



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

Versão 1.0
23 a 26 de Outubro de 2011
Florianópolis - SC

GRUPO - XXI

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

ESCALONAMENTO DOS ENSAIOS MAIS ADEQUADOS LEVANDO-SE EM CONSIDERAÇÃO A PARCELA POR INDISPONIBILIDADE APLICADA AOS TRANSFORMADORES DE POTÊNCIA LIGADOS À REDE BÁSICA

Fagner Martins dos Santos (*)
UTFPR

Adriana Inês Corrêa
UTFPR

Renato Mitsuo Ohno
UTFPR

Emerson Rigoni
UTFPR

Marco Antônio Marin
UTFPR

RESUMO

Com base em um levantamento das falhas que podem retirar um transformador de operação, e por meio da aplicação de ferramentas de análise de falhas como Análise da Árvore de Falhas (Fault Tree Analysis - FTA) e Análise dos Modos de Falha, seus Efeitos e sua Criticidade (Failure Mode, Effects and Criticality Analysis - FMECA) é proposto neste trabalho, um escalonamento de ensaios de modo a ser evitado que transformadores conectados a rede básica saiam de operação além do tempo permitido pela resolução normativa 270 e sofram perda de receita por indisponibilidade do equipamento.

PALAVRAS-CHAVE

Manutenção de Transformadores, Resolução Normativa 270, Tempo de indisponibilidade, FMECA, FTA.

1.0 - INTRODUÇÃO

Os equipamentos conectados em tensão maior ou igual a 230kV estão sujeitos a legislação da ANEEL em diversos aspectos. No que diz respeito à qualidade de energia existe a Resolução 270 na qual se destaca o fato das concessionárias terem para seus equipamentos um tempo limite anual em que os mesmos podem ficar indisponíveis, seja por falha ou uma retirada de operação programada para manutenção. Tal resolução é relativamente recente (2007), e grande parte das empresas ainda está se adaptando a questão do que deve ser feito durante o período permitido de indisponibilidade, uma vez que não são cumulativas.

Neste trabalho serão considerados os transformadores que possuem, segundo a tabela anexa a Resolução 270, 21 ou 27 horas/ano como limites de indisponibilidade para desligamentos programados. Existe também um limite de tempo para que o equipamento seja desligado de maneira intempestiva, porém, esse limite é bem menor (2 horas) sendo ainda submetido a uma taxa de frequência de um desligamento ao ano. Esta última forma de desligamento é onerosa à empresa, gerando perdas ainda maiores de receita.

Propõe-se que as horas disponíveis sejam utilizadas com ensaios que possam diagnosticar possíveis falhas, ou fornecer subsídios que permitam prever o estado em que se encontra o transformador, visando com isso uma redução no valor dos descontos relativos à retirada de operação de maneira intempestiva dos equipamentos. A queima de um transformador pode também ser prevista com a realização de ensaios efetivos de modo a poder ser programada uma intervenção para correção do problema antes que a falha ocorra. O processo entre a queima de um desses equipamentos e sua movimentação demanda tempo e é demasiadamente onerosa.

O modelo adotado foi baseado no que se utiliza atualmente na COPEL (Companhia Paranaense de Eletricidade), e no conhecimento de especialistas da área. Por fim sugere-se um processo de validação considerando os resultados técnicos e financeiros.

Para obter os dados a respeito das falhas ocorridas foram utilizadas as técnicas de FMECA e FTA. Com base nessas ferramentas e no relatório técnico de análise estatística de desempenho de transformadores da ABRATE, foram avaliados os componentes dos transformadores e foi possível confirmar os itens mais críticos, os quais foram abordados nos trabalhos pesquisados. São eles: comutador de tap sob carga, buchas e enrolamentos.

Visando priorizar as ações a serem tomadas com base nos dados levantados no preenchimento da tabela FMECA é utilizado o índice NPR (Número de Prioridade de Risco), que é o produto entre os graus de Severidade, Ocorrência e Detecção de cada item. A partir desse índice são estabelecidos quais os componentes mais críticos do transformador.

O índice de ocorrência é uma estimativa das probabilidades combinadas de ocorrência de uma causa de falha ocorrer, e dela resultar um tipo de falha no equipamento. Os dados do relatório técnico da ABRATE foram manipulados de modo que se pudesse classificar em modos de falhas e, assim, estabelecer os índices de severidade, ocorrência e detecção para cada modo de falha conforme sugestão da norma SAE J1739. O índice de severidade reflete a gravidade do efeito da falha sobre o sistema, enquanto a avaliação da probabilidade da falha ser detectada antes de causar uma falha funcional é o que expressa o índice de detecção.

A Tabela 1 apresenta a aplicação da análise FMECA baseada no relatório técnico da ABRATE. Os dados do relatório foram agrupados conforme a recorrência dos modos de falhas e estão representados na coluna de ocorrência percentual. A partir dessa coluna foram estabelecidos intervalos de valores de ocorrência (percentual) para aplicação dos índices sugeridos pela norma SAE J1739.

Tabela 1 – Estudo FMECA realizado com dados de campo, sobre falhas nos transformadores (continua).

Item	Função	Falha Funcional	Modo de Falha	Causas do Modo de Falha	Efeito do Modo de Falha	Severidade (S)	Ocorrência (%)	Ocorrência (O)	Controles Atuais	Detecção (D)	NPR (S.O.D)
Sistema de Comando e Controle	Controlar os sistemas de ajustes de tensão	Impossibilidade de ajustar a tensão corretamente	Penetração de umidade	Vedação ressecada ou insuficiente	Atuação indevida	2	26	10	Inspeção Visual	2	40
	Medição de tensão e corrente	Impossibilidade de medição	Curto-circuito / Queima	Perda de isolamento	Explosão do equipamento	8	2,8	3	Levantamento de anormalidades	6	144
	Conexão dos sistemas de medição	Mau contato e/ou medição incorreta	Afrouxamento e/ou deterioração	Vibração	Aquecimento	3	4,2	5	Inspeção Visual	1	15
Enrolamento	Conduzir corrente para formação de fluxo magnético	Impossibilidade de gerar fluxo magnético	Curto-circuito / Queima	Perda de isolamento entre espiras	Queima do Equipamento / Atuação do sistema de proteção	8	13	8	Levantamento de anormalidades	9	576
			Descargas Parciais	Degradação do Isolante	Presença de Gás	7	0,5	1	Nenhum	9	63
Comutador com derivação em carga	Condução de corrente	Impossibilidade de condução de corrente	Afrouxamento	Desajuste Mecânico	Desgaste de Contatos	5	4,2	5	Manutenção a cada 6 anos	6	150
			Curto-circuito / Queima	Rompimento da cordoalha	Explosão / Presença de gás	8	7,9	5	Manutenção a cada 6 anos	8	320
			Rompimento de Cabo	Conexões mal feitas	Curto-circuito	8	3,3	5	Manutenção a cada 6 anos	8	320
			Penetração de umidade	Falha de vedação	Atuação indevida da proteção	5	6,1	5	Manutenção a cada 6 anos	6	150
	Executar a troca de tap	Impossibilidade de trocar o tap	Desajuste mecânico	Esforços mecânicos	Desligamento do equipamento	6	5,2	5	Inspeção Visual	3	90
			Operação indevida do disjuntor/comutador	Falha dos componentes do mecanismo	Atuação do sistema de proteção	5	4,2	5	Levantamento de anormalidades	5	125
			Perda de controle/comando	Falha do mecanismo	Falha do acionamento motorizado do comutador	6	0,5	1	Levantamento de anormalidades	5	30

Tabela 1 – Estudo FMECA realizado com dados de campo, sobre falhas nos transformadores (conclusão).

Item	Função	Falha Funcional	Modo de Falha	Causas do Modo de Falha	Efeito do Modo de Falha	Severidade (S)	Ocorrência (%)	Ocorrência (O)	Controles Atuais	Deteção (D)	NPR (S.O.D)
Buchas	Permitir a conexão entre a parte interna ativa do equipamento e a parte externa / Isolando as partes energizadas	Abertura de arco para partes não energizadas	Curto-circuito / Queima	Perda de isolamento	Explosão do equipamento	9	7,6	5	Ensaio de Fator de Potência se possível na manutenção do Comutador	6	270
				Penetração de umidade							
			Descarga Parcial	Degradação do Isolante	Alteração da Capacitância	9	2,4	3	Ensaio de Fator de Potência se possível na manutenção do Comutador	7	189
			Quebra / Trinca	Esforços mecânicos ou choque com outras partes	penetração de umidades	6	2,4	3	Inspeção Visual	4	72
Tanques e Acessórios	Evitar contato do óleo com o ar	Permitir o contato do óleo com o ar	Rompimento da bolsa do conservador	Bolsa do Conservador mau manuseada / envelhecimento	Atuação da proteção por nível de óleo	3	3,2	5	Levantamento de anormalidades	9	135
	Deteção geração de gás no equipamento	Atuação indevida	Penetração de umidade	Penetração de umidade no Relé Bulcholls	Atuação Indevida	4	2	3	Levanta-mento de anormalides	10	120
	Não permitir entrada de umidade	Penetração de umidade	Penetração de umidade	Falha de vedação	Contaminação dos isolantes	3	1,5	2	Análise do óleo	8	48
Sistema de Resfriamento	Ligar ventiladores por temperatura / Avisar sobretemperatura	Aviso de sobre-temperatura indevido	Defeito no monitor de temperatura	Falha nos componentes internos	Atuação indevida do relé de proteção pelo monitor de temperatura	4	1	2	Inspeção Visual	10	80
	Não permitir entrada de umidade	Penetração de umidade	Penetração de umidade	Falha de vedação	Atuação Indevida	2	0,5	1	Inspeção Visual	2	4
	Resfriamento do óleo	Impossibilidade de resfriamento	Desajuste mecânico	Esforços mecânicos	Quebra de peças	3	0,5	1	Levantamento de anormalidades	3	9
Óleo Isolante	Resfriar o enrolamento e isolar partes energizadas	Condução entre partes energizadas	Curto-circuito	Contaminação dos Isolantes	Perda de Isolamento	5	1	2	Análise do óleo	3	30

Fonte: Autoria Própria.

A Figura 3, gerada a partir da tabela FMECA, mostra os componentes e seus percentuais de ocorrência de falhas. De acordo com a tabela FMECA obtida, os componentes que mais apresentaram falhas são as buchas, enrolamentos e comutador de tap sob carga, o que confirma o que os estudos já haviam antecipado.

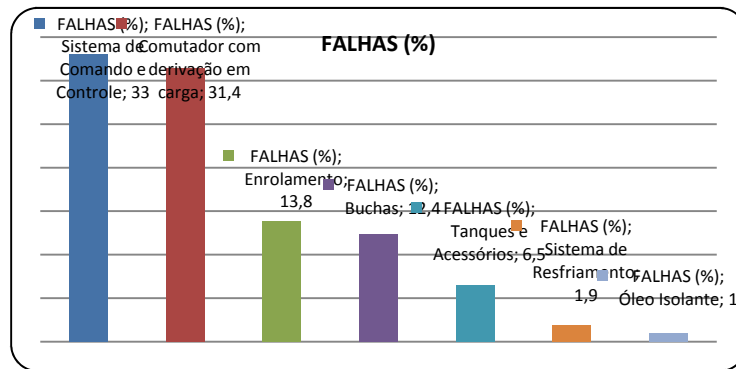


Figura 3 – Gráfico com os valores percentuais das falhas por componente.
Fonte: Autoria Própria.

Dos componentes do transformador foram escolhidos os três que apresentaram maior Número de Prioridade de Risco para a aplicação da ferramenta FTA (Figuras 4, 5 e 6). Esses correspondem por aproximadamente 60% das falhas a que estão sujeitas um transformador. Apesar do maior índice de falhas (33%) ter sido apresentado pelo sistema de comando e controle, o mesmo não é considerado nesse estudo por não ser componente do transformador e sim equipamentos adjacentes ao transformador.

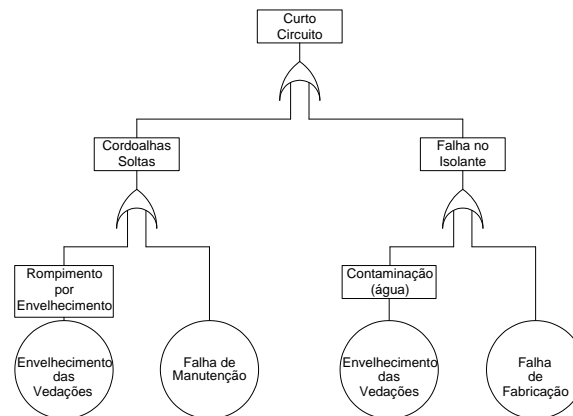


Figura 4 – FTA para a falha no Comutador de TAP sob carga de Curto Circuito em Comutador de tap sob Carga
Fonte: Elaborado a partir de conhecimento prático de especialista da área.

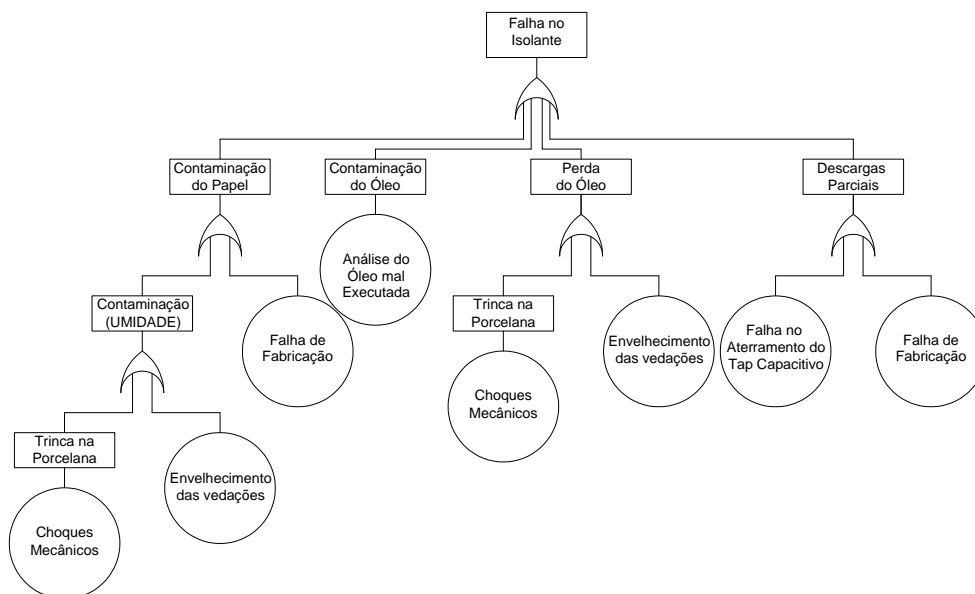


Figura 5 – FTA de Explosão de Bucha para falhas em buchas de transformadores
Fonte: Elaborado a partir de conhecimento prático de especialista da área.

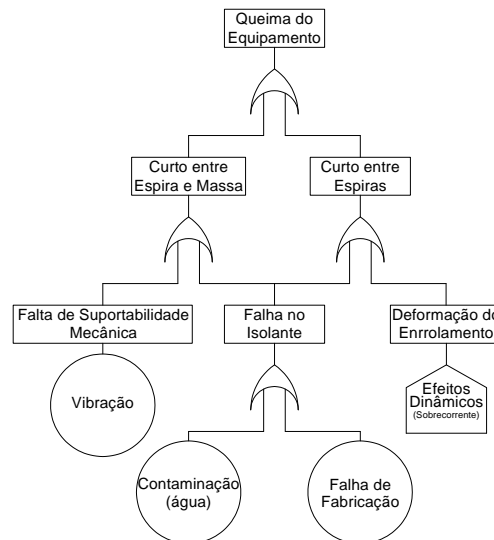


Figura 6 – FTA para falhas em enrolamentos de transformadores
 Fonte: Elaborado a partir de conhecimento prático de especialistas da área.

As técnicas serviram como confirmação prática dos dados levantados em outros estudos como o levantamento de Bechara e Brandão Jr. de 2009, bem como de um aprofundamento maior a respeito dos aspectos das falhas em transformadores, uma vez que tais ferramentas se prestam para a organização e explicitação do conhecimento dos especialistas e serviram para a tomada de decisões a respeito do sistema de manutenção a ser utilizado, ou seja, quais ensaios serão melhor aplicados.

4.0 - PROGRAMA DE MANUTENÇÃO BASEADO NA FRANQUIA DE INDISPONIBILIDADE

Após análise dos problemas apontados pelas ferramentas de análise FMECA e FTA, de ensaios que necessitam que o transformador seja retirado de operação para diagnóstico da condição, e com base nos conhecimentos empíricos de especialistas, concluiu-se que os ensaios que serão levados em consideração neste estudo, como proposta para utilização na COPEL, respeitando a franquia de indisponibilidade, serão:

- Ensaio de fator de potência;
- FRA (Análise de Resposta em Frequência) dos enrolamentos;
- Ensaio de resistência estática e dinâmica em comutadores sob carga;
- Fator de dissipação com variação da frequência.

Os ensaios acima têm por objetivo verificar a condição dos três componentes mais críticos. O ensaio de fator de potência do transformador irá verificar a condição do isolamento do enrolamento, o ensaio de análise de resposta em frequência permite uma análise da condição dos enrolamentos quanto ao seu posicionamento no núcleo caso ele tenha sido submetido a esforços mecânicos decorrentes de perturbações no sistema, o ensaio de resistência estática e dinâmica irá verificar se existe um mau funcionamento do comutador, e o ensaio de fator de dissipação com variação da frequência poderá indicar problemas no isolamento das buchas.

Considerando o tempo necessário para a realização de cada um desses ensaios e sua importância para o diagnóstico do transformador, chega-se a proposta de escalonamento de tempo para ensaios apresentada na Figura 7 utilizando-se a franquia de tempo de indisponibilidade, constante na resolução nº 270 da ANEEL.

Considerando o tempo de indisponibilidade de 21 horas/ano, apresenta-se a proposta de utilização de 8 horas no primeiro ano para ensaios no enrolamento, que serão reincorporadas no ano seguinte. No terceiro ano sejam utilizadas em torno de 10 horas para os ensaios de buchas e comutador, sendo que este último, por não ser muito conclusivo, deverá ser feito somente dentro da possibilidade de tempo. No ano subsequente serão repostas as horas utilizadas e no próximo ano será executada a manutenção do comutador, fechando desse modo um ciclo de seis anos.

Esse período foi utilizado com base nos trabalhos de MBC (Manutenção Baseada em Confiabilidade) da COPEL, e adequado com os levantamentos executados.

	Ano 1				Ano 2				Ano 3				Ano 4				Ano 5				Ano 6				Ano 7			
	T1	T2	T3	T4	T1	T2	T3	T4	T1	T2	T3	T4	T1	T2	T3	T4	T1	T2	T3	T4	T1	T2	T3	T4	T1	T2	T3	T4
Ensaio de Verificação																												
* Ensaio para os Enrolamentos																												
Fator de Potência do Transformador (duração 4 horas)																												
Análise de resposta em frequência (duração 4 horas)																												
* Ensaio para as Buchas																												
Fator de Potência com variação de frequência (duração 4 horas)																												
* Ensaio para o comutador																												
Resistência Dinâmica (duração 6 horas)																												
Manutenção Preventiva do CDC																												

Figura 7 - Proposta de escalonamento do tempo de ensaios e manutenção
Fonte: Autoria Própria.

Cabe ressaltar novamente que o intervalo entre os ensaios será utilizado em outros desligamentos para manutenção nos equipamentos adjacentes ao transformador. Levou-se em conta também o fato de que as horas restantes entre uma bateria de ensaios e outra serão fundamentais para a realização de trabalhos de manutenção caso alguma anormalidade seja encontrada em tais testes.

5.0 - CONCLUSÃO

Atualmente a gestão da manutenção é realizada por meio do sistema de Gerenciamento da Manutenção da Transmissão que é o meio pelo qual são programadas e monitoradas as manutenções realizadas nos equipamentos do sistema COPEL. Nesse sistema não estão contidas manutenções nos transformadores que não sejam as coletas de óleo e trabalhos nos comutadores.

A sistemática proposta poderá ser incorporada ao sistema existente, a partir do qual também são geradas as ordens de serviço para que, no tempo proposto no escalonamento as manutenções sejam executadas e posteriormente seus dados analisados.

A implementação de tal sistemática tem por objetivos evitar a perda de receita por indisponibilidade do transformador, conforme resolução 270 da ANEEL, além de gastos com operações improvisadas ou em caráter de emergência. Deve também trazer para dentro da empresa a cultura de realizar a manutenção em transformadores podendo ter um parecer de sua condição e permitir um acompanhamento efetivo de possíveis processos de falha.

A validação da proposta poderá ser por meio do acompanhamento das falhas ocorridas no transformador, após o período de aplicação desta metodologia e sua comparação com o número de falhas que ocorreram antes de sua aplicação por meio de indicadores que demonstrem o número de falhas detectadas antes da sua ocorrência e logicamente de um acompanhamento financeiro que considere a perda de receita por indisponibilidade do equipamento. Sendo que os valores levantados devem ser diretamente relacionados com suas causas.

6.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- (1) ANEEL – AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Resolução Normativa nº 270. 2007. BECHARA, R.; BRANDÃO JR., A.F. Análise de falhas em transformadores de potência e seus mecanismos de ocorrência. 2009. CIGRÉ.
- (2) BELTRÃO, V.C.V.M.; PAULINO, M.E.C.; NUNES, A.P. Medidas de Impedância de Curto Circuito e Reatância de Dispersão com Variação de Frequência em Transformadores de Potência. 2009. CIGRÉ.
- (3) CORREA, Adriana I. et al. "Escalonamento dos ensaios mais adequados levando-se em consideração a parcela por indisponibilidade aplicada aos transformadores de potência ligados à rede básica", Departamento acadêmico de eletrotécnica – Universidade Tecnológica Federal da Paraná, Curitiba– PR – Brasil, 2010.
- (4) HELMAN, Horacio; ANDERY, Paulo R. P. P. Análise de falhas (Aplicação dos métodos de FMEA e FTA). Belo Horizonte, MG: Fundação Christiano Ottoni, Escola de Engenharia da UFMG.
- (5) MUNDIM, P. D.; MENDES, J. C.; ASADA, E. N. FRA – Aplicação em Diagnóstico Avançado de Transformadores de Potência e Reatores de Alta Tensão. 2009. CIGRÉ.

(6) NUNES, A.P.; BELTRÃO, V.C.V.M.; PAULINO, M.E.C. Medições em campo de capacitância e fator de dissipação em buchas de transformador com variação de frequência – análise e resultados. 2009. CIGRÉ.

(7) PAULINO, M.E.C.; AGUIAR, R.; NUNES, A.P.; “Avaliação da resistência estática e dinâmica em comutadores sob carga e enrolamentos de transformadores.” 2004. XVIII Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica. Olinda, PE, Brasil.

(8) PENA, Miguel Carlos Medina. Falhas em transformadores de potência: uma contribuição para análise, definições, causas e soluções. 2003. Dissertação (Mestrado em Ciências da Engenharia) – Universidade Federal de Itajubá.

(9) SAKURADA, E. Y. Resumo sobre a técnica FMEA, 2008. Núcleo de Desenvolvimento Integrado de Produtos. Universidade Federal de Santa Catarina.

7.0 - DADOS BIOGRÁFICOS

Adriana Inês Corrêa

Nascimento: Curitiba / PR / 1985

Formação: Graduada em Engenharia Elétrica pela Universidade Tecnológica Federal do Paraná (UTFPR) em 2010. Experiência profissional: Engenheira Eletricista na empresa Siemens.

Emerson Rigoni

Nascimento: Palmeira / PR / 1970.

Formação: Graduado em Engenharia Elétrica pela Universidade Tecnológica Federal do Paraná (UTFPR) em 1995. Mestrado em Engenharia Elétrica e Informática Industrial pela UTFPR em 2002. Doutorado em Engenharia pela Universidade Federal de Santa Catarina (UFSC) em 2009.

Experiência profissional: Professor do Departamento Acadêmico de Eletrotécnica (DAELT) da UTFPR desde 1996. Temas abordados: metodologias para gestão da manutenção, métodos multicritérios para apoio a tomada de decisão e confiabilidade aplicada à engenharia. Atual coordenador do Curso de Engenharia Elétrica do DAELT/UTFPR – Campus Curitiba.

Fagner Martins dos Santos

Nascimento: Curitiba / PR / 1981

Formação: Graduado em Engenharia Elétrica pela Universidade Tecnológica Federal do Paraná (UTFPR) em 2010. Técnico em Eletrotécnica pela Universidade Tecnológica Federal do Paraná (UTFPR) em 2000.

Experiência profissional: Projetista de obras industriais de 2000 a 2005. Técnico de Manutenção Eletromecânica na Companhia Paranaense de Energia (COPEL) no período entre 2005 e 2011. Atual Coordenador de Obras na empresa Delta Greentech e Professor do curso Técnico em Eletrotécnica no Colégio Técnico Industrial de Araucária, PR.

Marco Antônio Marin

Nascimento: 22/09/1971

Formação: Graduado em Engenharia Industrial Elétrica pela UTFPR em 2000, Curso Especialização em Planejamento, Operação e Comercialização na Indústria de Energia Elétrica na UFPR em 2004, em 2005 mestrado em Sistemas de Potência na UFSC – SC, em 2006 Curso de Especialização em Gerência da Manutenção – UTFPR e em 2009 Curso de Aperfeiçoamento em Manutenção de Sistemas Elétricos – Fundação de Pesquisa e Assessoramento da Indústria – Itajubá – MG.

Experiência profissional: Engenheiro Eletricista Pleno atuando na área de Engenharia de Manutenção Eletromecânica de Equipamentos de Subestações da COPEL Transmissão como Supervisor do Setor de Transformadores do Departamento de Manutenção Eletromecânica, responsável pela manutenção em Transformadores de Potência de 138 a 500 kV, Comutadores de Derivação em Carga, Buchas Isoladoras e Transformadores para Instrumentos (Transformador de Corrente e de Potencial).

Renato Mitsuo Ohno

Nascimento: Registro / SP / 1982.

Formação: Graduado em Engenharia Elétrica pela Universidade Tecnológica Federal do Paraná (UTFPR) em 2010. Experiência profissional: Estágio na empresa Daiken Indústria Eletrônica S.A. Estágio na empresa Furukawa Industrial S.A. Atual Engenheiro de Produto na empresa Furukawa Industrial S.A.