, questões relativas à segurança do trabalho e conservação do patrimônio.

- a- A OTP possui 12 subestações, sendo 3 em Altamira, 4 em Marabá, 3 em Belém, 1 em Tucuruí e 1 em Vila do Conde.
- b- As auditorias seguem cronograma anual, previamente definido pelo Superintendente Regional, com intervalo médio de 4 meses entre visitas. A linha de processo obedece ao seguinte fluxo: auditoria nas instalações, emissão e encaminhamento de parecer técnico pela equipe responsável, ações de melhorias pelas instalações e retorno às instalações, quando o ciclo se reinicia.

Segue tabela 1, com itens de verificação, exemplificando um equipamento de alta tensão que é auditado pela equipe:

Tabela 1 – Planilha de Auditoria SE-GUAMÁ (1)

REGIONAL DE TRANSMISSÃO DO PARÁ - OTP				
CENTRO DE PLANEJAMENTO REGIONAL - CPR				
AUDITORIA CPR				
LOCAL: SUBESTAÇÃO GUAMÁ				
DATA AUDITORIA:				
GMTF6-01				
ITEM	BAY/ EQUIPAMENTO	VERIFICAR	N	AN
01	GMTF6-01-FV	a - Conservação e Limpeza geral		
		b - Identificação geral		
		c - Funcionamento de Ventiladores		
		d - Funcionamento de Termômetros		
		e- Identificação Paineis de comando		
		f- Identificação Paineis Comutador		
		g- Presença de vazamentos		
		h- Estado da sílica gel		
		i- Sistema de selagem Biapack		
		j- Indicadores de nível de Óleo Comutador		
		k- Indicadores de nível de Óleo Tanque Principal		
		l- Indicadores de nível de Óleo Buchas		
		o - Outros		

A primeira instalação a ser auditada, em fevereiro de 2012, foi a subestação do Utinga que se localiza em Ananindeua. Onde foram encontradas 247 não conformidades, segundo o protocolo e demonstrado na figura 1. Na segunda visita foi encontrado um índice de resolução de anormalidades de 49,39%.



FIGURA 1 – Não conformidades resolvidas SE-UTINGA

No ano de 2012, foram realizadas 18 auditorias nas instalações da Regional de Transmissão do Pará e levantadas 4062 não conformidades segundo critérios do contrato e prestação de serviços da ANEEL, com índice de correção da ordem de 50,81% (ver tabela 2).

No ano de 2013 foram realizadas 13 auditorias e dos 50,81% restantes de não conformidades do ano anterior foram resolvidas 20,13%.

A figura 2 mostra a evolução de não conformidades encontradas e corrigidas na aplicação deste método entre os anos 2012 até 2014.

Tabela 2 – Resumo das Auditorias Subestações OTP - 2012

	Não conformidades Encontradas	Não Conformidades Resolvidas	Total de Não conformidades que ficaram para ser solucionadas
Belém	632	258	374
Marabá	854	456	398
Tucuruí	1058	627	431
Vila do Conde	1258	603	655
Altamira	260	120	140
Total	4062	2064 = 50,81%	1998



FIGURA 2 – Evolução da realização de não conformidades encontradas nas auditorias da OTP

As auditorias evidenciaram a solução de problemas crônicos como: corrosões, infiltrações de água em caixas de interligação e painéis, falta de vedações, fiações soltas, falta de identificações de componentes, vazamentos de óleo em equipamentos diversos, falta de "check list" de procedimentos de inspeções em pátio que deveriam constar em armários, painéis e casas de relés, realizadas pela equipe de manutenção autônoma.

Foram elaborados Procedimentos de Manutenção Planejada - PMP's para atendimento das equipes de proteção, comando e controle e e Instruções de Manutenção -ITM's, revisados Procedimentos Manutenção Autônoma - PMA's e Instruções de Operação - ITO's com o intuito de melhorar o atendimento da equipe de manutenção autônoma, e adequado o plano anual de manutenção para que todas as equipes se integrassem e obtivessem melhor resultado quanto às intervenções que envolvessem vultos.

### 3.0 – RESULTADOS PARA A REGIONAL DE TRANSMISSÃO DO PARÁ

#### 3.1 Multas por Fiscalização

A Regional de Transmissão do Pará foi auditada pela ANEEL no ano de 2006 e recebeu uma multa equivalente a R\$ 2.400.000,00, referente ao não cumprimento do contrato de transmissão e prestação de serviços – CTPS, a mesma foi contestada pelo superintendente da Regional e foi reduzida para o valor de R\$ 1.400.000,00. Neste primeiro momento a subestação de Marabá começou a modificar seus métodos de controle e execução, pois, foi por essa subestação que a Eletrobrás Eletronorte sofreu a primeira sanção de órgão fiscalizador.

Em 2010, houve auditoria pela ANEEL em Vila do Conde e a instalação recebeu multa de R\$ 500.000,00, havendo uma redução de 64% referente à primeira multa aplicada a empresa.

Em 2013 a subestação de Vila do Conde foi auditada pelo Ministério de Minas e Energia- MME no Sistema de Proteção Comando e Supervisivo – SPCS, onde foi verificado o cumprimento de protocolo de Proteção, onde não foram constatadas anormalidades. A equipe de auditoria se surpreendeu ao saber que este protocolo já vinha sendo aplicado nas auditorias internas realizadas pelo superintendente Regional com a equipe de assessoria local.

E no mesmo ano de 2013, a subestação de Marabá foi auditada novamente pela Agencia Nacional de Energia Elétrica -ANEEL e não houve aplicação de multa, ou seja, não foram constatadas não conformidades graves (ver figura 3).

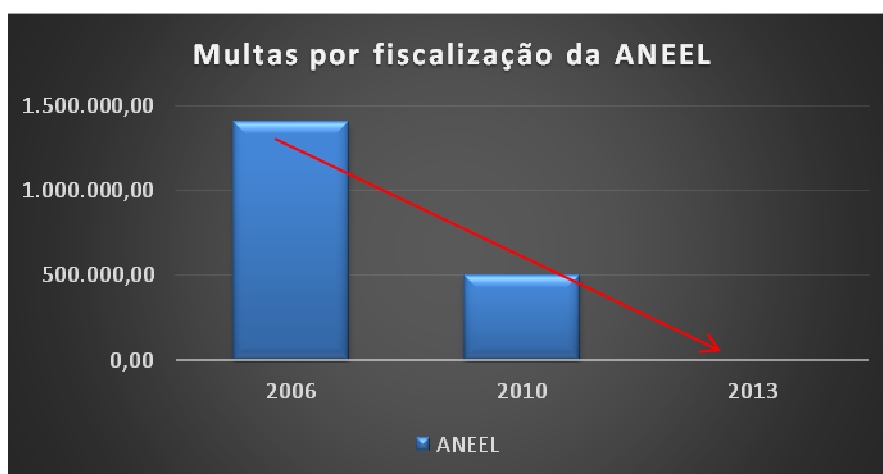


FIGURA 3 – Multas por fiscalização da ANEEL

#### 3.2 Pagamento de Parcela Variável e Atendimento do Índice de Desempenho do Sistema de Transmissão

No ano de 2010, o valor de parcela variável paga pela Regional do Pará foi da ordem de R\$ 2.302.913,32 equivalente a 7,24% da receita anual, porém a meta de desempenho do sistema de transmissão que era de 99,01% foi atingida, mas, o resultado do relatório expedido pelo ONS atesta que a Eletronorte obteve alto índice de faltas por falha humana, cerca de 43% do valor da parcela variável, fez com que a empresa mudasse seu modo de atendimento (2).

Para o ano de 2010, as subestações de Vila do Conde e Marabá tiveram desempenhos insatisfatórios, pois não atenderam a expectativa de disponibilidade do sistema de transmissão de sua responsabilidade conforme previsão contratual junto ao ONS (2).

Equipamentos que maior contribuíram para o pagamento de parcela variável deste ano foram os compensadores síncronos e reatores por atraso em entrega de obra (2).

No ano de 2011 o valor de parcela variável paga pela Regional do Pará foi da ordem de R\$ 1.294.900,97, havendo uma redução de 44% em relação ao ano de 2010, sendo que o índice de falha humana foi de 39,3% da parcela paga e meta de desempenho do sistema de transmissão que era de 99,10% foi atingida (3).

Para o ano de 2011 as subestações de Santa Maria, Marabá, Tucuruí tiveram desempenho Insatisfatório, pois apesar de atender a expectativa de disponibilidade do sistema de transmissão de sua responsabilidade conforme previsão contratual junto ao ONS, não cumpriu as metas de suprimento de energia ao cliente Celpa e de controle de tensão (3).

Equipamentos que maior contribuíram para o pagamento de parcela variável deste ano foram: linhas de transmissão, o compensador síncrono, reatores e autotransformadores (3).

No ano de 2012 o valor de parcela variável paga pela Regional do Pará foi da ordem de R\$ 1.641.985,66, havendo uma redução em 29% em relação ao ano de 2010, sendo o índice de falha humana de 25,4% da parcela variável paga e a meta de desempenho do sistema de transmissão que era de 99,48% foi atingida (4).

Para o ano de 2012 as subestações de Guamá, Vila do Conde, Marabá, Tucuruí tiveram desempenho Insatisfatório, pois, não atenderam a expectativa de disponibilidade do sistema de transmissão de sua responsabilidade conforme previsão contratual junto ao ONS (4).

Equipamentos que maior contribuíram para o pagamento de parcela variável deste ano foram: bancos de capacitores e linhas de transmissão (4).

No ano de 2013 o valor de parcela variável paga pela Regional do Pará foi de R\$ 503.964,60, equivalente a 0,61% da receita anual e a meta de desempenho do sistema de transmissão que é de 99,48% foi atingida (5).

Para o ano de 2013 as subestações de Utinga, Vila do Conde, Marabá, Rurópolis apresentaram desempenho razoável, pois atenderam a expectativa de disponibilidade do sistema de transmissão de sua responsabilidade conforme previsão contratual junto ao ONS foi eficaz no controle de tensão e cumpriu a meta de suprimento ao cliente Celpa, mas teve contra si o desconto de Parcela Variável referente à ocorrência em compensadores síncronos, bancos série, transformadores e banco de capacitores, sendo que 17% do valor da parcela paga foram classificados como falha humana (5).

Esta evolução de pagamento de parcela variável e índice de desempenho do Sistema de Transmissão é mostrada na figura 4.

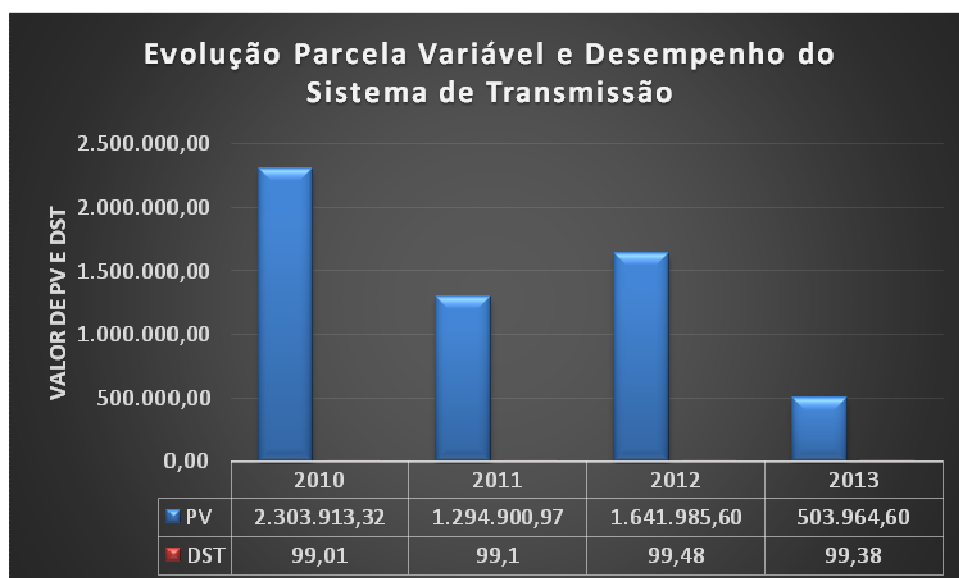


FIGURA 4 – Evolução Parcela Variável e Desempenho do Sistema de Transmissão OTP

A figura 5 mostra as principais causas de desligamentos para a Regional do Pará no ano de 2013 e enfatiza a diminuição de falhas humanas no Sistema de Transmissão

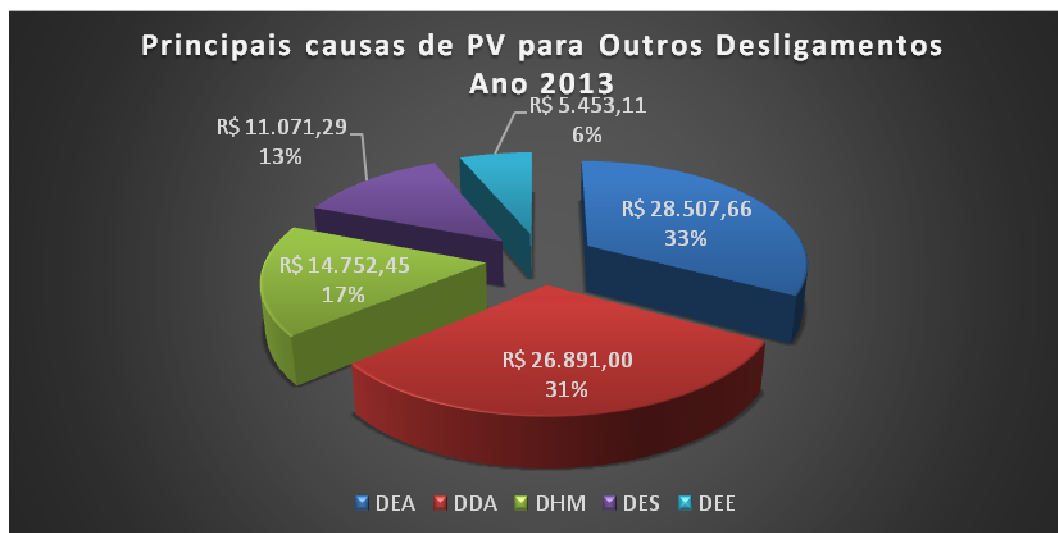


FIGURA 5 – Principais causas de PV para Outros Desligamentos Ano 2013 OTP

Legenda:

DEA – Desligamento por falha de Equipamentos Associados à função

DDA – Desligamento por Descarga Atmosférica

**DHM – Desligamento por Falha Humana**

DES – Desligamento por causa Externa, sem retorno

DEE – Desligamento em Emergência

Como ganho tangível pode-se observar a redução de 78% no pagamento de parcela variável pela Regional do ano de 2010 a 2013, a redução para 17% do índice de falha humana e reduziu à zero a aplicação de multas por órgãos fiscalizadores até o momento, em virtude da implantação deste método.

### 3.0 - CONCLUSÃO

Após três anos de implantação das auditorias técnicas nas subestações que compõem a extensa Regional de Transmissão do Pará, distribuídas nos municípios de Belém, Altamira, Marabá, Tucuruí e Barcarena, a equipe da assessoria de gestão da manutenção juntamente com seu superintendente, acredita ter tomado o caminho certo rumo a redução “zero” do índice de falhas e reincidências que podem provocar pagamento de multa perante auditoria de órgãos externos.

Considerando que os primeiros passos foram árduos, mediante alteração da rotina das instalações, bem como a da própria equipe de auditores, hoje algumas subestações, como a de Guamá, Utinga, Santa Maria e Marabá, estão passando pelo sexto ciclo do processo e constata-se “in loco” o progresso alcançado.

As não conformidades encontradas inicialmente, que a princípio eram consideradas pelas equipes como corriqueiras a exemplo de: lâmpadas queimadas, resistências inoperantes, sujeira em caixas de comando, identificações incompletas, alarmes não tratados, já não ocorrem mais na mesma proporção inicial. Até porque, caso a instalação reincida nas não conformidades, estas serão multiplicadas por um peso X, que causará uma penalidade e interferirá diretamente no índice de desempenho de gestão da manutenção da instalação.

Após a última auditoria aplica pela ANNEL em 2013, na SE-Marabá, o protocolo utilizado nas inspeções das instalações foram atualizados e novos itens são verificados agora como: inspeções preditivas (termografia, sazonal, coleta de óleo), painéis de atividades (segundo metodologia TPM), índice de indeferimentos ONS e relatórios de perturbação do sistema.

Para planos futuros, com previsão de implantação no ano de 2015, haverá mais uma forma de auditoria que será denominada de “Blitz da Manutenção”, que nada mais é, do que a verificação “in loco” das atividades que envolvem grandes vultos e de grande impacto no Sistema Interligado Nacional –SIN, em tempo real.

### 4.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

(1) Planilha de Auditoria Regional de Transmissão do Pará, trecho subestação Guamá, 2012, pág. 2;

(2) Relatório de Eficácia da Superintendência de Operação do Pará – OEOS, gráficos disponibilidade do sistema de transmissão e parcela variável, 2010 DST pág. 3 - 8;

- (3) Relatório de Eficácia da Superintendência de Operação do Pará – OEOS, gráficos disponibilidade do sistema de transmissão e parcela variável, 2011 DST pág. 3 - 10;
- (4) Relatório de Eficácia da Superintendência de Operação do Pará – OEOS, gráficos disponibilidade do sistema de transmissão e parcela variável, 2012 DST pág. 3 - 9;
- (5) Relatório de Eficácia da Superintendência de Operação do Pará – OEOS, gráficos disponibilidade do sistema de transmissão e parcela variável, 2013 DST pág. 3 - 9;
- (6) Contrato de Prestação de Serviços e Transmissão ANEEL nº10/1999 pág. 2

## 5.0 - DADOS BIOGRÁFICOS



Eleanor Dias de Sousa nasceu em 1981 em Belém, Pará, Brasil. Obteve o título de bacharel em Engenharia Elétrica, em 2006, na UFPA. Desde 2007 é Engenheira de Manutenção Elétrica da ELETRONORTE, lotada atualmente no Departamento de Engenharia.



Mario Alberto Roca Martins Filho Nasceu em Belém – PA, no ano de 1955. Graduado em Gestão Empresarial – UNAMA (2003). Especialização em Gestão Ambiental pelo Instituto Estudos Superiores da Amazônia – IESAM. (2005) - Curso de extensão universitária em Gestão Estratégica de Inovação Tecnológica no setor elétrico pela UNICAMP. (2009) - É professor do CENTRO DE EDUCAÇÃO TÉCNICA DO ESTADO DO PARÁ e Coordenador de Segurança e Meio Ambiente da Regional de Transmissão do Pará - OTP. Seus interesses profissionais incluem estudos sobre gestão de resíduos perigosos, avaliação de impacto ambiental, pesquisa de inovação e desenvolvimento tecnológico. Também é membro diretor de cooperativa de crédito do sistema SICOOB.



Ana Vera Neves de Souza nasceu em 1966 em Belém do Pará, Brasil, e deu início a sua carreira acadêmica em 1986 concluindo na Escola Técnica Federal do Pará o curso de Técnico em Edificações, desde então trabalha nas Centrais Elétricas do Norte do Brasil – Eletronorte, posteriormente em 1998 obteve o certificado de Técnico em Processamento de Dados pelo CEFET unidade Tucuruí e em 2004 a graduação em Tecnólogo em Informática pelo Centro Federal de Educação Tecnológica também na cidade de Tucuruí Pará. Trabalha na área de planejamento e controle da manutenção da regional de Transmissão do Pará com o sistema de controle SAP R/3 para gerenciamento da manutenção.